ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ, ГЛОБАЛЬНЫЕ И РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной 90-летию со дня рождения академика РАН А.Э. Конторовича

ИНГГ СО РАН

Новосибирский государственный университет *НАСТОЯЩАЯ НАУКА

СО РАН

2022 2031 десятилетие науки и технологий

300 лет Российская Академия Наук

29 января – 1 февраля 2024 г., Новосибирск, Россия

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ОТДЕЛЕНИЕ НАУК О ЗЕМЛЕ
НАУЧНЫЙ СОВЕТ ПО ПРОБЛЕМАМ ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ,
РАЗРАБОТКИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ РАН
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ им. А.А. ТРОФИМУКА СО РАН
МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
НОВОСИБИРСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ, ГЛОБАЛЬНЫЕ И РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

**Материалы Всероссийской научной конференции,
посвященной 90-летию со дня рождения
академика РАН А.Э. Конторовича**

29 января – 1 февраля 2024 г.

НОВОСИБИРСК
2024

УДК 55
ББК 26.3
Ф94

ПРОГРАММНЫЙ КОМИТЕТ КОНФЕРЕНЦИИ

Председатель:
член-корр. РАН, д.ф.-м.н. В.Н. Глинских — ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск

Зам. председателя:
член-корр. РАН, д.г.-м.н. Б.Л. Никитенко — ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск

Члены Программного комитета:
академик РАН, д.х.н. В.Н. Пармон — Президиум СО РАН, г. Новосибирск
академик РАН, д.т.н. М.И. Эпов — ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск
академик РАН, д.т.н. О.М. Ермилов — ООО «Газпром добыча Надым»
член-корр. РАН, д.г.-м.н. Л.М. Бурштейн — ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск
член-корр. РАН, д.г.-м.н. В.А. Каширцев — ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск
член-корр. РАН, д.г.-м.н. В.А. Конторович — ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск
д.г.-м.н. А.М. Брехунцов — ООО «ГЕОДАТА», г. Тюмень
д.э.н. И.В. Филимонова — ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск
д.г.-м.н. А.Н. Фомин — ИНГГ СО РАН, НГУ, г. Новосибирск

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ КОНФЕРЕНЦИИ (ИНГГ СО РАН)

Председатель:
к.г.-м.н. М.А. Фомин

Члены Организационного комитета:
к.г.-м.н. Д.В. Аюнова
к.г.-м.н. И.А. Губин
к.г.-м.н. А.Ю. Космачева
к.г.-м.н. Н.В. Максимова
к.г.-м.н. Т.М. Парфенова
Б.М. Попов
Т.В. Чудаева

Секретари: к.г.-м.н. П.И. Сафронов, к.т.н. М.Й. Шумскайте

Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа: Материалы Всероссийской научной конференции, посвященной 90-летию со дня рождения академика РАН А.Э. Конторовича (29 января–1 февраля 2024 г., Новосибирск, Россия) / Прогр. комитет: В.Н. Глинских [и др.], орг. комитет М.А. Фомин [и др.]; РАН Отд-ние наук о Земле, Сиб. отд-ние РАН, ИНГиГ СО РАН, М-во науки и высшего образования РФ, ННИГУ. – Новосибирск: СО РАН, 2024. – 285 с.

ISBN 978-5-6049900-7-0

Сборник содержит материалы докладов, представленных на Всероссийской научной конференции «Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа», посвященной 90-летию со дня рождения академика РАН А.Э. Конторовича (Новосибирск, Россия, 29 января – 1 февраля 2024 г.).

Открывает сборник статья член-корр. РАН, д.г.-м.н. Л.М. Бурштейна и член-корр. РАН, д.г.-м.н. В.А. Конторовича, в которой детально рассмотрен вклад в развитие нефтегазового комплекса Советского Союза и России выдающегося геолога – нефтяника XX века, академика РАН А.Э. Конторовича.

В докладах отражены современные теоретические и практические проблемы геологии нефти и газа. Внимание уделено вопросам общей и региональной геологии нефтегазоносных осадочных бассейнов, решению актуальных задач тектоники, седиментологии, литологии, палеогеографии, геохимии, стратиграфии и палеонтологии.

В публикациях обсуждаются новые результаты исследований в области органической геохимии и литологии черносланцевых комплексов, геохимии нефтей, гидрогеологии и гидрогеохимии нефтегазоносных бассейнов, углеводородного потенциала недр России и Узбекистана. Серия работ посвящена моделированию нефтегазообразования в осадочных отложениях Сибири, методам компьютерного моделирования геологических процессов, оценке ресурсов и выявлению закономерностей размещения месторождений углеводородов.

В ряде докладов представлены результаты изучения геофизических исследований скважин, новые геофизические методы поисков углеводородов.

В сборник включены доклады, направленные на обсуждение проблем экономики и экологии нефтегазовой отрасли.

Материалы конференции представляют интерес для специалистов-геологов широкого профиля, а также для преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений, специализирующихся в области наук о Земле.

УДК 55
ББК 26.3

Издается в авторской редакции

ISBN 978-5-6049900-7-0

© Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, 2024

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_3

К 90-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ АКАДЕМИКА РАН А.Э. КОНТОРОВИЧА

Л.М. Бурштейн[1], В.А. Конторович[1, 2]

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия
[2]Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия

ON THE 90TH BIRTH ANNIVERSARY OF THE ACADEMICAN OF THE RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES A.E. KONTOROVICH

L.M. Burshtein[1], V.A. Kontorovich[1, 2]

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Koptug ave. 3, Novosibirsk, Russia, 630090
[2] Novosibirsk State University, 1, Pirogova str., Novosibirsk, Russia, 630090,

21 января 2024 г. исполнилось 90 лет со дня рождения геолога-нефтяника с мировым именем, выдающегося организатора науки и государственного деятеля, академика РАН – Алексея Эмильевича Конторовича. Настоящий сборник статей составлен из докладов конференции, которая была посвящена этому замечательному юбилею.

Масштаб личности Алексея Эмильевича таков, что невозможно в краткой публикации осветить ее с достойной полнотой. Оставив за рамками общественную и государственную деятельность А.Э. Конторовича и большинство формальных деталей его профессиональной карьеры, кратко остановимся на основных (далеко не всех) направлениях его научных интересов.

Мировую славу А.Э. Конторовичу принесли работы по геохимии органического вещества горных пород. Однако его научные исследования охватывали существенно более широкий круг объектов, явлений и проблем – от теоретических основ осадочно-миграционной теории нефтегазообразования до локальных моделей геологического строения нефтегазоперспективных зон и объектов и выборе мест положения конкретных параметрических и поисково-разведочных скважин.

Исторически первой областью, в которой проявился научный талант А.Э. Конторовича, была литология и неорганическая геохимия седиментационных процессов. Одна из первых публикаций Алексея Эмильевича, основанная на результатах этих исследований, вышла в журнале «Геологии и геофизика» более 50 лет назад. Полученные в этот период результаты не потеряли своего значения до сих пор.

Среди других направлений, которыми А.Э. Конторович с неизменным успехом занимался в дальнейшем можно отметить (перечень безусловно субъективный и не полный): органическую геохимию углеводородных флюидов, рассеянного органического вещества и углей; гидрогеологию и гидрогеохимию; стратиграфию нефтегазоносных бассейнов Сибири и шельфов Северных морей; региональную геологию нефтегазоносных провинций Евразии и мира; методику прогноза, поисков и разведки месторождений нефти и газа; количественную оценку перспектив нефтегазоносности; экономику нефтегазовой отрасли; теорию нафтидогенеза. Результаты его исследований нашли отражение в огромном массиве публикаций (более полутора тысяч, в том числе более 70 монографий).

А.Э. Конторович внес огромный вклад в разработку стратегических вопросов социально-экономического развития страны, в первую очередь топливно-энергетического комплекса. Он активно участвовал в научном обосновании строительства и выбора трассы газопровода «Сила Сибири», являлся одним из ключевых авторов, утвержденных Правительством РФ программ: «Стратегии экономического развития Сибири», «Энергетической стратегии России до 2030 г.», «Генеральной схемы развития газовой отрасли России на период до 2030 г.», «Стратегии развития нефтехимической промышленности России до 2030 г.» и многих других документов. Результаты этих исследований докладывались А.Э. Конторовичем на самом высоком уровне.

Особое место в исследованиях А.Э. Конторовича занимали теория нафтидогенеза и геохимия всех форм органического вещества (ОВ). В его работах детально изучены все этапы эволюции ОВ осадков и осадочных породах. В том числе им изучены закономерности накопления и диагенетические превращения ОВ в связи с формированием и качеством нефтегазопроизводящих толщ; превращения ОВ на стадии катагенеза, определяющие реализацию им нефтегазоматеринского потенциала.

Исследование процессов катагенеза ОВ легло в основу создания и развития (одновременно и, на определённых этапах, совместно с Н.Б. Вассоевичем, С.Г. Неручевым и др.) представлений о зональности и стадийности процессов нефтегазообразования. Эти работы и работы по изучению механизмов

и форм миграции рассеянных углеводородов заложили теоретические основы диагностики нефтепроизводящих пород и создали базис объемно-генетического и историко-генетического методов оценки ресурсов нефти и газа.

Следует особо отметить выполненные под руководством А.Э. Конторовича работы по геохимии керогена, пионерные исследования биомаркеров в ОВ пород и нефтях бассейнов Сибири, работы по геохимии изотопов углерода в рассеянном ОВ и нефтях, по изучению геохимии и выделению типов нефтей.

В теоретическом плане особый интерес представляет развивавшееся Алексеем Эмильевичем с учениками учение о нефтегазоносных бассейнах как открытых самоорганизующихся системах и изучение эволюции и цикличности нефтегазообразования в истории Земли.

Последние годы Алексей Эмильевич уделял особое внимание проблеме нефтегазоносности высокоуглеродистых («сланцевых») формаций, которые одновременно являются нефтегазопроизводящими. Под его руководством выполнены научные комплексные исследования, посвященные баженовской свите Западной Сибири и парфеновскому горизонту Сибирской платформы.

Алексей Эмильевич широко известен и как крупнейший организатор фундаментальных научных исследований. Создав, по существу, с нуля направления органической геохимии, количественных и математических методов в нефтегазовой геологи, экономики нефтегазового комплекса в отраслевом Сибирском НИИ геологии и геофизики и минерального сырья (1958–1989 гг.), он, на новом уровне, повторил это научно-организационное достижение после перехода в Академию наук, создав и возглавив в 1990 г. Институт Геологии нефти и газа, а затем в 2005 г. организовав Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, где продолжал творить в качестве научного руководителя направления. Его усилиями был воссоздан Кемеровский научный центр СО РАН, которым он руководил с 2008 по 2019 гг. и продолжал курировать его до последних дней.

А.Э. Конторович всегда уделял большое внимание подготовке кадров. Вместе с В.С. Вышемирским и А.А. Трофимуком он создал на геологическом факультете Новосибирского государственного университета кафедру геологии месторождений нефти и газа и тридцать лет руководил ей. Он многие годы читал лекции в Московском Государственном университете, Томском политехническом университете, Тюменском индустриальном университете. А.Э. Конторович избран почетным профессором Томского государственного университета, Китайского нефтяного университета и др. Под его руководством и при его консультациях защищены более сотни кандидатских и десятки докторских диссертаций. Несколько его учеников стали членами РАН.

Одно из важнейших достижений Алексея Эмильевича, несомненно, создание неформального коллектива соратников, которых он поддерживал на протяжении всей жизни. Многие из них стали известными специалистами, и их статьи, характеризующие различные направления научного творчества академика А.Э. Конторовича, представлены в настоящем Сборнике.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_5

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЮРСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОИЗВОДЯЩИХ ТОЛЩАХ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ МЕГАСИНЕКЛИЗЫ

Я.С. Апанасенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. В данной работе методом историко-геологического моделирования были реконструированы процессы нефтегазообразования юрских нефтегазопроизводящих толщ на территории Большехетской мегасинеклизы. Восстановлены процессы осадконакопления, прогрева отложений и генерации углеводородов. Оценены масштабы образованных юрскими нефтегазопроизводящими толщами углеводородов.

Ключевые слова: *Большехетская мегасинеклиза, бассейновое моделирование, генерация углеводородов*

MODELING OF HYDROCARBON GENERATION IN THE JURASSIC OIL AND GAS PRODUCING STRATA OF THE BOLSHEKHETSKAYA MEGASYNECLISE

I.S. Apanasenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The processes of oil and gas formation of Jurassic oil and gas producing strata in the Bolshekhetskaya megasyneclise are reconstructed by the method of historic-geological modeling. Sedimentation processes are reconstructed. The values of the deep heat flow at the base of the sediments. Results are presented to quantify the amount of hydrocarbons.

Key words: *basin modeling, hydrocarbons generation, Bolshekhetskaya megasyneclise*

Район исследования расположен на севере Западной Сибири в районе Обской и Тазовской губы. В пределах Ямало-Ненецкого автономного округа. Исследуемый район является классическим примером территории, для которой характерно образование и аккумуляция углеводородов. В изучаемом районе сложились благоприятные палеообстановки для накопления и захоронения нефтематеринских толщ, богатых органическим веществом; за счет тектонических процессов формируется крупный очаг генерации и зоны нефтегазонакопления, формирование которых совпадает с интенсивными процессами нефтегазообразования. Все это способствовало формированию уникальных месторождений нефти и газа.

Наиболее крупными тектоническими элементами на территории исследования, выделяемыми в кровле верхнеюрского структурного яруса, являются Большехетская мегасинеклиза, которая занимает центральную часть территории исследования, на севере от нее простирается Мессояхская наклонная гряда.

В работе использовался метод историко-геологического моделирования, который заключается в численном восстановлении истории реализации генерационного потенциала нефтегазопроизводящими толщами с учётом всех этапов геологического развития осадочного бассейна.

Цель данной работы – построение бассейновой модели на территории Большехетской мегасинеклизы, с учётом новых и накопленных в ИНГГ СО РАН данных о геологическом строении, палеобатиметрии и характеристик керогенов. Выполнить моделирование генерации углеводородов в юрских нефтегазопроизводящих толщах Большехетской мегасинеклизы, определить время их интенсификации, оценить масштабы генерации газообразных и жидких углеводородов.

Объектом исследования являются юрские нефтегазопроизводящие толщи Большехетской мегасинеклизы Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Была построена трехмерная модель района исследования. Структурный каркас модели охватывает весь разрез мезозойской-кайнозойского осадочного чехла района исследования. Для учета процессов уплотнения пород под давлением слоя воды в морских условиях были оцифрованы палеогеографические схемы, и на их основе построены карты глубин моря для мелового и юрского периодов на основе работ [1, 2, 3]. Тепловая история пород калибровалась на основе значения отражательной способности витринита (R°vt) [4, 5,] в кровле юрских отложений и современных температур в осадочном чехле. Тепловой поток принимался постоянным по времени.

© Я.С. Апанасенко, 2023

Таблица 1

Количество генерированных жидких и газообразных углеводородов

Нетфегазопроизводящий горизонт	Нефть (млн тонн)	Газ (млрд м^3)
Баженовский	205 501	16 483
Малышевский	231 171	24 284
Лайдинский	5.3	1 903
Китербютский	859	11 605
Левинский	15.9	5 324
Всего	437.5 млрд тонн	59.6 трлн м^3

На территории исследования в отложениях юры в качестве нефтегазогенерирующих толщ рассматривались баженовская, малышевская, лайдинская, зимняя (левинская), и китербютская толщи. В качестве исходных данных использовались эффективные толщины нефтегазопроизводящих толщ, начальное содержание органического углерода ($C_{орг}$), а также тип органического вещества (керогена) и его кинетические характеристики (начальный генерационный потенциал, его распределение по энергиям активации и значения частотного фактора).

В работе были построены наборы карт времени вхождения и выхода нефтегазопроизводящих толщ в главную зону нефтегазообразования, в соответствии со шкалой катагенеза [6], а также схематические карты кумулятивных масштабов генерации газообразных и жидких углеводородов органическим веществом.

Общий объём генерированных жидких углеводородов составил 435.5 млрд тонн (табл. 1). Основная масса нефти была сформирована малышевским и баженовским горизонтами, 52.8% и 46.9% соответственно. Суммарное количество генерированных газообразных углеводородов всеми нефтегазопроизводящими толщами составило 59.6 трлн м^3 (см. табл. 1). Около 40% от общего объема газообразных УВ сгенерировано органическим веществом малышевского горизонта, 27.5% – баженовским горизонтом и 19.5% – китербютским горизонтом.

Процессы генерации углеводородов начались 135–130 млн лет назад, в валанжине. Основной объем углеводородов был сгенерирован к концу палеоцена, 50–40 млн лет назад. Пик генерации углеводородов приходится на период 65–60 млн лет назад, конец меловой – начало палеогеновой систем.

Основной очаг генерации зафиксирован в Северо-Тазовской мегавпадине, где отмечаются максимальные масштабы процессов нефтегазообразования. Также интенсивные процессы генерации углеводородов зафиксированы в Нерутинской мегавпадине, вдоль южного склона Мессояхской наклонной гряды и в центральной части Большехетской мегасинеклизы.

Суммарная генерация жидких и газообразных углеводородов юрскими нефтегазопроизводящими толщами наиболее интенсивно происходила 70–50 млн лет назад, что совпало по времени с формированием крупных ловушек за счет тектонических процессов. Совокупность этих факторов предопределила нефтегазоносность меловой части разреза на территории Большехетской мегасинеклизы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин, Л.Г. Вакуленко, Е.А. Гайдебурова, В.П. Данилова, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8, – С. 972–1012.
2. Конторович А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А.Э. Конторович, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Ю.Н. Карогодин, В.А. Конторович, Н.К. Лебедева, Б.Л. Никитенко, Н.И. Попова, Б.Н. Шурыгин // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 745–776.
3. Казаненков В.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в позднем байосе-бате / В.А. Казаненков // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62, № 8. – С. 1172–1187.
4. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / А.Н. Фомин. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
5. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна / А.Н. Фомин, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков // Геология и геофизика. – 2001. – Том 42. – № 11–12. – С. 1875–1887.
6. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г Эрвье // М.: Недра, – 1975. – 680 с.

УДК 550.834.05:551.2(571.56)
DOI 10.53954/9785604990070_7

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ПОСТАНОВКА ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОМ ОБРАМЛЕНИИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

А.П. Афанасенков[1], Д.С. Лежнин[2]

[1]Росгеология, г. Москва
[2] Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья

Аннотация. В публикации рассмотрено геологическое строение и перспективы нефтегазоносности неопротерозой-палеозойских осадочных комплексов северных районов Республики Саха (Якутия) и северо-востока Красноярского края. В разрезе перспективных нефтегазоносных комплексов (ПНГК): рифейского, вендского, кембрийского, ордовик-силурийского, девон-карбонового и пермского выявлены основные морфологические и генетические типы возможных ловушек. Определены нефтегазоматеринские толщи и оценен их генерационный потенциал. Составлена карта-схема перспектив нефтегазоносности региона, определены первоочередные направления геологоразведочных работ (ГРР).

Ключевые слова: *неопротерозой-палеозойские, перспективный нефтегазоносный комплекс (ПНГК), ловушка, нефтегазоматеринские толщи, генерационный потенциал, геологоразведочные работы (ГРР)*

GEOLOGICAL STRUCTURE, OIL AND GAS POTENTIAL AND EXPLORATION ON THE NORTHEASTERN RIM OF THE SIBERIAN PLATFORM

A. Afanasenkov[1], D. Lezhnin[2]

[1]Rusgeology, Moscow
[2] Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources

Annotation. The publication discusses the geological structure and oil and gas potential of the Neoproterozoic-Paleozoic sedimentary complexes of the northern regions of the Republic of Sakha (Yakutia) and the northeast of the Krasnoyarsk Territory. In terms of prospective oil and gas complexes (APGC): Riphean, Vendian, Cambrian, Ordovician-Silurian, Devonian-Carboniferous and Permian, the main morphological and genetic types of possible traps were revealed. Oil and gas source strata have been identified and their generation potential has been estimated. A map-scheme of the prospects for oil and gas potential of the region has been drawn up, priority areas of geological exploration (GE) have been determined.

Key words: *Neoproterozoic-Paleozoic, prospective oil and gas complex (APGC), reservoir, oil and gas source strata, generation potential, geological exploration*

СХЕМАТИЧЕСКАЯ КАРТА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Район работ охватывает части пяти нефтегазоносных областей (НГО) – Анабаро-Хатангской, Лено-Анабарской, Анабарской, Предверхоянской и Лаптевоморской (рис. 1).

В.А. Конторовичем с соавторами [1, 2], после обобщающих работ в регионе, сделан вывод, что несомненный интерес в отношении нефтегазоносности представляют отложения рифея, венда, кембрия и преимущественно – перми.

Авторами данной публикации подтверждены выводы специалистов ИНГГ СО РАН, составлена прогнозная карта нефтегазоносности региона, на которую вынесены прогнозные зоны по всем оцениваемым ПНГК (рис. 2). Приведены оценки суммарных ресурсов категории D_2, показано районирование по фазовому составу нафтидов.

В структурном плане выделяется три основных зоны, представляющие наибольший интерес в отношении перспектив их нефтегазоносности:

1. В пограничной зоне между Анабаро-Хатангской седловиной (АХС) и Лено-Анабарским прогибом (ЛАП), по кровле рифейских, вендских и кембрийских отложений выявлена крупная положительная структура – Лаптевоморский свод. Территориально она занимает прибрежную акваторию моря Лаптевых и часть побережья к востоку от Анабарской губы. В её пределах перспективны отложения рифея, венда, кембрия и перми.

2. Вдоль северного, прискладчатого борта ЛАП и АХС оконтурена протяженная зона поднятий, выраженная по кровле пермских отложений. Зона протягивается в субширотном направлении от Хатангского залива до Оленёкской протоки. Здесь, вероятны надвиговые дислокации и дизъюнктивные

© А.П. Афанасенков, Д.С. Лежнин, 2023

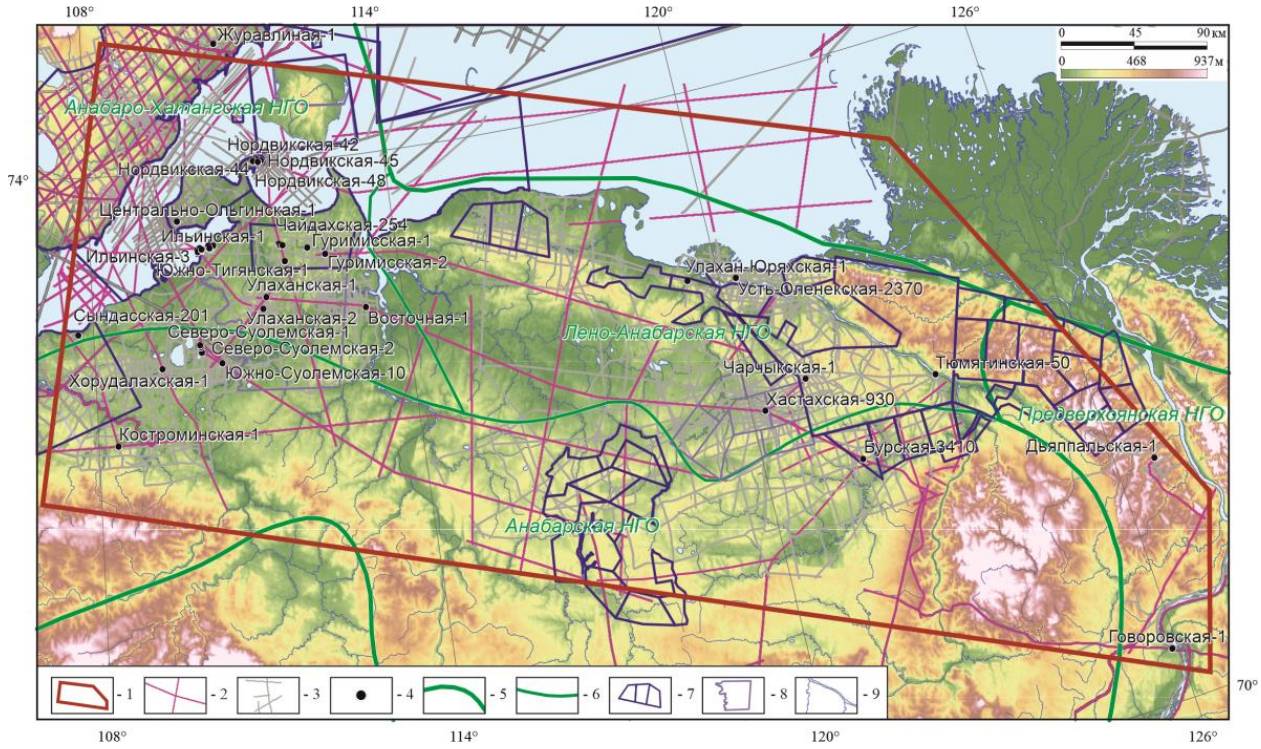


Рис. 1. Схема лицензирования и геолого-геофизической изученности (на 01.01.2024)

1 – район исследования; сейсморазведочные профили: 2 – после 2000 г., 3 – до 2000 г.; 4 – глубокие скважины; 5 – границы НГП; 6 – границы НГО; 7 – распределенные УН; 8 – нераспределённые УН; 9 – речная сеть;

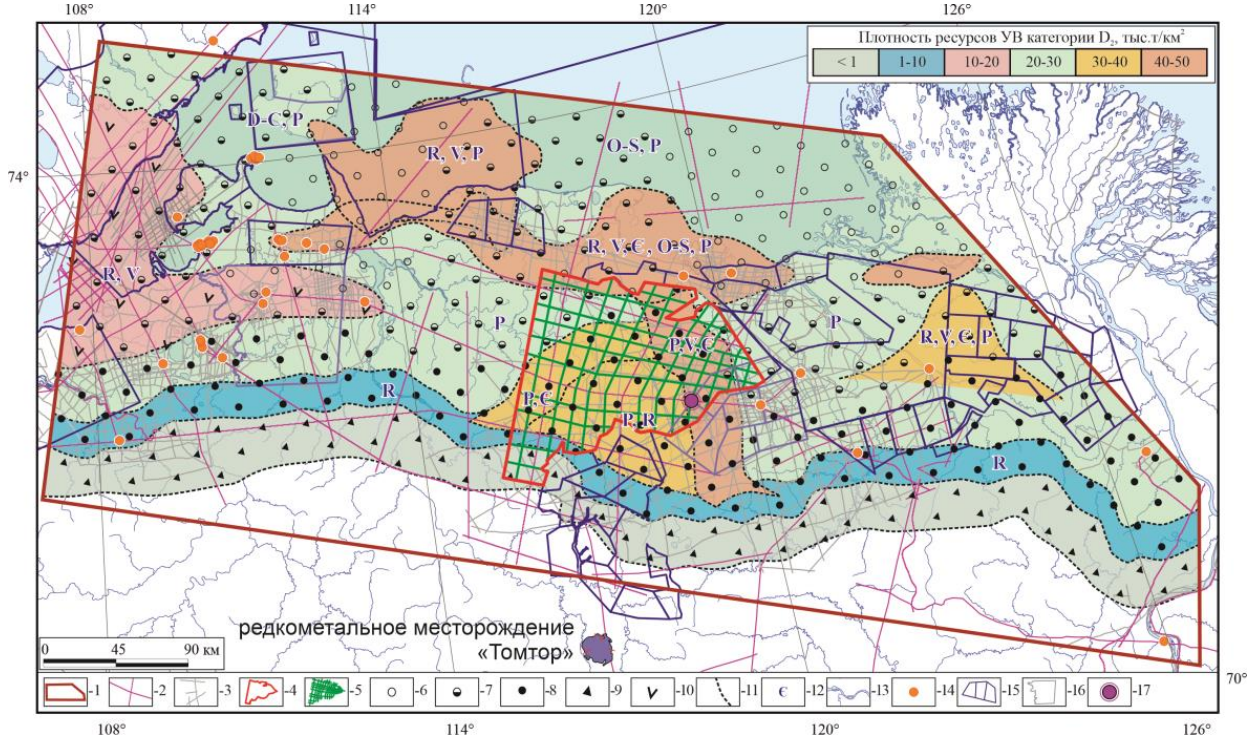


Рис. 2. Прогнозная схематическая карта перспектив нефтегазоносности региона

1 – район исследования; сейсморазведочные профили: 2 – после 2000 г.; 3 – до 2000 г.; 4 – Хатыгыно-Уэленский объект ГРР; 5 – проектные профили; Зоны преимущественного распространения залежей: 6 – газовых и газоконденсатных; 7 – нефтегазовых и газонефтяных; 8 – нефтяных; 9 – тяжелых нефтей и битумов; 10 – зоны развития траппового магматизма; 11 – границы прогнозных зон нефтегазонакопления; 12 – возраст перспективных отложений; 13 – гидрография; 14 – глубокие скважины; 15 – УН распределенного фонда; 16 – УН нерапсределенного фонда; 17 – проектная скважина Буолкалахская-1

нарушения, осложняющие строение пликативных структур. В качестве перспективных уровней прогнозируются пермские, ордовикские, кембрийские и рифей-вендские комплексы.

3. В области сочленения ЛАП и Анабарской антеклизы выявлена крупная перспективная зона, приуроченная к эрозионному контакту рифейских дезинтегрированных карбонатов с терригенными породами перми. Северо-западнее и восточнее к приподнятому блоку примыкают зоны подклинивания кембрийских и венд-кембрийских преимущественно карбонатных отложений.

ОБЪЕКТЫ И НАПРАВЛЕНИЯ ГРР

Авторами, исходя из выполненных оценок, предлагается Хатыгыно-Уэленский объект постановки ГРР (см. рис. 2). Объем проектных сейсмических профилей предварительно составит 1800 пог. км, что позволит достичь плотности кондиционных сейсмических данных порядка 0,15 км/км^2. Рекомендуется так же провести электроразведочные работы в том же объеме. Территория объекта охватывает наиболее перспективные участки нераспределенного фонда недр в регионе. Важным моментом является близость Хатыгыно-Уэленского объекта ГРР к Томторскому редкометальному месторождению, планируемого к разработке в 2025 году (см. рис. 2).

Так же к бурению рекомендуется параметрическая скважина – Буолкалахская-1 (см. рис. 2). Проектная глубина скважины – 4000 м, проектный горизонт – рифей. Место заложения будет уточнено по результатам проведения региональных ГРР.

Цель бурения скважины – детализация геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений. Предполагается так же оценить ФЕС пород и решить поисковые задачи.

Рекомендуется опробование ряда объектов – возможные литологические ловушки пермского комплекса, залежи в дезинтегрированных карбонатах лапарской и кессюсинской свит кембрия-венда, а так же кавернозные и трещиноватые карбонатные пачки тукуланской, куладинской и таймылырской свит верхнего рифея.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А. и др. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1253–1274.
2. Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю. и др. Сейсмогеологические модели и нефтегазоносность осадочных комплексов в арктических регионах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская нефтегазоносные области) // Геология нефти и газа. – 2019. – № 5. – С. 15–26.

УДК 665.61:553.982.2:547.91
DOI DOI 10.53954/9785604990070_10

ГЕОХИМИЯ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ И АЛКИЛТОЛУОЛОВ СОСТАВА C_{10}–C_{30} В НЕФТЯХ ВЕРХНЕГО ПРОТЕРОЗОЯ И НИЖНЕГО КЕМБРИЯ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

А.Р. Ахмедова[1], О.В. Серебренникова[2]

[1]Новосибирский филиал Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института, г. Новосибирск
[2]Институт химии нефти СО РАН, г. Томск

Аннотация. Методом хромато-масс-спектрометрии изучены особенности состава алкилбензолов и алкилтолуолов древних нефтей Сибирской платформы. Выявлены признаки, указывающие на неоднородность состава исходного ОВ и термической преобразованности исследованных нефтей. В отличие от нефтей из отложений рифея нефти венд-кембрийских отложений характеризуются выраженным преобладанием гомологов алкилбензолов C_{21}, C_{23} и алкилтолуолов C_{22}, C_{24}, более низкими значениями показателя термической преобразованности алкилтолуолов и неравномерным (нелинейным) изменением состава их изомеров в низко- и высокомолекулярной областях.

Ключевые слова: *Сибирская платформа, рифей, венд, кембрий, нефть, ароматические углеводороды, алкилбензолы, алкилтолуолы.*

GEOCHEMISTRY OF ALKYLBENZENES AND ALKYLTOLUENES C_{10}–C_{30} IN THE PALEOZOIC AND LOWER CAMBRIAN OILS FROM THE SIBERIAN PLATFORM

A.R. Akhmedova[1], O.V. Serebrennikova[2]

[1]Novosibirsk Branch of All-Russian Research Geological Oil Institute, Novosibirsk
[2]Institute of Petroleum Chemistry, Russian Academy of Science, Siberian Branch, Tomsk

Annotation. The composition of alkylbenzenes and alkyltoluenes of ancient oils from the Siberian platform has been studied by chromatography-mass-spectrometry. The signs indicating different sources rocks and maturity of the studied oils were revealed. Unlike Riphean oils, the oils from the Vendian-Cambrian deposits are characterized by a pronounced predominance of homologues of alkylbenzenes C_{21}, C_{23} and alkyltoluenes C_{22}, C_{24}, a lower level of thermal transformation of alkyltoluenes and an uneven (nonlinear) change in the composition of their isomers in the low and high molecular weight regions.

Keywords: *Siberian Platform, Riphean, Vendian, Cambrian, crude oils, aromatic hydrocarbons, alkylbenzenes, alkyltoluenes.*

Нефтяные алкилбензолы (АБ) с линейным алкильным заместителем и их метилзамещенные гомологи – алкилтолуолы (АТ) являются одними из важнейших и широко распространенных компонентов нефтей. Эти соединения не синтезируются непосредственно живыми организмами, а образуются в результате преобразования захороненного ОВ [1]. Экспериментально доказано, что АБ и АТ, как и *н*-алканы могут образовываться из жирных кислот и спиртов в результате термокаталитических реакций [2]. Состав и распределение АБ и АТ в нефтях зависят от типа исходного ОВ, условий его накопления и термической преобразованности, а также от влияния вторичных процессов, таких как биодергадация, миграция УВ [1, 2, 3].

Месторождения центральной части Восточной Сибири, такие как Юрубчено-Тохомское, Собинское, Верхнечонское, Талаканское и др., являются древнейшими на Земле. Возраст нефтесодержащих толщ составляет 509–1100 млн лет. В настоящее время представление об источниках генерации древних нефтей остается дискуссионным и базируется преимущественно на основе состава насыщенные УВ-биомаркеров, таких как *н*-алканы, изопреноиды, стераны, терпаны [4–7]. Однако, чтобы получить более полную картину о генерации и аккумуляции УВ залежей и выработать дополнительные критерии прогноза нефтегазоносности, необходимо применять большее число классов соединений, в том числе и ароматических.

Цель работы заключалась в выявлении закономерностей изменения состава и молекулярно-массового распределения алкилбензолов и алкилтолуолов в нефтях из отложений верхнего протерозоя (рифей, венд) и нижнего кембрия Сибирской платформы.

Были исследованы 27 образцов нефти, отобранных из отложений рифея Байкитской нефтегазоносной области (НГО), венда Катангской НГО и венда – нижнего кембрия Непско-Ботуобинской НГО. Состав АБ и АТ определи методом хромато-масс-спектрометрии углеводородной фракции нефти. Ана-

© А.Р. Ахмедова, О.В. Серебренникова, 2023

лиз выполняли на аппаратно-программном комплексе: хроматограф «Кристалл-5000.2» (Хроматэк), масс-спектрометрический детектор DSQ-II (Termo) и колонка VF-5ms (VARIAN) (60 м × 0.32 мм × 0.25 мкм) в режиме линейного программирования температуры от 80 до 300 °С со скоростью 3 °С/мин, температура испарителя 250 °С.

В изученных нефтях идентифицированы АБ и АТ состава C_{10}–C_{30}. Нефти из отложений рифея характеризуются более низким содержанием АБ (отношение АБ/АТ до 0.3) по сравнению с нефтями венда и кембрия (отношение АБ/АТ 0.4–0.9).

Профиль распределения АБ характеризуется широким максимумом в области C_{13}–C_{17}, с повышенным содержанием гомологов $C_{21,}$ C_{23}. В нефтях из отложений рифея преобладание гомологов C_{21} и C_{23} менее выражено, чем в нефтях из венд-кембрийских отложений. Повышенное содержание АВ C_{21} и C_{23} может быть связано с неоднородностью в составе биопродуцентов исходного ОВ и наличием дополнительных источников их образования. Таких, например, как полиолефин – генейкозагексаен-3,6,9,12,15,18, присутствующий в морских планктонных водорослях [8], или кортизалин – природный полиеновый пигмент (15-*п*-гидроксифенилпентадека-2,4,6,8,10,12,14-гептеновая кислота), обнаруженный в высоких концентрациях у некоторых видов бактерий и грибов [2].

АТ представлены тремя изомерами с положением метильной группы в *орта-(о-)*, *мета-(м-) и пара-(п-)* относительно алкильного заместителя. Профиль распределения АТ характеризуется широким максимумом в области C_{13}–C_{18}, с повышенным содержанием $C_{22,}$ C_{24}, т.е. гомологов, содержащих алкильный заместитель той же длины, что и в преобладающих среди АБ C_{21}, C_{23}. Это вероятно связано с единым механизмом образования обеих серий гомологов АБ и АТ. Нефти из отложений рифея содержат самые низкие концентрации АТ C_{22} и C_{24}. При переходе от нефтей рифея к нефтям венда Катангской и Непско-Ботуобинской НГО, т.е. при движении с запада на восток наблюдается тенденция увеличения содержания АБ $C_{21,}$ C_{23} и АТ C_{22}, C_{24}.

В большинстве проб в области C_{16}–C_{25} преобладают нечетные гомологи АБ, что согласуется с данными о составе АБ в ряде венд-кембрийских нефтей [8]. Исключение составляют нефти из отложений рифея, в которых, доминируют четные АБ, как и в составе *н*-алканов и циклогексанов [9]. В составе АТ во всех нефтях преобладают четные гомологи.

Соотношение изомеров АТ отражает степень термической преобразованности флюидов [3, 9] и выражается отношением (*м*-+*п*-)/*о*-АТ, которое увеличивается с ростом термической преобразованности нефтей [3]. В изученных нефтях этот параметр отрицательно коррелирует со значениями отношения изопреноидных алканов к нормальным Пристан/*н*-C_{17} и Фитан/*н*-C_{18} и свидетельствует о повышенной зрелости нефтей из отложений рифея. Содержание *о*-АТ в нефтях рифея составляет 40–45% отн. суммы АТ, в остальных пробах 47–60%.

В составе монофлюида, имеющего единую историю генерации, миграции и аккумуляции, все гомологи АТ характеризуются одинаковой степенью изомеризации [9]. В случае влияния миграционных процессов или присутствия смешанного ОВ в составе АТ присутствуют гомологи с разной степенью изомеризации. Нефти из отложений рифея характеризуются близкими значениями соотношения изомеров АТ в низко- (C_{15}) и высокомолекулярной (C_{25}) областях (около 1.5), что свидетельствует о единственном источнике этих нефтей. В нефтях венда и кембрия степень изомеризации АТ C_{15} ниже, чем АТ C_{25} (1.0 и 1.5 соответственно), что свидетельствует о наличии дополнительного источника УВ.

Таким образом, по составу АБ и АТ нефти рифея имеют единый источник нефтеобразования. Нефти венда и кембрия имеют смешанный источник, отличающийся составом биопродуцентов исходного ОВ. При движении с запада на восток по территории работ в нефтях наблюдается тенденция увеличения содержания АБ $C_{21,}$ C_{23} и АТ C_{22}, C_{24}.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Остроухов С.Б. н-Алкилбензолы состава C_{12}–C_{30} в нефтях / С.Б. Остроухов, О.А. Арефьев, С.Д. Пустильникова, М.Н. Забродина, Ал.А. Петров // Нефтехимия. – 1983. – Т.23. – № 1. – С. 20–30.
2. Остроухов С.Б. Генезис высокомолекулярных нефтяных алкилтолуолов / С. Б. Остроухов // Нефтехимия. – 2018. – Т. 58. – № 1. – С. 11–16.
3. Нефтяные алкилароматические углеводороды / под ред. Ю.В. Савиных. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. – 248 с.
4. Конторович А.Э. Семейства верхнедокембрийских и кембрийских нефтей Сибирской платформы / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, И.Д. Тимошина, Е.А. Махнева // Доклады РАН. – 2000. – № 1. – С. 92–95.
5. Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов Сибирской платформы / В.А. Каширцев – Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2003. – 160 с.

6. Kelly A.E. Hydrocarbon biomarkers of Neoproterozoic to Lower Cambrian oils from eastern Siberia / A.E. Kelly, G.D. Love, J.E. Zumberge, R.E. Summons // Organic Geochemistry. – 2011. – V. 42. – № 6. – P. 640–654.
7. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы / под ред. А.И. Варламова, А.П. Афанасенкова – М.: ВНИГНИ, 2014. – 128 с.
8. Иванова И.К. Особенности распределения моноалкилбензолов состава $C_{12}H_{18}$–$C_{27}H_{48}$ в венд-кембрийских нефтях Сибирской платформы / И.К. Иванова, В.А. Каширцев // Геология нефти и газа. – 2010. – Т. 51. – № 11. – С. 1539–1544.
9. Ахмедова А.Р. Особенности состава и свойств нефтей венд-нижнекембрийских и рифейских отложений центральной части Сибирской платформы / А.Р. Ахмедова, О.В. Серебренникова, О.В. Шиганова // Химия в интересах устойчивого развития. – 2021. – Т.29. – № 4. – С. 391–400.
10. Остроухов С.Б. Высокомолекулярные нефтяные алкилтолуолы: оценка термодинамической преобразованности / С.Б. Остроухов // Нефтехимия. – 2015. – Т. 55. – № 3. – С. 206–212.

УДК 553.042
DOI 10.53954/9785604990070_13

ХАРАКТЕРИСТИКА И ДОСТОВЕРНОСТЬ ВЫДЕЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ, НАМЕЧЕННЫХ И ВЫЯВЛЕННЫХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОВЕДЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ РАБОТ НА ТЕРРИТОРИИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ И ЦЕНТРАЛЬНЫХ И ЮЖНЫХ РАЙОНОВ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Е.В. Бобкова, Е.В. Лобанова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. На основе результатов геологоразведочных работ, проводимых за счет средств Федерального бюджета РФ на территории Лено-Тунгусской НГП были выделены перспективные объекты для обнаружения нефти и газа. Ресурсы этих объектов были оценены по различным категориям. В некоторых случаях достоверность выделения объектов и оценка ресурсов этих объектов не соответствует действующим рекомендациям по подсчету запасов и оценке ресурсов углеводородов. В связи с этим был проведен детальный анализ выделения этих объектов и предложена актуальная классификация их ресурсов.

Ключевые слова: *Лено-Тунгусская НГП, Иркутская область, Республика Саха (Якутия), перспективные объекты, ресурсы нефти и газа, оценка ресурсов.*

CHARACTERISTICS AND RELIABILITY OF IDENTIFYING PROMISING OBJECTS OUTLINED AND IDENTIFIED BASED ON THE RESULTS OF REGIONAL WORK IN THE IRKUTSK REGION AND THE CENTRAL AND SOUTHERN REGIONS OF SAKHA (YAKUTIA)

E.V. Bobkova, E.V. Lobanova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. Promising objects of the Leno-Tunguska oil and gas field were identified based on the results of geological exploration carried out at the expense of the Federal Budget of the Russian Federation on the territory. The resources of these objects were assessed in various categories. In some cases, the reliability of these objects does not correspond to current recommendations for calculating reserves and assessing hydrocarbon resources. In this regard, a detailed analysis of the allocation of these objects was carried out and an up-to-date classification of their resources was proposed.

Key words: *Leno-Tunguska oil and gas field, Irkutsk region, Republic of Sakha (Yakutia), promising objects, oil and gas resources, resource assessment.*

Академик А.Э. Конторович внес значительный вклад в научное обоснование и открытие Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). Вместе с коллегами он заложил основы для тектонического и нефтегазогеологического районирования Сибирской платформы, выделил главный пояс нефтеносности и зону развития преимущественно газовых месторождений. Выполненный прогноз полностью подтвердился последующими геологоразведочными работами и открытиями месторождений. Современные исследования дополняют и детализируют полученную ранее информацию.

В последние десятилетия на территории Иркутской области и южных и центральных районов Якутии действует федеральная программа по проведению региональных геологоразведочных работ, включающая параметрическое бурение, отработку опорных профилей, площадные геохимические, сейсморазведочные и другие геофизические исследованиям. В результате этих исследований были выявлены и намечены нефтегазоперспективные объекты и зоны. Ресурсы этих объектов были оценены по категориям (подготовленные, локализованные, перспективные, прогнозные и ряд других). В данной работе авторы проанализировали характеристики и достоверность выделения перспективных объектов, а также провели ревизию оценки их ресурсов в соответствии с современными рекомендациями.

Согласно классификации, которая утверждена Приказом МПР от 1 ноября 2013 года № 477 и действует на данный момент, ресурсы распределяются по категориям D_0 – подготовленные, $D_л$ – локализованные, D_1 – перспективные и D_2 – прогнозируемые. Категории $D_{1л}$ и $D_{2л}$, которые зачастую встречались ранее в производственных отчетах и соответствовали прежним рекомендациям не должны сейчас применяться при оценке ресурсов. Актуальные рекомендации указывают на то, что оценивать локализованные ресурсы необходимо объемным методом в возможно продуктивных пластах в ловушках, в районах с доказанной и предполагаемой промышленной нефтегазоносностью. Ранее же оценка локализованных ресурсов происходила исключительно с учетом плотности ресурсов и установленной площади выявленного объекта.

© Е.В. Бобкова, Е.В. Лобанова, 2023

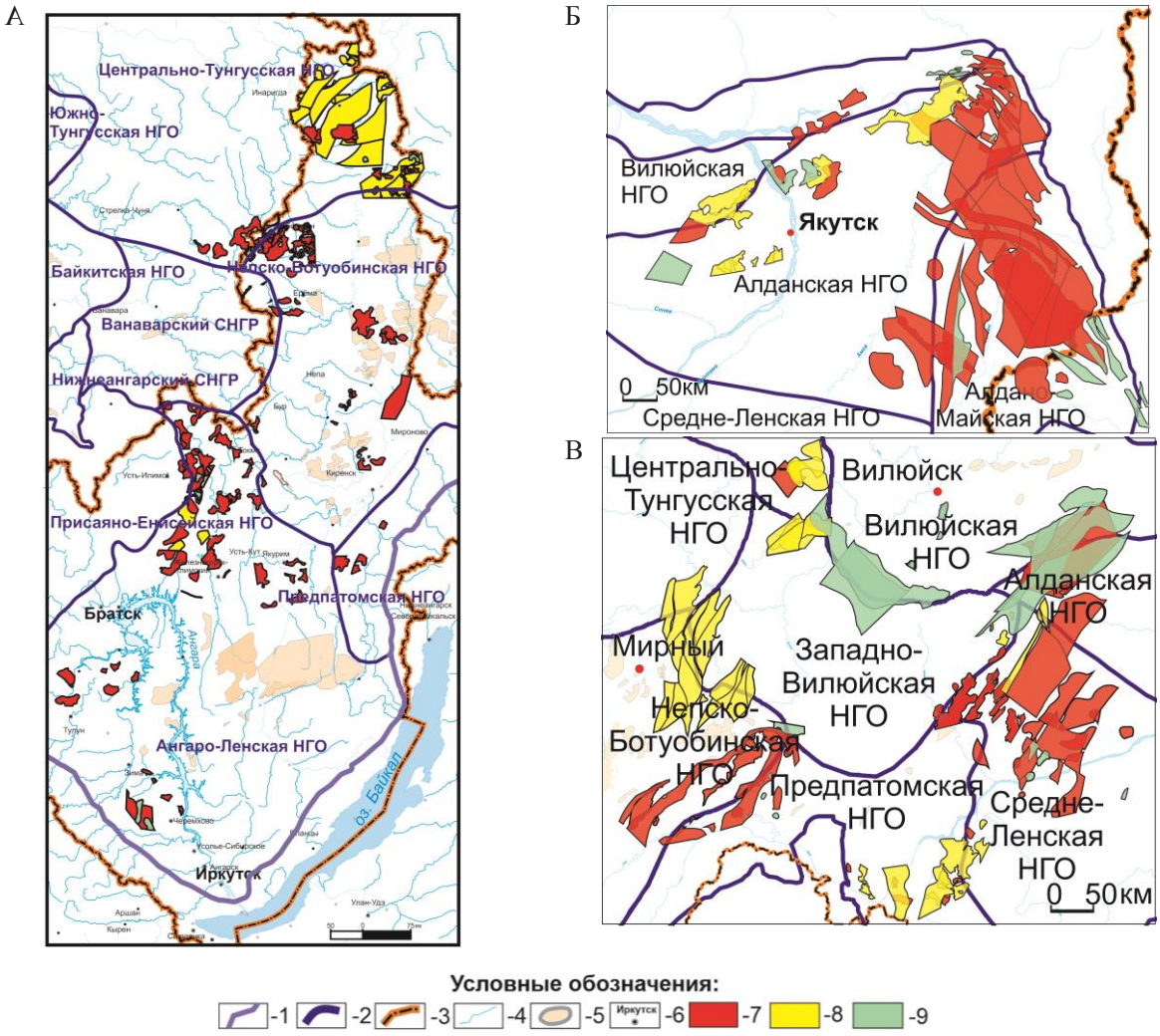


Рис. 1. Карта размещения нефтегазоперспективных объектов и зон на территории Иркутской области (А) и Республики Саха (Якутия) (Б,В)

Условные обозначения: 1 – границы НГП, 2 – границы НГО, 3 – административные границы, 4 – реки, 5 – месторождения, 6 – города; нефтегазоперспективные объекты: 7 – ресурсы которых поменяли свою категорию после ревизии, 8 – ресурсы которых не поменяли свою категорию после ревизии, 9 – ресурсы которых не оценивались.

Всего по результатам региональных работ на территории Иркутской области и южных и центральных районов Якутии на 62 проектах ГРР (геологоразведочных работ) было намечено и выявлено 355 нефтегазоперспективных объектов, которые были частично оценены по различным категориям. Выделение этих объектов происходило на основе результатов различных геологических методов с учетом общих представлений о нефтегазоносности территории. Зачастую их локализация проводилась путем совмещения перспективных зон, которые определялись различными методами. Это уместно при подготовке к дальнейшим геологоразведочным работам, но для оценки локализованных ресурсов необходимо использовать качественные результаты достоверных методов, а не пересечение неопределенных данных.

Для примера рассмотрим Ярский перспективный объект Нижнеилимского проекта ГРР (Иркутская Область) и Русско-Реченская неантиклинальная ловушка Лено-Алданского проекта ГРР (Якутия). В первом случае для выделения объекта применялись методы МОГТ, ЗСБ, геохимия; во втором – МОГТ (плотность сейсмических работ 0,081 км/км^2), данные глубокого бурения, геологической съемки и данные опубликованной литературы. По всем проводимым методам Ярский объект имеет уверенно хорошие результаты и достоверно выделяется в предполагаемой зоне осинского коллектора. Границы же Русско-Реченского объекта имеют низкую степень достоверности выделения и относить его к локализованным несправедливо. По мимо этого, ресурсы Ярского объекта были оценены объемным методом, а Русско-Реченского – путем перемножения площади объекта на плотность ресурсов. Исходя из этого

ресурсы Ярского объекта справедливо отнесены к категории $D_л$, а ресурсы Русско-Реченской ловушки следует отнести к категории D_1, вместо предложенной изначально $D_{1л}$.

Таким образом были проанализированы все нефтегазоперспективные объекты на территории Иркутской области и центральных и южных районов Саха (Якутия), выявленные по результатам региональных геологоразведочных работ, проводимых за счет средств Федерального бюджета РФ. В ходе анализа огромную роль играла изученность объекта, а именно плотность сейсмических профилей и количество пробуренных скважин, которые позволяли более достоверно очертить контур перспективного объекта, также как отмечалось ранее для локализованных ресурсов необходим подсчёт по объемному методу. В результате ревизии была подтверждена или изменена категория ресурсов (рис. 1), а кроме того были даны рекомендации по оценке наиболее достоверных ловушек, чтобы они соответствовали современным рекомендациям по классификации. Таким образом, например, на территории Иркутской области из 113 локализованных объектов, авторы отнесли лишь ресурсы 76 объектов к категории $D_л$, а на территории Саха (Якутия) всего 19 объектов из 119.

Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта № FWZZ-2022-0008

УДК 553.98: 571.5; 552.578.2.061.32; 550.4:552.78.2
DOI 10.53954/9785604990070_16

ПОСТРОЕНИЕ И АНАЛИЗ РИФЕЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ СИСТЕМЫ В ПРЕДЕЛАХ КАМОВСКОГО СВОДА БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Л.Н. Болдушевская[1], Д.М. Савчик[1], И.В. Гончаров[2,3], С.В. Фадеева[2,3], П.В. Трушков[2], Н.Б. Красильникова[1], Г.Ю. Рудая[1], Т.В. Терских[1], Н.А. Смирнова[3]

[1]ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск
[2]АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск
[3]НИ ТПУ, г. Томск

Аннотация. Выполнена проработка входных данных для историко-генетической реконструкции (бассейновой модели) Камовского свода Байкитской антеклизы Сибирской платформы. Проведены лабораторные исследования рифейских пород и уникальной коллекции нефтей современными методами органической геохимии. Выполнено одномерное, двумерное и трехмерное бассейновое моделирование, рассчитаны объемы генерации и аккумуляции. Основное влияние на нефтегазоносность рифей-вендской системы оказывают геохимические параметры органического вещества нефтематеринских рифейских отложений; вторичные изменения пород-коллекторов, особенно, на этапе предвендского перерыва; изменение теплового потока в разных блоках на разных этапах тектонических активизаций и др.

Ключевые слова: *Сибирская платформа, Байкитская антеклиза, Камовский свод, рифей, венд, катагенез, пиролиз, углеводороды-биомаркеры, нефтегазогенерационный потенциал, нефтегазогенерация, бассейновое моделирование*

MODEL CONSTRUCTION OF THE RIPHEAN OIL AND GAS SYSTEM IN THE KAMOV ARCH OF THE BAIKIT ANTECLISE

L. Boldushevskaya[1], D. Savchik[1], I. Goncharov[2], S. Fadeeva[2], P. Trushkov[2], N. Krasilnikova[1], G. Rudaya[1], T. Terskich, N. Smirnova[3]

[1]OOO «RN-KrasnoyarskNIPIneft», Krasnoyarsk
[2]AO «TomskNIPIneft», g. Tomsk
[2] National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk

Annotation. The elaboration of input data for the historical-genetic reconstruction (basin model) of the Kamov arch of the Baikit anteclise of the Siberian craton has been completed. A complex of laboratory studies of Riphean rocks and oils was carried out and analyzed by the methods of organic geochemistry. One-dimensional, two-dimensional and three-dimensional basin modeling was performed; generation and accumulation volumes of hydrocarbons were calculated. The mail influence on oil-and-gas potential of Riphean-Vendian system is exerted by the geochemical parameters of the organic matter of the oil source Riphean deposits; secondary changes in reservoir rocks, especially at the pre-Vendian hiatus; change in heat flow in different blocks at different stages of tectonic activations, etc.

Key words: *Siberian craton, Baikit Anteclise, Kamo arch, Riphean, catagenesis, pyrolysis, hydrocarbons-biomarkers, oil-and-gas generation, oil-and-gas potential, basin modeling*

ВВЕДЕНИЕ

Камовский свод Байкитской антеклизы представляет собой сложный геологический объект с доказанной нефтегазоносностью в древних рифейских карбонатных и терригенно-карбонатных отложениях. Несмотря на многолетние исследования, вопросы об источниках УВ, истории формирования залежей остаются актуальными, поскольку от их решения зависит открытие новых месторождений. В геолого-геохимическое изучение рифей-вендских отложений и нафтидов Байкитской антеклизы внесли большой вклад работы Баженовой Т.К., Богородской Л.И., Дахновой М.В., Конторовича А.Э. (1–3), Ларичева А.И., Соболева П.Н., Тимошиной И.Д., Филипцова Ю.А. (4), Хабарова Е.М. и др.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Выполнена историко-генетическая реконструкция формирования УВ с помощью 1D, 2D, 3D бассейнового моделирования в ПО Temis. Подготовка данных для моделирования сопровождалась специальными лабораторными исследованиями пород и пластовых флюидов из новых скважин совре-

© Л.Н. Болдушевская, Д.М. Савчик, И.В. Гончаров, С.В. Фадеева, П.В. Трушков, Н.Б. Красильникова, Г.Ю. Рудая, Т.В. Терских, Н.А. Смирнова, 2023

менными методами органической геохимии (Rock-Eval, GC/MS, GC/MS/MS-MRM), уточнением структурно-тектонической модели по рифейским, вендским и кембрийским отложениям. Выполнен анализ распространения пластовых интрузий долеритов в разрезах скважин, анализ мощностей эродированных толщ на разных этапах тектонических воздыманий по данным о катагенезе ОВ; анализ теплового потока по литературным данным и по модели.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Анализ данных органической геохимии (5) и результаты моделирования по скважинам Камовского свода показали, что основной объем генерированных углеводородов (УВ) на территории юга Байкитской антеклизы связан преимущественно с органическим веществом (ОВ) отложений вэдрэшевской и мадринской толщ нижнего рифея. Обогащенные ОВ отложения ирэмэкэнской толщи верхнего рифея с превосходным нефтегазогенерационным потенциалом в пределах Камовского свода достигли пика нефтегенерации, вероятно, только в самой погруженной части Мадринского прогиба, что не позволило полностью заполнить ловушки. Кинетические параметры, распределение трициклических терпанов в битумоидах пород в изученных скважинах указывает на недостаточную зрелось ОВ ирэмэкэнской толщи. Однако в самых погруженных зонах Камовского свода и прилегающих территорий, генерация несомненно происходила из ОВ ирэмэкэнской толщи, о чем свидетельствует распределение УВ-биомаркеров в нефтях из верхнеирэмэкэнской подтолщи на Куюмбинском и Терско-Камовском участках.

Интенсивность эрозионных размывов на основных тектонических этапах формирования структурного плана региона оценена по геолого-геохимическим данным: на предвендском этапе она варьирует от 400 до 1750 м, на неотектоническом этапе составляет 500-600 м. Вопрос о мощностях эрозии требует дополнительного изучения с использованием большего количества определений элементного состава керогена ОВ, т.к. только этот метод дает наибольшую определенность.

Анализ распределения пластовых интрузий долеритов в разных стратиграфических уровнях вендкембрийского разреза позволил предположить, что внедрение интрузий в позднепермско-раннетриасовое время происходило из двух основных подводящих каналов – с южного склона Байкитской антеклизы в вендские пласты и с северной ее части и со стороны Курейской синеклизы в кембрийский разрез. На севере Байкитской антеклизы, особенно на Бахтинском мегавыступе, разрез насыщен интрузиями долеритов более интенсивно, влияние их привело к образованию атипичной нефтяной системы в нижнем палеозое.

Результаты 1D, 2D, 3D моделирования позволили получить новую информацию о развитии нефтяных систем докембрия. В частности, о том, что тепловой поток на рубеже рифея и венда несколько отличался в разных блоках Камовского свода. Миграция УВ из отложений ирэмэкэнской углеродистой пачки осуществлялась в небольшом объеме – 58 млн т (102 млн т генерированных) из прогиба в пределах Камовского свода (табл. 1). Влияние этих УВ отмечается в распределении биомаркеров в нефтях Куюмбинского месторождения. Основная генерация УВ прогнозируется из отложений вэдрэшевской и мадринской толщ в объеме 7350 млн. т. Основная генерация УВ из отложений обогащенной ирэмэкэнской пачки прогнозируется южнее Камовского свода в Приангарье и севернее в Курейской синеклизе, где были больше глубины погружений рифейских отложений.

Детальная проработка входных данных для моделирования позволила создать модель нефтегазогенерации рифейской нефтяной системы Камовского свода, адекватную современным представлениям, рассчитать объемы генерированных и эмигрированных УВ из рифейских толщ, обосновать заполнение открытых и еще не открытых залежей УВ.

Основное влияние на нефтегазоносность рифей-вендской системы оказывают геохимические параметры органического вещества нефтематеринских рифейских отложений; вторичные изменения породколлекторов, особенно, на этапе предвендского перерыва; изменение теплового потока в разных блоках на разных этапах тектонических активизаций и др.

Таблица 1

Объемы генерированных и аккумулированных УВ в пределах Камовского свода Байкитской антеклизы

Нефтегазоматеринские толщи	Масса генерированных УВ, млн т	Масса аккумулированных УВ (по модели), млн т	Масса аккумулированных УВ с использованием коэффициента аккумуляции А.Э. Конторовича
Ирэмэкэнская R3 irm	102	58	18,55
Мадринская R1 mdr	3331	824	605,64
Вэдрэшевская R1 vdr	4019	775	730,73
Все НГМТ	7452	1273	1354,91

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э. Очерки теории нафтидогенеза. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 545 с
2. Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А., Хабаров Е.М., Тимошина И.Д. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика, т. 37, № 8, 1996, с. 166–195.
3. Конторович А.Э., Тимошина И.Д., Филипцов Ю.А. Состав углеводородов-биомаркеров в нефтях рифея Байкитской антеклизы / Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 78–83.
4. Филипцов Ю.А. Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы: дисс. доктора геолого-минералогических наук: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН – Новосибирск, 2016. – 449 с.
5. Болдушевская Л.Н., Фадеева С.В., Гончаров И.В., Трушков П.В., Самойленко В.В., Веклич М.А., Красильникова Н.Б., Савчик Д.М., Рудая Г.Ю., Турова А.Б., Николаева Ю.Л. Нефтематеринские свойства и корреляция: органическое вещество-нафтиды ирэмэкэнской толщи верхнего рифея Камовского свода Байкитской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. – 2023. – DOI: 10.15372/GiG2023176

УДК 550. 4:552.57/58(571.1)
DOI 10.53954/9785604990070_19

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ АСФАЛЬТЕНОВ НЕФТЕЙ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ГОРИЗОНТОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Л.С. Борисова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

Аннотация. Работа посвящена изучению элементного и структурно-группового состава асфальтеновых компонентов нефтей глубокопогруженных горизонтов Западной Сибири методами ИК- и ЯМР-спектроскопии. Установленная специфика высоко пребразованных проб нефтей согласуется с заключением об однонаправленном изменении асфальтенов разнотипного ОВ при термокаталитических преобразованиях, которые сглаживают их генетические различия.

Ключевые слова*: асфальтены, нефти, глубокопогруженные горизонты, Западная Сибирь*

GEOCHEMICAL FEATURES OF ASPHALTENES OF OIL FROM DEEP-SUBMERGED HORIZONS OF WESTERN SIBERIA

L. Borisova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The work is devoted to the study of the elemental and structural group composition of asphaltene components of oils of deep-submerged horizons of Western Siberia by IR and NMR spectroscopy methods. The established specificity of highly transformed oil samples is consistent with the conclusion about unidirectional changes in asphaltenes of different types during thermocatalytic transformations, which smooth out their genetic differences.

Key words: *sphaltenes, oil, deep-submerged horizons, Western Siberia*

В работе с целью выявления роли высокомолекулярных гетероциклических компонентов в формировании строения генотипа нефтей основное внимание уделено особенностям состава и структуры асфальтенов нефтей глубокопогруженных горизонтов Западной Сибири.

Обобщение результатов элементного анализа асфальтенов (68 проб) показывает, что он находится в соответствии с генетическим типом нефтей, из которых они были извлечены. Среди изученных асфальтенов по элементному составу выделяются пробы нефтей террагенного и смешанного генотипов из глубокопогруженных (2900–3300 м) юрских и палеозойских залежей (Бованенковская, Северо-Останинская, Восточно-Пайдугинская и другие площади). Повышенный вклад алифатических структур в асфальтенах, как и в нефтях, обусловлен значительной термокаталитической преобразованностью. Об этом свидетельствуют данные элементного состава: содержание водорода в асфальтенах этих нефтей составляет 10–14%, а атомное отношение водорода и углерода ($H/C_{ат}$) – 1,4–1,9. Серы в таких асфальтенах немного – 0,2–1,6%, кислорода – в среднем 5,1%. Причем, эти процессы (увеличение доли алифатических структур) наблюдаются как для асфальтенов нефтей преимущественно террагенного (для бованенковской нефти, например, содержание водорода в асфальтенах составляет 13,7% и $H/C_{ат}$ – 1,9), так и для смешанных (для восточно-пайдугинской нефти содержание водорода составляет 11,6% и $H/C_{ат}$ – 1,7) типов. Это свидетельствует о том, что на больших глубинах в составе асфальтенов нефтей разных генетических типов, как и в ОВ пород, идут однонаправленные процессы [1].

По данным ЯМР-спектроскопии и элементного анализа в соответствии с методикой [2] рассчитано содержание углерода в различных структурных группах асфальтенов. Вклад ароматического углерода в структуре асфальтенов глубоко погруженных проб составляет лишь 13–27%. С помощью ЯМР-анализа удалось детально рассмотреть строение ароматических ядер асфальтенов: менее всего конденсированы ароматические структуры нефтей террагенного типа (до 20%) из глубокопогруженных залежей. Среди изученных проб особое место занимают глубокопогруженные нефти с Бованенковской и Северо-Останинской площадей (2800–3300 м). В их структуре почти полностью отсутствуют конденсированные ароматические фрагменты и самая низкая степень замещения ароматического водорода алифатическими структурами – 0,28 против 0,55 в среднем для асфальтенов изученной выборки. Выделяются асфальтены этих нефтей и более высоким вкладом циклоалкановых структур.

Методом ИК-спектроскопии (ИКС) также установлены особенности состава и структуры асфальтенов глубокопогруженных нефтей. Выявлено две группы. Первая группа – палеозойские нефти смешанного ге-

© Л.С. Борисова, 2023

незиса (аквагенно-террагенного) – Хылькинское (скв. 1, гл. 3070–3077 м) и Восточно-Тазовское (скв. 657, 3009–3012 м) месторождения. На ИК-спектрах их асфальтенов появляется сдвоенная полоса: 720 и 730 $см^{-1}$, характеризующая наличие длинных алкановых цепей, представленных структурами как гексагональных, так и ромбических форм. Среди кислородсодержащих структур в равных количествах присутствуют карбонильные и гидроксильные структуры. К асфальтенам хылькинской нефти по структуре близки асфальтены среднеюлжавской нефти (скв. 10, гл. 3073–3078 м) террагенного генезиса. Отличительной особенностью асфальтенов последних является появление в спектре небольшой концентрации кислородных структур ароматического ряда – фталатов (эфиров дикарбоновой ароматической кислоты). Такой состав среднеюлжавской нефти (и в частности асфальтеновых компонентов) мог также сформироваться под влиянием вторичных процессов, например, при высоком катагенезе. По крайней мере, по данным А.Н. Фомина [3] степень катагенетической преобразованности вмещающих эту нефть отложений определяется как апокатагенез. К группе нефтей террагенного генезиса по ИКС отнесены также: тазовская (скв. 53, гл. 2828–2836 м), бованенковская (скв. 129, гл. 3341–3370 м) и северо-останинская (скв. 3, гл. 2793–2842 м) нефти. В их асфальтенах отмечается самое высокая интенсивность полосы 720–730 $см^{-1}$. По-видимому, при фазовом переходе полоса 720 $см^{-1}$ раздваивается и CH_2 парафинов приобретает ромбическую форму [4]. Для структуры асфальтенов этих нефтей характерно и высокое содержание кислородсодержащих структур, причем на ИК-спектрах вместе с полосой 1720–1740 $см^{-1}$ присутствуют кислородные структуры ароматического ряда. Кроме того, для асфальтенов нефти Тазовского месторождения (скв. 53, гл. 2926–2836 м) выявлены значительные полосы 1520, 1560 $см^{-1}$, характеризующие бензпроизводные пиридина. С точки зрения вклада ароматических структур из всех нефтей этой группы выделяются бованенковская и северо-останинская нефти, где ароматические соединения в асфальтенах практически отсутствуют. Это находится в соответствии с элементным составом асфальтенов этих нефтей (Нэл – 14 и 10%, соответственно) и с результатами ЯМР-спектроскопии: ароматических конденсированных структур практически нет и присутствуют очень длинные алифатические цепочки (соотношение метиленовых групп к метильным – 5–6, против 3–5 для основной группы изученных нефтей). Видимо на больших глубинах асфальтены в высокозрелых нефтях по структуре становятся более алифатическими, как это было показано ранее [5] в случае асфальтенов битумоидов Тюменской сверхглубокой скважины.

Таким образом, на основе проведенных исследований определены характеристики асфальтенов, которые могут быть с успехом использованы при генетической типизации нефтей и их термокаталитических преобразованиях. Установленная специфика строения асфальтенов высоко преобразованных проб нефтей согласуется с заключением об однонаправленном изменении асфальтенов разнотипного ОВ при термокаталитических преобразованиях, которые сглаживают генетические различия.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ/ РНФ/ Проекта № ФНИ № FWZZ-2022-

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Борисова Л.С. Катагенетические тренды эволюции состава и структуры асфальтенов / Л.С. Борисова, И.Д. Тимошина // Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 4. – С. 100–110. DOI: 10.18599/grs.2023.4.19.
2. Brown J.K. A study of the hydrogen distribution in coal-like materials by high resolution nuclear magnetic resonance spectroscopy. 1. The measurement and interpretation of the spectra / J.K. Brown, W.R. Ladner, N. Sheppard // Fuel. – 1960. – V. 39. – № 1. – P. 79–86.
3. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / А.Н. Фомин, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11. – С. 1875–1887.
4. Большаков Г.Ф. Инфракрасные спектры насыщенных углеводородов. Часть 1. Алканы / Г.Ф. Большаков – Новосибирск: Наука, 1986. – 178 с.
5. Borisova L.S. The origin of asphaltenes and main trends of their composition during lithogenesis / L.S. Borisova // Petroleum Chemistry. – 2019. – V. 59. – № 10. – P. 1118–1123. DOI: 10.1134/S0965544119100037.

УДК 550.8:553.98(571.1)
DOI 10.53954/9785604990070_21

ГЛАВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.М. Брехунцов, И.И. Нестеров, А.В. Бяков, Е.Г. Грамматчикова

Многопрофильное научное предприятие «ГЕОДАТА», г. Тюмень

Аннотация. Приведены данные по приростам запасов и годовой добыче нефти и газа в России и Западной Сибири. Отмечается, что подавляющая часть годовой добычи нефти и газа в Западной Сибири осуществляется на месторождениях, открытых до 1992 года. Существенные запасы и ресурсы нефти и газа приурочены к глубоким горизонтам, неструктурным объектам, литологически неоднородным толщам и низкопроницаемым коллекторам, залегают в условиях аномально высоких пластовых давлений и температур. Для вовлечения этих запасов в освоение необходимо проведение комплекса организационных, научных, технико-технологических мероприятий с участием государственных структур и нефтегазовых компаний.

Ключевые слова: *Западно-Сибирская НГП, углеводородное сырье, нефть, газ, конденсат, добыча, запасы, ресурсы.*

MAIN DIRECTIONS AND KEY PROBLEMS OF DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS COMPLEX OF WEST SIBERIA

A.M. Brekhuntsov, I.I. Nesterov, A.V. Byakov, E.G. Grammatchikova

Multidisciplinary scientific enterprise "GEODATA", Tyumen

Annotation. Data on increases in reserves and annual oil and gas production in Russia and West Siberia are provided. It is note that overwhelming majority of annual oil and gas production in West Siberia is carried out in fields discovered before 1992. Significant reserves and resources of oil and gas are confined to deep horizons, non-structural objects, lithologically heterogeneous strata and low-permeability reservoirs, and occur under conditions of abnormally high pressures and temperatures. To involve these reserves in development, it is necessary to carry out a complex of organizational, scientific, technical and technological measures with the participation of government agencies and oil and gas companies.

Key words: *West Siberia Basin, hydrocarbons, oil, gas, condensate, production, reserves, resources.*

ВВЕДЕНИЕ

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (НГП) – основной производитель углеводородного сырья в стране и останется таковым на протяжении большей части XXI века [1]. По состоянию на 01.01.2022 года из ее недр извлечено 14,2 млрд т нефти, больше чем суммарная накопленная добыча остальных регионов (11,6 млрд т) (табл. 1). Текущие извлекаемые запасы нефти ($АВ_1С_1$) в Западно-Сибирской НГП на указанную дату составили 11,8 млрд т, в остальных провинциях – 7,2 млрд т.

По газу доминирование Западно-Сибирского региона еще больше. Накопленная добыча составила 21,9 трлн м^3, на остальных территориях – 3,8 трлн м^3. Запасы газа по сумме категорий $АВ_1С_1$ в регионе превышают 29 трлн м^3, в остальных провинциях – 15,3 трлн м^3.

Значительный потенциал УВ сырья Западной Сибири позволяет рассматривать регион как основной по добыче нефти и газа на десятилетия вперед.

Таблица 1

Накопленная добыча и запасы нефти, газа и конденсата в России, Западной Сибири и остальных регионах страны на 01.01.2022 г.

	Западно-Сибирская НГП	Остальные провинции РФ	Россия
Накопленная добыча нефти, млн т	14 204	11 550	25 754
Текущие извлекаемые запасы нефти ($АВ_1С_1$), млн т	11 849	7 184	19 033
Накопленная добыча газа, млрд м^3	21 870	3 810	25 680
Текущие извлекаемые запасы газа ($АВ_1С_1$), млрд м^3	29 153	15 334	44 487
Накопленная добыча конденсата, млн т	372	263	635
Текущие извлекаемые запасы конденсата ($АВ_1С_1$), млн т	1 175	983	2 158

© А.М. Брехунцов, И.И. Нестеров, А.В. Бяков, Е.Г. Грамматчикова, 2023

ПРИРОСТ ЗАПАСОВ УВ СЫРЬЯ В 2023 ГОДУ

По данным Роснедра, ожидаемый прирост запасов нефти в России по итогам 2023 года составлял 470 млн тонн при прогнозном уровне добычи 527 млн тонн. Прирост запасов газа ожидается на уровне 630 млрд кубометров при прогнозном уровне добычи 642 млрд кубометров [2].

В основном нефтедобывающем субъекте РФ, в ХМАО, в 2023 году добыча составила 216 млн тонн, это на 7 млн тонн меньше, чем было добыто в предыдущем 2022 году [3]. Снижение имело управляемый характер в рамках соглашения ОПЕК+. На долю ХМАО в прошедшем году пришлось 41% общероссийской добычи.

ЗА СЧЕТ ПРОШЛЫХ ОТКРЫТИЙ

Почти вся накопленная и подавляющая часть годовой добычи нефти и газа в Западной Сибири осуществляется на месторождениях, открытых до 1992 года. Накопленная доля нефти, добытая на месторождениях, открытых в дореформенный период, составляет 97,6%, годовая – 86,6%. Для газодобычи эти показатели еще более существенные: 99,9% газа добыта на «старых» месторождениях, годовая добыча на них составляет 98,9%.

Значительные запасы нефти и газа, которые уже несколько десятилетий обеспечивают высокие уровни добычи в стране, были разведаны благодаря государственному подходу, научному обоснованию, обеспеченностью необходимыми оборудованием, транспортом и технологиями.

К концу 1990 года, в Западной Сибири действовали 45 нефтегазоразведочных экспедиций. Только за два последних года 12-й пятилетки прирост запасов нефти составил 2 млрд тонн, газа – 2,2 трлн кубометров [4]. Опережающие темпы наращивания запасов были обеспечены технико-технологическим потенциалом предприятий: 530 тысяч единиц основного оборудования и транспортных средств, в том числе 1,6 тыс буровых установок для глубокого бурения. Наиболее крупной научно-производственной организацией была Главтюменьгеология, численность работающих в ней достигала 120 тысяч.

ГЛАВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЭК ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

По состоянию на 01.01.2022 г. в нераспределенном фонде Тюменской области, включая ЯНАО и ХМАО, запасы нефти по категориям $АВ_1С_1$ составили 180,6 млн т., газа – 502,4 млрд кубометров. С учетом того, что часть месторождений находится на территориях заказников, а контуры нескольких десятков месторождений частично выходят за пределы лицензионных участков и учитываются в нераспределенном фонде недр, объемы запасов УВ сырья НФН на территории области незначительны.

Общее число месторождений на 01.01.2023 в Западной Сибири – 913, из них 513 разрабатываются, 400 находится в разведке. Большая часть неразрабатываемых месторождений являются небольшими по запасам либо находятся в отдаленных от инфраструктуры районах.

Значительным потенциалом наращивания добычи являются запасы УВ сырья в ачимовской толще и юрских отложениях. Существенные запасы и ресурсы нефти и газа приурочены к глубоким горизонтам, неструктурным объектам, литологически неоднородным толщам и низкопроницаемым коллекторам, залегают в условиях аномально высоких пластовых давлений и температур. Для вовлечения этих запасов в освоение необходимо проведение комплекса организационных, научных, технико-технологических мероприятий с участием государственных структур и нефтегазовых компаний.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Необходимо решение ряда научно-технологических проблем, среди которых: широкое вовлечение в освоение нефтяных запасов битуминозных отложений баженовской свиты, освоение газоконденсатных залежей ачимовской толщи и средней юры, изучение строения палеозойских образований, использование низконапорного газа, проблемы использования газогидратных скоплений. В плане организации работ необходима государственная структура по управлению ТЭК, необходим Топливный баланс для планирования стратегии развития нефтегазовой отрасли.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Черепанов В.В. Какую роль, по вашему мнению, будет играть в дальнейшем Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция среди других регионов России? / В.В. Черепанов, Ю.В. Масалкин, А.М. Брехунцов, И.И. Нестеров, Л.А. Нечипорук, В.Ю. Морозов // Недропользование XXI век. – 2018. – № 4. – С. 17–21.

2. Прирост запасов нефти в РФ по итогам 2023 г. ожидается 470 млн т, по газу – 630 млрд куб. м [Электронный ресурс]. / Нефтегазовый вестник. – 08.01.2024 г. – Режим доступа: https://nangs.org/news/upstream/prirost-zapasov-nefti-v-rf-po-itogam-2023g-ozhidaetsya-470-mln-t-po-gazu-630-mlrd-kub-m.
3. Добыча нефти в ХМАО в 2023 г. снизилась на 3,1% [Электронный ресурс]. / Нефтегазовый вестник. – 30.12.2023 г. – Режим доступа: https://nangs.org/news/upstream/dobycha-nefti-v-khmao-v-2023-g-snizilas-na-3-1.
4. Брехунцов А.М. Освоение Западной Сибири – проект государственного масштаба второй половины XX века / А.М. Брехунцов, В.Н. Битюков // Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 1. – С. 10–16.

УДК 550.4
DOI 10.53954/9785604990070_24

ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ И ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА

Н.С. Бурдельная, Д.А. Бушнев

Институт геологии ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар

Аннотация. В работе кратко рассмотрены основные выводы многолетних авторских исследований по молекулярной геохимии нефтей и органического вещества позднедевонских отложений Тимано-Печорского бассейна. На основании данных исследований было получено полное представление о "домаников ом генотипе" ОВ и установлены химические и изотопные критерии отнесения нефтей ТПБ к нефтям генетически связанным с отложениями доманика.

Ключевые слова: *Тимано-Печорский бассейн, доманик, органическое вещество, нефть, битумоид, керо-ген, изотопный состав углерода*

GEOCHEMISTRY OF OILS AND ORGANIC MATTER OF DOMANIK DEPOSITS OF THE TIMAN-PECHORA SEDIMENARY BASIN

N. Burdelnaya, D. Bushnev

Institute of Geology FRC Komi SC UB RAS, Syktyvkar

Annotation. The work briefly examines the main conclusions of many years of author's research on the molecular geochemistry of crude oils and organic matter of the Late Devonian deposits of the Timan-Pechora basin. Based on these studies, a complete understanding of the "Domanik genotype" of the OM was obtained and chemical and isotopic criteria were established for classifying TPB oils as oils genetically related to Domanik deposits.

Key words: *Timan-Pechora basin, Domanik, organic matter, oil, bitumen, kerogen, carbon isotope composition*

Тимано-Печорский бассейн (ТПБ) является важным нефтегазоносным регионом европейской части России, где одним из основных источников нефтей бассейна считается доманиковая нефтематеринская толща. В стратиграфическом плане она включает в себя отложения, относящиеся к семилукскому горизонту среднего франа, доманикиты позднего франа и фамена. Фациальная изменчивость доманиковой толщи привела к формированию отложений с различной обогащенностью органическим веществом (ОВ) на территории ТПБ. Богатые ОВ отложения, представленные кремнисто-глинисто-карбонатными осадками, накапливались в относительно глубоководных и прибрежно-морских депрессионных условиях. Развитие рифогенных фаций привело к накоплению отложений, представленных органогенными известняками, доломитами и ангидритами, отличающихся низким содержанием ОВ.

На основе наших многолетних исследований по изучению молекулярного состава углеводородов и изотопного состава углерода битумоидов и керогена доманиковых отложений, а также нефтей доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса ТПБ был получен ряд результатов, которые приведены ниже:

• Накопление высокобитуминозных доманиковых отложений связано преимущественно с двумя факторами – темпом минеральной седиментации и величиной первичной биопродуктивности. Формирование высокоуглеродистых осадков происходило в условиях аноксии и явилось следствием сохранности преимущественно липидных компонентов. Тем не менее, раннедиагенетическое осернение ОВ играло второстепенную роль в его накоплении [1–3].

• Химическая структура керогена доманиковых пород, изученная спектральными методами и методами термической деструкции, указывает на относительную однородность его молекулярного состава в доманиковых породах, а основное влияние на молекулярный состав фрагментов керогена оказывает катагенетическое воздействие [4, 5].

• Анализ спектральных данных показал, что природный катагенез практически не меняет среднюю длину *н*-алкильной цепи, но приводит к накоплению метильных групп, связанных с ароматическими ядрами [5]. Состав нефтей, генерируемых органическим веществом доманика на ранних этапах катагенеза (до середины ГФН) и поздних этапах будет существенно отличаться. Нефти образованные ОВ доманика, прошедшим середину ГФН будут существенно менее сернистыми и, вероятно, более парафинистыми [4].

• Установлены особенности протекания главной фазы нефтеобразования в доманиковых отложениях. Соответствующие ГФН значения T_{max} лежат в интервале 435–450 °С, а максимальные значениями

© Н.С. Бурдельная, Д.А. Бушнев, 2023

$\beta^{ХБ}$ достигают 30% [6]. Показаны граничные значения показателей по углеводородам-биомаркерам, отвечающие вступлению доманиковых отложений в ГФН [7].

• Проведённые эксперименты по искусственному созреванию ОВ доманиковых пород позволили установить соответствие и отличительные особенности механизмов генерации углеводородных и сернистых компонентов относительно процессов его термического преобразования в природных условиях. Интенсивная генерация сернистых соединений керогеном в виде *н*-алкилзамещенных тиофенов происходит на начальных этапах катагенеза (градация $МК_1$), образование бензотиофенов, *н*-алкилбензолов и *н*-алкилнафталинов активно начинается с начала $МК_2$. При искусственном созревании керогена происходит более быстрая перестройка ароматических структур с накоплением межциклического и протонированного углерода относительно природных условий. В ходе природного катагенеза в отличие от лабораторных экспериментов практически не меняется средняя длина *н*-алкильной цепи, но возрастает содержание метильных групп, связанных с ароматическими ядрами, тогда как в ходе искусственного созревания наблюдается укорочение *н*-алкильных цепей керогена, то есть происходит их разрыв [5].

• При усреднении значительного массива данных о составе насыщенных углеводородов битумоида верхнедевонских отложений и нефтей доманиково-турнейского комплекса ТПБ были получены типовые значения ряда биомаркерных коэффициентов, отражающие генетическую принадлежность и термическую преобразованность ОВ доманикового типа – это распределение стерановых УВ $C_{27} : C_{28} : C_{29}$, отношение три-/пентацикланы, коэффициенты $2\times C_{17}/C_{16}+C_{18}$ и $2\times C_{28}/C_{26}+C_{28}$, рассчитанные по составу н-алканов. Данные коэффициенты хорошо работают для целей корреляции в системе ОВ пород – нефть [7–9].

• Нами предложены новые углеводороды для оценки термической зрелости ОВ доманика. Показано, что распределение ароматических углеводородов-биомаркеров, представленных моно- и триароматическими стероидами, 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрена и 1,2,8-триметилфенантрена, метилдибензотиофенов и метилфенантренов в нефтях верхнего девона и битумоидах доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна закономерно изменяется со степенью термической зрелости ОВ и нефтей [8, 10, 11].

• Изотопный состав углерода керогена, битумоида и нефтей верхнедевонских отложений ТПБ характерен для сапропелевого ОВ, а средние значения $\delta^{13}C$ для узких фракций битумоида соответствуют средним значениям изотопного отношения $\delta^{13}C$ отдельных фракций нефтей доманикового генотипа [7]. Единственное отличие состоит в том, что углерод асфальтенов в нефтях обеднен ^{13}C по сравнению со смолами и ароматическими углеводородами, а в битумоидах – наоборот.

• Усреднённые профили ИСУ *н*-алканов нефтей доманикового генотипа и битумоидов доманиковых отложений ТПБ практически совпадают, что свидетельствует о сингенетичном характере залежей исследованных нефтей позднего девона и повышает корректность корреляции в системе нефть – ОВ, а также даёт основание для использования в качестве важного критерия генетической принадлежности к доманиковому типу [7, 12].

• Для ОВ доманика выявлена зависимость изотопного состава углерода *н*-алканов от температуры искусственного созревания ОВ породы, что потенциально повышает достоверность корреляции между нефтью и органическим веществом нефтематеринской породы по изотопным данным [12].

• На основании комплекса показателей, рассчитанных по углеводородам-биомаркерам, а также особенностям структурно-группового состава нефтей верхнего девона ТПБ, изученных методами хромато-масс-спектрометрии и спектроскопии ЯМР ^1H и ^{13}C, было выделено 5 групп нефтей, 3 из которых относятся к “типичному” доманиковому генотипу. При этом все изученные нефти остаются достаточно близкими по своим геохимическим характеристикам, типу исходного органического вещества и термической зрелости [6, 8].

Таким образом, комплексный анализ состава углеводородов-биомаркеров, генерационного потенциала ОВ и его химического строения изотопных особенностей для нефтематеринских пород доманиковых отложений и нефтей доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса ТПБ, а также сопоставление поведения ОВ в процессе искусственного созревания ОВ в модельных экспериментах и природного катагенеза, изменения его состава и геохимических характеристик, позволил получить полную информацию о “доманиковом генотипе” и установить химические и изотопные критерии отнесения нефтей ТПБ к нефтям генетически связанным с отложениями доманика.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бушнев Д.А. Особенности состава биомаркеров битумоида и продуктов пиролиза керогена отложений верхнего девона Печорского бассейна / Д.А. Бушнев // Нефтехимия. – 2002. – Т. 42. – № 5. – С. 325–339.
2. Бушнев Д.А. Органическое вещество Ухтинского доманика / Д.А. Бушнев // ДАН. 2009. Т. 426. № 4. С. 516–519.

3. Бушнев Д.А. Аноксия доманикового бассейна Тимано-Печорского региона / Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная, Е.С. Пономаренко, Т.А. Зубова (Кирюхина) // Литология и полезные ископаемые. – 2016. – № 4. – С. 329–335.
4. Бурдельная Н.С. Off-line пиролиз керогена доманиковых отложений Тимано-Печорского осадочного бассейна / Н.С. Бурдельная, А.А. Деревесникова, Д.А. Бушнев // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2016. – № 9. – 10. – С. 3–7.
5. Бушнев Д.А. Результаты ^{13}C ЯМР и ИК спектроскопии керогена верхнедевонских доманикитов Тимано-Печорского бассейна / Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная, М.В. Мокеев // Геохимия. – 2019. – Т. 64. – № 11. – С. 1146–1157.
6. Бушнев Д.А. Органическое вещество доманикитов Тимано-Печорского бассейна — условия проявления главной фазы нефтеобразования / Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная, А.Н. Шадрин, Н.П. Фадеева, М.Б. Смирнов // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. – С. 1048–1055.
7. Бушнев Д.А. Геохимия углеводородов – биомаркеров и изотопов углерода органического вещества доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна / Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная, М.А. Большакова // Геохимия. – 2023. – Т. 68 – № 2. – С. 139–148.
8. Бушнев Д.А. Геохимия нефтей позднего девона Тимано-Печорского бассейна / Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная, О.В. Валяева, А.А. Деревесникова // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3–4. – С. 410–422.
9. Бушнев Д.А. Молекулярные и структурно-групповые особенности нефтей верхнего девона Тимано-Печорской провинции / Д.А. Бушнев, М.Б. Смирнов, Н.С. Бурдельная, О.В. Валяева // Геохимия. – 2017. – № 9. – С. 811–823.
10. Бурдельная Н.С. Новый показатель зрелости в органическом веществе доманиковых отложений / Н.С. Бурдельная, Д.А. Бушнев // Геология и геофизика. – 2021. – № 2. – С. 187–196.
11. Деревесникова А.А. Ароматические биомаркеры стеранового и гопанового ряда в верхнедевонских нефтях и битумоидах доманиковых отложений тимано-печорского бассейна / А.А. Деревесникова, Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2019. – № 5 (293). – С. 3–12.
12. Бушнев Д.А. Нефти и органическое вещество позднедевонских отложений Тимано-Печорского бассейна, сопоставление по молекулярным и изотопным данным / Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная // Нефтехимия. – 2015. – Т. 55. – № 5 – С. 375–382.

УДК 553.981/982+552.578.1/2
DOI 10.53954/9785604990070_27

ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ПОРОД НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.И. Бурухина, Е.А. Фурсенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Приводятся результаты геохимического изучения кернового материала, отобранного из юрско-меловых толщ севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (полуостров Ямал, Гыдан). Проведена оценка генерационного потенциала пород, а также генотипа, степени катагенетической преобразованности и палеофациальных обстановок накопления содержащегося в них органического вещества.

Ключевые слова: *органическое вещество, Западная Сибирь, полуостров Ямал, полуостров Гыдан*

GEOCHEMISTRY OF ORGANIC MATTER OF JURASSIC-CRETACEOUS ROCKS FROM NORTHERN WEST SIBERIA

A. Burukhina, E. Fursenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The article presents the results of the geochemical study performed for core samples of Jurassic-Cretaceous strata from northern West Siberia (Yamal, Gydan peninsula). The assessment of both rocks generation potential and genotype, catagenetic maturity, sedimentary settings of their organic matter has been carried out.

Key words: *organic matter, West Siberia, Yamal peninsula, Gydan peninsula*

Изучение осадочных пород юрско-мелового комплекса из скважин, пробуренных на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Восходная-3021, Арктическая-16, Нейтинская-28, Штормовая-125), методами органической геохимии проводились для определения генотипа, степени катагенетической преобразованности и палеофациальных обстановок накопления содержащегося в них органического вещества (ОВ). Для 87 образцов кернового материала в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН определены пиролитические характеристики (Rock-Eval ТРН/ТОС) и содержание органического углерода ($С_{орг}$). Для 81 образца проведены битуминологические исследования (холодная экстракция хлороформом, адсорбционно-жидкостная хроматография, ГЖХ и ХМС насыщенных фракций, ХМС ароматических фракций).

Показано, что в наибольшей степени органическим углеродом обогащены породы баженовской свиты (2,31–4,07% на породу) на юге полуострова Ямал (скв. Восходная-3021), а также отдельные интервалы вымской свиты (до 4,31%) на полуострове Гыдан (скв. Штормовая-125). Значения $С_{орг}$ для остальных образцов находятся в диапазоне от 0,67 до 2,47% (в среднем 1,35%). Исключением является 1 образец танопчинской свиты из скв. Восходная-3021 с $С_{орг}$ 10,06%, что связано, вероятнее всего, с включениями углефицированного растительного детрита, который наблюдается при визуальном анализе керна.

По результатам пиролитических исследований в большинстве изученных пород, включая образцы баженовской свиты из скв. Нейтинская-28, содержится ОВ смешанного, преимущественно террагенного генотипа [1, 2], накопление которого происходило в слабо восстановительных/ субокислительных обстановках (OI > 10 мг CO_2/г $С_{орг}$; рис. 1). Высокая доля аквагенных липидов в составе и сильно восстановительные условия фоссилизации (OI < 10 мг CO_2/ г $С_{орг}$) ОВ идентифицированы в средней части вымской свиты (S_2 – 11,62 мг УВ/г породы; HI – 312 мг УВ/г ТОС) в разрезе скв. Штормовая-125 и в керновом материале баженовской свиты (S_2 – 9,64 мг УВ/г породы; HI – 256 мг УВ/г ТОС соответственно) из скв. Восходная-3021 (см. рис. 1). Однако, несмотря на высокие значения HI и, наоборот, низкие – OI, тяжелый изотопный состав органического углерода (–25,3 ‰) образца из средней части вымской свиты на полуострове Гыдан указывает на террагенный генотип содержащегося в нем ОВ [3].

По совокупности данных о групповом составе битумоидов (содержание УВ ≤ 50%), индексе продуктивности (PI < 0,5), диаграмме Успенского-Вассоевича изученные экстракты можно считать сингенетичными вмещающим породам, несмотря на имеющиеся признаки проявления нефтегазогенерации и внутрислоевой миграции генерированных УВ-флюидов, и учитывать их компонентный состав при геохимической типизации. Так, распределение стерановых и трицикловых УВ подтверждает преимуще-

© А.И. Бурухина, Е. А. Фурсенко, 2024

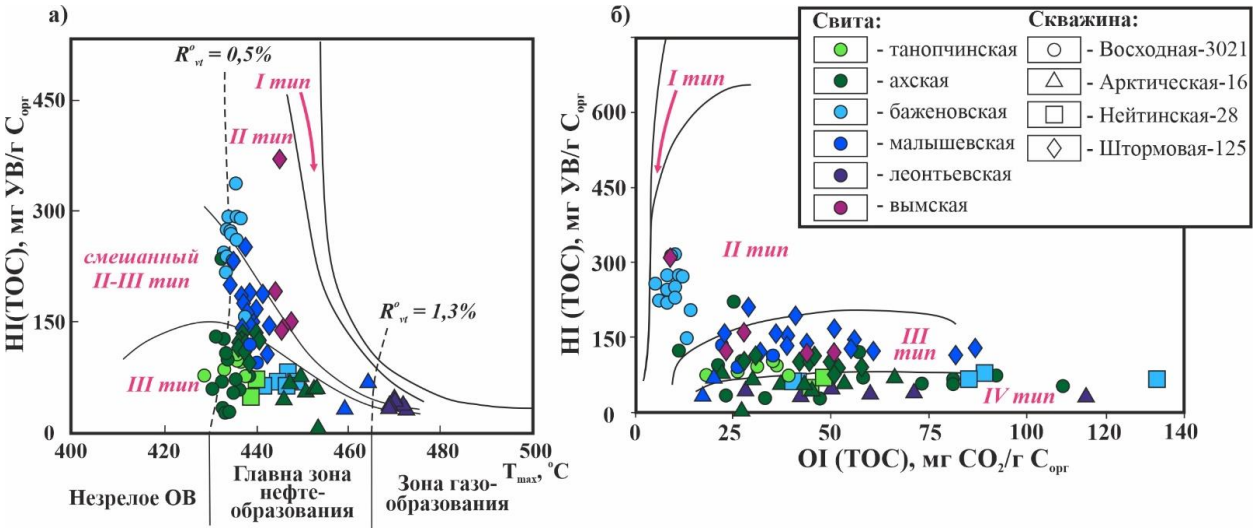


Рис. 1. Пиролитические характеристики юрско-меловых пород полуострова Ямал и Гыдан. Зависимости: а) HI от T_{max} (по [1, 4]); HI от OI (по [2])

ственно аквагенный генотип ОВ баженовской свиты на юге полуострова Ямал (скв. Восходная-3021) (I_{TC} 0,40–0,57; стераны C_{29}/C_{27} 0,90–1,08). Участие аквагенных липидов в формировании ОВ на юге полуострова Ямал определяется также для пород ахской свиты (I_{TC} 1,03–1,76; стераны C_{29}/C_{27} 1,05–1,54). Для остальных изученных пород юрского и мелового возраста эти генетические параметры подтверждают преобладающую роль террагенной составляющей в составе ОВ (I_{TC} 1,64–29,52; стераны C_{29}/C_{27} 1,17–8,20) [2, 5]. При этом, по распределению нормальных и изопреноидных алканов седиментация и диагенез ОВ юрских толщ полуострова Гыдан (скв. Штормовая-125) происходили в субокислительных обстановках (пристан/ фитан 2,28–4,67, ср. знач. 3,13; диаграмма Кеннона-Кессоу), а остальных изученных толщ – в слабо, умеренно восстановительных (пристан/ фитан 0,97–3,95, ср. знач. 2,01; диаграмма Кеннона-Кессоу). Вместе с тем, в большинстве изученных битумоидов, включая экстракты баженовской свиты из скв. Восходная-3021, определяются высокие концентрации ретена (m/z 219→234) и перилена (m/z 252), которые считаются производными смол хвойных растений [6].

Степень термокаталитической зрелости ОВ по пиролитическому параметру T_{max} (428–453 °C) для большинства образцов соответствует главной зоне нефтеобразования [4]. В общем случае наблюдается закономерное увеличение этого показателя с глубиной, типичное для проявлений регионального катагенеза в крупных осадочных бассейнах. Так, наибольшая катагенетическая преобразованность ОВ диагностируется для наиболее погруженных (относительно остальной коллекции) образцов малышевской (459, 464 °C) и леонтьевской свит (469–473 °C) из скв. Арктическая-16 (см. рис. 1, а). Полученные выводы о степени катагенеза ОВ изученных толщ согласуются с результатами молекулярных исследований – значения параметров по распределению стеранов и аренов смещаются в область величин, характерных для более высоких стадий преобразованности ОВ, сверху вниз по разрезу отдельно взятых скважин.

В общем случае изученные породы характеризуются невысоким остаточным генерационным потенциалом (HI ср. знач. 93 мг УВ/ г $C_{орг}$; $S_1 + S_2 \leq 6$ мг УВ/ г $C_{орг}$). Более высокие значения пиролитических параметров характерны для образцов баженовского горизонта из скв. Восходная-3021 (HI ср. знач. 256 мг УВ/ г $C_{орг}$; $S_1 + S_2$ до 13,8 мг УВ/ г $C_{орг}$) и прослоя из средней части вымской свиты в разрезе скв. Штормовая-125 (HI 312 мг УВ/ г $C_{орг}$; $S_1 + S_2$ – 2,8 мг УВ/ г $C_{орг}$), что позволяет предполагать для этих пород более высокий генерационный потенциал. При этом, низкие интенсивности пиролитических пиков S_1 и S_2 для пород леонтьевской свиты из скважины Арктическая-16 (HI ср. знач. 40 мг УВ/ г $C_{орг}$; $S_1 + S_2$ 0,53–1,14 мг УВ/ г $C_{орг}$) может быть связано с высокой степенью преобразованности этого ОВ и, как следствие, высокой реализованностью его преимущественно газогенерационного потенциала.

Работа выполнена при финансовой поддержке научной темы FWZZ-2022-0011 Государственной программы ФНИ (определение нефтегазогенерационного потенциала пород) и проекта РНФ 22-17-00054 (реконструкция фациально-генетических условий фоссилизации нефтегазоматеринского ОВ)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лопатин Н.В. Пиролиз в нефтегазовой геохимии / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец. – М.: Наука, 1987. – 144 с.
2. Peters K.E. The biomarker guide / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – Cambridge: Cambridge University Press, 2005 – 704 p.
3. Конторович А.Э. Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти / А.Э. Конторович, Н.А. Верховская, И.Д. Тимошина, А.С. Фомичев // Геология и геофизика. – 1986. – № 5. – С. 3–13.
4. Espitalie J. La pyrolise Rock-Eval et ses applications (Deusième partie)/ J. Espitalie, G. Deroo, F. Marguis // Revue de JJFP. 1985. Vol. 40. – No. 6. – P. 755–784.
5. Петров А.А. Углеводороды нефти / А.А. Петров. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
6. Otto A. Chemosystematics and diagenesis of terpenoids in fossil conifer species and sediment from the Eocene Zeitz formation, Saxony, Germany / A. Otto, D.R.T. Simoneit // Geochim. Cosmochim. Acta. – 2001. – Vol. 65. – P. 1715–1728.

УДК 551.2, 551.8
DOI 10.53954/9785604990070_30

ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ И ТЕКТОНИКА СЕВЕРНОЙ ЕВРАЗИИ В МЕЗОЗОЕ: ТЕКТОНО-ТЕРМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ОРОГЕНОВ И ПОДНЯТИЙ, U-PB ДАТИРОВАНИЕ ДЕТРИТОВЫХ ЦИРКОНОВ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

М.М. Буслов[1], А.В. Куликова[1,2], А.В. Травин[1]

[1] Институт геологии и минералогии им. В.С.Соболева СО РАН, Новосибирск, Россия
[2] Казанский федеральный университет, Казань, Россия

Аннотация. На основании тектоно-термического анализа пород Сибирской платформы, складчатых областей Урала, Тянь-Шаня, Алтае-Саяна, Тувы, Забайкалья и U-Pb датирования детритовых цирконов Западно-Сибирского, Кузнецкого, Канско-Ачинского и Иркутского бассейнов показаны взаимосвязь и закономерности формирования орогенов и осадочных бассейнов Северной Евразии в мезозое.

Ключевые слова. *Орогены, осадочные бассейны, Северная Евразия, тектоно-термальный анализ, трековое датирование апатита.*

PALEOGEOGRAPHY AND TECTONICS OF NORTHERN EURASIA IN THE MESOZOIC: TECTONOTHERMAL ANALYSIS OF OROGENS AND UPLIFTS, U-PB DATING OF DETRITAL ZIRCONS FROM SEDIMENTARY BASINS

M.M. Buslov[1], A.V. Kulikova[1,2], A.V. Travin[1]

[1] Sobolev Institute of Geology and Mineralogy SB RAS, Novosibirsk, Russia
[2] Kazan Federal University, Kazan, Russia

Annotation. Based on tectonothermal analysis of rocks from the Siberian Platform, folded areas of the Urals, Tien Shan, Altai-Sayan, Tuva, Transbaikalia and U-Pb dating of detrital zircons from the West Siberian, Kuznetsk, Tuva, Kansk-Achinsk and Irkutsk basins, relationships and patterns are shown formation of orogens and sedimentary basins of Northern Eurasia in the Mesozoic.

Keywords. *Orogens, sedimentary basins, Northern Eurasia, tectonothermal analysis, track dating of apatite.*

Тектоно-термический анализ реконструирует термическую историю геологических объектов на результатах мультиминерального датирования [1]. Изотопные системы в различных минералах характеризуются разными значениями температуры закрытия. Температура закрытия U-Pb системы в цирконе около 900 °C, температуры закрытия K/Ar изотопной системы в амфиболе около 550°C, в мусковите в диапазоне 340–360 °C, в биотите в диапазоне 330–350 °C, полевых шпатах в диапазоне 240–220 °C. U-Pb датирование цирконов определяет возраст образования пород, Ar/Ar датировки амфиболов, слюд и полевых шпатов будут фиксировать подъем исследуемой породы с глубин от 10–15 км до 7–8 км. Эффективная температура закрытия трековой системы апатита определена как 110–120 °C. Метод трекового датирования апатита (AFT) применяется для реконструкции термической истории пород верхних частей континентальной коры (3–5 км) за период до нескольких сотен миллионов лет. Термическая история пород просчитывается компьютерной программой с построением графиков, отображающих тренд изменения температурного режима породы во времени (t-T). Принимая за основу градиент изменения температур с глубиной (25–30°/км), по полученному t-T-тренду можно оценить мощность и скорость денудации. Пологое поведение линии t-T-тренда интерпретируется как период тектонической стабилизации в регионе с формированием пенеплена. Значения наклонности линии t-T-тренда указывают на скорость и интенсивность денудации, что может рассматриваться как степень тектонической активизации в регионе, выраженной в росте горных систем и поднятий.

Для решения вопросов палеогеографической, тектонической и седиментологической эволюции бассейнов в мировой практике используется анализ U-Pb возрастных спектров детритовых цирконов. Путем корреляции геохронологических и стратиграфических данных по осадочным бассейнам в корреляции с данными трекового датирования пород окружающих горных систем возможно уверенно выявить пути рассеивания осадочного материала, определить области их сноса, а также оценить объемы осадочного материала (коллекторов), поступающего в бассейн седиментации в различные промежутки времени.

Моделирование термальной истории пород методом AFT показало [2–7 и др.], что на Тянь-Шане AFT пики горообразования проявились в периоды ~200–130 млн лет и в последние 20 млн лет, на Урале ~ 300–250 млн лет и последние 15 млн лет, в Алтае-Саянах, Туве, Забайкалье ~165–80 млн лет и в по-

© М.М. Буслов, А.В. Куликова, А.В. Травин, 2024

следние 7–5 млн лет, Сибирская платформа испытала поднятие в периоды 230–180, 150–120 и 65–60 млн лет. Субвертикальные мезозойские t-T-тренды охлаждения (150–60 °C) пород свидетельствуют по меньшей мере до 2–3 км денудации пород на территории Северной Евразии в юре (Тянь-Шань, Сибирская платформа) и поздней юре – мелу (Алтае-Саяны, Тува, Забайкалье).

В среднем триасе-юре океаническая плита Палео-Тетис, включающая докембрийские тектонические блоки, погружалась под Евразию с юга, что привело к формированию коллизионного орогена [8 и др.]. Считается, что столкновение Квингтанг (Qiangtang) континентального блока с Евразией вызвало реактивацию разломов и поднятие Тянь-Шаня, расположенного вблизи зоны столкновения. По мнению [9 и другие] в мезозое Евразия претерпела интенсивную тектоническую реактивацию (начавшуюся около 160 млн лет назад), связанную с закрытием Монголо-Охотского океанического бассейна и последующей коллизией с Северо-Китайским континентом. В результате был сформирован мезозойский коллизионный Монголо-Охотский пояс, который протягивается на расстояние свыше 3000 км от Центральной Монголии до Охотского моря. Денудация мезозойского орогена привела к образованию обломочного материала, который речными системами выносился через транзитные зоны (Иркутский, Канско-Ачинский и Кузнецкий бассейны) в шельфовую область Северной Евразии, в том числе крупнейший в мире Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн [10 и др.]. U-Pb датирование детритовых цирконов указанных бассейнов хорошо коррелируется с возрастами позднепалеозойских магматических пород, слагающих огромные по размерам гранитойдные массивы Забайкалья и Монголии (Байкало-Витимский, Хангайский и Хэнтэйский), суммарной площадью выходов свыше 300 000 км^2. Для Западно-Сибирского бассейна были изучены детритовые цирконы из керна скважинного материала Северо-Контилорского, Тевлинско-Руссинского, Мишаевского, Северо-Егурьяхского и Нонг-Еганского месторождений. Были исследованы песчаники из верхнеюрских отложений, подстилающих нефтегазоносную баженовскую свиту, собственно породы баженовской свиты, породы «аномальных разрезов» баженовской свиты или подачимовской толщи, и породы нижней части ачимовского комплекса. Образцы отобраны на глубинах 2750–2950 метров. Они имеют ярко выраженный возрастной пик на 300 и 259 млн лет и менее проявленный на 250 млн лет. В породах подачимовкой толщи и ачимовского комплекса появляется ярко выраженный пик на 468–482 млн лет, что может свидетельствовать о сносе материала в результате разрушения раннепалеозойских гранитойдов Алтае-Саянской складчатой области. Древние пики возрастов цирконов в 1800 и 2300–2600 млн лет указывают, что снос в бассейн происходил и с Сибирской платформы.

Таким образом, геологические данные и тектоно-термический анализ пород показывают, что Северная Евразия перенесла значительную мезозойскую активизацию, связанную с формированием коллизионных орогенов на южной окраине как результат коллизии крупных докембрийских континентальных блоков, расположенных в субдуцирующих плитах Палео-Тетиса и Монголо-Охотского океанов. Разрушение орогенов в мезозое привело к заполнению крупнейшего в мире Западно-Сибирского и других бассейнов Северной Евразии.

Исследования выполнены при финансовой поддержке РНФ (геохронологические исследования, грант 22-17-00038)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Травин А.В. Термохронология раннепалеозойских коллизионных, субдукционно-коллизионных структур Центральной Азии // Геология и геофизика, 2016, т. 57 (3), с. 553–574. – Режим доступа: https://doi: 10.15372/GiG20160306.
2. De Grave J., Glorie S., Buslov M.M., Stockli D.F., McWilliams M.O, Batalev V., Van den Haute P. Thermotectonic history of the Issyk-Kul basement (Kyrgyz Northern Tien Shan, Central Asia). Gondwana Research. – 2013. – 23. – P. 998–1020. – Режим доступа: https://doi:10.1016/j.gr.2012.06.014.
3. De Grave J., De Pelsmaeker E., Zhimulev F.I., Glorie S., Buslov M.M., Van den Haute P. Meso-Cenozoic building of the northern Central Asian Orogenic Belt: thermotectonic history of the Tuva region. Tectonophysics. – 2014. – 621. – P. 4459. – Режим доступа: https://doi: 10.1016/j.tecto.2014.01.039.
4. Glorie S., De Grave J. Exhuming the Meso-Cenozoic Kyrgyz Tianshan and Siberian Altai-Sayan: a review based on low-temperature thermochronology. Geoscience Frontiers. – 2016. – 7. –P. 155170. – Режим доступа: https:// doi.org/10.1016/j.gsf.2015.04.003.
5. Glorie S., De Grave J., Zhimulev F.I., Buslov M.M., Elburg M.A., Van den Haute P. Structural control on Meso-Cenozoic tectonic reactivation and denudation in the Siberian Altai: insights from multi-method thermochronometry. Tectonophysics. – 2012. – 544-545. – P. 75–92. – Режим доступа: https:// doi.org/10.1016/j.tecto.2012.03.035.

6. Bagdasaryan T.E., Thomson S.N., Latyshev A.V., Veselovskiy R.V., Zaitsev V.A., Marfin A.E., Zakharov V.S., Yudin D.S. Thermal history of the Siberian Traps Large Igneous Province revealed by new thermochronology data from intrusions // Tectonophysics. 2022. V. 836. 229385. – Режим доступа: https:// doi.org/ 10.1016/j.tecto.2022.229385.
7. Багдасарян Т.Э., Гайдук А.В., Хубанов В.Б., Латышев А.В., Веселовский Р.В. Первые результаты трекового датирования апатита с применением LA-ICP-MS из кровли фундамента Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская антеклиза) // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. 2023. Т. 510. № 2. С. 39–43. – Режим доступа: https:// doi.org/ 10.31857/S2686739723600248.
8. Golonka J. Plate tectonic evolution of the southern margin of Eurasia in the Meso- zoic and Cenozoic. Tectonophysics. – 2004. – 381. – P. 235–273. – Режим доступа: https:// doi.org/ 10.1016/j.tecto.2002.06.004
9. Zorin Yu.A. Geodynamics of the western part of the Mongolia-Okhotsk collisional belt, Trans-Baikal region (Russia) and Mongolia. Tectonophysics. – 1999. – 306. – P. 33–50. – Режим доступа: https:// doi.org/10.1016/S0040-1951(99)00042-6.
10. Le Heron D.P., Buslov M.M., Davies C., Richards K., Safonova I.Yu. Evolution of Mesozoic fluvial systems along the SE flank of the West Siberian Basin, Russia // Sedimentary Geology. – 2008. – V. 208. – P. 45–60. https:// doi:10.1016/j.sedgeo.2008.05.001.

УДК 550.4
DOI 10.53954/9785604990070_33

ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИКИ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ТЕРМОЛИЗЕ ДОМАНИКОВОГО СЛАНЦА В АВТОКЛАВЕ

Д.А. Бушнев[1], Н.С. Бурдельная[1], А.А. Ильченко[1], Я.Д. Сенникова[2], Д.В. Кузьмин[1]

[1]ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар
[2] СГУ им. П. Сорокина, Сыктывкар

Аннотация. Было изучено образование углеводородных газов при автоклавном эксперименте с доманиковым сланцем. Полученные данные позволили получить кинетические спектры для метана и более тяжёлых углеводородов – гомологов. Образование газов состава C_2+ связано с термическим преобразованием алкильных фрагментов керогена доманикового керогена. Образование метана происходит за счёт трансформации разных прекурсоров. Различный генезис газов отражается в их кинетических спектрах.

Ключевые слова: *углеводородные газы, доманиковый сланец, кероген, водный пиролиз*

THE KINETICS STUDY OF GASEOUS HYDROCARBONS DURING THE THERMOLYSIS OF DOMANIK BITUMINOUS SHALE IN AN AUTOCLAVE

D. Bushnev[1], N. Burdelnaya[1], A. Ilchenko[1], Ya. Sennikova[2], D. Kuzmin[1]

[1]Institute of geology FRC Komi SC UB RAS, Syktyvkar
[2]Pitirim Sorokin Syktyvkar State University, Syktyvkar

Annotation. The formation of hydrocarbon gases during an autoclave experiment with Domanik bituminous shale was studied. The data obtained made it possible to calculate kinetic spectra for methane and heavier hydrocarbons – homologues. The formation of C2+ gases is associated with the thermal decomposition of alkyl fragments of the Domanik kerogen. Methane formation occurs due to the transformation of various precursors. The different genesis of gases is reflected in their kinetic spectra.

Key words: *hydrocarbon gases, Domanik shale, kerogen, hydrous pyrolysis*

Кинетика образования углеводородов при катагенезе определяет время реализации углеводородного потенциала нефтегазоматеринскими породами. Раздельный прогноз нефтеобразования и газообразования опирается на данные многокомпонентной кинетики. Распространено исследование кинетики образования углеводородных газов методом пиролитической газовой хроматографии. Свои достоинства имеет и исследование кинетики газообразования при использовании техники гидротермального эксперимента. Прежде всего, это связано со вполне очевидным более корректным приближением к природным условиям в гидротермальном эксперименте по сравнению с сухим высокотемпературным пиролизом.

Автоклавный эксперимент был проведён при температурах 250–375 °С, шаг 25 °С, продолжительность эксперимента 24 часа. После охлаждения автоклава до комнатной температуры состав углеводородных газов исследовался с помощью газовой хроматографии. Расчёт выхода углеводородных газов проводился с учётом данных об остаточном давлении в автоклаве и объёме автоклава не занятного жидкостью. Значения выхода углеводородных газов пересчитывались на величину содержания $C_{орг}$ в навеске исходной породы.

Значения зрелости, достигнутые в эксперименте органическим веществом сланца, оценивались по результатам пиролиза Rock-Eval остаточного сланца, элементному составу и по расчёту величины EASY %Ro. Совокупность этих критериев позволяет сказать, что в эксперименте достигнута и пройдена градация катагенеза $МК_3$, то есть органическое вещество прошло главную фазу нефтеобразования. Соответственно и суммарный выход углеводородных газов соответствует их генерации за этап главной фазы нефтеобразования.

Кинетические исследования процесса образования углеводородов производились с учётом следующих уравнений кинетики для реакций первого порядка:

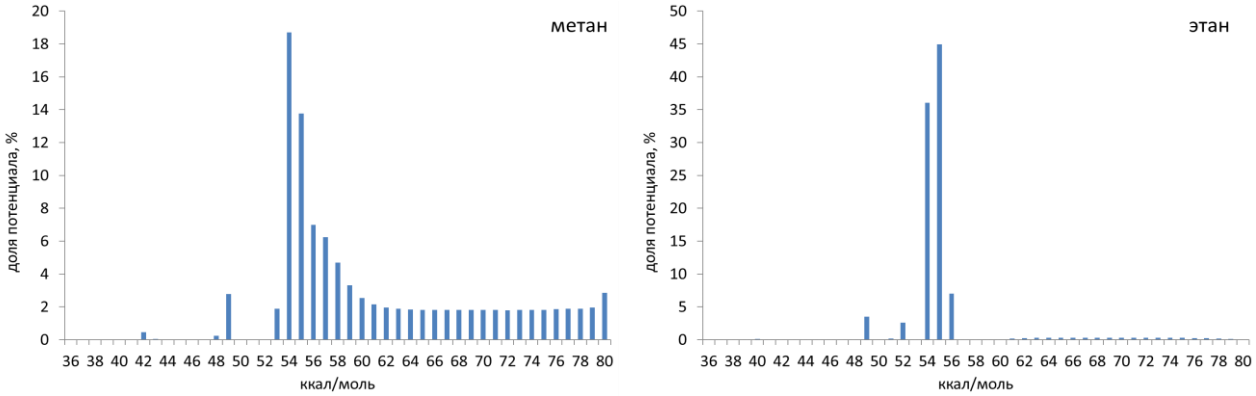
Скорость реакции в момент времени:

$$-dC / dt = k \times C$$

Концентрация реагента ко времени *t:*

$$C = C_0 \nu exp\left(-kt\right)$$

© Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная, А.А. Ильченко, Я.Д. Сенникова, Д.В. Кузьмин, 2023



Распределение энергий активации образования метана и суммы углеводородных газов C_2+ при их образовании в суточном гидротермальном эксперименте. Значение $A_0 = 1\times10^{14}$ с$^{-1}$.

Зависимость константы скорости химической реакции определялась согласно уравнению Аррениуса, описывающему константу скорости реакции (k) как функцию температуры (T), энергии активации (E_a) и предэкспоненциального множителя (частотного фактора или константы Аррениуса (A_0)).

$$k = A_0 \times \exp\left(-E_a / RT\right)$$

Количество образовавшегося углеводородного газа (V) при температуре и времени опыта рассчитываться как сумма псевдокомпонентов, образующих данный углеводородный газ и обладающих отличающимися заданными значениями энергиями активации:

$$V\left(T,t\right) = \sum_{i=1}^{n} a_i \times C_0 \times \left(1 - exp\left(-A_0 \times \exp\left(-\frac{Ea_i}{RT}\right) \times t\right)\right),$$

где C_0 – максимально возможный выход углеводородного газа, i – номер псевдокомпонента, a_i – доля псевдокомпонента, а Ea_i – его энергия активации. Константа Аррениуса принималась одинаковой для всех псевдокомпонентов.

Задача получения кинетического спектра сводится к поиску значений a_i, отвечающих значениям энергии активации Ea_i. Необходимые для расчётов данные о максимально возможном выходе углеводородных газов (C_0) при термическом разложении керогена брались нами из независимо выполненного сухого пиролиза при 800 °С [1]. Расчёты производились с фиксированным значением $A_0 = 1\times10^{14} c^{-1}$.

Метан. Основной максимум распределения энергий активации приходится на значения E_a 54–55 ккал/моль. При анализе спектра не упускаем из виду, что максимальный выход метана в опыте при 375 °С составил 19 мг/г $C_{орг}$. Величина C_0 для метана в наших расчётах бралась 42 мг/г $C_{орг}$. Отсюда следует, что для большего интервала значений выхода метана изначально существует неопределённость с распределением генерационного потенциала метана по энергиям активации. Для этана, бутана, суммы углеводородных газов C_2+ выход газа при максимальной температуре опыта не столь существенно отличался от значения, полученного при сухом пиролизе при 800 °С и принимаемом при расчёте кинетического спектра за значение C_0 соответствующих газов. В исследованном интервале температур и времени проведения опыта все полученные кинетические спектры в целом сходны по положению основного максимума распределения углеводородного потенциала по энергиям активации.

Полученный результат прекрасно согласуется с зафиксированной нами зависимостью [1]. Было установлено, что образование газов C_2–C_5 при пиролизе остаточного керогена линейно связано с убылью алкильных фрагментов керогена. Собственно, это и ожидаемо, исходя из химической природы данных углеводородных газов. Образование углеводородных газов при термической деструкции алкильных цепей керогена доманикового сланца приводит к узкому максимуму в распределении энергий активации образования данных углеводородов. На кинетических спектрах пики выше по энергии основного максимума отсутствуют. Причина этого – исчерпание углеводородного потенциала предшественников данных структур при уходе алкильных фрагментов керогена. Образование метана не связано только с деструкцией парафиновых цепей.

Работа выполнена при финансовой поддержке РНФ (проект № 23-27-00139, «Изучение образования газообразных углеводородов керогеном доманика при моделировании его термического преобразования в гидротермальном эксперименте и сухом пиролизе»)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bushnev D.A. Composition of Hydrocarbon Gases Formed by Dry Pyrolysis of Domanik Shale Kerogen after Hydrothermal Experiment / D.A. Bushnev, N.S. Burdelnaya, A.A. Ilchenko, Ya.D. Sennikova // Petroleum Chemistry. – 2023.

УДК 550.4
DOI 10.53954/9785604990070_36

ПАРАФИНИСТЫЕ НЕФТИ ЮГА ПЕЧОРО-КОЖВИНСКОГО МЕГАВАЛА И ИХ МАТЕРИНСКОЕ ВЕЩЕСТВО

Д.А. Бушнев, А.А. Ильченко, Н.С. Бурдельная

ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар

Аннотация. Изучен состав углеводородов биомаркеров и изотопов углерода в индивидуальных парафинах нефтей и битумоидов из среднедевонско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса Тимано-Печорского бассейна. Исследованные нефти высокопарафинисты, они имеют минимальные концентрации полициклических биомаркеров. Корреляция нефть-нефтематеринское вещество выполненная по комплексу показателей не противоречит гипотезе о сингенетичности нефтей вмещающему комплексу терригенных отложений.

Ключевые слова: *парафинистые нефти, органическое вещество, кероген, среднедевонско-нижнефранский нефтегазоносный терригенный комплекс, Тимано-Печорский бассейн*

PARAFINOUS OILS FROM SOUTH PART OF PECHORA-KOZHVA MEGASWELL AND THEIR INITIAL ORGANIC MATTER

D. Bushnev A., Ilchenko, N. Burdelnaya

Institute of Geology FRC Komi SC UB RAS, Syktyvkar

Annotation. The composition of hydrocarbon biomarkers and carbon isotopes in individual paraffins of oils and bitumens from the Middle Devonian-Lower Frasnian oil and gas complex of the Timan-Pechora basin was studied. The studied oils are highly paraffinic; they have minimal concentrations of polycyclic biomarkers. The oil-source rock organic matter correlation carried out using a set of indicators does not contradict the hypothesis that oils are syngenetic with the host complex of terrigenous deposits.

Key words: *paraffinic oils, organic matter, kerogen, Middle Devonian-Lower Frasnian oil and gas terrigenous complex, Timan-Pechora basin*

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн насчитывает ряд месторождений парафинистых нефтей, связанных с продуктивностью среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса. По своему составу парафинистые нефти, резко отличаются от нефтей, образующихся при катагенезе «морского» органического вещества и типичных для карбонатных комплексов нижнего палеозоя и верхнего девона-турне. Отличие заключается в содержании асфальтено-смолистых компонентов и серы, которые в сравнении с морскими нефтями на порядок ниже. Особый интерес привлекают парафинистые нефти среднего девона-нижнего франа территорий Печоро-Кожвинского мегавала. Ранее, анализ состава биомаркеров показал, что основными составляющими метано-нафтеновой фракции для этих нефтей являются алканы нормального строения [1]. Однако, уникальность заключалась не столько в завышенных концентрациях парафинов со средней и высокой молекулярной массой, сколько в содержании изопреноидных алканов и полицикланов. Для анализа последних методом хромато-масс-спектрометрии авторам пришлось прибегнуть к дополнительной процедуре депарафинизации. Кроме этого, парафинистые нефти Печоро-Кожвинского мегавала изотопно легче доманиковых [1–3]. Углерод их *н*-алканов характеризуется пониженным содержанием изотопа ^{13}C, а с увеличением молекулярной массы углеводорода происходит снижение его содержания. Таким образом, Печоро-Кожвинский мегавал является областью с уникальными для Тимано-Печорской провинции нефтями, отличающимися не только фракционными, но и по изотопным характеристикам. А вопрос о генетическом происхождении парафинистых нефтей Тимано-Печорской провинции приобретает фундаментальное и экономическое значение, связанное с прогнозом зон залегания парафинистых нефтей и подсчетом запасов.

Первое обобщение, связавшее генерацию парафинистых нефтей с континентальными отложениями, накопление которых протекало в пресноводных условиях, таких как озера, заливы или дельты было выполнено [4]. В отличие от морских отложений, континентальная органика представлена остатками высших растений. Поверхность листьев при жизни покрывали кутикулярные воски, богатые высокомолекулярными парафинами. Источником *н*-алканов в нефтях считаются соединения, присутствующие, как и исходном для нефти органическом веществе, так и образующиеся в зоне катагенеза. Многочисленные данные указывают, что не только нефтям Печоро-Кожвинского мегавала, но и битумоидам пород поддоманикового коплекса присущи высокие концентрации парафинов линейного строения, и од-

© Д.А. Бушнев, А.А. Ильченко, Н.С. Бурдельная, 2023

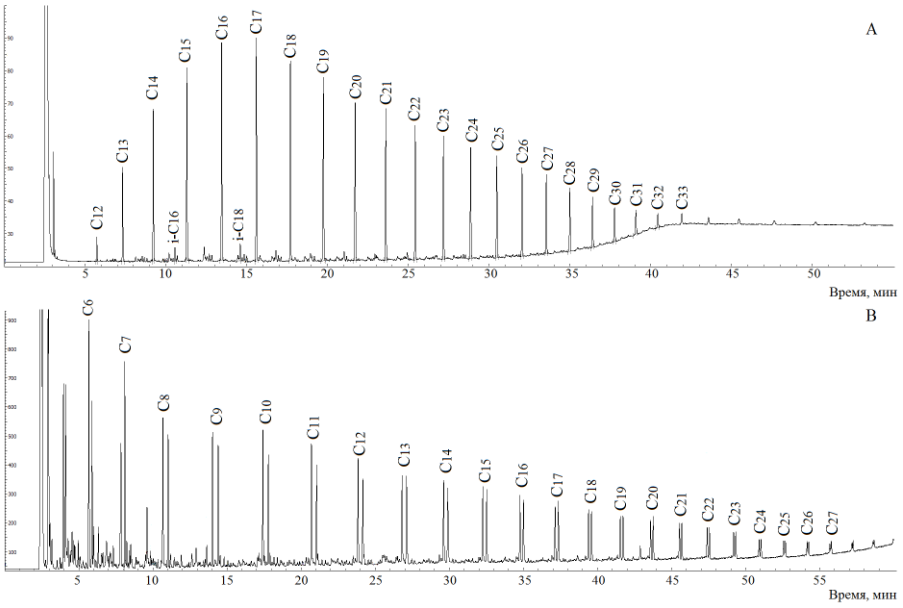


Рис. 1. Хроматограмма алифатической фракции битумоида (А) и продуктов пиролиза керогена (В) образца из скважины 51-Лемьюская, D_2kd.

новременно минимальные концентрациями *изо*-алканов [5]. При изучении углеводородного состава битумоидов среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса южной части Ижма-Печорской нефтегазоносной области, были зафиксированы высокие концентрации парафинов в составе битумоида пород (рис. 1).

Исследование продуктов пиролиза керогена представляет собой мощный инструмент изучения его химического строения. Образовавшиеся при термическом разложении керогена углеводороды несут информацию о структурных элементах керогена. Газохроматографический анализ продуктов пиролиза керогена, выделенного из керна скважин Ижма-Печорской впадины смежной с Печоро-Кожвинским мегавалом и относящихся к отложениям одного нефтегазоносного комплекса, продемонстрировал существенное отличие от ранее изученных образцов керогена доманиковых отложений. Пиролиз керогена поддоманиковых терригенных пород приводит к пиролизату экстремально обогащённому *н*-алкильными структурами (рис. 1).

Работа выполнена в рамках проекта НИР (№ 122040600010-8, «Геолого-геохимические закономерности образования и размещения углеводородных систем, научные основы формирования сырьевой базы углеводородного сырья в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции»)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бушнев Д.А. Геохимия нефтей среднедевонско-нижнефранского терригенного нефтегазоносного комплекса Тимано-Печорского бассейна / Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная, А.А. Деревесникова, Л.В. Огданец // Геохимия. – 2022. – Т. 67(4). – С. 339–349.
2. Бушнев Д.А. Геохимия нефтей позднего девона Тимано-Печорского бассейна / Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная, О.В. Валяева, А.А. Деревесникова // Геология и геофизика. – 2017, – Т. 58. – С. 410–422.
3. Бушнев Д.А. Углеводороды-биомаркеры и изотопы углерода индивидуальных *н*-алканов парафинистых нефтей и битумоидов среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса Тимано-Печорского бассейна / Д.А. Бушнев, А.А. Ильченко, Л.В. Огданец, Н.С. Бурдельная // Геология и геофизика. – 2023.
4. Hedberg H.D. Significance of high-wax oils with respect to genesis of petroleum / H.D. Hedberg // AAPG Bulletin. – 1968. – V. 52. – P. 736–750.
5. Данилевский С.А. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции / С.А. Данилевский, З.П. Склярова, Ю.М. Трифачев. – Ухта, 2003. – 298 с.

УДК 550. 8.05
DOI 10.53954/9785604990070_38

ОПЫТ ГРР И СТРАТЕГИЯ ОСВОЕНИЯ ТРИЗ ПОЛИКОМПОНЕНТНЫХ РЕДКОМЕТАЛЬНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ РАССОЛОВ ЮГА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ НА СОЛИ ЛИТИЯ И ДРУГИЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

А.Г. Вахромеев[1, 2], С.В. Алексеев[1], Д.П. Гладкочуб[1], С.А. Сверкунов[1,2], Ю.К. Ланкин[3], Д.О. Мамаков[4, 5], А.С. Смирнов[6], М.С. Пуляевский[2], С.Б. Коротков[7], И.А. Тиханович[7]

[1] ФГБУН Институт земной коры СО РАН, г. Иркутск
[2] ФГБОУ Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск
[3] Академия водохозяйственных наук, Красноярский филиал ФБУ ГКЗ в г. Иркутск
[4] Общество с ограниченной ответственностью «Сибгаз», г. Иркутск
[5] Общество с ограниченной ответственностью «Столица», г. Иркутск
[6] ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия;
[7] Общество с ограниченной ответственностью «Газпром инвест», г. Санкт-Петербург

Аннотация. На основе обобщения опыта выполненных ранее ГРР на литиеносные рассолы глубоких горизонтов осадочного чехла ЮСП, анализа новейших и ретроспективных геолого-геофизических данных авторы впервые обосновали отнесение этого важнейшего типа минерального редкометалльного сырья России к трудноизвлекаемым (ТРИЗ), и наметили стратегические вопросы, решение которых позволит в кратчайшие сроки оценить запасы рассолов и лития, дать полную геолого-экономическую оценку и перейти к этапу освоения залежей.

Ключевые слова: *редкометалльные промышленные рассолы, литий, геолого-экономическая оценка, ТРИЗ*

EXPLORATION EXPERIENCE AND STRATEGY FOR THE DEVELOPMENT OF TRIZ POLYCOMPONENT RARE METAL INDUSTRIAL BRINES FROM THE SOUTH OF THE SIBERIAN PLATFORM FOR LITHIUM SALTS AND OTHER MINERALS

A.G. VAKHROMEEV[1, 2], S.V. ALEKSEEV[1], D.P. GLADKOCHUB[1], S.A. SVERKUNOV[1, 2], Yu.K. LANKIN[3], D.O. MAMAKOV[4, 5], A.S. SMIRNOV[6], M.S. PULYAEVSKY[2], S.B. KOROTKOV[7], I.A. TIKHANOVICH[7]

[1] Federal State Budgetary Institution of the Earth's Crust SB RAS, Irkutsk
[2] Federal State Budgetary Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk
[3] Academy of Water Sciences, Krasnoyarsk branch of the Federal State Budgetary Institution GKZ in Irkutsk
[4] Sibgaz Limited Liability Company, Irkutsk
[5] Stolitsa Limited Liability Company, Irkutsk
[6] Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, Russia;
[7] Gazprom Invest Limited Liability Company, St. Petersburg

Annotation. Based on the generalization of the experience of previously performed exploration for lithium-bearing brines of deep horizons of the sedimentary cover of the USP, the analysis of the latest and retrospective geological and geophysical data, the authors for the first time justified the attribution of this most important type of rare metal mineral raw materials in Russia to hard-to-recover (TRIZ) and outlined strategic issues, the solution of which will allow in the shortest possible time to assess the reserves of brines and lithium in them, to give complete geological and economic assessment and proceed to the stage of development of deposits.

Keywords: *rare metal industrial brines, lithium, geological and economic assessment, TRIZ*

В текущем десятилетии мировая промышленность сделала мощный рывок в производстве литиевых источников тока, и это повлекло за собой резкий рост цен на соли лития. В России имеются все типы промышленного сырья на литий, твёрдое редкометалльное сырье, литийсодержащие глины – гекториты и литиеносные рассолы, однако запасы поликомпонентных редкометалльных рассолов пока не поставлены на государственный баланс. На юге Сибирской платформы известны [1, 3, 9, 11, 12, 20] как самостоятельные месторождения литиеносных промышленных рассолов, так и попутные рассолы нефтяных месторождений, некоторые введены в разработку по нефти около 10-15 лет назад.

Разведка и освоение самостоятельных месторождений литиевых рассолов имеет свою специфику (рис. 1), которую необходимо учитывать при планировании и производстве геологоразведочных работ [1, 3, 5, 17]. Особенности распределения залежей этого типа сырья в терригенных и карбонатных межсолевых резервуарах Верхнеленской палеовпадины, ныне одноименного поднятия [7] имеют региональ-

© А.Г. Вахромеев, С.В. Алексеев, Д.П. Гладкочуб, С.А. Сверкунов, Ю.К. Ланкин, Д.О. Мамаков, А.С. Смирнов, М.С. Пуляевский, С.Б. Коротков, И.А. Тиханович, 2023

Рис. 1. Глубокая скважина работает редкометалльными рассолами под большим давлением на управляемом переливе в котлован. Геологоразведочный цикл.

ный характер [9, 10, 16, 19, 20], и более полувека изучаются гидрогеологами и геологами нефтяниками на углеводородное сырье. В их числе:

– значимое различие в концентрациях редких металлов и лития [1, 8, 10, 16] между залежами в терригенных и карбонатных резервуарах; в последних концентрации по литию металлу кратно выше и достигают до 450–700 миллиграмм на литр (дм^3) рассола;

– неравновесность этого вида минерального сырья [1, 5, 6], которое выражается в фазовых переходах – выпадении, кристаллизации солей при транспортировке рассолов по стволу скважины от забоя к устью и по трубопроводным системам на поверхности земли;

– аномальное давление флюидных систем рассолов и растворённого в них газа, которые осложняют первичное вскрытие бурением продуктивных пластов коллекторов, их крепление обсадными колоннами [5, 6, 17, 18] и последующие гидродинамические исследования, то есть опытно фильтрационные работы и освоение;

– необходимость геолого-технологических решений по утилизации рассолов после извлечения полезных компонентов: лития брома магния в поглощающие горизонты осадочного чехла [1, 3, 5, 6, 14]. Важным является положение о необходимости разведки и строительства полигона утилизации, которое должно опережать [5, 6, 17] циклы геологоразведочных работ бурения, испытания и освоения продуктивных рассолоносных горизонтов, то есть изучаемых залежей литиевого сырья по требованиям экологической и технологической безопасности.

Кроме перечисленных проблемных аспектов изучения [1, 4, 5, 9, 11–13, 19, 20] и освоения [3, 5, 6, 8, 11, 17, 18] литиеносного гидроминерального сырья юга Сибирской платформы, есть ещё ряд актуальных вопросов, требующих своего решения:

– это приемлемые технологические решения, отработка процессов извлечения лития, и других элементов [5, 11, 12], их аппаратурного оформления на опытно промышленном уровне;

– это требования к инфраструктуре объектов, обустройству промыслов, технологиям добычи редкометалльных рассолов и захоронения после переработки сырья, и к установкам по извлечению лития брома, магния и других ценных компонентов;

– это геолого-экономическая оценка затрат на геологоразведочные работы, добычу, переработку, определение порога рентабельности при селективной и комплексной переработке гидроминерального сырья [2, 5, 12].

Важно также понимать, что промышленные литиеносные рассолы глубоких горизонтов по технологии испытания, последующей разработки залежей и по методике оценки извлекаемых запасов отличаются от углеводородного сырья, и в чем-то от пресных подземных вод. Высоконапорные рассолы характеризуются упругими запасами [5, 13, 14], а не емкостными, и не могут добываться вытеснением, то есть закачкой вытесняющего агента через «закачные» скважина, как это применяется при добыче нефти.

Отсюда следует новый, крайне важный вывод. **Предельно насыщенные рассолы, богатые литием и другими редкими рассеянными элементами минеральными солями на современном уровне изученности с полным основанием относятся к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) минерального сырья. Литиеносные залежи «жидкой руды» требуют в том числе особых, пока не до конца понятных и проверенных на практике подходов к геологоразведочным работам, бурению и креплению скважин, к обоснованному выбору эффективной технологии вовлечения в добычу ТрИЗ, то есть скважинной добычи и обратной утилизации в поглощающие горизонты,** а также в обязательном порядке **к полной геолого-экономической оценке выбранных недропользова-**

телями участков и залежей. Только в этом случае будет конкретизировано понятие «месторождения редкометальных литиеносных рассолов глубоких горизонтов», обоснованы параметры временных кондиций на этот вид ТРИЗ лития и других полезных компонентом, и одновременно обоснованы пределы, диапазон рентабельности этой весьма богатой по содержанию жидкой литиевой руды России.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев С.В. Промышленные рассолы Сибирской платформы: гидрогеология, бурение и добыча, переработка, утилизация // С.В. Алексеев, А.Г. Вахромеев, Н.П. Коцупало, А.Д. Рябцев. – Иркутск: Изд-во ООО «Географ». – 2014. – 162 с.
2. Бондаренко С.С., Лубенский Л.А., Куликов Г.В. Геолого-экономическая оценка месторождений подземных промышленных вод. – Москва: Недра, 1988 – 204 с.
3. Вахромеев А.Г. Гл. 1. Знаменский рассолопромысловый проект. С. 13–69 // Кузьмин С.Б., Вахромеев А.Г. Геоэкологические исследования на Лено-Ангарском плато. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2003б. – 122 с.
4. Вахромеев А.Г. Минерагения концентрированных рассолов осадочного чехла Сибирской платформы // Геология, поиски и разведка месторождений рудных полезных ископаемых. Вып. 25. – Иркутск. ИрГТУ, 2002. – с. 86–97.
5. Вахромеев А.Г. Закономерности формирования и концепция освоения промышленных рассолов (на примере юга Сибирской платформы): автореф. дис.… д-ра геол.-мин. наук. – Иркутск, 2009. – 36 с.
6. Вахромеев А.Г. Ключевые аспекты освоения предельно- насыщенных металлоносных рассолов Восточной Сибири. Известия Сибирского отделения секции Наук о Земле Российской Академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. Вып. 5(31). – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2007. – С. 61–66.
7. Вахромеев А.Г., Смирнов А.С., Мазукабзов А.М. [и др.]. Верхнеленское сводовое поднятие – главный объект подготовки ресурсной базы углеводородного сырья на юге Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2019. № 3 (39). С. 38–56. https://doi.org/10.20403/2078-0575-2019-3-38-56.
8. Вожов В.И. Гидроминеральные ресурсы Сибирской платформы – основная база редкометальной и йодобромной промышленности в XXI веке. Томск, 2000. – Т. 1. – С. 395.
9. Вожов В.И. Подземные воды и гидроминеральное сырье Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2006. – 209 с.
10. Дзюба А.А. Разгрузка рассолов Сибирской платформы. – Новосибирск: Наука, Сибирское отделение. 1984. – 156 с.
11. Зелинская Е.В. Теоретические основы изучения и рационального использования подземных рассолов. – Иркутск, изд-во ИрГТУ, 2002. – 98 с.
12. Коцупало Н.П., Рябцев А.Д. Химия и технология получения соединений лития из литиеносного гидроминерального сырья // ЗАО «Экостар-Наутех». – Новосибирск: изд-во «ГЕО», 2008. – 291 с.
13. Ланкин Ю.К., Вахромеев А.Г. Методика опытно-фильтрационных исследований (выпусков) из высоконапорных межсолевых продуктивных залежей промышленных литиеносных рассолов галогенно-карбонатной гидрогеологической формации Сибирской платформы // Науки о Земле и недропользование. 2023. Т. 46. № 3 (84). С. 315–320. DOI: 10.21285/2686-9993-2023-46-3-315-320
14. Методические рекомендации по оценке запасов промышленных подземных вод на Ковыктинском участке недр // А.В. Корзун, А.Г. Вахромеев, О.Л. Павленко, и др. (ЕСОЭН, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), 2023, 46 с.
15. Основы гидрогеологии. Гидрогеохимия / Шварцев С.Л., Пиннекер Е.В., Перельман А.И.., и др. – Новосибирск: Наука, 1982, 286 с.
16. Пиннекер Е.В. Рассолы Ангаро-Ленского артезианского бассейна. – М.: Наука, 1966. – 322 с.
17. Рапогазопроявления и аномально высокие пластовые давления на юге Сибирской платформы (флюидогеодинамическая интерпретация геолого-геофизических и геопромысловых данных; прогноз горно-геологических условий; инновационные подходы и решения в бурении и освоении Ковыктинского газоконденсатного месторождения). Том 1. Обзор проблемы бурения скважин в условиях АВПД и высокодебитных фонтанных притоков редкометальных рассолов. Геолого-структурная позиция и строение Ковыктинского ГКМ. Гидрогеология и минерагения концентрированных рассолов. Строение межсолевых природных резервуаров осадочного чехла галогенно-карбонатного кембрия. Поликомпонентные промышленные рассолы глубоких горизонтов чехла как комплексное гидроминеральное сырье. Технологии переработки рассолов: монография / Ю.А. Агафонов, С.В. Алексеев, Л.П. Алексеева, Р.Х. Акчурин, и др. // под общ. ред. проф. А.Г. Вахромеева. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2022. – 302 с. ISBN 978-5-8038-1806-9

18. Сверкунов С.А., Вахромеев А.Г., Близнюков В.Ю. Управление гидродинамическим и пластовым давлением при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях // «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки: материалы III Международной научно-практической конференции памяти В.И. Муравленко / отв. ред. В.П. Овчинников. – Тюмень: ТИУ, 2023. – 431 с. – С. 291–295. ISBN 978-5-9961-3165-5
19. Шварцев С.Л. О формировании крепких и предельно насыщенных подземных рассолов. Проблемы соленакопления. Т.1. Новосибирск: Наука, 1977. – С. 192–195.
20. S.V. Alexeev, L.P. Alexeeva, A.G. Vakhromeev. Brines of the Siberian platform (Russia): Geochemistry and processing prospects // Applied Geochemistry, 117(6) 2020.

УДК 550.832
DOI 10.53954/9785604990070_42

ОЦЕНКА ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАЗРЕШЕНИЯ И ВЛИЯНИЯ СКВАЖИННЫХ УСЛОВИЙ НА СИГНАЛЫ МОДУЛЯ БОКОВОГО СКАНИРУЮЩЕГО КАРОТАЖА ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ «ЛУЧ»

А.А. Власов[1,2], В.Н. Линник[1], Г.П. Быкова[1,2]

[1] Научно-производственное предприятие геофизической аппаратуры «Луч», г. Новосибирск
[2] Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

Аннотация. В работе приведены основные результаты моделирования сигналов модуля бокового сканирующего каротажа телеметрической системы «Луч», выполненного с помощью симуляторов электрических и электромагнитных полей общего назначения, с целью исследования основных характеристик системы наблюдения бокового сканирующего каротажа и оценки влияния скважинных условий.

Ключевые слова: *Телеметрическая система «Луч», БКС*

ESTIMATE THE DEPTH OF EXPLORATION AND THE INFLUENCE OF WELL PARAMETERS ON THE SIGNALS OF THE LATERAL SCANNING LOGGING MODULE OF THE TELEMETRY SYSTEM «LOOCH»

A. Vlasov[1,2], V. Linnik[1], G. Bykova[1,2]

[1]Scientific-production enterprise of geophysical equipment «Looch», Novosibirsk
[2]Novosibirsk state university, Novosibirsk

Annotation. The paper presents the main results of simulating signals from the lateral scanning logging module of the telemetry system «Looch» performed using general-purpose simulators of galvanic and electromagnetic fields in order to study the main characteristics of the observation system and assess the influence of well conditions.

Key words: *telemetry system «Looch», lateral scanning logging*

При проектировании нового современного скважинного геофизического оборудования и корректного истолкования результатов полевых измерений во время внедрения инновационной техники не обойтись без специализированных симуляторов. Особенно остро стоит проблема согласования сложных в техническом исполнении систем наблюдения для задач каротажа в процессе бурения нефтегазовых скважин с классическими системами наблюдений каротажа на кабеле. В современном сложном скважинном оборудовании элементы конструкции измерительной установки часто вносят существенный вклад в регистрируемый сигнал. Для учета таких влияний и выбора оптимальной конструкции в условиях сильных ограничений необходимо применять универсальные средства моделирования. Существуют симуляторы с открытым исходным кодом: Elmer FEM [2], OpenEMS, Numerical Electromagnetics Code (NEC) и др., так и коммерческие: COMSOL Multiphysics, Ansys Maxwell, QuickField и др. Выполнено моделирование сигналов модуля Бокового каротажа сканирующего (БКС) телеметрической системы «Луч». Принципиальная схема измерительной установки представлена на рис. 1. На электродах A1, A0 и AS уравнены потенциалы. Ток стекает с электродов A на электроды B. Регистрируется сила тока через электрод A0 и AS, а также напряжение между электродами A и B.

Задача оценки глубины исследования БКС на основе псевдогеометрического фактора рассмотрена в работе Даниловского [1]. Однако приведенный способ не связан с погрешностью измерения и не дает ответ на вопрос, на каком максимальном расстоянии можно идентифицировать приближение к границе пласта. Такую оценку предполагается получить на типовой модели для Западной Сибири (рис. 2). Нижний пласт с повышенным удельным электрическим сопротивлением (УЭС) характерен для нефтяного коллектора, верхний с низкими показаниями УЭС представляет типовое значение для глини-

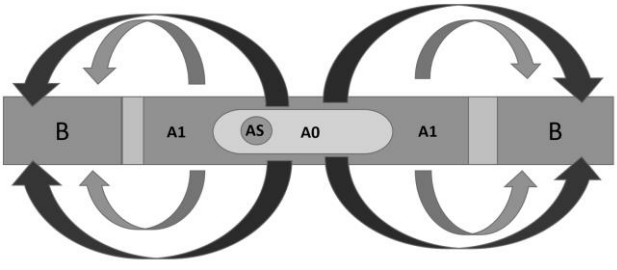
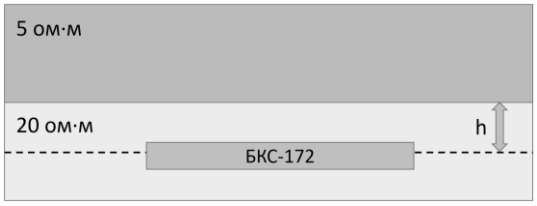


Рис. 1. Измерительная схема модуля БКС-172 телеметрической системы «Луч».

Условные обозначения: AS – сканирующий электрод, A0 – основной токовый электрод. A1 – экранирующий токовый электрод, B – возвратный токовый электрод. Электроды A1, A0 и AS находятся под одним электрическим потенциалом

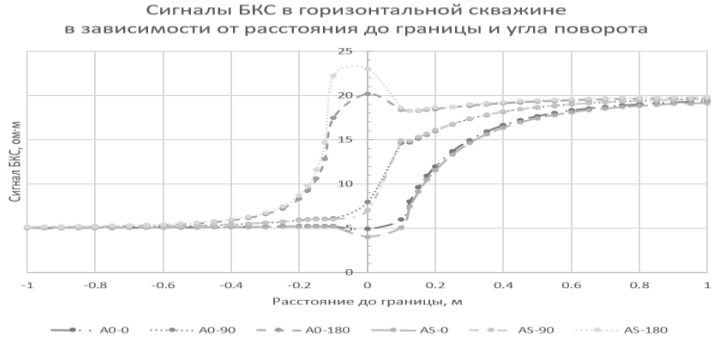
© А.А. Власов, В.Н. Линник, Г.П. Быкова, 2023

Рис 2. Модель среды для оценки глубины исследования. h – расстояние до границы пласта



стых пластов или коллекторов, заполненных пластовой водой. Глубиной исследования БКС будем называть максимальное расстояние от оси прибора до границы пласта, где отличие регистрируемых сигналов от значений в однородной среде превысит погрешность измерения (5%).

По результатам моделирования (рис. 3), выполненного с разной ориентацией относительно оси вращения, максимальная чувствительность возникает в момент направления измерительных электродов



а)

б)

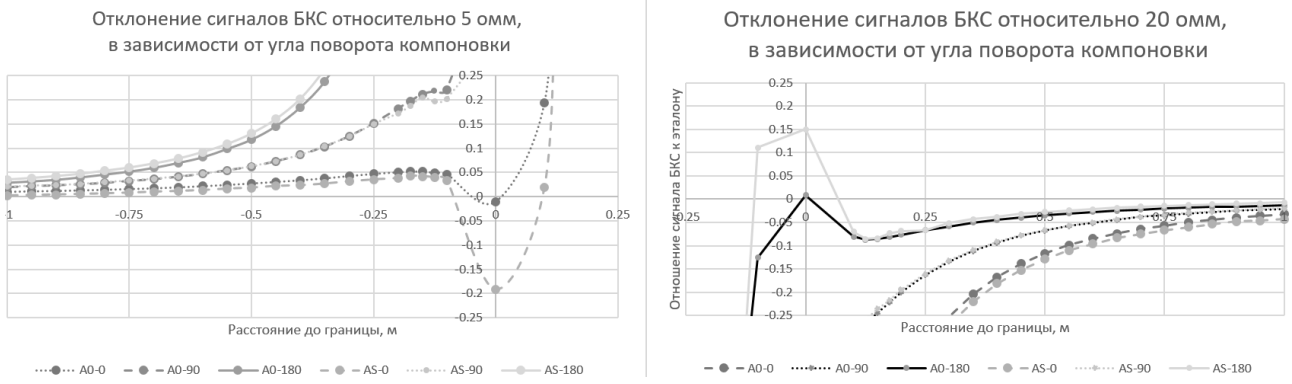


Рис 3. Модель среды для оценки глубины исследования

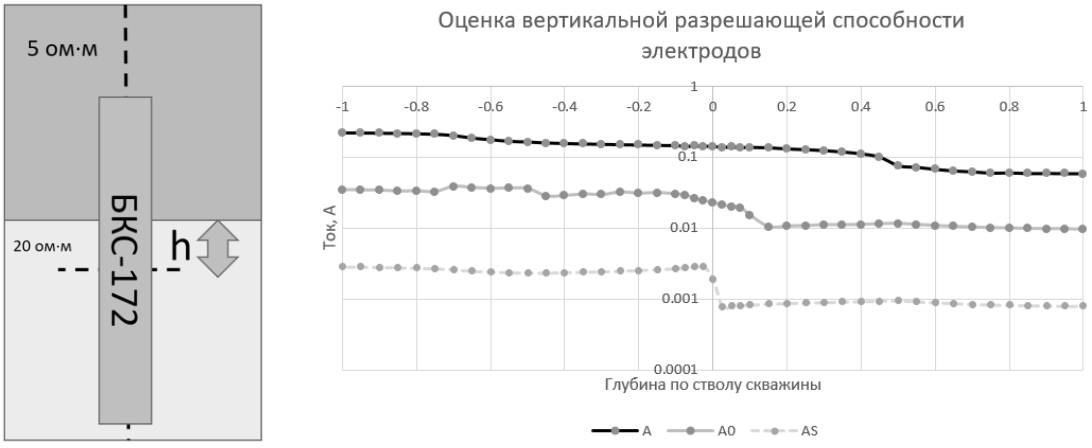


Рис. 4. Оценка вертикальной разрешающей способности сигналов от электродов.

Условные обозначения: A – общая сила тока, проходящего через питающие электроды, A0 – сила тока на основном измерительном электроде, AS – сила тока, проходящего через сканирующий электрод

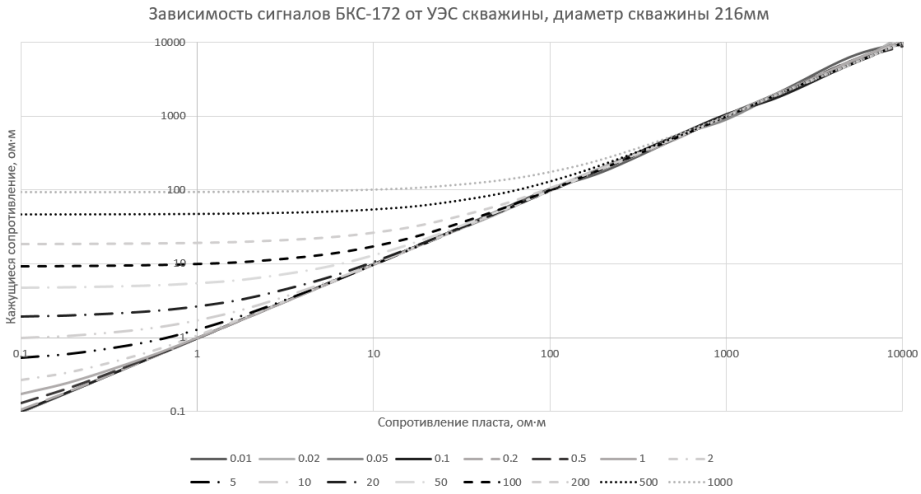


Рис. 5. Оценка влияния электрического сопротивления бурового раствора на показания основного измерительного электрода в скважине диаметром 216 мм

к границе и глубина исследования составляет 0.75 м. Основной электрод A0 в аппаратной реализации продублирован с равномерным шагом в 120□, следовательно, два дополнительных электрода будут направлены от границы, и глубина исследования уменьшится до 0.45 м. Полученные значения коррелируют с результатами Даниловского [1].

Для оценки вертикальной разрешающей способности исследованы сигналы при прохождении границы в вертикальной скважине (рис. 4). Для сканирующего электрода AS – 0.05 метра, для A0 – 0.2 метра, что также коррелирует с результатами Даниловского [1].

Для оценки влияния скважинных условий было выполнено моделирование в осесимметричной модели скважина-пласт с диаметром скважины 216 мм (рис. 5). Можно заметить, что влияние на регистрируемые сигналы для типовых растворов на водной основе с УЭС менее 5 ом·м при УЭС пласта более 1 ом·м мало и им можно пренебречь. Однако растворы на нефтяной основе выполняют функцию изоляторов на электродах, и в рабочем диапазоне сопротивлений этим влиянием пренебречь нельзя.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С помощью программного средства с открытым исходных кодом для моделирования электрических и электромагнитных полей выполнена симуляция сигналов модуля БКС телеметрической системы «Луч», подтверждена часть результатов, полученных в работе Даниловского [1] по оценке глубины исследования и вертикальной разрешающей способности. Глубина исследования не превышает 0.75 м, вертикальная разрешающая способность напрямую зависит от размера электрода. В скважинах с буровым раствором на водной основе (УЭС от 0.01 до 5ом·м) для типовых терригенных отложений Западной Сибири оборудование может применяться без корректировок, однако при применении непроводящих буровых растворов на нефтяной основе требуется либо отказаться от эксплуатации данного вида оборудования, либо использовать поправки за скважинные условия.

Настроенный инструментарий моделирования сигналов предполагается использовать в дальнейшей работе для выбора возможно более оптимальной системы наблюдения, а также для вычисления поправок за скважинные условия в буровых растворах с высоким удельным электрическим сопротивлением.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Даниловский К.Н. Оценка пространственного разрешения прибора бокового сканирующего каротажа в процессе бурения по результатам численного моделирования / К.Н. Даниловский, В.Н. Глинских, О.В. Нечаев // XV Международный научный конгресс и выставка «Интерэкспо Гео-Сибирь 2019» (Новосибирск, 24–26 апреля 2019): сборник материалов. – Новосибирск, 2019. – Т. 2. – С. 89–94.
2. Официальный сайт программного продукта Elmer [Электронный ресурс]. − Режим доступа: https://www.csc.fi/web/elmer, свободный. – Загл. с экрана

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_45

ПРИМЕНЕНИЕ ПИРОЛИТИЧЕСКОГО МЕТОДА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОН БИТУМИНИЗАЦИИ И ПЛОТНОСТИ БИТУМА В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Э.А. Вторушина, В.В. Марков, С.А. Заночуев

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Аннотация. Присутствие битумов в поровом пространстве пластов-коллекторов приводит к закупорке части поровых каналов и ухудшению проницаемости пород. Критерии для выявления зон скопления битумов по методам ГИС отсутствуют. На основании полученных экспериментальных данных были установлены пиролитические критерии присутствия битума в карбонатных коллекторах Восточной Сибири. Предложен способ определения содержания и плотности битума по данным пиролиза.

Ключевые слова: *карбонатный коллектор, битуминизация, смолисто-асфальтеновые вещества, плотность битума, пиролиз*

APPLICATION OF THE PYROLYSIS TO DETERMINE BITUMINIZATION ZONES AND BITUMEN DENSITY IN CARBONATE RESERVOIRS OF EASTERN SIBERIA

E. Vtorushina, V. Markov, S. Zanochuev

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen

Annotation. Bitumen presence in the pore space of reservoirs leads to blockage of part of the pore channels and lowering of rock permeability. There are no criteria for identifying bitumen accumulation zones using GIS techniques. Based on the experimental data obtained, pyrolytic criteria for the presence of bitumen in the carbonate reservoirs of Eastern Siberia were established. A method for determining the content and density of bitumen according to pyrolysis data is proposed.

Key words: *carbonate reservoir, bituminization, asphaltene resin compounds, bitumen density, pyrolysis*

ВВЕДЕНИЕ

Присутствие битумов в поровом пространстве пластов-коллекторов приводит к снижению емкости коллектора и ухудшению проницаемости пород, что существенно снижает эффективность разработки месторождений и является причиной несоответствия прогнозных и фактических объемов добычи. На сегодняшний день отсутствуют четкие критерии для выявления зон скопления битумов по методам ГИС, особенно при толщине битумного слоя менее 1 м [1]. Поэтому разработка подхода к определению содержания и плотности битума по разрезу для дальнейшей актуализации петрофизической модели продуктивного пласта с учетом закупорки части поровых каналов в результате битуминизации является актуальной задачей и целью настоящего исследования.

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования являлись образцы керна, отобранные из пород пласта Б5 верхнеданиловского подгоризонта тэтэрской свиты Ангаро-Непского района Иркутско-Байкитской области. Пласт Б5 представлен доломитами с преимущественно с органогенными структурами. Тип коллектора порово-каверновый, в различной степени насыщенный нефтью и битумом. Пористость изменяется от 2% до 22%, проницаемость – от 0.02 до 1 Дарси.

Пиролитический анализ измельченных образцов керна проводили на анализаторе Rock-Eval 6 Standard по модифицированному методу PAM (Petroleum Assessment Method) (табл. 1).

Таблица 1

Параметры, определяемые в модифицированном методе PAM

Параметр мг/г	Oil1	Oil2	Oil3	ARC*	S_4CO, S_4CO_2	NSO
Темп. режим	нагрев до 90 °C	нагрев до 180 °C	нагрев до 350 °C	нагрев до 650 °C	нагрев до 650 °C	Расчетный параметр**
Состав фракции	легкая нефть		тяжелая нефть	смолы и асфальтены	кокс	Суммарное содержание САВ***

* ARC – asphaltene resin compounds

** NSO=ARC+(S4CO×12/28×0.1+S4CO2×12/44×0.1)/0.09 [2]

*** CAB – смолисто асфальтеновые вещества

© Э.А. Вторушина, В.В. Марков, С.А. Заночуев, 2023

Определение минералогической плотности битума проводили с использованием пикнометра после удаления минеральной составляющей пород путем обработки растворами соляной и плавикой кислот. Для контроля полноты разрушения минералов применяли метод рентгенофазового анализа.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Содержание САВ в изученных образцах составило от десятых долей до 64 мг/г. В образцах, в которых при литологическом описании фиксировалось присутствие битума, массовая доля САВ в органическом веществе (ОВ) составляла 55–92%. Для образцов, где помимо битума, указывалось еще и нефтенасыщение, массовое содержание нефтяных фракций «легкая нефть» и «тяжелая нефть» по данным пиролиза не превышало 17 мг/г. Люминесцентное свечение пород, содержащих битум, в ультрафиолетовом свете либо совсем отсутствовало, либо имело слабую интенсивность. В большинстве случаев, в породах, где был зафиксирован битум, методы ГИС указывали на присутствие нефти.

В результате комплексирования данных по полученным притокам, методов ГИС, изучения петрографических шлифов и растровой электронной микроскопии были сформулированы пиролитические критерии для оценки присутствия и нефтенасыщения битума (табл. 2).

Поскольку основной вклад в плотность битума вносят САВ, детектируемые на стадиях пиролиза и окисления по пикам ARS и S4 (рис. 1), была построена зависимость отношения NSO к суммарному содержанию «легкой» и «тяжелой» нефти от плотности битума (рис. 2), которая позволяет по результатам пиролиза горной породы методом РАМ рассчитывать плотность содержащегося в ней битума.

Таблица 2

Пиролитические критерии для исследования битума в породах пласта Б5

Параметр	Ед. изм.	Описание параметра	Критерий	Значение критерия
Oil1+Oil2+Oil3+NSO	мг/г	Общее содержание ОВ	Высокая вероятность получения притока нефти	> 8
NSO	%	Доля САВ в ОВ	Присутствие битума	> 50
Tmax (ARC)	˚C	Температура на максимуме пика ARC	Присутствие битума	> 430
(Oil1+Oil2+Oil3)/ARS	Безразм. величина	Отношение суммы легких и тяжелых нефтей к количеству пиролизуемых САВ	Присутствие битума и нефтенасыщения	> 1

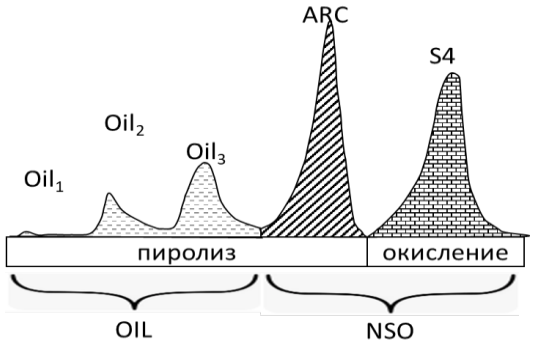


Рис. 1. Пирограмма образца битума по методу РАМ

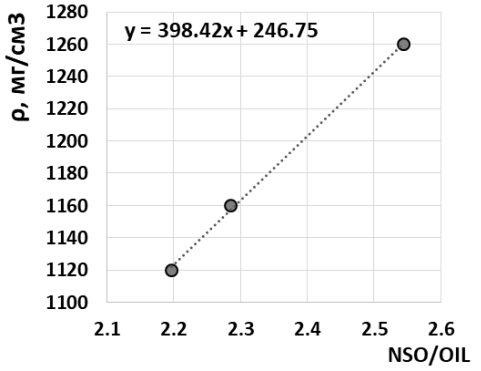


Рис. 2. Зависимость отношения NSO/OIL от плотности битума

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенного исследования были установлены пиролитические критерии присутствия битума (с нефтенасыщением и без нефтенасыщения) в карбонатных коллекторах Восточной Сибири. Предложен способ определения содержания и плотности битума по данным пиролитического метода РАМ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. Пособие / В.Н. Косков, Б.В. Косков.– Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317с.
2. Эспиталье Дж., Дроуэт С., Маркуис Ф. Оценка нефтеносности с помощью прибора Rock Eval с компьютером // Геология нефти и газа. 1994. № 1. С. 23–32.

УДК 546.027(571.1+571.5)
DOI 10.53954/9785604990070_47

ПРИМЕНЕНИЕ ИЗОТОПНЫХ МЕТОДОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ СИБИРИ

С.И. Голышев[1], Н.Л. Падалко[2], И.Д. Тимошина[3], Л.С. Борисова[3], Н.А. Верховская[2], Е.В. Черников[2], П.Ф. Яворов[2]

[1]Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, ТФ, г. Томск
[2]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, ТФ, г. Томск
[3]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Цель данного доклада: показать роль академика А.Э.Конторовича в развитии изотопных методов и их использовании в геохимических исследованиях в Западной и Восточной Сибири.

Ключевые слова: *Изотопный состав органического вещества, нефтей, газов*

APPLICATION OF ISOTOPE METHODS IN THE OIL AND GAS GEOLOGY OF SIBERIA

S. Golyshev[1], N. Padalko[2], I. Timoshina[3], L. Borisova[3], N. Verkhovskaya[2], E. Chernikov[2], P. Yavorov[2]

[1]Siberian Scientific Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, TB, Tomsk
[2]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, TB, Tomsk
[3]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The purpose of this report is to show the role of Academician A.E. Kontorovich in the development of isotope methods and their use in geochemical research in Western and Eastern Siberia.

Key words: *Isotopic composition of organic matter, oils, gases*

Геохимия изотопов в конце 60–80х годов XX века находилась на стадии накопления данных об изотопном составе природных объектов и изучении закономерностей фракционирования изотопов. За рубежом изотопные исследования активно проводили Э. Дегенс, Р. Силверман, В. Шталь, Б. Тиссо, Д. Вельте, М. Шидловский, Г. Крейг, У. Ботинга, С. Эпштейн, Дж. Хёфс и др. В нашей стране появились монографии по стабильным изотопам Э.М. Галимова, Ф.А. Алексеева (газы), статьи В.С. Вышемирского, Э.М. Прасолова (газы), Ботневой и др. Однако систематических работ по изучению изотопного состава углерода нефтей, газов, органического вещества (ОВ) пород Сибири не проводилось.

В 1973 г. по инициативе А.Э. Конторовича в Томском отделении нового института СНИИГГиМС для внедрения в геологическую практику ядерно-физических методов была создана лаборатория изотопных методов (ЛИМ). Под руководством зав. лабораторией С.И. Голышева (к.ф.-м.н.) выполнялись масс-спектрометрические изотопные анализы углерода, серы, кислорода, нефтей, газов, их фракций и компонентов, пород, рассеянного ОВ и изучение процессов фракционирования изотопов в природных углеводородных системах, в процессах превращения ОВ в осадочных породах и др. Научное руководство всем циклом изотопно-геохимических исследований осуществлял д.г.-м.н. А.Э. Конторович.

По мере накопления фактического материала появились противоречивые, а часто даже исключающие друг друга точки зрения относительно изотопного состава углерода в ОВ, битумоидах и нефтях разного генезиса. Под руководством А.Э. Конторовича были подобраны коллекции керогенов и углей с известными молекулярными параметрами, исходным типом ОВ и степенью катагенетической превращенности Западной Сибири и Сибирской платформы. Изотопные исследования углерода этих проб позволили выявить фундаментальные закономерности: изотопные критерии типа органического вещества [1]. Аквагенное (сапропелевое) ОВ (рис. 1) обогащено изотопом ^{12}C по сравнению с террагенным (гумусовым) (рис. 2), результаты получены на образцах Сибири и подтверждены данными из других районов мира.

А.Э. Конторович с соавторами объясняют эту закономерность полимерной природой аквагенного РОВ, которая формируется в диагенезе (рис. 3). Показана стабильность изотопного состава фоссилизированного аквагенного РОВ с рифея, а террагенного с верхнего палеозоя до четвертичного периода (рис. 4).

Выявленные закономерности распределения стабильных изотопов углерода ^{12}C и ^{13}C в фоссилизированном органическом веществе – керогене и его производных – нафтидах, а также факторов, вызывающих их фракционирование, очень важно для разработки ряда основополагающих теоретических и прикладных разделов органической геохимии и геологии нефти и газа.

© С.И. Голышев, Н.Л. Падалко, И.Д. Тимошина, Л.С. Борисова, Н.А. Верховская, Е.В. Черников, П.Ф. Яворов, 2023

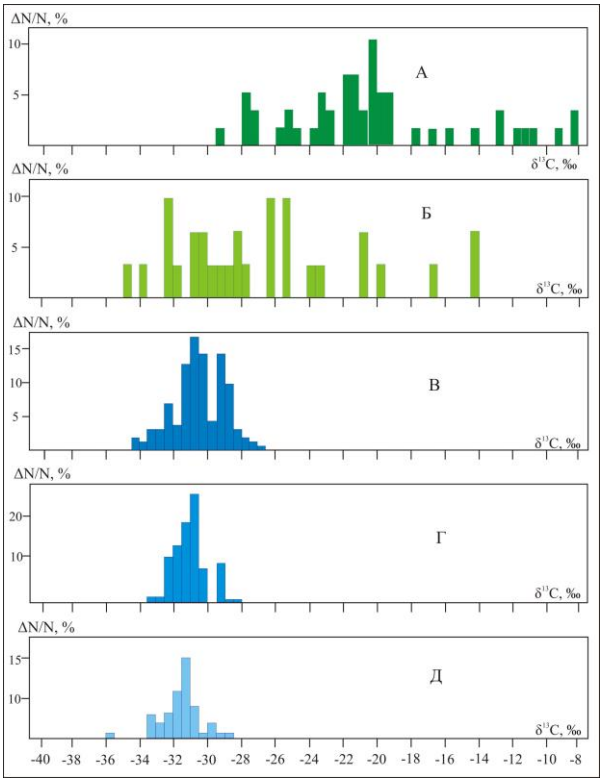


Рис. 1. Гистограммы значений $\delta^{13}C$:

А – в морском планктоне и бактериях, Б – в их липидно-липоидной фракции, В – в аквагенном ОВ, в РОВ (Г) и битумоидах (Д) баженовской свиты [2].

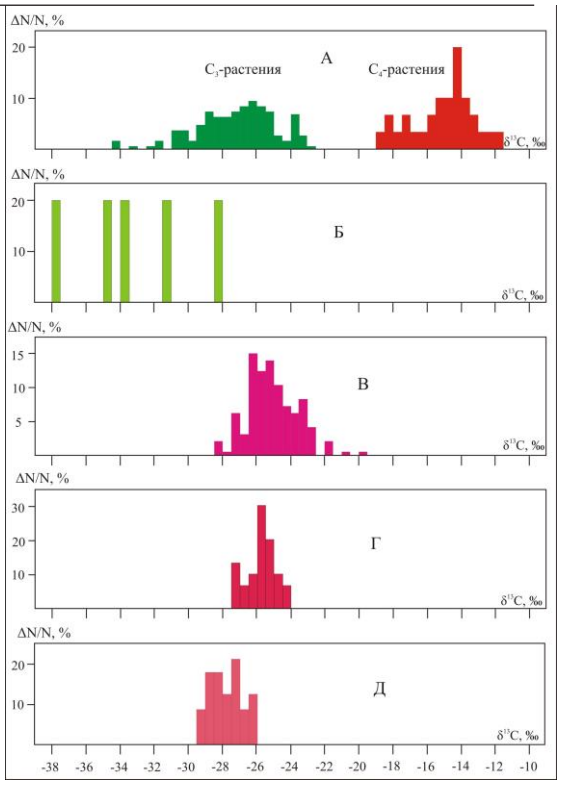


Рис. 2. Гистограммы значений $\delta^{13}C$:

А – в высшей наземной растительности, Б – ее липидно-липоидной фракции, В – в террагенном ОВ, в РОВ (Г) и битумоидах (Д) тюменской свиты [2].

Они позволяют установить фациально-генетические связи «нефть – нефтематеринская порода», разрешить спорные вопросы генерации, аккумуляции и консервации углеводородов в сложнопостроенных разрезах. В настоящее время это широко используется при оценке нефтегазоносности новых территорий и площадей Сибири, в т. ч Арктического шельфа (работы А.Э. Конторовича, Л.С. Борисовой, И.Д. Тимошиной, Т.М. Парфеновой, Е.А. Фурсенко, Е.А. Костыревой, С.И. Голышева, Н.Л. Падалко и др.), и решения прикладных задач на месторождениях.

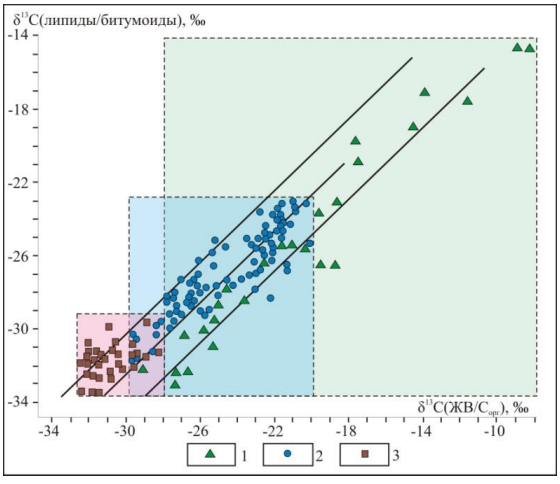


Рис. 3. Зависимость между значениями $\delta^{13}C$ в липидах живого вещества (1) и битумоидах осадков (2) и осадочных пород (3) и $\delta^{13}C$ в живом веществе, дебитуминизированных и декарбонатизированных осадках и породах [2].

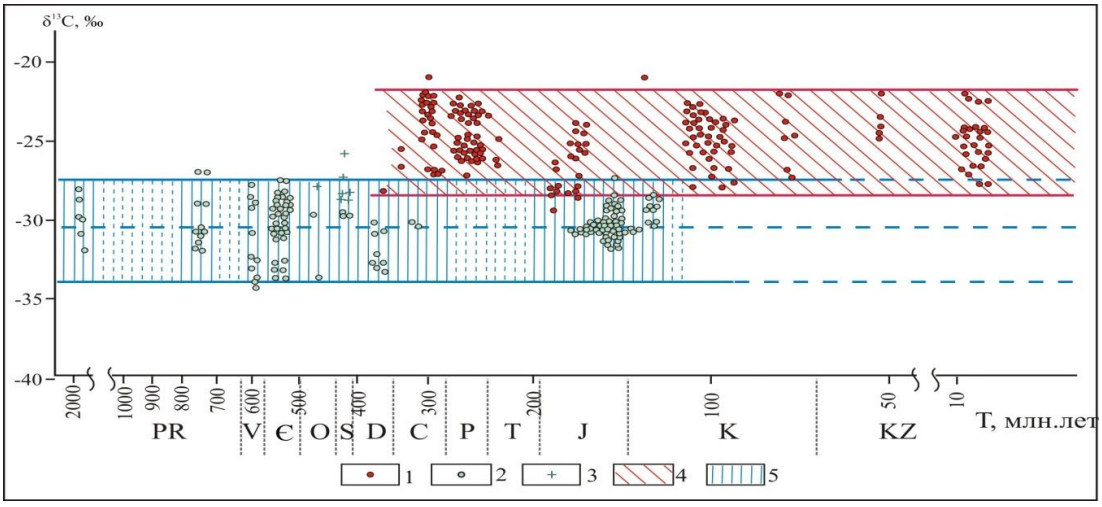


Рис. 4. Эволюция изотопного состава углерода РОВ в докембрии и фанерозое:

1 – террагенные, 2 – аквагенные, 3 – граптолитовые сланцы силура Западной части Сибирской платформы; интервал вариаций $\delta^{13}C$: 4 – в террагенных, 5 – в аквагенных [3].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Богородская Л.И. Способ определения типа рассеянного органического вещества / Л.И. Богородская, С.И. Голышев, А.Э. Конторович // Авторское свидетельство № 949606. –1982. – 2 с.
2. Конторович А.Э. Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти / А.Э. Конторович, Н.А. Верховская, И.Д. Тимошина, А.С. Фомичев // Геология и геофизика. – 1986. – № 5. – С. 3–12.
3. Конторович А.Э. Закономерности фракционированияизотопов углерода в седикахитах / А.Э. Конторович, Л.И. Богородская, С.И. Голышев // Геология и геофизика. – 1985. – № 9. – С. 34–42.

УДК: 577:553.983:552.578.061.32:551.762.3(571.1)
DOI 10.53954/9785604990070_50

ЭСКИЗ ИСТОРИИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНОЙ СИСТЕМЫ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

В.Ф. Гришкевич

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. Основной объём нафтидов «главной фазы генерации нефти» образуется как побочный продукт жизнедеятельности бактериальных пленок в анаэробных условиях диагенеза и сохраняется в виде инкапсулятов и сорбатов в матриксе керогена. На средней стадии катагенеза за счет «смектит–иллит» перехода глинистых минералов в толще возникает аномально высокое давление и появляется множество трещин гидроразрыва, пронизывающих всю толщу. Уплотнения вмещающих глин приводит к возникновению внутри пор керогена локального сверхвысокого давления (ЛСВД), за счет которого на главной стадии «нефтяного окна» происходит экспульсии инкапсулированных битумоидов из зерен керогена. Проходя через подготовленные предшествовавшим гидроразрывом микротрещины, битумоиды протонефти подвергаются гидропиролизу на их стенках, расходуя пленки связной воды и меняя фильность поверхностей.

Ключевые слова: *биопленка, кероген, протонефть, локальное сверхвысокое давление, экспульсия, смена фильности, диагенез, катагенез.*

BAZHENOV OIL SYSTEM EVOLUTION SKETCH

V.F. Grishkevich

Tyumen Industrial University, Tyumen

Annotation. The most naphthides volume of the “main oil generation phase” was formed as a diagenesis bacterial films vital activity by-product under anaerobic conditions and was stored in the encapsulate’s and sorbate’s forms within kerogen matrix. At the catagenesis middle stage an abnormally high pressure arises, due to the “smectite–illite” clay mineral’s transition. As it’s result many hydraulic fractures, penetrating full formation’s volume. The local ultra-high pressure (LUHP) appearance inside kerogen pores was followed due clays compaction. at the main stage of the Encapsulated bitumen expulsion from kerogen grains is commonly named as “oil window”. Passing through microcracks prepared by previous hydraulic fracturing, proto-oil bitumoids undergo hydropyrolysis on fracture walls, consuming water of cohesive films and changing the surface’s philicity.

Keywords: *biofilm, kerogen, proto-oil, local ultra-high pressure, expulsion, surface philicity changing, diagenesis, catagenesis.*

Будущие бажениты (протобажениты) представляли собой органо-терригенные осадки и накапливались в центре большого застойного морского бассейна. Неоднородность разреза свиты формировалась периодическими изменениями уровня моря и привноса терригенного материала, а также переработкой уже отложившихся осадков донными, контурными и циклоническими течениями. В условиях подвижной водной среды тонкодисперсные глинистые частицы и частицы рассеянного органического вещества (РОВ) вымывались, в переработанном осадке оставались, в основном, органогенные минеральные частицы: преимущественно радиолярии и костные остатки рыб. Слои радиоляритов различной толщины и протяженности, переслаивавшиеся с обогащенными органическим веществом более глинистыми осадками.

В этих слоях радиоляритов центральные капсулы скелетов образуют слабопроницаемый коллектор с алевритовым размером пористых минеральных частиц [2]. Гравитационное уплотнение осадков требует отвода седиментационных вод. Основные латеральные перемещения флюидов происходят внутри проницаемых радиоляритов. Вертикальные движения флюидов из глинистых илов направлены к ближайшему проводящему пропластку радиолярита, а вертикальные перетоки между пропластками и в водный бассейн – по локализованным водоотводным трубкам и грязевым микро-вулканам [2]. В осадках протобаженитов, богатых РОВ, уже на глубинах первых десятков сантиметров устанавливается восстановительный режим, с генерацией больших объёмов бактериальных газов (главным образом метана и углекислого газа). Биогенные газы поддерживают проходимость вертикальных каналов (грязевых вулканов).

Отжимаемые из микрокапиллярных глин седиментационные воды несут в себе растворённые породообразующие компоненты. Их растворимость резко уменьшается при изменении структуры воды после её попадания в макрокапиллярные поры радиоляритов. Породообразующие компоненты выпадают (кристаллизуются) внутри центральных капсул (раковин) радиолярий, не ухудшая проницаемость радиоляритов. Их выпадение в межраковинных порах энергетически менее выгодно – мешает поток

© В.Ф. Гришкевич, 2023

жидкости. На стадии диагенеза параллельно проходят три процесса: отжима седиментационных вод, биологической переработки ОВ, аутигенного минералообразования и биологической трансформации минералов вмещающей толщи. В результате диагенетических преобразований минеральная матрица и частицы РОВ (керогена) получают некое физико-химическое и механическое квазиравновесие.

В раннем катагенезе при уменьшении интенсивности потока вод вынос минеральных компонентов продолжается, и происходит постепенное заполнение периферического порового пространства проводящих каналов аутигенными минералами при сохранении проводимости их центральных частей, обеспечивающих выход необходимого объёма флюидов.

В неокомское время при боковом заполнении Западно-Сибирского бассейна флюидопроводящая система протобаженитов претерпевала кардинальную перестройку. Прежде всего, за счёт перекрытия осадками терялась или очень затруднялась её прямая связь с водами морского бассейна через выходные каналы флюидов – грязевые микро-вулканы. Кроме того, структура проводящих каналов усложнялась за счёт пластических деформаций пород под тяжестью наступающего седиментационного склона.

Уточним, уже в самых верхних слоях неконсолидированного органо-минерального осадка формируется биопленки, чей полимерный матрикс является основой будущего керогена. Битумоиды протонефти появляются как побочный продукт метаболизма анаэробных микробов биопленки [1]. Инкапсуляция и сорбция битумоидов протонефти происходит на стадии диагенеза на поверхности, в камерах и проводящих каналах матрикса биопленок (будущего керогена). На завершаюшей стадии диагенеза поры матрикса биопленок за счёт селективной сорбции оказываются заполненными продуктами метаболизма: битумоидами или микроконкрециями карбонатов и фосфоритов [5].

На средней стадии катагенеза за счет «смектит–иллит» перехода глинистых минералов в нефтематеринской толще высвобождается большой объем ранее связанных вод. Избыток вод отводится по зазорам между агрегатами глинистых частиц, которым, обычно проходят параллельно напластованию, иногда соединяются между собой классическими трещинами гидроразрыва, секущими напластование. Секущие и параллельные трещины могут заполняться аутигенными карбонатами, выносимых десорбированных ионов. Эти трещины проникают из глинистых разностей в слаболитифицированные радиоляриты до сохранившихся проницаемых ядер проводящих каналов. Формирование таких проводящих трещин облегчается наличием внутри силицитов и карбонатов микротрещин синерезиса. В керне нефтематеринских толщ диагностируются подобные незалеченные трещины, и трещины, залеченные аутигенными карбонатами и битумом. Порода с многочисленными залеченными белым кальцитом параллельными трещинами получила название «биф-трещиноватая» за сходство её текстуры с мраморной говядиной [4].

Опираясь на описанный механизм образования биф-тещин, попробуем описать возможную модель поведения зерен керогена, содержащих инкапсулированные битумоиды и заключенных в глинистую толщу, во время дегидратации её глин. Зерно керогена равномерно зажато со всех сторон глинами и поэтому не может изменять свою форму. После выделения из глинистых минералов рыхлосвязанной воды между частицами (слоями) глин возникают зазоры, по которым эти воды отжимаются. Так как зерно керогена зафиксировано с боков, оно не может расплющиться, и ведет себя как упругое тело фиксированного объёма и высоты, а глинистые слои прогибаются и смыкаются вокруг него, образуя кольцевой клиновидный зазор.

Параллельные трещины возникают между агрегатами глинистых минералов за счет уменьшения их толщин, а все инородные включения (минеральные и органические) испытывают локальное сверхвысокое давление (ЛСВД) из-за некомпенсированной нагрузки перекрывающих толщ. Разность между АВПД и ЛСВД является движущей силой экспульсии битумоидов, инкапсулированных в порах зерен керогена, на заключительной стадии перехода «смектит–иллит». На стенках микротрещин исторгнутые битумоиды протонефти подвергаются гидропиролизу, расходуя пленку связной воды и меняя фильность поверхности с первоначально гидрофильной на гидрофобную.

Можно предположить, что кероген сапропелевого типа, состоящий из двух компонент: матрикса и битумоидов, обладает и двумя типами «генерации» нефти – экспульсивным и катагенетическим. Экспульсивный тип генерации нефти является, по геологическим меркам, относительно быстротекущим процессом и основным на ранних стадиях нефтяного окна или главной фазы нефтеобразования. Поэтому существенная доля запасов нефти в выявленных залежах молодых нефтеносных провинций сформирована из битумоидов имеющих бактериальное происхождение и лишь слегка облагороженных каталитическим воздействием вмещающих пород [3].

Приобретенная гидрофобность промежуточного трещиноватого коллектора нефтематеринсой толщи снимает вопрос об ограничениях первичной миграции физико-химическими факторами: пределами растворимости УВ в водных растворах или достаточности содержания природных поверхностно-активных веществ (ПАВ). Но после перехода выдавливаемой газонефтяной смеси в гидрофильный коллектор форма его вторичной миграции уже зависит от незначимого для первичной миграции содержания ПАВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Багаева Т.В. Сульфатредуцирущце бактерии – продуценты углеводородов: дисс. докт. биол. наук / Т.В. Багаева – Казань: КГУ, 1998. – 320 с.
2. Гришкевич В.Ф. Баженовский горизонт Западной Сибири: поиски новой гармонии / В.Ф. Гришкевич. – Тюмень: ТИУ, 2022. – 279 с.
3. Гришкевич В.Ф. О принципиальной возможности использования бактериальной и катагенетической гипотез происхождения нефти при оценке ее ресурсов / В.Ф. Гришкевич // Литосфера. – 2022. – Т. 22. – № 4. – С. 512–525.
4. Al Duhailan M. Petroleum-expulsion fracturing in organic-rich shales: genesis and impact on unconventional pervasive petroleum systems: D. Ph. Tethis. / M. Al Duhailan – Colorado: School of Mines, Arthur Lakes Library, 2014. – 227 p.
5. Löhr S.C. Is organic pore development in gas shales influenced by the primary porosity and structure of thermally immature organic matter? [Электронный ресурс] / S.C. Löhr, E.T. Baruch, P.A. Hall, M.J. Kennedy // Organic Geochemistry. – 2015 – № 87. – 119–32 p. – Режим доступа: http://dx.doi.org/10.1016/j.orggeochem.2015.07.010 0146-6380.

УДК 551.7.02:551.[762+763]:550.72 (571/1)
DOI 10.53954/9785604990070_53

АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧЕ НА ПУТИ СОСТАВЛЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ СТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ СХЕМЫ БЕРРИАС-АПТСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В.Ф. Гришкевич[1], А.А. Нежданов[2], Е.В. Олейник[3]

[1] Тюменский индустриальный университет, Тюмень;
[2] Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, Тюмень
[3] Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, Тюмень

Аннотация: Отмечается необходимость срочного возобновления работы Регионального межведомственного стратиграфического совещания для подготовки сбалансированного варианта стратиграфических схем верхнеюрских и берриас-аптских отложений. Предлагается технология выработки Региональным совещанием комплексных выверенных коллективных стратиграфических решений.

Ключевые слова: *региональные схемы, Западная Сибирь, литостратиграфия, биостратиграфия, верхняя юра, нижний мел*

ACTUAL TASKS IN THE WAY OF WEST SIBERIAN BERRIAS-APTIAN DEPOSIT'S REGIONAL STRATIGRAPHIC SCHEMES DEVELOPING

V.F. Grishkevich[1], A.A. Nezhdanov[2], E.V. Oleynik[3]

[1] Tyumen industrial university, Tyumen
[2] West Siberian research institution of geology and geophysics, Tyumen
[3] V.I. Shpilman research and analytical centre for the rational use of the subsoil, Tyumen

Annotation. The hard necessity of urgent resumption of Regional Interdepartmental Stratigraphic Meeting work is noted. It should prepare a balanced version of the stratigraphic schemes of the Upper Jurassic and Neocomian deposits. A technology for developing complex verified collective stratigraphic solutions by the Regional Meeting is proposed.

Key words: *regional schemes, Western Siberia, lithostratigraphy, biostratigraphy, Upper Jurassic, Lower Cretaceous*

ВВЕДЕНИЕ

В Советском Союзе и в современной России имелась практика регулярного обновления региональных стратиграфических схем (РСС). Последний цикл работ по подготовке и принятию Западно-Сибирских РСС прошел в 1999–2005 годах. В марте 2005 года МСК утвердил берриас-аптскую схему в качестве корреляционной и рекомендовал ее к опубликованию. Минуло почти двадцать лет, утвержденная схема так и не была опубликована в официальном порядке, что вынуждало научные и производственные организации пользоваться официальными схемами 1991 года или ссылаться на неопубликованную схему 2005 года. Основной причиной неопубликования были неустранимые противоречия между общей и корреляционной частями РСС. Разговор пойдет о возможных путях их преодоления в ходе работы очередного Межведомственного регионального стратиграфического совещания (МРСС) по Западной Сибири.

СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

Клиноформная модель неокома признана большинством геологических организациями. На ее базе моделируются региональные, зональные и площадные геологические объекты поиска новых залежей и месторождений УВ. Степень глобальной согласованности палеонтологических определений и клиноформной моделью неокома можно визуально оценить, воспользовавшись классическим рисунком [1] (рис. 1). На него дополнительно нанесены две синих линии положения кровли мегионской и усть-балыкской свит (самотлорской и пимской пачек) по современной клиноформной модели. В верхней части рисунка видно постепенной омоложение осадков шельфовых пластов с востока на запад: от берриаса на востоке (Северо-Васюганская площадь) до готерива на западе во Фроловской впадине (на Фроловской, Эргинской и Заозерной площадях) строго в соответствии с клиноформной моделью. В тоже время наблюдается резкое рассогласование палеонтологических возрастов вдоль изохронных границ пимской и самотлорской пачек: макрофауне присклоновых ачимовских и подачимовских отложений

© В.Ф. Гришкевич, А.А. Нежданов, Е.В. Олейник, 2023

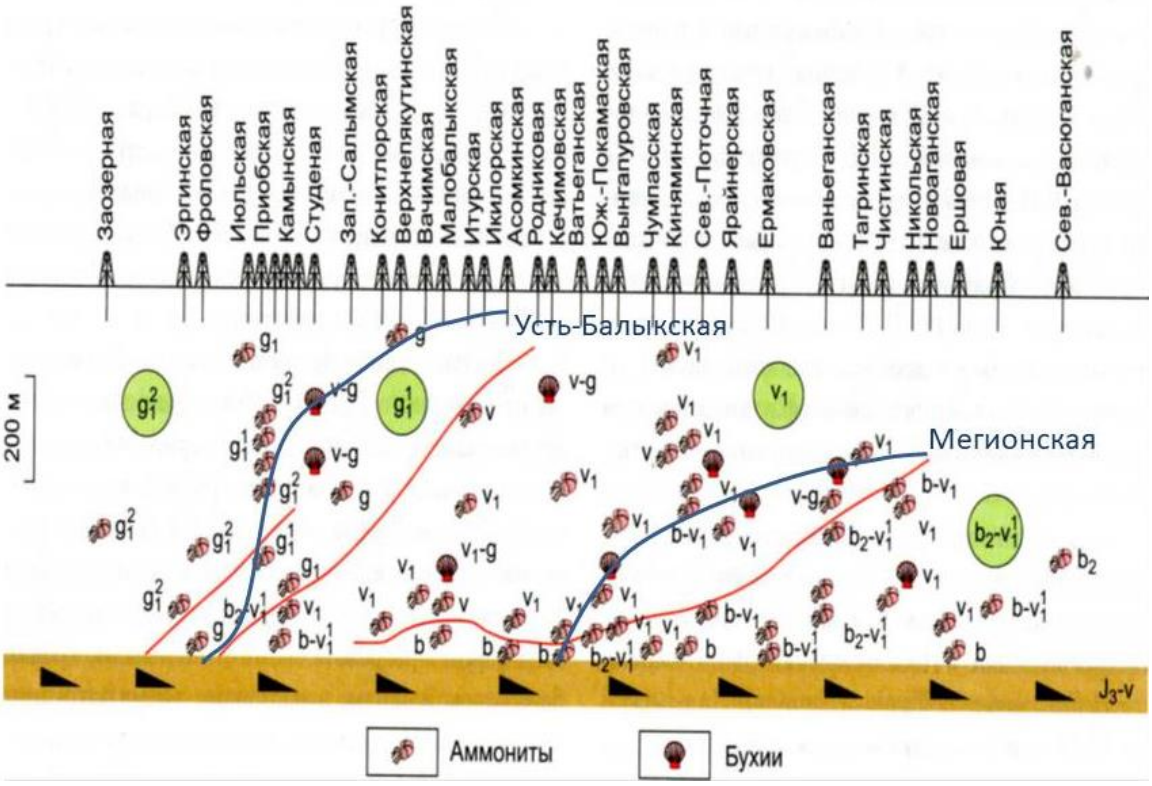


Рис. 1 Датировка возраста клиноформных отложений неокома центральных районов Западной Сибири по аммонитам и бухиям по [1] с дополнениями, красные линии – границы ярусов, синие – границ кровли двух свит.

всюду приписан берриасский возраст. Таким образом, пимский циклит содержит фауну готеривского возраста в своей шельфовой (ундаформной) части и берриасскою фауну в осадках его погруженной (фондаформной) части.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Для разрешения сложившейся ситуации необходим скорейший созыв очередного регионального стратиграфического совещания и организация работ по подготовке региональной стратиграфической схемы под эгидой и при их финансировании Комитетом Российской Федерации по геологии и использованию недр (Роскомнедра).

На первом этапе необходимо запланировать два мероприятия: во-первых, проведение РМСС по уточнению шкалы субрегиональных литологических маркеров; и, во-вторых, создание единой базы данных всех биостратиграфических заключений по региону. Основными информационными продуктами первого этапа должны стать база данных биостратиграфических заключений и черновик макета РСС с фиксацией реализаций региональных маркеров по районным номенклатурам пластов в скважинах-гипостратотипах (список скважин-гипостратотипов потребуется уточнить, как минимум, по новым районам) и в дополнении к макету – набор авторских каталогов положения региональных маркеров во всех скважинах с биостратиграфическими определениями возрастов для поверки согласованности всех биостратиграфических определений с литологическими разбивками. Множественность версий каталогов разбивок от организаций – участников РСС (в зонах их заинтересованной проработки) необходима для выявления существующих рассогласований в каркасе региональных маркеров средствами обработки баз данных. После ликвидации ЗапСибНИГНИ палеонтологические коллекции были переданы в ИНГГ СО РАН, на его базе совместно со СНИИГиМС разумно осуществить формирование базы данных биостратиграфических заключений по Западной Сибири. Уточненный макет РСС в качестве предварительного документа может быть рассмотрен МСК и опубликован в статусе рабочей корреляционной РСС.

На втором этапе осуществляется взаимная привязка региональных аммонитовых зон и шкалы маркеров, в ходе которой выявляются и урегулируются рассогласования определения возрастов по макрофауне внутри регионциклитов, границы которых описаны подготовленыыми на первом этапе авторскими каталогами от предприятий – участников РМСС. При затруднениях в достижении согласования пред-

приятиям-участникам предлагается осуществить целенаправленный поиск биофассилий внутри спорных интервалов разреза среди уже отобранного керна, находящегося в региональных и отраслевых хранилищах, для передачи на дополнительные палеонтологические исследования. После исчерпания возможности пополнения палеонтологических заключений и при сохранении рассогласований спорные определения возрастов биофассилий первоначально рассматриваются коллоквиумами палеонтологов, а затем передаются геологической службе соответствующего недропользователя или уполномоченный НИИ для подготовки литолого-стратиграфической аргументации. На очередном заседании РМСС принимается совместное решение о невалидности определения или о корректировке литолого-стратиграфической модели. После исчерпания принципиальных рассогласований подготавливается окончательный полный вариант РСС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предлагаемая процедура согласования палеонтологических определений возраста и литолого-стратиграфической модели не только гарантирует непротиворечивость РСС, но и имеет своим плюсом оценку интервала существования видов аммонитов по шкале региональных маркеров, что, с одной стороны, очень практично, а с другой – обеспечивает точный контроль циклостратиграфической модели биостратиграфическими данными.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нежданов А.А. Геолого-геофизический анализ строения нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей: дис. д-ра геол.-мин. наук / А.А.Нежданов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2004. 256 с.

УДК 553.98:550.3:571.5
DOI 10.53954/9785604990070_56

СТРОЕНИЕ ВЕНД-НИЖНЕКЕМБРИЙСКОГО СТРУКТУРНОГО ЯРУСА ВОСТОЧНОГО СКЛОНА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Е.А. Губина, Н.А. Никульшина, О.С. Белозерова

ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск

Аннотация. В полевых сезонах 2021–2023 гг. на территории исследования были проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3D в объеме 300 км^2, которые позволили значительно уточнить строение и перспективы нефтегазоносности участка недр. Полученные данные позволяют значительно уточнить и снизить риски обнаружения залежей углеводородов в терригенных отложениях непской свиты за счет появления в разрезе дополнительных песчаных пластов. Наличие и картирование солей в разрезе тирской свиты позволяет оконтурить зону лучшей сохранности залежей.

Ключевые слова: *терригенные отложения, карбонатные отложения, непская свита, тирская свита, нефтегазоносность, Непско-Ботуобинская антеклиза, Восточная Сибирь*

STRUCTURE OF THE VENDIAN-LOWER CAMBRIAN STRUCTURAL STAGE OF THE EASTERN SLOPE OF THE NEPSKO-BOTUOBINSKY ANTEGLISE

E. Gubina, N. Nikulshina, O. Belozerova

RN-KrasnoyarskNIPIneft LLC, Krasnoyarsk

Annotation. In the field seasons of 2021–2023, MOGT-3D seismic surveys were carried out in the study area in the volume of 300 km2, which allowed to significantly clarify the structure and prospects for oil and gas bearing capacity of the subsoil area. The obtained data allow to significantly clarify and reduce the risks of hydrocarbon deposits detection in terrigenous deposits of the Nepskaya Formation due to the appearance of additional sandy layers in the section. The presence and mapping of salts in the section of the Tirskaya Formation allows delineating the zone of better preservation of deposits.

Key words: *terrigenous sediments, carbonate sediments, Nepskaya Formation, Tirskaya Formation, oil and gas content, Nepsko-Botuobinskaya anteclise, Eastern Siberia*

Рассматриваемая территория расположена на восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы. По данным региональной стратиграфической схемы вендских отложений Сибирской платформы район работ находится в переходной области от Приленско-Непской зоны Непско-Ботуобинского фациального района (ФР) к Нюйской зоне Предпатомского ФР [1].

В геологическом строении исследуемой территории принимают участие породы кристаллического фундамента и осадочные отложения венда, кембрия, ордовика, юры и четвертичные отложения. На большей части распространены интрузии долеритов приурочены к усольской свите нижнего кембрия.

В полевых сезонах 2021–2023 гг. на территории исследования были проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3D в объеме 300 км^2, которые позволили значительно уточнить строение и перспективы нефтегазоносности участка недр.

По полученным данным поверхность кристаллического фундамента характеризуется большим количеством положительных и отрицательных структур. Выделены выступы фундамента, наиболее крупный из них линейный вытянутый в северо-западном направлении выступ имеет площадь более 6 км^2, над которым частично отсутствуют отложения непской свиты. Наиболее крупная отрицательная структура закартирована на юго-востоке, площадью порядка 11 км^2.

В разрезе выделяются два основных структурных этажа: нижний (кристаллический фундамент) и верхний (осадочный чехол). Осадочный чехол по структурно-литологическим признакам разделен на структурные ярусы: подсолевой (венд-нижнекембрийский), соленосный (нижнекембрийский) и надсолевой, представленный отложениями средне-верхнекембрийского, ордовикского и юрского возрастов.

Отложения венд-нижнекембрийского структурного яруса, являющиеся основной нефтегазоперспективной толщей, несогласно залегают на размытой поверхности кристаллического фундамента и представлены терригенно-карбонатными отложениями от фундамента до кровли осинского продуктивного горизонта нижнего кембрия.

В объеме структурного яруса выделен подсолевой венд-нижнекембрийский нефтегазоносный комплекс (НГК), который включает непский, тирский, даниловский резервуары и соленосный нижнекембрийский комплекс (усольский резервуар) [2].

© Е.А. Губина, Н.А. Никульшина, О.С. Белозерова, 2023

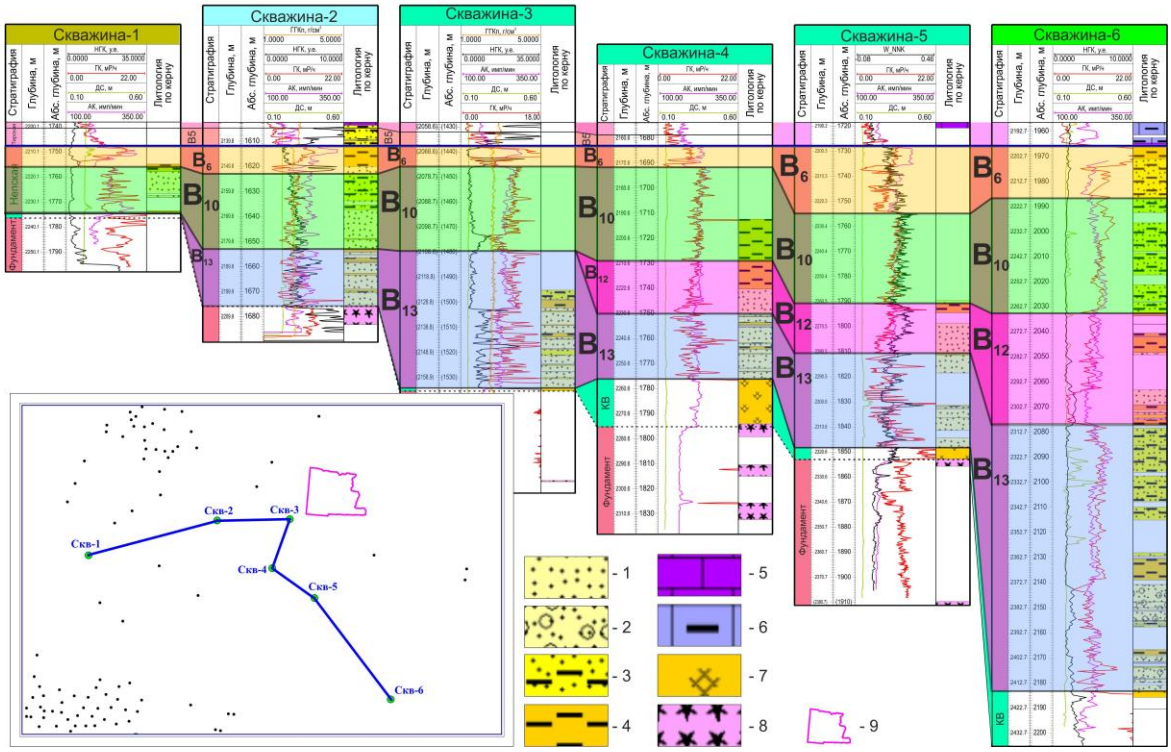


Рис. 1. Схема корреляции терригенных отложений непской свиты

Условные обозначения: 1 – песчаники; 2 – песчаники, гравелиты; 3 – алевролиты; 4 – аргиллиты; 5 – сульфатизированные доломиты; 6 – глинистые доломиты; 7 – кора выветривания; 8 – породы кристаллического фундамента; 9 – контур сейсморазведочных работ МОГТ-3D.

Непский терригенный резервуар, залегающий в базальной части осадочного чехла на породах кристаллического фундамента или его коре выветривания, выделяется в составе непской свиты и состоит из пластов песчаников и разделяющей их аргиллитовой покрышкой.

По результатам детальной корреляции скважин (рис. 1) в изучаемом разрезе непской свиты, наряду с пластами B_{10} и B_{13}, в верхней части дополнительно выделены – B_6 (харыстанский продуктивный горизонт паршинской свиты) и B_{12} (улаханский продуктивный горизонт талахской свиты).

Отмечается общее увеличение мощности непских отложений в восточном и юго-восточном направлениях. Происходит общее увеличение интервала разреза между ОГ M_2 и Ф и при этом появляется дополнительное отражение, не вскрытое скважинами на участке. Здесь по аналогии со скважиной 6 (расположенной на соседнем участке), дополнительное отражение можно приурочить к появлению в разрезе терригенных отложений пласта B_{12}. На участках, где отражение от B_{12} не прослеживается, разрез можно ассоциировать аналогично скважине 2.

В составе тирского терригенно-карбонатного регионального резервуара выделяются как терригенные продуктивные пласты (B_3, B_5), так и карбонатные – $Б_{13}$. На территории исследования происходит замещение терригенно-карбонатных отложений (скважины 1 ,2) на карбонатные (скважины 3, 4) и галогенно-карбонатные (скважины 5, 6).

По данным сейсмофациального анализа отчетливо обособилась зона распространения солей в тирской свите. Также данное обстоятельство имеет отражение и на разрезах – появление в этой зоне еще одной положительной фазы между ОГ $Б_{12}$ и M_2. Появление солей в разрезе является благоприятным фактором сохранности залежей УВ в нижележащих продуктивных пластах.

В даниловском карбонатном резервуаре выделяются преображенский (пласт $Б_{12}$) и усть-кутский продуктивные горизонты (пласты $Б_5$ и $Б_{3–4}$).

Перекрывает комплекс мощные соленосные отложения усольской свиты. Соленосный нижнекембрийский комплекс имеет более сложное строение, чем подсолевой. Усольский резервуар выделяется в объеме осинского продуктивного горизонта (пласт Б1), выделенного в нижней части.

На территории исследования в верхнюю часть отложений осинского продуктивного горизонта произошло внедрение трапповой интрузии. По данным бурения мощность интрузии достигает порядка 90 м. По результатам новых данных сейсморазведочных работ уточнено место выклинивания пластовой

интрузии или существенного уменьшения ее мощности, прилегающей к кровле осинского продуктивного горизонта, а также место прорыва (магмаподводящий канал) в северной части.

Полученные данные позволяют значительно уточнить и снизить риски обнаружения залежей углеводородов в терригенных отложениях непской свиты за счет появления в разрезе дополнительных песчаных пластов. Наличие и картирование солей в разрезе тирской свиты позволяет оконтурить зону лучшей сохранности залежей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Макет региональной корреляционной стратиграфической схемы вендских отложений Сибирской платформы. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2022. – 165 с.
2. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития) / Мельников Н.В.; Изд. 2-е, доп. –Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. – 177 с.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_59

О ПУТЯХ МИГРАЦИИ И ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОМ УЛАВЛИВАНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

Е.М. Данилова, И.Н. Коновалова, М.Н. Попова А.М. Хитров

Институт проблем нефти и газа РАН, Российская Федерация, г. Москва

Аннотация. Показано, что пути миграции углеводородов из ловушки в ловушку чаще всего находятся не в коллекторах, а под флюидоупорами, в кровлях пластов-переносчиков (ложных покрышек, рассеивающих толщ, промежуточных комплексов). Миграция из ловушки в ловушку происходит по критическим направлениям в соответствии с принципом дифференциального улавливания, что позволяет прогнозировать типы углеводородов и плотность нефтей в залежах. Предложено определение понятия критических направлений миграции через разломы, точки просачивания и купола антиклиналей.

Ключевые слова*: пути миграции углеводородов, точки просачивания, критическое направление, дифференциальное улавливание*

MIGRATION PATH WAYS AND HYDROCARBONS DIFFERENTIAL CATCHING INSIDE THE NATURAL RESERVOIRS

E.M. Danilova, I.N. Konovalova, M.N. Popova, A.M. Hitrov

Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, Moscow

Annotation. Showed that hydrocarbon migration path ways from one trap to another are located mostly in the tops of an adjacent permeable carrier beds (false seals, waste zones, neither reservoir, nor seals, but usually not in reservoirs). Migration from one trap to another is take place along critical decree according to differential catching principal, and this approach permits to prognose types of hydrocarbons and oil density in the traps. The definition for critical decree term trough faults, spill points and tops of anticlines is proposed.

Key words*: hydrocarbon migration path ways, spill points, critical decree, differential catching*

Одна из наиболее актуальных, но в то же время запутанных проблем нефтегазовой геологии – проблема миграции углеводородов (УВ) в земной коре.

Геологический словарь (М. Недра, 1978) дает общее определение миграции нефти и газа как любого перемещения этих веществ в земной коре, и использует для уточнения этого понятия еще более десятка близких терминов.

Бесспорно, что проблема миграции УВ неразрывно связана с гипотезами о происхождении нефти – органической или неорганической. Работами И.М. Губкина [1], А.Э. Конторовича [2], С.Г. Неручева и др. убедительно показано, что нефть органического происхождения в земной коре объективно существует, и может мигрировать, образуя уникальные по запасам месторождения УВ. Весомых доказательств существования больших залежей именно неорганических УВ, на наш взгляд, современной наукой пока не найдено. Но и неорганическая теория происхождения нефти Д.И. Менделеева тоже заслуживает внимания.

И.М. Губкин [1] в «Учении о нефти 1932, 1935, 1975 гг.» подробно рассматривает понятие миграции: «*... нефть находится под большим давлением в содержащих ее пластах. Это обстоятельство..., является одной из причин миграции – передвижения нефти из нефтесодержащих пластов по разным направлениям, по линии наименьшего сопротивления».*

А также: *«...нефть скопляется в сводовой части складки, как в наиболее приподнятой ее части, а вода занимает более низкие части складки: она располагается на ее крыльях и подпирает нефть со всех сторон. Такое расположение произойдет под влиянием силы тяжести вследствие разницы в удельных весах воды и нефти. Что касается газа, то он как более легкий должен располагаться над нефтью и занять самую верхнюю, сводовую часть пласта».* И далее: *«Закон передвижения нефти, в сущности, чрезвычайно прост: нефть выбирает линии наименьшего сопротивления и пробирается в каждом отдельном случае в том направлении, в каком ей легче это сделать».* И еще раз: *«Нефть перемещается по линии наименьшего сопротивления».* (курсив и подчеркивание наши, орфография – по изданию 1975г.).

Посмотрим, что же это за *линия наименьшего сопротивления*.

© Е.М. Данилова, И.Н. Коновалова, М.Н. Попова А.М. Хитров, 2023

Современная англоязычная Википедия дает три вида миграции:

– первичная, из породы-источника углеводородов в смежный пласт–переносчик (from source rock into an adjacent permeable carrier bed),

– вторичная, по пласту–переносчику (along “a carrier bed” from source area to the trap)

– третичная, из ловушки в ловушку, или до выхода на поверхность (from one trap to another or to a seep).

Под термином пласт–переносчик, или транспортировщик (carrier bed) обычно имеется ввиду пласт–коллектор (reservoir bed), например, песчаник.

Но переносчиком УВ совсем не обязательно может быть коллектор.

Уже более полувека известно, что в осадочном чехле есть не только коллекторы и флюидоупоры, но и промежуточные породы (ложные покрышки, рассеивающие толщи, промежуточные комплексы) [3]. В англоязычной литературе встречаются термины типа «ни коллектор, ни флюидоупор» (neither reservoir, nor seal) или пустая зона (waste zone).

С помощью специально созданной методики интерпретации данных каротажа скважин нам удалось выяснить, что в осадочном чехле количество настоящих флюидоупоров не слишком велико, обычно их не более 10–15штук, а их суммарная мощность не превышает 10% от мощности осадочного чехла. Оказалось, что флюидоупоры могут быть очень тонкими, порядка единиц метров и даже менее. Мощность пластов промежуточных пород в осадочном чехле обычно более 50% [4,5].

В кровлях таких толщ – переносчиков УВ под флюидоупорами и происходит миграция. Движущей ее силой является, конечно, сила тяжести, и как следствие – сила всплывания углеводородов в воде (строго по И.М. Губкину, см. выше). Силы поверхностного натяжения в порах препятствуют движению УВ, но ввиду длительного (геологического) времени миграции др. факторов сила всплывания преобладает.

Проявления миграции в реальном текущем времени – это выходы углеводородов (высачивание) из недр на поверхность Земли, в атмосферу и гидросферу (на дне рек, морей и океанов). Очевидно, что схожие явления имеют место и в земной коре при миграции УВ из ловушки в ловушку и через разломы [5], тоже в текущем времени.

Вероятно, что объемы генерации УВ материнскими толщами в недрах, сегодня находящимися в нефтяном (и/или газовом) окне, соизмеримы с объемами выходящих из недр УВ. При этом границы между нефтяным и газовым окнами весьма условны, поэтому весь спектр УВ генерируется одновременно, но доли тяжелых, легких и газообразных УВ зависят от глубины залегания, давления и температуры.

Фактом является и дифференциация УВ в залежи по плотности. В кровлях коллекторов бывают газовые шапки, объемы растворенного в нефти газа с глубиной в залежи убывают, у водонефтяного контакта плотность нефти наибольшая.

Этим объясняется известный принцип дифференциального улавливания углеводородов (Гассоу-Максимов), игнорируемый современной практикой.

При первичной миграции каждая ловушка собирает нефть и газ с площадей распространения источников углеводородов, явно превышающих площадь каждой залежи. Трудно допустить, что объемы смежных ловушек могут быть равны – всегда могут быть малые ловушки, собирающие нефть или газ под один флюидоупор с площади равной, или даже большей, чем площадь сбора углеводородов у большой ловушки.

Тогда миграция из переполненной ловушки в другую, смежную ловушку (вторичная или третичная миграция, по латерали или по вертикали) становится очевидной. Выход УВ из переполненной ловушки в другую происходит в единственной точке – точке просачивания, находящейся в подошве флюидоупора, и соответствующей отметке последней замкнутой изогипсы по его подошве.

Ранее мы показали, что разломы в осадочном чехле не могут быть флюидоупорами – это переносчики УВ. Поэтому точка просачивания находится одновременно в подошве флюидоупора и на стенке разлома, ближайшей к приразломной залежи [3].

Следовательно, критическое направление миграции – это кривая линия, соединяющая купола антиклиналей и точки просачивания вверх по подъему подошвы флюидупора. Это и есть *линия наименьшего сопротивления* (по И.М. Губкину), или путь миграции углеводородов, подобный пути течения воды в реках и озерах (условно в зеркальном отражении – вода в атмосфере тяжелее воздуха, а в недрах – тяжелее УВ). В ловушку поступают УВ из нескольких смежных ловушек, а выходит из нее лишь один путь миграции, также как в Байкал впадает множество рек, а вытекает единственная Ангара.

Каждая выходящая из переполненной ловушки капля (или струя) нефти всегда более тяжелая, чем остающиеся в ловушке капли, но содержит некоторое количество относительно легких УВ и растворенного газа, поднимающихся вверх по латерали или вертикали, и заполняющих следующую ловушку. Когда и эта вторая ловушка будет заполнена, в третью по восстанию подошвы флюидоупора, будет попадать еще чуть более тяжелая нефть, содержащая еще меньше легких углеводородов (в том числе газа).

Поэтому важнейшее концептуальное положение В.Д. Ильина и др. (1982) о факте повсеместной предельной заполненности ловушек в регионально нефтегазоносных комплексах [3], вполне справедливо, хотя пока еще господствуют идеи (гипотезы) о неполном заполнении ловушек из-за недостатка генерируемых УВ.

Представляется, изложенные соображения объясняют применимость принципа дифференциального улавливания не только для прогноза фазового состояния залежей (нефть или газ), расположенных по критическому направлению миграции, но и для прогноза плотности нефтей в смежных ловушках, как по латерали, так и по вертикали.

Работа выполнена в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», №122022800274-8).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Губкин И.М. Учение о нефти. Наука, М., 1975.
2. Конторович А.Э. Очерки теории нафтидогенеза: Избранные статьи – Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2004. – 545с.
3. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре. Методические рекомендации / Сост. В.Д. Ильин, С.П. Максимов, А.Н. Золотов и др. – М.: ВНИГНИ, 1982. – 52 с.
4. Гурова Д.И., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н., Риле Е.Б., Хитров А.М. Выделение и картирование флюидоупоров по данным геофизических исследований // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023.– № 11.– С. 5–13.
5. Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н. Хитров А.М. О разломах земной коры и путях миграции углеводородов. Международная научно-техническая конференция «Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий» г. Ставрополь, СКФУ, 7–8 декабря 2023.

УДК 556.3
DOI 10.53954/9785604990070_62

ГЕОТЕРМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО И ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

Ф.Ф. Дульцев[1, 2], А.В. Черных[1, 2], Д.А. Новиков[1, 2], Е.В. Борисов[1]

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
[2]Новосибирский Государственный Университет, г. Новосибирск

Аннотация. Территория исследования находится в Арктической зоне Сибири и относится к зоне сплошного распространения вечной мерзлоты, достигающей 600–650 м и выступающей в качестве регионального водоупора, оказывающего существенное влияние на температурный режим осадочных пород. Енисей-Хатанский бассейн характеризуется низкими значениями теплового потока, связанного главным образом с литологической характеристикой пород, геологическим строением и гидрогеологическими особенностями исследуемых районов, а также с принадлежностью этих районов к тем или иным крупным структурно-тектоническим элементам. В структуре геотермического поля выделены 6 типов геотермического разреза.

Ключевые слова: *пластовая температура, геотермический режим, Енисей-Хатангский прогиб*

GEOTHERMAL MODEL OF THE CONJUNCTION ZONE OF THE YENISEI-KHATANGA AND WEST SIBERIAN SEDIMENTARY BASINS

F. Dultsev[1, 2], A. Chernykh[1, 2], D. Novikov[1, 2], E. Borisov[1]

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
[2]Novosibirsk State University, Novosibirsk

Annotation. The area under study is situated in the Arctic zone of Siberia at the territory of continuous permafrost reaching a thickness of 600–650 m, which is a regional waterproof layer having a substantial effect on the thermal regime of sedimentary rocks. The Yenisei-Khatanga basin is characterized by low thermal flux, which is mainly due to the lithological characteristics of rocks, geological structure, and hydrogeological features of the regions under investigation, as well as due to pertinence of these regions to definite large structural-tectonic elements. Six types of geothermal section are revealed in the structure of the geothermal field

Key words: *formation temperature, geothermal regime, Yenisei-Khatanga regional trough*

РЕЗУЛЬТАТЫ

Пластовая температура является одним из основных факторов, определяющих степень преобразованности РОВ горных пород, газо- и нефтеобразования, формирования и сохранения залежей УВ. Именно от температуры зависят физико-химические свойства и фазовое состояние газов, нефти и воды в пластовых условиях. Исследованием геотермического поля западной части Енисей-Хатанского бассейна занимались В.Т. Балобаев, В.В. Бобылев, Б.В. Володько, Г.Д. Гинсбург, В.А. Голубев, Н.П. Гречишников, Ю.Г. Зимин, Г.А. Иванова, И.В. Каменцова, Б.П. Ставицкий, Л.И. Швыдкова, Д.А. Новиков, А.Д. Дучков и другие.

Территория исследования находится в Арктической зоне Сибири и относится к зоне сплошного распространения вечной мерзлоты. По результатам геотермических исследований более чем в 200 скважинах установлено, что мощность многолетнемерзлых пород изменяется от 200–220 до 600–650 м и выступает в качестве регионального водоупора, оказывающего существенное влияние на температурный режим осадочных пород и залежей УВ (рис. 1а). Отсутствие криогенной толщи зафиксировано вблизи р. Енисей, под дном крупных рек и озер (р. Пясина, р. Большая Хета, оз. Пясино, оз. Периптавето, оз. Ямбуто, Хантайское вдхр.) и на некоторых участках, приуроченных к зонам тектонических нарушений.

Зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского осадочных бассейнов характеризуется низкими значениями теплового потока, меняющиеся в диапазоне 35-55 мВт/м^2, составляя в среднем 46,7 мВт/м^2 [1–2]. Структура геотермического поля неоднородна и разделена на 6 типов геотермического разреза (рис. 1б, табл. 1). В целом геотермическая структура изучаемой части прогиба характеризуется градиентами, не превышающими 2,5–2,8 °С/100 м. В восточной области геотермический градиент равен 2,37 °С/100 м, в юго-западной – 2,5, в центральной и северной – 2,8 °С/100 м [3–5]. Повышенные значения геотермического градиента отмечаются в зонах распространения разломов и достигают 3–3,4 °С/100м, что подтверждает отепляющее воздействие дизъюнктивной тектоники (рис. 1б, табл. 1).

© Ф.Ф. Дульцев, А.В. Черных, Д.А. Новиков, Е.В. Борисов, 2024

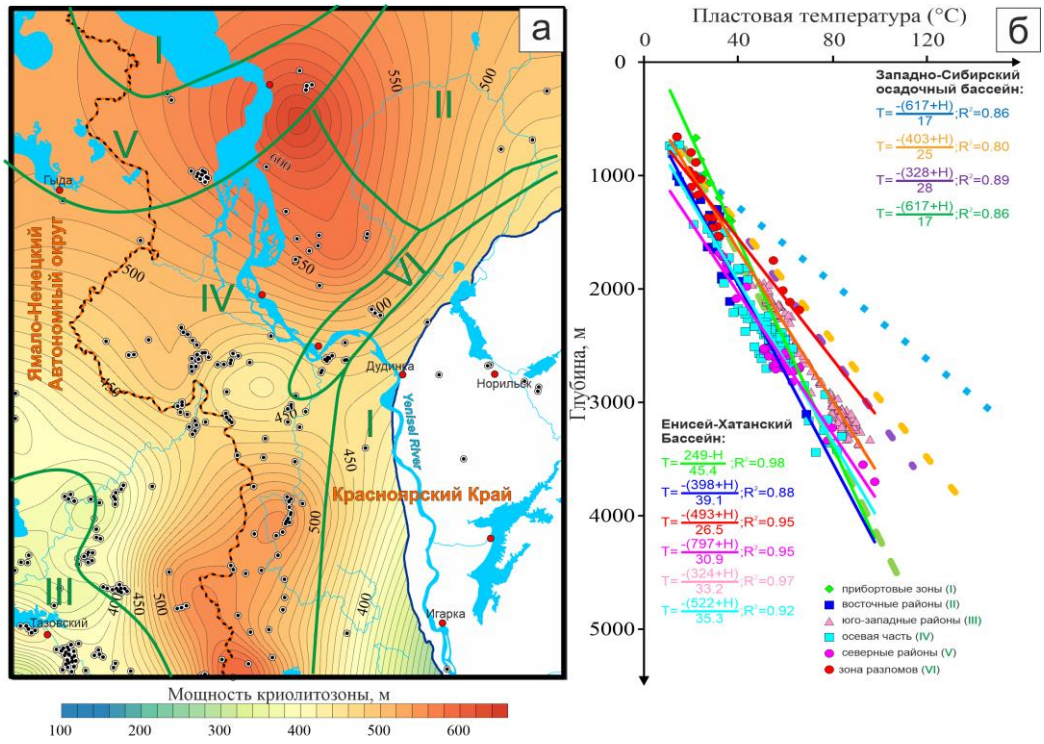


Рис. 1. а) Мощность криолитозоны; б) Типы вертикальной гидрогеотермической зональности Енисей-Хатангского осадочного бассейна.

Детальный анализ геотермических материалов по апт-альб-сеноманскому гидрогеологическому комплексу показал, что пластовые температуры варьирует в диапазоне от 0 до 25 °С, что связано главным образом с относительно не большой мощностью комплекса и влиянием вечной мерзлоты. Установленные минимальные значения приурочены к прибортовым частям исследуемой территории.

Распределение пластовых температур в кровле неокомского комплекса составляет от 0 до 60 °С. Температуры до 25 °С приурочены к прибортовым областям, где отложения комплекса находятся в области развития многолетнемерзлых пород. Тенденции распределения пластовых температур во многом повторяют выявленные в вышезалегающем апт-альб-сеноманском комплексе.

В кровле верхнеюрского комплекса пластовые температуры варьируют от 0 до 108 °С. Вследствие того, что осадочный чехол выклинивается к бортам прогиба, для этих зон характерно распространение пластовых температур, не превышающих 40–45 °С. Характер распределения пластовых температур верхнеюрского и залегающего ниже комплекса имеют схожие тенденции. Основные отличия объясняются глубиной залегания отложений комплекса. Разрез нижне-среднеюрского комплекса значительно мощнее верхнеюрского, и как следствие разница температур здесь достигает огромных значений. Пластовые температуры достигают 220 °С в наиболее погруженных частях бассейна (центральные и юго-западные части).

Вследствие слабой геологической изученности (всего 5 скважин), отсутствие надежных термограмм и наличия единичных сведений по замерам пластовых температур в кровле палеозойского ком-

Таблица 1

Характеристика геотермических параметров зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов (по точечным замерам температур)

Район*	Градиент, °С/100м	Геотермическая ступень, м
I	2,05–2,10 (2,05)	47,62–48,78 (48,62)
II	1,5–2,8 (2,4)	36,11–68,14(42,2)
III	1,9–3,5 (2,5)	28,63–50,51 (40,0)
IV	1,6–3,6 (2,8)	27,22–65,02 (35,7)
V	2,0–3,5 (2,9)	29,03–49,01 (34,5)
VI	2,7–3,5 (3,3)	28,94–37,41 (31,2)

* Номер района см. рис. 1.

плекса изучаемой территории составленная нами карта носит прогнозный характер. Основываясь на нашей модели, пластовые температуры могут достигать 100 °С в прибортовых зонах и до 300 °С в наиболее погруженных частях бассейна.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ № FWZZ-2022-0014 и Новосибирского государственного университета по программе Приоритет-2030

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дучков А.Д., Соколова Л.С., Аюнов Д.Е., Злобина О.Н. Теплопроводность пород осадочного чехла арктической части Западной Сибири. Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54 – № 12. – С. 1952–1960.
2. Дучков А.Д., Соколова Л.С., Родякин С.В., Черныш П.С. Зависимость теплопроводности пород осадочного чехла Западно-Сибирской плиты от влажности и пористости. Геология и геофизика. – 2014.– Т. 55. – № 5–6. – С. 991–1000.
3. Новиков Д.А. Геотермические особенности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 2. – С. 28–36.
4. Новиков Д.А., Борисов Е.В. Прогноз нефтегазоносности юрских резервуаров зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов. Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62 – № 2. – С. 216–237.
5. Казаненков В.А., Курчиков А.Р., Плавник А.Г., Шапорина М.Н. Геотермические условия и нефтегазоносность тюменской и малышевской свит Западно-Сибирского бассейна. Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60. – № 2. – С. 209–216.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_65

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ УГЛЕРОДА ФЛЮИДОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ МАЛОБАЛЫКСКОГО И ВОСТОЧНО-ПРАВДИНСКОГО УЧАСТКОВ

А.В. Жердева[1, 2], М.А. Веклич[1] И.В. Гончаров[1, 3], В.В. Самойленко[1], Н.В. Обласов[1], С.В. Фадеева[1, 3]

[1]АО «ТомскНИПИнефть» (ZherdevaAV@nipineft.tomsk.ru),
[2]НИ ТГУ, г. Томск
[3]НИ ТПУ, г. Томск

Аннотация. В работе представлены результаты исследования образцов газа, керна и экстрактов из пород баженовской свиты района Малобалыкского и Восточно-Правдинского лицензионных участков. Обнаружен облегчённый изотопный состав углерода компонентов газов, а также изотопно лёгкие фракции экстрактов тех же пород. На основе полученных данных сделано предположение, что отобранный газ образован на ранних этапах нефтегенерации.

Ключевые слова: *Баженовская свита, изотопный состав углерода, газ ранней генерации, пиролиз.*

ISOTOPIC COMPOSITION OF THE CARBON OF FLUIDS OF THE BAZHENOV FORMATION OF THE MALOBALYKSKY AND VOSTOCHNO-PRAVDINSKY FIELDS

A.V. Zherdeva[1, 2], M.A. Veklich[1], I.V. Goncharov[1, 3], V.V. Samoilenko[1], N.V. Oblasov[1], S.V. Fadeeva[1, 3]

[1]JSC "TomskNIPIneft" (ZherdevaAV@nipineft.tomsk.ru),
[2]NR TSU, Tomsk
[3]NR TPU, Tomsk

Annotation. The results present studies of gas samples, cores and production from rocks of the Bazhenov formation of the Malobalyksky and Vostochno-Pravdinsky license areas. A lighter isotopic composition of the carbon components of the gases was discovered, as well as isotopically light fractions of extracts of the same rocks. Based on the data obtained, it was assumed that the selected gas was formed at the early stages of oil formation.

Key words: *Bazhenov Formation, carbon isotope composition, early generation gas, pyrolysis.*

Малобалыкское и Восточно-Правдинское нефтяные месторождения расположены в центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В рамках работы были изучены образцы газа, керн и экстракты из пород баженовской свиты (БС) этих месторождений. Газы были отобраны непосредственно из вздутых туб с поступившим керном.

Ранее в работе [1] также из туб с керном БС были исследованы газы с различным изотопным составом углерода ($\delta^{13}C$). Наблюдаемые различия авторы объяснили разным катагенезом органического вещества (ОВ) БС, генерировавшем газы, а также миграцией газов другой генетической природы, мигрировавших из нижележащих отложений.

На рис. 1а представлены результаты $\delta^{13}C$ исследованных газов, относительно опубликованных в статье [2] данных по юго-востоку Западной Сибири. Как видно из рисунка, кривые Чанга [3] исследованных проб располагаются существенно ниже ранее описанных. Как известно, с ростом катагенеза ОВ нефтематеринской породы, количество легкого изотопа C^{12} в генерируемых ею флюидах уменьшается [4, 5]. Диапазон изменения $\delta^{13}C$ БС в работе [2] был сформирован по результатам анализа газов, ассоциированных с нефтяными залежами, то есть газов, генерированных на этапе «oil window». Относительно легкий $\delta^{13}C$ газов, полученных нами из туб может быть обусловлен тем, что в их составе присутствует значительная доля первой порции генерированных и по каким-то причинам не покинувших БС углеводородов. Косвенным подтверждением тому могут быть особенности изотопно-фракционных кривых экстрактов, свидетельствующие о невысокой степени преобразованности генерирующего их ОВ. К таким особенностям относится легкий $\delta^{13}C$ ароматической фракции относительно парафино-нафтеновой фракции (рис. 1б) [6]. Однако пиролитические и молекулярные параметры катагенеза ОВ (таблица) указывают на то, что оно находится в фазе активной генерации.

Другой возможной причиной может быть наличие некоторых особенностей состава ОВ, обусловленных фациальными отличиями накопления отложений БС центральной части Западной Сибири по сравнению с его юго-восточной частью. Возможно, именно бОльшая окисленность исходной биомассы на юго-востоке на стадии осадконакопления, на что указывает отношение пристана к фитану (П/Ф) 1.2–1.6 против 0.6–1.0 в центральной части [7], обусловила утяжеленный состав их газов. И, наоборот, более восстановительные условия накопления ОВ БС в районе Малобалыкского месторождения стали причиной облегчённого изотопного состава углерода газов.

© А.В. Жердева, М.А. Веклич, И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, 2024

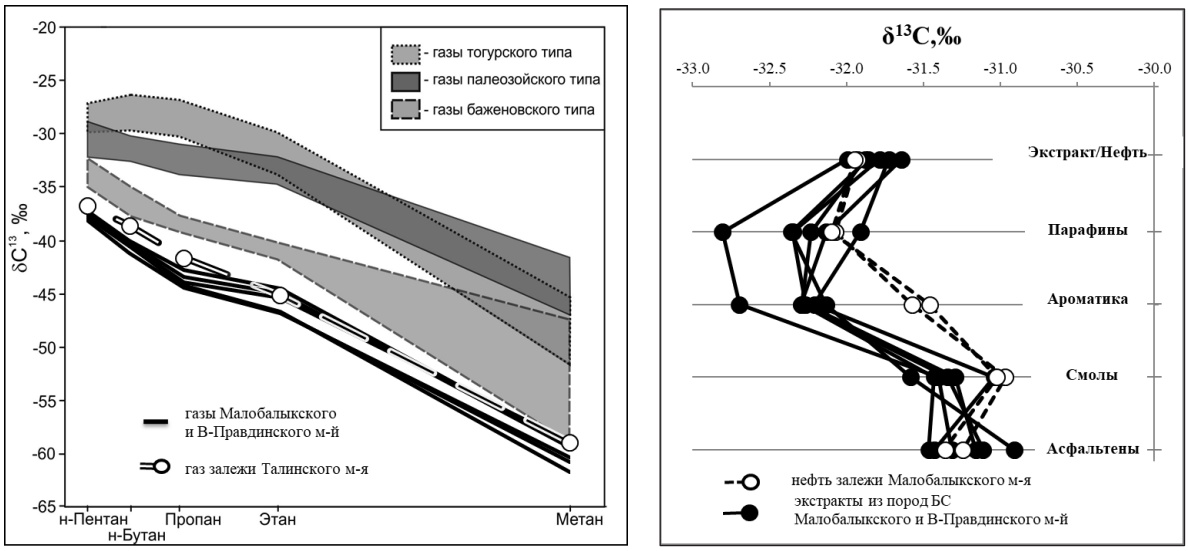


Рис. 1. а – кривые Чанга исследованных газов БС в сравнении с растворенными газами нефтяных залежей юго-востока Западной-Сибири [2, 3], б – изотопные кривые нефти и экстрактов из пород

Таблица 1

Некоторые молекулярные и пиролитические параметры экстрактов

Образцы	Молекулярные параметры			Пиролитические параметры		
	П/Ф	Ki	4MDBT/1MDBT	Tmax,□C	Сорг, %	HI
Малобалыкское	0.6	0.6	1.1	439	16.0	622
В-Правдинское	0.5	0.7	1.0	439	17.4	653

Можно также предположить, что наблюдаемые различия обусловлены тем, что в нашем случае, как и в работе [1], исследованы газы не из промышленных залежей, а образцы из «тела» нефтематеринской породы. Однако газ с подобным распределением $\delta^{13}C$ нами был встречен на Талинском месторождении в пробе попутного газа скважины №2958 (см. рис. 1а). Нефти этого месторождения являются типичными для центральных районов Западной Сибири. Они характеризуются низким отношением П/Ф (до 1), а также невысокой зрелостью (4MDBT/1MDBT~1,6).

Конечно, на основе полученных данных рано делать окончательное заключение, но можно сделать предположение о наличии закономерности, согласно которой газы месторождений центральных частей Западной Сибири должны иметь более лёгкий $\delta^{13}C$, чем газ БС окраин бассейна, а общее поле газов баженовского типа на диаграмме Чанга должно быть расширено.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Краснова Е.А. Изотопно-геохимические особенности распределения газообразных углеводородов в разрезе баженовской свиты (южная часть Западной Сибири) / Е.А. Краснова, А.Ю. Юрченко, А.Г. Калмыков, М.М. Фомина // Георесурсы. – 2009. – Т. 21. – № 2. – С. 153–158.
2. Гончаров И.В. Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, А.В. Сметанин, В.В. Самойленко, С.В. Фадеева, Е.Л. Журова // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 8–13.
3. Chung H.M., Gormly J.R., Squires R.M. Origin of gaseous hydrocarbons in subsurface environments: theoretical considerations of carbon isotope distribution // Chemical Geology. – 1988. – V. 71. – P. 97–103.
4. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1973. – 384 с.
5. Гончаров И.В Изотопный состав углерода экстрактов из пород баженовской свиты различного катагенеза // И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, М.А. Веклич, Е.С. Бахтина, А.В. Жердева // «XXI Симпозиум по геохимии изотопов имени А.П. Виноградова» (15–17 ноября 2016 г.): материалы конференции. – Москва, 2016. – С. 748–749.
6. Жердева А.В Изотопный состав углерода экстрактов из пород баженовского горизонта // А.В. Жердева, В.В. Самойленко, М.А. Веклич // XXI Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» имени академика М.А. Усова (3–7 апреля 2017 г.): материалы конференции. – Томск, 2017. – С. 250–251.
7. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 181 с.

УДК 563.12:551.762.2,3 (571.1) 56(119)
DOI 10.53954/9785604990070_67

АССОЦИАЦИИ ФОРАМИНИФЕР КЕЛЛОВЕЯ И ВЕРХНЕЙ ЮРЫ ЗАПАДНОЙ И ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТЕЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА (ЯМАЛО-ТЮМЕНСКИЙ И СИЛЬГИНСКИЙ РАЙОНЫ)

Е.В. Зайчикова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

Аннотация. Распределение, состав и структура ассоциаций фораминифер зависит от множества абиотических факторов: удалённость от берега, глубина, солёность, температура и другие. Колебания этих факторов вызывают структурные изменения комплексов и их состава. Основой данной работы явился анализ изменения таксономического разнообразия фораминифер в Сильгинском и Ямало-Тюменском фациальных районах и их сравнительный анализ для выявления этапности развития ассоциаций фораминифер.

Ключевые слова: *фораминиферы, биостратиграфия, юра, келловей, оксфорд, кимеридж, волжский ярус, Западная Сибирь, биофации.*

ASSEMBLAGES OF FORAMINIFERA OF THE CALLOVIAN AND UPPER JURASSIC OF THE WESTERN AND SOUTHEASTERN PARTS OF THE WEST SIBERIAN BASIN (YAMALO-TYUMEN AND SILGINSKY DISTRICTS)

E.V. Zaychikova

Trofimuk Institute of Petrolium Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The distribution, composition, and structure of foraminifera associations depend on many abiotic factors: distance from shore, depth, salinity, temperature, and others. Fluctuations in these factors cause structural changes in complexes and their composition. The basis of this work was the analysis of changes in the taxonomic diversity of foraminifera in the Silginsky and Yamalo-Tyumen facies regions and their comparative analysis to identify the stages of development of foraminifera associations.

Key words: *foraminifera; biostratigraphy; Jurassic; Callovian; Kimmeridgian; Volgian; biofacies; West Siberia.*

В качестве сравнительного материала использовались результаты исследования келловей-верхнеюрских отложений и ассоциаций микробентоса из скважин Мало-Шушминская 10527 (Ямало-Тюменский фациальный район), Верх-Тарская 20 и Восточно-Межовская 13 (Сильгинский фациальный район) (рис. 1).

Келловей. В Ямало-Тюменском районе встречен богатый и разнообразный по таксономическому составу комплекс фораминифер. Преобладают в структуре комплексов формы, обитавшие в спокойных гидродинамических условиях: *Recurvoides* (39–59%), *Trochammina* (25%), *Haplophragmoides* (3%), *Dorothia* (8 и более %), позднее появляется *Eomarssonella* (5%). Предположительно, в келловее изученный район представлял собой относительно мелководную зону, заселенную многочисленными представителями эврифациальных видов.

Оксфорд. В Ямало-Тюменском районе в раннем оксфорде преобладают *Trochammina* (26%) и *Recurvoides* (32%). В меньшем количестве встречены: *Haplohpragmoides* (9%), *Verneulinoides* (8%), *Ammobaculites* (4%), *Glomospirella* (5%), *Spiroplectammina* (9%). В среднем оксфорде незначительно меняется видовой состав. Доминируют *Trochammina* (44%), *Recurvoides* (35%). Зональные виды-индексы присутствуют в единичных экземплярах: *Ammodiscus* (2%), а *Tolypammina svetlanae* (3 %). Преобладание в комплексах фораминифер представителей родов *Trochammina* и *Recurvoides* свидетельствует об обитании их в относительно мелководных условиях с неустойчивым гидродинамическим режимом [1]. В начале позднего оксфорда таксономическое разнообразие невелико: *Recurvoides* (34%), *Trochammina* (28%), *Glomospirella* (6%), *Spiroplectammina* (3%), *Cribrostomoides* (7%), *Vernuilinoides* и другие. Вероятно, в течение оксфорда в западной части Западно-Сибирское море было достаточно мелководным. В начале позднего оксфорда родовой состав комплексов фораминифер в Сильгинском районе значительно менее разнообразен, чем в Ямало-Тюменском. Это, вероятно, указывает на формирование Сильгинского района в более мелководной, приближенной к береговой линии зоне моря. В конце позднего оксфорда–начале раннего кимериджа, после небольшой регрессии в оксфорде, происходит обширная трансгрессия [1; 2]. В начале позднего оксфорда в комплексах доминирует *Recurvoides* (97%), в незначительных количествах встречается *Haplophragmoides* (2%), *Ammobaculites, Bulbobaculites* (<1%), *Lenticulina* (1%). По преобладанию в ассоциациях рода *Recurvoides* можно предположить, что в начале

© Е.В. Зайчикова, 2024

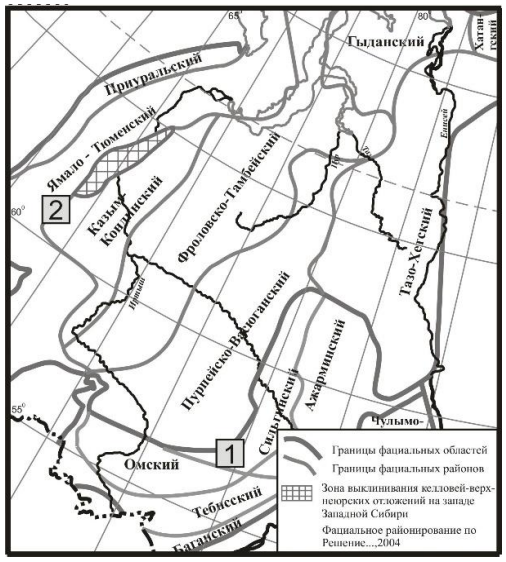


Рис. 1. Схема расположения изученных разрезов: 1 – скв. Верх-Тарская 20, Восточно-Межовская 13; 2 – скв. Мало-Шушминская 10527.

позднего оксфорда данный участок моря представлял собой мелководье со спокойным гидродинамическим и неустойчивым солевым режимами. Большинство встреченных видов являются эвригалинными и предпочитают слабую гидродинамику [1].

Кимеридж. В Ямало-Тюменском районе в конце раннего кимериджа в комплексе преобладают *Lenticulina* (50%), *Grigelis* (22%), *Astacolus* (10%), встречаются *Marginulina* (4%), *Planularia* (4%), *Recurvoides* (4 %), *Trochammina* (<1%). В позднем кимеридже разнообразие комплекса увеличивается: *Pseudolamarckina* (27%), *Lenticulina* (16%), *Astacolus* (3%), *Marginulina* (4%), *Marginulinopsis* (2%), *Planularia* (1%), *Dentalina* (3%), *Lagena* (3 %), *Citharina* (3%), *Citharinella* (3%), единичные *Galwayella* и *Paalzowella*. Состав комплекса может свидетельствовать о формировании кимериджских ассоциаций в умеренно глубоководной зоне моря с относительным удалением от береговой линии. Раннекимериджский комплекс Сильгинского района достаточно разнообразен. Преобладает *Recurvoides* (4–86%), в меньшем количестве обнаружены *Lenticulina* (5%), *Haplophragmoides* (2%), *Saracenaria* (2%), *Glomospirella* (1%), *Astacolus, Dentalina*, *Marginulinita* (каждый по 1%), *Trochammina, Evolutinella, Bulbobaculites, Hyperammina Pseudonodosaria, Marginulinopsis, Citharina, Planularia*, *Nodosaria* (<1% каждый). В позднем кимеридже число агглютинирующих и известковистых видов фораминифер в комплексе уменьшается. Доминирует *Recurvoides* (79%), *Lenticulina* (6%), *Dentalina* (5%); в незначительных количествах присутствуют *Dorothia, Trochammina, Haplophragmoides, Ammobaculites, Pseudolamarckina, Saracenaria, Marginulina, Astacolus* (1% каждый), *Evolutinella* (<1%). В единичных экземплярах встречены *Vaginulinopsis, Globulina, Nodosaria, Planularia*. В южной части Западно-Сибирского моря доминируют представители рода *Recurvoides*, свидетельствующие о слабом гидродинамическом режиме, но в комплексе появляется целый ряд стеногалинных форм (*Astacolus, Pseudolamarckina, Saracenaria, Marginulina*), позволяющих предполагать некоторое углубление бассейна.

Таксономический состав комплексов на протяжении раннего кимериджа меняется незначительно. Можно предположить, что комплексы фораминифер на этих участках моря формировались при стабильных абиотических параметрах. Численное преобладание видов в Ямало-Тюменском районе по сравнению с Сильгинским объясняется его принадлежностью к более глубоководной части бассейна.

Волжский век. В это время Западно-Сибирский бассейн продолжал расширяться [1, 3]. На юге ранневолжские комплексы фораминифер представлены: *Recurvoides* (66%), *Lenticulina* (14%), *Saracenaria* (5%), *Vaginulinopsis* (2%), *Marginulina* (2%), *Astacolus* (2%), *Dentalina* (2%), *Kutsevella* (1%), *Trochammina* (1%), *Haplophragmoides* (1%), *Verneuilinoides* (<1%), *Evolutinella* (<1%). *Dainitella* (1%), *Planularia, Marginulinita*, *Grigelis, Citharinella*, *Nodosaria* (<1%). В ранневолжское время отмечено низкое таксономическое разнообразие, позднее количество видов значительно увеличивается. Увеличение разнообразия и численности таксонов было связано, вероятно, с расширением площади морского бассейна и незначительным увеличением его глубины.

Проведен сравнительный анализ состава и структуры фораминиферовых комплексов в скважинах, расположенных в разных фациальных районах Западносибирской низменности (Сильгинском и Ямало-Тюменском). В Сильгинском районе комплексы в оксфорд-средневолжское время характеризуются небольшим разнообразием таксонов и встречены в относительно грубозернистых осадках, что указывает на неустойчивые абиотические условия их существования. Предположительно эта территория располагалась в зоне мелкого моря в относительной близости к береговой линии, на что указывает периодическое исчезновение или значительное уменьшение количества и численности фораминифер в некоторых интервалах юры и литологический состав осадков. Ямало-Тюменский фациальный район, судя по родовому составу и структуре ассоциаций фораминифер, располагался в умеренно глубоководных условиях, приближенных к берегу. Предположительно в келловей – кимериджское время часть Ямало-Тюменского района, в которой располагалась изученная скважина, представляла собой более глубоководную зону бассейна, относительно удаленную от береговой линии юрского моря, по сравнению с Сильгинским районом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Никитенко Б.Л. Стратиграфия, палеогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды). Новосибирск: Параллель, 2009. – 680с.
2. Конторович А.Э., Конторович В.Э., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрское время // Геология и геофизика. – 2013. –Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.
3. Палеогеография севера СССР в юрском периоде. Новосибирск: Наука, Сиб. отделение, 1983. – 188 с.

УДК 550.4
DOI 10.53954/9785604990070_70

ОЦЕНКА НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РАЗЛИЧНОГО ВОЗРАСТА ПУТЕМ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ДАННЫХ ПИРОЛИЗА И МЕТОДА МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

М.Ю. Зубков

ООО «Западно Сибирский Геологический Центр», г. Тюмень

Аннотация. Приведены примеры оценки нафтидогенерационных свойств разновозрастных высокоуглеродистых пород с использованием результатов пиролитических исследований и метода материального баланса.

Ключевые слова*: пиролиз, материальный баланс, нафтидогенерационные свойства.*

ASSESSMENT OF THE OIL AND GAS GENERATION PROPERTIES OF HIGH-CARBON DEPOSITS OF VARIOUS AGES BY COMBINING PYROLYSIS DATA AND THE MATERIAL BALANCE METHOD

M.Y. Zubkov

LLC "West Siberian Geological Center", Tyumen

Annotation. Examples of estimating naphthidogeneration properties of high-carbon rocks of different ages using the results of pyrolytic studies and the material balance method are given

Key words*: pyrolysis, material balance, naphthydogeneration properties.*

ВВЕДЕНИЕ

При прогнозе нефтегазоносности той или иной территории в первую очередь возникает вопрос о присутствии в составе её осадочного разреза нефтематеринских отложений. С этой целью сначала использовалась осадочно-миграционная теория нафтидогенеза, предложенная Н.Б. Вассоевичем и получившая дальнейшее развитие в работах С.Г. Неручева, А.А. Трофимука, А.Э. Конторовича и многих других. В настоящее время она трансформировалась в метод бассейнового моделирования, в котором активно используются результаты пиролитических исследований и математическое моделирование, выполняемое на их основе. Однако для использования метода бассейнового моделирования необходимо дорогостоящее оборудование и специальное программное обеспечение, которые доступны лишь крупным академическим и производственным организациям. Рассматриваемый в настоящей публикации метод позволяет с помощью обычного пиролитического оборудования получать необходимые данные о нафтидогенерационных (далее генерационных) свойствах разновозрастных высокоуглеродистых пород.

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Изучены генерационные свойства разновозрастных (от нижнего протерозоя до олигоцена) высокоуглеродистых отложений с использованием результатов пиролитических исследований образцов и метода материального баланса [1]. Для оценки генерационных свойств образцов применялась модифицированная T_{max}–HI диаграмма, на левой оси ординат которой нанесены исходные значения коэффициента остаточной генерации ($Кон_{исх}$). На ней через 20% формально выделены 5 типов исходного ОВ ($ОВ_{исх}$) [1]. Использование предложенной оригинальной методики позволило определить следующие наиболее важные генерационные параметры: $Кон_{исх}$, коэффициент превращения $ОВ_{исх}$ в нафтиды ($Кпревр._{отн}$), количество образовавшихся и эмигрировавших нафтидов (Сг и Сэ, соответственно) и коэффициент эмиграции (Кэ).

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

В составе *шунгитсодержащего* образца (нижний протерозой) $ОВ_{исх}$ по своему составу и свойствам приближается к графиту. Его происхождение до сих пор не имеет однозначного объяснения, тем не менее, в его составе установлены УВ, входящие в состав пиков S_1 и S_2. Причем содержание УВ в первом пике больше в 13 раз, чем в составе второго, что характеризует эти отложения не как генераторы нафтидов, а скорее, как их коллекторы с крайне низкими емкостными свойствами. Об этом же свидетельствует и невысокое значение T_{max} (табл.).

© М.Ю. Зубков, 2024

Таблица

Результаты пиролитических исследований разновозрастных образцов и рассчитанных на их основе некоторых генерационных параметров

Порода	№ Обр.	Возраст (Свита)	Исходные данные					Расчетные генерационные параметры				
			Сорг, %	S1, мг УВ/г породы	S2, мг УВ/г породы	T_{max}, °С	HI, мг УВ/г Сорг	К он $_{исх}$, %	К превр. $_{отн.}$, %	Сг, %	Сэ, %	Кэ
Шунгитсодержащие отложения	1	Нижний протерозой	1.0	0.4	0.03	438	31	6.6	55.6	0.042	0.006	14
Диктионемовый сланец	2	Нижний ордовик	12.5	4.0	53.61	426	429	44.3	17.1	1.176	0.776	66
Сильно углистый аргиллит	3	Нижняя юра	41.4	5.8	59.45	457	144	59.8	90.0	51.900	51.400	99
Кремнистый известняк	4	Нижний карбон	3.0	0.7	1.37	445	41	8.9	62.8	0.205	0.131	64
Битуминозный силицит	5	Верхняя юра (баженовская свита)	9.2	9.6	14.34	455	156	58.2	87.9	10.570	9.570	91
Кремнисто-карбонатный сланец	6	Верхняя юра	19.4	6.7	138.32	413	711	65.8	5.5	0.811	0.142	18

Диктионемовый сланец (нижний ордовик) несмотря на солидный возраст характеризуется низкой степенью преобразования $ОВ_{исх}$, равной всего 17,1% и, соответственно, малым количеством образовавшихся из него нафтидов (Сг = 1,18%). Тем не менее, большая их часть эмигрировала из него (см. табл., рис.).

Существует устойчивое представление о том, что $ОВ_{исх}$, входящее в состав углей, генерирует преимущественно метан и обладает крайне низкими генерационными свойствами, поэтому представляет известный интерес оценка их генерационных способностей. В качестве примера рассмотрим генерационные свойства *углистого аргиллита* (нижняя юра). Этот образец претерпел интенсивные катагенетические преобразования, так как находился в зоне тектоно-гидротермального воздействия. Действительно, его $К_{превр.отн}$ = 90%. Из него образовалось 51,9%(!) нафтидов (см. табл., рис.). Однако практически все

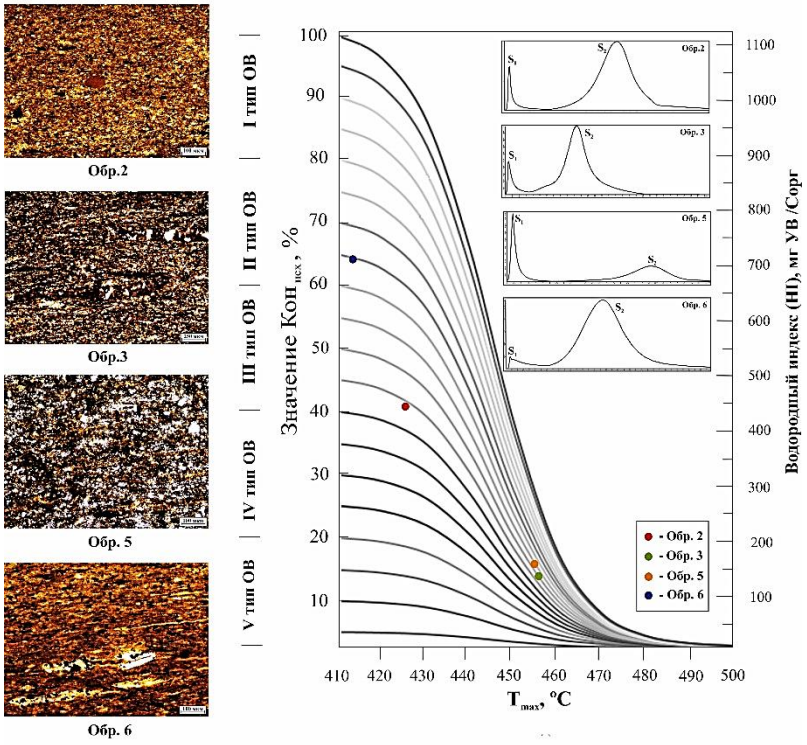


Диаграмма T_{max} – HI ($Кон_{исх.}$) с фотографиями петрографических шлифов и пирограммами изученных образцов.

образовавшиеся из него нафтиды эмигрировали в составе гидротерм по сформировавшейся в этих отложениях зоне дробления (Кэ = 99%). Следует обратить внимание на тот важный факт, что первыми результаты влияния гидротермального воздействия на ОВ (на примере образца, отобранного из баженовской свиты) были приведены авторами публикации [2].

ОВ, входящее в состав образца темно-серого *кремнистого известняка* (нижний карбон), скорее всего, представлено аутигенным битумом, с растворенными в нем УВ и высокоуглеродистым инертным остатком от $ОВ_{исх}$, так как, несмотря на то, что он был отобран с большой глубины (около 3.5 км) и находился в жестких термобарических условиях, величина $Кпревр._{отн}$ равна всего 62,8%. Об этом же свидетельствуют крайне низкое значение Сг, равное 0,21% и невысокая величина Кэ, составляющая 64% (см. табл.).

Битуминозный силицит (верхняя юра, баженовская свита) отобран из зоны, подвергшейся тектоно-гидротермальному воздействию. Об этом свидетельствует высокое значение $Кпревр._{отн}$, равное 87,9%, большое количество генерированных $ОВ_{исх}$ нафтидов (10,57%) и очень высокая величина Кэ, равная 91% (см. табл.). Значение последнего коэффициента говорит о том, что почти все нафтиды, генерированные $ОВ_{исх}$ этого образца, эмигрировали в составе гидротермального флюида по трещинам, образовавшимся в результате тектонического дробления.

В заключение рассмотрим генерационные свойства образца *кремнисто-карбонатного сланца* (верхняя юра), являющегося в известном смысле близким лито-стратиграфическим аналогом баженовской свиты, но не претерпевшим жесткого термобарического воздействия. Об этом свидетельствуют низкое значения $Кпревр._{отн}$, равное всего 5,5%, незначительная величина Сг (0,81%) и, наконец, низкий Кэ, равный 18% (см. табл., рис.).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зубков М.Ю. Использование модифицированного метода материального баланса в комплексе с пиролизом для оценки нефтегенерационных свойств баженовской свиты (Западная Сибирь) / М.Ю. Зубков // Геохимия. – 2021. – Т. 66. – № 2. – С. 1–22.
2. Конторович А.Э. Пиролиз как метод изучения нефтегенерационного потенциала материнских пород / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, А.С. Фомичев, Г.Ю. Шведенков // Геология нефти и газа. – 1986. – № 12. – С. 36–41.

УДК 553.98:551.762.2(571.1)
DOI 10.53954/9785604990070_73

ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПЛАСТАХ $Ю_2$–$Ю_4$ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

В.А. Казаненков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. На основе сопоставительного анализа времени образования УВ из ОВ нефтегазопроизводящих пород со временем формирования антиклинальных структур (ловушек) и литификации глинистых толщ флюидоупоров восстановлена история формирования залежей в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ в пределах зон действия различных очагов генерации на территории арктических, северных, северо-восточных, центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской НГП.

Ключевые слова: *Западная Сибирь, пласты $Ю_2$–$Ю_4$, формирование залежей углеводородов.*

HISTORY OF THE FORMATION OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS IN YU_2–YU_4 RESERVOIR UNITS (WEST SIBERIA)

V.A. Kazanenkov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. Based on a comparative analysis of the time of hydrocarbon generation in source rocks with the time of formation of anticlinal structures and the time of lithification of shale seals, the history of accumulations in Yu_2–Yu_4 reservoir units within territories effected by the various kitchen areas in the Arctic, northern, north-eastern, central, and south-eastern regions of the West Siberia was reconstructed.

Keywords: *West Siberia, Yu_2–Yu_4 reservoir units, formation of hydrocarbon accumulations.*

История формирования залежей определяется временем катагенетических преобразований ОВ нефтегазопроизводящих пород, временем формирования ловушек нефти/газа и литификации глинистых отложений до состояния флюидоупора.

Информация о погружении нефтегазопроизводящих пород юры в ГЗН и ГЗГ в различных очагах генерации УВ приведена в работах [1–5]. По результатам анализа опубликованных работ, в которых приведена характеристика ОВ нефтегазопроизводящих пород, сделан вывод о множестве источников УВ в залежах батского резервуара. В арктических районах, где осадконакопление происходило преимущественно в морских обстановках, генерационным потенциалом обладали все свиты нижней и средней юры. Они в разном количественном соотношении содержат аквагенный и террагенный тип ОВ и на протяжении всей истории погружения в наиболее прогнутых участках крупных депрессий полностью реализовали свой нефтегенерационный потенциал и в значительной степени газогенерационный потенциал.

На северо-востоке Западно-Сибирской НГП в разрезе нижней и средней юры в качестве нефтегазопроизводящих чаще всего рассматриваются левинский, китербютский, лайдинский и малышевский (совместно с леонтьевским) горизонты. В настоящее время ОВ этих горизонтов (террагенный и смешанный типы) реализовало свой нефтегенерационный потенциал и в значительной степени газогенерационный потенциал, что привело к формированию газоконденсатных залежей.

В центральных районах, где нижнесреднеюрский комплекс пород в настоящее время находится в ГЗН, наиболее вероятным источником нефти в залежах среднеюрского комплекса большинством исследователей рассматривается ОВ китербютского и лайдинского горизонтов, которое представлено террагенным типом с незначительной примесью аквагенного. В наиболее приподнятых частях Сургутского, Красноленинского сводов и Верхнедемьянского мегавала, где отложения китербютского и лайдинского горизонтов отсутствуют, главным источником УВ для залежей в батском резервуаре являлся баженовский горизонт, что, согласно опубликованным геохимическим материалам, подтверждается особенностями состава нефти.

В юго-восточных районах по мнению большинства специалистов главным источником УВ в залежах нижнесреднеюрского нефтегазоносного комплекса, в настоящее время находящегося в ГЗН, служила тогурская свита.

История формирования антиклинальных структур – потенциальных ловушек нефти и газа рассмотрена в многочисленных публикациях В.С. Бочкарева, В.А. Волкова, В.А. Конторовича, Ф.К. Салманова, М.Я. Рудкевича и других.

© В.А. Казаненков, 2024

Время литификации глинистых отложений до состояния флюидоупора определено с использованием закономерности, выявленной И.И. Нестеровым, Г.Э. Прозоровичем, И.Н. Ушатинским и другими, согласно которой уплотнение глин до пористости 30% [1] происходит на глубинах порядка 900–1000 м. По результатам оценки времени литификации глинистых толщ («келловейской») части регионального флюдоупора установлено, что в пределах всей Западно-Сибирской НГП они уплотнялись на протяжении 37–38 млн лет – с раннего валанжина до конца альбского века. На большей части территории провинции асинхронность литификации глин была обусловлена формированием косослоистой толщи клиноформного комплекса нижнего мела.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В Ямальской НГО формирование залежей в батском резервуаре на Малыгинском, Тамбейском, Харасавейском, Бованенковском месторождениях, за счет мигрировавших из нижнесреднеюрских пород УВ, могло начаться в аптском веке и закончилось в раннем палеогене. В Гыданской НГО на Салмановском месторождении формирование залежей началось в барреме, а на Геофизическом в раннем апте. Главным фактором, определившим начало этапа заполнения ловушек УВ в пределах Ямальской и Гыданской НГО, было время литификации глинистой толщи нижних частей нурминской, абалакской и гольчихинской свит до состояния флюидоупора.

В Пур-Тазовской НГО на Тазовском, Заполярном, Русском месторождениях УВ, образовавшиеся из ОВ пород нижней юры, начали аккумулироваться с начала аптского века. В северной части Надым-Пурской НГО первичные скопления УВ в палеоловушках на Ямбургском и Песцовом месторождениях могли образовываться с конца аптского века. Завершилось формирование залежей в кайнозойскую эру после завершения развития поднятий. Процесс накопления УВ в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ на перечисленных месторождениях контролировался в первую очередь временем начала реализации главной фазы нефтеобразования в нижнеюрских отложениях. На Уренгойском месторождении наиболее активно формирование нефтяных залежей в пластах батского резервуара началось в конце мелового – начале палеогенового периодов, когда образовалась линейно вытянутая структура, объединившая отдельные локальные поднятия. В неогеновом периоде поступление большого объема углеводородного газа позднекатагенной фазы преобразования ОВ нижнеюрских толщ в нефтяные залежи привело к их разрушению и образованию нефтегазоконденсатных скоплений.

Формирование залежей нефти в пластах $Ю_2$ в районе Сургутского свода началось в раннем альбе после погружения баженовской свиты в ГЗН. К этому времени палеоловушки уже существовали и глинистая толща нижневасюганской подсвиты литифицировалась до состояния флюидоупора. Окончательное формирование залежей произошло в постсеноманское время после перестройки структурного плана кровли тюменской свиты под влиянием неотектонических движений.

В центральной части Фроловской НГО формирование залежей на Апрельском, Назымском, Тортасинском, Итьяхском и других месторождениях в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ началось в раннем палеогене, после вхождения шеркалинской свиты в ГЗН. К этому времени завершился главный этап конседиментационного роста структур и литифицировались глины абалакской свиты до состояния флюидоупора.

В Васюганской НГО начало формирования залежей на Арчинском, Западно-Карайском, Мыльджинском, Нижнетабаганском и других месторождениях связано с историей погружения тогурской свиты в ГЗН в пределах Нюрольского очага. Образование УВ началось на рубеже сеноманского и туронского веков и продолжается в настоящее время. На территории Пайдугинской НГО в зоне действия Усть-Тымского очага залежи УВ на Белоярском, Среднесильгинском и Усть-Сильгинском месторождениях также могли начать формироваться с конца сеноманского века, когда тогурская свита вошла в ГЗН. Современный облик залежи приобрели в кайнозойскую эру.

Работа выполнена в рамках научной темы FWZZ-2022-0007 «Цифровая модель Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, седиментогенез и литостратиграфия, закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений, детализированная количественная оценка ресурсов углеводородов в традиционных и нетрадиционных скоплениях, как основа прогноза развития нефтегазового комплекса» Государственной программы ФНИ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э. Историко-геологическое моделирование процессов нафтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Н.А. Малышев и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179–1226.

2. Сафронов П.И. История генерации углеводородов в юрских нефтегазопроизводящих толщах Большехетской мегасинеклизы [Электронный ресурс] / П.И. Сафронов, А.А. Дешин // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2020. – Т. 15. № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2020/11_2020.html.
3. Исаев В.И. Районирование мегавпадин юго-востока Западной Сибири по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской материнских свит / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, А.К. Мазуров и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 1. – С. 49–73.
4. Неручев С.Г. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов и др. – СПб.: Недра, 2006. – 364 с.
5. Лобова Г.А. Очаги генерации тогурских нефтей центральной части Югорского свода (Западная Сибирь) / Г.А. Лобова // Ученые записки Казанского Государственного Университета. – Т. 150. Кн. 3. – 2008. – С. 169–182.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_76

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ И СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ ОКРАИНЫ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

А.Ю. Калинин, В.А. Конторович, Л.М. Калинина, М.В. Соловьев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Работа посвящена анализу геологического строения северной континентальной окраины Сибирской платформы и западной части акватории моря Лаптевых. В плане нефтегазогеологического районирования исследуемая территория охватывает Анабаро-Хатангскую и Лено-Анабарскую нефтегазоносные области (НГО) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) и Западно-Лаптевоморскую перспективную нефтегазоносную провинцию (ПНГП). Рассмотрены сейсмогеологические модели осадочных комплексов на континенте и в акватории; сделан вывод о том, что Северо-Сибирский и Лаптевоморский бассейны разделены крупным выступом фундамента, который протягивается от п-ва Таймыр, вдоль береговой линии до устья р. Лены. Комплексный анализ геолого-геофизических материалов позволил сделать вывод о том, что наиболее вероятной является модель, при которой западная частя моря Лаптевых является продолжением Сибирской платформы с архейско-протерозойским фундаментом и верхнепротерозойско-фанерозойским осадочным чехлом.

Ключевые слова: *Сибирская платформа, Море Лаптевых, Анабаро-Хатангская НГО, Лено-Анабарская НГО, осадочный бассейн, сейсмогеологический комплекс, карта, нефтегазоперспективный объект, залежь, тектоника.*

GEOLOGICAL STRUCTURE, SEISMOGEOLOGICAL AND STRUCTURAL-TECTONIC CHARACTERISTICS OF THE CONTINENTAL MARGIN OF THE SIBERIAN PLATFORM

A. Kalinin, V. Kontorovich, L. Kalinina, M. Solovev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The work is devoted to the analysis of the geological structure of the northern continental margin of the Siberian Platform and the western part of the Laptev Sea. In terms of oil and gas geological zoning, the study area covers the Anabar-Khatanga and Lena-Anabar oil and gas regions (OGAs), the Lena-Tunguska oil and gas province (OGP) and the West Laptev Sea promising oil and gas province (POGP). Seismogeological models of sedimentary complexes on the continent and in the water area are considered; it was concluded that the North Siberian and Laptev Sea basins are separated by a large basement high, which stretches from the Taimyr Peninsula, along the coastline to the mouth of the Lena river. A complex analysis of geological and geophysical materials allowed us to conclude that the most probable model is in which the western part of the Laptev Sea is a continuation of the Siberian platform with an Archean-Proterozoic basement and an Upper Proterozoic-Phanerozoic sedimentary cover.

Key words: *Siberian Platform, Laptev Sea, Anabar-Khatanga OGA, Lena-Anabar OGA, sedimentary basin, seismogeological complex, map, oil and gas prospecting object, reservoir, tectonics.*

ВВЕДЕНИЕ

Изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности Арктических регионов России на современном этапе является одной из приоритетных задач нефтегазовой геологии и геофизики.

ИНГГ СО РАН на протяжении многих десятилетий занимается изучением Сибирского сектора Российской Арктики. Настоящая статья посвящена перспективам нефтегазоносности Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской нефтегазоносных областей (НГО), расположенных на северо-востоке континентальной окраины Сибирской платформы, на побережье моря Лаптевых. В административном отношении исследуемая территория включает северо-восточные районы Красноярского края, северо-запад республики Саха (Якутия), акватории Хатангского залива и южной, транзитной части моря Лаптевых (Хатангско-Ленское междуречье).

Геологоразведочные работы и научные исследования, посвященные изучению геологического строения и оценке перспектив нефтегазоносности этого региона, ведутся с 30-х гг. прошлого столетия. Наибольшие объемы сейсморазведочных работ и глубокого бурения были выполнены в 70–80-х годах. В конце XX – начале XXI века в рамках Федеральных программ изучения Арктических регионов России в Хатангском заливе, в акватории моря Лаптевых и на континентальной окраине Сибирской плат-

© А.Ю. Калинин, В.А. Конторович, Л.М. Калинина, М.В. Соловьев, 2024

формы была отработана сеть современных региональных сейсморазведочных профилей МОГТ и пробурена серия глубоких и колонковых скважин, анализ которых позволил уточнить модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности этой территории.

СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЯ

Интерпретация сейсморазведочных данных выполнена в отечественном программном интерпретационном пакете W-Seis. В работе использовались материалы региональных сейсморазведочных работ 2D, при работе с большим объемом которых возникает ряд трудностей и нюансов необходимых в решении построения региональных сейсмогеологических моделей – увязка геометрии, пересчет координат, увязка амплитуд данных разных партий, годов и обработок; увязка материалов сейсморазведки континентальной, транзитной и морской зон района исследований.

На временных сейсмических разрезах Хатангско-Ленского междуречья выделяется 6 регионально развитых сейсмогеологических мегакомплексов, контролируемых реперными сейсмическими горизонтами: архейско-протерозойский (фундамент), рифейский, вендский, нижне-среднепалеозойский, пермский и мезозойский, которые контролируются динамически выраженными устойчивыми отражающими сейсмическими горизонтами [2, 3, 4].

По сейсмическим данным суммарная толщина верхнепротерозойско-фанерозойских платформенных отложений в Хатангско-Ленском регионе достигает 14–15 км [1, 2, 3, 4], мощность осадочных комплексов составляет: рифей – 0–11500 м, в среднем – 4850 м; венд – 0–950 м; кембрий – 0–1800 м; средний палеозой (девон-карбон) – 0–1600 м; верхний палеозой (пермь) – 0–3000 м; мезозой (триас-мел) – 0–2500 м.

В рамках выполненных в ИНГГ СО РАН исследований была осуществлена комплексная интерпретация сейсмических материалов и данных глубокого бурения, построены структурные карты по поверхностям рифейского, вендского, кембрийского, девонского, пермского и триас-юрского сейсмогеологических комплексов. Структурная карта по поверхности наиболее перспективного на исследуемой территории пермского комплекса послужила основой для построения тектонической карты Хатангско-Ленского региона.

Анализ структурных построений показал, что в региональном и зональном плане поверхности всех стратиграфических уровней в значительной мере подобны. В пределах рассматриваемого региона неопротерозойско-палеозойские отражающие горизонты регионально погружаются в северном направлении. Наименьшие глубины фиксируются в южной части исследуемой территории, в пределах Северо-Сибирской мегамоноклизы и на северо-востоке, в Притаймырской зоне; наибольшие – в наиболее погруженных частях крупных надпорядковых депрессий – Енисей-Хатангского и Лено-Анабарского региональных прогибов и Южно-Лаптевской синеклизы.

В северной части исследуемой территории расположена Южно-Лаптевская синеклиза, в западной части которой выделяется Бегичевская мегавпадина, отделенная от Енисей-Хатангского регионального прогиба Солянокупольным мезовалом. К западу от Солянокупольного мезавала находится вытянутая в широтном направлении крупная надпорядковая положительная структура Береговая гряда, отделяющая Южно-Лаптевскую синеклизу от Лено-Анабарского регионального прогиба. Гряда осложнена серией положительных структур I–II порядков и протягивается вдоль всего побережья от Хатангского залива на западе до устья р. Лена на востоке. Контролируемый Береговой грядой на севере и Северо-Сибирской моноклизой на юге Лено-Анабарский региональный прогиб представляет собой крупную, вытянутую в широтном направлении депрессию, осложненную Юрянг-Хаянской и Таймылырской мегавпадинами. Расположенная к западу Западная седловина отделяет Лено-Анабарский прогиб от крупной надпорядковой линейной депрессии Енисей-Хатангского регионального прогиба, который протягивается в широтном направлении вдоль Таймырской складчатой области и раскрывается в Западно-Сибирскую геосинеклизу.

Большая часть положительных структур III–IV порядков Хатангско-Ленского региона, представляющих собой традиционные антиклинальные объекты, осложняют более крупные положительные структуры, моноклинали и седловины. Так, Солянокупольный мезовал осложнен Нордвикским и Западно-Нордвикским локальными поднятиями; в южной части Береговой гряды выделяются Улахан-Юряхское, Усть-Оленекское, Прончищевское и др. поднятия; в зоне сочленения Енисей-Хатангского и Лено-Анабарского региональных прогибов находятся Южно-Тигянское и Гуримисское поднятия; восточная седловина, отделяющая Юрянг-Хаянскую и Таймылырскую мегавпадины, осложнена Седловинным и Междуреченским поднятиями; в пределах Северо-Анабарской мегамоноклизы расположены Центрально-Рыбинское, Северо-Дороуохское и Южное куполовидное поднятия и т.д.

Анализ геолого-геофизических материалов позволяет сделать вывод о том, что доминирующее влияние на современное структурно-тектоническое строение северных районов Сибирской платформы оказали четыре принципиально-важных тектонических процесса:

1. История осадконакопления с рифея по мезозой.

2. Соляной тектогенез, в результате которого в Анабаро-Хатангской НГО были сформированы выходящие на поверхность и погребенные соляные диапиры, предопределившие формирование в структурных планах верхнего девона, карбона, перми и мезозоя антиклинальных структур.

3. Предпермский (раннепермский) перерыв в осадконакоплении, в результате которого палеорельеф исследуемой территории был снивелирован и была сформирована слабодислоцированная поверхность. Учитывая, что в Анабаро-Хатангской зоне под терригенными отложениями перми залегает девон-карбон, а в Лено-Анабарской – преимущественно кембрий, можно предполагать, что началу предпермского перерыва рельеф исследуемой территории регионально погружался в западном направлении, в направлении Енисей-Хатангского регионального прогиба.

4. Интенсивные однонаправленные пермские и более молодые мезозойские региональные и вертикальные тектонические движения, предопределившие региональный тренд погружения территории в северном направлении и формирование современных положительных и отрицательных структур различных порядков.

ВЫВОДЫ

В рамках проведенных исследований на базе комплексной интерпретации сейсмических материалов, ГИС и результатов бурения построены регионально-зональные модели геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений арктических регионов Сибирской платформы; построены наборы сейсмогеологических разрезов, структурных и параметрических карт; проведен структурно-тектонический анализ. Выполненные исследования позволяют сделать вывод о том, что исследуемая территория, безусловно, представляет интерес в отношении нефтегазоносности. В этом регионе открыто Центрально-Ольгинское месторождение, отмечены многочисленные битумо-, нефте- и газопроявления; в осадочном чехле развита серия обогащенных органическим веществом нефтепроизводящих формаций; в разрезах всех осадочных комплексов выделяются высокоемкие пласты-коллекторы; существуют предпосылки для формирования как антиклинальных, так и сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектов. Перспективы нефтегазоносности Анабаро-Хатангской НГО связаны, главным образом, с пермскими терригенными отложениями и карбонатами кембрия-девона, в Лено-Анабарской НГО помимо этих комплексов интерес также представляют платформенные отложения рифея и венда.

Работа выполнена в рамках государственной программы фундаментальных научных исследований FWZZ-2022-0009.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Афанасенков А.П. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена / А.П. Афанасенков, А.М. Никишин, А.В. Унгер, С.И. Бордунов, О.В. Луговая, А.А. Чикишев, Е.В. Яковишина // Геотектоника. – 2016. – № 2. – С. 23–42.
2. Конторович В.А. Структурно-тектоническая характеристика Лено-Анабарского региона / В.А. Конторович, А.Э. Конторович, С.А. Моисеев, М.В. Соловьев // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 74–82.
3. Конторович В.А. Сейсмогеологические модели и нефтегазоносность осадочных комплексов в арктических регионах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская нефтегазоносные области) / В.А. Конторович, А.Ю. Калинин, Л.М. Калинина, М.В. Соловьев // Геология нефти и газа. – 2019. – № 5. – С. 15–26.
4. Конторович В.А. Сейсмогеологическая и структурно-тектоническая характеристика континентальной окраины Сибирской платформы (Хатангско-Ленское междуречье) / В.А. Конторович, А.Э. Конторович, А.Ю. Калинин, Л.М. Калинина, В.В. Лапковский, Б.В. Лунев, С.А. Моисеев, М.В. Соловьев // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. – С. 1153–1171.

УДК 553.982
DOI 10.53954/9785604990070_79

ГИДРОТЕРМАЛЬНО-МЕТАСОМАТИЧЕСКАЯ ПРОРАБОТКА ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА КАК ОДИН ИЗ ФАКТОРОВ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Г.А. Калмыков, Е.В. Карпова, Н.С. Балушкина, А.О. Хотылев, Е.А. Краснова, Д.А. Иванова, Г.Г. Савостин, А.Г. Калмыков

Московский Государственный Университет имени М.В.Ломоносова, геологический факультет, г. Москва

Аннотация. В результате анализа расширенного комплекса исследований в зонах с высоким катагенезом были зафиксированы результаты воздействия гидротермально-метасоматических систем на породы осадочного чехла: описаны жилы, заполняющие трещины, и оценены температуры кристаллизации жильных минералов: по данным изотопии кислорода температура составила 180–230 °С, а температура гомогенезации газово-жидких включений в кристаллах кварца доходила до 260 °С. Обобщение имеющихся материалов позволило создать модель деятельности гидротермально-метасоматических систем, приуроченных к тем или иным структурным элементам, которая позволяет обобщить выявленные результаты воздействия на степень преобразованности органического вещества и фильтрационно-емкостных свойств пород.

Ключевые слова: *Западно-Сибирская плита, гидротермы, баженовский горизонт, катагенез, миграция флюида, гидротермально-метасоматическая система*

HYDROTHERMAL-METASOMATIC DEVELOPMENT OF THE SEDIMENTARY COVER AS ONE OF THE FACTORS IN THE FORMATION OF OIL AND GAS DEPOSITS

G.A. Kalmykov, E.V. Karpova, N.S. Balushkina, A.O. Khotylev, E.A. Krasnova, D.A. Ivanova, G.G. Savostin, A.G. Kalmykov

Moscow State University named after M.V. Lomonosov, Faculty of Geology, Moscow

Annotation. As a result of the analysis of an expanded set of studies in zones with high catagenesis, the results of the impact of hydrothermal-metasomatic systems on the rocks of the sedimentary cover were recorded: veins filling cracks were described and the crystallization temperatures of vein minerals were estimated: according to oxygen isotope data, the temperature was 180–230 °C, and the homogenization temperature of gas-liquid inclusions in quartz crystals reached 260 °C. Generalization of available materials made it possible to create a model of the activity of hydrothermal-metasomatic systems associated with certain structural elements, which allows us to generalize the identified results of the impact on the degree of transformation of organic matter and filtration-capacitive properties of rocks.

Key words: *West Siberian plate, hydrotherms, Bazhenov horizon, catagenesis, fluid migration, hydrothermal-metasomatic system*

В 1996 г. в монографии «Геология нефти и газа на рубеже веков» Н.А. Еременко сформулировал один из главных вопросов, связанных с концепцией формирования залежей нефти и газа: «Формирование залежей углеводородов (УВ) происходит в процессе их перемещения. В процессе первичной миграции происходит отрыв (эмиграция) наиболее подвижных компонентов от органического вещества (ОВ) и минеральной части породы и их перемещение в слабопроницаемых нефтегазоматеринских породах (НГМП). Ко вторичной миграции отнесено перемещение нефти и газов в проницаемых породах по порам и трещинам. Но оторвавшиеся от ОВ разрозненные молекулы не являются нефтью (по определению нефть представляет собой сложное химическое соединение, компоненты которого, в основном углеводородные, находятся в непрерывном взаимодействии друг с другом и окружающей средой)». В связи с такой концепцией появляются два вопроса: 1) Какие законы влияют на процесс переноса вещества в первичной миграции; 2) «Источник энергии и механизм его действия» «для сбора разрозненных молекул в единую массу». В этой же работе Еременко высказал следующую мысль, что «температура будет ускорять процесс и способствовать, с одной стороны, разрыву связей вновь образованных молекул с ОВ, а с другой стороны, увеличивая длину свободного пробега молекул, будет способствовать их удалению от ОВ». Согласно теории Н.Б. Вассоевича основным источником тепла (и, следовательно, повышенной температуры) является погружение пород в процессе их накопления. Эта теория прекрасно работает на региональном уровне – в процессе построения карт преобразования ОВ баженовского горизонта (БГ) Западной Сибири (ЗС) был подтвержден тренд на увеличение преобразования при погруже-

© Г.А. Калмыков, Е.В. Карпова, Н.С. Балушкина, А.О. Хотылев, Е.А. Краснова, Д.А. Иванова, Г.Г. Савостин, А.Г. Калмыков, 2024

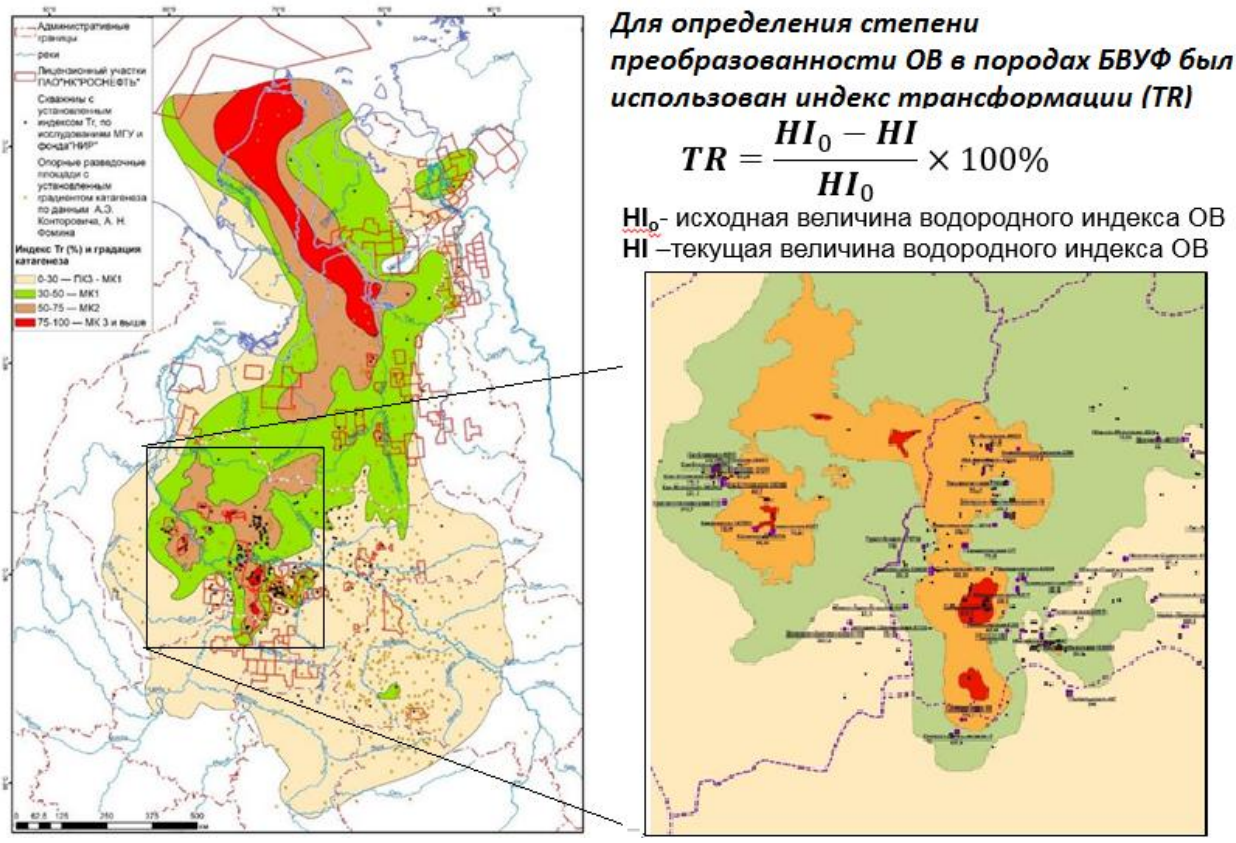


Рис. 1. Карта трансформации органического вещества БВУФ ЗС

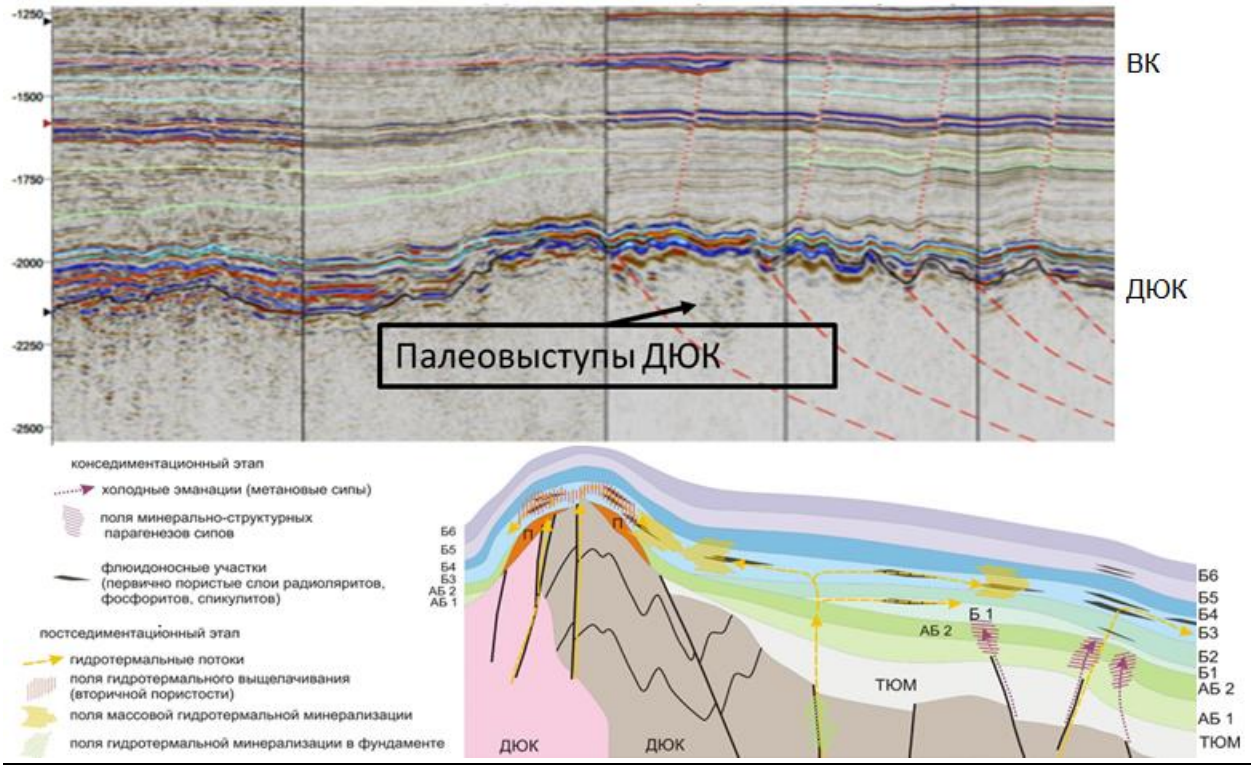


Рис. 2. Принципиальная модель функционирования гидротермальных систем на постседиментационном этапе развития

ДЮК – доюрский комплекс; П – пахомовская; ТЮМ – тюменская; АБ – абалакская; Б – БГ; номерами показаны пачки; ВК – викуловская свита

нии этих отложений (рис. 1. Карта трансформации органического вещества БВУФ ЗС). Для построения детальной карты авторы использовали карты, приведенные в монографии А.Н. Фомина «Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений ЗС мегабассейна» и уточнили их с использованием данных пиролиза по 183 скважинам, вскрывшим БГ, в каждой из которых было исследовано не менее 30 образцов БГ (на скважину). В результате анализа полученных карт авторы выявили, что кроме регионального тренда существуют локальные аномалии катагенетических преобразований ОВ. При чем эти аномалии не связаны с глубиной погружения пород БГ. На правой выкопировке из карты на рис. 1. Карта трансформации органического вещества БВУФ ЗС приведен фрагмент отвечающий Фроловской мегавпадине и её обрамлению. При этом в наиболее погруженной зоне на глубине около 3000 м степень преобразованности ОВ не превышает 50% (что соответствует стадии МК1 по Вассоевичу), а часто и 30% – ПК3. А в бортовых зонах (Каменная вершина, Верхнеляминский вал, Салымский мегавал) на глубине 2400 м преобразованность ОВ превышает 75% (МК3–МК4).

Авторы провели анализ исследований разрезов скважин, приуроченных к участкам с разными стадиями катагенеза. Изучения НГМП и коллекторов ЗС включали как традиционные исследования: измерения коэффициентов пористости, проницаемости, пиролитических измерений и др., так и специальные замеры, проводимые на тех же образцах: изотопного состава карбонатных пород, температуры гомогенизации газово-жидких включений (ГЖВ), исследований состава пород под растровым электронным микроскопом совместно с описанием колонок керна и изучением петрографических шлифов. В результате проведенного анализа в зонах с высоким катагенезом были зафиксированы результаты воздействия гидротермально-метасоматических систем (ГТМСС) на породы осадочного чехла: описаны жилы, заполняющие трещины, и оценены температуры кристаллизации жильных минералов: по данным изотопии кислорода температура составила 180–230 °С, а температура гомогенезации ГЖВ в кристаллах кварца доходила до 260 °С.

Обобщение имеющихся материалов позволило создать модель деятельности ГТМСС (рис. 2. Принципиальная модель функционирования гидротермальных систем на постседиментационном этапе развития), приуроченных к тем или иным структурным элементам (особенно к структурным выступам фундамента). Модель позволяет обобщить выявленные результаты воздействия ГТМСС на степень преобразованности ОВ НГМП и ФЕС пород: конструктивной в плане процессов выщелачивания и повышения коллекторских свойств и деструктивной в плане массового минералообразования, закупоривающего поровое пространство, вплоть до образования вторичных флюидоупоров. Гидротермально-породная система, развивающаяся на постседиментационном этапе, состоит из двух важных элементов:

– зоны подводящих каналов, по которым осуществляется вертикальная (или наклонная) миграция (инфильтрация) флюида из фундамента вверх по разрезу;

– флюидопроводящих горизонтов и участков, которые обеспечивают субгоризонтальную или пологонаклонную миграцию внутри пластов.

Приводимые в докладе материалы показывают связь зон с повышенными ФЕС в доюрском комплексе (ДЮК), баженовском горизонте и в викуловской свите с местами поступления гидротермальных флюидов в осадочный чехол, что позволяет разработать новые прогнозные критерии поиска залежей нефти и газа в осадочном чехле ЗС.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_82

ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПРОЦЕССОВ ГЕНЕРАЦИИ И ИЗМЕНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

А.Г. Калмыков, Г.Г. Савостин, Т.В. Григоренко, М.О. Костышина, М.С. Тихонова, О.В. Видищева, Д.А. Иванова, Г.А. Калмыков

МГУ им. М.В. Ломоносова, г. Москва

Аннотация. В работе представлены результаты лабораторного моделирования генерации нефти и газа путём крекинга керогена различных нефтегазоматеринских пород. Показано, что в присутствии воды в интервале температур 350–375 °С формируются углеводородные соединения, состав которых близок к составу природных нефтей. При этом жидкие углеводороды образуются в том числе и из углистых пород. В результате дальнейшего прогрева ряд биомаркерных параметров, таких как H35S/H34S, MPI и DBT/Phen, изменяются по другим относительно описанных в литературе механизмам. Полученные результаты должны быть учтены при рассмотрении процессов формирования нефти и газа в результате локального прогрева в пласте.

Ключевые слова: *Нефтегазоматеринские породы, генерация нефти и газа, лабораторное моделирование, преобразование углеводородов*

ORGANIC MATTER TRANSFORMATION LABORATORY MODELLING FOR HYDROCARBON COMPOUNDS GENERATION AND CONVERSATION PROCESSES INVESTIGATIONS

A. Kalmykov, G. Savostin, T. Grigorenko, M. Kostishina, M. Tikhonova, O. Vidishcheva, D. Ivanova, G. Kalmykov

Moscow State University, Moscow

Annotation. The paper presents the results of oil and gas generation laboratory modelling by kerogen cracking from various source rocks. It has been shown that in the presence of water under the temperature of 350–375 °C hydrocarbon compounds are formed, and their composition is close to the composition of natural oils. Also liquid hydrocarbons are formed from coals. As a result of further heating, a number of biomarker parameters such as H35S/H34S, MPI and DBT/Phen change according to different than described in the literature mechanisms. The results should be taken into account when considering the formation of oil and gas as a result of local heating in the reservoirs.

Key words: *Source rocks, oil and gas generation, laboratory modelling, hydrocarbons transformation*

Поиск новых перспективных площадей, на которых могут располагаться месторождения и может быть получен экономически рентабельный приток нефти и газа, в том числе на труднодоступных территориях, таких как, например, шельф Арктики, является важной стратегической задачей Российской Федерации. Для этого используют комплекс геологической информации и пытаются распространить имеющиеся результаты исследований на новые территории. Дополнительно выполняется бассейновое моделирование и оценивается количество сгенерированных за предполагаемую геологическую историю углеводородных соединений (УВС). При этом одним из ключевых аспектов прогноза является корректная реконструкция процессов преобразования органического вещества (ОВ), включающая восстановление стадий крекинга керогена и изменений состава УВС. Для этого среди как российских, так и международных исследователей принято применять два подхода. Первый базируется на изучении молекулярного и изотопного состава УВС в зависимости от природы, строения и степени преобразованности керогена. Второй основан на проведении различных лабораторных экспериментов, позволяющих за счёт более высоких температур осуществлять крекинг керогена и исследовать характеристики формирующихся жидких и газообразных продуктов. В данной работе рассмотрены результаты лабораторного моделирования преобразования ОВ из разных регионов России и показаны особенности протекания процессов генерации нефти и газа, которые в дальнейшем могут не только расширить научные представления о влиянии разных параметров на разложение керогена разного типа, но и предоставить больше информации для повышения точности геологического и бассейнового моделирования.

Для изучения процессов преобразования ОВ был поставлен цикл экспериментов по изучению температурного воздействия на нефтегазоматеринские породы баженовской свиты, доманиковой высоко-

© А.Г. Калмыков, Г. Г. Савостин, М.С. Тихонова, О.В. Видищева, Д.А. Иванова, Г.А. Калмыков, 2024

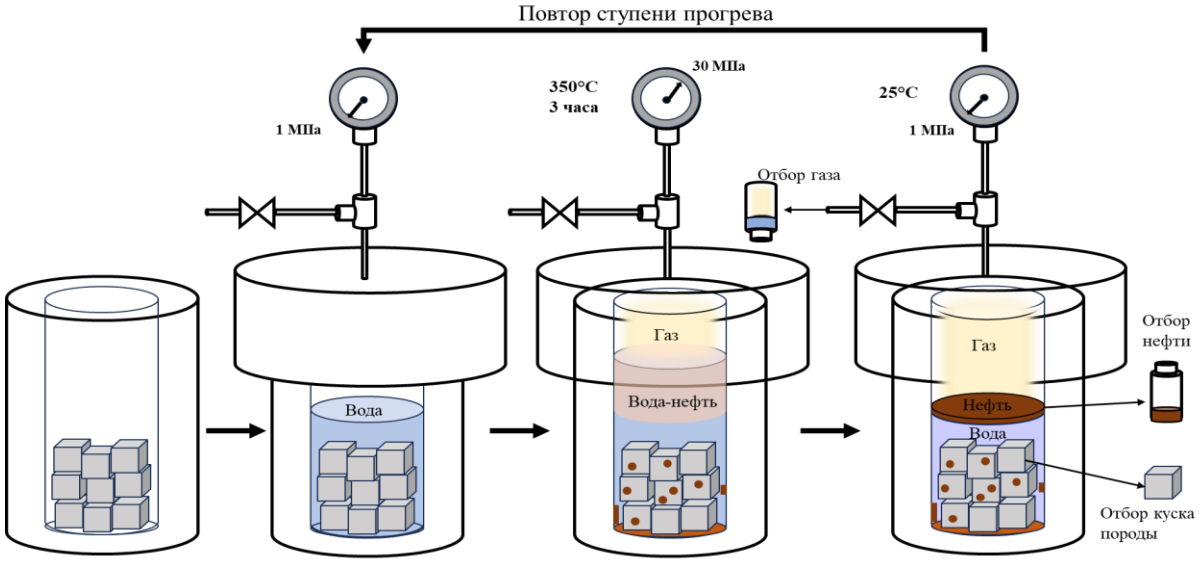


Рис. 1. Схема проведения экспериментов по лабораторному моделированию преобразования ОВ

углеродистой формации и образцы углей мелового и палеогенового возраста с северных территорий Западной Сибири и морской акватории шельфа Арктики. Для этого породы помещались в автоклав, добавлялась вода, после чего проводился нагрев до различных температур. Затем система охлаждалась, отбирались жидкие и газообразные продукты, а также оценивались изменения в характеристиках керогена. Диапазон температур составлял 250–470 °C. В случае неполной реализации генерационного потенциала мог быть выполнен повторный эксперимент на уже частично преобразованном образце. Схем последовательного эксперимента приведена на рисунке (рис. 1). Помимо отбора образовавшихся флюидов после каждой стадии прогрева также выполнялась экстракция пород различными растворителями для изучения характеристик аккумулированных в породе УВС. Анализ газообразных продуктов проводился на аналитическом комплексе для исследования углеводородных объектов различной природы состоящий из двух хроматографов «Хроматэк – Кристалл 5000» с различными детекторами. Состав жидких УВС исследовался на газовом хроматографе Agilent 8890, соединенном с масс-селективным детектором 5977B.

Результаты выполненных исследований показали, что основное количество УВС генерируется при температурах выше 325 °C. В то же время состав флюидов при температурах 400 °C и выше преимущественно представлен асфальтизированными и полимеризованными соединениями. В интервале температур 350–375 °C генерируются соединения, близкие к природным нефтям. При этом нефть генерируется даже в случае прогрева углистых пород, однако большая её часть удерживается в образцах за счёт сорбционных свойств угля. Установлено, что выход и состав как жидких, так и газообразных продуктов определяется не только мацеральным составом исходного ОВ, но и взаимодействием керогена и отдельных минеральных зёрен в объёме пород, позволяя предположить каталитическое воздействие ряда минералов.

Хроматографический анализ молекулярного состава как выделившихся на поверхности воды УВС, так и удерживаемых в породе при отборе проб на промежуточных этапах экспериментов показал, что флюиды изменяется как в результате формирования новых соединений, так и в результате вторичного крекинга. При этом в диапазоне температур 350–375 °C ряд биомаркерных параметров изменяются не так, как принято в классическом представлении [1]. Например, постепенно изменяется параметр H35S/H34S, который не должен зависеть от времени и температуры, тогда как изменение параметров MPI и DBT/Phen не имеет прямой зависимости с изменением степени преобразованности керогена. Эти особенности биомаркерных параметров необходимо учитывать, поскольку на территории некоторых месторождений были установлены следы гидротермальной проработки, протекавшей при температуре не менее 270 °C, а молекулярный состав на других месторождениях, имеющих признаки гидротермальных процессов, практически полностью совпает с составом «синтетических» нефтей, полученных при прогреве незрелых образцов баженовской свиты при температуре 350 °C до соответствующей стадии катагенеза.

Таким образом, проведённые эксперименты показали, что при воздействии на различные нефтегазоматеринские породы при температуре 350–375 °C в присутствии воды можно практически полностью реализовать генерационный потенциал керогена и моделировать процессы формирования нефти и газа.

Состав получаемых флюидов в определённой мере схож с реальным составом нефтей, газов и битумоидов в пластах, при этом предложенная методика исследований позволяет изучать процессы удержания флюидов в породах и вторичного крекинга. Необходимо более детально изучить влияние отдельных мацералов и зёрен минералов на процессы генерации УВС для более точного прогнозирования перспектив нефтегазоносности различных территорий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Peters K.E. The biomarker guide / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – Cambridge university press, 2005. – 1162 p.

УДК 338.45
DOI 10.53954/9785604990070_85

ПЕРЕРАБОТКА ГАЗА В РОССИИ В УСЛОВИЯХ ПЕРЕОРИЕНТАЦИИ НА ВОСТОК

А.А. Карташевич, Е.А. Кузнецова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. В настоящее время объем переработки газа в стране остается крайне низким, вместе с этим наблюдаются диспропорции в размещении производственных сил, на фоне смещения центров газодобычи на Восток страны. В работе рассмотрено современное состояние газопереработки в России, дана верхнеуровневая оценка недопереработанных объемов газа и рассмотрены перспективные проекты по перарботке газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Ключевые слова: *газоперерабатывающая промышленность, жирный (этаносодержащий) газ, современное состояние, дефицит мощностей, Восточная Сибирь и Дальний Восток*

GAS PROCESSING IN RUSSIA UNDER CONDITIONS OF REORIENTATION TO THE EAST

A.A. Kartashevich, E.A. Kuznetsova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. Currently, the volume of gas processing in the country remains extremely low. At the same time, there are imbalances in the location of production forces. The background of the shift of gas production centers to the East of the country in parallel. The paper examines the current state of gas processing in Russia, provides an upper-level assessment of underprocessed gas volumes and considers promising projects for gas processing in Eastern Siberia and the Far East.

Keywords: *gas processing industry, fatty (ethane-containing) gas, current state, capacity shortage, Eastern Siberia and the Far East*

ВВЕДЕНИЕ

История газоперерабатывающей отрасли России имеет несколько этапов развития, начавшихся с первой половины XX века, когда основным продуктом переработки был отбензиненный газ. В дальнейшем развитие технологий усложнило процессы отчистки и фракционирования газа, что позволило производить разного рода сжиженные углеводородные газы и выделять из сырья более тяжелые компоненты, имеющие высокую добавленную стоимость. Содержание гомологов метана в газе определяет степень его ценности для газоперерабатывающей, газохимической и других отраслей. Газ с высоким содержанием ценных компонентов называют «жирным» или этаносодержащим газом.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ

По итогам 2021 г. суммарный объем переработки газа в России составил 70,4 млрд куб. м. в структуре переработанного газа 52,4% занимает свободный газ, а 47,6% нефтяной газ [1].

Региональная структура переработки тесно связана с территориальным расположением мест добычи природного газа и нефти. Таким образом, Уральский федеральный округ (ХМАО и ЯНАО) формирует 40,2% переработки газа в России, Приволжский федеральный округ – 35,9%, другие федеральные округа – 23,9%. В Сибирском федеральном округе объем переработки составил 3,98 млрд куб. м газа (5,66%), из которых 2,81 млрд куб. м переработано в Томской области, 1,17 млрд куб. м – в Иркутской области. Крупнейшими газоперерабатывающими предприятиями являются ООО «Газпром метанол», Установка подготовки попутного нефтяного газа (УППНГ) ООО «ИНК», УППНГ ООО «Норд Империал». Самый низкий объем переработки газа в Дальневосточном федеральном округе, где в 2021 г. было переработано 0,68 млрд куб. м на Якутском ГПЗ.

Организационная структура переработки свободного газа представлена в большей степени Оренбургским и Астраханским ГПЗ. Более 60% переработки нефтяного газа осуществляется на Сургутском, Нижневартовском, Белозерном и др. заводах.

УПУЩЕННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

Низкий уровень переработки газа относительно объемов добычи и больших запасов «жирного» газа в России обуславливают острую необходимость в развитии газоперерабатывающих мощностей в ресурсных регионах. Данная мера необходима в целях насыщения продуктами переработки газа внутреннего рынка, а также в целях экспорта продукции с высокой добавленной стоимостью.

© А.А. Карташевич, Е.А. Кузнецова, 2024

Была проведена верхнеуровневая оценка упущенных недопереработанных объемов газа в России. Так за все время существования газовой отрасли в России объем добычи газа составил почти 25 трлн куб. м в том числе «сухого» газа – 16,9 трлн м^3, «жирного» газа – 8,0 трлн куб. м.

Исходя из оценки при текущем уровне загрузки проектных мощностей ГПЗ могло быть переработано порядка 1,6 трлн куб м «жирного» газа, а при максимальной загрузке мощностей – 2,7 трлн куб. м, при этом в среднем по итогам 2020–2021 гг. средний уровень загрузки российских ГПЗ находился примерно на 60%.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ НА ВОСТОКЕ

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке добыча природного газа в 2021 г. составила 56,2 млрд куб. м (с учетом шельфа Охотского моря), а уровень переработки – 1,85 млрд куб. м. Низкий уровень переработки газа обусловлен экспортной ориентированностью основных магистральных газопроводов и нехваткой производственных мощностей по переработке газа. Так, например, МГП «Сила Сибири – 1» связывает крупнейшие месторождения газа в регионе – Ковыктинское газоконденсатное и Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождения, суммарный объем добычи газа (газа свободного и газовой шапки) на которых в 2021 г. составил 11,53 млрд куб. м. Весь объем добываемого на месторождениях газа планируется поставлять на еще строящийся Амурский ГПЗ, где после переработки газ будет экспортироваться в Китай и в небольших объёмах использоваться для газификации [2, 3].

Амурский ГПЗ – крупный проект по переработке природного газа, разрабатываемый ООО «Газпром переработка Благовещенск», проектные мощности которого составляют 42 млрд куб. м газа. Продуктами переработки газа на заводе будут очищенный газ (метан), этан, СУГ и гелий. Очищенный газ в объеме 38 млрд куб. м будет экспортироваться в Китай по долгосрочному контракту, по газопроводу «Сила Сибири – 1». В настоящее время строительство Амурского ГПЗ завершено на 89,18% и введены в эксплуатацию 2 технологические линии (по проектной документации всего их будет 6), а полный ввод в эксплуатацию ожидается в 2025 г.

В Иркутской области реализуется второй крупный проект на востоке страны. Усть-Кутский ГПЗ реализуется компанией ООО «ИНК», на заводе планируется переработка природного газа и ШФЛУ, который будет поставляться с Марковского и Ярактинского месторождений, а также СУГ (пропан, бутан), сжиженный газовый конденсат и этан. Продукты переработки газа, преимущественно этан, будут направляться на строящийся Иркутский завод полимеров, СУГ будет транспортироваться потребителям и экспортироваться в Китай по железной дороге. Перспективность проектов, помимо развития внутреннего рынка, обуславливается экономической стратегией России, в которой меняются экспортные маршруты в направлении Азиатско-Тихоокеанского региона, который имеет весомую часть мирового потребления газа и продуктов его переработки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время необходима интенсификация коммерческих усилий по развитию технологическиёмких газоперерабатывающих и газохимических производств. Уже сейчас наблюдается тенденция смещения как центров добычи, так и экспортных направлений с Западной части России в Восточную, где велики объемы залегания «жирного» газа, нуждающегося в переработке. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке ожидается сокращение дефицита мощностей переработки газа за счет ввода новых проектов.

Вместе с этим остаются нерешенными проблемы, связанные с газификацией удаленных районов Восточной Сибири и Дальнего Востока, переработкой попутного нефтяного газа и отсутствием мощностей и инфраструктуры для его переработки [4].

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта НИР ИНГГ СО РАН № FWZZ-2022-0013.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Филимонова И.В., Комарова А.В., Карташевич А.А. Актуальные проблемы геолого-экономической оценки освоения газовых месторождений на востоке страны // ГеоЕвразия-2023. – ПолиПРЕСС. – Тверь. – 2023. – Т. 1. – С. 48–50.
2. Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 18–28.
3. Голубева И.А., Шуюпова А.Ю., Иманова С.С. Состояние газопереработки в России сегодня и в перспективе // НефтеГазоХимия – 2022. – № 3. – С. 3–13.
4. Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю., Дочкина Д.Д. Актуальные вопросы добычи и квалифицированного использования попутного нефтяного газа в России // Бурение и нефть – 2022. – № 1 – С. 26–33.

УДК 553.98.061.17
DOI 10.53954/9785604990070_87

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА ПОРОД И ПРОДУКТОВ ГЕНЕРАЦИИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ С РОСТОМ КАТАГЕНЕЗА

Р.С. Кашапов[1, 2], И.В. Гончаров[1, 2], Н.В. Обласов[1], В.В. Самойленко[1], М.А. Веклич[1], А.В. Жердева[1], Н.А. Смирнова[2], П.В. Трушков[1]

[1]АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск
[2] Томский Политехнический Университет, г. Томск

Аннотация. На основе результатов Rock-Eval пиролиза, исследования изотопного состава органического углерода и термических экспериментов с породами баженовской свиты выполнен расчет предполагаемого изотопного состава жидких углеводородов, генерируемых породами баженовской свиты с ИСУ от –31 до –30 ‰.

Ключевые слова: *изотопный состав углерода, баженовская свита, Rock-Eval пиролиз*

EXPERIMENTAL MODELING OF CHANGES IN THE ORGANIC CARBON ISOTOPIC COMPOSITION OF THE BAZHENOV FORMATION ROCKS AND OILS DURING CATAGENESIS

R. Kashapov[1, 2], I. Goncharov[1, 2], N. Oblasov[1], V. Samoilenko[1], M. Veklich[1], A. Zherdeva[1], N. Smirnova[2], P. Trushkov[1]

[1]JSC TomskNIPIneft, Tomsk
[2]Tomsk Polytechnic University, Tomsk

Annotation. Based on the results of Rock-Eval pyrolysis, studies of the organic carbon isotopic composition and thermal experiments with rocks of the Bazhenov formation, the isotopic composition of oils generated by the Bazhenov formation source rocks was calculated.

Key words: *carbon isotope composition, the Bazhenov formation, Rock-Eval pyrolysis*

Общеизвестно, что с ростом термической зрелости происходит обогащение органического углерода осадочных пород тяжелым изотопом углерода ^{13}C. Исследования органического углерода пород баженовской свиты (ОВ БС) показывают изменение около 3 ‰ (–32…–29 ‰) [1, 2]. На это значение кроме катагенеза влияет фациальная неоднородность. Устранить влияние этой неоднородности можно с помощью пиролиза незрелых пород баженовской свиты. Изотопный состав углерода породы после проведения пиролиза можно использовать для построения зависимости HI – $\delta^{13}C_{rock}$, которая создана на основе пиролитических данных для трех незрелых образцов баженовской свиты из разных месторождений Западно-Сибирского осадочного бассейна. По экспериментальным данным утяжеление составляет около 0.8 ‰ при 100% степени трансформации органического вещества пород (рис. 1а). Эта информация важна для предсказания возможного изотопного состава нефтяных и газовых углеводородов, которые генерирует материнская порода в процессе катагенеза.

Изотопный состав органического углерода породы является аддитивной величиной между изотопным составом пиролизуемого (PC) и остаточного (RC) углерода [3, 4]. Незрелое органическое вещество баженовской свиты имеет изотопный состав углерода около –31…–30 ‰, соотношение между пиролизуемым и остаточным углеродом равно 3 к 2. Изотопный состав остаточного углерода равен –30.2… –29.2 ‰. Таким образом можно рассчитать изотопный состав пиролизуемого углерода и динамику изменения изотопного состава породы, пиролизуемого и остаточного углерода, а также динамику изменения изотопного состава продуктов пиролиза – углеводородов, CO и CO_2. На рис. 1б представлен результат такого расчета для $\delta^{13}C_{rock}$ = –31 ‰.

Доля газа (C_1–C_5, CO и CO_2) в продуктах пиролиза определена экспериментально в процессе пиролиза незрелых материнских пород баженовской свиты (рис. 1в). Изменение изотопного состава газа отражено на рис. 1г.

Совместное использование данных на рисунках 1б, 1в и 1г позволяет рассчитать предполагаемое поле жидких углеводородов, генерируемых органическим веществом баженовской свиты с изотопным составом органического углерода от –31 до –30 ‰ (рис. 1д). Примечательно, что исследованные нами баженовские нефти практически полностью попадают в расчетное поле.

© Р.С. Кашапов, И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, В.В. Самойленко, М.А. Веклич, А.В. Жердева, Н.А. Смирнова, П.В. Трушков, 2024

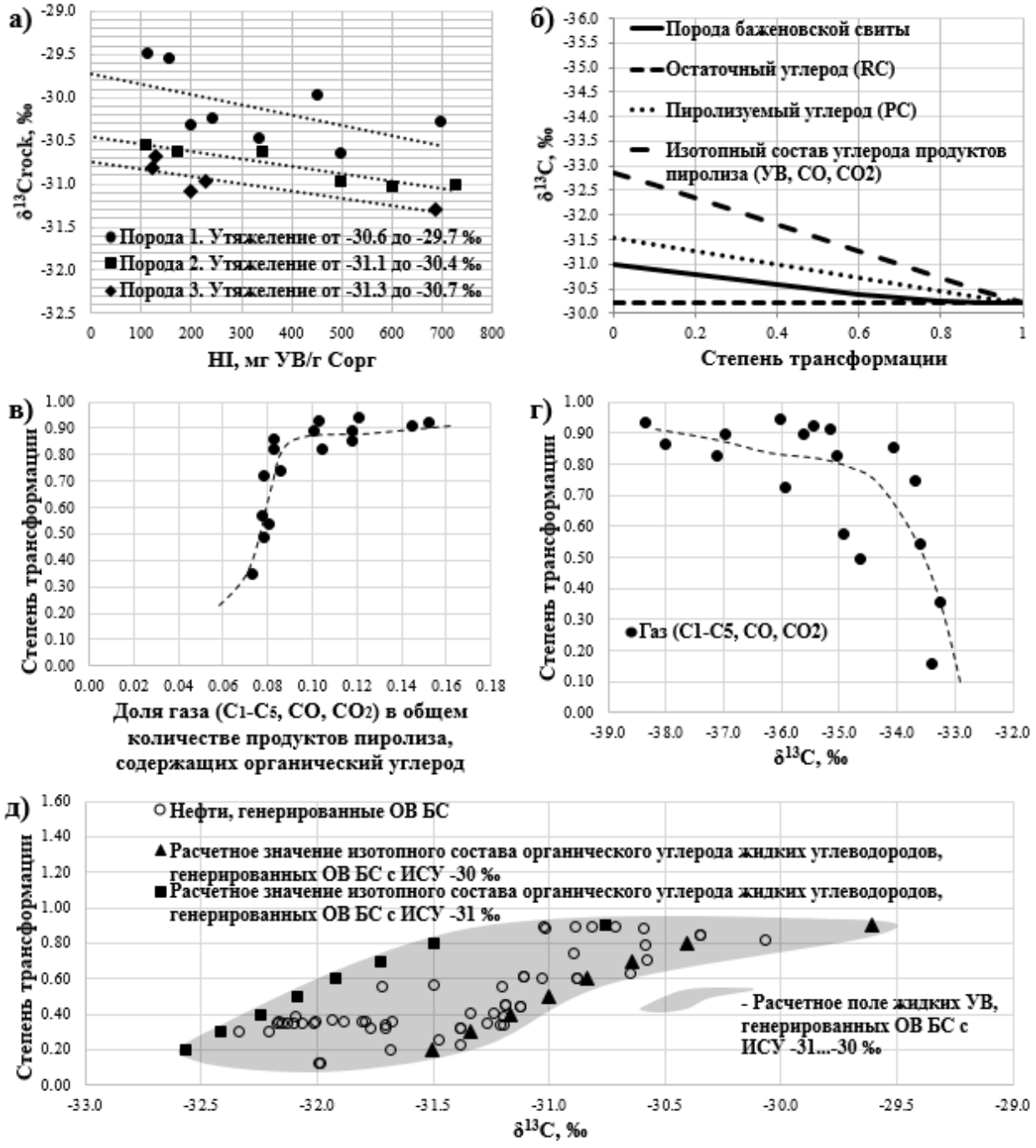


Рис. 1. Изменение изотопного состава пород и продуктов пиролиза от степени трансформации органического вещества баженовской свиты (а – взаимосвязь изменения водородного индекса и ИСУ пород БС с ростом степени трансформации; б – зависимость ИСУ пиролитических параметров породы и продуктов пиролиза от степени трансформации ОВ БС; в – зависимость доли газа от степени трансформации ОВ БС; г – зависимость ИСУ газа, генерируемого ОВ БС, с ростом степени трансформации; д – расчетное поле жидких УВ, генерированных ОВ БС с ИСУ –31…–30 ‰, с нанесенными на него фактическими данными ИСУ нефтей баженовской свиты)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э. Изотопный состав углерода органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти / Конторович А.Э., Верховская Н.А., Тимошина И.Д., Фомичев А.С. // Геология и геофизика. – 1986. – № 5. – С. 3–13.
2. Гончаров И.В. Изотопный состав углерода экстрактов из пород баженовской свиты различного катагенеза / Гончаров И.В., Самойленко В.В., Веклич М.А., Бахтина Е.С., Жердева А.В. // XXI симпозиум по геохимии изотопов имени академика А.В. Виноградова. Тезисы докладов. – Москва, 2016. – С. 187–190.
3. Галимов Э.М. Природа биологического фракционирования изотопов / Э.М. Галимов. – М.: Наука, 1981. – 247 с.
4. Behar F. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments / F. Behar, V. Beaumont, H. L. De B. Penteado // Oil & Gas Science and Technology. – Rev. IFP. – 2001. – V. 56. – № 2. – P. 111–134.

УДК 550.4:552.578.2
DOI 10.53954/9785604990070_90

ГЕОЛОГИЯ И ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ УНИКАЛЬНЫХ СКОПЛЕНИЙ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

В.А. Каширцев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Западная Канада. Корреляция биомаркерного состава битумоидов из материнских формаций Дюверне, Эксшоу, Деболт (девон, миссисипий), Гордондейл (юра) с углеводородами в залежах показала, что последние в большинстве своем формировались из различных источников и даже с разрывом во времени. Месторождения севера Сибирской платформы, (Оленекское) как и битумы Альберты формировались в несколько этапов из которых главным был доколизионный (доскладчатый), в течение которого углеводороды, сгенерированные в области пассивной континентальной окраины мигрировали в коллектора на склоны крупных поднятий (щиты, своды). Постколизионный этап был связан с размывом верхних горизонтов залежей и интенсивной биодеградацией.

Ключевые слова: *Западная Канада, Сибирская платформа, природные битумы, асфальты, асфальтиты, биомаркеры, биодеградация.*

GEOLOGY AND ORGANIC GEOCHEMISTRY OF UNIQUE ACCUMULATIONS OF NATURAL BITUMEN

V.Kashirtsev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. Western Canada. Correlation of the biomarker composition of bitumens from the parent formations Duvernay, Exshaw, Debolt (Devonian, Mississippian), Gordondale (Jurassic) with hydrocarbons in the bitumen fields showed that the latter were mostly formed from different sources and even with a gap in time. The fields of the north of the Siberian Platform, (Olenekskoe) as well as the bitumens of Alberta were formed in several stages, the main one being pre-collision (pre-folding), during which hydrocarbons generated in the area of the passive continental margin migrated into reservoirs on the slopes of large uplifts (shields, arches). The post-collision stage was associated with erosion of the upper horizons of deposits and intense biodegradation.

Key words: *Western Canada, Siberian platform, natural bitumens, asphalts, asphaltites, biomarkers, biodegradation.*

ВВЕДЕНИЕ

По оценке Департамента информации Министерства энергетики США мировые ресурсы сверхтяжелых нефтей и природных битумов составляют 585.4 млрд т, в том числе: в Канаде – 222.4; в Венесуэле – 163.7; в России – 184.2; в Казахстане – 10.9; в США – 5.5; в Мадагаскаре – 5.9. Общемировая добыча битумов и сверхтяжелых нефтей в 2020 г. приблизилась к 200 млн т./год. Более 95% добываемых ресурсов приходится на провинцию Альберта (Канада) и пояс Офисина (Венесуэла). В России добыча тяжелых нефтей и природных битумов ведется в незначительных масштабах в пределах Мелекесской депрессии (Татарстан) и на Ярегском месторождении в Тимано-Печерской провинции. Крупнейшие месторождения России на севере Сибирской платформы не разрабатываются.

В настоящем сообщении рассматриваются: геология, история геологического развития уникальных скоплений природных битумов, а также их геохимические особенности, позволяющие реконструировать процессы формирования месторождений провинции Альберта (Атабаска, Пис-Ривер, Колд-Лейк и др.), а также гигантских (для России) месторождений на севере Сибирской платформы (Восточно-Анабарское и Оленекское).

ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ ЗАПАДНОЙ КАНАДЫ

Месторождения природных битумов (tar sands) в провинции Альберта, в бассейне реки Атабаска. открыты в 1778 г. Большинство из них приурочены к зоне выклинивания кварцевых песков нижнемелового возраста на склоне Канадского щита (свиты Мак-Марри и Уобиско). Глубина залегания продуктивной толщи на месторождении Атабаска 0–610 м, средняя мощность 46 м, местами до 90 м. Коллекторы представлены хорошо отсортированными тонкозернистыми песками, преимущественно кварцевыми (до 95%) с пористостью 25–30% и высокой проницаемостью. Битумонасыщенность от 2 до 18% при среднем значении 7,8% (по массе). Коллектор гидрофильный. Ресурсы битумов (плотность 1012,7–

© В.А. Каширцев, 2024

1029,1 кг/м^3) 101–128 млрд т, из них 12 млрд т на глубине до 45 м. Пески насыщеные битумами, содержат смолы (24,2%), асфальтены (19,4%), серу (4–5%), азот (10,4%). Вязкость УВ флюидов от 1 до 500 сП. С увеличением глубины залегания в них повышается содержание парафина и уменьшается плотность. На юго-западе от Атабаски располагаются месторождения Колд-Лейк (ресурсы битумов 13,7 млрд т, глубина 300–800 м, плотность 994 кг/м^3), Пис-Ривер (11,8 млрд т, глубина 500–800 м, плотность 984 кг/м^3), Уобаска (13,7 млрд т, глубина 150–800 м, плотность 979 кг/м^3).

По массовому балансу битумов для Западной Канады необходимо, чтобы в меловые коллектора из материнских пород попало по крайней мере 6 трлн т нефти т с учетом потерь при испарения и биодеградации [2]. Формации Дюверне (девон) и Экшоу(девон-миссипий) представляют собой зрелые, богатые керогеном второго типа материнские породы, простирающиеся по всей длине перекрывающих меловых нефтеносных песков до контактов с поверхностью несогласия. Битумоиды Дюверне содержат наиболее тяжелый изотопный состав углерода (δ^{13}C от –29,2 до 28,6 ‰). Девонско-миссисипские сланцы Экшоу (δ^{13}C от – 30,2 до – 28,6 ‰) с содержанием органического углерода (ТОС) от 5 до 15 мас. % содержат биомаркеры 28,30-бисноргопаны, а также с гаммацеран.

Триасовые и юрские (Гордондейл) материнские толщи с очаговыми интервалами также простираются вдоль всей протяженности нефтеносных песков и по расчетам могли дать «недостающие» 3 трлн т.

ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ СЕВЕРА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

На севере Сибирской платформы известны по крайней мере два уникальных скопления природных битумов, локализованных в отложениях докембрия, нижнего и верхнего палеозоя. Во-первых, это Восточно-Анабарское скопление на восточном склоне Анабарского щита, прослеженное а на расстоянии до 200 км и ресурсами порядка 3 млрд т. [1]. Вендский битумоносный горизонт приурочен к доломитам эрозионной зоны предкембрийского выветривания (старореченская свита) мощностью от 2 до 17 м. Содержание битума от 0,7 до 2,2% (вес.). В основании кембрия (чабурский горизонт) на базальных битумонасыщенных песчаниках лежит несколько пластов известняков с концетрациями битума до 3,5%. Из наиболее характерных геохимических признаков следует отметить самые высокие в нефтях и битумах Сибирской платформы содержания гаммацерана, отсутствие ванадиловых порфиринов и легкий изотопный состав углерода (δ^{13}C от –34,6 до –32,5 ‰).

Другим более известным скоплением мальт, асфальтов и асфальтитов на северном склоне Оленекского поднятия является одноименное месторождение в кавернозной зоне доломитов верхнего кембрия и песчаных коллекторах перми. По падению пород к осевой части Лено-Анабарского прогиба горизонты битуминозных пород протягиваются на расстояние более 50 км до скв. Р-50 глубиной 1050 м. В разрезе последней вскрыты девять горизонтов с битумами, в поднятом керне отмечались проявления жидкой нефти. Ресурсы скопления оцениваются от 1,5 до 4 млрд т.

Современный состав битумов Оленекского месторождения сформировался в результате окислительных процессов различной степени интенсивности вследствие подъема нефтесодержащих горизонтов в зону гипергенеза или раскрытия залежей дизъюнктивами. Наибольшей степени биологического окисления подверглись пермские битумы (асфальтиты), выведенные на поверхность, в составе которых практически нацело редуцированы нормальные и разветвленные алканы. На этом фоне концентрация терпановых углеводородов значительно превышает содержания ациклических углеводородов. Сами терпаны также подверглись бактериальной атаке, демонстрируя различную степень устойчивости отдельных углеводородов и целых гомологических рядов. В частности, как показывают результаты сканирования хроматограмм по ионам *m*/*z* 123, 177, 191, регулярные гопановые углеводороды практически нацело трансформированы в гомологический ряд деметилированных 25-норгопанов с существенным преобладанием 25-норадиантана С28 над другими гомологами. Изотопный состав углерода для большинства проб битумов из песчаников лежит в пределах δ^{13}C от –28,8 до –25,8 ‰.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Моделирование и количественные расчеты начальных ресурсов углеводородов для Западной Канады охватывали территорию, уходящую на запад от зоны современного форланда Скалистых гор. По этим данным реализованный потенциал нефтематеринских пород с избытком перекрывал имеющиеся ресурсы нефтей и природных битумов провинции Альберта. Корреляция «материнских» битумоидов и углеводородов в залежах показала, что в большинстве своем они формировались из различных источников и даже с разрывом во времени.

Изотопный состав углерода пермских отложений форланда северного Верхоянья близок таковому Оленекских битумов, что позволило рассматривать первые в качестве следов миграции из материнских пород (карбон-пермь) области пассивной континентальной окраины в доколлизионного этап развития региона.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Каширцев В.А., Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики) / В.А. Каширцев, А.Э. Конторович, В.Л. Иванов, А.Ф. Сафронов // Геология и геофизика. – 2010. Т. 51 – № 11 – С. 93–105.
2. Heavy-oil and Oil-sand Petroleum Systems in Alberta and Beyond / in F.J. Hein, D. Leckie, S. Larter, and J.R. Suter, eds, – 2013, AAPG Studies in Geology – 64, –756 p.

УДК 665.7.032.57:665.7.033.52
DOI 10.53954/9785604990070_93

СОСТАВ СЕРОСОДЕРЖАЩИХ ФРАГМЕНТОВ В СТРУКТУРЕ СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ, ВЫДЕЛЕННЫХ ИЗ ПРОДУКТОВ ТЕРМИЧЕСКОГО РАЗЛОЖЕНИЯ ГОРЮЧЕГО СЛАНЦА В СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ БЕНЗОЛЕ

Е.Ю. Коваленко, С.С. Жбанова, Т.А. Сагаченко, Р.С. Мин

Институт химии нефти СО РАН, г. Томск

Аннотация. Показано, что в молекулах смолисто-асфальтеновых веществ, выделенных из жидких продуктов термического разложения горючего сланца в сверхкритическом бензоле, через сульфидные мостики связаны *н*–алканы, мононафтены, дифенилы, фенантрены, нафтацен, терфенилы, кватерфенилы, а так же эфиры *н*–алкановых кислот. Температура отбора жидких продуктов конверсии влияет на состав серосвязанных соединений в структуре смол и асфальтенов. Выявлено сходство качественного состава ароматических углеводородов и сложных эфиров, связанных через сульфидные мостики, в макромолекулах смолисто-асфальтеновых компонентов.

Ключевые слова: *горючие сланцы, термическое разложение, сверхкритический бензол, структурные фрагменты, сульфидные мостики*

COMPOSITION OF SULFUR-CONTAINING FRAGMENTS IN THE STRUCTURE OF RESINS AND ASPHALTENES ISOLATED FROM THE PRODUCTS OF THERMAL DECOMPOSITION OF OIL SHALE IN SUPERCRITICAL BENZENE

E. Kovalenko, S. Zhbanova, T. Sagachenko, R. Min

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, Tomsk

Abstract. It is shown that *n*-alkanes, mononaphthenes, biphenyls, phenanthrenes, naphthacene, terphenyls, quaterphenyls, and esters of *n*-alkanoic acids are connected through sulfide bridges in the molecules of resin-asphaltene substances isolated from liquid products of the thermal decomposition of oil shale in supercritical benzene. The temperature of removal of liquid conversion products affects the composition of sulfur-bound compounds in the structure of resins and asphaltenes. The similarity of the qualitative composition of aromatic hydrocarbons and esters connected through sulfide bridges in the macromolecules of resin-asphaltene components has been revealed.

Key words*: oil shale, thermal decomposition, supercritical benzene, structural fragments, sulfide bridges*

В докладе приведены результаты исследования органического вещества (ОВ) горючего сланца (ГС) Дмитриевского месторождения, одного из крупнейших в фонде недр России, промышленное освоение которого идет медленными темпами. В первую очередь это обусловлено недостатком информации о химической природе его ОВ, в частности о составе соединений, содержащих атомы серы, присутствие которых осложняет процессы каталитической переработки сланцевых масел, ухудшает качество и стабильность топливных материалов, негативно влияет на окружающую среду.

Ранее нами было, показано, что в составе смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) битумоида присутствуют соединения, связанные между собой или с поликонденсированным ядром их молекул через сульфидные мостики. Серосвязанные фрагменты в структуре САВ битумоида представлены *н*-алканами, фенилалканами, фенантренами, флуорантенами, пиренами и алкановыми кислотами. Особенностью асфальтенов является наличие в их составе серосвязанных фенил- и нафтенозамещенных ароматических углеводородов и ароматических кислородсодержащих соединений.

Цель данного исследования – изучение состава серосвязанных фрагментов в структуре САВ, выделенных из жидких продуктов конверсии (ЖПК) сланцевого материала.

Процесс термического растворения образца ГС осуществляли на лабораторной полупроточной установке в потоке бензола при давлении 10 МПа и нагреве от комнатной температуры до 480 °С. Температура процесса влияет на характер распределения САВ в составе ЖПК. До 300 °С САВ ЖПК представлены только смолистыми веществами. Последующее увеличение температуры процесса приводит к появлению асфальтеновых компонентов в ЖПК, отобранных при 400 и 480 °С.

Разрушение сульфидных мостиков в образцах смол и асфальтенов осуществляли с помощью борида никеля, применение которого позволяет в мягких условиях разрывать связь С–S в серосвязанных фрагментах САВ. Жидкие продукты химической деструкции анализировали методом ГХ–МС на масс–спектрометре высокого разрешения Thermo Scientific DFS (Германия), оснащенном газовым хроматографом Trace GC Ultra.

© Е.Ю. Коваленко, С.С. Жбанова, Т.А. Сагаченко, Р.С. Мин, 2024

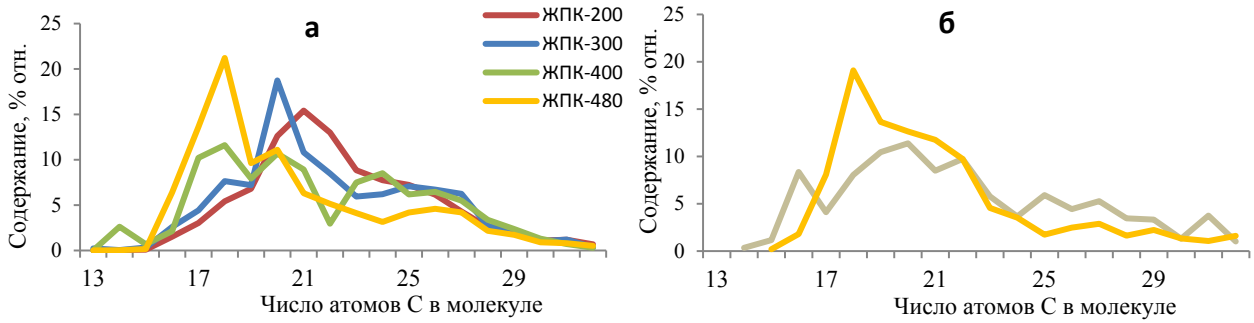


Рис. 1. Распределение *н*-алканов в продуктах десульфуризации смол (а) и асфальтенов (б) ЖПК дмитриевского ГС

По данным ГХ–МС анализа в составе продуктов десульфуризации молекул САВ всех образцов ЖПК присутствуют насыщенные и ароматические углеводороды (АУВ) и гетероорганические соединения (ГОС).

Насыщенные углеводороды САВ во всех случаях представлены *н*–алканами (m/z 71) (рис. 1), *н*-алкилциклопентанами (m/z 68) и *н*-алкилциклогексанами (m/z 82).

Как видно из рис. 1, температура отбора ЖПК влияет на характер распределения серосвязанных *н*-алканов в составе их САВ. Так максимум ММР серосвязанных *н*-алканов в структуре смол ЖПК–200 приходится на гомологи C_{19}–C_{23} (см. рис. 1, а). С увеличением температуры отбора ЖПК вид кривых ММР серосвязанных *н*-алканов меняется. Основной максимум ММР сдвигается в область более низкомолекулярных гомологов (C_{15}–C_{22}). Наблюдаемый сдвиг максимума ММР при температурах выше 200 °С может быть обусловлен как наличием в структуре исследуемых смол короткоцепочечных *н*-алканов, связанных через сульфидные мостики, так и с крекингом высокомолекулярных гомологов. ММР серосвязанных *н*-алканов в структуре асфальтенов (рис. 1, б) повторяет распределение *н*-алканов в продуктах десульфуризации смол высокотемпературных ЖПК (см. рис. 1, а). С повышением температуры проведения процесса, в составе их серосвязаных *н*–алканов также наблюдается сдвиг в область низкомолекулярных гомологов (от C_{17}–C_{23} до C_{16}–C_{19}). При этом для серосвязанных *н*–алканов асфальтенов ЖПК–400 прослеживается преобладание четных *н*-алканов среди низкомолекулярных (C_{16}, C_{18}, C_{20}, C_{22}) и нечетных *н*-алканов – среди высокомолекулярных гомологов (C_{25}, C_{27}, C_{29}, C_{31}). Преобладание четных и нечетных гомологов в различных областях ММР *н*-алканов может свидетельствовать о важной роли жирных кислот в формировании состава ОВ дмитриевского ГС.

АУВ в составе продуктов химической деструкции сульфидной связи в макромолекулах смол всех ЖПК представлены бициклическими (дифенилом, m/z 154) и трициклическими структурами (C_0–C_3 фенантренами, m/z 178+14n и м-, о- и п-терфенилами (m/z 230)). Среди серосвязанных АУВ смол низкотемпературного ЖПК–200 дополнительно установлены нафталин (m/z 128), нафтацен (m/z 228) и кватерфенилы (m/z 306). Среди серосвязанных АУВ в структуре макромолекул асфальтенов обоих ЖПК идентифицированы фенантрены состава C_0–C_3 и весь изомерный ряд терфенилов. В продуктах десульфуризации асфальтенов ЖПК–480, помимо трициклических АУВ, установлены би-(дифенил) и тетрациклические соединения (нафтацен и кватерфенилы). Следует отметить, что набор серосвязанных АУВ в структуре асфальтенов высокотемпературного ЖПК–480 сходен с набором серосвязанных АУВ, установленным в продуктах десульфуризации смол низкотемпературного ЖПК–200. Выявленное сходство позволяет предположить, что серосвязаные структурные фрагменты смол являются продуктом термического растворения асфальтенов в среде сверхкритического бензола.

Серосвязанные ГОС в структуре смол всех ЖПК представлены гомологическими рядами *н*-алкановых кислот (m/z 60) состава C_9–C_{21}, метиловых эфиров *н*-алкановых кислот (m/z 74) состава C_{15}–C_{29} с максимальным содержанием гомологов C_{17} и C_{19}, этиловых эфиров *н*–алкановых кислот с четным числом атомов углерода в молекуле (C_{16}, C_{18} и C_{20}) и пропиловых эфиров *н*-алкановых кислот с нечетным числом атомов углерода в молекуле (C_{17} и C_{19}). Серосвязанные ГОС в структуре макромолекул асфальтенов ЖПК представлены только эфирами *н*-алкановых кислот. Среди продуктов хемолиза асфальтенов обоих ЖПК установлены метиловые эфиры *н*-алкановых кислот состава C_{14}–C_{29}, в продуктах десульфуризации асфальтенов ЖПК–400 дополнительно идентифицированы этиловые (C_{16} и C_{18}) и пропиловые (C_{17} и C_{19}) эфиры *н*-алкановых кислот.

Таким образом, показано, что через сульфидные мостики в молекулах САВ, выделенных из жидких продуктов термического разложения образца ГС Дмитриевского месторождения в сверхкритическом бензоле, связаны *н*-алканы, *н*-алкилциклопентаны и *н*-алкилциклогексаны, дифенилы, фенантрены, нафтацен, терфенилы и кватерфенилы, а также эфиры *н*-алкановых кислот. Отличительной особенно-

стью продуктов хемолиза смол является наличие в их составе *н*-алкановых кислот. Установлено, что с увеличением температуры отбора ЖПК основной максимум ММР серосвязанных *н*-алканов и для смол и для асфальтенов сдвигается в область более низкомолекулярных гомологов, что может быть связано, как с наличием в их структуре короткоцепочечных *н*-алканов, связанных через сульфидные мостики, так и с крекингом высокомолекулярных гомологов. Выявлено сходство набора серосвязанных АУВ в структуре асфальтенов высокотемпературного ЖПК–480 с набором серосвязанных АУВ в продуктах десульфуризации смол низкотемпературного ЖПК–200. Следует отметить, что в отличие от АУВ, связанных через сульфидные мостики в структуре макромолекул асфальтенов битумоида, серосвязанные АУВ асфальтенов ЖПК представлены, главным образом, полифенилами (дифенилами, терфенилами, кватерфенилами).

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР 121031200185-6.)

УДК 338.55
DOI 10.53954/9785604990070_96

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА РАСЧЕТА ЦЕН NETBACK ДЛЯ РЫНКОВ НЕФТИ И ГАЗА

А.В. Комарова, А.Ю. Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. В рамках исследования проанализированы основные подходы к ценообразованию на рынке нефти и газа, выделены основные отличительные черты. Рассмотрен метод netback как способ ценообразования на высоковолотильных рынках. Представлена современная ситуация по использованию метода в России.

Ключевые слова: *рынок нефти, рынок природного газа, энергоносители, ценообразование, netback, транспортные издержки, экспортная пошлина.*

APPLICATION OF THE NETBACK PRICING METHOD FOR OIL AND GAS MARKETS

A. Komarova, A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The study analyzed the main approaches to pricing in the oil and gas market and highlighted the main distinctive features. The netback method is considered as a method of pricing in highly volatile markets. The current situation on the use of the method in Russia is presented.

Key words: *oil market, natural gas market, energy resources, pricing, netback, transport costs, export duty.*

ВВЕДЕНИЕ

Ценовые механизмы на рынках ископаемых топливных ресурсов, в первую очередь нефти и газа, достаточно разнообразны. Под понятием «цена на нефть» чаще всего подразумевается спотовая цена на биржевых торгах. С начала 80-х гг. нефть торгуется не только на физическом рынке, но и на финансовом. На основе цен на нефть создается ряд деривативов, которые используются в первую очередь для спекулятивных целей.

Также для нефти, газа и продуктов их переработки используются общепринятые типы цен Incoterms. Наиболее часто на спотовом рынке сырой нефти используется цена FOB (Free On Board; Свободно на борту), для нефтепродуктов – цены CIF (Cost, Insurance and Freight; Стоимость, страхование и фрахт) [1].

ФОРМИРОВАНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Спотовые цены на нефть определяются для основных бенчмарков (Brent, WTI, Dubai), а также для ряда сортов нефти с высоким объемом экспорта. Цены на сорта, неторгуемые на бирже, определяются с помощью дисконтов (скидок) или премиумов (надбавок). При этом учитываются как физико-химические характеристики, так и финансово-экономические и геополитические факторы изменения цен. Так, например, цена на основной экспортный сорт российской нефти «Юралс» обычно устанавливается с дисконтом к марке “Brent” [2]. Однако, надо отметить, что спред цен двух марок не постоянен, и в ряде случаев цена «Юралс» превышала котировку “Brent” (рис. 1).

ФОРМИРОВАНИЕ ЦЕН NETBACK

Использование цен netback наиболее распространено для товаров, торгуемых на международных площадках, с высоковолатильными ценами. Также цены netback используются в случае нестабильного соотношения цен на внутренних и внешних рынках. Такие товары как нефть, природный газ, продукты нефтегазопереработки и нефтегазохимии нередко оцениваются по ценам netback.

Интересно, что для цен на природный газ данный вид цен начал применяться относительно недавно – с 90х гг. XX в. Это связано с активным развитием рынка газа и трансформацией от отдельных региональных структур в единый международный рынок как следствие транспортной доступности [3].

Формула для расчета цены netback в общем виде имеет следующий вид:

$$NP = MP - T - ED \quad (1)$$

© А.В. Комарова, А.Ю. Новиков, 2023

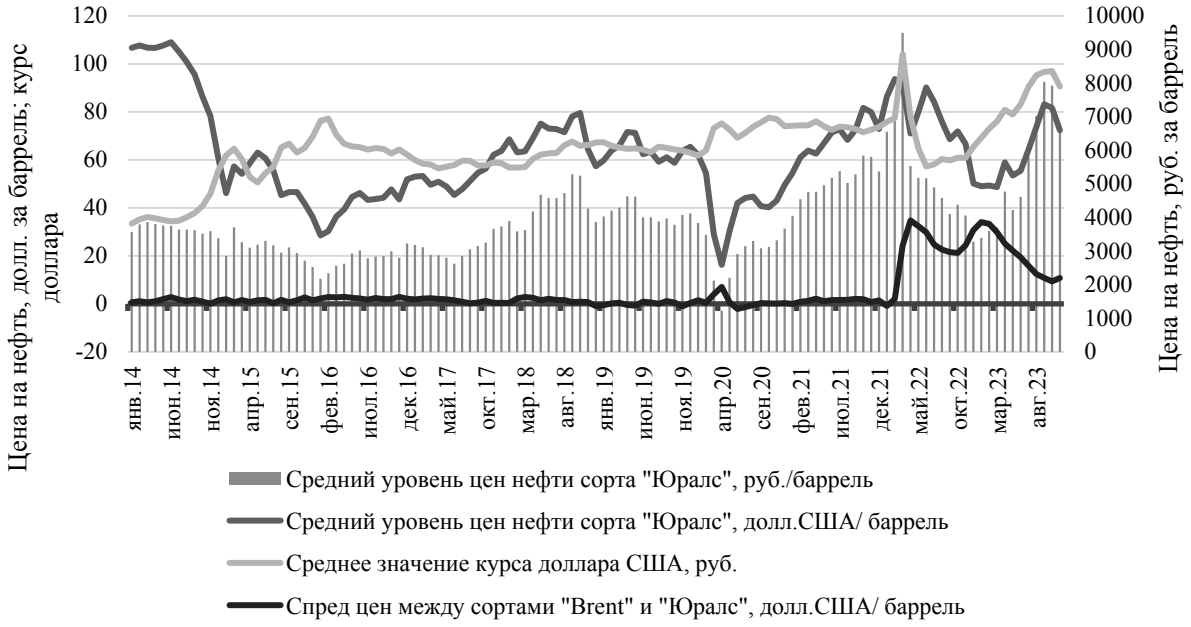


Рис. 1. Цены на нефть сортов «Юралс» и “Brent”, курс доллара в 2014-2023 гг.

Источник: Минэкономразвития РФ, World Bank.

где NP – цена netback; MP – рыночная цена или альтернативный рыночный индикатор; T – величина фактических логистических расходов по доставке товара на соответствующий зарубежный рынок; ED – экспортная таможенная пошлина на товар (в данный параметр могут быть включены иные платежи, возникающие при экспорте товара).

Для расчета экспортного паритета на внутреннем рынке используется следующая формула:

$$EP = NP + VAT + A \quad (2)$$

где EP – значение экспортного паритета, NP – цена netback; VAT – величина налога на добавленную стоимость; A – величина акцизов.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ЦЕН NETBACK И ЭКПОРТНОГО ПАРИТЕТА В РОССИИ

Метод netback для расчета цен на отдельные виды товаров официально сформулирован в «Принципах экономического анализа практик ценообразования», опубликованных Федеральной антимонопольной службой России в 2014 г. Методика ФАС совпадают с аналогичными методами расчета ценовых агентств и общепринятой практикой. В марте 2022 г. ФАС сделала заявление о корректировке «Принципов …». Теперь в рамках подхода отдается приоритет балансу спроса и предложения на внутреннем рынке, а экспортные котировки в качестве основного аргумента приниматься не могут. В настоящее время в России разрабатывается новая официальная система ценовых индикаторов для отдельных видов экспортных товаров.

В целом, использование мировых цен на нефть и курса валют распространено в системе налогообложения энергетических товаров [4]. Этот факт широко критикуется экспертным и научным сообществом в связи со значительными колебаниями цен и, как следствие, налоговых поступлений в бюджет, что влечет за собой последствия для всей экономики страны. Более того в настоящее время действует демпферный механизм для предприятий нефтепереработки, который напрямую сравнивает индикативные цены внутри страны и экспортную альтернативу. Таким образом, предприятия либо выплачивают дополнительный налог, либо получают доплату от государства; что с одно стороны поддерживает отечественных производителей, а с другой стороны – создает дополнительную неустойчивость бюджетной системы [5].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с активной экспортной позицией РФ всегда остро стоит вопрос привязки экспортных и налоговых доходов к мировым ценам и иностранным валютам. Сложившаяся геополитическая ситуация и дополнительная нестабильность как цен, так и объемов поставок на отдельные направления еще сильнее обозначила важность формирование методического подхода к формированию цен. Система понятий

netback, экспортный паритет, экспортная альтернатива позволяет сравнить ситуацию для производителей на внешнем и внутреннем рынках. Однако в настоящий момент привязка к используемым европейским базисам поставок не оправдывает себя. Необходимо формирование собственных ценовых индикаторов, позволяющих более точно оценивать конъюнктурные колебания.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта НИР ИНГГ СО РАН № FWZZ-2022-0013.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Катюха П.Б., Мердеева М.И. CIF или FOB: Какое условие выгоднее на срочном и спотовом нефтяных рынках? / П.Б. Катюха, М.И. Мердеева //Экономические системы. – 2020. – Т. 13. – № 1. – С. 143–147.
2. Соловьева Ю.В., Черняев М.В. Факторы, влияющие на формирование цены на нефть марок Brent и Urals / Ю.В. Соловьева, М.В. Черняев // ЭТАП: экономическая теория, анализ, практика. – 2020. – № 4. – С. 73–85.
3. Parker A.L., Hyer C.K. Understanding netback pricing of natural gas / A. L. Parker, C. K. Hyer // Natural Gas. – 2009. – 11(11). – С. 11–16.
4. Филимонова И.В. Методические особенности и этапы реформирования нефтегазового налогообложения в России / И.В. Филимонова, А.В. Комарова, К.Д. Гладких, А.П. Саматова // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2023. – № 6(185). – С. 18–30.
5. Малков А.В., Немов В.Ю. Демпферный механизм в системе ценообразования на топливном рынке России / А.В. Малков, В.Ю. Немов // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2022. – №4. – С. 227–233.

УДК 550.834.05
DOI 10.53954/9785604990070_99

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РЕГИОНАЛЬНЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ТЕРРИТОРИИ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НГП

А.Э. Конторович[1], И.А. Губин[1], С.А. Моисеев[1,2], А.М. Фомин[1], Р.В. Маринов[1]

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
[2] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Выполнен анализ результатов региональных сейсморазведочных работ в Лено-Тунгусской НГП, проведенных с 2000 г. Уточнено строение двух перспективных комплексов – рифейского и кембрийского барьерно-рифового. Показано, что их ресурсный потенциал сопоставим и составляет порядка 16–17 млрд т УУВ.

Ключевые слова: *Лено-Тунгусская НГП, региональная сейсморазведка, ресурсы УВ, перспективные объекты, рифей, кембрий.*

MAIN RESULTS OF THE REGIONAL SEISMIC EXPLORATION WITHIN LENA-TUNGUSKA PETROLEUM PROVINCE

A. Kontorovich[1], I. Gubin[1], S. Moiseev [1, 2], A. Fomin[1], R. Marinov[1]

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
[2]Novosibirsk National Research State University, Novosibirsk

Annotation. We conducted analysis of the regional seismic exploration results, which obtained since 2000 within the Lena-Tunguska petroleum province. We have specified geological structure of the oil and gas prospective Riphean and barrier reef Cambrian complexes. Their petroleum potential is equitable and estimated as 16–17 billion tons of hydrocarbon equivalent.

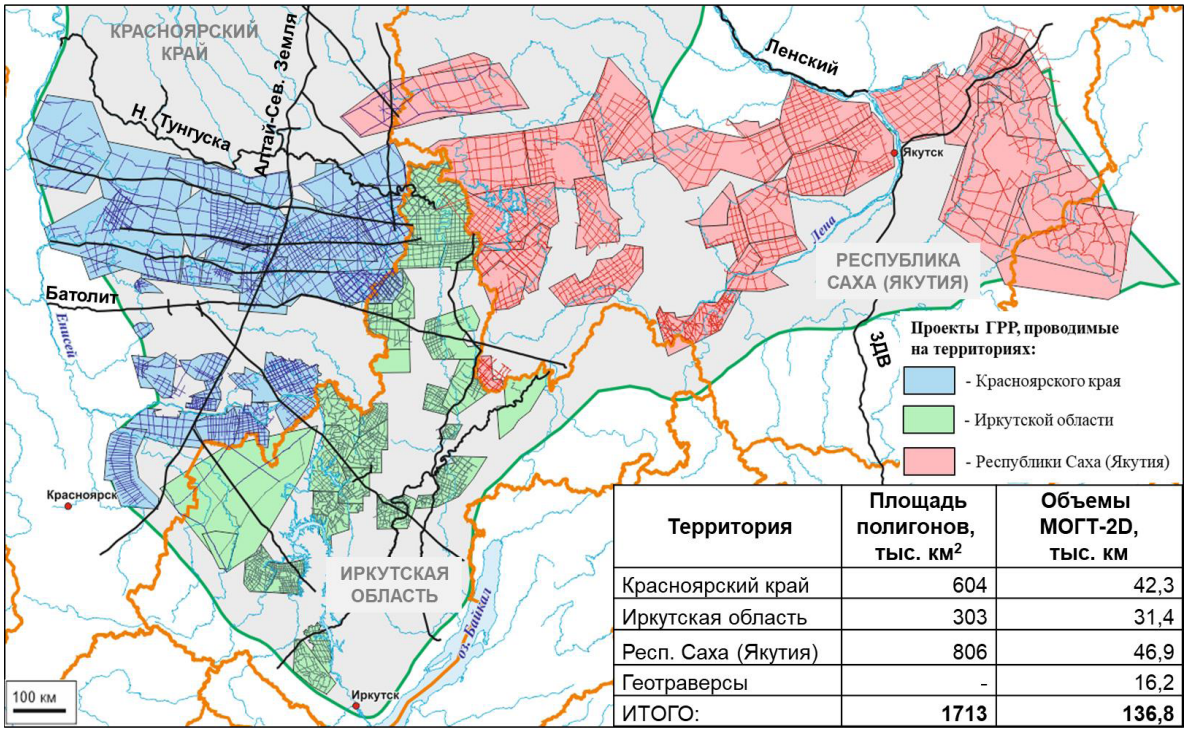
Key words: *Lena-Tunguska petroleum province, regional seismic exploration, hydrocarbon resources, prospective features, Riphean, Cambrian.*

Начиная с 2000 г. на территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) отработано 104 проекта комплексных региональных геофизических работ за счет средств федерального бюджета. Целевым назначением работ являлось изучение геологического строения, выделение первоочередных поисковых объектов, оценка начальных геологических ресурсов углеводородов и подготовка участков к переводу в распределенный фонд недр. Региональные сейсморазведочные работы, как правило, комплексировались с гравиразведкой, электроразведкой, геохимическими исследованиями. Суммарная протяженность отработанных профилей составила более 130 тыс. км (рис. 1). В рамках государственной программы по изучению глубинного строения земной коры отработан ряд опорных геофизических профилей: «Батолит», «Алтай-Северная земля», 3-ДВ и другие с длительностью регистрации сейсмического сигала до 24 сек. Полученный объем информации позволил в значительной степени уточнить геологическое строение и скорректировать перспективы нефтегазоносности Сибирской платформы.

В общей сложности в результате региональных геофизических работ было выделено 820, а с учетом отдельных блоков – 932 перспективных объектов и зон, приуроченных к отложениям широкого стратиграфического диапазона – от среднего рифея до мела. Примерно для 85% из них была выполнена оценка геологических ресурсов, суммарная величина которой составила 71,2 млрд т УУВ. Большая часть из них было отнесена к категории локализованных. 67% оцененных ресурсов сосредоточено на территории Красноярского края, где находится более половины всех выделенных перспективных объектов Лено-Тунгусской НГП (рис. 2). Это обусловлено наличием большого количества антиклинальных и приразломных структур, главным образом, в пределах Ангарской зоны складок и Присаяно-Енисейской синеклизы, хорошо выявляемых по материалам региональной сейсморазведки и практически полным отсутствием таких структур в пределах Иркутской области и республики Саха (Якутия), где преобладают неантиклинальные сложно построенные объекты. В то же время по соотношению запасов открытых месторождений на долю Иркутской области приходится 54%, а Красноярского края – лишь 18%.

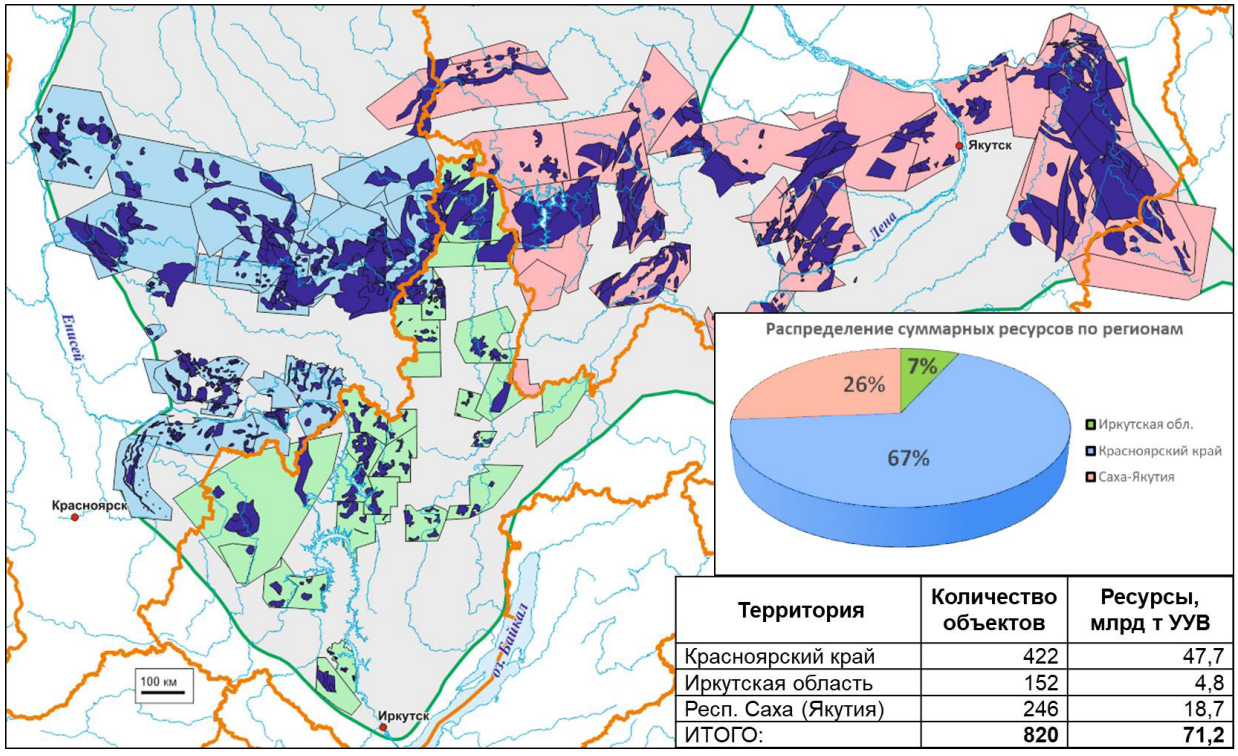
По результатам анализа и научного обобщения региональных работ было существенно уточнено строение двух слабоизученных, но весьма перспективных комплексов Сибирской платформы – рифейского терригенно-карбонатного и кембрийского барьерно-рифового.

© А.Э. Конторович, И.А. Губин, С.А. Моисеев, М.А. Фомин, Р. В. Маринов, 2023



Территория	Площадь полигонов, тыс. км^2	Объемы МОГТ-2D, тыс. км
Красноярский край	604	42,3
Иркутская область	303	31,4
Респ. Саха (Якутия)	806	46,9
Геотраверсы	-	16,2
ИТОГО:	**1713**	**136,8**

Рис. 1. Карта проектов региональных сейсморазведочных работ на Сибирской платформе, отработанных с 2000 по 2022 гг.



Территория	Количество объектов	Ресурсы, млрд т УУВ
Красноярский край	422	47,7
Иркутская область	152	4,8
Респ. Саха (Якутия)	246	18,7
ИТОГО:	**820**	**71,2**

Рис. 2. Карта размещения перспективных объектов, выделенных по результатам региональных работ.

Построены структурные карты по эрозионной поверхности рифея и карты общих толщин рифея в пределах двух крупных рифейских прогибов, пересекающих в меридиональном направлении почти всю Сибирскую платформу – Приенисейского и Ангаро-Котуйского. Показано, что мощность слагающих их пород в отдельных местах превышает 7–8 км. В Ангаро-Котуйском прогибе максимальные мощности фиксируются в пределах Северо-Тунгусской нефтегазоносной области (НГО). В южном направлении оба прогиба смыкаются, образуя еще один эпицентр увеличенных толщин, территориально совпадающий с Нижнеангарским самостоятельным нефтегазоносным районом. Далее на юг прогибы разделяются Чуно-Бирюсинским выступом фундамента. Определена структура и внутреннее строение Алдано-Майского рифейского осадочного бассейна. Для зоны сочленения Байкитской антеклизы и Курейской синеклизы, а также территории Алдано-Майской НГО построены карты выходов рифейских свит на предвендскую эрозионную поверхность и выполнен прогноз распространения проницаемых комплексов.

Всего по результатам региональных работ в Лено-Тунгусской НГП было выявлено более 240 перспективных объектов и зон, выделенных как в отложениях собственно рифея, так и в объединенном рифей-вендском комплексе. Большинство из них расположено в Красноярском крае, где их суммарные ресурсы составляют свыше 15 млрд т УУВ, что соответствует примерно шести Юрубчено-Тохомским зонам. На долю Иркутской области и Республики Саха (Якутии) приходится менее 1,3 млрд т УУВ.

Барьерно-рифовый комплекс нижнего-среднего кембрия до сих пор является весьма слабо изученный объектом на Сибирской платформе. Начиная с 1970-х гг. в публикациях неоднократно отмечалось о его высоких перспективах нефтегазоносности, однако на сегодняшний день он вскрыт всего в 13 скважинах прошлого века. С целью его изучения бурится Канандинская параметрическая скважина. Современные сейсморазведочные работы позволили уверенно проследить распространение барьерно-рифовой системы под более молодыми отложениями в пределах Северо-Тунгусской, Анабарской и Вилюйской НГО. На территории ЛТ НГП было выявлено порядка 243 объектов, связанных с рифогенным комплексом кембрия, все они территориально расположены на территории Якутии и Красноярского края. Из них оценено только 137. Их суммарный потенциал превышает 17 млрд т. УУВ и сопоставим с оцененными ресурсами рифей-нижневендского комплекса.

Работа выполнена в рамках проекта ФНИ № FWZZ-2022-0008

УДК 550.34.06.013.3 (26); 550.8.011
DOI 10.53954/9785604990070_102

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АРКТИЧЕСКИХ РЕГИОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ШЕЛЬФА КАРСКОГО МОРЯ

В.А. Конторович, А.Э. Конторович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Арктические регионы Западной Сибири являются преимущественно газоносными и здесь на долю газа приходится более 90% суммарных запасов углеводородов. В Надым-Тазовском междуречье основные газовые залежи сконцентрированы в сеноманском песчаном горизонте $ПК_1$, залегающем под кузнецовским (турон) региональным флюидоупором; залежи массивные. В Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областях (НГО) наиболее перспективными являются апт-альбские отложения; месторождения многопластовые, залежи пластово-сводовые. Рассмотрены особенности строения нефтегазоперспектиынх комплексов, проанализированы геолого-тектонические условия формирования ловушек и залежей углеводородов в различных осадочных комплексах.

На шельфе Карского моря выделено два осадочных бассейна. Южная часть Карского моря является северным окончанием Западно-Сибирской геосинеклизы и в нефтегазоносном отношении выделена в составе Южно-Карской НГО, в пределах которой наибольший интерес в отношении газоносности представляет апт-альб-сеноманский комплекс пород, в отношении жидких углеводородов – неокомские и юрские отложения. Северная часть Карского моря представляет собой самостоятельную Северо-Карскую перспективную нефтегазоносную провинцию, на большей части которой перспективы нефтегазоносности связаны с палеозойскими осадочными комплексами.

Ключевые слова: *Западная Сибирь, Карское море, осадочный бассейн, апт-альб-сеноман, сейсмогеологический комплекс, газовые залежи, месторождения, антиклинальные структуры.*

GEOLOGICAL STRUCTURE, SEISMOSTRATIGRAPHY AND OIL AND GAS POTENTIAL OF THE ARCTIC REGIONS OF WESTERN SIBERIA AND THE SHELF OF THE KARA SEA

V.A. Kontorovich, A.E. Kontorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The Arctic regions of Western Siberia are predominantly gas-bearing. In the Nadym-Taz interfluve, on the Yamal and Gydan peninsulas, gas accounts for more than 90% of total hydrocarbon reserves. In the Nadym-Pursky and Pur-Taz regions, the main gas deposits are concentrated in the Cenomanian sand horizon PK^1, which lies under the Kuznetsovsky (Turon) regional fluid barrier; the deposits are massive. In the Yamal and Gydan NGOs, the most promising are the Apt-Albian deposits; the deposits are multi-layered, the deposits are plast-arched. The features of the structure of oil and gas inspection complexes are considered, the geological and tectonic conditions for the formation of traps and hydrocarbon deposits in various sedimentary complexes are analyzed.

There are two sedimentary basins on the shelf of the Kara Sea. The southern part of the Kara Sea is the northern end of the West Siberian geosyneclise. In terms of oil and gas, this part of the water area is allocated as part of the South Kara oil and gas region, within which the Apt-Albian-Cenomanian complex of rocks is of the greatest interest in terms of gas content, and the Neocomian and Jurassic deposits in terms of liquid hydrocarbons. The northern part of the Kara Sea is an independent North Kara Province, in most of which the prospects for oil and gas potential are associated with Paleozoic sedimentary complexes.

Key words: *Western Siberia, the Kara Sea, sedimentary basin, Apt-Alb-Cenomanian, seismogeological complex, gas reservoir, gas field, anticline structures.*

Арктические регионы Западной Сибири. В северных и Арктических регионах Западной Сибири в разрезе мезозойско-кайнозойских отложений выделяется 7 регионально-развитых осадочных и сейсмогеологических мегакомплексов, которые по объему совпадают с основными нефтегазоперпективными комплексами: триасовый, юрский, неокомский (берриас-нижнеаптский), апт-альб-сеноманский (средне-верхнеаптский и альб-сеноманский), турон-маастрихтский и кайнозойский. В кровлях осадочных комплексов залегают мегарегиональные флюидоупоры, к которым приурочены сейсмогеологические реперы (рис. 1).

Северные и Арктические регионы Западной Сибири являются преимущественно газоносными. В Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО на долю газа приходится 95.2% суммарных запасов углеводородов, в Ямальской и Гыданской НГО – 88.5%.

© В.А. Конторович, А.Э. Конторович, 2023

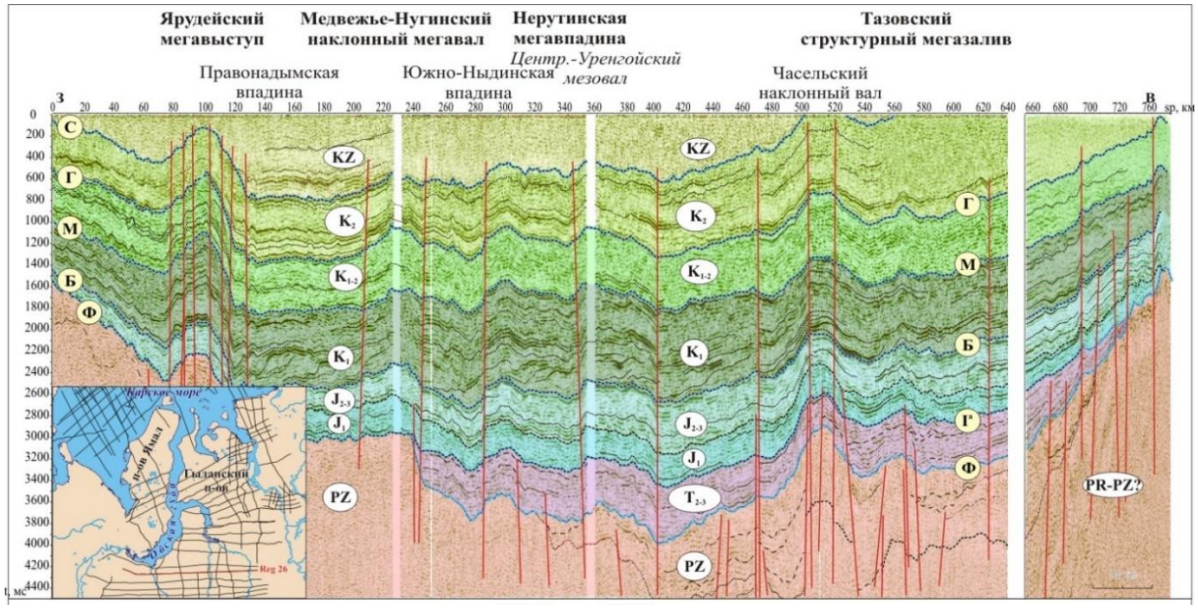


Рис. 1. Сейсмогеологический разрез по региональному профилю № 26

Основные уникальные газовые месторождения – Медвежье, Уренгойское, Ямсовейское, Ямбургское, Юбилейное и др., разрабатываемые с 70-х годов прошлого столетия, расположены в Надым Тазовском междуречье. В этом регионе основные запасы и ресурсы газа сконцентрированы в сеноманских песчаных платах горизонта $ПК_1$, перекрытых туронским мегарегиональным флюидоупором. Залежи являются массивными и контролируются крупными высокоамплитудными антиклинальными структурами.

В расположенных к северу Ямальской и Гыданской НГО наиболее перспективными в отношении газоносности являются апт-альбские отложения. В этом регионе газовые залежи также контролируются антиклинальными ловушками, но по типу являются пластово-сводовыми, многопластовыми и локализованы в близкорасположенных песчаных пластах, в первую очередь, в средне-верхнеаптских песчаных пластах группы ТП.

Такое перераспределение углеводородов между комплексами связано как с тектоническими процессами, так и с геологическим строением разреза.

В Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО большинство антиклинальных структур, контролирующих газовые залежи, не приурочены к выступам фундамента и были сформированы благодаря интенсивным вертикальным тектоническим движениям, происходившим в конце позднего мела и кайнозое. Площади этих поднятий существенно увеличиваются вверх по разрезу, а их амплитуды в рельефе кровли сеномана достигают 200–300 м. В этом регионе в разрезе апт-альб-сеномана отсутствуют региональноразвитые флюидоупоры, что обеспечило полное заполнение ловушек и максимальную концентрацию газа в сеноманских песчаных пластах, залегающих под туронской региональной покрышкой.

В Ямало-Гыданском регионе в рельефах юрских и меловых горизонтов антиклинальные структуры были сформированы над эрозионно-тектоническими выступами фундамента, которые испытывали тенденцию к относительному росту на всех мезозойско-кайнозойских этапах развития территории. Площади и амплитуды этих поднятий существенно уменьшаются вверх по разрезу от юрских горизонтов к верхнемеловым. На континентальной окраине Западной Сибири залегающие в верхней части танопчинской свиты аптские пласты группы ТП перекрыты регионально развитой яронгской глинистой пачкой, которая является надежным флюидоупором. Несмотря на незначительные толщины, в разрезе апта хорошими экранирующими свойствами также обладают глинистые пачки, разделяющие песчаные пласты группы ТП. Наличие яронгского регионального флюидоупора и зонально-развитых глинистых пачек, разделяющих пласты-коллекторы $ТП_1$-$ТП_{15}$ танопчинской свиты, предопределили формирование крупных многопластовых месторождений, основные запасы которых локализованы в аптских отложениях.

ШЕЛЬФ КАРСКОГО МОРЯ

На шельфе Карского моря выделяется два осадочных бассейна, разделенных Северо-Сибирским порогом [2] (рис. 2).

Южная часть Карского моря в тектоническом плане охватывает Южно-Карскую региональную депрессию, которая является северным окончанием Западно-Сибирской геосинеклизы; в нефтегазонос-

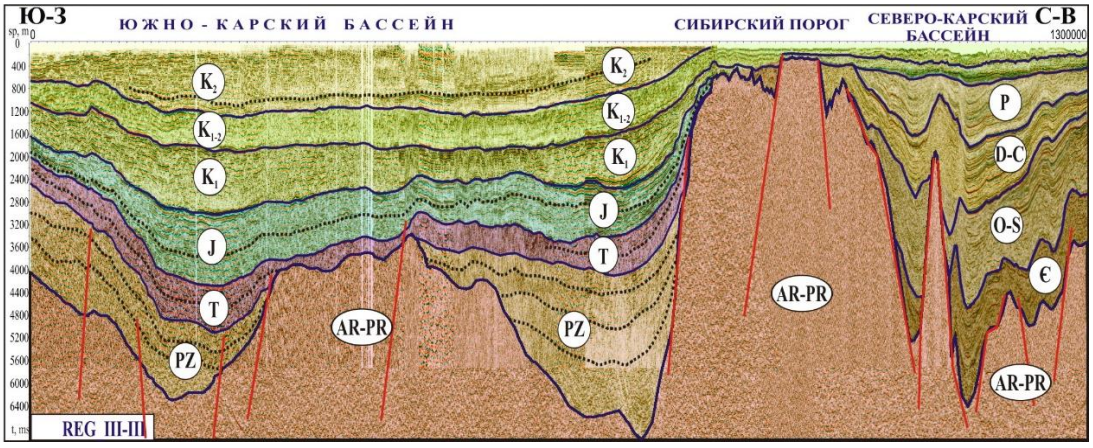


Рис. 2. Сейсмогеологическая характеристика Карского моря

ном отношении эта часть акватории выделена в составе Южно-Карской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В Южно-Карской НГО по аналогии с континентальной окраиной Западной Сибири наибольший интерес в отношении газоносности представляет апт-альб-сеноманский комплекс пород, в отношении жидких углеводородов – неокомские и юрские отложения. В настоящее время в Южно-Карской НГО открыто 7 месторождений, залежи углеводородов на которых контролируются антиклинальными структурами.

Согласно выполненной в ИНГГ СО РАН количественной оценке ресурсы УВ Южно-Карской НГО составляют 39 млрд т., в том числе локализованных ресурсов, сконцентрированных в выявленных поднятиях – 13.5 млрд т. [1].

Северная часть Карского моря представляет собой самостоятельную Северо-Карскую провинцию, на большей части которой перспективы нефтегазоносности связаны с палеозойскими осадочными комплексами.

На большей части Северо-Карского бассейна на временных разрезах четко фиксируется эрозионная поверхность, разделяющая палеозойские и маломощные мезозойские отложения, с которой в этом регионе связан крупный перерыв в осадконакоплении. Анализ сейсмических материалов позволяет выделить в палеозое 4–5 согласно залегающих сейсмогеологических комплексов, контролируемых энергетически-выраженными отражающими горизонтами.

В центральной части бассейна, где мощность палеозойских платформенных отложений достигает 13–15 км, палеозой представлен полной стратиграфической шкалой от кембрия до перми включительно. В этой зоне под эрозионную поверхность выходят наиболее молодые пермские отложения. По направлению к бортовым частям бассейна мощность осадочного чехла сокращается и возраст выходящих под эрозионную поверхность пород последовательно возрастает (см. рис. 2).

На северо-западе Северо-Карский бассейн граничит с Баренцевоморским бассейном, в котором нефтегазоносность связана с триас-юрскими отложениями (Штокмоновское, Муромцевское и др. месторождения). Северо-западная часть Карского моря является продолжением Баренцевоморского бассейна, и в этой зоне на временных разрезах выделяются палеозойский, триасовый, юрский и меловой осадочные сейсмокомплексы, которые хорошо коррелируются с Баренцевоморским разрезом (см. рис. 2).

С сейсмостратиграфических и структурно-тектонических позиций Северо-Карский бассейн является перспективным в отношении нефтегазоносности. В этой части акватории в различных осадочных комплексах выделяются крупные поднятия и депрессия – зоны нефтегазообразования и нефгазонакопления; антиклинальные, структурно-тектонические, структурно-стратиграфические, структурно-литологические и тектонически экранированные ловушки, способные концентрировать значительные объемы УВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Контрович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. Историко-геологическое моделирование процессов нафтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179–1226.
2. Конторович В.А., Конторович А.Э. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа Карского моря // Доклады РАН. – 2019. – Т. 489. – № 3. – С. 272–276.

УДК [502.7:553.98]: 005.591.43 (282.256.6)
DOI 10.53954/9785604990070_105

МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ ДЛЯ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ, ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА ТЕРРИТОРИИ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НГП

А.Э. Конторович, Е.Н. Кузнецова, Е.В. Белова, А.О. Гордеева, Л.Н. Константинова, Р.В. Маринов, С.А. Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Подведены итоги состояния лицензирования пользования недрами для поиска, разведки, геологического изучения и добычи углеводородного сырья на территории Лено-Тунгусской НГП в период с 2006 по 2023 гг. По результатам мониторинга за этот период абсолютными лидерами по количеству действующих лицензий стали компании ООО «Иркутская нефтяная компания» (ООО «ИНК»), ПАО НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Сургутнефтегаз».

Ключевые слова: *Лено-Тунгусская НГП, Иркутская область, Красноярский край, Республика Саха (Якутия), лицензированные, недропользование, мониторинг*

EXPLORATION AND PRODUCTION LICENSING MONITORING FOR PROSPECTING, GEOLOGICAL EXPLORATION AND HYDROCARBON PRODUCTION WITHIN THE LENA-TUNGUSKA PETROLEUM PROVINCE

A. Kontorovich, E. Kuznetsova, E. Belova, A. Gordeeva, L. Konstantinova, R. Marinov, S. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The results of the licensing of the use of subsurface resources for prospecting, exploration, geological exploration and production of hydrocarbons on the territory of the Leno-Tunguska Oil and gas province in the period from 2006 to 2023 have been summarized. According to the results of monitoring during this period, the absolute leaders in the number of valid licenses were the companies LLC Irkutsk Oil Company (INC LLC), Rosneft PJSC, Gazprom OJSC, Surgutneftegaz OJSC.

Key words: *Lena-Tunguska Oil and gas province, Irkutsk region, Krasnoyarsk Territory, Republic of Sakha (Yakutia), licensed, subsoil use, monitoring*

В современной России базовые понятия, регулирующие вопросы эксплуатации недр, закреплены в Законе РФ № 2395-1 «О недрах», 1992 г. В 2005–2008 гг. Министерство природных ресурсов РФ утвердило Федеральную «Программу…» для ресурсного обеспечения трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий Океан» [1]. Принятые законодательные документы дали старт процессу недропользования за счет средств частных инвесторов на территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (ЛТ НГП).

Коллектив ИНГГ СО РАН под руководством А.Э. Конторовича принял активное участие в деле лицензированию недр. Так, например, по результатам договорных работ в 2006 г. с ПАО НК «Роснефть» была предложена карта лицензирования центральных и южных районов ЛТ НГП, которая использовалась при подготовке окончательной редакции «Программы…» и до сегодняшнего дня является основой планирования лицензионной деятельности государства.

При создании карты рассматриваемая территория ЛТ НГП была разделена на совмещенные ячейки (участки недр), часть из которых уже находилась в распределенном фонде, как правило, это участки с открытыми месторождениями, что и определяло их размер и конфигурацию. На территории нераспределенного фонда недр границы проводились по следующим правилам: участок не должен рассекать ранее выявленные либо оцененные структуры, в административном положении должен принадлежать одной территориальной единице, не должен разделяться крупными реками, и т.д. Предполагалось, что первоначально участок недр будет передаваться компаниям для поиска и разведки сроком на 5 лет. Первые 1–1,5 года займет организационная деятельность: выполнение технико-экономических проектов, поиск подрядчиков, подготовительные работы. За оставшееся время с учетом природных условий за один полевой сезон реально выполнить 500–700 км сейсмических работ 2D. Для того, чтобы в результате плотность сейсмических наблюдений приблизилась к 1–1,5 км/км^2 площадь участка не должна превышать 3 тыс. км^2.

Согласно карте 2006 года в распределенном фонде недр (РФН) находилось всего 88 участков (рис. 1). Из них в Красноярском крае – 38, Иркутской области – 38, В Республике Саха (Якутия) – 12.

© А.Э. Конторович, Е.Н. Кузнецова, Е.В. Белова, А.О. Гордеева, Л.Н. Константинова, Р.В. Маринов, С.А. Моисеев, 2023

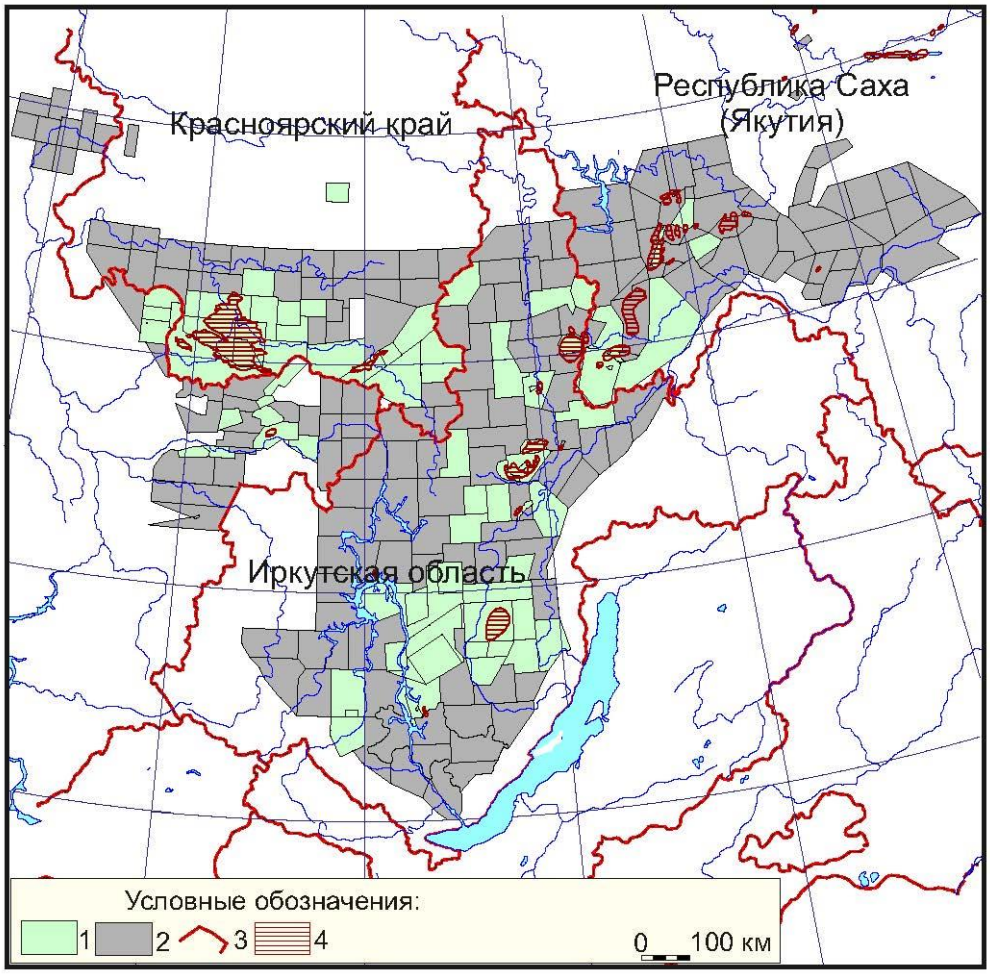


Рис. 1. Обзорная карта лицензирования по состоянию на декабрь 2006 г.

Условные обозначения: 1 – лицензионные участки распределённого фонда недр, 2 – участки нераспределённого фонда недр, 3 – административные границы, 4 – месторождения.

К концу 2023 в государственном реестре числится 261 участок недр (рис. 2). В том числе в Красноярском крае – 72, в Иркутской области – 105, в Республике Саха (Якутия) – 84, действующие лицензии.

В 2006 году в качестве недропользователей была зарегистрирована 41 компания, из них наиболее крупными по количеству действующих лицензий в Иркутской области были ООО «ИНК» – 5 участков недр и ПАО НК «Роснефть» – 4; в Красноярском крае – ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» – 8 и ПАО «Газпром» – 5; в Республике Саха (Якутия) – только ПАО «Сургутнефтегаз» – 5. В Иркутской области на долю крупных компаний приходилось 33% от всей площади РФН субъекта; в Красноярском края – 57%; в Республике Саха (Якутия) – 92%.

К концу 2023 года абсолютными лидерами по количеству действующих лицензий стали компании ООО «ИНК» – 48 участков недр, ПАО НК «Роснефть» – 37, ПАО «Газпром» – 31, ПАО «Сургутнефтегаз» – 24. В Иркутской области по-прежнему больше участков у ООО «ИНК» – 23 и ПАО НК «Роснефть» – 16. В Красноярском крае опережающими темпами получают лицензии ООО «ИНК» – 19, ПАО «Газпром» – 10. На территории Республики Саха (Якутия) неизменно большее количество участков принадлежит ПАО «Сургутнефтегаз» – 21, но выросла доля ПАО НК «Роснефть» – 16 и ПАО «Газпром» – 12. Изменилось соотношение доли площади участков недр, принадлежащих крупным компаниям, от всей площади РФН субъекта и составила примерно 50% для всех субъектов.

Начиная с 2004 года усилиями недропользователей открыто 67 месторождений нефти и газа. В Иркутской области открыто 36 месторождений, в Красноярском крае – 10, на территории Республике Саха (Якутия) – 21. ООО «ИНК» открыла 14 месторождений, ПАО НК «Роснефть» – 8, ПАО «Газпром» – 7, ПАО «Сургутнефтегаз» – 6.

В ИНГГ СО РАН на постоянной основе с 2016 г. ведется мониторинг состояния лицензирования пользования недрами. Из открытых источников отслеживается: результаты конкурсов и аукционов на

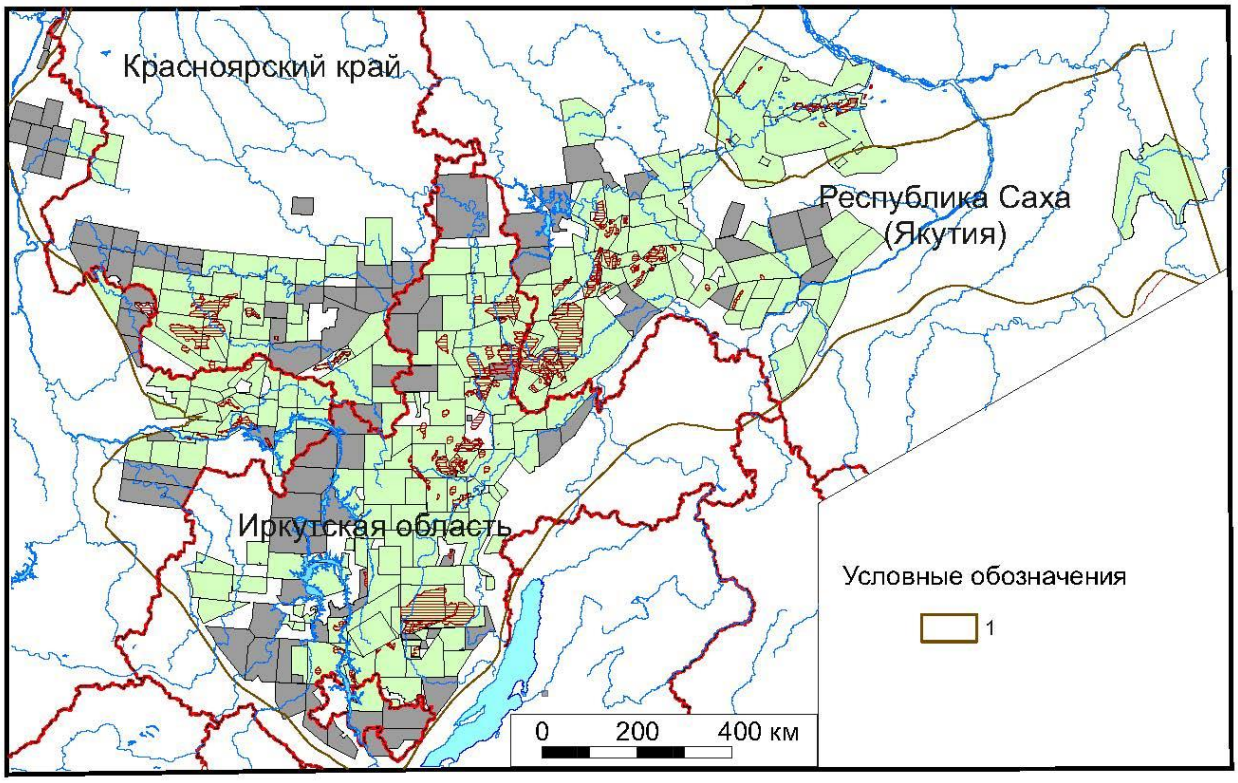


Рис. 2. Обзорная карта лицензирования по состоянию на декабрь 2023 г.

Условные обозначения: 1 – границы Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Остальные усл. обозн. см. на рис. 1

пользование участками недр; динамика выдачи и аннулирования действующих лицензий, движение компаний на рынке недропользования, открытие месторождений нефти и газа и др.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ/ РНФ/ Проекта №… (по необходимости)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Программа геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). – Новосибирск-Москва, 2005–2008. – 55 с. Приказ № 219 МПР РФ от 29 июля 2005 года «Об утверждении программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)».

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_108

НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

А.Э. Конторович, С.А. Моисеев, П.И. Сафронов, Л.М. Бурштейн, А.О. Гордеева, И.А. Губин, Л.Н. Константинова, В.А. Конторович, Е.Н. Кузнецова, Т.М. Парфенова, А.М. Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. На основании анализа геолого-геофизических данных приведена обновленная схема нефтегазогеологического районирования Лено-Тунгусской НГП, рассмотренная в работе «Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия)» в 2017 году. Предложено Северо-Алданскую НГО разделить на Алдано-Майскую, Алданскую и Средне-Ленскую НГО. Северная и восточная граница Средне-Ленской НГО проводится по южной границе «Великой Сибирской системы кембрийских барьерных рифов». Уточнены контуры Центрально-Тунгусской, Западно-Вилюйской, Присаяно-Енисейской и Ангаро-Ленской НГО. Выделены Ванаварский и Нижнеангарский самостоятельные нефтегазоносные районы. Приведена оценка ресурсов углеводородов.

Ключевые слова*: нефтегазогеологическое районирование, Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция, оценка ресурсов углеводородов.*

OIL AND GAS GEOLOGICAL ZONING OF THE LENA-TUNGUSKA PETROLEUM PROVINCE

A. Kontorovich, S. Moiseev, P. Safronov, L. Burshtein, A. Gordeeva, I. Gubin, L. Konstantinova, V. Kontorovich, E. Kuznetsova, T. Parfenova, A. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. Based on the analysis of geological and geophysical data, a refined scheme of oil and gas geological zoning of the Lena-Tunguska petroleum province was proposed, considered in the article “Oil and gas geological zoning of the Siberian Platform (refined version)” in 2017. It was proposed to divide the North Aldan petroleum area into Aldan-Maya, Aldan and Middle-Lena petroleum areas. The northern and eastern border of the Middle-Lena petroleum area is traced along the southern border of the “Great Siberian system of Cambrian barrier reefs”. The contours of the Central Tunguska, West Vilyui, Sayan-Yenisei and Angara-Lena petroleum districts have been clarified. The Vanavara and Lower Angara independent petroleum regions have been identified. An assessment of hydrocarbon resources is given.

Key words: *oil and gas geological zoning, Lena-Tunguska petroleum province, assessment of hydrocarbon resources.*

Долгое время считалось, что при нефтегазогеологическом районировании геологической базой является тектоническое районирование территории [1, 2]. Первым на нестрогую тождественность тектонического и нефтегазогеологического районирования обратил внимание В.Д. Наливкин. В.Е. Савицкий также показал, что не меньшее значение имеет литолого-фациальное районирование [3].

В современных условиях при уточнении нефтегазогеологического районирования стремились максимально последовательно проводить сочетание этих принципов, что особенно важно при разработке стратегии и тактики лицензирования недр и программ проведения геологоразведочных работ.

В рамках такого подхода нефтегазогеологическое районирование имеет целью выделение территорий, в пределах которых объектами поисков и разведки должны являться единые стратиграфические комплексы, классы перспективных на нефть и газ земель должны характеризоваться сходными по всей территории объекта геологическим строением, историей геологического развития, закономерностями локализации в разрезе и на площади залежей нефти и газа, типами залежей и фазовым состоянием углеводородов в них.

В 2017 году была опубликована работа «Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия)» [4] где был реализован такой подход. В частности, предлагается выделить Центрально-Тунгусскую НГО, в состав которой вошли Сюгджерская и северная часть Катангской НГО. Южная часть Катангской НГО была включена в состав Непско-Ботуобинской НГО. Южную границу Северо-Тунгусской НГО предлагается провести по южной границе распространения системы барьерных рифовых построек кембрия. Анализ новейших материалов по геологии и нефтегазоносности Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО показал, что перспективы нефтегазоносности мезозоя в них ограничены и их следует включать в состав Лено-Тунгусской НГП.

© А.Э. Конторович, С.А. Моисеев, П.И. Сафронов, Л.М. Бурштейн, А.О. Гордеева, И.А. Губин, Л.Н. Константинова, В.А. Конторович, Е.Н. Кузнецова, Т.М. Парфенова, А.М. Фомин, 2023

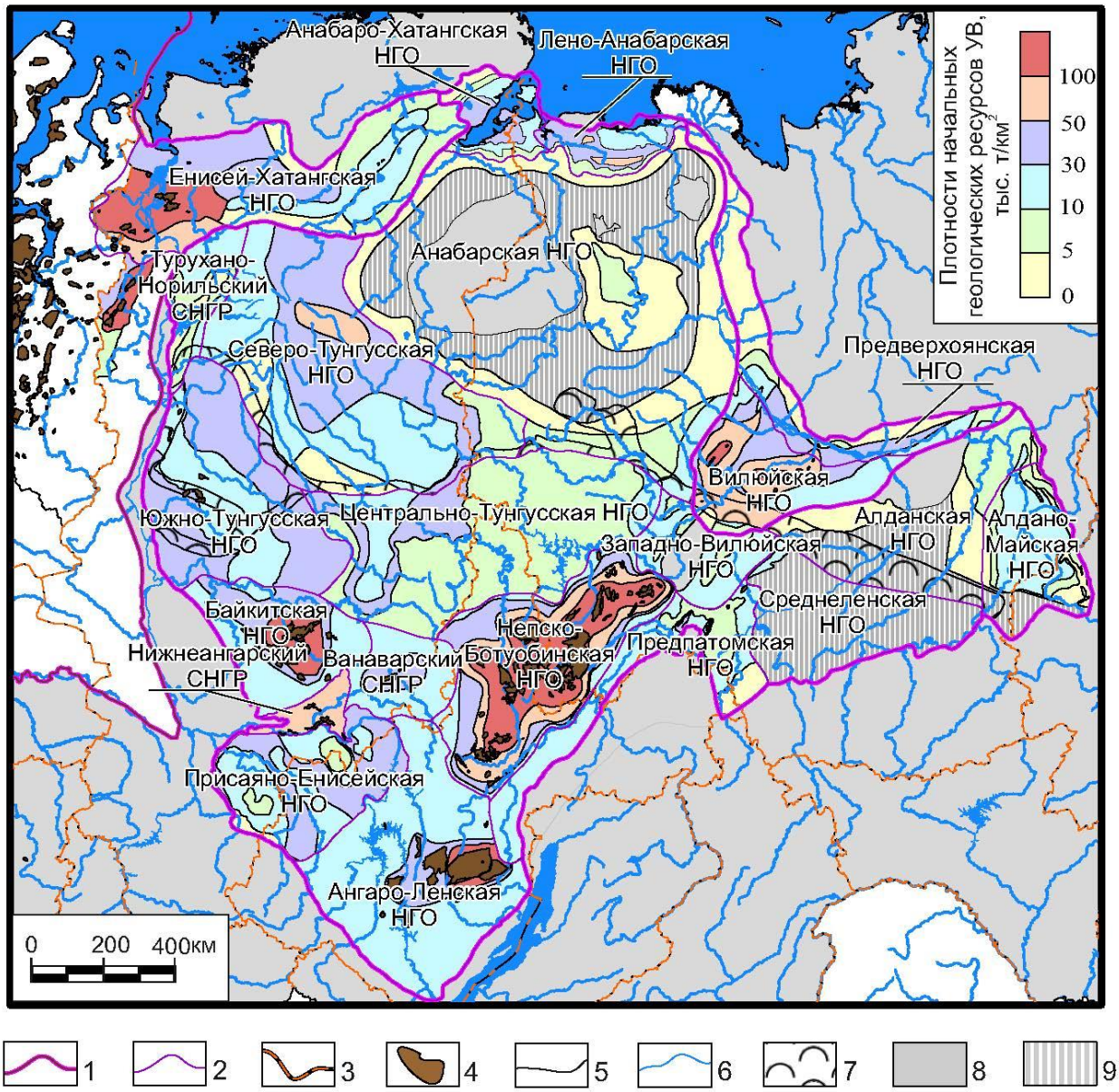


Рис. 1. Карта перспектив нефтегазоносности Лено-Тунгусской НГП

Условные обозначения: 1 – границы нефтегазоносных провинций, 2 – границы нефтегазоносных областей и самостоятельных нефтегазоносных районов, 3 – административные границы Российской Федерации, 4 – месторождения, 5 – береговая линия морей, 6 – гидросеть, 7 – зона развития ранне-среднекембрийского рифового комплекса, 8 – бесперспективные территории, 9 – территории возможно перспективные на вязкие нефти и битумы, количественно не оцениваемые

Полученный в последние годы геолого-геофизический материал позволил значительно уточнить схему нефтегазогеологического районирования Лено-Тунгусской НГП 2017 года. Региональные и поисково-разведочные работы показали, что территория Лено-Тунгусской НГП отчётливо разделяется на две субпровинции. В центральных и южных районах в кембрии развит солеродный бассейн. Основными объектами разведки здесь являются карбонатные и терригенные отложения рифея, венда и кембрия. На севере и востоке Лено-Тунгусской НГП в кембрии развиты породы открытого моря, где на куонамской нефтематеринской формации залегают клиноформные карбонатные отложения. Этот комплекс может стать основным объектом поисково – разведочных работ в северных и восточных районах Лено-Тунгусской НГП. Границей между этими территориями является система рифовых построек, прослеженных по всей территории Лено-Тунгусской провинции, которую А.Э. Конторович в 2016 году назвал «Великая Сибирская система кембрийских барьерных рифов».

По материалам региональных геолого-геофизических работ Северо-Алданскую НГО предложено разделить на Алдано-Майскую, Алданскую и Средне-Ленскую НГО. Северная и восточная граница

Средне-Ленской НГО проводится по южной границе «Великой Сибирской системы кембрийских барьерных рифов». Основным объектом геологоразведочных работ в Алдано-Майской НГО должны стать рифейские отложения. Были уточнены контуры Центрально-Тунгусской, Западно-Вилюйской, Присаяно-Енисейской и Ангаро-Ленской НГО. Выделены Ванаварский и Нижнеангарский самостоятельные нефтегазоносные районы.

Из состава перспективных на нефть и газ территорий исключена часть Предпатомской НГО, представленная Байкало-Патомской складчатой областью.

На основе подготовленного нефтегазогеологического районирования выполнена оценка перспектив нефтегазоносности Лено-Тунгусской и Лено-Вилюйской нефтегазоносных провинций.

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы / А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. – Новосибирск, СНИИГГиМС, 1975. – С. 4–21.
2. Конторович А.Э. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы / А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев // Геология нефти и газа. – 1976. – № 2. – С. 6–16.
3. Савицкий В.Е. Кембрий Сибирской платформы (Юдомо-Оленекский тип разреза. Куонамский комплекс отложений) / В.Е. Савицкий, В.М. Евтушенко, Л.И. Егорова, А.Э. Конторович, Ю.Я. Шабанов // Тр. СНИИГГиМСа. – Вып. 130. – М.: Недра, 1972. – 200 с.
4. Конторович А.Э. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.И. Вальчак., И.А. Губин, А.О. Гордеева, Е.Н. Кузнецова, В.А. Конторович, С.А. Моисеев, М.Ю. Скузоватов, А.М. Фомин // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. Сборник материалов. – Новосибирск: СГУГиТ, 2017. – Т. 1. – С. 57–64.

УДК 551.8+553.3/.9
DOI 10.53954/9785604990070_111

ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ В КЕМБРИИ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

А.Э. Конторович[1], А.М. Фомин[1], С.А. Моисеев[1, 2], И.А. Губин[1], Е.Н. Кузнецова[1]

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
[2] Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск

Аннотация. Приведены две палеогеографические карты для кембрия Сибирской платформы: на тойонский и майский века и дана их краткая характеристика.

Ключевые слова. *Сибирская платформа, палеогеография, нижний и средний кембрий.*

PALEOGEOGRAPHY OF THE SIBERIAN PLATFORM IN THE CAMBRIAN AND ITS INFLUENCE ON OIL AND GAS POTENTIAL

A. Kontorovich[1], A. Fomin[1], S. Moiseev[1, 2], I. Gubin[1], E. Kuznecova[1]

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
[2]Novosibirsk National Research State University

Annotation. In this study we present two paleogeographic maps of the Siberian Platform for the Cambrian deposits (Toyonian and Mayan ages) and give their brief characteristics.

Key words: *Siberian Platform, paleogeography, Lower and Middle Cambrian*

ВВЕДЕНИЕ

Масштабные исследования кембрийских отложений Сибирской платформы, нацеленные на разработку стратиграфической основы для изучения потенциально нефтегазоносных рифовых образований, начались в СНИИГГиМСе в 1970-х гг. по инициативе А.Э. Конторовича и В.Е. Савицкого. Комплексные работы проводились совместно с производственными организациями «Ленанефтегазгеология», «Якутскгеофизика», «АЛРОСА»; была получена информация, способствовавшая определению глубин палеобассейна, установлению этапности, масштабов и характера кембрийского рифообразования, оценке роли тектонических и других факторов в формировании морфоструктуры бассейна и фациального разнообразия отложений, выявлению перерывов в осадконакоплении и т.д.

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для кембрийских отложений Сибирской платформы в середине XX века геологоразведочными работами было выявлено два принципиально различных типа седиментации: бессолевая карбонатная, черносланцевая (куонамская) и эвапоритовая, галогенно-карбонатная. Было установлено существование между ними седиментационного барьера – барьерно-рифовой системы. Поначалу эта система выделялась только на западе Якутии под названием Западно-Якутская система барьерных рифов. А.Э. Конторович, В.Е. Савицкий [1] протянули ее до меридиана Енисея под Курейской синеклизой. Уже в конце XX века А.Э. Конторович с соавторами показал, что эта система барьерных рифов протягивается на юг до южной оконечности Енисейского кряжа [2]. В 2015 году А.Э. Конторович предложил выделить ее как единый самостоятельный объект и назвать Великой Сибирской системой кембрийских барьерных рифов. В этой системе можно обособить 1) Западно-Якутский, 2) Красноярский и 3) Предъенисейский барьерные рифовые комплексы (показаны цифрами в кружках) (рис. 1).

Морской режим седиментации на всей территории Сибирской платформы установился в венде. Он сопровождался накоплением терригенных, карбонатных, местами сульфатных осадков.

Начиная с ботомского века четко оформилась следующая фациальная зональность. Центральную и южную часть бассейна занимала огромная солеродная лагуна. Она была отгорожена от открытого моря на юге горными и холмистыми сооружениями Северо-Азиатского кратона, а на всей остальной территории – системой барьерных рифов.

На внешнем шельфе за пределами барьерного рифа в непосредственной близости от него формировались осадки, образованные обломочным материалом, образованным при разрушении рифовой системы. Далее, в более глубоководной «голодной» части бассейна накапливались планктоно-, архее- и бактериогенные илы, которые при литификации образовывали кероген-глинисто-кремнисто-карбонат-

© А.Э. Конторович, А.М. Фомин, С.А. Моисеев, И.А. Губин, Е.Н. Кузнецова, 2023

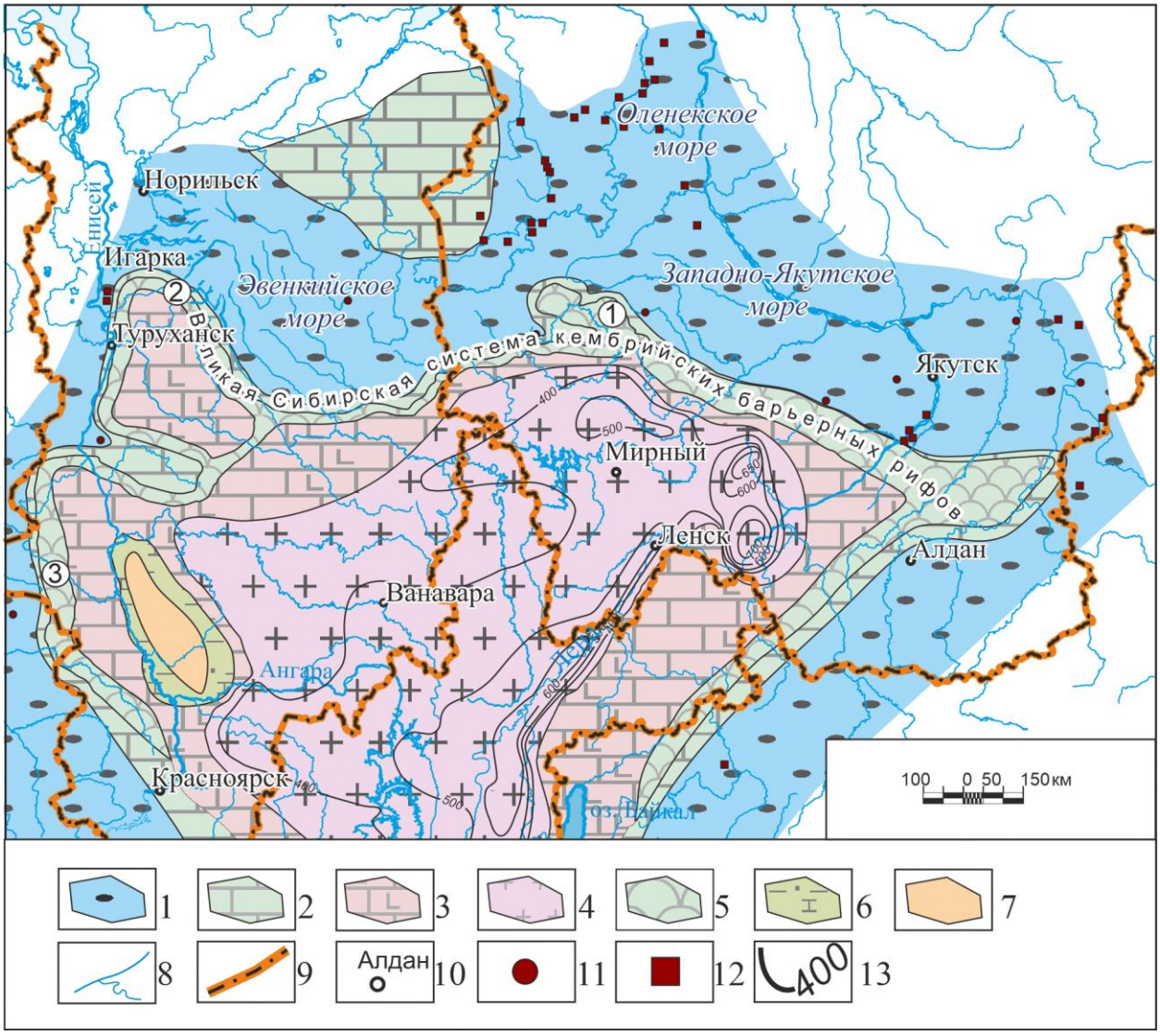


Рис. 1. Палеогеографическая карта Лено-Тунгусской НГП. Тойонский век, Є□

1 – открытое море, относительно глубокое (область накопления преимущественно биогенных илов), 2 – мелкое море (область накопления карбонатных илов), 3 – внутренний эпиконтинентальный морской бассейн (область накопления сульфатно-карбонатных илов), 4 – внутренний эпиконтинентальный морской бассейн с повышенной солёностью вод (накопление галитовых, местами сильвинитовых илов), 5 – области развития системы барьерных рифов, разделяющих открытое море и внутренний эпиконтинентальный бассейн с повышенной солёностью вод, 6 – прибрежная зона моря (литораль, сублитораль) с пониженной солёностью вод (накопление песчано-глинистых и карбонатных илов), 7 – равнина, всхолмлённая суша, 8 – гидросеть, 9 – границы субъектов РФ, 10 – города, 11 – скважины вскрывшие куонамскую свиту и её аналоги, 12 – обнажения куонамской свиты, 13 – изопахиты чарских солей.

ные породы. Такие осадки формировались к востоку от Западно-Якутского барьера в Западно-Якутском и Оленекском открытых морях и зажатым между Анабарской и Тунгусской карбонатными платформами Эвенкийским морем. Обогащенные аквагенным органическим веществом илы этих морей давали начало обладающим высоким генерационным потенциалом нефтегазопроизводящим породам. Особенностью осадконакопления в этих бассейнах являлось формирование не только протокерогенных, а и кремнистых, кремнисто-карбонатных и карбонатных илов. Поэтому в разрезе куонамской свиты происходит сложное чередование карбонатных, кремнистых и обогащенных аквагенным органическим веществом кероген-глинисто-кремнисто-карбонатных пачек и пластов. В описанных окраинных морях формировались также одиночные рифы и небольшие рифовые системы.

В начале майского века в связи со снижением уровня моря Великая кембрийская система барьерных рифов вышла на дневную поверхность. На огромной территории бывшего солеродного бассейна и окаймлявшей его системы рифовых барьеров сформировалась суша, которая начала подвергаться разрушению и денудации (рис. 2).

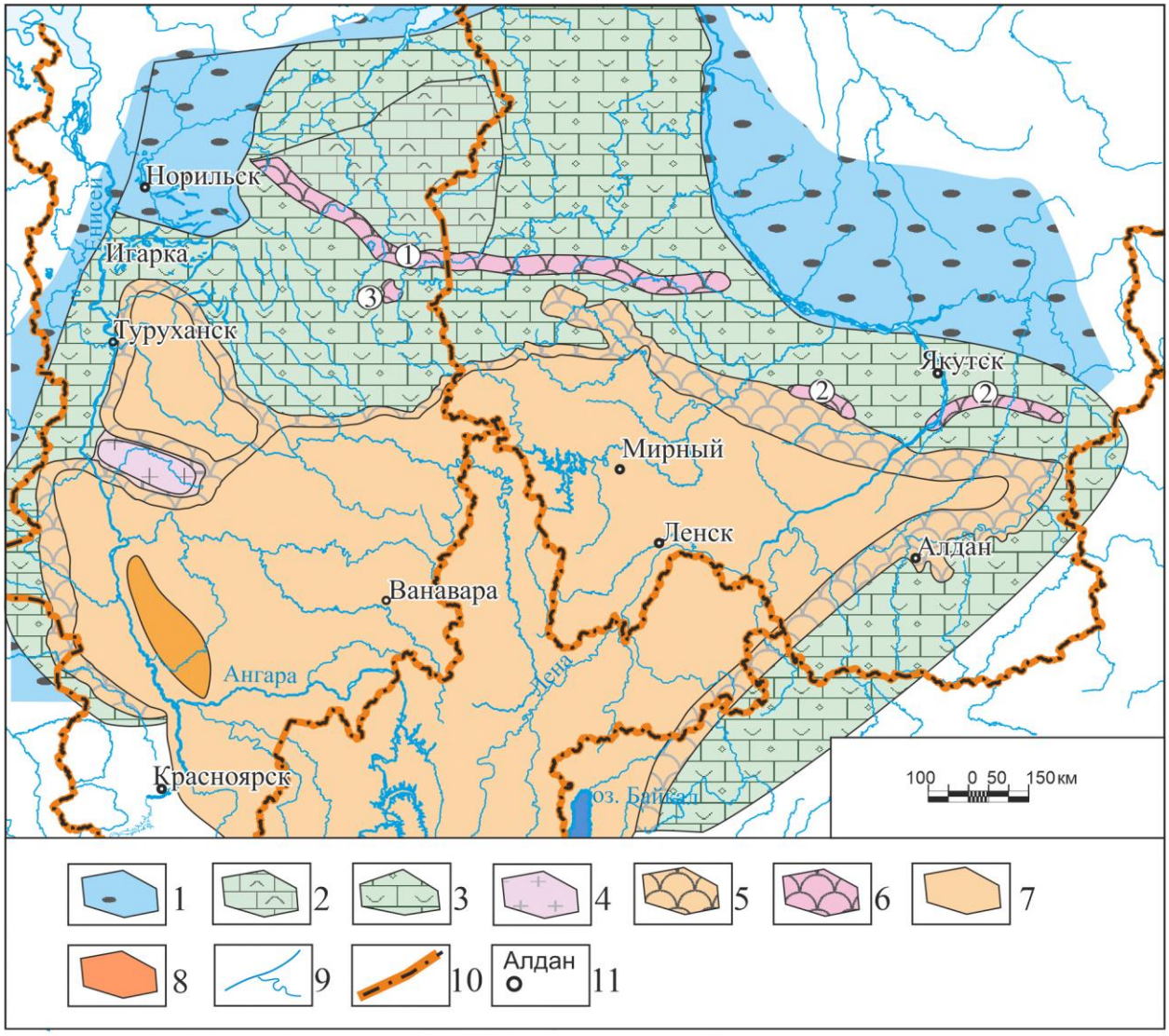


Рис. 2. Палеогеографическая карта Лено-Тунгусской НГП. Майский век, $Є_2$

1 – открытое море, относительно глубокое (область накопления преимущественно биогенных илов), 2 – пересыхающие отмели, бары (область накопления хемогенно-биогенных карбонатных илов), 3 – проградирующий подводный склон мелкого моря (область накопления известковых илов и силикатно-карбонатные турбидиты), 4 – морской залив с повышенной солёностью вод (накопление галитовых и сульфатно-карбонатных илов), 5 – область развития ботомско-амгинских барьерных рифов, погребенных под майскими отложениями, 6 – область развития Чукукского (1), Танхайско-Устьмильского (2) рифовых комплексов и Мойероканская рифовая банка (3), 16 – засолоненная равнина, периодически заливаемая морем (пестроцветные доломитовые мергели соле- и сульфатсодержащие, глинистые доломиты и известняки), 8 – область денудации, 9 – гидросеть, 10 – границы субъектов РФ, 11 – города.

В результате в открытых Западно-Якутском, Оленекском и Эвенкийском морях начали формироваться клиноформно построенные осадочные толщи обломочных органогенных карбонатов майского, возможно и позднекембрийского возраста. Впервые на клиноформное строение осадочных образований, заполнявших «голодный» Западно-Якутский бассейн тойонского и амгинского веков обратил внимание и детально охарактеризовал в ряде работ С.С. Сухов [3 и др.].

Морской режим седиментации на всей территории Сибирской платформы установился в венде. Он сопровождался накоплением терригенных, карбонатных, местами сульфатных осадков.

Наличие в разрезе мощной куонамской нефтегазопроизводящей толщи и перекрывающей ее клиноформной толщи, которая создает серию перспективных нефтегазовых резервуаров, создало благоприятные предпосылки для формирования залежей нефти и газа.

Помимо накопления обломочного происхождения клиноформно построенных осадков в морях майского века продолжали развиваться системы барьерных рифов и одиночные рифы, которые также могли являться ловушками и системами ловушек (зонами нефтегазонакопления) нефти и газа.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Комплекс куонамских и перекрывающих их клиноформных отложений является принципиально новым объектом поисков и разведки залежей нефти и газа в Восточной Сибири. Наличие в разрезе мощной куонамской нефтегазопроизводящей толщи и перекрывающей ее клиноформной толщи, которая создает серию перспективных нефтегазовых резервуаров, создало благоприятные предпосылки для формирования залежей нефти и газа.

Помимо накопления обломочного происхождения клиноформно построенных осадков в морях майского века продолжали развиваться системы барьерных рифов и одиночные рифы, которые также могли являться ловушками и системами ловушек (зонами нефтегазонакопления) нефти и газа.

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э. К палеографии Сибирской платформы в раннюю и среднюю кембрийские эпохи / А.Э. Конторович, В.Е. Савицкий // Вопросы литологии и палеографии Сибири. Тр. СНИИГГиМСа. Вып. 106. – Новосибирск, 1970. – С. 95–108.
2. Конторович А.Э. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А.Э. Конторович, С.Ф. Бахтуров, А.К. Башарин, С.Ю. Беляев, Л.М. Бурштейн, А.А. Конторович, В.А. Кринин, А.И. Ларичев, Ли Году, В.Н. Меленевский, И.Д. Тимошина, Г.С. Фрадкин, А.В. Хоменко // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676–1693.
3. Сухов С.С. Депрессионный комплекс нижнего и среднего кембрия востока Сибирской платформы / С.С. Сухов, В.С. Переладов // Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии. – Новосибирск. – Тр. СНИИГГиМС. – Вып. 270. – 1979. – С. 50–60.

УДК 550.8.013 (571.12)
DOI 10.53954/9785604990070_115

ИНТЕГРИРОВАННАЯ ЦИФРОВАЯ МОДЕЛЬ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.Г. Копытов, А.А. Сидоров

АУ ХМАО-Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана», Ханты-Мансийск, Тюмень

Аннотация. В работе излагается подход к созданию детальной региональной модели строения осадочного чехла по территории Западной Сибири. Математическим ядром технологии является вариационно-сеточный метод геокартирования, а автоматизация расчетов достигается за счет использования объектно-иерархического подхода. Итоговая интегрированная цифровая модель состоит из детального структурного каркаса, куба коэффициента песчанистости, 3D температурной модели осадочного чехла и геохимической модели баженовского интервала разреза.

Ключевые слова: *цифровой структурный каркас, региональное картирование, вариационно-сеточный метод.*

INTEGRATED DIGITAL MODEL OF THE SEDIMENTARY COVER OF THE CENTRAL PART OF WESTERN SIBERIA

A.G. Kopytov, A.A. Sidorov

Khanty-Mansiysky Autonomous Okrug – Yugra V.I. Shpilman Research and Analytical Center for Rational Use of the Subsoil, Khanty-Mansiysk, Tyumen

Annotation. The work outlines an approach to creating a detailed regional model of the structure of the sedimentary cover over the territory of Western Siberia. The mathematical core of the technology is the variational grid method of geological mapping, and automation of calculations is achieved through the use of an object-hierarchical approach. The final integrated digital model consists of a detailed structural framework, a sandiness coefficient cube, a 3D temperature model of the sedimentary cover and a geochemical model of the Bazhenov section interval.

Key words: *digital structural framework, regional geological mapping, variational-grid mapping method*

ВВЕДЕНИЕ

Развитие вычислительной техники, специализированного программного обеспечения и математических методов решения геологических задач, вместе с непрерывным накоплением геолого-геофизической информации вывели на качественно новый уровень возможности, связанные с региональным геолого-математическим моделированием. В Научно-аналитическом центре рационального недропользования им. В.И. Шпильмана (НАЦРН) работы в этом направлении ведутся уже 30 лет, и их результатом на сегодняшний момент является многомасштабная модель «Цифровой структурный каркас». Предпринимаются шаги в сторону ее развития до Интегрированной цифровой модели, описывающей совокупность различных физических, геологических и геохимических параметров.

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Модель в первую очередь нацелена на описание центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, тем не менее, отдельные ее элементы характеризуют строение осадочного чехла севера ЯНАО, юга Тюменской и севера Томской областей.

Математическим ядром цифровой модели, обеспечивающим построение структурного плана и расчет полей физических или геохимических параметров является хорошо зарекомендовавший себя вариационно-сеточный метод картирования [4, 5]. Он дает широкие возможности комплексирования исходной геолого-геофизической информации; использования в качестве исходных данных различных трансформант (комбинации первых и вторых производных) полей картируемых величин. В итоге для создания детальных региональных структурных моделей в построениях может использоваться максимально широкий спектр данных: увязанные и не увязанные результаты сейсмической интерпретации, скважинные данные, фрагменты сеток и карт в изолиниях, структурные карты по выше- и нижележащим горизонтам. Особые свойства бикубических B-сплайнов позволяют производить гладкую увязку решений для сеток разной детальности, что является основой для создания многомасштабных структурных моделей. Возможность введения в задачу картирования априорной информации о пространственном распределе-

© А.Г. Копытов, А.А. Сидоров, 2024

нии параметра непосредственно в виде дифференциальных уравнений в частных производных, позволяет моделировать поля физических свойств, таких как температура, давление и другие, с опорой на физические законы.

Масштаб задачи предполагает привлечение достаточного числа специалистов, ответственных за определенные блоки модели, и внедрение технологии, которая бы обеспечивала синхронизацию производимых с моделью операций и автоматизацию всего технологического цикла. Эта технология реализована в программе GST и основана на объектно-иерархическом подходе [7], который является разновидностью workflow-методов, широко применяемых для формализации описания различных процессов с целью их автоматизации.

Результаты. Цифровой структурный каркас начал формироваться в 2007 году в ходе работ, выполняемых в НАЦРН, по построению геологической модели юрского интервала разреза по территории Западной Сибири в рамках выполнения федерального заказа [1]. На настоящий момент он представляет собой постоянно действующую многомасштабную сеточную модель, описывающую структурные поверхности, карты толщин и границы распространения пластов и свит [6]. Она характеризует интервал разреза от подошвы юрского комплекса до кровли мела. В плане модель покрывает территорию ХМАО-Югры и прилегающие к ней районы, однако некоторые элементы модели – карты по юрскому интервалу разреза, опорные отражающие горизонты рассчитываются для всей территории Западной Сибири. В построениях используются результаты интерпретации данных более 2000 площадных сейсмических работ и более 10 000 поисково-разведочных скважин. Детальность модели достаточна для описания структурных форм размером порядка 1–2 км, надежно подтверждаемых данными 2D сейсморазведки. Для более изученных территорий, как правило, в пределах лицензионных участков недропользователей, охарактеризованных данными 3D сейсморазведки, создаются детализированные подмодели, фактически представляющие собой клон регионального каркаса, но построенного по более детальной сетке. Объектно-иерархический подход обеспечивает оперативность создания и конфигурации детализирующих подмоделей и их встройку в региональный каркас. В ходе выполнения субрегиональных и локальных построений детализированные подмодели были созданы по территориям Широтного Приобья, Юганской впадины, западной части фроловской впадины, Красноленинского свода.

Цифровой структурный каркас является основой проводимых Центром работ связанных, с госзаданием, федеральными и договорными тематиками. Так, в 2012 году на его основе производилось уточнение ресурсов УВ по Западной Сибири, а в 2016 году – оценка генерационного потенциала Баженовской свиты [2].

В ходе работ по оценке генерационного потенциала баженовской свиты, для обоснования пространственного распределения геохимических параметров, а также для определения степени преобразованности органического вещества была реализована температурная квази 3D модель региона, основанная на подходе А.Р. Курчикова [3]. Для уточнения пространственного распределения коэффициентов теплопроводности и температуропроводности по данным интерпретации кривых ГИС по всему стволу скважины (более 1000 скважин на данный момент) был построен куб коэффициента песчанистости.

Ввиду зависимости геохимических характеристик от температурного, литологического и структурного факторов, было принято решение об объединении цифрового структурного каркаса с литологической и температурной моделями, а также с геохимической моделью для баженовского интервала. Это положило начало «Интегрированной цифровой модели» региона, которая с опорой на структурный каркас характеризует поля физических, геологических и геохимических свойств. Эта модель также является постояннодействующей, поскольку все ее элементы включены в единый технологический цикл, обеспечивающий автоматическое обновление модели при изменении, добавлении исходных данных, а также при корректировке параметров расчетов.

Заключение. В Научно-аналитическом центре рационального недропользования им. В.И. Шпильмана реализована технология создания региональных цифровых геологических моделей на основе подходов, обеспечивающих комплексирование исходных данных, а также автоматизацию расчетных процедур. Для этих целей в НАЦРН традиционно применяется отечественное программное обеспечение, в том числе, разработанное сотрудниками Центра.

На базе разработанных подходов создана постояннодействующая многомасштабная модель «Цифровой структурный каркас», которая является основой для «Интегрированной цифровой модели», характеризующей физические, геологические и геохимические свойства пород осадочного чехла.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волков В.А. Методика формирования цифровой модели нижне-среднеюрских отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / В.А. Волков, А.А. Сидоров, А.Н. Сидоров // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО, 2009. Т. 1. С. 87–100.

2. Волков В.А. Строение и генерационный потенциал баженовской свиты на территории центральной части Западной Сибири / В.А. Волков, Е.В. Олейник, Е.Е. Оксенойд, А.А. Сидоров // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2016, № 3. С. 79–97.
3. Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А.Р. Курчиков. М.: Недра, 1992. – 231 с.
4. Плавник А.Г. Обобщенная сплайн-аппроксимационная постановка задачи картирования свойств геологических объектов / А.Г. Плавник. Геология и геофизика, 2010. Т. 51 (7). С. 1027–1037.
5. Плавник А.Г. К оценке достоверности картирования свойств геологических объектов в рамках сплайн-аппроксимационного подхода / А.Г. Плавник, А.Н. Сидоров. Сибирский журнал индустриальной математики. – 2012. – Т. XV. – № 1 (49). – С. 66–76.
6. Сидоров А.А. О формировании цифровой постоянно действующей структурной модели осадочного чехла Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А.А. Сидоров. Геология и Геофизика, 2022. Т. 63 (8). С. 1153–1166.
7. Сидоров А.А. Объектно-иерархический подход к созданию Workflow для задач геологического моделирования / А.А. Сидоров. Информационные Технологии и Вычислительные Системы. – 2022. – № 4. – С. 103–114.

УДК 550.3
DOI 10.53954/9785604990070_118

ВЛИЯНИЕ ФАКТОРА НЕОДНОРОДНОСТИ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

М.О. Коровин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Аннотация. На текущий момент основу мировой энергетики составляют ископаемые виды топлива. Специалисты обращают внимание на необходимость разработки методов интенсификации добычи и увеличения коэффициента извлечения нефти. Всё более актуальной становится проблема извлечения нефти из пластов-коллекторов. Поддержание уровней добычи нефти в условиях отсутствия открытия новых крупных залежей углеводородов определяет необходимость, наряду с вводом в разработку мелких и средних месторождений, возвращаться к ранее неосвоенным ресурсам и разрабатывать методику наиболее полного извлечения нефти с применением новых технологий и учётом геолого-геофизических параметров, ранее не принимаемых во внимание.

Ключевые слова: *коллектор, терригенный разрез, анизотропия, неоднородность, разработка месторождений нефти, коэффициент извлечения нефти*

HETEROGENEITY FACTOR INFLUENCE ON THE RESERVOIR PROPERTIES DISTRIBUTION

M. Korovin

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk

Annotation. Currently, the basis of global energy is fossil fuels. Experts draw attention to the need to develop methods for intensifying production and increasing the oil recovery factor. The problem of extracting oil from reservoirs is becoming more and more urgent. Maintaining oil production levels in the absence of the discovery of new large hydrocarbon deposits determines the need, along with the commissioning of small and medium-sized fields, to return to previously undeveloped resources and develop a method for the most complete extraction of oil using new technologies and taking into account geological and geophysical parameters not previously taken into account.

Key words: *reservoir, terrigenous formation, anisotropy, heterogeneity, oil field development, oil recovery factor*

Существенное влияние на коэффициент извлечения нефти (КИН) оказывает анизотропия фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных коллекторов. Несмотря на то, что в настоящее время большинство исследователей сходятся на том, что песчаные пласты-коллекторы являются неоднородными и уже в процессе осадконакопления формируются направления, являющиеся наиболее эффективными для потока флюида, при построении моделей продуктивных пластов показатели анизотропии практически не учитываются. Недоучет анизотропии на стадии создания проекта разработки и в процессе эксплуатации месторождений негативно отражается на нефтеотдаче и недостаточной выработке запасов. Для оптимизации и повышения эффективности эксплуатации месторождений необходимо обладать данными об анизотропии на всех этапах разработки.

Литолого-петрофизическая неоднородность пластов-коллекторов формирует эффекты анизотропии. Вариации текстурных и структурных особенностей пластов, ориентированных в пространстве влияют на анизотропию как на микроуровне, так и на макроуровне. Формирование этих особенностей наблюдается при изучении тектонических процессов, постседиментационных изменений и взаимодействии различных фациальных режимов. Дополнительно необходимо учитывать размер, сортировку и состав осадочного материала. Сортировка и размер зёрен зависят от энергетического потенциала, при котором происходило осадконакопление. Фациальные и тектонические особенности также формируют направление распределения свойств. Ориентировка зёрен кварца свидетельствует о распределении фациальных тел и направлении потока флюидов. В результате формируются области с повышенными и пониженными фильтрационно-ёмкостными свойствами.

Особенности строения пластов-коллекторов определяются по результатам восстановления тектонических и фациальных предпосылок. Такой анализ предполагает внесение изменений в геологическую модель и закономерности распределения фильтрационно-ёмкостных свойств. Это, в свою очередь, приводит к подбору комплекса наиболее эффективных методов увеличения коэффициента извлечения нефти. В некоторых случаях целесообразно изменить схему разработки объекта.

© М.О. Коровин, 2024

Литолого-стратиграфические пласты с различными фильтрационно-ёмкостными свойствами выделяются при помощи детального анализа каротажных данных. Дополнительно применяется анализ текстурных и гранулометрических особенностей образцов керна для выявления последовательности формирования фациальных обстановок и геологических тел.

Все полученные результаты анализа геолого-геофизических данных используются для создания объёмных геологической и гидродинамической моделей. В современном программном обеспечении можно наглядно посмотреть распределение свойств в трёхмерном пространстве, а также параметры добычи и фильтрации.

Анизотропия проницаемости является очень важным и комплексным фактором при выявлении закономерностей фильтрации флюидов. Характеризуется не только угловыми характеристиками, но и масштабом проявления.

Для терригенных коллекторов необходимо детально подходить к методике определения и применения параметров неоднородности. Обстановки осадконакопления контролируют вариации направлений фильтрации флюидов.

Определение параметров неоднородности по геофизическим исследованиям скважин находит своё подтверждение при анализе кернового материала и трассерных гидродинамических исследований скважин. С применением методики учёта параметров неоднородности удаётся достоверно прогнозировать фильтрационно-ёмкостные свойства и выявлять закономерности пространственного распределения этих свойств.

Реализация учёта эффектов неоднородности распределения фильтрационно-ёмкостных свойств позволяет сформировать детальные геолого-гидродинамические модели месторождений.

Учёт анизотропии проницаемости коллекторов в трёхмерном пространстве на разных стадиях эксплуатации месторождений позволяет осуществить планирование технико-экономических мероприятий, обеспечивающих увеличение нефтеотдачи и более полную выработку запасов продуктивных пластов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коровин М.О. Методика количественной оценки латеральной анизотропии фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных коллекторов на базе комплексного анализа геолого-геофизических данных: дис. канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2017. – 108 с.
2. Коровин М.О. Применение эффектов анизотропии проницаемости в гидродинамической модели на примере терригенного коллектора пласта $Ю_1^1$ // Известия Тульского государственного университета. Науки о земле = Proceedings of the Tula states university sciences of earth. – 2022 – № 1. – С. 294–302.
3. Коровин М.О. Особенности учёта анизотропии проницаемости верхнеюрских терригенных коллекторов на примере нефтяного пласта = Permeability anisotropy calculation features of the upper Jurassic terrigenous on the example of the oil formation // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. – 2022 – Т. 333 – № 4. – С. 151–156.
4. Коровин М.О. Применение эффектов анизотропии проницаемости в гидродинамической модели на примере терригенного коллектора пласта $Ю_1^М$ // Известия Тульского государственного университета. Науки о земле = Proceedings of the Tula states university sciences of earth. – 2022 – № 2. – С. 325–332.
5. Коровин М.О. Оценка качества расчёта анизотропии проницаемости на примере терригенного пласта = Quality calculation estimation permeability anisotropy on the example of a terrigenous formation // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. – 2022 – Т. 333 – № 7. – С. 38–44.
6. Коровин М.О. Особенности определения анизотропных параметров по результатам трассерных исследований пласта $Ю_1^1$ на примере нефтяного месторождения = Anisotropic parameters determining features from results of trasser studies J_1^1 formation on the example of the oil field // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. – 2022 – Т. 333. – № 8. – С. 85–90.

УДК 551.763
DOI 10.53954/9785604990070_120

НОВЫЕ ДАННЫЕ О ВОЗРАСТЕ И ПАЛЕООБСТАНОВКАХ УРГИНСКОЙ СВИТЫ В СТРАТОТИПИЧЕСКОМ РАЗРЕЗЕ (ОБНАЖЕНИЕ МИДДЕНДОРФА, ВОСТОЧНОЕ ЗАБАЙКАЛЬЕ)

И.Н. Косенко[1, 2], Е.Б. Пещевицкая[1], В.Д. Ефременко[1, 2], Е.К. Метелкин[1, 2], П.А. Ян[1, 2], А.П. Родченко[1], Б.Л. Никитенко[1, 2]

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
[2]Новосибирский государственный университет, Новосибирск

Аннотация. На основании изучения фауны и микрофоссилий возраст тургинской свиты в обнажении Миддендорфа определен как конец баррема–начало апта. Состав комплексов фауны и палиноморф позволяет коррелировать тургинскую свиту с формацией Исянь и низами формации Цзюфотан Северо-Восточного Китая. Результаты петрографического и геохимического анализов, а также изучения микрофоссилий показали, что отложения накапливались в мелководном озере со спокойной гидродинамикой, иногда в условиях дефицита кислорода. По составу спорово-пыльцевых комплексов восстановлены климатические условия (умеренно теплый климат, переходный к субтропическому) и тип растительности (хвойные леса с примесью лиственных пород).

Ключевые слова: *баррем, апт, тургинская свита, тургинский биоценоз, биота Джехол, Забайкалье.*

NEW DATA ON THE AGE AND PALAEOENVIRONMENTS OF THE TURGA FORMATION IN THE STRATOTYPIC SECTION (MIDDENDORF'S OUTCROP, EASTERN TRANSBAIKALIA)

I.N. Kosenko[1, 2], E.B. Pestschevitskaya[1], V.D. Efremenko[1, 2], E.K. Metelkin[1, 2], P.A. Yan[1, 2], A.P. Rodchenko[1], B.L. Nikitenko[1, 2]

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
[2]Novosibirsk State University, Novosibirsk

Annotation. The age of the Turga Formation in the Middendorf's outcrop is determined as latest Barremian–earliest Aptian based on fauna and microfossil assemblages. The composition of the fauna and palynomorph assemblages allows correlations between the Turga Formation and the Yixian Formation and lower part of the Jiufotang Formation of Northeast China. Results of the petrographic and geochemical analysis as well as microfossil studies showed that sediments accumulated in a shallow lake with low-energy hydrodynamics, sometimes under low-oxygen conditions. Climate features (warm temperate climate transitional to subtropical) and type of vegetation (coniferous forests with admixture of hardwoods) are reconstructed taking into consideration the composition of spore-pollen assemblages.

Key words: *Barremian, Aptian, Turga Formation, Turga biocenosis, Jehol Biota, Transbaikalia.*

Разрез тургинской свиты на р. Турга или «обнажение Миддендорфа» известен с середины XIX в. и является первым местонахождением мезозойской фауны в Забайкалье [1]. Отсюда были впервые описаны рыбы *Lycoptera middendorfii* Müller, ракообразные-конхостраки *Eosestheria middendorfii* (Jones) и насекомые *Ephemeropsis trisetalis* Eichwald, широко распространенные в нижнем мелу Восточной Азии. Из-за обилия рыб породы получили название «тургинские рыбные сланцы». Комплекс *Eosestheria–Ephemeropsis–Lycoptera* также известен из мезозоя Китая. Его значение для корреляции континентальных толщ было отмечено еще А. Грабау [2], который предложил для него термин «фауна Джехол». Позднее широкое распространение получил термин «биота Джехол» [3]. Всемирную известность биота Джехол получила в середине 1990-х годов, благодаря находкам оперенных динозавров, птиц и других позвоночных уникальной сохранности, сделанным в формациях Исянь и Цзюфотан на западе провинции Ляонин [4]. С этого времени формации Исянь и Цзюфотан являются одними из важнейших мезозойских лагерштеттов. В связи с этим возникла новая волна интереса к тургинской свите Восточного Забайкалья, как к возможному аналогу этих формаций [1].

Переизучение разреза тургинской свиты в «обнажении Миддендорфа» позволило получить новые данные по тафономии, возрасту и обстановкам осадконакопления [5]. Высокая степень сохранности рыб и конхострак позволяет рассматривать это местонахождение в качестве консервационного лагерштетта (рис. 1). Комплексы макро- (*Eosestheria–Ephemeropsis–Lycoptera*) и микрофауны (остракоды *Cypridea* ex gr. *subfacta* Zhang, *C.* ex gr. *vitimensis* Mand., *C.* ex gr. *foveolata* (Eg.), *Limnocypridea* ex gr. *grammi* Lub., *Alicenula* sp., *Ziziphocypris* sp.) указывают на баррем-аптский возраст, а находки пыльцы

© И.Н. Косенко, Е.Б. Пещевицкая, В.Д. Ефременко, Е.К. Метелкин, П.А. Ян, А.П. Родченко, Б.Л. Никитенко, 2024

Рис. 1. Различные типы сохранности рыб *Lycoptera middendorfii* в обнажении Миддендорфа. Длина масштабного отрезка 10 мм.

покрытосеменных позволяют уточнить его в пределах конца баррема – начала апта. Полученные данные о возрасте тургинской свиты позволяют сопоставлять ее с формацией Исянь и низами формации Цзюфотан Северо-Восточного Китая. В пользу такой корреляции свидетельствуют также очень низкие значения $\delta^{13}C_{орг}$ для органического вещества (ОВ) тургинской свиты, характерные также для формации Исянь и низов формации Цзюфотан и сопоставляемые с сегментом C_3 изотопной кривой для позднего баррема–позднего апта [6].

Литолого-петрографические исследования показали, что изученные отложения накапливались в озере с терригенно-глинистой седиментацией при участии вулканогенного и, в меньшей степени, биогенного материала. Медленные скорости осадконакопления и тонкий состав отложений в изученной части разреза свидетельствуют об отсутствии интенсивного поступления аллохтонного материала в озеро. Преобладающие в разрезе аргиллиты с тонкой ленточной слоистостью и характерными остатками рыб и конхострак хорошей сохранности накапливались в Тургинском озере в спокойной обстановке при отсутствии воздействия волн и биотурбации, с периодически возникавшими условиями дефицита кислорода. Вулканический материал поступал эпизодически в виде тонкой пирокластики, вероятно, кислого или среднего состава. Сходное литологическое строение и тафономические особенности ископаемых имеют классические разрезы формаций Исянь и Цзюфотан, откуда известны уникальные находки позвоночных. Это позволяет согласиться с идеей, что при масштабных вскрышных работах находки позвоночных, близкие по сохранности к китайским, могут быть сделаны и в тургинской свите Восточного Забайкалья [1].

Геохимический анализ ОВ показал, что для пород тургинской свиты характерны его высокие концентрации. Основным источником ОВ в изученном разрезе были богатые липидными компонентами пресноводные водоросли, значительный вклад в состав ОВ также привнесли бактериальная биомасса и высшая наземная растительность, в частности хвойные. Определяющую роль в формировании и сохранении обогащенных ОВ пород тургинской свиты сыграли слабо восстановительные дизоксидные условия в толще осадка; определенную роль также могла играть стратификация вод в бассейне в периоды цветения.

Биофациальный анализ споро-пыльцевых комплексов показывает, что растительность вокруг озера была преимущественно представлена хвойными лесами с примесью лиственных пород: гинкговых, цикадовых, первых покрытосеменных. Этот тип растительности прослеживается также на северо-востоке Монголии и в провинции Ляонин.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Российского научного фонда № 22-17-00228, https://rscf.ru/project/22-17-00228/, на базе ИНГГ СО РАН

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Синица С.М., Решетова С.А., Вильмова Е.С. Классические разрезы тургинской свиты Забайкалья как возможный аналог динозавровой формации Исянь провинции Ляонин Китая // Вестник ЗабГУ. – 2016. – Т. 22. – № 11. – С. 24–41.

2. Grabau A. Stratigraphy of China. Part 2. Mesozoic / A. Grabau. – Beijing: Geol. Surv. China, 1928. – 774 p.
3. Gu Z.-W. Jurassic and Cretaceous of China / Z.-W. Gu. – Beijing: Sci. Press, 1962. – 84 p.
4. The Jehol fossils: The emergence of feathered dinosaurs, beaked birds and flowering plants / M.-M. Chang, P.-J. Chen, Y. Wang, Y.-Q. Wang. – Beijing: Academic Press, 2008. – 208 p.
5. Косенко И.Н., Пещевицкая Е.Б., Ефременко В.Д., Метелкин Е.К., Ян П.А., Родченко А.П., Никитенко Б.Л., Мирзабаев Д.А. Тургинский лагерштетт (обнажение Миддендорфа, Восточное Забайкалье, баррем – апт): стратиграфическое положение и палеообстановки // Геология и геофизика. – 2023. – Т. 64. – № 11. – С. 1628–1653.
6. Menegatti A.P., Weissert H., Brown R.S., Tyson R.V., Farrimond P., Strasser A., Caron M. High resolution $\delta^{13}C$ stratigraphy through the early Aptian 'Livello Selli' of the Alpine Tethys // Paleoceanography. – 1998. – V. 13. – P. 530–545.

УДК 550.4:553.98
DOI 10.53954/9785604990070_123

РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНОГО ГЕОХИМИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО КЕРНУ НОВОЙ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВ. ЗАОЗЕРНАЯ 1 (КАРАБАШСКАЯ ЗОНА)

Е.М. Кравченко, С.В. Можегова, Ю.А. Киселева, И.Л. Пайзанская, А.А. Алферова

Научно-аналитический центр Апрелевского отделения ФГБУ ВНИГНИ, г. Апрелевка

Аннотация. Новая параметрическая скважина пробурена в северо-восточной части Карабашской зоны и вскрыла доюрский и юрско-меловой осадочные комплексы. В изученном разрезе скважины нефтематеринские породы выделены в юрских и нижнемеловых отложениях. Совокупность данных пиролиза и индексов зрелости насыщенных и ароматических УВ показывают увеличение зрелости ОВ от $ПК_3$ в черкашинской свите до $МК_2$ в тюменской свите. Полученные результаты исследований показали, что наилучшими генерационными характеристиками обладает сапропелевое ОВ баженовской свиты, находящееся в первой половине главной зоны нефтеобразования. Отложения черкашинской свиты не принимали участия в процессах нефтегазообразования в связи с пониженным их генерационным потенциалом и малой степенью зрелости ОВ.

Ключевые слова: *органическое вещество, нефтематеринские породы, биомаркеры, Карабашская зона, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция*

RESULTS OF COMPLEX GEOCHEMICAL STUDY OF ORGANIC MATTER OF JURASSIC-CRETACEOUS SEDIMENTS FROM THE CORE OF THE NEW PARAMETRIC WELL ZAOZERNAIA 1 (KARABASH ZONE)

E. Kravchenko, S. Mozhegova, Y. Kiseleva, I. Paizanskaya, A. Alferova

Aprelevka Division of All-Russian Research Geological Oil Institute, Aprelevka

Annotation. A new parametric well was drilled in the north-eastern part of the Karabash zone and penetrated the Prejurassic and Jurassic-Cretaceous sedimentary complexes. In the studied well section, source rocks are identified in Jurassic and Lower Cretaceous sediments. The combination of pyrolysis data and maturity indices of saturated and aromatic HCs show an increase organic matter maturity from PC_3 in the Cherkashinskaya Formation to MC_2 in the Tyumen Formation. The obtained research results showed that sapropelic OM of the Bazhenov Formation, located in the first half of the main zone of oil generation, has the best generation potential. The Cherkashinskaya Formation sediments did not participate in oil and gas generation processes due to their reduced generation potential and low degree of OM maturity.

Key words: *organic matter, source rocks, biomarkers, Karabash zone, West-Siberian oil and gas province*

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы Карабашская зона является областью активных поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Силами ФГБУ ВНИГНИ здесь проводятся сейсмические работы на новых лицензионных участках и в 2021 году пробурена новая параметрическая скважина на Заозерной площади. С целью оценки углеводородно-генерационного потенциала юрско-меловых отложений были проведены исследования образцов керна скважины методами органической геохимии.

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Новая параметрическая скважина пробурена в слабоизученной части Заозерного выступа на юге Фроловской мегавпадины. Скважина Заозерная 1 пробурена до глубины 3000 м. Керном охарактеризованы отложения нижнего мела, юры и доюрского основания (последнее вскрыто на 245 м).

Массовые пиролитические исследования осуществлялись на приборе Rock-Eval 7 (Vinci Technologies) методом Bulk Rock.

Выделение битумоидов из пород проводилось методом горячей экстракции в аппаратах Сокслета. Анализ состава н-алканов и ациклических изопреноидов насыщенной фракции битумоидов выполнялся на газовом хроматографе 7890B фирмы Agilent Technologies. Молекулярный состав полициклических УВ насыщенных, ароматических и мальтеновых фракций битумоидов определялся на тандемном хромато-масс-спектрометре Agilent 7000D.

© Е.М. Кравченко, С.В. Можегова, Ю.А. Киселева, И.Л. Пайзанская, А.А. Алферова, 2024

РЕЗУЛЬТАТЫ

В разрезе скв. Заозерная 1 (рис. 1) отложения **тюменской свиты** средней юры представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов со значительным содержанием углистого растительного детрита с прослоями углей (до 1,5 м). В породах с большей долей пелитового материала (алевроаргиллиты, аргиллиты) концентрация Сорг составляет в среднем 2–3%. Наличие в породах примеси углистого детрита повышает содержание Сорг до 5–7%. По генерационным характеристикам породы относятся к преимущественно газоматеринским, содержащим гумусовое ОВ. Зрелость нефтематеринских пород соответствует концу градации $МК_1/МК_2$ (по шкале Н.Б. Вассоевича).

В отложениях **абалакской свиты** выделяются два интервала развития материнских пород: нижний, сложенный преимущественно алевритистыми аргиллитами и содержащий гумусовое ОВ невысокой зрелости ($МК_1$) до 3–5% Сорг и верхний, который представлен кремнисто-глинистыми породами и по генерационным характеристикам сходный с отложениями баженовской свиты.

К наиболее богатым (5–30% Сорг) нефтематеринским отложениям относятся породы **баженовской свиты**, зрелость которых соответствует началу градации катагенеза $МК_1$. Тип содержащегося в них ОВ – II (сапропелевый).

По ряду геохимических показателей в отложениях свиты отмечается перемещение свободных УВ внутри толщи. Аномально повышенным содержанием свободных УВ выделяются два слоя песчаников на глубинах 2539,13-2542,00 м и 2544,50-2545,45 м. В них отмечаются высокие значения индексов OSI и PI, а также снижение температуры Tmax. Все перечисленные признаки свидетельствуют о присутствии в песчаниках миграционных УВ.

В отложениях **черкашинской свиты нижнего мела** содержание ТОС в среднем составляет 0,7–0,8%. Невысокий водородный индекс (HI) в большинстве образцов нижнемеловых отложений обусловлен углистыми включениями пород и свидетельствует о преимущественно гумусовом типе ОВ. Значения параметра Tmax в породах свиты варьируется около 430 °С ($ПК_3/МК_1$).

Согласно полученным данным по составу и распределению алканов и полициклических УВ-биомаркеров гумусовое ОВ **тюменской свиты, нижней части абалакской свиты и нижнего мела** накапливалось в субокислительных и слабо-восстановительных условиях в озерно-болотных и континентальных обстановках. Об этом свидетельствует максимум в средне-высокомолекулярной области

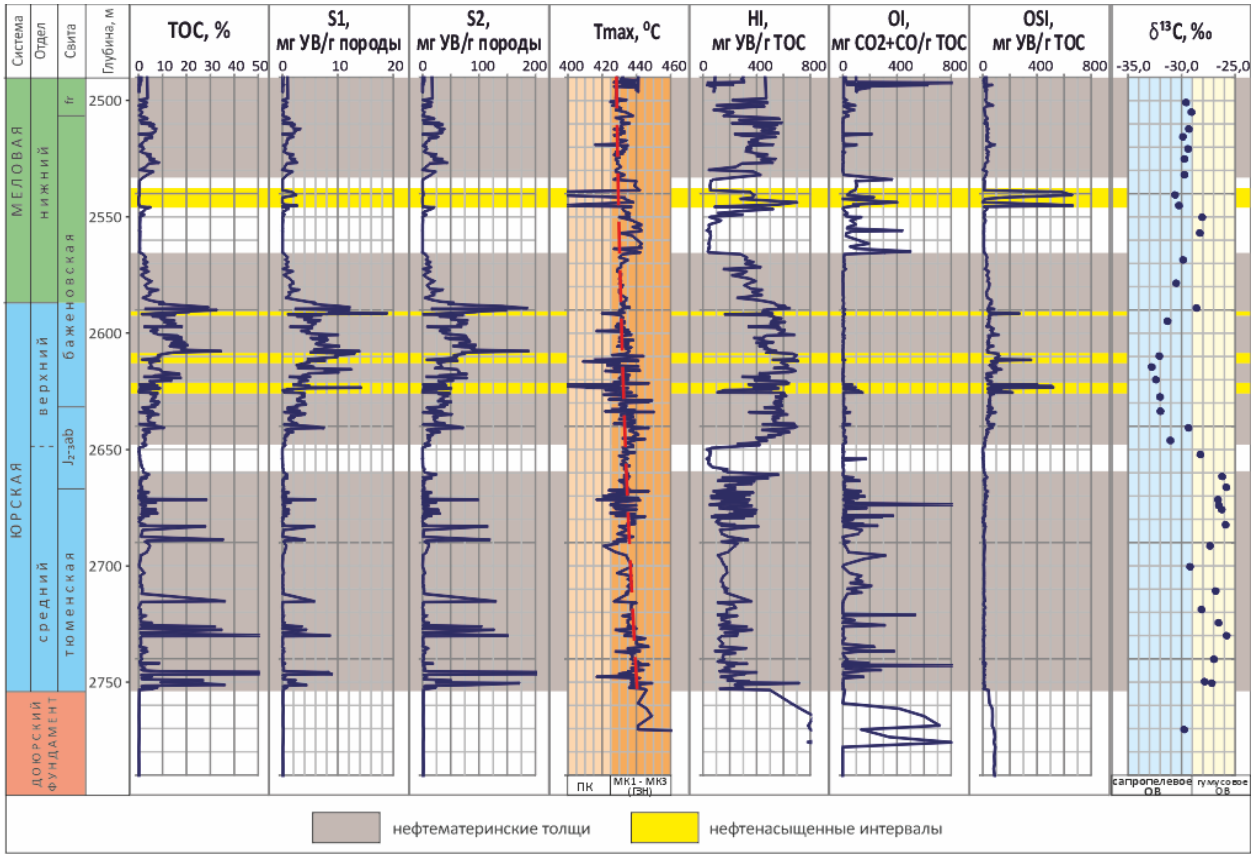


Рис. 1. Геохимический разрез скв. Заозерная 1

распределения *н*-алканов и преобладание пентациклических тритерпанов в составе полициклических нафтенов. Для этих битумоидов характерно преобладание гомолога C_{29} среди стерановых УВ-биомаркеров.

Для битумоидов **баженовской свиты** и **верхней части абалакской свиты** характерно «морское» распределение *н*-алканов с максимумом на *н*-C_{17}. В большинстве таких битумоидов отмечается примерно равное соотношение пентациклических тритерпанов и стеранов. Относительно повышенные значения гомогопанового индекса указывают на восстановительный характер обстановок накопления ОВ.

Установленные для изученных битумоидов значения стерановых параметров термической зрелости ниже равновесных значений, что соответствует этапу начала «нефтяного окна». В целом, по биомаркерным показателям зрелости, как и по параметру Tmax, с ростом глубины наблюдается увеличение зрелости ОВ от $ПК_3$ до $МК_2$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Наилучшими генерационными характеристиками обладает сапропелевое ОВ баженовской свиты, находящееся в первой половине главной зоны нефтеобразования. Отложения черкашинской свиты не принимали участия в процессах нефтегазообразования в связи с пониженным их генерационным потенциалом и малой степенью зрелости ОВ.

УДК 552.5-552.1
DOI 10.53954/9785604990070_126

ВЕРХНЕМЕЛОВЫЕ СИЛИЦИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ – НЮАНСЫ ЛИТОГЕНЕЗА

А.И. Кудаманов, И.Г. Павлуткин, Т.М. Карих

ООО «ТННЦ» Корпоративный НИПИ Роснефть, ПАО

Аннотация. В глинисто-кремнистых отложениях сантона Западной Сибири обнаружена неравномерная степень кристаллизации (от 5 до 100%) опал-кристобалит-тридимитовой фазы кремнезёма (ОКТ-фазы), незакономерно проявленная по площади. Петрографическим анализом уверенно оценить степень кристаллизации ОКТ-фазы не представляется возможным. Применение Растровой Электронной Микроскопии (РЭМ) с увеличением 5–6 тыс. раз позволяет диагностировать состояние кремневой составляющей пелитоморфных отложений. В породах с минимальной кристаллизацией аморфный кремнезём представлен овальными обособлениями (леписферами, Ø 3–5 мкм). Там, где ОКТ-фаза не регистрируется совсем, вторичный кварц присутствует в виде шнуровидных агрегатов микрокристаллитов кварца.

Ключевые слова: *Глинисто-кремнистые отложения, сантон, Западная Сибирь, ОКТ-фаза, кристаллизация, вторичный кварц, растровый электронный микроскоп, леписферы*

UPPER CRETACEOUS SILICITES OF WEST SIBERIA – DETAILS OF LITHOGENESIS

A.I. Kudamanov, I.G. Pavlutkin, T.M. Karikh

Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

Annotation. In the Upper Cretaceous clay-siliceous sediments of West Siberia, the XRD analysis helped to reveal an uneven degree of crystallization of the opal-cristobalite-tridimite phase of silica (OCT phase), laterally irregular. The crystallization of amorphous silica ranges from 5–10 to 100%. It is not possible to confidently estimate the degree of crystallization of the OCT phase by petrographic analysis due to its limited resolution. Scanning Electron Microscopy (SEM) with magnification factor of 5-6 thousand allows to detect the condition of the silicious component of pelitomorphic deposits. It was found that in rocks with the lowest proportion of "excess" quartz (and a high content of the OCT phase), amorphous silica is represented by oval segregations (lepispheres, 3–5 microns in diameter). Where the OCT phase is not registered at all, no lepispheres are found, and "excess" quartz is present in the form of cord-like aggregates of quartz microcrystallites.

Key words: *clay-siliceous sediments, santon, West Siberia, OCT phase, crystallization, "excess" quartz, Scanning Electron Microscopy, lepispheres.*

ВВЕДЕНИЕ

В сантоне на территории Западно-Сибирской плиты (ЗСП), в условиях глобальной трансгрессии, накапливались глинистые и глинисто-кремнистые осадки биогенно-хемогенного и хемогенного генезиса [Агалаков, 2020]. Опоки (как правило 20–30 м, верхний сантон) в кровле нижнеберёзовского горизонта плащевидно прослеживаются на территории порядка 2 млн км^2 [Кудаманов и др., 2023].

ОПИСАНИЕ ПРОБЛЕМЫ

В керне скважин представлены опоки серые, пепельно-серые, пелитоморфные, слабо глинистые. По данным петрографии опоки представлены агрегатом аморфного кремнезёма, с неравномерной примесью глин (оценка соотношения кремнезёма и глин – за пределами разрешающей способности микроскопа). Примесь обломочного материала алевритовой размерности 3–7%, редко до 10–12%. Опоки относительно стабильного химического состава – SiO_2 до 85–90% и более. По данным рентгеноструктурного анализа (РСА) доля глин, как правило, 5–15%, иногда 20% и больше (за счёт примеси глауконита). Примесь полевых шпатов, пирита, нередко – цеолитов, единично – карбонатов. Так же методом РСА установлено неравномерное присутствие кварца – от 2–3 до 40–70% на породу, что противоречит результатам петрографических исследований. На участках с высоким содержанием кварца, ОКТ-фаза, по данным РСА, не установлена совсем. Высокие значения кварца (по данным РСА), не подтверждённые петрографическим методом, указывают на его вторичную природу – как результат эпигенетической кристаллизации ОКТ-фазы кремнезёма. Проявление процессов старения ОКТ-фазы весьма неравномерное (от 5 до 100%) по латерали (рис. 1).

© А.И. Кудаманов, И.Г. Павлуткин, Т.М. Карих, 2024

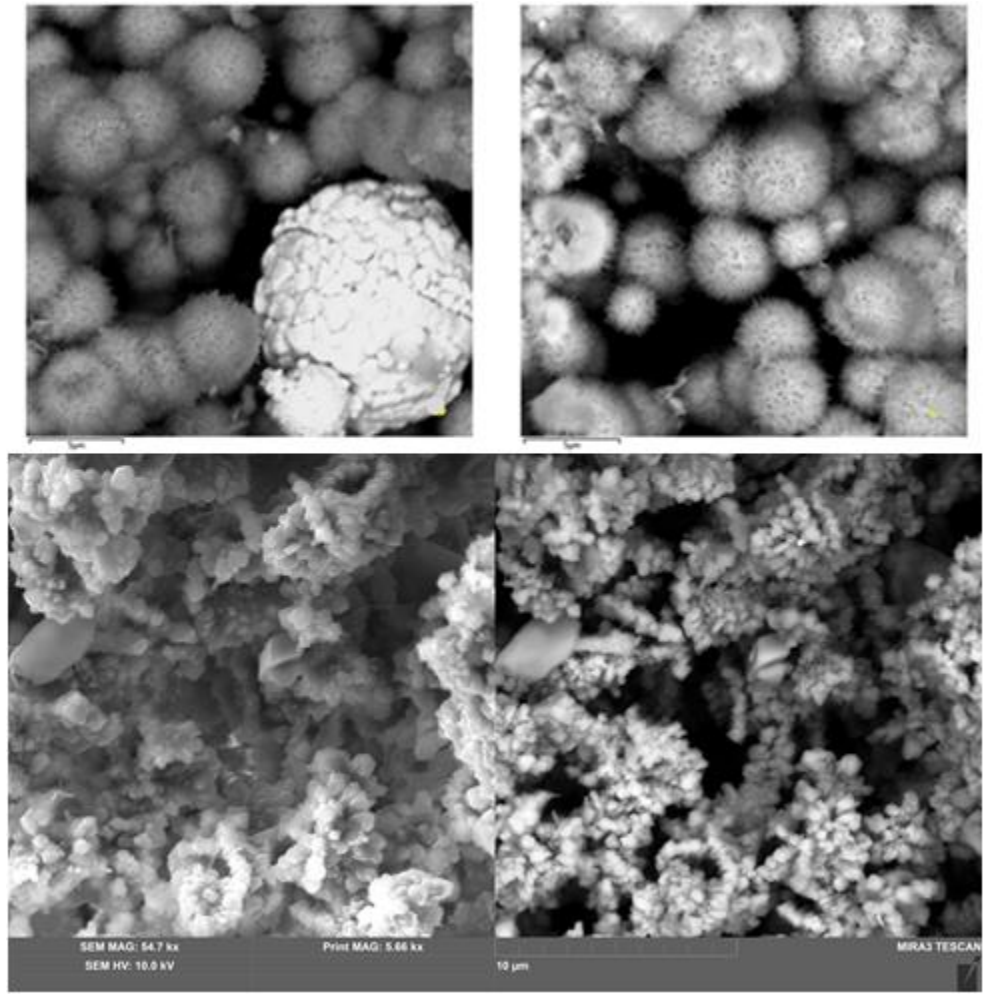


Рис. 1. Изображения РЭМ. Вверху – Леписферы (2-3 мкм) ОКТ-фазы (Губкинский ЛУ). Пласт НБ1, гл. по бур. 788,43 м. Увеличение 4870. Внизу – Ем-Ёговский ЛУ. Пласт НБ1, гл. по бур. 861,45 м. Увеличение ×5660 (один ракурс разными методами).

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

Главной особенностью и направленностью преобразований всех природных дисперсных систем (в частности, опок стратона НБ1) является метастабильность и огромная удельная поверхностная энергия. А также самопроизвольное необратимое изменение веществ («старение») – как результат физико-химических процессов в течение ступенчатого снижения свободной поверхностной энергии системы [Бурлин, Плюснина, 2008]. Эволюция осадочного кремнезёма носит ступенчатый характер. Проходя промежуточные состояния ОКТ-фазы (леписферы и, далее, сноповидные агрегаты; см. рис. 1) и халцедона, аморфный опал преобразуется в кристаллический кварц (друзы кристаллитов; см. рис. 1). Переход содержит серию ступеней, каждая последующая с небольшим отклонением от предыдущей. Для каждой ступени характерна своя степень метастабильности. Нюансы образования промежуточных минеральных фаз в условиях земной коры обусловлены сложными цепными и каталитическими реакциями (реагенты, скорость реакций, катализаторы и пр.). Неравномерные проявления повышенной интенсивности процессов «созревания» кремнезёма формируют «лоскутное одеяло» размещения различных фаз в пределах одной толщи.

ВЫВОДЫ

1. Для образцов опок 3-х ЛУ установлено морфологическое различие обособлений кремнезёма на изображениях РЭМ, отражающее особенности кристаллизации ОКТ-фазы на отдельных участках.

2. Аморфный кремнезём (неустойчивый коллоид) при «старении» (обезвоживании) образует, так же неустойчивый, агрегат – промежуточную полу-аморфную ОКТ-фазу, которая незакономерно достигает кристаллического состояния.

3. Различное фазовое состояние кремнезёма свидетельствует, что на отдельных участках ЗСП процессы «старения» протекали по ускоренному сценарию.

4. На современном уровне изученности опок стратона НБ1 отсутствует возможность уверенной интерпретации конкретной причины (причин) ускоренной кристаллизации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агалаков С.Е. Геология и газоносность верхнемеловых надсеноманских отложений Западной Сибири: дисс. на соискание уч. ст. д.г.-м.н.: 25.00.12 / Агалаков Сергей Евгеньевич. – Тюмень, 2020. – 221 с.
2. Бурлин Ю.К., Плюснина И.И. Фазовые переходы кремнезёма в нефтеносных толщах // Вести Моск. ун-та. Сер. 4. Геология – 2008. – № 3. С. 24–31.
3. Кудаманов А.И., Карих Т.М., Гладышев А.А. К вопросу о фрактальности природных объектов на примере верхнего мела (над сеноманом) Западной Сибири // Годичное собрание (научные чтения), посвящённые 100-летию со дня рождения Владимира Тихоновича Фролова; Москва, 25–26 мая 2023: Сборник научных материалов / Секция осадочных пород МОИП, кафедра нефтегазовой седиментологии и морской геологии МГУ имени М.В. Ломоносова, геофизический центр РАН; под ред. Ю.В. Ростовцевой. – Москва: МАКС Пресс, 2023. – 236 с. [+Вкл. 2 с.]. ISBN978-5-317-06982-7. https://doi.org/10.29003/m3432.exolith-2023.

УДК 553.98+550.832+51.73
DOI 10.53954/9785604990070_129

РЕГРЕССИОННАЯ МОДЕЛЬ ПРОГНОЗА ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ С УЧЕТОМ КОСВЕННЫХ ДАННЫХ

В.В. Лапковский[1, 2, 3], В.А. Конторович[1, 2], К.И. Канакова[1, 2], С.Е. Пономарева[1, 2], Б.В. Лунев[1, 3]

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
[2]Новосибирский национальный исследовательский университет, г. Новосибирск
[3]Новосибирский Государственный Технический Университет, г. Новосибирск

Аннотация. Для оценки пространственной изменчивости петрофизических свойств в нефтегазовой геологии часто применяются методы аппроксимации. Получаемые модели имеют различные погрешности ввиду малого количества прямых измерений и/или их неравномерного распределения. В работе рассмотрена возможность использования многомерных аппроксимирующих и регрессионных сплайнов как с учетом пространственно привязанных данных прямых наблюдений, так и с использованием каротажных кривых, статистически связанных с моделируемыми переменными. За счет использования косвенных данных удается существенно снизить погрешность прогноза. Результаты могут вычисляться как для отдельных скважин, так и для межскважинного пространства.

Ключевые слова: *петрофизический прогноз, каротаж, многомерные сплайны, регрессионные сплайны, трехмерные модели, геофизические программные комплексы.*

REGRESSION MODEL FOR FORECASTING PETROPHYSICAL PROPERTIES TAKING INTO ACCOUNT INDIRECT DATA

V. Lapkovsky[1, 2, 3], V. Kontorovich[1, 2], K. Kanakova[1, 2], S. Ponomareva[1, 2], B. Lunev[1, 3]

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
[2] Novosibirsk State University, Novosibirsk
[3] Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk

Annotation. Approximation methods are often used in oil and gas geology to assess the spatial variability of petrophysical properties. The resulting models have various errors due to the small number of direct measurements and/or their uneven distribution. The paper considers the possibility of using multidimensional approximating and regression splines, both taking into account spatially linked direct observation data, and using logging curves statistically related to the modeled variables. By using indirect data, it is possible to significantly reduce the forecast error. The results can be calculated both for individual wells and for the inter-well space.

Key words: *petrophysical forecast, well logging, multidimensional splines, regression splines, three-dimensional models, geophysical software packages.*

ВВЕДЕНИЕ

Зачастую петрофизические свойства осадочных пород измеряются только в отдельных скважинах, и даже в них не непрерывно, а лишь там, где поднят керн. Это относится к таким характеристикам, как пористость, проницаемость, плотность породы. Прямых наблюдений зачастую не хватает для создания качественных моделей пространственного распределения параметров осадочных толщ. Нехватка прямых данных обычно компенсируется использованием каротажа, если удается установить зависимости интересующих параметров от зарегистрированных измерений. Рассмотрим для примера построение модели пористости. Для некоторых скважин могут быть доступны лабораторные измерения, в других – значения пористости оцениваются по данным гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКП), также пористость может быть найдена из зависимостей с каротажем самопроизвольной поляризации (ПС) или по значениям ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), или из данных ряда других методов. Наконец, можно привлечь многомерные статистические модели и прогнозировать пористость, используя разные комбинации каротажных кривых. В каждом случае будут получаться разные значения с разной погрешностью, что затрудняет создание обобщенных моделей, которые учитывали бы как прямые наблюдения, так и косвенные оценки. В настоящей работе изложен опыт применения многомерных сплайнов для создания пространственных моделей петрофизических параметров с использованием как прямых наблюдений, так и косвенной информации.

МЕТОД

Для создания модели пространственного распределения петрофизических свойств нами использован один вид сплайнов, выраженный через радиально-базисные функции – RBF сплайны [1]. Модели

© В.В. Лапковский, В.А. Конторович, К.И. Канакова, С.Е. Пономарева, Б.В. Лунев, 2024

строились в пространствах старших размерностей, а в них достаточно просто работать именно с этим видом сплайнов. В изначальном трехмерном евклидовом пространстве, вертикальная координата, замеряющая глубину, была заменена на связанную с ней стратиграфическую переменную, которая имеет одинаковые значения для всех стратиграфически эквивалентных точек пространства. В геологическом моделировании так обычно поступают, чтобы пространственные распределения вычисляемых величин зависели от топологии слоистой толщи. Между заданными границами стратиграфическая переменная непрерывна. Если требуется создать модель для толщ, имеющих несогласия или прилегания, то здесь могут применяться специальные преобразования. Процесс создания стратиграфической модели в том числе с несколькими несогласиями был описан ранее [2].

Далее, зависимая переменная, в данной работе это прореженные значения ГГКП, была аппроксимирована с помощью многомерных сплайнов. При этом сами радиальные базисные функций конструируются с использованием косвенных данных. Если ставить задачу построить модель для параметра *z* (это может быть пористость или плотность пород) и если *z,* статистически связана с другими параметрами, например, со значениями нейтронного или акустического каротажа, то эти виды каротажа могут использоваться для конструирования радиальных базисных функций. Это отчасти аналогично методу кокригинга при пространственном моделировании. Смысл такой постановки возникает если *z* измерена в малом количестве точек, а статистически связанные с ней переменные охарактеризованы существенно большим числом данных.

Модель строилась на основе аппроксимирующих и регрессионных RBF сплайнов. Регрессионные сплайны используются в случае очень большого числа наблюдений (десятки тысяч значений и более). Регрессионная модель предполагает, что некоторая переменная представляется как линейная комбинация базисных функций.

Сплайн-регрессия отличается от обычной многомерной регрессии тем, что в ней используются радиальные функции, связанные с набором опорных узлов, в то время как в обычной многомерной регрессии могут использоваться любые функции.

Вид сплайна зависит от выбора типа радиальных функций. В данной работе были использовали наиболее простые из возможных – псевдолинейные сплайны [3].

ПОДТВЕРЖДЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОДЕЛИ

Приведем результаты, полученные на полуискусственном примере, которые показывают, насколько действенно предлагаемое решение прогноза петрофизических характеристик.

Суть проведенного вычислительного эксперимента в следующем:

1. Был взят один из методов каротажа, а именно ГГКП, и решено, что это и есть интересующий нас параметр, для которого надо создать модель его пространственного распределения.

2. Также мы притворились, что не знаем значений ГГКП, с той детальностью, с которой он измерен. То есть, ГГКП в нашем эксперименте – это аналог свойства, значения которого можно установить только подняв керн. Соответственно, данные лишь части скважин и с интервалом 10 метров между образцами воображаемого керна были поданы в вычислительный модуль. Таким образом для создания сплайна, который служит для моделирования пространственного распространения прогноза значений ГГКП, в качестве прямых измерений использовано менее 1% имеющихся данных (исходный каротаж ГГКП записан с шагом 0.1 метров и кроме того, были учтены записи не всех скважин).

3. Остальные виды каротажа, для которых существуют статистически значимые связи с ГГКП, были использованы в полном объеме. В качестве таких видов каротажа были определены акустический каротаж (DTp) и нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (NKT1).

4. Далее, строился сплайн и сравнивались его значения с известными во всех точках измерениями ГГКП во всех скважинах, включая контрольные, в которых как-бы керн не отбирался. Результат сравнения и даст ответ на вопрос об эффективности предложенного решения.

Этот вычислительный эксперимент хорош тем, что есть уверенность в качестве данных и их взаимной увязке в пространстве. Если брать реальные каротажные измерения и результаты аналитических анализов керна, то неизбежно возникают сомнения в качестве привязки керна и каротажа по стволу скважины. Тогда плохие результаты прогноза могут быть обусловлены как плохо работающим алгоритмом построения модели, так и ошибками совмещения керна и каротажа.

Модель была построена для отложений георгиевской и васюганской свит в 24-х стволах одного эксплуатационного куста Казанской площади.

На рисунке 1 приведено сопоставление реальных кривых каротажа ГГКП и прогнозных кривых, названных MODEL_DENS_(1), полученных на основе сплайновой модели. Особый интерес представляет соответствие прогнозных и истинных значений в тех скважинах, в которых не получен «керн» (в проведенном эксперименте в этих скважинах не было задано ни одного значения *MODEL_DENS*).

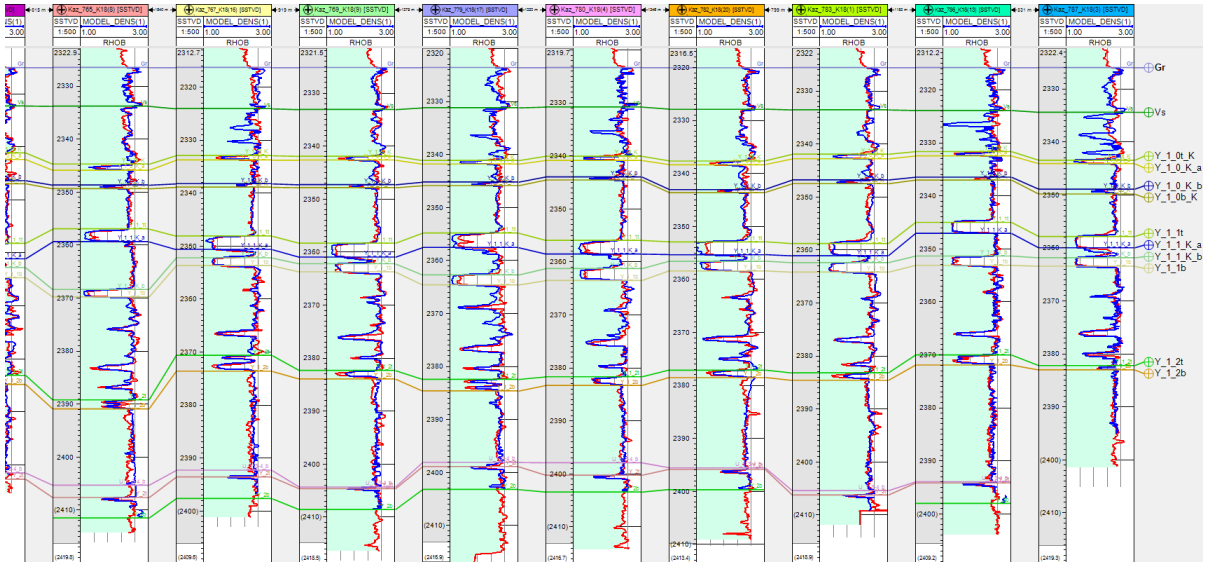


Рис. 1. Сравнение реальных (красная кривая) и прогнозных (синяя кривая) значений, полученных на основе сплайн-аппроксимации.

Это четыре крайние правые скважины на рис. 1. Здесь результат прогноза визуально очень хорошо соответствует реальным значениям. Для каждой из этих четырех скважин были вычислены парные коэффициенты корреляции между истинными значениями и результатом прогноза на основе сплайн-аппроксимации. Эти коэффициенты составили (по порядку скважин слева направо): 0.93, 0.93, 0.84, 0.82.

Отметим одно важное достоинство используемого метода – возможность прогноза значений параметров в межскважинном пространстве. Сплайн является непрерывной функцией, вследствие чего он может быть вычислен для любой точки пространства. Это позволяет строить трехмерные модели распределения свойств и любые двумерные срезы (горизонтальные, вертикальные, наклонные, сложной геометрии). На рис. 2 представлены срезы разной ориентации построенной объемной модели, которая была рассчитана уже по всем скважинам месторождения (но опять же только для одной точки прямых данных с каждых 10 метров разреза).

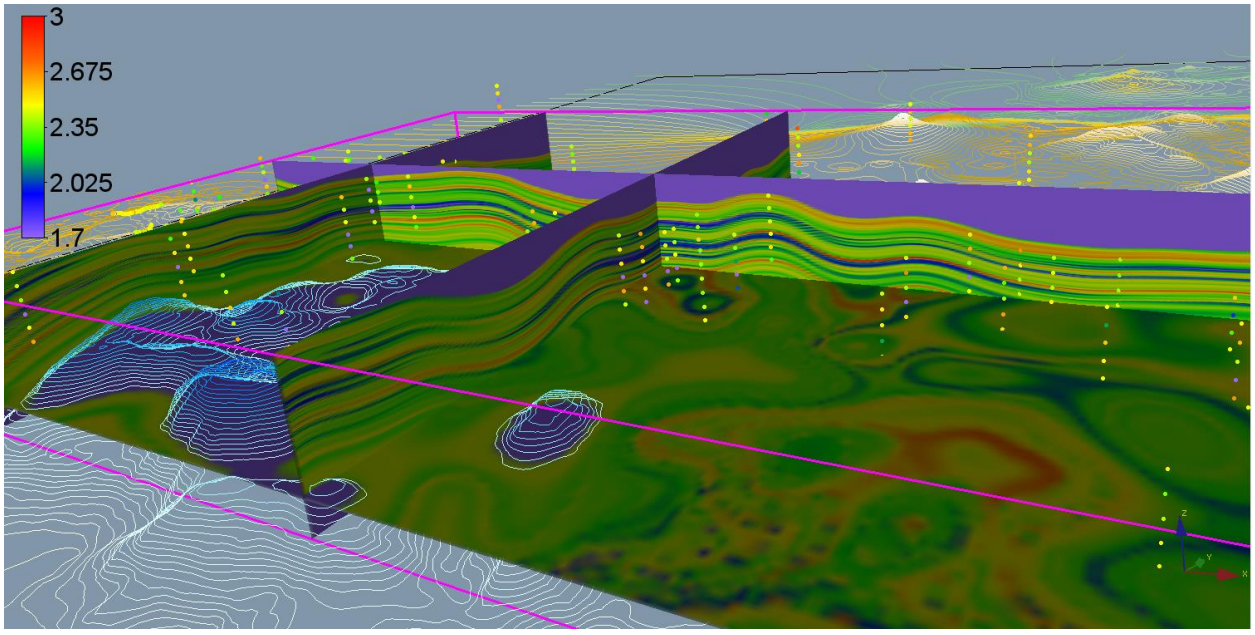


Рис. 2. Срезы трехмерного распределения MODEL_DENS (шкала - г/см^3). Цветные точки – прямые данные, использованные для создания модели. Изолинии принадлежат подстилающей поверхности – подошве пласта $Ю_2^1$

Выявлена высокая сходимость модельных значений плотности со значениями каротажа ГГКП. Разрез плотности на качественном уровне иллюстрирует литологические особенности среды. Так протяженный слой, характеризующийся наиболее пониженной плотностью, ассоциируется с угольным пластом $У_1^1$.

Для всех скважин месторождения расчетные величины плотности оказались достаточно близки к измерениям ГГПК, из которых были отобраны только 274 значения прямых наблюдений.

РЕАЛИЗАЦИЯ

Было создано две реализации для построения петрофизических моделей на основе многомерной сплайн-аппроксимации. Одна из них включена в состав комплекса интерпретации сейсмических и скважинных данных W-SEIS [4], другая является плагином для Petrel Schlumberger. Обе реализации позволяют прогнозировать петрофизические параметры в скважинах на основе имеющихся данных каротажа, позволяют строить разрезы по любым линиям, создавать трехмерные объекты, вычислять значения параметров на заданных поверхностях (на границах тел), вычислять карты средних значений (арифметических, геометрических, гармонических) для тел между двумя заданными структурными поверхностями.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленные результаты показали достоинства моделирования пространственного распределения петрофизических параметров на основе использования многомерных RBF сплайнов. При этом одновременно достигается весьма качественное восстановление искомых петрофизических переменных в скважинах (при условии, что их значения зависят от других каротажных данных, зарегистрированных в большинстве скважин) и разумное поведение параметров модели в межскважинном пространстве.

Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта № FWZZ-2022-0009

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Роженко А.И. Теория и алгоритмы вариационной сплайн-аппроксимации / А.И. Роженко; отв. ред. А.М. Мацокин; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т вычисл. математики и мат. геофизики. – Новосибирск: ИВМиМГ СО РАН, 2005 (ЗАО РИЦ Прайс-курьер). – 243 с.
2. Лапковский В.В. Трехмерное моделирование солянокупольных структур по данным детального бурения в Прикаспии [Электронный ресурс] / В.В. Лапковский, Б.В. Лунёв, М.П. Антипов, Ю.А. Волож, Ю.А. Писаренко, В.В. Фомина // Георесурсы, Т.25. – № 4. С. 100–110. https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.18
3. Роженко А.И. Сравнение радиальных базисных функций / А.И. Роженко // Сиб. журн. вычисл. математики / РАН. Сиб. отд-ние. – Новосибирск, 2018. – Т. 21, № 3. – С. 273–292.
4. Канаков М.С. Программный комплекс интерпретации сейсмических и скважинных данных W-SEIS. [Электронный ресурс] / М.С. Канаков, В.В. Лапковский, В.А. Конторович, К.И. Канакова, Ю.С. Шорохов // Геофизические технологии. – 2022. – № 2. – С. 77–91. https://doi.org/10.18303/2619-1563-2022-2-77

УДК 551.763(561)+551.77(561)
DOI 10.53954/9785604990070_133

КОРРЕЛЯЦИЯ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ДИНОЦИСТАМ

Н.К. Лебедева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

Аннотация. Сравнительный анализ позднемеловых комплексов диноцист южных и северных территорий Западной Сибири показал, что несмотря на существенный провинциализм комплексов динофлагеллат, существует ряд стратиграфических интервалов в среднем-верхнем туроне, нижнем коньяке, нижнем сантоне, кампане и нижнем маастрихте, имеющих хороший корреляционный потенциал.

Ключевые слова: *Биостратиграфия, верхний мел, Западная Сибирь, диноцисты.*

CORRELATION OF THE UPPER CRETACEOUS DEPOSITS OF WESTERN SIBERIA ON DINOCYSTS

N. Lebedeva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. A comparative analysis of the Late Cretaceous dinocyst assemblages of the southern and northern territories of Western Siberia showed that, despite the significant provincialism of dinoflagellates, there are a number of stratigraphic intervals in the Middle-Upper Turonian, Lower Coniacian, Lower Santonian, Campanian, and Lower Maastrichtian, which have a good correlation potential.

Key words: *Biostratigraphy, Upper Cretaceous, Western Siberia, dinocysts.*

Проведен сравнительный анализ позднемеловых диноцистовых комплексов южных (Омский прогиб, Южное Зауралье) и северных территорий Западной Сибири. Он показал, что несмотря на различия в таксономическом составе диноцист в комплексах, которые могут быть обусловлены как провинциализмом динофлагеллат, так генезисом сравниваемых отложений, существует несколько стратиграфических интервалов, которые можно достаточно уверенно коррелировать между собой. В стандартной последовательности диноцист, разработанной на естественных обнажениях Усть-Енисейского и Хатангского районов (датированных иноцерамами) и разрезах скважин севера Западной Сибири [1], есть несколько биостратонов, прослеженных теперь и на южносибирских территориях: слои с Heterosphaeridium difficile-Chatangiella spectabilis, Spinidinium sverdrupianum, Chatangiella chetiensis, Chatangiella niiga, Cerodinium diebelii (рис. 1).

Верхнесеноманские-нижнетуронские слои с Eurydinium saxoniense, впервые установленные на р. Нижняя Агапа (Усть-Енисейский район), а затем в скв. Ленинградская 1 [1], прослежены в двух скважинах Омского прогиба.

Детально разработанное расчленение туронских отложений на севере Западной Сибири достаточно сложно сопоставить с расчленением кузнецовской свиты Омского прогиба и Южного Зауралья. Это связано в значительной степени с сокращенными мощностями и многочисленными перерывами внутри свиты, формировавшейся в окраинных частях Западносибирского бассейна [2]. Таксономическое разнообразие диноцист в этих отложениях гораздо ниже, чем в одновозрастных осадках севера Западной Сибири. Северо-сибирские комплексы диноцист отличает большое количество и разнообразие представителей рода *Chatangiella*. В южносибирских же комплексах их содержание существенно меньше, однако комплекс Heterosphaeridium difficile-Chatangiella spectabilis, выявленный в Усть-Енисейском районе и скважинах Пур-Тазовского междуречья, хорошо прослеживается и в кузнецовской свите южных разрезов. Ядром комплекса здесь являются *Chatangiella spectabilis*, *Dorocysta* sp. A, *Surculosphaeridium longifurcatum*, *Heterosphaeridium difficile*, *Chlonoviella agapica*. Нижнеконьякские слои со Spinidinium sverdrupianum, впервые выделенные в Усть-Енисейском районе, пока прослежены только в скв. 13 в Южном Зауралье. Разнообразие диноцист в последнем регионе меньше, но характерные для этого биостратона виды присутствуют. В ипатовской свите в Омском прогибе, которая также характеризуется сокращенными мощностями и перерывами, выявлен очень скудный по составу комплекс диноцист [3]. Тем не менее и в скважинах Русско-Полянского района, и в Южном Зауралье прослеживаются сантонские слои с Chatangiella chetiensis, характеризующиеся акме вида-индекса и большим разнообразием рода *Chatangiella*.

Кампанские комплексы диноцист северных и южных территорий Западной Сибири значительно отличаются. Если для северосибирских комплексов характерно большое количество и разнообразие

© Н.К. Лебедева, 2024

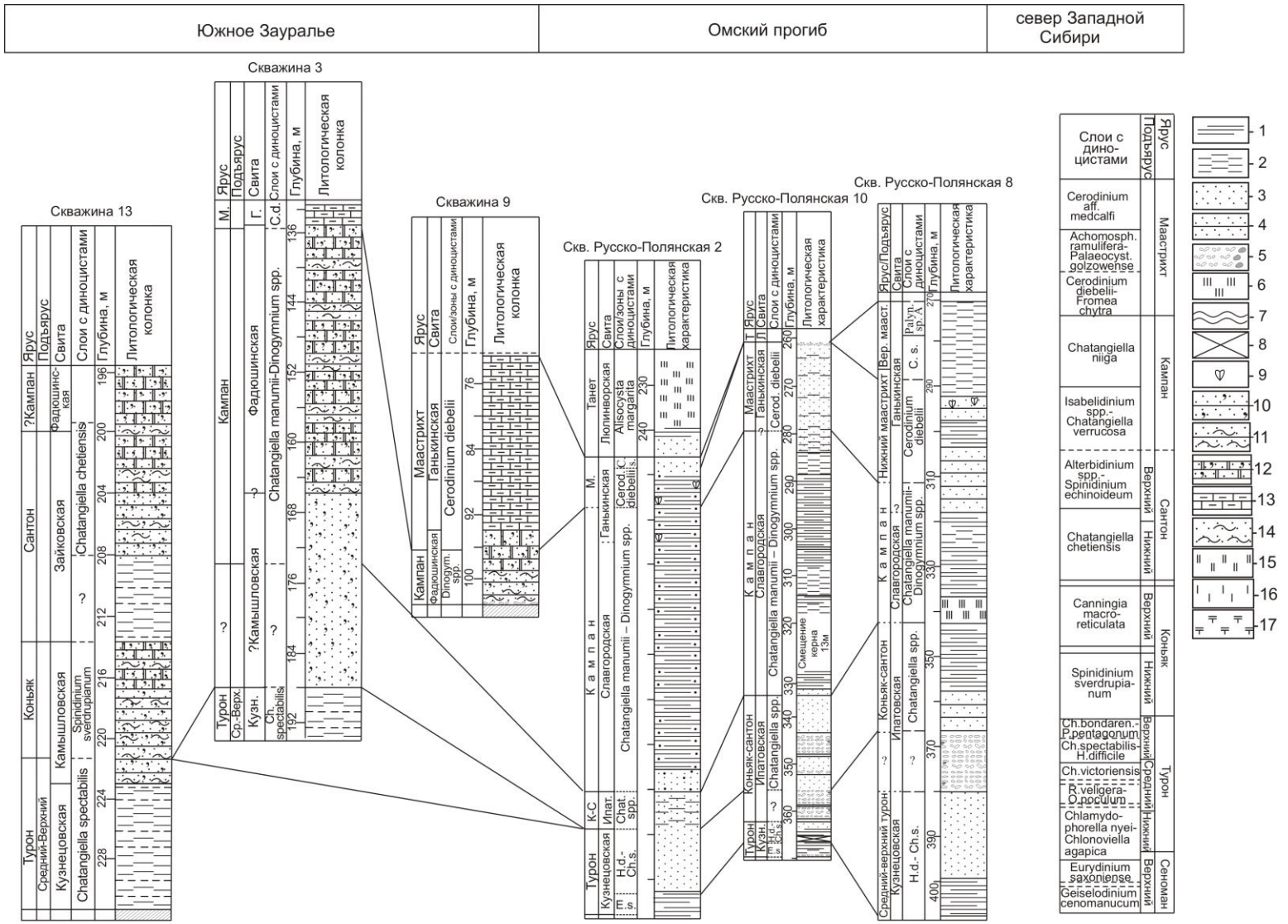


Рис. 1. Корреляция верхнемеловых отложений северных и южных территорий Западной Сибири по диноцистам.

1 – глины; 2 – алевролиты; 3 – пески; 4 – песчаники; 5 – гравелиты; 6 – опоки; 7 – перерыв; 8 – отсутсьвие данных; 9 – ракушняковый детрит; 10 – песчаники глауконит- кварцевые с глинистым цементом; 11 – глины песчаные с тонкими прослоями глауконит-кварцевых алевритов; 12 – песчаники глауконит-кварцевые с кремнистым и опоко-кремнистым цементом; 13 – мергели; 14 – глины песчаные и пески кварц-глауконитовые; 15 – опоки кремнистые; 16 – опоки глинистые; 17 – диатомиты

Chatangiella, в том числе крупных шиповатых форм, то южносибирские комплексы отличаются отсутствием последних, меньшим содержанием рода *Laciniadinium*, считающимся арктическим таксоном, но обилием и разнообразием представителей рода *Dinogymnium*. Тем не менее, несмотря на такие различия, совместное присутствие в обоих комплексах *Chatangiella manumii*, *Ch. vnigrii*, *Ch. ditissima*, *Isabelidinium* spp., *Spinidinium echinoideum* и др. позволяет уверенно сопоставлять слои с *Chatangiella niiga* на севере с кампанскими биостратонами южных разрезов.

Наиболее хорошо во всех изученных разрезах Западной Сибири прослеживаются нижнемаастрихтские слои с Cerodinium diebelii. Характерные признаки устойчиво повторяются во всех разрезах: появление *Cerodinium diebelii*, *Palaeocystodinium golzowense*, обилие *Fromea chytra*. Различия заключается в большем разнообразии диноцист в южносибирских комплексах.

Таким образом, можно с уверенностью говорить о высоком корреляционном потенциале этой группы водорослей для Западносибирского бассейна в позднемеловую эпоху.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Минобрнауки России (проект № FWZZ-2022-0004).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Lebedeva N.K. Dinocyst Biostratigraphy of the Upper Cretaceous of Northern Siberia / Lebedeva N.K. // Paleontological Journal. – 2006. – V. 40. – Suppl. 5. – P. S604–S621.
2. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5000000 / под ред. И.И. Нестерова – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, Тр. ЗапСибНИГНИ. – 1976. – Вып. 93.
3. Лебедева Н.К., Александрова Г.Н., Шурыгин Б.Н., Овечкина М.Н., Гнибиденко З.Н. Палеонтологическая и магнитостратиграфическая характеристика верхнемеловых отложений, вскрытых скважиной 8 Русско-Полянского района (юг Западной Сибири) / Н.К. Лебедева, Г.Н. Александрова, Б.Н. Шурыгин, М.Н. Овечкина, З.Н. Гнибиденко // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2013. – № 1. – С. 43–73.

УДК 551.247.1+517.958
DOI 10.53954/9785604990070_136

СОЛЯНОЙ ТЕКТОГЕНЕЗ В КЕМПЕНДЯЙСКОЙ ВПАДИНЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ, ВОЗМОЖНОЕ ВЛИЯНИЕ НА ЛОКАЛИЗАЦИЮ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Б.В. Лунёв, И.А. Губин, В.В. Лапковский

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Численное моделирование соляного тектогенеза в Кемпендяйской впадине свидетельствует о ведущей роли всплывания верхнедевонских солей в формировании локальных структур осадочного чехла и резко подчиненном характере динамики кембрийских солей, и позволяет выделить подкорневые зоны сложенных верхнедевонскими солями диапиров, как участки наиболее перспективные в отношении нефтегазоносности.

Ключевые слова: *Кемпендяйская впадина, перспективы нефтегазоносности, соляной тектогенез, численной моделирование*

SALT TECTOGENESIS IN THE KEMPENDYAI DEPRESSION BASED ON THE RESULTS OF NUMERICAL MODELING, POSSIBLE IMPACT ON THE LOCALIZATION OF HYDROCARBON DEPOSITS

B. Lunev, I. Gubin, V. Lapkovsky

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. Numerical modeling of salt tectogenesis in the Kempendyai depression indicates the leading role of the ascent of Upper Devonian salts in the formation of local structures of the sedimentary cover and the subordinate nature of the dynamics of Cambrian salts, and allows us to identify the subroot zones of diapirs composed of Upper Devonian salts as the most promising areas in terms of oil and gas potential.

Key words: *Kempendyai depression, oil and gas potential prospects, salt tectogenesis, numerical modeling*

Кемпендяйская впадина рассматривается, как один из перспективных объектов поиска месторождений углеводородов, особенно – в связи с тем, что рядом с ней проходит магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», а также газопровод «Сила Сибири». Перспективность территории подтверждает полученный здесь приток газа с составом, характерным для газовых шапок нефтяных залежей [1, 2]. Существенной особенностью геологического строения впадины, имеющей важное значение для поиска нефтегазовых месторождений, является проявленная в ней соляная тектоника. Здесь известны как вскрытые эрозией диапиры верхнедевонских солей, так и – по данным сейсморазведки и бурения – криптодиапиры, образованные, по-видимому, теми же верхнедевонскими солями. Хорошо известно, что соляная тектоника, там, где она есть, решающим образом влияет на формирование ловушек для углеводородов, поэтому исследование характера соляного тектогенеза в Кемпендяйской впадине может быть полезным при определении направлений поиска и разведки в ней месторождений нефти и газа. При этом следует учитывать возможное осложнение соляной тектоники здесь присутствием, помимо верхнедевонских, еще и кембрийских солей. В [1] предполагается, что именно кембрийские соли играют основную роль в соляном тектогенезе и структурообразовании Кемпендяйской впадины. Предполагается, что формирование куполов кембрийскими солями сопряжено с их утонением в соседних мульдах, что облегчает миграцию углеводородного флюида из нижележащих нефтематеринских отложений в верхнекембрийские породы, где они экранируются верхнедевонскими солями, выполняющими функцию пассивной покрышки. Однако, эти выводы имеют умозрительный характер. Мы предприняли моделирование соляного тектогенеза применительно к условиям Кемпендяйской впадины путем расчета ползущего течения неоднородной по плотности вязкой жидкости, используя разработанные в ИНГГ СО РАН методы и программы [3, 4 и др.].

Обусловленные соляным тектогенезом деформации осадочного чехла, рассчитывались на фоне сформировавших бассейн региональных вертикальных движений. Характер региональных движений, также как литологический состав и плотность слоев, слагающих бассейн, определялась на основании имеющихся геолого-геофизических данных [5, 6]. Заключительная стадия рассчитанной эволюции, обусловленной асимметричным региональным прогибанием и деформациями, связанными со всплыванием кембрийских и венхнедевонских солей, представлена на рис. 1.

© Б.В. Лунев, И.А. Губин, В.В. Лапковский, 2024

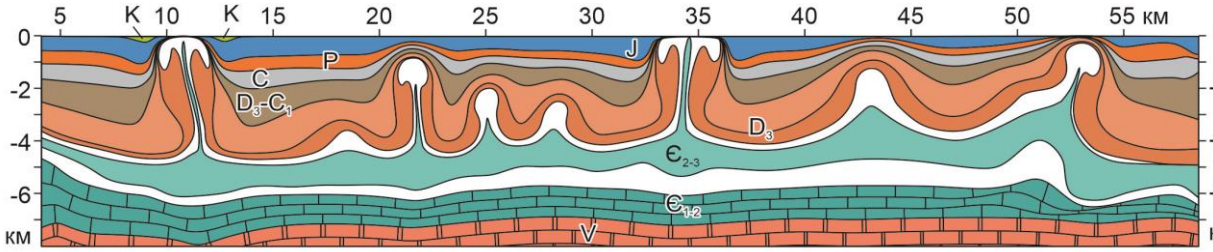


Рис. 1. Заключительная стадия эволюции модели, соответствующая современному состоянию осадочного бассейна

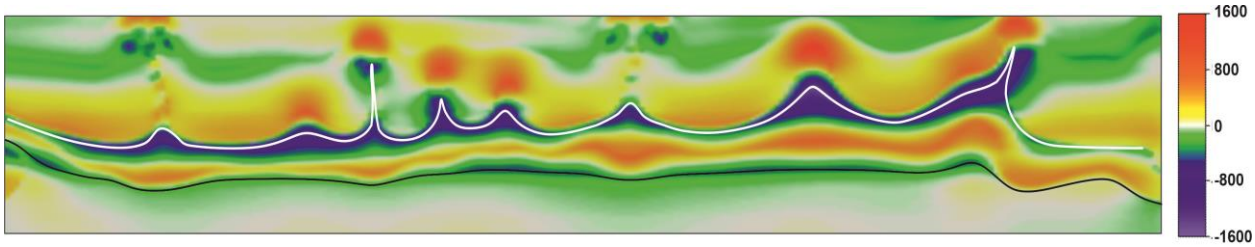


Рис. 2. Аномалия давления (в килопаскалях), рассчитанная для разреза, представленного на рис. 1. Черная граница – подошва кембрийских солей, белая – девонских

Различными цветами на рис. 1 показаны литостратиграфические комплексы – снизу-вверх: V – вендский карбонатный, $Є_{1–2}$ – нижне-среднекембрийский соленосно-карбонатный, $Є_{2–3}$ – средне-верхнекембрийский терригенно-сульфатно-карбонатный, D_3 – верхнедевонский терригенно-соленосный, D_3–C_1 – верхнедевонско-нижнекаменноугольный туфогенный терригенно-карбонатный с прослоями гипсов и ангидритов, C, P, J и K – соответственно каменноугольный, пермский, юрский и меловой терригенные комплексы.

Исключая краевые эффекты (на левом и правом краях модели), можно сказать, что результаты моделирования, в целом (расстояния между диапирами, глубины залегания и общая геометрия стратиграфических границ), согласуются с геологическими разрезами осадочного чехла впадины, построенными по данным бурения и сейсморазведки. При этом видно, что основную роль в формировании структур осадочного чехла играет динамика верхнедевонских солей, а не кембрийских. Всплывание последних носит подчиненный характер, подавляясь течением, обусловленным всплыванием верхнедевонских солей. Тем не менее, наблюдаемые вариации толщины слоя кембрийских солей говорят о его значительных деформациях, что поддерживает гипотезу [1] о возможных перетоках пластового флюида из нижележащих толщ. Также, можно согласиться с предположением о перспективности поисков углеводородов в экранируемых девонскими солями отложениях верхнего кембрия. При этом можно указать участки в подкорневых зонах девонских соляных диапиров, как наиболее перспективные, в качестве возможных ловушек. Этот вывод следует как из экранирующих свойств солей и геометрии их подошвы (см. рис. 1), так и из результатов расчета аномалии давления (рис. 2).

Зоны отрицательной аномалии давления соответствуют подкорневым зонам диапиров на рис. 1. Хотя здесь речь идет не о давлении пластового флюида, а о давлении в минеральном каркасе породы, тем не менее, ясно, что флюид должен отжиматься преимущественно в эти зоны пониженного давления. Тем более, что горизонтальный градиент давления вблизи границ этих зон всего лишь на порядок меньше литостатического.

Таким образом, предпринятое численное моделирование показывает: 1) ведущую роль в формировании локальных структур осадочного чехла Кемпендяйской впадины играет всплывание верхнедевонских солей, динамика кембрийских солей имеет подчиненный характер; 2) наиболее перспективными участками, как ловушки углеводородов, представляются подкорневые зоны диапиров, образованных верхнедевонскими солями.

Работа выполнена в рамках проектов ФНИ № FWZZ-2022-0008 и FWZZ-2022-0009

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сивцев А.И., Александров А.Р. Галокинез в тектоническом строении Кемпендяйской впадины [Электронный ресурс] / Сивцев А.И., Александров А.Р. // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журнал. – 2014. – № 5. – С. 54–70.

2. Сафронов А.Ф. Перспективы наращивания сырьевой базы нефтегазодобычи на территории Республики Саха (Якутия) // Наука и техника Якутии. 2009. № 2 (17). С. 15–21.
3. Лунев Б.В., Абрамов Т.В., Лапковский В.В., Прийменко В.И. Высокоэффективное 3D моделирование соляного тектогенеза в целях прогноза структуры подсолевого комплекса // Технологии сейсморазведки. – 2017. – № 3. – С. 96–103.
4. Abramov T., Lavrentiev M., Lunev B. Implementation and Testing of the Fast Numerical Algorithm for Simulation of 3D Gravity Creeping Flow of Incompressible Newtonian Fluid // Proceedings of the 2nd International Conference on Applications in Information Technology. Aizu-Wakamatsu, Japan, October 6–8, 2016. The University of Aizu Press, 2016. P. 121–124.
5. Фрадкин Г.С. Галогенные формации и нефтегазоносность Сибирской платформы // Геология и геофизика. – Т. 42, № 4. – 2001. – С. 605–616.
6. Фрадкин Г.С., Моисеев С.А., Сафронов А.Ф. Среднепалеозойский мегакомплекс востока Сибирской платформы – перспективный нефтегазопоисковый объект Якутии // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – № 2с. – 2014. – С. 44–59.

УДК 550.834.53:553.98
DOI 10.53954/9785604990070_139

ИСТОРИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ СРЕДНЕЛЕНСКОЙ НГО И ПРИЛЕГАЮЩИХ ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ПРЕДПАТОМСКОГО ПРОГИБА

Р.В. Маринов, С.А. Моисеев, А.М. Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Начиная с 2004 г. на территории западной части Алданской антеклизы возобновилось проведение региональных сейсморазведочных работ. Впоследствии на этой территории был приобретен ряд лицензионных участков. В работе приводится история и динамика проведения геологоразведочных работ, а также лицензирования.

Ключевые слова: *Сибирская платформа, Алданская антеклиза, нефтегазоносность, венд, кембрий*

THE HISTORY OF GEOLOGICAL EXPLORATION AND LICENSING IN THE TERRITORY OF THE MIDDLE-LENA PR AND THE ADJACENT EASTERN AREAS OF THE PREDPATOM TROUGH

R. Marinov, S. Moiseev, A. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. Since 2004, regional seismic surveys have resumed on the territory of the western part of the Aldan anteclise. Subsequently, a number of license areas were acquired in this area. The paper presents the history and dynamics of exploration, as well as licensing.

Key words: *Siberian platform, Aldan anteclyse, oil and gas bearing, Vendian, Cambrian*

ВВЕДЕНИЕ

Среднеленская нефтегазоносная область (НГО) была выделена в западной части Северо-Алданской НГО [1]. Основанием послужило предложение А.Э. Конторовича о разделении Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) на две субпровинции с разными палеогеографическими условиями в кембрийское время – солеродного бассейна и более глубоководного моря, разделённых кембрийским барьерным рифом. Восточная и северная граница Среднеленской НГО проводится по внутреннему контуру кембрийской рифовой системы [2]. Южная граница совпадает с границей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Западная граница расположена на сочленении Алданской антеклизы и Березовской впадины (см. рис. 1).

Геологоразведочные работы в районе исследования начались в конце 30-х гг. В 1937 г. из скважины Ченкиямская-1 с глубины 372 м из отложений, которые в то время относили к нижнему кембрию, был получен первый в Восточной Сибири приток нефти. В то время кембрийская нефть была самой древней из известных на Земле. До 90-х годов было два периода активности бурения: в 1950–1957 гг., пиковое значение достигло 3800 м, и следующий период: 1956–1993 гг., в 1985 г. пробурено 16 000 м. Сейсморазведочные работы МОГТ начали проводится с 1980-х годов. Они охватили территорию северного и западного склона Алданской антеклизы, и Кемпендяйской впадины, в 1985 г. отработан наибольший объём – 1500 км сейсмопрофилей.

Современный этап сейсморазведочных работ начался в 2000-х гг. С 2004 г работы проводятся непосредственно в районе изучения. Площади сейсморазведочных работ, проведённых за счёт федерального бюджета: Лено-Алданская (2004), Средне-Ленская (2006), Мархачанская (2013), Наманинская (2018) и Чаро-Токкинская (2019).

Кроме того, район исследований пересекает геотраверс 3-ДВ. Всего было отработано 8900 км сейсмопрофилей (рис. 1).

Первые лицензии были приобретены в 2016 г. компанией АО «Туймадаанефтегаз». За последние 6 лет было выдано ещё 8 лицензий. В настоящее время у компании ПАО «Роснефть» 4 участка, у АО «Туймадаанефтегаз» 3 участка, 2 у ПАО «Сургутнефтегаз», и 2 у других компаний.

Глубокое бурение проводилось за счёт средств недропользователей. С 2015 по 2019 г. всего было пробурено 8 скважин общей длиной 24800 м. Бурение проводилось компаниями АО «Туймааданефтегаз», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Роснефть» (см. рис. 2).

© Р.В. Маринов, С.А. Моисеев, А.М. Фомин, 2023

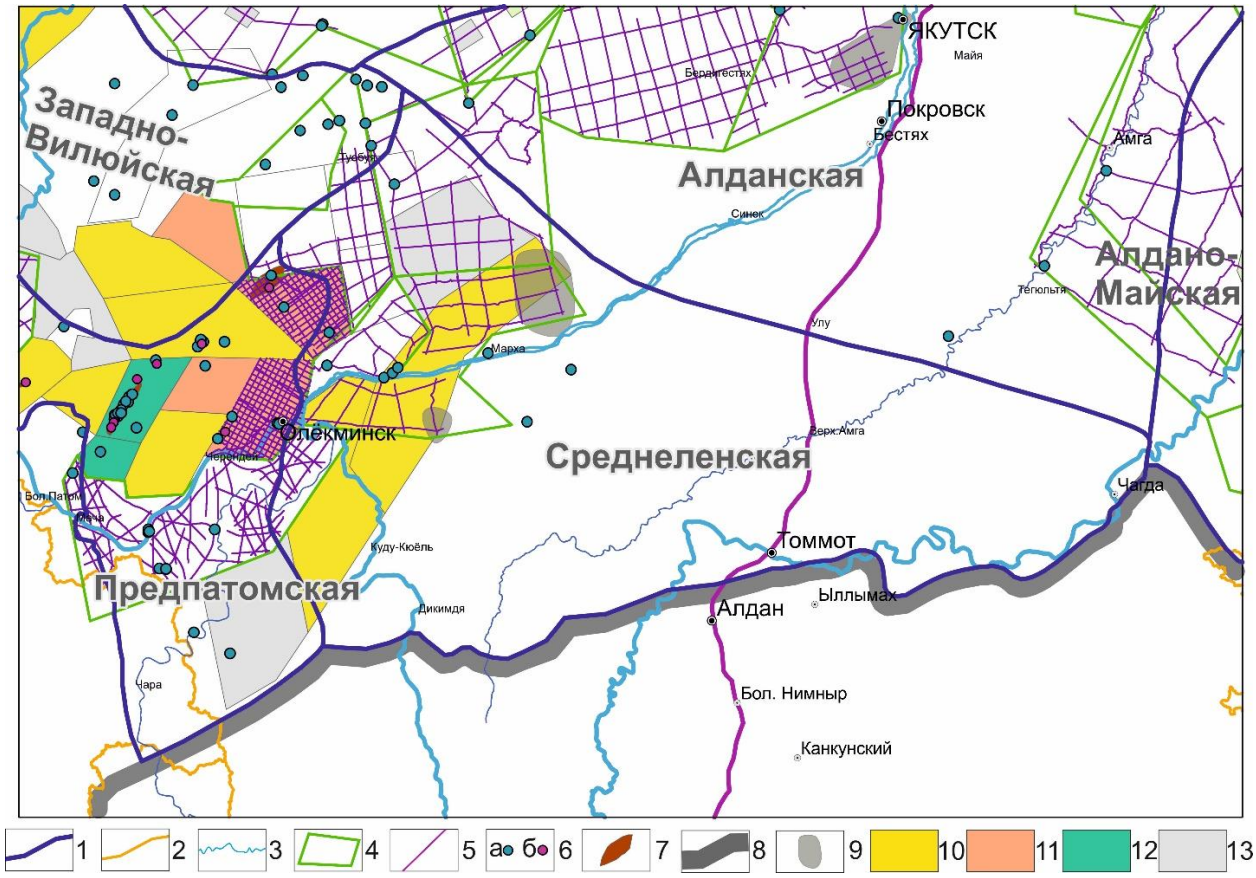


Рис. 1. Обзорная карта района работ

1 – границы НГО, 2 – административные границы, 3 – реки, 4 – полигоны сейсморазведочных работ, 5 – сейсмопрофили, 6 – а) скважины, пробуренные с 1937 по 2000 г. б) скважины, пробуренные после 2000-х гг. 7 – месторождения, 8 – граница Алданского щита 9 – битумные поля, лицензионные участки недропользователей: 10 – ПАО «Роснефть», 11 – АО «Туймадаанефтегаз», 12 – ПАО «Сургутнефтегаз», 13 – другие

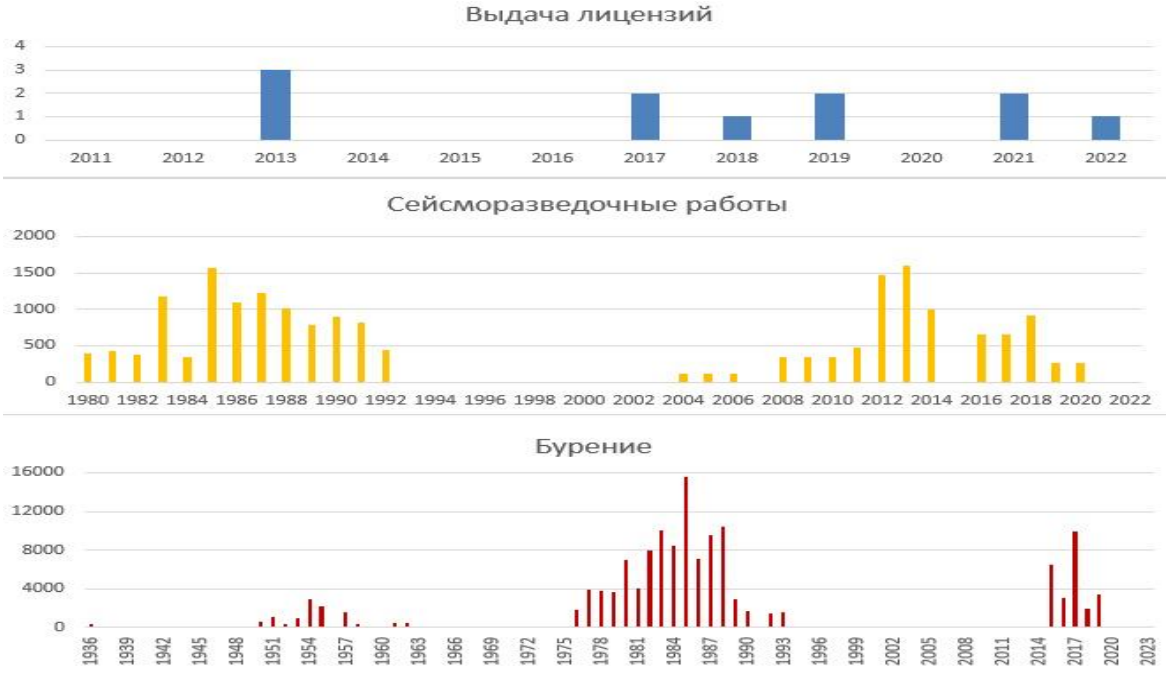


Рис. 2. Диаграмма проведения сейсморазведочных работ, бурения и лицензирования на территории Среднеленской НГО и примыкающих районов.

Компания «Роснефть» в 2021 г. открыла Кэдэргинское газоконденсатное месторождение в венд кембрийских отложениях, компания «Туймадаанефтегаз» на Мухнинском ЛУ открыла в 2023 г. Мухтинское газоконденсатное месторождение в чарской и толбочанской свитах кембрия в межсолевых пластах.

Кроме того, получены притоки газа с конденсатом из билирской и юряхской свиты венд-кембрийских отложений на Бирюкском участке. Специалистами из ВНИГНИ было объявлено об открытии нового нефтегазоносного района с доказанной нефтеносностью [3].

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.И. Вальчак, И.А. Губин, А.О. Гордеева, Е.Н. Кузнецова, В.А. Конторович, С.А. Моисеев, М.Ю. Скузоватов, А.М. Фомин // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 17–21 апреля 2017): Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»: Сборник материалов в 4 т. – Новосибирск: СГУГиТ, 2017. – Т. 1. – С. 57–64.
2. Фомин А.М. Типизация разрезов вендско-кембрийских отложений западной части Северо-Алданской НГО / А.М. Фомин, С.А. Моисеев // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»: Сборник материалов в 4 т. – СГУГиТ. – Новосибирск, 2017. – Т. 1. – С. 46–51.
3. Мельников П.Н. Открытие нового нефтегазоносного района на северо-западном склоне Алданской антеклизы Сибирской платформы / П.Н. Мельников, А.В. Погодаев, А.И. Матвеев, В.И. Пороскун, В.В. Царев, Е.Н. Соболева // Геология нефти и газа. – 2023. – № 2. – С. 5–16.

УДК 553.981.2
DOI 10.53954/9785604990070_142

НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ АНГАРО-ЛЕНСКОЙ СТУПЕНИ

М.А. Масленников[1], Д.О. Мамаков[2], А.Г. Вахромеев[3], Т.С. Мамакова[4], С.А. Лазаренко[5], Е.В. Демидова[6], Н.В. Мисюркеева[7]

[1] Новосибирский Государственный Университет, г. Новосибирск
[2] Иркутский Государственный Университет, г. Иркутск
[3] ФГБУН Институт земной коры СО РАН, г. Иркутск
[4] Филиал Общества с ограниченной ответственностью «Газпром инвест» «Иркутск», г. Иркутск
[5] Общество с ограниченной ответственностью «Сибгаз», г. Иркутск
[6] Общество с ограниченной ответственностью «Столица», г. Иркутск
[7] Общество с ограниченной ответственностью «Сигма-Гео», г. Иркутск

Аннотация. На основе анализа новых и ретроспективных геолого-геофизических данных авторы наметили новые направления поисков перспективных объектов в кембрийском нефтегазоносном комплексе Ангаро-Ленской ступени. Перспективные структурные ловушки сформированы вследствие тектонических движений и перераспределения масс солей, в качестве коллектора рассматриваются подверженные вторичным процессам органогенные карбонатные породы, сформировавшие, в том числе крупные биогермные постройки.

Ключевые слова: *углеводороды, ловушка, резервуар, Ангаро-Ленская ступень, органогенные карбонатный коллектор, тектонические движения*

NEW DIRECTIONS FOR SEARCHING FOR HYDROCARBON DEPOSITS IN THE SOUTHEASTERN PART OF THE ANGARA-LENA STAGE

M. Maslennikov[1], D. Mamakov[2], A. Vahromeev[3], T. Mamakova[4], S. Lazarenko[5], E. Demidova[6], N. Misurkeeva[7]

[1] Novosibirsk State University, Novosibirsk
[2] Irkutsk State University, Irkutsk
[3] Institute of the earth's crust SB RAS, Irkutsk
[4] Branch of the Limited Liability Company "Gazprom Invest" "Irkutsk", Irkutsk
[5] Limited Liability Company "Sibgaz", Irkutsk
[6] Limited Liability Company "Stolitsa", Irkutsk
[7] Limited Liability Company "Sigma-Geo", Irkutsk

Annotation. Based on the analysis of new and retrospective geological and geophysical data, the authors indicated new directions for searching for promising objects in the Cambrian oil and gas complex of the Angara-Lena stage. Promising structural traps are formed as a consequence of tectonic movements and redistribution of salt masses, organogenic carbonate rocks subject to secondary processes are considered as a reservoir, which formed large biohermic structures.

Key words: *hydrocarbons, trap, reservoir, Angara-Lena stage, organogenic carbonate reservoir, tectonic movements*

Несмотря на то, что геолого-разведочные работы в пределах Ангаро-Ленской ступени (далее – АЛС) начались с 40-х годов XX века, текущая изученность характеризуется весьма неоднородной углубленностью. Основные работы были сосредоточены в пределах уникального по запасам газа Ковыктинского ГКМ, а также на территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, во многом благодаря получению в 1962 г. мощного фонтана нефти из осинского горизонта при бурении скважины на Марковской площади.

Результаты бурения прошлых лет на территории АЛС позволили выделить целый ряд залежей углеводородов (далее – УВ) в карбонатных резервуарах кембрия в средних и мелких залежах. Среди них: Христофоровская площадь, на которой были получены притоки газа из келорского горизонта (скв. № ХРС-1 дебитом 15 тыс. м^3/сут;), бильчирского горизонта (скв. № ХРС-1 дебитом 216 тыс. м^3/сут; скв. № ХРС-4 дебитом 150 тыс. м^3/сут), биркинского горизонта (скв. № ХРС-12 дебитом 26.4 тыс. м^3/сут; скв. № ХРС-2 дебитом 30 тыс. м^3/сут, а после при испытании 2-го ствола скважины достигнут дебит 113 тыс. м^3/сут; скв. № ХРС-6 дебитом 7.5 тыс. м^3/сут). Тутурская площадь, на которой были получены притоки газа из биркинского горизонта (скв. № ТУТ-5 дебитом 70 тыс. м^3/сут, а после при испытании

© М.А. Масленников, Д.О. Мамаков, А.Г. Вахромеев, Т.С. Мамакова, С.А. Лазаренко, Е.В. Демидова, Н.В. Мисюркеева, 2024

2-го ствола скважины достигнут дебит 304 тыс. м^3/сут; скв. № 54-Колонковой дебитом 100 тыс. м^3/сут при аварийной работе скважины на протяжении 19 лет); Балыхтинская площадь, на которой были получены притоки газа из христофоровского горизонта (скв. № БЛТ-1 дебитом 2 тыс. м^3/сут; скв. № БЛТ-5 дебитом 170 тыс. м^3/сут;) – открыто Знаменское газоконденсатное месторождение, Атовская площадь, на котором получены притоки газа из атовского горизонта (скв. № АТВ-7 дебитом 15-18 тыс. м^3/сут), нефти из осинского горизонта (скв. № АТВ-2 дебитом 4.7 м^3/сут).

Учитывая низкую изученность юго-восточной части АЛС геофизическими методами и глубоким бурением, существует вероятность «пропущенных» залежей УВ.

Залежи углеводородов АЛС характеризуются общими чертами геологического строения. В качестве коллектора УВ рассматриваются подверженные вторичным процессам органогенные карбонатные породы. Ловушки являются структурными, могут присутствовать тектонические экраны. Структуры сформированы в герцинское время, во время формирования Байкало-Патомского складчато-надвигового пояса, а также тектонических движений со стороны Алтае-Саянской складчатой области. В результате тектонических движений солевой комплекс подвергался наиболее интенсивным деформациям за счет наличия в его составе мощных пластов солей, которые более пластичны и склонны к процессам перемещения масс. Межсолевые карбонатные резервуары, как составная часть солевого комплекса, также оказались подвержены пликативным и дизъюнктивным нарушениям, что способствовало формированию структурных ловушек УВ.

На рис. 1 показан сейсмический разрез, пересекающий залежи Тутурского газоконденсатного месторождения. Солевой комплекс выделяется в интервале между отражающими горизонтами Н (кровля литвинцевской свиты) и В (кровля тэтэрской свиты), залежи газа связаны с биркинским горизонтом, ловушки сформированы за счет перераспределения масс солей в подстилающих соленосных толщах. Также анализируя разрез, представленный на рис. 1, можно отметить несовпадение структурных планов солевого и подсолевого комплексов – над приразломной положительной структурой в подсолевом комплексе выделяется впадина по нижним горизонтам солевого комплекса. Однако такое ассиметричное строение наблюдается не повсеместно. Например, в зоне влияния Ангарского и Жигаловского разломов выделены и унаследованные структуры.

Залежи Знаменского газоконденсатного месторождения (далее – ГКМ) приурочены к карбонатным отложениям продуктивного пласта А6 (христофоровский горизонт и кровельная часть усольской свиты) в пределах крупной Тыптинской антиклинальной структуры Жигаловского вала.

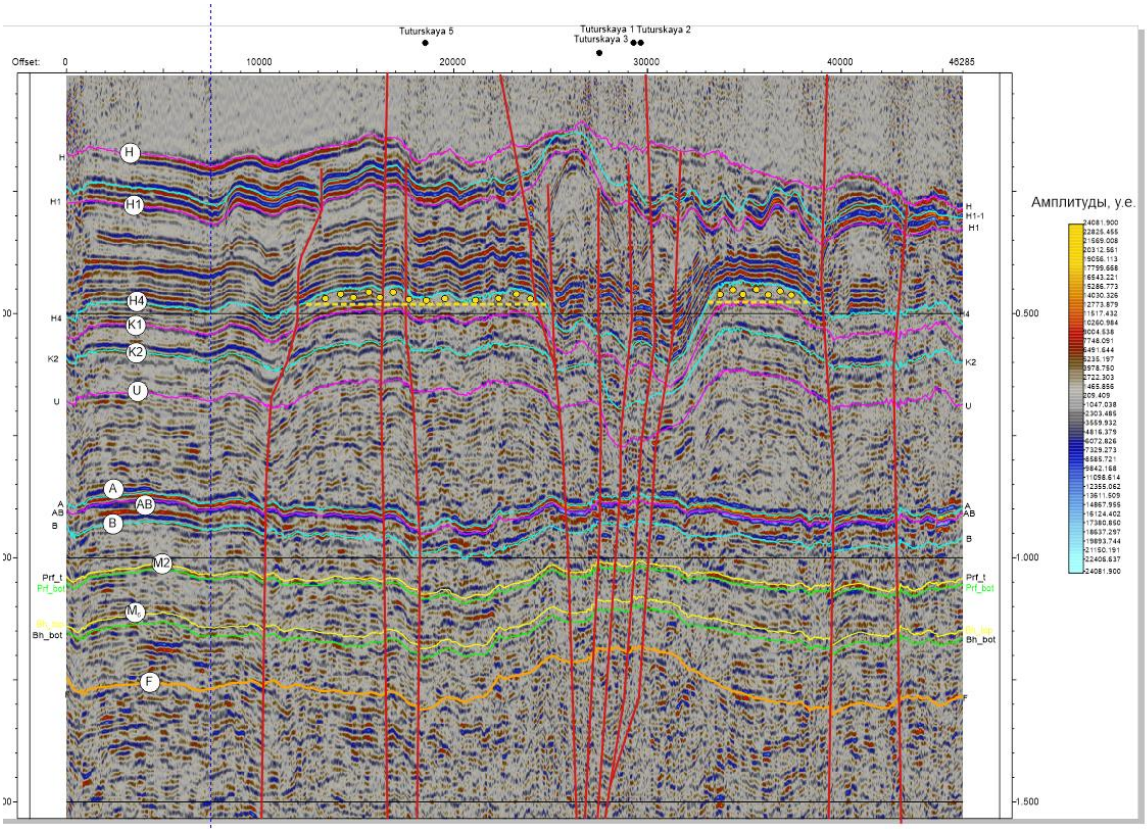


Рис. 1. Временной сейсмогеологический разрез Тутурской площади

Установлено и подтверждено наличие серии тектонических нарушений, определяющих блоковое строение Знаменского ГКМ, представленного тремя отдельными блоками с приуроченными к ним залежами.

При этом, в пределах юго-восточной части АЛС выделяются такие же положительные структуры, как на Тутурском и Знаменском месторождениях, например Качугский и Верхоленский валы, которые ранее были закартированы по результатам сейсморазведки, но по настоящее время еще малоизучены.

Комплексный анализ геологического строения и перспектив нефтегазоносности природных резервуаров раннего кембрия [1, 2, 3, 6, 9] приводит авторов к убеждению о ведущей роли вторичных коллекторов нефти и газа, в том числе развитых по органогенным карбонатам в контурах положительных структурных форм. Новое и важное направление поисковых работ на рассматриваемой территории связано с поиском карбонатных органогенных построек нижнего и среднего кембрия [7]. Крупные органогенные постройки пока установлены здесь по результатам изучения естественных разрезов обнажений и по данным ГИС отдельных скважин. Ранее изучены карбонатные постройки Божеханского вала [4, 8], который рассматривается в роли седиментационного барьера между солеродным бассейном с запада и открытого морского бассейна с востока [4, 5, 8]. Тем самым можно констатировать, что рассматриваемая территория юго-востока Ангаро-Ленской ступени расположена на юго-восточной периферии нижне-среднекембрийской карбонатной платформы, с мезозоя занимает приподнятое положение по отношению к Ковыктинскому выступу и краевому Предбайкало-Предпатомскому прогибу [10], и благоприятна для обнаружения здесь рифогенных поисковых объектов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Адамов Е.А., Цобин В.А., Чечель Э.И. Некоторые черты геологического строения и развития Илгинской впадины в связи с перспективами калиеносности. // Труды Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР, 1970. – 116. – С. 100–110.
2. Анциферов А.С. Нефтегазоносность Жигаловского вала // Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. М.: Недра, 1966. – 440 с.
3. Британ И.В., Жарков М.А., Кавицкий М.Л. и др. Строение и условия формирования кембрийских соленосных отложений на территории СССР // Проблемы соленакопления. Том. 2. Новосибирск: Наука, 1977. – 322. С. 203–227.
4. Вахромеев А.Г., Корнилова Т.Н., Мисюркеева Н.В., и др. Биогермы Божеханского поднятия Предбайкальского прогиба – краевой барьерно-рифовой системы кембрийского соленосного бассейна юга Сибирской платформы // Науки о Земле и недропользование, 2022, Т. 45 (3). С. 246–264.
5. Дмитриевский А.Н., Самсонов Ю.В., Илюхин Л.Н. и др. Зоны нефтегазонакопления в карбонатных отложениях Сибирской платформы. М.: Недра, 1993. – 158 с.
6. Жарков М.А., Чечель Э.И. Осадочные формации кембрия Ангаро-Ленского прогиба. Новосибирск: Наука, 1973. – 238 с.
7. Комарова Н.И., Ильин А.С., Шашин С.Г. Типы карбонатных коллекторов и критерии их прогноза в связи с поисками залежей нефти и газа в отложениях кембрия юга Сибирской платформы // В сб. Геологические условия и методические особенности поисков залежей нефти и газа на Сибирской платформы. Тез. докладов Всесоюзного науч.-техн. совещания 27–29 октября 1981. – Иркутск, 1981. – 197 с.
8. Королюк И.К. Особенности строения валов южной части Прибайкалья на примере Божеханского поднятия // Тектоника нефтегазоносных областей Сибири. – М.: Наука, 1967. – С. 60–70.
9. Труфанова Н.В., Кривощеков А.Л., Наумова Ю.А. Методика и результаты кинематической интерпретации по региональному профилю «Ковыктинское месторождение – Предпатомский прогиб» // Технологии сейсморазведки. – 2007. – № 3. – С. 83–91.
10. Вахромеев А.Г., Смирнов А.С., Мазукабзов А.М., Шутов Г.Я., Горлов И.В., Мисюркеева Н.В., Огибенин В.В. Верхненленское сводовое поднятие – главный объект подготовки ресурсной базы Иркутского центра газодобычи // Геология и минеральные ресурсы Сибири. 2019, № 3. С. 38–56.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_145

ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОКА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Д.С. Мельник

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Выполнена оценка пород вендских отложений северо-востока Сибирской платформы в качестве потенциально нефтематеринских. Рассмотрены геохимические критерии нефтегазоносности вендских и кембрийских отложений Лено-Анабарского прогиба, Суханской впадины Анабарской антеклизы

Ключевые слова: *Сибирская платформа, Оленекское поднятие, Лено-Анабарский прогиб, венд, кембрий, нефтегазоносность, органическая геохимия, потенциально нефтематеринские породы*

GEOCHEMISTRY OF THE ORGANIC MATTER FROM THE VENDIAN DEPOSITS, NORTHEASTERN SIBERIA

D.S. Melnik

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Abstract. Rocks of the Vendian deposits from the northeast of the Siberian Platform were assessed as potential source rocks. The geochemical criteria for the oil and gas potential are considered for the Vendian and Cambrian deposits of the Leno-Anabar Trough and the Sukhana Depression of the Anabar Anteclise

Key words: *Siberian Platform, Olenek Uplift, Lena-Anabar Tough, Vendian, Cambrian, oil and gas prospective, organic geochemistry, potential source rock*

ВВЕДЕНИЕ

Продолжаются комплексные исследования северной окраины Сибирской платформы, направленные на оценку нефтегазоносности осадочных комплексов Анабаро-Хатангской седловины и Лено-Анабарского прогиба [1–4 и многие другие]. В настоящей работе обсуждается органическая геохимия потенциально нефтематеринских пород хатыспытской свиты и средней подсвиты хараютэхской свиты венда северо-востока Сибирской платформы.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Изучен разрез хатыспытской свиты мощностью около 200 м. Установлено, что ее породы неравномерно обогащены органическим веществом (ОВ). В ее разрезе чередуются интервалы пород, обедненных (содержание органического углерода ($C_{орг}$) <0,2%) и слабо обогащенных ОВ ($C_{орг}$ ~0,2–0,4%), и интервалы пород, обогащенных ОВ ($C_{орг}$ от 0,5 до 1–4%), с редкими маломощными прослоями черных сланцев, аномально обогащенных ОВ ($C_{орг}$ до ~10%).

Пиролитические характеристики (HI обычно >150 мг УВ/г $C_{орг}$, до 622 мг УВ/г $C_{орг}$, T_{max} ~ 435 °C), распределения алканов, стеранов, терпанов [7], изотопный состав $C_{орг}$ ($\delta^{13}C_{орг}$ ~ –35…–30‰) позволили охарактеризовать ОВ хатыспытской свиты как аквагенное морское (II тип ОВ), катагенез которого на Оленекском поднятии отвечает началу главной зоны нефтеобразования (МК$_1^1$ по шкале А.Э. Конторовича [5]). Предполагается, что зрелость ОВ хатыспытской свиты и ее возрастных аналогов достигает главной зоны нефтеобразования в Суханской впадине и градаций апокатагенеза в Лено-Анабарском прогибе [3, 6, 7].

В хатыспытской свите были диагностированы биодеградированные битумоиды – рассеянные нафтидопроявления в микротрещинах и кавернах карбонатных и карбонатно-кремнистых пород. В ряду автохтонные битумоиды хатыспытской свиты – биодеградированные битумоиды – битумы Восточно-Анабарского и Центрально-Оленекского скоплений в вендских и нижнекембрийских отложениях зафиксировано подобие атомно-молекулярного состава (легкий изотопный состав $C_{орг}$, $\delta^{13}C_{орг}$ в среднем –32‰, распределение стеранов C_{29}>C_{27}, высокое содержание гаммацерана среди терпанов, до 10% на их сумму).

В устье ручья Бискеебит изучен разрез средней подсвиты хараютэхской свиты мощностью ~60 м. Установлено, что ее карбонатные и карбонатно-кремнистые породы обогащены ОВ – содержание $C_{орг}$ в среднем составляет 0,5%, повышается до 2,6%.

© Д.С. Мельник, 2024

Изотопный состав $C_{орг}$ пород ($\delta^{13}C_{орг}$ ~ –32…–30‰), распределение нормальных алканов (максимум на *n*-C_{17}–C_{19}), терпанов (ТЦИ <1 (трицикловый индекс по [8])) свидетельствуют об аквагенном ОВ бактериально-водорослевого генезиса, исходно обладающем высокими генерационными характеристиками.

Пиролиз пород показал, что пик S_2 часто отсутствует, значения HI низкие – 19–40 мг УВ/г $C_{орг}$, значения T_{max} и PI, напротив, высокие и достигают 509 °C и 0,49 соответственно. Установлены низкие выходы хлороформенных битумоидов (0,001–0,021%) и значения битумоидного коэффициента (в среднем 1,3%). Отношение гопанов Ts/Tm достигает 1,5. Содержание трициклановв высокое, до 74% на сумму терпанов. На масс-хроматограммах некоторых проб метано-нафтеновых фракций фиксируются аномально низкие пики стеранов и гопанов. Установлено, что в нафтено-ароматических фракциях битумоидов преобладают фенантрены, их содержание достигает 98% на сумму идентифицированных соединений (фенантрены, дибензотиофены, моно- и триароматические стероиды). Были рассчитаны метилфенантреновые показатели зрелости ОВ. Установлены высокие значения MPI-1 до 2,82, МФИ до 2,85, отражательной способности витринита R_o до 2,05%. Пиролитические и битуминологические характеристики пород, особенности состава и распределения УВ битумоидов указывают на высокий катагенез ОВ, соответствующий глубинной зоне газообразования (до $МК_3$ по шкале А.Э. Конторовича).

Установлено, что битумоиды подсвиты являются остаточными, они биодеградированы в гипергенезе [9]. По изотопному составу $C_{орг}$ (значения $\delta^{13}C_{орг}$ ~ –31…–29‰), распределению стеранов C_{29}~C_{27} была обоснована связь между ОВ средней подсвиты хараютэхской свиты и исследованными битумами в верхней подсвите хараютэхской свиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По геохимическим критериям [5 и другие] породы хатыспытской свиты являются потенциально нефтематеринскими, породы средней подсвиты хараютэхской свиты – нефтематеринскими, реализовавшими свой исходно высокий генерационный потенциал. Вендские отложения северо-востока Сибирской платформы, в разной степени обогащенные ОВ, участвовали в нефтегазообразовании. Можно ожидать, что при благоприятных геологических условиях залежи нефти, связанные с реализацией генерационного потенциала породами венда, будут обнаружены в карбонатных и терригенных коллекторах вендских и палеозойских отложений в Суханской впадине, легких нефтей, конденсата, газа – в Лено-Анабарском прогибе. Скопления углеводородов могут быть обнаружены не только в вышележащих вендских и кембрийских отложениях, но и в разрезе хатыспытской свиты.

Работа выполнена в рамках проекта НИР №FWZZ-2022-0012 государственной программы ФНИ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Грамберг И.С. Геохимические исследования как один из методов поисков генетических признаков нефтематеринских толщ (на примере Арктических районов СССР) / И.С. Грамберг // Нефтегазоносность Севера Сибири // Труды НИИГА. – Вып. 92. – 1958. С. 171–182.
2. Геология нефти и газа Сибирской платформы: / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
3. Каширцев В.А. Прямые признаки нефтегазоносности и нефтематеринские отложения Суханского осадочного бассейна Сибирской платформы / В.А. Каширцев, Т.М. Парфенова, С.А. Моисеев, А.В. Черных, Д.А. Новиков, Л.М. Бурштейн, К.В. Долженко, В.И. Рогов, Д.С. Мельник, И.Н. Зуева, О.Н. Чалая // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60 – № 10. – С. 1472–1487.
4. Конторович В.А. Геологическое строение, нефтегазоносность, ресурсы углеводородов и направления геологоразведочных работ на северо-восточной континентальной окраине Сибирской платформы (Анабаро-Хатангская и Лено-Анабарская НГО) / В.А. Конторович, А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, А.Ю. Калинин, Л.М. Калинина, Е.А. Костырева, Д.С. Мельник, С.А. Моисеев, Т.М. Парфенова, П.И. Сафронов, М.В. Соловьев, А.Н. Фомин, Е.А. Фурсенко // Геология и геофизика. – Online first. – DOI: 10.15372/GIG2023184.
5. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности / А.Э. Конторович // Труды СНИИГГиМС. –1976. – Вып. 229. – 250 с.
6. Соболев П.Н. Геохимические критерии нефтегазоносности рифейпалеозойских отложений Лено-Анабарского регионального прогиба и сопредельных территорий / П.Н. Соболев, Д.С. Лежнин, И.А. Панарин, Е.Н. Гаврилова, А.М. Пименова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8. – С. 62–74.

7. Мельник Д.С. Органическая геохимия карбонатных пород, силицитов и черных сланцев хатыспытской свиты венда (эдиакария) северо-востока Сибирской платформы / Д.С. Мельник, Т.М. Парфенова, Д.В. Гражданкин, В.И. Рогов // Геология и геофизика. – 2023. – Т. 64. – № 6. – С. 841–857.
8. Конторович А.Э. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А.Э. Конторович, С.Ф. Бахтуров, А.К. Башарин, С.Ю. Беляев, Л.М. Бурштейн, А.А. Конторович, В.А. Кринин, А.И. Ларичев, Году Ли, В.Н. Меленевский, И.Д. Тимошина, Г.С. Фрадкин, А.В. Хоменко // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 11 – С. 1676–1693.
9. Мельник Д.С. Органическая геохимия потенциально нефтегазопроизводящих пород средней подсвиты хараютэхской свиты неопротерозоя (северо-восток Сибирской платформы) / Д.С. Мельник, Т.М. Парфенова Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность – 2021: Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции) (г. Москва, МГУ им. М.В. Ломоносова, 27–28 мая 2021 г.). – Перо, Москва, 2021. – С. 277–280.

УДК 551.86
DOI 10.53954/9785604990070_148

СУБАКВАЛЬНЫЕ ЛАНДШАФТЫ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ СИБИРИ В ФОРМИРОВАНИИ ЮРСКИХ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМ

П.Н. Мельников[1], Л.Ф. Найденов[2], В.В. Сапьяник[2]

[1]Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, г. Москва
[2] Новосибирский филиал Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института, г. Новосибирск

Аннотация. На конкретных примерах рассмотрены понятия, которые подразумевают применение палеоэкологического подхода к изучению перспектив нефтегазоносности в истории формирования юрских нефтегазогеологических систем внутриконтинентальных и окраинных бассейнов Сибири.
Рассмотрены палеоландшафты обладающие высокой биопродуктивностью первичного органического вещества и определены типы палеорельефа перспективные для формирования байос-батского и оксфорд-кимериджского резервуаров в прибортовых зонах Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Ключевые слова: *ландшафты, осадочный бассейн, биопродуктивность, резервуар, юра, Сибирь.*

SUBAQUATIC LANDSCAPES OF SEDIMENTARY BASINS OF SIBERIA IN THE FORMATION OF JURASSIC OIL AND GAS GEOLOGICAL SYSTEMS

P. Melnikov[1], L. Naidenov[2], V. Sapyanik[2]

[1]All-Russian Scientific Research Geological Oil Institute, Moscow
[2]Novosibirsk Branch of the All-Russian Scientific Research Geological Petroleum Institute, Novosibirsk

Annotation. Using specific examples, the concepts that imply the application of the paleoecological approach to the study of the prospects of oil and gas potential in the history of the formation of the Jurassic oil and gas geological systems of the inland and marginal basins of Siberia are considered. Paleolandscapes with high bioproductivity of primary organic matter are considered, and the types of paleorelief that are promising for the formation of the Bayos-Bath and Oxford-Kimmeridge reservoirs in the near-side zones of the Yenisei-Khatanga regional trough are determined.

Key words: *landscapes, sedimentary basin, bioproductivity, reservoir, Jurassic, Siberia.*

Работая над проблемами осадочной теории нафтидогенеза, А.Э. Конторович сформулировал одну из основополагающих концепций: *«…биологическая эволюция оказала решающее влияние на масштабы и направленность процессов нефтегазообразования не только качественно, но и количественно»* [1]. Отсюда важной задачей является изучение древних палеоэкосистем, благоприятных для формирования ландшафтов с высокой биопродуктивностью (нефтегазогенерирующая толща), сопряженных с гидродинамически активными зонами (потенциальный коллектор), которые вследствие постседиментационных (син-эпигенетических) процессов трансформировались в гидродинамически изолированные потенциально нефтегазоносные системы в истории формирования осадочного бассейна. Поэтому реконструкция древних ландшафтов осадочных бассейнов в нефтегазовой геологии является средством познания условий и механизма образования нефтегазоносных толщ и определяет генетические предпосылки формирования замкнутых нефтегазогеологических систем, совокупность которых ограничивается определенным нефтегазоносным бассейном либо его частью.

Понятие *нефтегазоносный бассейн* было введено И.О. Бродом [2]. Под нефтегазоносным бассейном он понимал замкнутые или частично замкнутые отрицательные структуры земной коры со стабильным трендом устойчивого погружения, в разрезе осадочной толщи которых содержатся горизонты с залежами нефти и газа. Данное И.О. Бродом определение нефтегазоносного бассейна обуславливает постулат – *история формирования осадочного бассейна предопределяет его нефтегазоносность*.

На протяжении мезозойской эры шельфовые моря Сибирского континета периодически находились в гумидном либо семиаридном климате: периодически ослабевал терригенный седиментогенез, происходила стабилизация морского режима, развивались планктонные организмы, возрастала доля сапропелевого керогена в исходном ОВ, в итоге формировались пачки битуминозных пород триаса (оленекский век) и юры (геттанг, тоар, аален, байос, келловей и титон). В среднем, позднем триасе и юре господствовал относительно теплый, близкий к современному гумидному климат. Осадконакопление происходило в условиях островных морей и характеризовалось усиленным привносом терригенного материала со все увеличивающейся долей гумусового ОВ.

Структурный план седиментационных бассейнов влиял на распределение различных классов пород и, таким образом, определял условия аккумуляции углеводородов. Общей особенностью рассматри-

© П.Н. Мельников[1], Л.Ф. Найденов[2], В.В. Сапьяник, 2024

ваемых бассейнов является присутствие как морских, так и континентальных образований, наличие горного обрамления и преимущественный снос обломочного материала с Сибирской платформы.

Периоды гумидизации климата проявлялись в нестабильной солености морских вод, в то же время общий мелководный характер бассейнов, широкое развитие ландшафтов маршевого типа, обусловили большую производительность фитобиогенной продукции. При этом следует отметить огромную роль бактерий в первичной или, можно сказать, посмертной переработке исходной массы детрита (животного и растительного происхождения). Количество бактерий увеличивается в три раза при погружении на глубину от 0 до 50 м, а затем на глубинах до 200 м практически исчезает. Рост популяций бактерий очень интенсивен (деление каждые 20 мин.). В соответствии с этими данными бактериальная биомасса на пятидесятиметровых глубинах бассейна лишь незначительно уступает биомассе зоопланктона, а степень её влияния в различных участках дна может усиливаться благодаря их способности к громадной продуктивности. Приведенные данные позволяют предположить, что в юрское время наиболее благоприятные обстановки для накопления органического вещества располагались пределах близких к 50 м палеоглубинам в маршевых зонах, на подводных возвышенностях, а также вблизи зон возможного апвелинга в краевых акваториях бассейнов.

Основным фактором определения перспектив нефтегазоносности новых территорий являются результаты интерпретации геологоразведочных работ последних лет и особенно материалы бурения. В частности, по результатам бурения Новоякимовской параметрической скважины получены новые материалы, показывающие, что перспективы Енисей-Хатангского регионального прогиба на данный момент недооценены в первую очередь за счет тех литологических и структурно-литологических объектов, которые могут быть выявлены на территории Агапского прогиба и его прибортовых районов.

В настоящее время большинство исследователей определяют развитие верхнеюрских песчаных пластов сиговской свиты ЕХРП вдоль северо-восточного обрамления Сибирской платформы, вместе с тем результаты интерпретации геолого-геофизических материалов предполагают возможность накопления песчаных разностей оксфорд-киммериджского резервуара и на северном склоне регионального прогиба.

Контрастность палеорельефа Енисей-Хатангского регионального прогиба предопределила формирование песчаных разностей байос-батского резервуара в пляжевых, баровых и склоновых обстановках седиментогенеза. При этом морские глинистые отложения (леонтьевская, точинская, малышевская свиты) – оцениваются как нефтепроизводящие породы. РОВ байос-бата подтверждают широкое развитие керогена II типа и только на палеоподнятиях наблюдается кероген двух типов II и III. К современному времени осадочные толщи байос-бата вошли в зону нефтеобразования МК1-МК3. Исключением являются депоцентры депрессионных зон, где на глубинах более 4,5 км РОВ достигает МК4.

Эффективная мощность малышевского резервуара составляет от 0 м до 117 м. Открытая пористость пластов $Ю_{2-4}$ варьирует от 9 до 23,3% при средней 16,8%, проницаемость от 1 до 228 мД, при средней 50 мД.

Эффективная мощность отложений васюганско-баженовского горизонта в скважинах правобережья р. Енисей по данным заключения ГИС составляет от 0 м (скв. Хабейской площади, Яковлевская-2) до 42 м в скважине Малохетская-12. При этом верхняя часть разреза (аналог яновстанской свиты) заглинизирована. Вместе с тем, анализ общих толщин сиговской свиты и её аналогов вдоль северо-западного склона Тарейского мегавала Южно-Таймырской моноклинали, определяет субширотную переходящую в субмеридианальную зону повышенных толщин оксфорд-кимериджских отложений, которая проходит от устья реки Тарея, через Тарейское поднятие огибая северо-западные склоны Моккоритского и Нерадского поднятий, при выходе к Агапскому прогибу. При этом в волновом поле сейсмических разрезов наблюдается комплекс сейсмофаций речной системы. Формирование речной палеосистемы также подтверждается повышением мощностных характеристик разреза на склонах крупной Агапской палеодепрессии, где прогнозируется развитие коллекторов мощностью до 26 м.

Таким образом, на основе геолого-геофизических материалов завершающегося этапа региональных сейсморазведочных работ и параметрического бурения, впервые представлено обоснование о наличие байос-батского и оксфорд-кимериджского резервуаров в прибортовых зонах Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Полученные результаты сопоставимы с седиментогенезом крупных месторождений Западной Сибири и позволяют повысить перспективы нефтеносности средне-верхнеюрских резервуаров в Енисей-Хатангском региональном прогибе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э. Эволюция нафтидогенеза в истории Земли // Геология и геофизика, 2004б. Т. 45 (7). – С. 784–802.
2. Брод И.О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. М.: Недра, 1964. 57 с.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_150

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОНИ-ФИЛЬТРАЦИИ ПРИ ПОИСКЕ ЛОВУШЕК НЕСТРУКТУРНОГО ТИПА

Г.М. Митрофанов[1, 2, 3], С.Н. Смолин[1]

[1] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
[2] Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск
[3] Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск

Аннотация. Представлен пример использования технологии Прони фильтрации для поиска ловушек углеводородов неструктурного типа в юрских отложениях. Материалом для выполненных исследований послужили временные разрезы, полученные на основе обработки профильных сейсмических данных. Общая протяженность профилей составляла 2324 пог. км и они располагались на территории шести лицензионных участков. Значимым моментом являлось отсутствие поисковых скважин в пределах всех участков. Таким образом, выполненные исследования обладали определенной чистотой по отношению к имеющейся информации, представляющей собой только поверхностные сейсмические данные.

Ключевые слова: *неструктурные ловушки, порово-трещинный коллектор, прогноз углеводородов*

USING PRONY FILTRATION TECHNOLOGY FOR NON-STRUCTURAL TRAPS IDENTIFICATION

G. Mitrofanov[1, 2, 3], S. Smolin[1]

[1] Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
[2] Novosibirsk State University, Novosibirsk
[3] Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk

Annotation. An example of the use of Prony filtration technology to search for non-structural hydrocarbon traps in Jurassic sediments is presented. The material for the research was time sections obtained from the processing of profile seismic data. The total length of the profiles was 2324 km and they were located on the territory of six license areas. A significant point was the absence of testing wells within all areas. Thus, the studies performed had a certain purity in relation to the available information, which was only surface seismic data.

Key words: *non-structural traps, pore-fractured reservoir, hydrocarbon forecast*

ВВЕДЕНИЕ

В осадочных породах часто зоны повышенной трещиноватости накладываются на поровые и каверновые типы коллекторов, создавая и усложняя ловушки углеводородов неструктурного типа. Подобные ловушки сложны для поиска и, обычно, не обнаруживаются стандартными методами сейсморазведки. Необходимы нестандартные подходы в реализации успешного их прогноза. Для этого возможно использование свойств как рассеянных, так и зеркально отраженных волн, на основе чего в настоящее время создано ряд уникальных методик. В частности, к ним относится технология Прони фильтрации, которая позволяет проводить частотно зависимый анализ волнового поля, на основе чего успешно прогнозировать нефтегазоносные объекты высокой сложности. Основы технологии изложены в работе [1].

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Основным объектом исследования являлись неструктурные залежи нефти, расположенные в верхнеюрских и среднеюрских отложениях Западно-Сибирского НГК. Поиски таких объектов достаточно трудоемки, затратны по времени, часто требуют хорошей изученности глубоким бурением и проведения дорогостоящих детальных сейсморазведочных работ. При этом на практике с высокой вероятностью возникают пропуски промышленно значимых залежей нефти. Особенно на поисково-оценочном этапе геолого-геофизических работ, когда используются только сейсморазведочные данные.

В этом ракурсе интересным представлялось применить технологию Прони фильтрации на поисковом уровне. Такая возможность появилась при поиске залежей углеводородов на территории, включающей в себя Пограничный, Комариный, Лумкойский, Таньягский лицензионные участки, расположенной в Тюменской области на границе с Ханты-Мансийским автономным округом. На этой территории ОАО «Центральной геофизической экспедицией» (г. Новосибирск) были проведены значительные сейсмические работы.

© Г.М. Митрофанов, С.Н. Смолин, 2024

Первые результаты применения указанной технологии показали ее высокую эффективность при прогнозе неструктурной нефтяной ловушке, относящейся к отражающему горизонту $Т_{Ю2}$ (кровля песчаного пласта $ЮС_2$, кровля тюменской свиты) в районе Пограничного лицензионного участка [2]. Поэтому было принято решение об использовании технологии при обработке всего сейсмического материала в объеме 2324 пог. км. Цель обработки состояла в определении возможных перспективных областей для заложения поисковых скважин.

Выполненные научно-исследовательские работы по изучению областей среды с аномальными частотно-зависимыми откликами позволили определить зоны с наиболее вероятными залежами углеводородов. Эти зоны были рекомендованы для поискового и последующего промышленного бурения.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Процесс размещения первых поисковых скважин был сложным в силу высокой ответственности и слабой корреляции аномальных зон со структурным планом целевых горизонтов. Несмотря на указанное несоответствие, первые результаты бурения оказались успешными, что способствовало более активному использованию результатов Прони фильтрации при заложении добывающих скважин.

К настоящему времени активно разрабатываются участки недр: Пограничный, Северо-Комариный, Верхнелумкойский, Нижнелумкойский, Лумкойский и Таньягский. Для последующего анализа нам были переданы данные испытаний 25 глубоких скважин. Из них в районе 15 скважин вскрыты залежи нефти, 5 скважин – залежи пластовой воды, в 5 скважинах залежей флюидов (нефть, пластовая вода) не обнаружено. По этим данным был определен ряд индикаторов волновых полей образов Прони-фильтрации для юрского интервала разреза, использование которых приводит к результатам, представленным на рис. 1. В частности, индикатор «залежи флюида (нефти или пластовой воды)» позволяет сделать уверенный прогноз 21 залежи флюида (нефти или пластовой воды). Проведенные испытания в соответствующих глубоких скважинах подтверждают 20 прогнозов. Исключение составляет район только одной скважины, где при испытании получено «сухо».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам, полученным на основе технологии Прони фильтрации, были определены точки для поискового бурения. Первые 4 глубоких поисково-оценочных скважины вскрыли залежи нефти в целевом интервале разреза (в средневерхнеюрских отложениях) и послужили основой для последующего открытия 4 новых месторождений нефти. К настоящему времени в областях открытых месторождений неструктурного типа имеется 33 глубоких скважины. На основе скважинных данных удалось провести глубокую верификацию прогноза, который обеспечивается результатами метода Прони фильтрации, в частности, ответить на вопрос: «Насколько точно могут быть выделены коллекторы, содержащие нефть, газоконденсат и пластовую воду?».

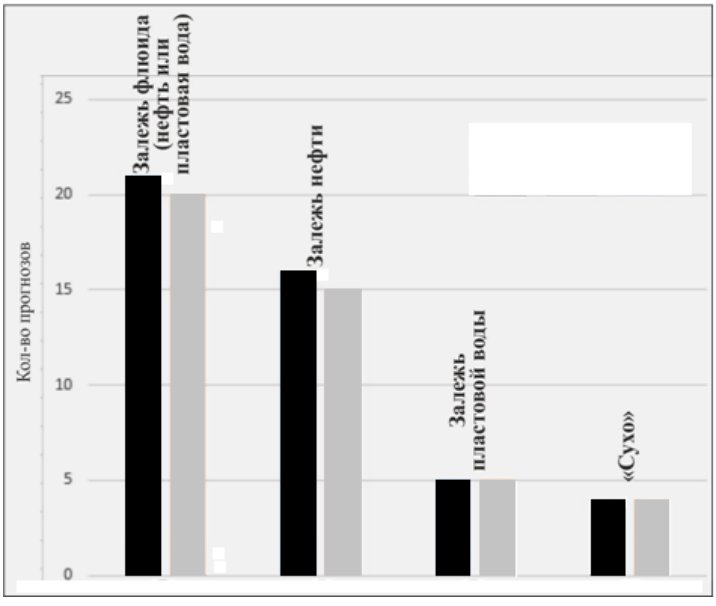


Рис. 1. Диаграммы подтверждаемости результатов прогноза по технологии Прони фильтрации и вскрытия целевых юрских пластов.

В процессе работ были выполнены методические исследования по применению технологии к поиску неструктурных ловушек. В результате были получены полезные рекомендации, относящиеся к графу обработки исходных данных, выбору параметров Прони фильтрации, формированию оцениваемых параметров, изображаемых в виде результирующих карт. Одна из рекомендаций относилась к возможности устранения влияние сильного отражающего горизонта, экранирующего нижележащие целевые горизонты. Использование полученных рекомендаций способствовали развитию технологии и ее успешной реализации в рамках международных проектов.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0017.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Митрофанов Г.М. Основы и приложения метода Прони-фильтрации / Г.М. Митрофанов, В.И. Прийменко // Технология сейсморазведки. – 2011. – № 3. – С. 93–108.
2. Смолин С. Н. Проблема обнаружения неструктурных нефтегазоносных объектов по данным сейсморазведки / С.Н. Смолин, Г.М. Митрофанов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 4. – С. 63–72.

УДК 55.550.8
DOI 10.53954/9785604990070_153

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ЗАПАДНО-ВИЛЮЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Л.Ф. Найденов

Новосибирский филиал ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», г. Новосибирск

Аннотация. В результате анализа литературных источников прошлых лет, современных сейсморазведочных данных МОГТ 2D 2016-2020 годов, материалов бурения скважин и стратиграфических исследований осадочного чехла на территории Западно-Вилюйской нефтегазоносной области были определены 17 сейсмических отражающих горизонтов, которые уверенно прослеживаются на значительные расстояния. На сейсмических разрезах по наличию несогласий и смене сейсмического рисунка записи выделено 10 сейсмокомплексов.

Ключевые слова: *Отражающий горизонт, сейсмический разрез, корреляция, сейсмокомплекс, сейсмическая запись, Западно-Вилюйская нефтегазоносная область, скважина, стратиграфическая граница.*

SEISMOGEOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE SEDIMENTARY COVER OF THE WEST VILYUI OIL AND GAS REGION

L. Naidenov

Novosibirsk Branch of Federal State Budgetary Institution «All-Russian Research Geological Oil Institute» (VNIGNI)

Annotation. As a result of the analysis of literary sources of previous years, seismic data by the modern 2d CDP surveys conducted since 2016 to 2020, drilling results and stratigraphic studies of the sedimentary cover on the territory of the West Vilyui oil and gas region, 17 reflecting horizons have been determined, which are confidently traced over considerable distances. 10 seismic complexes have been identified in seismic sections based on the presence of discordances and the change of the seismic pattern of the record.

Key words: *Reflecting horizon, seismic section, correlation, seismic complex, seismic record, West Vilyui oil and gas region, well, stratigraphic boundary.*

Западно-Вилюйская нефтегазоносная область расположена в восточной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В результате анализа литературных источников прошлых лет [1, 2, 3, 4], современных сейсморазведочных данных МОГТ 2D 2016-2020 годов, материалов бурения скважин и стратиграфических исследований осадочного чехла на территории Западно-Вилюйской нефтегазоносной области были определены 17 сейсмических отражающих горизонтов (ОГ), которые уверенно прослеживаются на значительные расстояния (табл. 1).

Таблица 1

Сопоставление стратиграфических и сейсмических границ в пределах Западно-Вилюйской нефтегазоносной области

№	Стратиграфическая граница	ОГ	Местные стратоны
1	Кровля батылыхской свиты (K_1)	K_1	Батылыхская
2	Кровля верхнеюрских отложений	$Ю_3$	Бергеинская
3	Кровля среднеюрских отложений	$Ю_2$	Нижневилюйская
4	Кровля нижнеюрских отложений	$Ю_1$	Сунтарская
5	Кровля триасовых отложений	T	Тулурская
6	Кровля нижнетриасовых отложений	T_1	Мономская
7	Подошва мезозойских отложений	ТП	Тарагайская
8	Кровля девона	D_3	Вилючанская
9	Кровля силура	S	Меикская
10	Кровля ордовика	O	Станская
11	Кровля кембрия	$Є_3$	Чарголская
12	Низы среднего кембрия	$Є_2$mt	Метегерская (айхальская)
13	Кровля венда	Б	Юряхская
14	Верхний венд, тирский горизонт	M_1	Бюкская
15	Верхний венд, низы тирского горизонта	КВ	Харыстанская (нижнебюкская)
16	Кровля рифея	R	Андынгдинская
17	Кровля фундамента	Ф	

© Л.Ф. Найденов, 2024

На сейсмических разрезах по наличию несогласий и смене характерного сейсмического рисунка записи можно выделить 10 сейсмокомплексов: Ф – R, R – КВ, КВ – $М_1$, $М_1$ – Б, Б – $Є_2$mt, $Є_2$mt – $Є_3$, $Є_3$ – О, О – S, S – ТП, ТП – $Ю_1$.

Сейсмокомплекс Ф – R соответствует рифею. Тип рисунка сейсмической записи параллельно-слоистый. В погруженных частях динамический характер записи яркий, горизонт R становится реперным.

Сейсмокомплекс R – КВ включает нижний венд и низы верхнего (так называемый терригенный венд). Тип рисунка сейсмической записи параллельно-слоистый, что характерно для морского терригенного осадконакопления. Реперным горизонтом в этом интервале можно считать горизонт КВ, приуроченный к кровле сейсмокомплекса.

Сейсмокомплексы КВ – $М_1$ и $М_1$ – Б соответствуют верхневендской части разреза. Тип рисунка сейсмической записи от неупорядоченного до параллельно-слоистого, что может свидетельствовать о морских обстановках в разных батиметрических областях. Отражающий горизонт Б динамически контрастен и является реперным.

Сейсмокомплекс Б – $Є_2$mt охватывает нижне-среднекембрийский интервал, в котором распространен Западно-Якутский рифовый комплекс [5]. На сейсмических разрезах барьерный рифовый комплекс четко фиксируется по смене волновой картины: на западе рисунок записи ярко параллельно-слоистый (карбонатно-соленосный или лагунно-шельфовый тип разреза) в зоне развития барьерного рифа рисунок становится слабоупорядоченным, неяснослоистым (карбонатно-биогермный или рифогенный разрез) и на востоке переходит в косослоистый, отражающий строение толщи бокового заполнения бортовых частей открытого бассейна (рамповый карбонатный тип разреза).

Сейсмокомплекс $Є_2$mt – $Є_3$ соответствует среднему – верхнему кембрию. Тип рисунка сейсмической записи параллельно-слоистый, в ряде случаев наблюдаются нарушения сейсмической записи, которые, по всей видимости, связаны с трапповым магматизмом. Контрастные реперные границы отсутствуют.

Сейсмокомплекс $Є_3$ – О включает отложения ордовика. Интервал сложен терригенно-карбонатными породами, накопившимися в морских условиях. Тип рисунка сейсмической записи слоистый, слоистость от параллельной до неясной.

Сейсмокомплекс О – S включает силурийские отложения, которые представлены карбонатными фациями открытого мелкого шельфа. Характер рисунка сейсмической записи слоистый.

Сейсмокомплекс S – ТП охватывает верхнепалеозойские терригенные и терригенно-эффузивные отложения (в низах – с эвапоритами, солями), которые сформировались в континентальных обстановках. Рисунок сейсмической записи – от неяснослоистого до хаотичного.

Сейсмокомплекс ТП – $Ю_1$ соответствует континентальным толщам триасовой системы и полифациальным толщам нижнего отдела юрской системы. Сейсмическая запись неяснослоистая, прерывистая.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате геолого-геофизических исследований, проведенных на территории Западно-Вилюйской нефтегазоносной области, было определено 17 сейсмических отражающих горизонтов, которые уверенно прослеживаются на значительные расстояния, и выделено 10 сейсмических комплексов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соколов Б.А. История нефтегазообразования и нефтегазонакопления на востоке Сибирской платформы. / Б.А. Соколов, А.Ф. Сафронов, А.А. Трофимук, Г.С. Фрадкин, В.Е. Бакин, В.А. Каширцев, О.В. Япаскурт, А.Н. Изосимова – М.: Наука, 1986. – 166 с.
2. Мельников Н.В. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления/ Н.В. Мельников, М.С. Якшин, Б.Б. Шишкин, А.О. Ефимов, Г.А. Карлова, Л.И. Килина, Л.Н. Константинова, Б.Б. Кочнев, Б.Г. Краевский, П.Н. Мельников, К.Е. Наговицын, А.А. Постников, Л.В. Рябкова, А.А. Терлеев, Е.М. Хабаров. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2005. – 428 с.
3. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы. В 2 т. / Гл. ред. А.Э. Конторович; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука; Министерство природ. ресурсов и экологии РФ, Сибирский науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерального сырья. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016.
4. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. – 176 с.
5. Сухов С.С., Фомин А.М., Моисеев С.А. Палеогеография как инструмент реконструкции кембрийского рифообразования на востоке Северо-Тунгусской нефтегазоносной области: от истории исследований к перспективам [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 3. – С. 1–26. – http://www.ngtp.ru/rub/4/28_2018.pdf: https://doi.org/10.17353/2070-5379/28_2018.

УДК 338.55
DOI 10.53954/9785604990070_155

ПЕРСПЕКТИВЫ И НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ГАЗОХИМИИ В РОССИИ

В.Ю. Немов, М.В. Мишенин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. В статье проанализированы основные тенденции развития газохимической промышленности в России. Выделены основные проблемы отрасли в условиях изменяющейся конъюнктуры рынка и ограничений международной торговли. Сформулированы перспективные направления развития газохимической отрасли России в современных условиях.

Ключевые слова: *газохимия переработка, экспорт*

TRENDS IN THE GAS CHEMICAL INDUSTRY IN RUSSIA

V. Nemov, M.V. Mishenin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The article analyzes the main trends in the development of the gas chemical industry in Russia. The main problems of the industry in the context of changing market conditions and international trade restrictions are highlighted. Promising directions for the development of the Russian gas chemical industry in modern conditions have been formulated.

Key words: *gas chemistry processing, export*

ВВЕДЕНИЕ

Спрос на газохимическую продукцию в России и мире ежегодно увеличивается. Расширяется сфера использования полимерной продукции, опережающими темпами растет душевое потребление в странах с развивающейся экономикой. На фоне стремительного роста газохимической отрасли в мире, в России на протяжении последних десятилетий в не уделялось достаточного внимания к развитию собственных производств по выпуску продуктов глубокой переработки, импортозамещению и экспансии на мировой рынок [1]. Тем не менее, в последние годы развитие отечественной газохимии, расширение номенклатуры и объема производства готовой продукции стало важнейшим стратегическим направлением развития промышленности. За последние пять лет реализованы крупные проекты по расширению и строительству новых газохимических заводов, на стадии строительства находятся крупные заводы. Однако до сих пор Россия слабо представлена на мировом рынке газоперерабатывающей и газохимической продукции, занимая всего 2–3% мирового производства, а по ряду продуктов полностью зависит от импортных поставок.

МЕТАНОВАЯ ГАЗОХИМИЯ

Основные продукты метановой газохимии – аммиак, аммиачная селитра, карбамид комплексные удобрения, а также метанол и его переделы. Аммиачное производство преимущественно ориентировано на сельское хозяйство и достаточно хорошо развито в России, поставки осуществляются преимущественно на экспорт [2]. Однако изменение конъюнктуры внешнего рынка и введение административных ограничений на поставки продукции требуют сокращения производства, либо диверсификации направлений и способов поставки продуктов газопереработки и газохимии.

Основным ограничением экспорта аммиака из России является отсутствие собственной инфраструктуры по перевалке. Так до февраля 2022 г. перевалка аммиака осуществлялась в портах Одессы, куда продукция поставлялась по аммиакопроводу Тольятти–Одесса. В настоящее время правительством утверждена «дорожная карта» по созданию первого в России терминала по перевалке аммиака и азотных удобрений в Тамани.

Собственная портовая инфраструктура для перевалки метанола в России практически не развита. В стране функционирует единственный специализированный терминал по экспорту метанола в порту Находка, мощностью 1 млн т в год, однако для отгрузки метанола он не использовался. До введения ограничений около 90% экспорта метанола из России отгружалось морским транспортом с финского порта Хамина-Котка. Около 70% мирового потребления метанола приходится на страны АТР [3]. Однако до введения санкций Россия на рынке метанола стран АТР не была представлена.

© В.Ю. Немов, М.В. Мишенин, 2023

Перспективы развития производства метанола в России связаны, прежде всего, с выходом на мировой рынок, прежде всего – АТР. Строительство экспортной инфраструктуры и развитие газотранспортной инфраструктуры на Востоке страны будет являться стимулом к строительству новых производственных мощностей и позволит ускорить темпы роста производства метанола. Также перспективным направлением развития газохимии в России современных условиях является производство продукции более высоких переделов метанола.

ПРОИЗВОДСТВО ПОЛИМЕРОВ

В России расположено всего 1,9% мировых мощностей по производству полимеров. Крупнейший рынок полимеров – рынок стран АТР и, прежде всего, Китай. Также на регион приходится и большая часть производства полимеров. При этом на АТР приходится 50% мирового потребления полиэтилена [4].

Анализ удельных показателей позволяет сделать вывод о нереализованном потенциале российской газо-нефтехимической отрасли. Располагая большими запасами энергетических ресурсов, включая ценные компоненты для газохимии, глубокая переработка углеводородов и производство продукции с высокой добавленной стоимостью, востребованной на мировом рынке, остается на крайне низком уровне. По удельным производственным мощностям для большинства полимеров Россия значительно отстает как от США, так и от Китая (табл. 1).

Также в России относительно слабо развиты обрабатывающие производства, использующие полимеры в качестве сырья для производства потребительских товаров. Это в частности, сказывается на объёме потребления полимеров на внутреннем рынке. В наибольшей степени отставание в удельном потреблении полимеров на душу населения касается полиэтилентерефталата (табл. 2).

Наиболее перспективным экспортным направлением для российских производителей полимеров и полимерной продукции является рынок развивающихся стран АТР, прежде всего, Китай, Индия.

Перспективы внутреннего потребления полиэтилена связаны с высоким спросом со стороны производителей упаковки, автомобильной и текстильной промышленностью и др. Рост спроса на полипропилен будет поддерживаться со стороны автомобилестроения, производителей строительных материалов, в электротехники. Так около половины пластиков, используемых в автомобильной промышленности, приходится на полипропилен и прогнозируется увеличение его доли. Спрос на полистирол поддерживается преимущественно строительной отраслью. Наиболее высокие темпы роста у мирового рынка полиэтилентерефталата, что обусловлено увеличением численности населения и качества жизни.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главные перспективы развития газохимической отрасли связаны с выходом на рынок стран АТР и Африки. Сдерживающим фактором интеграции является отсутствие производственных мощностей на востоке страны, приближенных к экспортным морским терминалам, а также отсутствие специализированной экспортной инфраструктуры для газохимической продукции.

Долгосрочное устойчивое развитие газопереработки и газохимии в России, для занятия страной ведущих позиций на мировом рынке, требует коренных изменений в экспортной политике, в развитии отечественных технологий и оборудования, строительство специализированной портовой инфраструктуры, обуславливает необходимость уплотнения сети автомобильных и железных дорог.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта НИР ИНГГ СО РАН № FWZZ-2022-0013.

Таблица 1

Мощности по производству полимеров на душу населения в 2020 г., кг/чел.

Продукт	Россия	Китай	Северная Америка
Полиэтилен	**23,9**	17,2	51,7
Полипропилен	**13,1**	18,8	17,6
Поливинилхлорид	**6,9**	15,9	24,9
Полистирол	**3,6**	4,5	6,0
Полиэтилентерефталат	**4,3**	40,9	6,9

Источник: Составлено авторами

Таблица 2

Потребление полимеров на душу населения в 2020 г., кг/чел.

Продукт	Россия	Китай	Северная Америка
Полиэтилен	**16,5**	22,7	28,5
Полипропилен	**9,2**	20,8	11,5
Поливинилхлорид	**6,4**	14,9	12,8
Полистирол	**3,0**	4,2	6,8
Полиэтилентерефталат	**5,2**	31,8	7,9

Источник: Составлено авторами

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нефтегазовый комплекс России – 2020: в 4 ч. Ч. 2. Газовая промышленность – 2020: долгосрочные тенденции и современное состояние// И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная и др. / под ред. А.Э. Конторовича; Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН. – 2021. – 58 с.
2. International Energy Agency. Ammonia Technology Roadmap. URL: https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap/executive-summary (accessed 22.03.2023).
3. Нефтепереработка, газопереработка, нефтехимия в РФ 2020-2035 гг. 27-ое издание / Канделаки Т.Л. – М.: ИнфоТЭК-Консалт. – 2021. – 924 с.
4. BlueWeave Consulting. High density polyethylene hdpe market. URL: https://www.blueweaveconsulting.com/report/high-density-polyethylene-hdpe-market (accessed 25.03.2023)

УДК 339.56
DOI 10.53954/9785604990070_158

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ БАЗ ДАННЫХ ДЛЯ АНАЛИЗА МИРОВОЙ ТОРГОВЛИ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ

А.Ю. Новиков, А.В. Комарова

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

Аннотация. Качество базы данных напрямую влияет на дальнейшие результаты анализа, моделирования, прогнозирования и т.д. В работе рассмотрены особенности формирования баз данных для анализа мировой торговли энергоресурсами с учетом возможной неточности и несогласованности данных. Выявлены предпосылки возникновения несоответствий между источниками данных и двусторонней торговой асимметрии. Основными причинами расхождений в данных о торговле энергоресурсами, их добыче и потреблении являются использование различных методов оценивания и применение разных форм статистического учета в странах, предоставляющих информацию.

Ключевые слова: *торговые потоки, энергоресурсы, двусторонняя асимметрия, точность данных, полнота данных.*

FEATURES OF CREATING DATABASES FOR ANALYZING GLOBAL ENERGY TRADE

A.Yu. Novikov, A.V. Komarova

Novosibirsk State University, Novosibirsk

Annotation. The quality of the database directly affects further results of analysis, modeling, forecasting, etc. The paper examines the features of creating databases for analyzing global trade in energy resources, taking into account possible inaccuracy and inconsistency of data. The aspects discrepancies between data sources and bilateral trade asymmetries are identified. The main reasons for discrepancies in data on energy trade, production and consumption are the use of different estimation methods and the use of different forms of statistics in reporting countries.

Key words: *trade flows, energy resources, bilateral asymmetry, data accuracy, data completeness.*

ВВЕДЕНИЕ

Прогнозирование объемов добычи и потребления энергоресурсов, моделирование мировых торговых потоков и оценка обеспеченности стран энергоресурсами требуют на первоначальном этапе сбора базы данных исходных показателей. База данных должна обладать следующими свойствами: полнота (отсутствуют пропуски данных); точность (оценки выполнены без искажений); прозрачность (источники данных и методология сбора открыты); согласованность (данные по всем объектам за всё время получены одинаковым способом); сравнимость (данные подготовлены так, что их можно сравнить с другим источником).

С точки зрения моделирования, неполнота базы данных приводит к необходимости восстанавливать пропущенные значения с помощью экстраполирования, экспертных оценок и других методов, что в свою очередь приводит к снижению точности показателей базы данных и, соответственно, применяемой для исследования модели. Так, например, при эконометрическом моделировании применяется гипотеза о детерминированности используемых случайных величин. Неточности в базе данных приводят к нарушению данной гипотезы и эконометрические оценки будут смещенными [1, 2].

Тем не менее на данный момент большинство открытых данных о мировой торговле энергоресурсами, а также объемах их добычи и потребления сильно отличаются. В данной работе рассматриваются причины, по которым возникают расхождения в макро данных об энергоресурсах.

ПРИЧИНЫ РАСХОЖДЕНИЯ В ДАННЫХ

Во-первых, можно выделить расхождения между данными от различных открытых источников. British Petroleum statistical review of world energy (BP statistics), International Energy Agency (IEA) statistics, U.S. Energy Information Administration (EIA) предоставляют наборы данных об объемах добычи и потребления ископаемых видов топлив и возобновляемой энергии. В данном случае расхождения в первую очередь связаны с различиями в методиках оценивания.

Во-вторых, применительно к международным торговым потокам имеет место двусторонняя асимметрия данных [3]. The United Nations Comtrade database содержит информацию об объемах экспорта и

© А.Ю. Новиков, А.В. Комарова, 2024

Таблица 1

Статистические расхождения между значениями экспорта и импорта (экспорт минус импорт) нефти между странами ЕАЭС в 2020 г., тыс. т

Импортер / Экспортер	Беларусь	Казахстан	Кыргызстан	Россия	Узбекистан
Беларусь	–	–	–	–	–
Казахстан	–0,15	–	0,21	67,58	221,83
Кыргызстан	–	–	–	–0,23	3,94
Россия	4082,85	11,70	1,57	–	0,00
Узбекистан	–	–	–	0,00	–

импорта товаров, в том числе энергоносителей, между парами стран. Во многих случаях заявленный объем экспорта между странами А и В не согласуется с импортом между В и А, что приводит к необходимости дополнительной верификации значений и отбора итоговых показателей для моделирования [4, 5]. В табл. 1 представлены статические расхождения между объемами экспорта и импорта нефти в странах ЕАЭС в 2020 г.

Наличие двусторонней асимметрии связано со следующими аспектами сбора информации по странам:

1) Расхождения в денежных значениях могут быть связаны использованием отличающихся цен. В терминах Incoterms 2020 импорт зачастую учитывается по ценам CIF, а экспорт по ценам FOB.

2) Из-за временного лага и хранения на таможенных складах товары могут быть указаны в разные отчетные периоды. В таком случае расхождения будут возникать и в объемах поставок товаров.

3) Товары могут относиться к разным классификационным категориям. В таком случае общие объемы экспорта и импорта будут согласоваться, а отдельные категории – нет.

4) Товары, доставляемые через третьи страны, могут учитываться как импорт из страны-производителя или импорт из последней страны в цепочке реэкспорта.

Таким образом двусторонняя асимметрия вызвана различиями в формах статистического учета стран, предоставляющих информацию об объемах торговли.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Несогласованность макро данных об объемах добычи и потребления, а также об объемах торговли энергоносителями связана со следующими аспектами:

1) Информационные базы собираются на основе информации из отличного ряда стран.

2) Применяются различные методики оценивания.

3) Для стран характерны различия в методах статистического учета торговых потоков.

Неточности в исходных данных могут привести к ложным выводам при их анализе, а также искажениям при моделировании и прогнозировании. В связи с эти необходимо учитывать возможные статистические расхождения и верифицировать данные по нескольким источникам информации.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РНФ №23-78-10157

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хаусман Д.А. Тесты на спецификацию в эконометрике / Д.А. Хаусман // Прикладная эконометрика. – 2015. – № 2. – С. 111–134.
2. Таранова И.В. Особенности применения экономико-математических и эконометрических методов в экономических исследованиях / И.В. Таранова // Управление экономическими системами: электроннный научный журнал. – 2011. – № 36. – С. 59.
3. Aleskerov F. The network analysis of oil trade under deep uncertainty / F. Aleskerov, M. Seregin, D. Tkachev // Procedia Computer Science. – 2023. – Т. 221. – С. 1021–1028.
4. Шумилов А.В. Оценивание гравитационных моделей международной торговли: обзор основных подходов / А.В. Шумилов // Экономический журнал Высшей школы экономики. – 2017. – Т. 21. – № 2. – С. 224–250.
5. Гиоян А.Б. Внешнеторговая политика стран ЕАЭС: результаты имитационного моделирования / А.Б. Гиоян, А.А. Ткаченко // Финансы: теория и практика. – 2022. – Т. 26. – № 2. – С. 175–189.

УДК 556.3:551.762.3(571.122)
DOI 10.53954/9785604990070_160

РАЗЛИЧИЯ В ИЗОТОПНОМ СОСТАВЕ КИСЛОРОДА И ВОДОРОДА ДРЕВНИХ ИНФИЛЬТРОГЕННЫХ И СЕДИМЕНТОГЕННЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ АРКТИЧЕСКОГО СЕКТОРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Д.А. Новиков[1, 2], А.Н. Пыряев[2, 3]

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
[2]Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск
[3]Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Полученные значения δD и $\delta^{18}O$ – очень разнообразны, охватывают интервалы от –120 до –50 ‰ и от –17 до –2 ‰, соответственно. Показано, что индивидуальные значения $\delta^{18}O$ и δD для сингенетичных вод, захороненных как в морских, так и континентальных условиях, не являются определяющими. Очевидно, что изотопный состав вод был обусловлен, в первую очередь, климатическими условиями на момент их попадания в осадочно-породный бассейн. Для вод, захороненных в морских обстановках, несмотря на широкую вариацию изотопного состава кислорода и водорода характерны выраженные изотопные кислородные сдвиги относительно линии Крейга, превышающие 2 ‰. В то время, как для вод заведомо континентальных, либо прибрежно-морских палеообстановок, величины кислородных сдвигов, как правило, не превышают указанного пограничного значения.

Ключевые слова: *гидрогеохимия, стабильные изотопы, кислород, водород, нефтегазоносные отложения, палеогидрогеохимия, генетический тип, северные районы Западной Сибири.*

DIFFERENCES IN OXYGEN AND HYDROGEN ISOTOPE RATIOS BETWEEN ANCIENT WATERS OF INFILTRATION AND SEDIMENTATION ORIGIN IN OIL AND GAS BEARING SEDIMENTS OF THE ARCTIC ZONE OF WEST SIBERIA

D. Novikov[1, 2], A. Pyryaev[2, 3]

[1]A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Novosibirsk
[2]Nososibirsk State University, Novosibirsk
[3]V.S. Sobolev Institute of Geology and Mineralogy, Siberian Branch, Novosibirsk

Annotation. The obtained values of δD and $\delta^{18}O$ are very diverse and ranged from –120 to –50 ‰ and from –17 to –2 ‰ respectively. It has been shown that individual values of $\delta^{18}O$ and δD for syngenetic waters buried in both marine and continental conditions are not decisive. It is obvious that the isotopic composition was determined by the climatic conditions during their sedimentation. Waters buried in marine environments, despite the wide variation in the isotopic composition of oxygen and hydrogen, are characterized by pronounced oxygen isotopic shifts relative to the Craig line, exceeding 2 ‰. While for waters of obviously continental or coastal-marine conditions, the values of oxygen shifts do not exceed the specified boundary value.

Key words: *hydrogeochemistry, stable isotopes, oxygen, hydrogen, oil and gas deposits, paleohydrogeochemistry, genetic type, northern regions of Western Siberia.*

ВВЕДЕНИЕ

Теоретические и экспериментальные исследования распределения стабильных изотопов водорода и кислорода в подземных водах выступают краеугольным камнем современной гидрогеохимии являясь основой при изучении различных генетических и геохимических типов природных вод. Химический состав природных вод начинает формироваться в обстановках осадконакопления и выступает продуктом длительной геологической эволюции. Затем на стадиях диа- и катагенеза, захваченные породой воды претерпевают значительные изменения, вовлекаясь во множество процессов, таких как: элизионный водообмен, вертикальная, латеральная миграция и взаимодействие в системе «вода–порода–газ–ОВ». В этой связи наряду с составом растворенных веществ для правильной идентификации генетического облика подземных вод необходимо всесторонне изучать их изотопный состав. Окончательное отнесение водного раствора к тому или иному генетическому типу возможно только после изучения изотопного состава вод, отвечающего процессам формирования их влаги, фракционирования и обмена изотопами с окружающими породами [1].

© Д.А. Новиков, А.Н. Пыряев, 2024

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Основные результаты исследования изотопного состава кислорода и водорода подземных вод нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири, охватывающих широкий стратиграфический диапазон – мезозой (от сеномана до байоса) и, частично, палеозой приведены в работах [2, 3]. Исследование изотопного состава кислорода и водорода вод проводилось в Аналитическом центре МИИ Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН на масс-спектрометре изотопных отношений FinniganTM MAT 253, снабженном приставками пробоподготовки H/Device (определения δD) и GasBench II (определения $\delta^{18}O$).

РЕЗУЛЬТАТЫ

Полученные в настоящей работе данные об изотопном составе кислорода и водорода вод глубокозалегающих водоносных пластов нефтегазоносных месторождений северных районов Западной Сибири показали, что полученные точки на графике $\delta D = f(\delta^{18}O)$ располагаются в очень широком диапазоне как значений самих изотопных составов, так и величин d и КС. Из представленных данных видно, что для большинства изученных объектов, вне зависимости от того, какие из водоносных пластов были задействованы при исследовании, изотопный состав вод – очень разнообразный: относительная концентрация дейтерия в них варьирует от –123 до –54 ‰, при значениях $\delta^{18}O$ от –16,6 до –2,5 ‰. То есть, диапазон вариации значений δD составляет более 60 ‰, а различие в относительном содержании ^{18}O достигает 14 ‰. Интересно отметить, что широкий диапазон вариации изотопных составов характерен не только для всего набора данных, но и для отдельных водоносных горизонтов: воды сеноманских отложений имеют значения δD от –119 до –60 ‰ при $\delta^{18}O$ от –15,8 до –8,4 ‰. Альбские водоносные горизонты содержат воды с изотопным составом δD от –123 до –58 ‰, при $\delta^{18}O$ от –16,1 до –7,4 ‰. Аналогичные наблюдения зафиксированы для вод в отложениях готерива (δD от –115 до –54 ‰; $\delta^{18}O$ от –15,4 до –6,0 ‰), валанжина (δD от –121 до –55 ‰; $\delta^{18}O$ от –15,3 до –5,3 ‰), берриаса (δD от –123 до –90 ‰; $\delta^{18}O$ от –16,6 до –5,6 ‰), бата (δD от –95 до –64 ‰; $\delta^{18}O$ от –14,6 до –5,3 ‰), доюрских – триасовых и палеозойских – водоносных горизонтах (δD от –109 до –59 ‰; $\delta^{18}O$ от –13,6 до –2,5 ‰). Существенно у́же распределение изотопного состава H и O вод в отложениях апта (δD от –72 до –55 ‰; $\delta^{18}O$ от –9,1 до –6,6 ‰), оксфорда (δD от –78 до –70 ‰; $\delta^{18}O$ от –8,3 до –6,9 ‰), келловея (δD от –103 до –86 ‰; $\delta^{18}O$ от –15,4 до –12,9 ‰) и аалена (δD от –76 до –59 ‰; $\delta^{18}O$ от –7,8 до –3,7 ‰), что, по-видимому, обусловлено, в первую очередь, меньшей выборкой проб из этих водоносных горизонтов, но также может свидетельствовать о более устойчивых климатических условиях этих временных интервалов.

Наиболее интересными являются пробы, отобранные из водоносных горизонтов валанжина, берриаса и аалена. На фоне широкого распределения изотопного состава кислорода и водорода, для них характерны выраженные кислородные сдвиги. Для отдельных проб они превышают 8 ‰. Установлено, что КС коррелирует очень слабо с возрастом водоносных горизонтов: в большинстве проб вод из сеноманских, альбских, аптских, отложений кислородный сдвиг не превышает 2 ‰. Начиная с готеривских, затем в валанжинских и берриасских водоносных горизонтов значение КС в водах значительно превышает 2‰, достигая 8,6 ‰ в пробах, отобранных из берриасских водоносных горизонтов. Увеличение возраста приводит к просадке величин КС до 2–3‰ в оксфорде и крайне низким (даже отрицательным) – для большинства проб келловея. Переход к бату и аалену вновь приводит к возрастанию величин КС до значений, в среднем, превышающих 2 ‰. Иными словами, простой линейной корреляции между возрастом водоносных отложений и КС сингенетичных вод не наблюдается.

При рассмотрении зависимости кислородного сдвига от палеосолености сингенетичных вод, напротив, наблюдается явная закономерность. Видно, что по мере возрастания их палеосолености практически прямопропорционально возрастает и величина КС. В водах альба и сеномана (близких по указанным показателям) при палеосолености около 17–20 г/дм^3 имеем средние значения КС около +0,8 и 0 ‰. Средний кислородный сдвиг в водах готерива составляет +1,9 ‰ при средней палеосолености в 25 г/дм^3. В водах валанжина, берриаса, оксфорда, отличающихся максимальной палеосоленостью из представленной коллекции проб (выше 25 г/дм^3 в валанжине/оксфорде и 34–37 г/дм^3 – в берриасе), величины КС – максимальные. Большинство точек изотопного состава вод имеют КС более 2 (средние значения для вод валанжина и берриаса составляют 3,3 и 5,1 ‰). Подчеркнем при этом, что для вод указанных водоносных горизонтов также наблюдается и очень широкая вариативность значений КС. При этом большинство из этих точек ложится выше условной границы в 2 ‰.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ № FWZZ-2022-0014

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Novikov D.A. Genetic classification of subsurface waters and brines of Arctic regions of Siberia / Novikov D.A. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – V. 193. – № 1. – 012049.
2. Новиков Д.А. Стабильные изотопы O, H и C в подземных водах нефтегазоносных отложений северных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна / Новиков Д.А., Пыряев А.Н. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2023. – № 2. – С. 23–32.
3. Новиков Д.А. Эволюция состава стабильных изотопов H, O и C в водах нефтегазоносных отложений северных районов Западной Сибири / Новиков Д.А., Пыряев А.Н., Максимова А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. // Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 4. – С. 219–232.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_163

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ АНГАРО-ЛЕНСКОЙ СТУПЕНИ

П.А. Новоселя[1, 2], А.М. Фомин[1]

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
[2] Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск

Аннотация. Уточнено геологическое строение вендских отложений Ангаро-Ленской нефтегазоносной области и построены карты песчанистости продуктивных горизонтов на основе результатов региональных геологоразведочных работ, базы стратиграфических разбивок и комплекса каротажных данных.

Ключевые слова*: Ангаро-Ленская НГО, венд, региональная сейсморазведка, карты песчанистости.*

PROSPECTS FOR OIL AND GAS POTENTIAL OF VENDIAN DEPOSITS IN THE SOUTHERN PART OF THE ANGARA-LENA STAGE

P. Novoselya[1, 2], A. Fomin[1]

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
[2]Novosibirsk National Research State University, Novosibirsk

Annotation. The geological structure of the Vendian deposits of the Angara-Lena oil and gas region was clarified and maps of sand content of productive horizons were constructed based on the results of regional geological exploration, a database of stratigraphic breakdowns and a set of logging data.

Key words: *Angaro-Lena Oil and Gas Observatory, Vendian, regional seismic survey, sandiness maps*

ВВЕДЕНИЕ

Вопросами изучения нефтегазоносности вендского терригенного комплекса Ангаро-Ленской ступени в разные годы занимались А.А. Трофимук (ИГГ АН СССР), А.Э. Конторович, С.А. Моисеев (ИНГГ СО РАН), В.Г. Васильев (ВНИИГАЗ), Ю.А. Притула, Э.А. Базанов, В.В. Забалуев (ВНИГРИ) В.Н. Воробьев, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев (СНИИГГИМС), С.Л. Арутюнов, В.Н. Воробьев, Д.И. Дробот, А.Н. Золотов (ВостСибНИИГГиМС), Т.К. Баженова, М.В. Дахнова, Н.К. Фортунатова, П.Н. Мельников (ВНИГНИ) и многие другие [1].

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Территория Ангаро-Ленской НГО является перспективной для наращивания запасов и создания крупного центра добычи газа в Восточной Сибири. На данный момент открыто 13 месторождений газа и газоконденсата. Залежи углеводородов приурочены к трем нефтегазоносным комплексам: вендскому терригенному, вендско-нижнекембрийскому карбонатному и нижнекембрийскому галогенно-карбонатному. Наибольшими перспективами обладают залежи, приуроченные к чорской свите вендского терригенного комплекса, где выделяются базальный, боханский, шамановский и парфеновский нефтегазоносные горизонты [2].

Проведенные региональные работы по двенадцати сейсморазведочным площадям за счет Федерального бюджета РФ за последние 17 лет (2006–2017 гг.) позволили в значительной мере скорректировать представления о геологическом строении и оценке перспектив нефтегазоносности на участках, слабо изученных скважинами глубокого бурения.

На территории Ангаро-Ленской нефтегазоносной области (НГО) региональные сейсморазведочные работы были выполнены по девяти проектам (рис. 1): Усть-Кутский – 4-1 (2006–2008 гг.), Заярский – 4-2 (2006–2009 гг.), Бельский – 4-3 (2007–2009 гг.), Верхнекатангский – 4-4 (2007–2010 гг.), Рудногорский – 4-5 (2007–2010 гг.), Катский – 4-6 (2010–2012 гг.), Западно-Ийский – 4-7 (2013–2014 гг.), Илиро-Ийский – 4-8 (2012–2014 гг.), Нукутский – 4-9 (2015–2017 гг.) [3, 4].

В настоящее время исследуемая территория изучена на 25% современными сейсморазведочными работами. Суммарно на НГО территории выполнено 10153 км профилей сейсморазведки МОГТ 2D. Плотность сети сейсмических профилей составляет 0,17 км/км². Глубоким бурением территория изучена слабо.

На основе интерпретации полученных данных были построены структурные карты по отражающим горизонтам M_2 – кровля чорской свиты и F – фундамент.

© П.А. Новоселя, А.М. Фомин, 2023

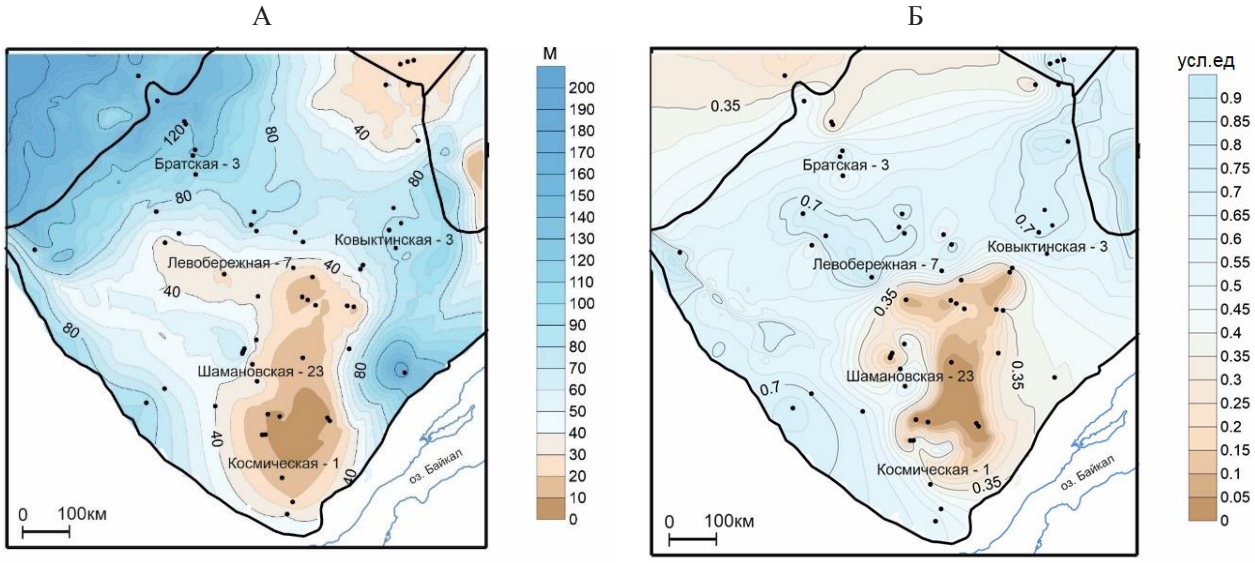


Рис. 1. Карты толщин (А) и песчанистости Б) парфеновского горизонта

Было проведено уточнение разбивок и корреляция отложений вендского терригенного комплекса 60 скважин на территории исследования, при этом использовались данные ГИС (ГК, НГК, АК и КС) по 60 скважинам и описание керна скважин. На основе ранее полученных структурных карт и стратиграфических разбивок по регрессионным зависимостям были построены структурные карты по кровлям и подошвам для парфеновского, боханского и базального продуктивных горизонтов, а затем и карты мощностей [3, 4].

Используя методику разделения песчаной и алеврито-глинистой частей по гамма-каротажу, были построены карты толщин песчаников для трех горизонтов. Итогом стало получение карт песчанистости из соотношения карт толщин песчаников к картам толщин продуктивных горизонтов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Установлены две зоны повышенных мощностей: на юго-востоке Сибирской платформы и в полосе, протягивающейся от Братской до Ковыктинской площадей, где выделяются опесчаненные зоны со значением коэффициента более 0,7 (т.е. общая песчанистость достигает 70%) Также повышенная опесчаненность характерна для территории Левобережного ГКМ и прилегающих площадей. В центральных частях на Правобережной, Шамановской, Знаменской и других близлежащих площадях коэффициент песчанистости снижается до значений ниже 0,35 (рис. 1 А, Б).

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 8. Иркутский бассейн // Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Фрадкин Г.С. и др. – Новосибирск, 1995. – 61 с.
2. Скузоватов М.Ю. Ресурсы природного газа и конденсата Ангаро-Ленской газоносной области / М.Ю Скузоватов // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3–4. – С. 614–627.
3. Новоселя П.А. Геологическое строение и нефтегазоносность парфеновского горизонта на территории Ангаро-Ленской ступени. – Материалы VI Всероссийской молодежной научно-практической школы-конференции (Геологический полигон «Шира», Республика Хакасия, Россия. 30 июля – 5 августа 2023 г.) – ИПЦ НГУ – Новосибирск – 2023. – С. 92–93.
4. Фомин А.М. Обобщение результатов региональных сейсморазведочных работ на территории Ангаро-Ленской НГО / А.М. Фомин, П.А. Новоселя // Интерэкспо ГЕО-Сибирь – XIX Международный научный конгресс. Международная научная конференция «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»: Сборник материалов в 8 т. (Новосибирск, 17–19 мая 2023 г.) – СГУГиТ – Новосибирск – Т. 2 – № 2. – 2023. – С. 259 – 265.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_165

НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ, ИХ ВОЗРАСТ НА ОСНОВЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЕЙ И СОБЫТИЙ ПЛАНЕТАРНОГО МАСШТАБА

Н.В. Обласов[1], И.В. Гончаров[1, 2], И.В. Эфтор[1, 2], М.А. Веклич[1], С.В. Фадеева[1,2], В.В. Самойленко[1], А.В. Жердева[1]

[1]АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск
[2] Томский Политехнический Университет, г. Томск

Аннотация. В работе рассмотрены существующие версии истории формирования нефтяных месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы. На основе информации о событиях планетарного масштаба в совокупности с составом биомаркеров и изотопным составом углерода нефтей Непско-Ботуобинской антеклизы подтверждена возможная роль нижневендских нефтематеринских пород.

Ключевые слова: *Сибирская платформа, Непско-Ботуобинская антеклиза, нефтематеринская порода, рифей, венд, нефть, биомаркеры, изотопный состав углерода*

SOURCE ROCKS FOR OILFIELDS IN THE NEPA-BOTUOBA ANTECLISE, THEIR AGE BASED ON GEOCHEMICAL RESEARCH OF OIL AND EVENTS OF A PLANETARY SCALE

N.V. Oblasov[1], I.V. Goncharov[1, 2], I.V. Eftor[1, 2], M.A. Veklich[1], S.V. Fadeeva[1, 2], V.V. Samoilenko[1], A.V. Zherdeva[1]

[1]JSC TomskNIPIneft, Tomsk
[2]Tomsk Polytechnic University, Tomsk

Annotation. The paper considers the existing versions of the formation history of oil fields in the Nepa-Botuoba Anteklise. The possible role of the Lower Vendian source rocks is confirmed on the basis of information on planetary-scale events in conjunction with the biomarkers and carbon isotope composition of the Nepa-Botuoba Anteklise oils.

Key words: *Siberian Platform, Nepa-Botuoba Anteklyse, source rock, Riphean, Vendian, oil, biomarkers, stable isotope ratio*

Происхождение нефтей месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА), как и остальной части Сибирской платформы, до сих пор плохо изучено, хотя нефти исследуются уже в течение нескольких десятилетий. В предыдущих исследованиях было предложено три основные версии.

Первая версия. Конторович А.Э., Каширцев В.А., Тимошина И.Д. предположили, что нефти были генерированы в обогащённых ОВ сланцах среднего–позднего рифея и раннего венда, которые в настоящее время располагаются, на обращённом к Патомскому нагорью, склоне НБА и на самом нагорье.

По второй версии другие исследователи (Неручев С.Г., Баженова Т.К.) пришли к заключению, что рифейские породы Патомского нагорья не могли выступать в роли источника для нефтей НБА. Если их генерационный потенциал был полностью реализован в предвендское время, то почти все полученные и эмигрировавшие углеводороды были бы уничтожены в результате предвендского размыва. Исключением может считаться рифейская валюхтинская свита, для которой основная фаза генерации нефти была в венд–кембрии. Таким образом, считается, что вендские источники дали большую часть нефти и газа в НБА.

Третья версия (Филипцов Ю.А., Мельников Н.В., Болдушевская Л.Н.) предполагает латеральную миграцию нефти и газа из областей распространения ирэмэкэнской и аянской толщ (верхний рифей в Курейской синеклизе) в приподнятые части Байкитской и НБА с заполнением углеводородами ловушек на путях миграции.

Все три точки зрения имеют право на существование, однако мы считаем, что ни одно из предположений пока ещё не является в достаточной мере подтверждённым, т.к. основные выводы были сделаны на основе геологических построений без полного учёта всех молекулярных и изотопных характеристик органического вещества и флюидов.

Принципиально важным является обнаружение самых молодых рифейских углеродистых толщ (ирэмэкэнская толща), оставшихся после предвендского размыва, которые не только сохранили свой начальный генерационный потенциал, но и могли реализовать его уже в фанерозое. Соответственно,

© Н.В. Обласов, И.В. Гончаров, И.В. Эфтор, М.А. Веклич, С.В. Фадеева, В.В. Самойленко, А.В. Жердева, 2024

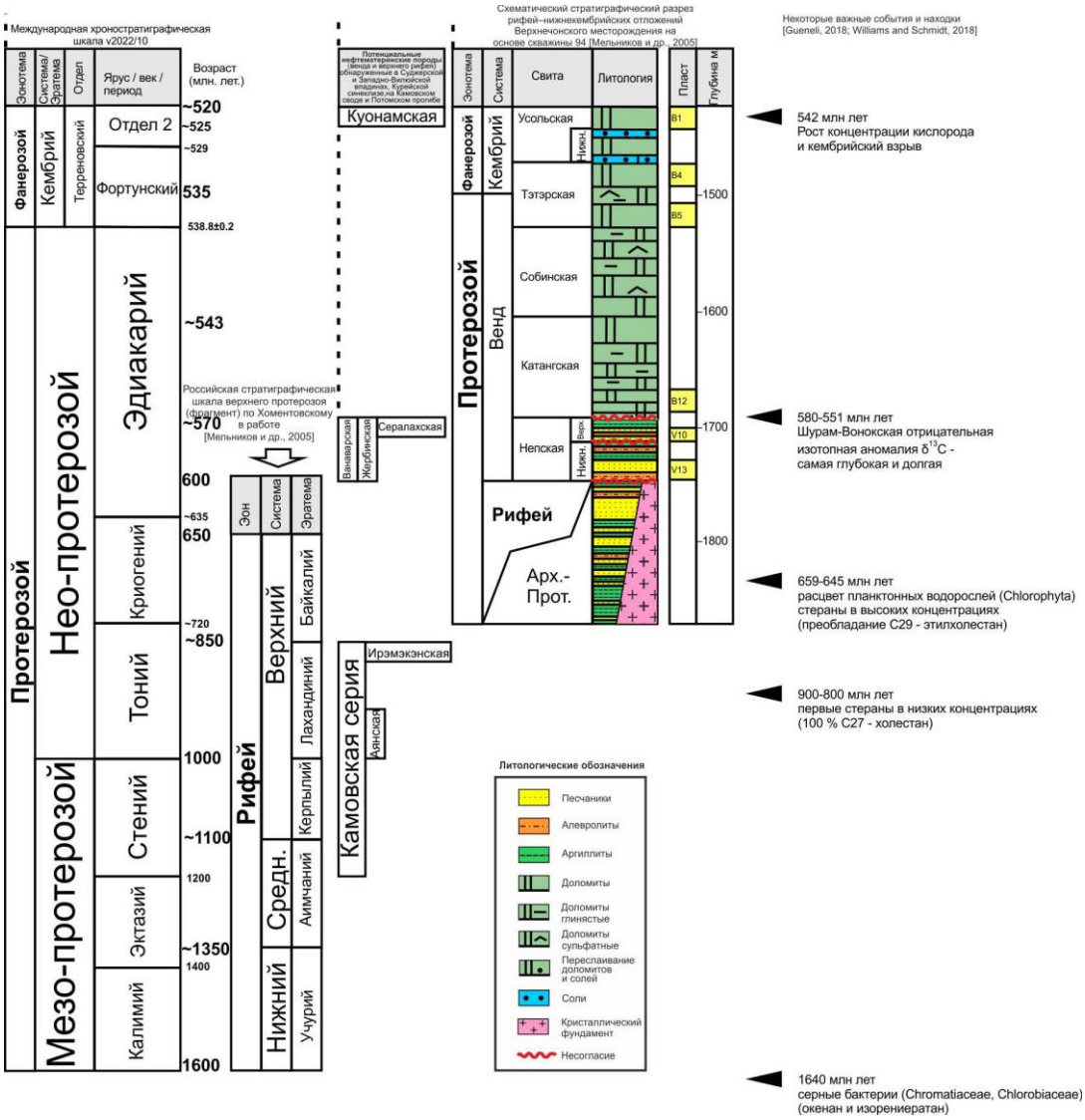


Рис. 1. Схематический стратиграфический разрез рифейского–нижнего кембрийского осадочного интервала Верхнечонского месторождения на основе данных по скв. 94 [6] по сравнению с международной стратиграфической шкалой (V2022/10) и хронологией некоторых событий и находок [3,4,5]

залежи нефти, генерированные этими породами, могли сохранится и до настоящего времени. Но дискуссионным является возраст пород ирэмэкэнской толщи. В большинстве литературных источников её относят к граничной зоне лахандиния и байкалия, т.е. чуть больше или меньше 850 млн лет. Однако недавние исследования [1] поместили ирэмэкэнскую толщу в нижнюю часть рифея и оценили её возраст на основе Pb-Pb датирования как 1490±50 млн. Если это верно, то новый возраст толщи может потребовать пересмотра представлений о структуре и эволюции Сибирской платформы.

В пределах Сибирской платформы имеются и более молодые источники, одним из которых является куонамская битуминозная формация (ранний–средний кембрий). Однако, на основе состава биомаркеров вклад куонамской формации в формирование нефтегазоносности НБА не подтверждается [2].

События планетарного масштаба оставляют после себя след в виде разных особенностей состава пород, многие из которых, в том числе биомаркеры и отношения стабильных изотопов используются для оценки возраста и корреляций разрезов. Основываясь на летописи ископаемых биомаркеров [3], резкий рост относительного содержания и разнообразия стеранов произошёл в период 659–645 млн лет назад (рис. 1), который связан с появлением простейших водорослей на Земле. Тогда как до этого периода ископаемые стераны не обнаруживаются или, если обнаруживаются, то в их составе преобладает холестан (C27). В ископаемых стеранах в интервале времени от 645 до ~500 млн лет наблюдается сильное преобладание стигмастана (C29) [4]. Стераны в нефтях НБА содержатся в значительных количе-

ствах. Например, на Верхнечонском месторождении их содержание примерно равно содержанию гопанов (параметр St/17a-Hop составляет от 0.66 до 0.85), и среди стеранов преобладают C29. Это сужает интервал поиска источника.

Другим признаком возраста нефтематеринских пород может являться $\delta^{13}C$. Нефти НБА известны своими аномально отрицательными значениями до -37‰. При этом известно, что в планетарном масштабе для карбонатных пород возрастом 580–551 млн лет фиксируется сильный отрицательный сдвиг значений $\delta^{13}C$ [5]. Сдвиг также может отражаться и на органическом углероде. Это даёт основание предполагать, что возраст нефтематеринских пород для изотопно-лёгких нефтей НБА может тоже составлять около 580–551 млн лет (нижний венд), что примерно соответствует возрасту основных предполагаемых источников – ванаварская, жербинская, сералахская и, возможно, непская свиты (рис. 1). Однако широкая вариация $\delta^{13}C$ нефтей НБА (от –37 до –34 ‰) может указывать на вклад другой нефтематеринской породы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Горохов И.М., Кузнецов А.Б., Васильева И.М. [и др.] Pb-Pb-возраст карбонатных пород камовской серии, Байкитская антеклиза Сибирской платформы // ДАН. Науки о Земле. – 2021. – 500(1). – С. 12–17.
2. Каширцев В.А., Парфенова Т.М., Моисеев С.А. [и др.]. Прямые признаки нефтегазоносности и нефтематеринские отложения Суханского осадочного бассейна Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2019. – 60(10). – С. 1472–1487.
3. Gueneli N., Mckenna A.N., Ohkouchi N. [et al.] 1.1-billion-year-old porphyrins establish a marine ecosystem dominated by bacterial primary producers // *PNAS*. – 2018. – 115. – E6978–E6986.
4. Brocks J.J., Jarrett A.J.M., Sirantoine E. [et al.] The rise of algae in Cryogenian oceans and the emergence of animals // Nature. – 2017. – 548. – С. 578–581.
5. Williams G.E. and Schmidt P.W. Shurame–Wonoka carbon isotope excursion: Ediacaran revolution in the world ocean's meridional overturning circulation // Geoscience Frontiers. – 2018. – 9. – С. 391–402
6. Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б [и др.] Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. Новосибирск.: «Гео», 2005. – 428 с.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_168

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОСТАВА С3 И С4 АЛКИЛБЕНЗОЛОВ ПРИ ОЦЕНКЕ БИОДЕГРАДАЦИИ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ НА ПРИМЕРЕ ВАНКОРСКОГО КЛАСТЕРА И БЕРЕГОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.В. Обласов[1], И.В. Эфтор[1, 2], И.В. Гончаров[1, 2]

[1]АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск
[2] Томский политехнический университет, г. Томск

Аннотация. В работе показаны особенности изменения состава С3 и С4 алкилбензолов в нефтях и конденсатах Ванкорского кластера и Берегового месторождения при различных степенях биодеградации в залежах. Для конденсатов предложен новый молекулярный параметр, который хорошо коррелирует с концентрацией нафтенового фона (UCM).

Ключевые слова: *Нефть, конденсат, Ванкорский кластер, Береговое месторождение, биодеградация, молекулярные параметры, алкилбензолы*

APPLICATION OF C3 AND C4 ALKYLBENZENES IN THE ASSESSMENT OF OIL AND CONDENSATE BIODEGRADATION USING THE VANKOR CLUSTER AND BEREGOVOE FIELD AS EXAMPLES

N. Oblasov[1], I. Eftor[1, 2], Goncharov[1, 2]

[1]JSC «TomskNIPIneft», Tomsk, Russia
[2] Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Annotation. This study shows the features of a change in the distribution of the content of C3 and C4 alkylbenzenes in oils and condensates of Vankor cluster and Beregovoe fields with various degrees of biodegradation in reservoirs. For condensates, a new molecular parameter is proposed, which correlates well with the concentration of the naphthenic background (UCM).

Key words: *Oil, condensate, Vankor cluster, Beregovoe oilfield, biodegradation, molecular parameters, alkylbenzenes.*

Одним из важных практических вопросов геохимии резервуара являются процессы вторичного преобразования флюидов в залежи, одним из которых является биодеградация нефтей и конденсатов. Особую роль в вопросе изучения биодеградации подчеркивает то, что объёмы залежей биодеградированной нефти в мире сопоставимы по объёму с традиционными залежами. В этой связи, а также возрастающей ролью С3 и С4 алкилбензолов в геохимических исследованиях [1–3], становится актуальным вопрос: как изменяется состав С3 и С4 алкилбензолов в нефтях и конденсатах в процессе биодеградации.

Начальным признаком биодеградации является уменьшение содержания и исчезновение лёгких углеводородов, как правило, это н-алканы состава С3-С15. Данный процесс происходит при низких пластовых температурах (до 70 °С) с участием микроорганизмов. Здесь же на начальных стадиях (1–2 степени биодеградации) происходят изменения и в составе лёгких ароматических углеводородов С1-2 [4].

Нами были исследованы образцы конденсатов с Берегового месторождения методами газовой хроматомасс-спектрометрии. Также для сравнения приведены пробы нефти Ванкорского месторождения с различным уровнем биодеградации в залежах, которые описаны в работе [5].

Полученные результаты показывают, что С4 алкилбензолы немного более устойчивы к биодеградации, чем С3 алкилбензолы. Практически при полном исчезновении С3 алкилбензолов, С4 всё еще остаются видимыми и детектируемыми на хроматограммах (рис. 1). Однако приблизительно при 5–6-й степени биодеградации С4 алкилбензолы также практически полностью исчезают и уже становятся недектируемыми в нефтях (рис. 1).

Другой интересной спецификой изменения состава С4 алкилбензолов является неодинаковость темпов изменения их распределения у нефтей и конденсатов при росте степени биодеградации. Так, в нефтях, в том числе и при росте нафтенового фона (UCM) состав этих алкилбензолов практически не изменяется. Заметный переход виден только на образце с 5-й степенью биодеградации. В свою очередь в конденсатах заметно постепенное увеличение концентрации 9-го пика (смесь изомеров: 1-метил-4-пропилбензол, н-бутилбензол, 1,4-диэтилбензол) и уменьшение общей доли других пиков (рис. 1). При этом, при переходе к более высоким степеням биодеградации в нефтях С4 алкилбензолы отсутствуют уже на 7-й степени биодеградации, а в конденсатах они ещё остаются, но их распределение сильно ис-

© Н.В. Обласов, И.В. Эфтор, И.В. Гончаров, 2024

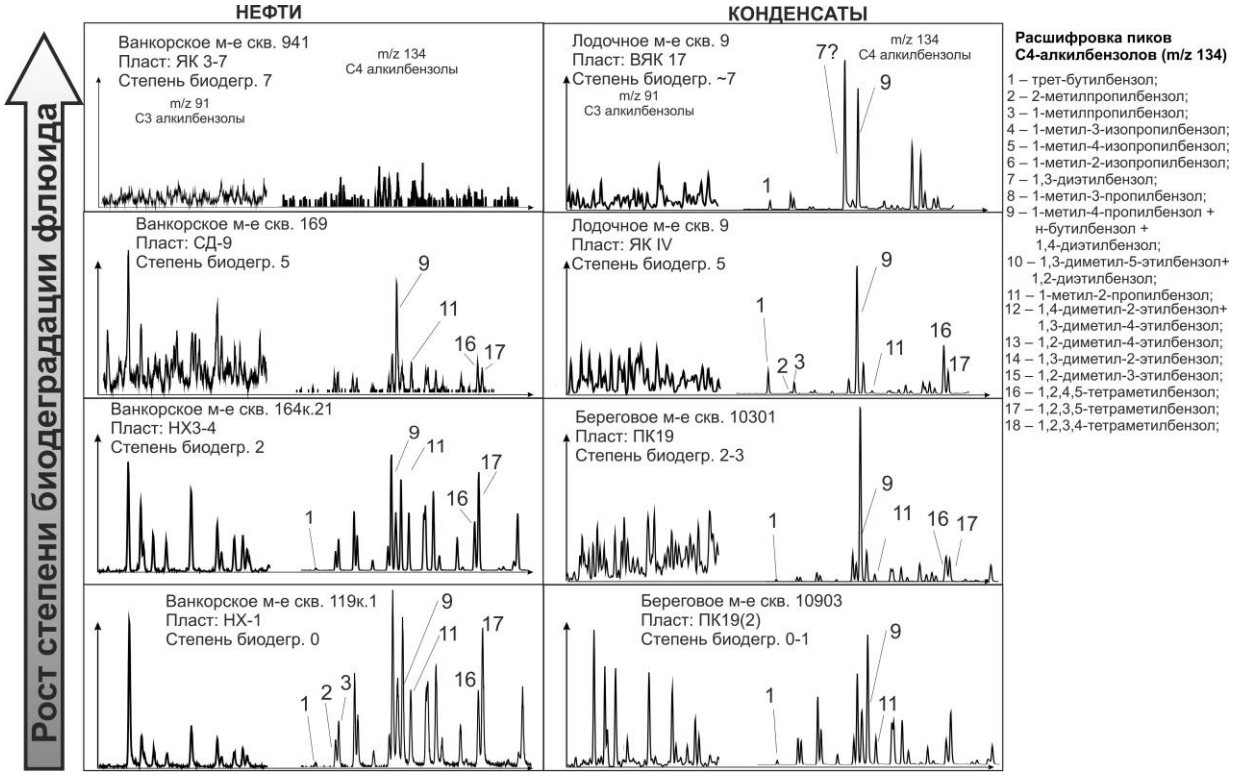


Рис. 1. Сравнение распределения C3 и C4 алкилбензолов в нефтях и конденсатах в зависимости от степени биодеградации

кажено относительно начального. Здесь в качестве примера был выбран конденсат лодочного месторождения из скважины № 9, который имеет приблизительно 6–7 степень биодеградации, но в нём еще присутствуют остаточные компоненты C4 алкилбензолов (рис. 1). Возможно, что одна из причин этого кроется в том, что относительно нефтей в конденсатах содержится много больше алкилбензолов, а значит на хроматограммах становится заметно постепенное изменение их состава. Другой причиной может являться фазовое состояние флюида в залежи. Концентрирование более легких компонентов в паровой фазе приводит к тому, что изменения в составе этих компонентов более заметны, чем в нефтях.

По относительным изменениям величины пиков в процессе биодеградации можно предложить молекулярный параметр, который коррелирует с величиной нафтенового фона (рис. 2). Однако этот параметр из-за отмеченных ранее причин наиболее эффективно будет работать только в конденсатах. Также стоит принимать в расчёт и генетические особенности сравниваемых флюидов, поскольку начальные соотношения пиков C4 алкилбензолов во флюидах из различных источников будут заметно отличаться [1]. По этой причине в случае если на месторождении присутствуют флюиды из нескольких источников, то сравнивать их биодеградацию по молекулярному параметру, вероятнее всего, будет некорректно.

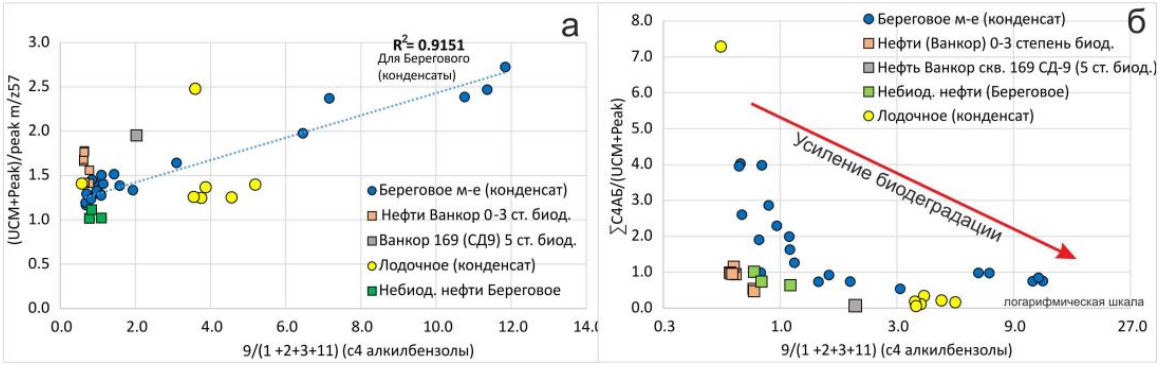


Рис. 2. Сравнение молекулярного параметра на основе алкилбензолов (9/(1+2+3+11)) с а) концентрацией нафтенового фона б) долей C4-алкилбензолов составе флюида (C4алкилбензолы по m/z 134, нефть/конденсат – m/z 57

При сравнении распределения алкилбензолов в конденсатах разных месторождений по молекулярному соотношению выявился факт того, что при разных степенях биодеградации (примерно 1–3 на Береговом и 4–7 на Лодочном) эти соотношения приблизительно одинаковы (рис. 2). А значит можно допустить, что фактор генетического происхождения конденсатов может оказывать влияние на ход изменения состава их С4-алкилбензолов при биодеградации. Также на состав С4 алкилбензолов может влиять примесь небиодеградированного флюида в залежи, т.е. могут поступать «свежие» небиодеградированные компоненты. Из-за этого величина нафтенового фона с пиками (UCM+Peak) может не коррелировать с молекулярными параметрами биодеградации, или даже искажаться оценка самой степени биодеградации флюидов. Тем не менее, не смотря на выявленные особенности, данный молекулярный параметр при необходимости можно использовать как дополнительную цифровую основу для выражения стадийности протекания биодеградации в конденсатах вместе с нафтеновым фоном, не прибегая к оценке наличия отдельных групп соединений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Обласов Н.В., Эфтор И.В. Гончаров И.В. Генетическая типизация нефтей на основе С3 и С4 бензолов с использованием дискриминантного анализа / Н.В. Обласов, И.В. Эфтор, И.В. Гончаров // Новые Идеи в Геологии Нефти и Газа-2023. – М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2023.
2. Bin Cheng, Tieguan Wang, Haiping Huang, Guangli Wang, Bernd R.T. Simoneit, Ratios of low molecular weight alkylbenzenes (C0–C4) in Chinese crude oils as indicators of maturity and depositional environment, Organic Geochemistry, 2015. № 88 pp. 78–90.
3. Zhang, L., Bai, G., Zhao, X., Zhou, L., Zhou, S., Jiang, W., et al. (2019). Oil-source Correlation in the Slope of the Qikou Depression in the Bohai Bay Basin with Discriminant Analysis. Mar. Pet. Geology. № 109. pp 641–657.
4. Wenger L.M., Davis C.L., Isaksen G.H., 2002. Multiple controls on petroleum biodegradation and impact on oil quality. SPE Reservoir Evaluation and Engineering – № 5. – pp. 375–383.
5. Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Van Graas G.W. Biodegradation in the Nkh 3-4 reservoir at Vankor Field (West Siberia Basin, Russia) is strongly controlled by rock properties // Organic Geochemistry. – 2018. – № 119. – pp. 36–49.

УДК 552.578.2.061.32
DOI 10.53954/9785604990070_171

ГЕНЕРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА СРЕДНЕЮРСКИХ УГЛЕЙ УЛУГ-ХЕМСКОГО БАССЕЙНА

С.А. Ондар[1], Д.А. Бушнев[1, 2], Н.А. Смирнова[3]

[1] Тувинский институт комплексного освоения природных ресурсов СО РАН, г. Кызыл
[2] Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар
[3] Томский политехнический университет, г. Томск

Аннотация. Исследован углеводородный потенциал одновозрастных материнским породам нефтегазоносных бассейнов Китая и Западной Сибири среднеюрских углей Улуг-Хемского бассейна. По данным пиролиза Rock Eval изученные угли имеют значительный углеводородный потенциал. Кероген представлен смесью II и III типов, витринитом и липтинитом в разных соотношениях.

Ключевые слова: *уголь, углистое органическое вещество, средняя юра, пиролиз Rock Eval, генерационный потенциал углей, Улуг-Хемский угольный бассейн*

HYDROCARBON GENERATION POTENTIAL OF MIDDLE JURASSIC COALS OF ULUG-KHEM BASIN

S. Ondar[1], D. Bushnev[1, 2], N. Smirnova[3]

[1] Tuvinian Institute for Exploration of Natural Resources SB RAS, Kyzyl
[2] Institute of Geology, Komi Science Center, UB RAS, Syktyvkar
[3] Tomsk Polytechnic University, Tomsk

Annotation. Middle Jurassic coals hydrocarbon generation potential was carried out. Erbek Formation of the Ulug-Khem Basin is stratigraphical analog of the source rocks of some sedimentary basins of China and Western Siberia. According to Rock Eval pyrolysis data Middle Jurassic coals have significant hydrocarbon potential. Kerogen is represented by a mixture of types II and III, vitrinite and liptinite in different proportions.

Key words: *coal, carbonaceous organic matter, Middle Jurassic, Rock Eval pyrolysis, generation potential of coal, Ulug-Khem coal basin*

ВВЕДЕНИЕ

Угленосная эрбекская свита J_2er среднеюрского возраста, развитая в Улуг-Хемском бассейне, является стратиграфическим аналогом материнских пород нефтегазоносных провинций Китая, а также Западной Сибири. Исследования состава углеводородов–биомаркеров углей Тувы показали, что их органическое вещество содержит как террагенную, так и аквагенную составляющие [1, 2]. Для определения типа и генерационных свойств органического вещества материнских пород в качестве оперативного метода широко применяется пиролиз по типу Rock Eval [3]. Целью настоящего исследования является оценка углеводородного потенциала среднеюрских углистых пород Улуг-Хемского бассейна на основе результатов пиролиза Rock-Eval.

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является органическое вещество углей пласта Улуг эрбекской свиты J_2er, как основного продуктивного, наиболее выдержанного и содержащего около 70% запасов и ресурсов бассейна. Стандартными методами пиролиза Rock Eval исследованы образцы углей Межегейского, Каа-Хемского и Элегестского месторождений, а также естественный выход пласта Улуг на горе Бегреда.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Изученные угли характеризуются содержанием органического углерода от 44,6 до 88,5% (в среднем 69,8%). Интервал изменчивости водородного индекса HI составляет 8−321 мг УВ/г TOC (рис. 1) и указывает на наличие разрезов как обеднённых, так и заметно насыщенных углеводородными структурами. Показатель термической зрелости T_{max} по данным пиролиза варьирует от 423 до 451 °C и возрастает в ряду углей местонахождений Каа-Хем – Бегреда – Элегест – Межегей. Судя по значениям T_{max} породы изученных разрезов характеризуются как ещё не вступившие в главную фазу нефтеобразования, так и прошедшие пик генерации УВ.

© С.А. Ондар, Д.А. Бушнев, Н.А. Смирнова, 2024

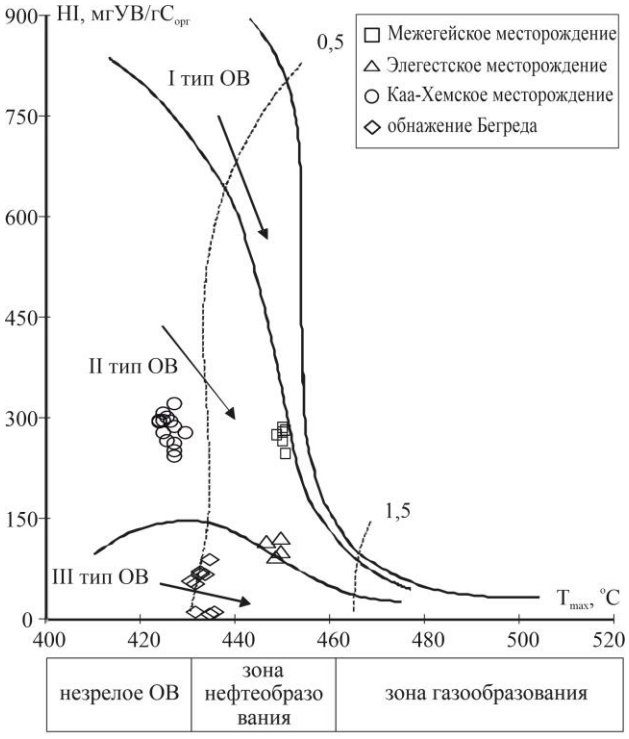


Рис. 1. Диаграмма HI-T_{max} углей пласта Улуг

Образцы углей из естественного выхода пласта Улуг на горе Бегреда являются довольно выветрелыми, характеризуются низким содержанием органического углерода, высоким содержанием кислорода и относятся к III типу керогена. Степень их преобразованности соответствует началу главной зоны нефтеобразования ($МК_1^1$, R_o = = 0,56–0,60%). Окисленность углей в мацеральном составе отражается повышенным до 29% содержанием компонентов группы инертинита.

Каа-хемские угли характеризуются содержанием органического углерода до 74,3%, повышенным для углей водородным индексом (243 < HI < 321 мг УВ/г ТОС) и низким кислородным, обладают высоким углеводородным потенциалом. Их ОВ характеризуется как слабопреобразованное ($МК_1^1$, R_o = 0,58%) и относится к смешанному типу − преимущественно кероген III типа с некоторой долей II типа. Рост генерационного потенциала и уменьшение кислородсодержащих компонентов на мацеральном уровне сопровождается увеличением липтинитовой составляющей от 0 до 5,4% и практическим отсутствием инертинитовых компонентов.

Межегейские угли с содержанием органического углерода до 88,5% имеют достаточно высокий остаточный потенциал и по степени зрелости ОВ соответствуют главной фазе нефтеобразования. Судя по высоким значениям HI при повышенном до 451 °С T_{max} в них содержится органическое вещество II–III типов со значительным вкладом II типа.

Углеводородный потенциал образца элегестского угля в значительной мере реализован, так как низкое значение HI в нём сочетаются с повышенным значением T_{max}. Сравнение данных по углям Каа-Хемского и Элегесткого месторождений может свидетельствовать о принадлежности их органического вещества к единой линии термической эволюции керогена преимущественно III типа с некоторой долей II типа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Генерационный потенциал углей Улуг-Хемского бассейна исследован методом пиролиза Rock Eval. Образцы изученных 4 местонахождений отличаются степенью катагенетической преобразованности и типом органического вещества. Угли Каа-Хемского месторождения обладают значительным генерационным потенциалом, но еще не вступили в главную фазу нефтеобразования. Генетически близкие им угли Элегестского месторождения главным образом уже реализовали свой потенциал. Межегейские угли сохранили высокий остаточный потенциал при высоком показателе термической зрелости и характеризуются более высокими генерационные свойства в сравнении с каа-хемскими углями. Органическое вещество этих углей относится к смешанному типу с разным соотношением керогена III и II типов. Угли обнажения Бегреда существенно окислены и обеднены углеводородными структурами и относятся к III типу керогена.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бушнев Д.А. Геохимия органического вещества углей Улуг-Хемского бассейна / Д.А. Бушнев, С.А. Ондар, Н.С. Бурдельная // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 11. – С. 1499–1510.
2. Ондар С.А. Органическое вещество и геохимия углей среднеюрского возраста Межегейского месторождения (Улуг-Хемский бассейн, Тыва) / С.А. Ондар, Д.А. Бушнев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 11. – С. 71–80.
3. Espitalie J. Methode rapid de caracterisation des rocks meres, de leur potential pe-trolier et leur degree devolution / J. Espitalie, L. Laporte, M. Madec, F. Marquis, P. Leplat, J. Paulet, A. Boutefeu // Revue de L'Institut Francais du Petrole. – 1977. – № 32. – P. 23–42.

УДК 550.832.7
DOI 10.53954/9785604990070_173

ФИЗИЧЕСКОЕ И ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СИГНАЛОВ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ЗОНДА С ТОРОИДАЛЬНЫМИ КАТУШКАМИ

И.С. Ошлыков[1, 3], И.В. Михайлов[1, 2], И.В. Суродина[1, 4]

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск
[2]Новосибирский государственный университет, Новосибирск
[3]Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск
[4]Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН, Новосибирск

Аннотация. Работа посвящена согласованию измеренных в электролитическом баке со скважиной и численно рассчитанных в его математической модели сигналов электромагнитного зонда с тороидальными катушками. В ходе сопоставления откликов был установлен магнитный момент зонда для каждой пары сигналов «измеренный-вычисленный». Найдена такая пара, для которой момент практически не зависит от удельного электрического сопротивления среды.

Ключевые слова: *Электромагнитный каротаж, тороидальные катушки, физическое моделирование, численное моделирование.*

PHYSICAL AND NUMERICAL MODELING OF SIGNALS OF ELECTROMAGNETIC TOOL WITH TOROIDAL COILS

I.S. Oshlykov[1, 3], I.V. Mikhaylov[1, 2], I.V. Surodina[1, 4]

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
[2]Novosibirsk State University, Novosibirsk
[3]Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk
[4]Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The paper is devoted to matching the signals of an electromagnetic tool with toroidal coils measured in an electrolytic tank with a borehole and numerically calculated in the mathematical model. By comparing the responses, the magnetic moment of the tool was established for each pair “measured-calculated” signal. A pair was found for which the moment is practically independent of the electrical resistivity of the medium.

Key words: *Electromagnetic logging, toroidal coils, physical modeling, numerical modeling.*

ВВЕДЕНИЕ

Для изучения сложных коллекторов, в том числе тонкослоистых терригенных, активно разрабатываются и испытываются на лабораторных стендах или специальных полигонах новые инструменты электрокаротажа. Одним из популярных конструкторских решений в индукционных методах каротажа является использование нескольких соленоидальных катушек с различной пространственной ориентацией [1]. Другой подход заключается в использовании соленоидального источника, ориентированного по оси зонда, а в качестве приёмников служат две линии MN и M’N’, ортогональные друг другу [2]. Совместными усилиями специалистов ИНГГ СО РАН и НПП ГА «Луч» было реализовано оригинальное исполнение каротажного прибора ЗЭТ, где генерация и регистрация электромагнитного поля осуществляется с помощью тороидальных катушек [3].

В рамках данной работы было проведено согласование измеренных в ходе экспериментов и численно рассчитанных сигналов ЗЭТ с установлением магнитных моментов прибора, на основе которых возможно построение трансформаций откликов зонда в кажущиеся удельные электрические сопротивления (УЭС) среды. Физическое моделирование проводилось в баке с сообщающейся скважиной, заполненных электролитом с варьируемым УЭС в пределах 1–12 Ом·м (рис. 1). Измеряемые характеристики: реальная и мнимая компоненты тока (ReI и ImI). Численное трёхмерное конечно-разностное моделирование сигналов с единичным магнитным моментом проводилось в программе, автором которой является к.ф.-м.н. И. В. Суродина. Теоретические сигналы: реальные и мнимые составляющие вертикальной компоненты электрического поля (ReE_z и ImE_z) и тангенциальной компоненты магнитного поля (ReH_φ и ImH_φ) для длин зондов 0.25, 0.5, 0.75 м; частот 50, 100, 250 кГц; режимов работы суммарного и дифференциального.

© И. С. Ошлыков, И. В. Михайлов, И. В. Суродина, 2024

Рис. 1. Схема электролитического бака со скважиной в разрезе

РЕЗУЛЬТАТЫ

Измеренные при физических экспериментах отклики ЗЭТ увязывались по глубине относительно вычисленных, а амплитуда последних умножалась на подбираемый магнитный момент прибора. После чего сравнительный анализ измеренных и вычисленных сигналов ЗЭТ показал следующее. 1) Значения моментов слабо меняются в зависимости от длины зонда. 2) Значения моментов могут отличаться на порядок в зависимости от частоты. 3) Для всех пар сигналов значения моментов увеличиваются с понижением частоты, кроме пары ImH_{φ}–ImI, где моменты с понижением частоты уменьшаются. 4) Для пар сигналов ImE_z–ReI, ReH_{φ}–ReI значения моментов растут с повышением УЭС электролита; падают для пар сигналов ReE_z–ReI, ReE_z–ImI, ImE_z–ImI, ReH_{φ}–ImI, ImH_{φ}–ImI. 5) Была выявлена такая пара сигналов «измеренный-вычисленный», при которой магнитный момент практически не зависит от изменения УЭС электролита, а именно пара сигналов ImH_{φ}–ReI (рис. 2).

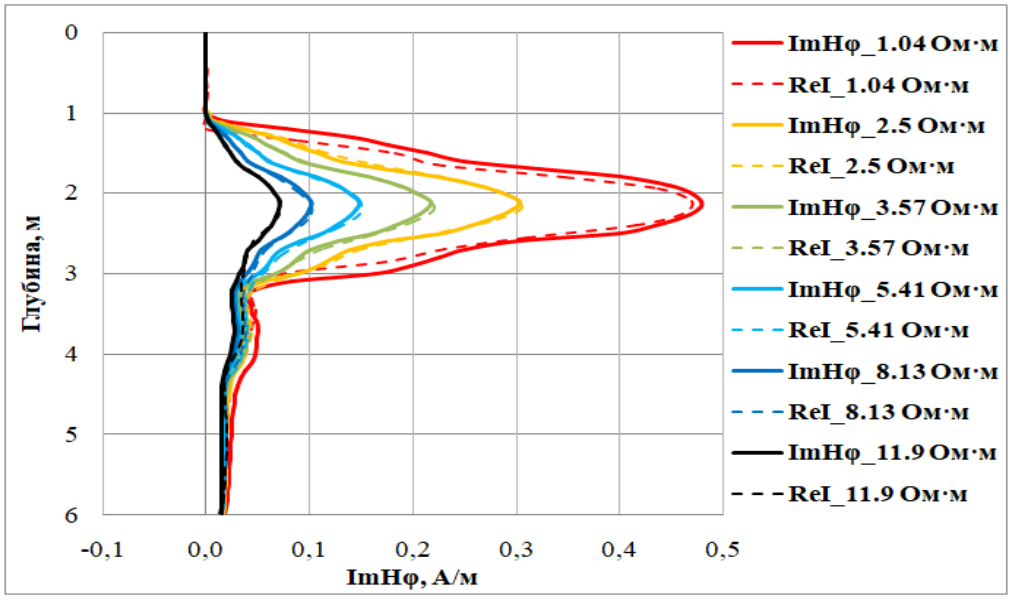


Рис. 2. Сравнение синтетических ImH_{φ} (сплошная линия) и измеренных ReI (пунктирная линия) сигналов ЗЭТ в суммарном режиме при изменении УЭС электролита (выделено цветом) для зонда 0.5 м и частоты 250 кГц

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате сопоставления сигналов ЗЭТ «измеренный-вычисленный» были подобраны магнитные моменты прибора, а также пара откликов ImH_{φ}–ReI, при которой момент практически постоянен при варьировании УЭС электролита. В дальнейшем на основании найденной пары будут построены трансформации измеренных сигналов в кажущиеся электросопротивления разреза скважины, что важно для практических задач.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0026

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bittar M. A New Azimuthal Deep-Reading Resistivity Tool for Geosteering and Advanced Formation Evaluation / M. Bittar, J. Klein, R. Beste, G. Hu, M. Wu, J. Pitcher, C. Golla, G. Althoff, M. Sitka, V. Minosyan, M. Paulk // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2009. – V. 12. – No. 2. – P. 270 – 279.
2. Красносельских А.А. Опыт лабораторного и математического моделирования нового зонда электромагнитного каротажа для определения коэффициента электрической анизотропии горных пород / А.А. Красносельских, А.Д. Каринский // Руды и металлы. – 2015. – № 3. – С. 78 – 84.
3. Эпов М.И. Новый электромагнитный зонд для высокоразрешающего каротажа: от теоретического обоснования до скважинных испытаний / М.И. Эпов, В.Н. Глинских, В.Н. Еремин, И.В. Михайлов, М.Н. Никитенко, С.В. Осипов, А.Н. Петров, И.В. Суродина, В.М. Яценко // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 11. – С. 23 – 27.

УДК 553.983 (571.5)
DOI 10.53954/9785604990070_176

НОВЫЕ СВЕДЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ОРГАНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА И УРАНА В ПОРОДАХ КУОНАМСКОЙ СВИТЫ НИЖНЕГО И СРЕДНЕГО КЕМБРИЯ НА СЕВЕРО-ВОСТОКЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Т.М. Парфенова, А.Э. Конторович, И.В. Вараксина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Изучены породы из керна скважин, пробуренных в бассейне реки Кюленке (северо-восток Сибирской платформы). Определены содержания органического углерода и урана в породах куонамской свиты нижнего и среднего кембрия, а также подстилающих и перекрывающих отложений. Выявлено, что наблюдается прямая связь между содержанием U и органическим углеродом ($C_{орг}$) пород, характерная для черносланцевых отложений нижнего и среднего кембрия из обнажений востока Сибирской платформы. Установлена связь радиоактивности пород по гамма-каротажу с содержанием U и $C_{орг}$ в кембрийских отложениях.

Ключевые слова: *органический углерод, уран, куонамская свита, кембрий, Сибирская платформа*

NEW INFORMATION ON THE DISTRIBUTION OF ORGANIC CARBON AND URANIUM IN ROCKS OF THE KUONAMKA FORMATION OF THE LOWER AND MIDDLE CAMBRIAN IN THE NORTHEAST OF THE SIBERIAN PLATFORM

T. Parfenova, A. Kontorovich, I. Varaksina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. There were studied the rocks from cores of boreholes drilled in the Kulenke River basin (northeast of the Siberian Platform). The contents of organic carbon and uranium were determined in the rocks of the Kuonamka Formation of the Lower and Middle Cambrian, as well as in the underlying and overlying sediments. The study has shown rocks of the Kuonamka Fomation to be enriched in uranium (U) and revealed a direct relationship between the contents of U and organic carbon (C_{org}) in the analyzed rocks, typical for the lower and middle Cambrian black shale deposits sampled from the outcrops in the eastern parts of the Siberian Platform. A relationship of rock radioactivity by gamma-ray logging with the contents of U and C_{org} in Cambrian rocks was established.

Key words: *organic carbon, uranium, Kuonamka Formation, Siberian platform*

Известно, что породы куонамского комплекса кембрия распространены на севере и востоке Сибирской платформы [1–5 и др.]. Высокие концентрации в породах органического вещества (ОВ), ванадия, молибдена, урана, фосфора и других элементов [2–6] позволяют рассматривать ее в качестве потенциально нефтепроизводящей и как ресурс углеводородного и минерального сырья. Настоящая работа направлена на исследование распределения ОВ и урана (по радию) U(Ra) в кембрийских отложениях на северо-востоке Сибирской платформы, сопоставление содержаний органического углерода ($C_{орг}$), U(Ra) и радиоактивности пород по гамма-каротажу. Авторами изучен геолого-геофизический материал скважин, вскрывших куонамскую свиту на глубинах от 36 до 154 метров в бассейне реки Кюленке, собрана коллекция пород. Выполнены определения содержаний $C_{орг}$ и урана (по радию) U(Ra) в породах (77 обр.) кембрия.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Установлено, что известняки эмяксинской (2 обр.) и оленекской (2 обр.) свит кембрия с нерастворимым остатком после обработки соляной кислотой, равным 11–32%, обеднены органическим углеродом ($C_{орг}$ – от 0.1 до 0.5%. Содержание U(Ra) в породах этих свит из керна трех скважин составляет от 0.00006 до 0.0004%. Породы куонамской свиты (73 обр.) в бороулахском, амыдайском и маспакыйском литологических горизонтах содержат $C_{орг}$ от 2.2 до 16.7%. Новое исследование и анализ опубликованных данных по более чем 15 разрезам северо-востока Сибирской платформы, изученным в обнажениях бассейнов рек Анабар, Оленек, Лена (нижнее течение) [2–8], подтвердило, что аномально высокие содержания $C_{орг}$ в породах характеризуют бороулахский и амыдайский горизонты. В малокуонамском горизонте скв. Ск-10/VI значение $C_{орг}$ в породе равно 0.5%. Исследование разрезов рек Молодо, Кюленке и Лена (вблизи поселка Чекуровка) показало, что содержание $C_{орг}$ в породах этого маркирующего горизонта лежит в интервале 0.3–1.1% [7–10]. Содержание U(Ra) в известняках, кремнях, аргиллитах и породах смешанного состава куонамской свиты из керна трех скважин изменяется от 0.0006 до 0.005%,

© Т.М. Парфенова, А.Э. Конторович, И.В. Вараксина, 2024

реже до 0.014%. Для пород куонамской свиты наблюдаются прямые корреляционные связи U(Ra) с $C_{орг}$ для керна каждой скважины и для всей коллекции. Общее уравнение регрессии: $U = 0.0005 \times C_{орг} + 0.0002$; R = +080.

Анализ коллекции пород из разреза реки Молодо показал, что концентрации урана, полученные методом нейтронно-активационного анализа, изменяются от 0.00004% в малокуонамском горизонте до 0.0084–0.0123% в амыдайском, среднее равно 0.0031%; содержание $C_{орг}$ в породах фиксируется в интервале 1.1–20.9%, среднее равно 8.3% [7]. С ростом значений $C_{орг}$ увеличивается содержание урана, для проб с повышенными значениями $C_{орг}$ больше 12% количество урана изменяется в интервале 0.0021–0.0123%.

Статистические оценки распределения урана и $C_{орг}$ в углеродистых аргиллитах куонамского комплекса, выполненный ранее для 154 проб из разрезов рек Большая Куонамка, Малая Куонамка, Оленек, Арга-Сала, Кюленке, Белая, Керби, Синяя, Юдома [6], позволили установить, что минимальные концентрации U(Ra) 0.0011% характеризуют коллекцию проб из бассейна рек Белая и Керби, в которых содержание $C_{орг}$ изменяется от 2.6 до 4.4%. Пониженное количество урана, в среднем равное 0.0014%, отмечено для пород синской свиты реки Синяя со средним содержанием $C_{орг}$, равным 13.1%. Максимальные концентрации урана до 0.0045 и 0.0058% отмечены в пробах из обнажений рек Малая Куонамка, Оленек, Арга-Сала и Юдома, причем в породах разрезов реки Оленек (ручей Чемордоах) и Арга-Сала содержание $C_{орг}$ изменяется от 10.5 до 17.5 %, а разреза реки Юдома – от 2.8 до 5.2%. Корреляционные связи урана и $C_{орг}$ на уровне значимости 0.05 установлены для коллекций пород реки Юдома (R = +0.83), рек Оленек и Арга-Сала (R= +0.58) [6].

Обобщая новые и опубликованные ранее геохимические исследования следует отметить, что для куонамского комплекса востока Сибирской платформы наблюдается широкий разброс содержаний урана в породах при отсутствии существенного изменения количества $C_{орг}$.

Из-за низкой сохранности керна не удалось выполнить равномерного отбора проб в изученных нами скважинах. Наиболее полная характеристика куонамской свиты получена по материалам скв. Ск-10/VI. Исследование данных гамма-каротажа показало, что минимальные значения радиоактивности (γ) до 1.0 мкР/ч характерны для известняков малокуонамского горизонта, максимальные до 50–60 мкР/ч – для пород бороулахского и амыдайского горизонтов. Радиоактивность подстилающих и перекрывающих куонамскую свиту отложений резко падает до 2.0–2.5 мкР/ч. Сопоставление значений радиоактивности с содержанием U(Ra) и $C_{орг}$ как для проб пород куонамской свиты, так и с дополнением выборки единичными образцами эмяксинской и оленекской свит позволило выявить положительные корреляционные связи между этими показателями ($\gamma = 4360.8 \times U + 4.31$ (R = +0.81); $\gamma = 3.07 \times C_{орг} + 2.36$ (R = +0.87)).

ВЫВОДЫ

1. Установлены прямые связи содержаний урана и органического углерода для пород куонамской свиты из керна скважин. 2. С увеличением концентраций урана и $C_{орг}$ в породах растут значения радиоактивности по гамма-каротажу. 3. Так как интервалы с аномально высокой и пониженной радиоактивностью опробированы слабо, использование уравнения зависимости для расчета содержания $C_{орг}$ в породах куонамской свиты в разрезах скважин северо-востока Сибирской платформы с низким выносом керна или без него следует с большой аккуратностью.

Работа выполнена по проектам № FWZZ-2022-0011, FWZZ-2022-0008 государственной программы ФНИ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э. К палеогеографии Сибирской платформы в раннюю и среднюю кембрийские эпохи / А.Э. Конторович, В.Е. Савицкий // Вопросы литологии и палеогеографии Сибири. Труды СНИИГГиМС. – Вып. 106. – Новосибирск, 1970. – С. 95–108.
2. Савицкий В.Е. Кембрий Сибирской платформы / В.Е. Савицкий, В.М. Евтушенко, Л.И. Егорова, А.Э. Конторович, Ю.Я. Шабанов // Труды СНИИГГиМС. – Вып. 130. – М.: Недра, 1972. – 200 с.
3. Бахтуров С.Ф. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация / С.Ф. Бахтуров, В.М. Евтушенко, В.С. Переладов // Труды ИГиГ СО АН СССР. – Вып. 671. – Новосибирск: Наука, 1988. – 160 с.
4. Зуева И.Н. Геохимия порфиринов и микроэлементов органического вещества и нафтидов Западной Якутии / И.Н. Зуева, Н.А. Уткина, В.А. Каширцев, Т.А. Григорьева. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1992. – 100 с.
5. Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы / В.А. Каширцев. – Якутск: ЯФ изд-ва СО РАН, 2003. – 159 с.

6. Гурари Ф.Г. Геохимия микроэлементов в морских планктоногенных отложениях нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы / Ф.Г. Гурари, В.М. Гавшин, Н.И. Матвиенко, В.С. Переладов, В.А. Бобров, Л.Н. Смертина, С.Т. Шестель // Ассоциация микроэлементов с органическим веществом в осадочных толщах Сибири. – Новосибирск, 1984. – С. 41–69.
7. Парфенова Т.М. Органическая геохимия нефтепроизводящих пород куонамской свиты кембрия (восток Сибирской платформы) / Т.М. Парфенова, С.Ф. Бахтуров, Ю.Я. Шабанов // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 911–923.
8. Коровников И.В. Трилобиты, биостратиграфия и геохимия куонамской свиты среднего кембрия (северо-восток Сибирской платформы, р. Кюленке) / И.В. Коровников, Т.М. Парфенова // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 11. – С. 1531–1545.
9. Парфенова Т.М. Новые находки нафтидопроявлений в породах среднего кембрия на северо-востоке Сибирской платформы / Т.М. Парфенова, В.А. Каширцев, И.В. Коровников // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2014. – Т. 9. – № 2. – 22 с. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/25_2014.pdf.
10. Парфенова Т.М. Геохимия органического вещества углеродистых пород сэктэнской свиты нижнего и среднего кембрия (Чекуровская антиклиналь, северо-восток Сибирской платформы) / Т.М. Парфенова, В.Н. Меленевский, И.В. Коровников // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 97–106.

УДК 553.983 (571.5)
DOI 10.53954/9785604990070_179

ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ И ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД КУОНАМСКОЙ СВИТЫ НИЖНЕГО И СРЕДНЕГО КЕМБРИЯ (ИССЛЕДОВАНИЕ КЕРНА СКВАЖИН; БАССЕЙН РЕКИ КЮЛЕНКЕ)

Т.М. Парфенова, А.Э. Конторович, Д.С. Мельник

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Выполнено исследование органической геохимии пород куонамской свиты нижнего и среднего кембрия с применением методики экстракции битумоидов открытых и закрытых пор [1]. В работе представлены результаты пиролиза пород до и после экстракции битумоидов, особенности состава параавтохтонных и автохтонных битумоидов

Ключевые слова: *генерационный потенциал нефтепроизводящих пород, органическое вещество, битумоиды, куонамская свита, кембрий, Сибирская платформа*

GENERATIVE POTENTIAL AND GEOCHEMISTRY OF THE ORGANIC MATTER FROM THE KUONAMKA FORMATION OF THE LOWER AND MIDDLE CAMBRIAN (BOREHOLES CORE STUDY; KYULENKE RIVER BASIN)

T. Parfenova, A. Kontorovich, D. Melnik

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. A study of the organic geochemistry of rocks of the Kuonamka Formation of the Lower and Middle Cambrian was carried out using the method of extraction of open and enclosed pore bitumens [1]. The paper presents the results of rock pyrolysis before and after bitumen extraction, features of the composition of paraautochthonous and autochthonous bitumens

Key words: *generative potential of source rocks, organic matter, bitumens, Kuonamka Formation, Siberian Platform*

В ИНГГ СО РАН академиком А.Э. Конторовичем с коллегами разработана комплексная методика определения пористости обогащенных органическим веществом (ОВ) осадочных пород и распределения, состава, генезиса битумоидов, находящихся в открытых, закрытых порах и сорбированных на органоминеральной матрице пород [1, 2]. Эта методика отрабатывалась на коллекции из керна баженовской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Последние двадцать лет в ИНГГ СО РАН на современном уровне продолжается изучение палеонтологии, стратиграфии, литологии и геохимии куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия, широко распространенного на территории Сибирской платформы. В 2018 году под руководством А.Э. Конторовича начали изучать породы и битумоиды куонамской и иниканской свит с применением комплексной методики [1, 2].

Цель настоящего исследования – выявить особенности пиролитических и битуминологических характеристик пород куонамской свиты до и после экстракции хлороформенного битумоида, оценить катагенез ОВ и битумонасыщенность пород, установить факторы, контролирующие групповой состав битумоидов из образцов регулярных форм (ОРФ), грубого и мелкого дробления (ОГД и ОМД, соответственно), а также состав, содержание и распределение углеводородов (УВ) их метано-нафтеновых фракций. Коллекция пород для исследования органической геохимии пород куонамской свиты собрана из керна трех малоглубинных скважин Серкинского участка, пробуренных в бассейне реки Кюленке (левый приток реки Лена) [3].

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

На пирограммах куонамских образцов наблюдается высокий пик S_2 и низкий S_1, что типично для потенциально нефтепроизводивших пород. До экстракции средние значения «битумоидной» составляющей S_1 сохраняются в интервале 0.3–0.5 мгУВ/г породы, «керогеновой» S_2 – изменяются от 6.26 до 26.02 мгУВ/г породы, HI – варьируют от 195 до 511 мгУВ/г$C_{орг}$, PI – от 0.02 до 0.09, T_{max} – от 424 до 437 °C. Анализ пирограмм, PI показывает, что породы часто содержат нафтиды. На диаграмме HI–T_{max} видно, что ОВ соответствует аквагенному морскому веществу типа II. Пиролиз пород после экстракции показал, что значения T_{max} сохраняются на прежнем уровне, для них наблюдается ожидаемое понижение значений как S_1, S_2, так и HI, PI.

© Т.М. Парфенова, А.Э. Конторович, Д.С. Мельник, 2024

Содержание битумоида в ОРФ изменяется от 0.002 до 0.034%. Средние значения лежат в интервале 0.011–0.013%. Низкие выходы битумоида из ОРФ не позволили массово выполнить их хроматографию. Анализ редких образцов показал, что сумма фракций насыщенных УВ и ароматических соединений в битумоидах изменяется от 15 до 41.7%. Содержание битумоида в ОГД изменяется от 0.005 до 0.061%. В битумоидах среднее содержание метано-нафтеновых фракций составляет 30%, нафтено-ароматических – 10–15%, сумма смол и асфальтенов – 55–60%. Установлено, что групповой состав битумоидов ОРФ и ОГД отличаются. Содержание битумоида в ОМД в среднем на порядок выше, чем в ОГД, оно изменяется от 0.010 до 0.266%. В этих битумоидах среднее содержание метано-нафтеновых фракций составляет 20–25%, нафтено-ароматических – 25%. В углеводородном составе преобладают ароматические соединения. Сумма смол и асфальтенов составляет 50–55%, в них преобладают смолы (больше 45%).

Битуминология образцов куонамской свиты скв. 10 профиля VI Серкинского участка, выполненная по типовой методике, т.е. без последовательной экстракции ОГД и ОМД, показала близкие содержания в породах и групповой состав битумоидов к параметрам, характерным для ОМД.

Значения отношений пристана к фитану для битумоидов ОРФ, ОГД и ОМД ниже 1, они увеличиваются при переходе от ОГД к ОМД, иногда и в ряду ОРФ-ОГД-ОМД. Значения отношений пристан/*н*-C_{17} и фитан/*н*-C_{18} обычно тоже не превышают 1. В битумоидах из ОРФ и ОГД отношение *н*-C_{27}/*н*-C_{17} не только выше 1, но и 10. В образцах ОМД этот показатель обычно меньше 0.5. Такое распределение с повышением содержания высокомолекулярных нормальных алканов, вероятно, связано с их биодеградацией. Максимальная устойчивость к биодеградации алканов установлена для битумоидов из ОМД (закрытых пор или сорбированных на матрице породы). Значения отношений четных и нечетных алканов (CPI) в основном ~ 1.

Анализ хроматограммам *m/z* 217 и 218 показал, что, как правило, среди стеранов ОГД и ОМД преобладают этилхолестаны (C_{29}). Реже наблюдаются близкие содержания холестана и этилхолестана, что фиксируется в метано-нафтеновых фракциях битумоидов как ОГД, так и ОМД. По-видимому, два типа биологического сообщества эукариот были источником ископаемого ОВ. Соотношение диастеранов и регулярных стеранов изменяется от 0.3 до 1.6. Аномально высокие значения характеризуют образцы с биодеградированными алканами. Известно [4, 5], что при биологическом окислении в первую очередь среди стеранов разрушаются регулярные гомологи. Вариации значений отношения стераны/прегнаны отмечены как для битумоидов ОГД, так и ОМД. В среднем они уменьшаются при переходе от ОГД к ОМД.

В основном, распределение трициклановявляется типовым для аквагенного морского ОВ. Максимумы содержаний приходятся на гомологи C_{21}, C_{23} и C_{24}. Трициклановый индекс ($2\times\Sigma\ C_{19–20}$ / $\Sigma\ C_{23–26}$ [6]) оценивается ниже 1. Наблюдается уменьшение содержаний гомологов терпанов в ряду гопан Γ_{30}, адиантаны Γ_{29}, трисноргопаны Γ_{27} (изомеры Ts, Tm). Содержание гомогопанов уменьшается от Γ_{31} до Γ_{35}. Отношение гомогопанов Γ_{35}/Γ_{34} ниже 1. Следует обратить внимание на изменение значений соотношения Ts/Tm. В среднем оно равно или превышает 1. Максимальные значения повышаются до 1.5–1.9 в образцах скв. 10 профиля VI Серкинского участка. На масс-хроматограммах по *m/z* 177 метано-нафтеновых фракций были диагностированы деметилированные гопаны, гомогопаны, тетрацикланы и трицикланы. Присутствие этих УВ свидетельствует о высокой степени бактериального окисления УВ [4, 5, 7]. Глубокая биодеградация терпанов установлена в битумоидах ОГД и ОМД в основном в скв. 10 профиль VI, в меньшей степени она проявляется в битумоидах из скважин 10 и 5 профиля VII Серкинского участка. Анализ УВ битумоидов ОГД и ОМД позволил выделить общие признаки молекулярного состава метано-нафтеновых фракций, характеризующие рассеянное ОВ куонамской свиты на северовостоке Сибирской платформы. Состав и распределения УВ характеризуют аквагенное морское ОВ кембрия, источниками которого были археи, бактерии и водоросли [4, 5, 6 и др.].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследование битумоидов баженовской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна показало, что при экстракции как из ОРФ, так и из ОГД содержание, состав, соотношения фракций и биомаркеров битумоидов из пород с одинаковой оценкой катагенеза ОВ близки [1]. Опыт геохимического изучения битумоидов открытых пор, экстрагированных из ОРФ и ОГД куонамской свиты, вскрытой тремя скважинами в бассейне реки Кюленке позволил установить, что связей между этими параметрами или нет, или они слабые.

Содержание органического углерода ($C_{орг}$) в изученных с применением комплексной методики породах куонамской свиты варьирует от 1.77 до 13.63%. Существенное изменение обогащенности пород ОВ не повлияло на количество битумоида в их открытых порах. Максимальные содержания параавтохтонных битумоидов в ОРФ и ОГД куонамской свиты всегда ниже 0.07 %. Катагенез ОВ по пиролити-

ческим и молекулярным параметрам ОВ оценивается от $МК_1^1$ до $МК_1^2$. При изучении баженовской свиты было выявлено [1], что породы с содержанием $С_{орг}$ от 2 до 15%, с катагенезом ОВ на уровне $МК_1^2$–$МК_2$ часто характеризовались выходами параавтохтонных битумоидов в ОРФ и ОГД от 0.2–0.5 до 1.5–2.0%. Только в образцах со сравнительно низкими градациями катагенеза ОВ, отвечающими началу мезокатакенеза $МК_1^1$ содержание битумоидов в открытых порах пород систематически было ниже 0.2%. Анализ доли выхода параавтохтонного битумоида из ОГД в общей массе битумоидов показал, что в куонамской свите количество битумоида ОГД редко превышает 10% от суммарного выхода битумоида породы. Для образцов куонамской свиты Серкинского участка прямая связь между количеством УВ в параавтохтонных битумоидах ОРФ и ОГД слабая (R = +0.52).

Сравнительный анализ биомаркеров изученных ОРФ и ОГД с целью установить их идентичность показал, что в ряде образцов фиксируются близкие составы, соотношения и распределения изомеров и гомологов УВ, то есть наблюдается полное сходство составов УВ, генетическое родство битумоидов открытых пор и остаточных автохтонных битумоидов. Однако часто в коллекции Серкинского участка распределения и соотношения алканов, стеранов, трицикланов и гопанов отличаются. Низкие содержания битумоидов открытых пор и существенные изменения их группового состава, а также УВ состава и соотношений отдельных индивидуальных УВ, групп УВ метано-нафтеновых фракций битумоидов являются следствием активных разрушительных процессов в зоне гипергенеза: 1) рассеивание («испарение») легких нефтяных компонентов из параавтохтонных битумоидов пород по системе их открытого пустотного пространства; 2) бактериальное окисление компонентов ОВ.

Работа выполнена по проектам № FWZZ-2022-0011, FWZZ-2022-0012 государственной программы ФНИ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э. Геохимия битумоидов баженовской свиты / А.Э. Конторович, Е.А. Костырева, С.В. Родякин, И.С. Сотнич, П.А. Ян // Геология нефти и газа. – 2018а. – № 2. – С. 79–88.
2. Конторович А.Э. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты / А.Э. Конторович, С.В. Родякин, Л.М. Бурштейн, Е.А. Костырева, С.В. Рыжкова, П.А. Ян // Геология нефти и газа. – 2018б. – № 5. – С. 61–73.
3. Коровников И.В. Биостратиграфия, литология и геохимия пород нижнего и среднего кембрия в бассейне реки Кюленке / И.В. Коровников, И.В. Вараксина, А.Э. Конторович, Т.М. Парфенова // Геология и геофизика. – 2024. – № 1. – С. 151–163.
4. Петров А.А. Углеводороды нефти / А.А. Петров. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
5. Peters K.E. The biomarker guide / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – 2nd ed. – New York, Cambridge University Press, 2005. – V. 1–2. – 1155 p.
6. Конторович А.Э. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А.Э. Конторович, С.Ф. Бахтуров, А.К. Башарин, С.Ю. Беляев, Л.М. Бурштейн, А.А. Конторович, В.А. Кринин, А.И. Ларичев, Ли Году, В.Н. Меленевский, И.Д. Тимошина, Г.С. Фрадкин, А.В. Хоменко // Геология и геофизика, 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676–1693.
7. Каширцев В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы / В.А. Каширцев. – Якутск: ЯФ изд-ва СО РАН, 2003. – 159 с.

УДК 551.763.12:563.12+561.252+561.31(571.121)
DOI 10.53954/9785604990070_182

БИОСТРАТИГРАФИЯ, ПАЛЕООБСТАНОВКИ И МИКРОФОССИЛИИ НИЖНЕЙ ЧАСТИ ТАНОПЧИНСКОЙ СВИТЫ (БАРРЕМ-АПТ) СЕВЕРО-ЗАПАДА П-ВА ЯМАЛ, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

Е.Б. Пещевицкая, Б.Л. Никитенко

[1]*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск*

Аннотация. Полученные новые данные и комплексный стратиграфический анализ ассоциаций микрофоссилий позволил надежно обосновать горизонты баррема и нижнего апта в танопчинской свите северо-запада п-ова Ямал. По микрофауне и микрофитопланктону в изученном районе реконструируются прибрежно-морские и зачастую опресненные обстановки.

Ключевые слова: *баррем, апт, танопчинская свита, стратиграфия, микрофоссилии, север Западной Сибири.*

BIOSTRATIGRAPHY, PALAEOENVIRONMENTS AND MICROFOSSILS OF THE LOWER PART OF THE TANOPCHA FORMATION (BARREMIAN-APTIAN) OF THE NORTHWESTERN YAMAL PENINSULA, WESTERN SIBERIA.

E.B. Pestchevitskaya, B.L. Nikitenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. New data and a comprehensive stratigraphic analysis of microfossil associations allowed us to reliably justify the Barremian and Lower Aptian horizons in the Tanopcha Formation of the northwestern Yamal Peninsula. Coastal-marine and often desalinated environments are reconstruct in the studied area based on microfauna and microphytoplankton.

Key words: *Barremian, Aptian, Tanopcha Formation, Stratigraphy, Microfossils, north of Western Siberia.*

Танопчинская свита широко распространена на севере Западной Сибири (п-ов Ямал и п-ов Гыдан) и на шельфе Карского моря. Свита сложена чередованием преимущественно песчано-алевритовых пластов с редкими пачками аргиллитов, характерен обугленный растительный детрит, обломки древесины, пропластки угля, мощность свиты варьирует от 550 м до 1100 м. В свите выделяется 26 продуктивных пластов, к которым приурочены газоконденсатные залежи. В средней части свиты обособляется преимущественно глинистая нейтинская пачка (низы апта), к которой приурочен сейсмогоризонт М, в кровле свиты выделяется сейсмогоризонт М1. По палинологическим и, реже, микропалеонтологическим данным стратиграфический объем свиты определяется как верхи готерива – апт [1 и др.]. Строение разреза, отсутствие морской макро-, микрофауны (за исключением самых низов) и микрофитопланктона позволяло предполагать континентальный, субконтинентальный, русловой и, реже, в северных районах, прибрежный генезис танопчинской свиты.

В связи с исследованиями нефтегазоносности средних горизонтов мела поступает новый палеонтологический материал с ранее слабо изученных стратиграфических уровней на севере Западной Сибири, что позволяет усовершенствовать региональные стратиграфические шкалы. Из нижней части танопчинской свиты на северо-западе п-ва Ямал (скв. К-2) изучены представительные комплексы микрофауны и палиноморф верхов баррема и нижнего апта [2].

Фораминиферы и остракоды. В верхах баррема фораминиферы представлены агглютинирующими формами родов *Trochammina, Evolutinella, Orientalia* и др. Важным биостратиграфическим признаком является присутствие вида *Evolutinella portentosa*, который характерен для баррема Печорского бассейна и Баренцевоморского шельфа [3]. Он также известен как один из видов-индексов барремской фораминиферовой зоны Прикаспия. Виды *Trochammina neocomiana* и *Orientalia ljantorica* исчезают на Баренцевоморском шельфе также в барреме. Следует отметить, что в изученном комплексе практически полностью отсутствуют формы, характерные для готерива Западной Сибири. Полученные данные позволили впервые выделить на северо-западе п-ва Ямал слои с *Trochammina neocomiana, Evolutinella portentosa*, которые хорошо сопоставляются с Баренцевской зоной Miliammina mjatliukae – Serovaina barremicus – Gyroidinoides sokolovae. Изученные комплексы остракод из барремской части разреза достаточно многочисленны и разнообразны. В их составе определены виды, характерные для баррема Баренцевоморского шельфа и Печерской синеклизы. Это позволяет выделить в разрезе скв. К-2 слои с *Lyubimovina denticulata*, *Macrodentina savodoucovkaensis*,

© Е.Б. Пещевицкая, Б.Л. Никитенко, 2024

сопоставляемые с барремской Баренцевоморской зоной Lyubimovina denticulata – Posteroprotocythere propria [4]. Отметим, что на территории Печерской синеклизы стратиграфическое положение этой зоны контролируется данными по фораминиферам [3]. Один из ее видов-индексов (*Lyubimovina denticulata*), а также и ряд видов выявленные в комплексах остракод на п-ве Ямал, имеет достаточно узкий стратиграфический диапазон и встречается только в барреме разных регионов северного полушария. В нижнем апте находки фораминифер немногочисленны, в комплексах незначительно преобладают «примитивные» формы, не имеющие стратиграфического значения. Однако, присутствие *Miliaminna* cf. *mjatliukae* и *Bulbobaculites* ex gr. *volskensis*, характерных для приграничных баррем–аптских слоев на севере Европы и Баренцевоморском шельфе, а также вида *Trochammina* cf. *dampelae*, известного из нижней части апта этих регионов, позволяет более точно датировать этот интервал танопчинской свиты и выделить в разрезе по скв. К-2 слои с *Trochammina* cf. *dampelae*.

Микрофитопланктон. Из верхнего баррема изучен достаточно представительный комплекс микрофитопланктона, в котором доминируют цератиоидные диноцисты родов *Muderongia* и *Vesperopsis*. На территории Сибири их обилие и разнообразие характерно для баррема и апта [5]. В изученном комплексе присутствует вид *Muderongia asymmetrica*, который типичен для верхнего баррема, апта и альба Канады, Западной Европы и Баренцевоморского шельфа [6 и др.]. Вид *Vesperopsis yanjiensis* описан из апта Китая [5], а *V. didaoensis* присутствует в Китае в отложениях готерива, баррема и апта (там же). Вид *Batioladinium longicornutum* исчезает в низах апта на территории Западной Европы [7]. Таким образом, изученный комплекс диноцист характерен для верхнего баррема – низов апта.

Споры и пыльца. В разрезе также изучены богатые комплексы спор и пыльцы наземных растений. В нижней части разреза большого разнообразия и значительного количества достигают ребристые споры схизейных папоротников, постоянно встречаются представители рода *Appendicisporites*, что характерно для баррема Сибири [1; 8 и др.]. Характерными формами для этого интервала также являются шиповатые споры схизейных папоротников и споры печеночных мхов родов *Aequitriradites*, *Rouseisporites*, *Cooksonites*. В комплексе определены единичные экземпляры пыльцы покрытосеменных. Ее постоянное присутствие отмечается в Сибири с апта, но по данным автора единичные находки могут отмечаться с верхней части баррема [8]. В нижнем апте увеличивается разнообразие и количество ребристых спор схизейных, в том числе представителей рода *Appendicisporites*. Появляется вид *Anemia bella*, описанный из апта-альба Сибири [9]. Пыльца покрытосеменных встречается по-прежнему редко. Также, в изученном комплексе присутствует *Concavisporites griazevae*, характерный вид апта и альба Украины [10]. В то же время, разнообразны шиповатые и бугорчатые споры схизейных, хотя, в целом, для апта Сибири характерно сокращение их разнообразия. Однако в их составе определены *Trilobosporites purverulentus* и *T. trioreticulosus*, которые постоянно присутствуют в апте-альбе Сибири и Дальнего Востока [9 и др.].

Комплексный стратиграфический анализ ассоциаций микрофоссилий позволил надежно обосновать горизонты баррема и нижнего апта в танопчинской свите изученного разреза. По микрофауне и микрофитопланктону для баррема и начала апта реконструируются прибрежно-морские и зачастую опресненные обстановки с развивающимся регрессивным трендом. Наблюдаются Т-Р колебания мелкого масштаба с выраженным трансгрессивным событием в середине баррема, которое также зафиксировано на Гыданском п-ве [8]. Спорово-пыльцевые данные свидетельствуют о теплоумеренном и влажном климате. В позднем барреме на прибрежных территориях была широко развита древесная растительность, что подтверждается обилием мешковой пыльцы голосеменных в спорово-пыльцевых спектрах. В раннем апте территории, занятые лесами, сокращаются.

Финансовая поддержка РНФ № 22-17-00054, научно-методическое сопровождение ФНИ (FWZZ-2022-0004 и FWZZ-2022–0005).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Региональная стратиграфическая схема берриас – аптских отложений Западной Сибири // Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. С.-Пб.: ВСЕГЕИ, 2006. Вып. 36. 64 с.
2. Pestchevitskaya E.B., Nikitenko B.L. Barremian–Aptian Assemblages of Microfauna and Palynomorphs from the North-West of the Yamal Peninsula (Biostratigraphy and Palaeofacies) // Paleontological Journal, 2019, Vol. 53, No. 8, pp. 812–816.
3. Практическое руководство по микрофауне СССР. Фораминиферы мезозоя. Л.: Недра, 1991. 373 с.
4. Куприянова Н.В. Баррем-аптские остракоды шельфа Баренцева моря и их биостратиграфическая и палеофациальная интерпретация // Материалы по биостратиграфии, фауне и флоре фанерозоя России, Атлантики и Антарктиды. Труды НИИГА-ВНИИОкеангеология. Т. 226. СПб.: ФГУП «ВНИИОкеангеология», 2013. С. 130–153.

5. Разумкова Е.С. Особенности морфологии меловых диноцист рода Vesperopsis Bint 1986, их фациальная приуроченность и значение для стратиграфии // Стратигр. Геол. Коррел. 2017. № 5. С. 58–73.
6. Aarhus N., Verdenius J., Birkelund T. Biostratigraphy of a Lower Cretaceous section from Sklinnabanken, Norway, with some comments on the Andoya exposure // Norweg. J. Geol. 1986. V. 66. № 1. P. 17–43.
7. Heilmann-Clausen C. Lower Cretaceous dinoflagellate biostratigraphy in the Danish Central Trough // Danmarks Geol. Undersog. 1987. V. 17. P. 1–89.
8. Пещевицкая Е.Б. Палинологические последовательности готерива-альба на территории Гыданского района (север Западной Сибири) // Материалы IX Всероссийского совещания 17-21 сентября 2018 г., НИУ «БелГУ», г. Белгород. Белгород: ПОЛИТЕРРА, 2018. С. 218–222.
9. Пыльца и споры Западной Сибири. Юра – палеоцен. Труды ВСЕГЕИ. 1961. Вып. 177. 660 с.
10. Воронова М.А. Миоспоры раннего мела Украины. Киев: Наукова думка, 1984. 120 с.

УДК 550.42(550.832)/551.8
DOI 10.53954/9785604990070_185

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ЕСТЕСТВЕННОЙ РАДИОАКТИВНОСТИ В БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ

Е.В. Пономарева[1], В.В. Лапковский[1, 2]

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
[2]Новосибирский Государственный Технический Университет, Новосибирск

Аннотация. В работе изучено распределение значений естественной радиоактивности баженовской свиты по данным гамма-каротажа в центральных районах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Построены карта и трёхмерная модель значений гамма-активности пород, подтверждающие неравномерность распределения концентраций урана. Выявлено, что участки с повышенными концентрациями урана приурочены, в основном, к центральному интервалу свиты, и имеют в большей степени пятнистое, а не слоистое распределение по разрезу. В региональном плане территории с повышенными значениями радиоактивности пород тяготеют к зонам ранне-мезозойских грабен-рифтов.

Ключевые слова: *баженовская свита, уран, естественная радиоактивность, гамма-каротаж, Западная Сибирь, 3D моделирование*

DISTRIBUTION OF NATURAL RADIOACTIVITY VALUES IN THE BAZHENOV FORMATION

E.V. Ponomareva[1], V.V. Lapkovsky[1, 2]

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
[2] Novosibirsk State Technical University, Novosibrisk

Annotation. The distribution of natural radioactivity in the Bazhenov Formation was studied based on gamma-ray logging data in the central regions of the West Siberian oil and gas basin. A map and three-dimensional model of rock gamma activity values were constructed, confirming the uneven distribution of uranium concentrations. It was revealed that areas with elevated uranium concentrations are primarily located in the central interval of the formation and exhibit a more patchy rather than layered distribution along the section. On a regional level, areas with elevated rock radioactivity values are associated with early Mesozoic graben-rift zones.

Key words: *Bazhenov Formation, uranium, natural radioactivity, gamma ray logging, West Siberia, 3D modeling*

Баженовская свита является одним из нетрадиционных источников углеводородов (УВ) с трудноизвлекаемыми запасами, с которыми в значительной мере связана дальнейшая добыча нефти в Западной Сибири. При исследовании нефтегазоматеринских толщ, наряду с выявлением содержаний и качества органического вещества (ОВ), важной задачей является изучение закономерностей пространственного распределения попутных компонент, в том числе и урана.

На основе обобщения результатов аналитического определения химического и минералогического состава образцов керна баженовской свиты, А.Э. Конторовичем с соавторами было выявлено, что наиболее распространенными породами в свите являются кремнисто-глинистые, кероген-кремнистые, кероген-глинисто-кремнистые микститы и керогеновые силициты [3]. Отмечается тесная ассоциация некоторых микроэлементов с ОВ свиты и существование почти прямой зависимости – с ростом содержания ОВ увеличивается количество аутигенного кремнезема, извести, фосфора, урана, серы и других элементов [1, 4]. Повышенная радиоактивность свиты обусловлена высокими концентрациями урана при подчиненной роли калия и тория [5, 6].

Тесная корреляционная связь урана и органического углерода ($C_{орг)}$ в высокорадиоактивных породах на территории Западной Сибири позволяет использовать гамма-каротаж для решения нескольких вопросов: выполнять построение карт распределения концентраций ОВ с использованием корреляционных уравнений зависимости содержаний $C_{орг}$ от урана; изучать геохимию урана для реконструкции палеогеографических условий накопления осадков в волжско-раннеберриасское время и изменение ОВ в процессе геологической истории. Высокая обогащённость баженовской свиты ураном, создавала предпосылки для развития в ней процессов радиолиза, ведущих к разложению УВ «особенно алифатических, с образованием как более простых, так и более высокомолекулярных, чем исходные, УВ» [2, с. 224]. На основе теоретических оценок и экспериментальных исследований ОВ высокорадиоактивных пород методом пиролиза В.С. Хариным [7] было предположено, что в зоне катагенетического превращения ОВ при температурах (60–120 °С) радиоактивность является основным инициатором процесса образования нефти.

© Е.В. Пономарева, В.В. Лапковский, 2024

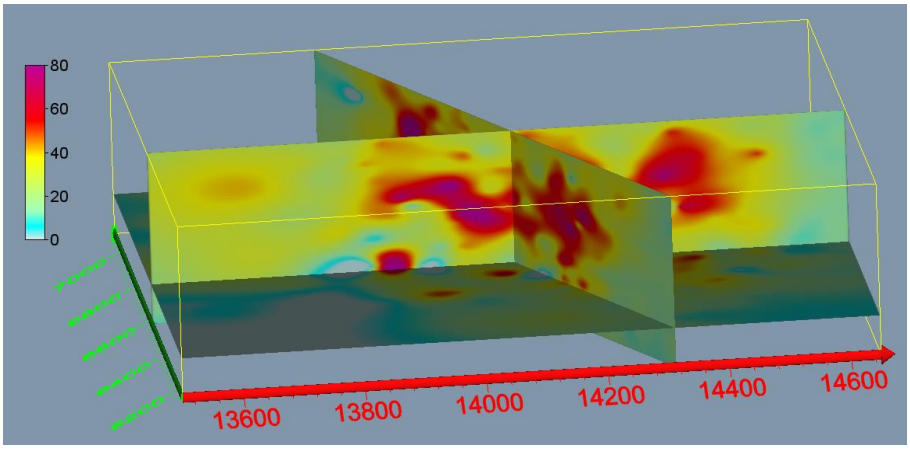


Рис. 1. Срезы 3D модели ЕР баженовской свиты в центральных районов ЗСНБ

Содержание и закономерности распределения урана в баженовской свите рассмотрены в работах В.М. Гавшина, Ф.Г. Гурари, Ю.Н. Занина, М.Ю. Зубкова, Г.А. Калмыкова, В.И. Москвина, И.И. Плумана, С.Г. Неручева, Л.П. Рихванова, А.В. Рылькова, Ю.В. Щепеткина и др. Карты распределения средних значений естественной радиоактивности (ЕР) для баженовской свиты и ее битуминозных аналогов на территории Западной Сибири в разные годы были построены И.И. Плуманом (1971), В.В. Хабаровым (1980), В.И. Москвиным (1986), В.А. Конторовичем (2002), Е.В. Пономаревой (2018), Е.В. Пономаревой, В.В. Лапковским (2023) и др.

Объектом исследования в работе являлись значения гамма-активности пород баженовской свиты на территории центральных районов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (ЗСНБ).

По данным изучения диаграмм распределения гамма-каротажа по 581 скважине было выявлено, что значения гамма-активности в разрезе изменяются от 5 до 120 мкР/ч, при этом наиболее часто значения находятся в диапазоне 30–50 мкР/ч. Было выявлено неритмичное чередование пород с повышенным и пониженным уровнем радиоактивности на разных территориях бассейна, что ранее отмечалось и другими авторами.

В результате 3D аппроксимации регрессионными сплайнами была получена модель распределения значений ЕР в баженовской свите. Наблюдается мозаичность картины распределения пород с высоким уровнем радиоактивности (см. рис. 1): для центральной части моделируемой территории они занимают почти весь интервал разреза свиты; на западе высокорадиоактивные аномалии концентрируется, в основном, в верхней третьей части разреза; на некоторых площадях повышенные значения ЕР находятся в нижней части интервала свиты. При изучении особенностей распределения средних значений гамма-активности пород на территории исследования была выявлена приуроченность высоких значений, 45 мкР/ч и выше, к зонам развития раннемезозойских грабен-рифтов.

Выполненное в работе трёхмерное моделирование распределения ЕР в баженовской свите является важным для палеогеографических реконструкций волжско-раннеберриасского времени, для понимания закономерностей размещения нефтяных залежей и картирования перспективных зон, поскольку одним из критериев качественного прогноза нефтеносности свиты является высокая концентрация ОВ в породах.

Работа выполнена в рамках проектов № FWZZ-2022-0007 и FWZZ-2022-0009 Государственной программы ФНИ. Тема исследования соответствует госзаданию ИНГГ СО РАН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гавшин В.М., Бобров В.А. Закономерности распределения микроэлементов в баженовской свите // Доманикиты Сибири и их роль в нефтегазоносности. – Новосибирск: изд. СНИИГГиМС. – 1982. – С. 76–91.
2. Конторович А.Э., Трушков П.А., Фомичев А.С. Условия накопления и преобразования органического вещества в осадочных толщах // Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Труды СНИИГГиМС; Вып. 131. – 1972. – С. 201–227.
3. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 11. – С. 2034–2043.

4. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири // Нестеров И.И., Ушатинский И.Н., Малыхин А.Я., Ставицкий Б.П., Пьянков Б.Н. – М.: Недра. – 1987. – 256 с.
5. Плуман И.И. Ураноносность черных аргиллитов волжского яруса Западно-Сибирской плиты как критерий геохимических условий осадконакопления. Геохимия. Издательство «Наука». – 1971. Т. 9. – С. 1138–1143.
6. Хабаров В.В., Нелепченко О.М., Волков Е.Н., О.В. Барташевич. Уран, калий и торий в битуминозных породах баженовской свиты Западной Сибири // Советская геология. – М. Недра. – 1980. – С. 94–105.
7. Харин В.С. Роль естественной радиоактивности пород в процессах преобразования РОВ // Геология нефти и газа. – 1982. – № 5. – С. 42–45.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_188

ФАКТОРЫ, КОНТРОЛИРУЮЩИЕ ФОРМИРОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА В ВУЛКАНОГЕННО-КАРБОНАТНОЙ ФОРМАЦИИ ТРИАСА ЮЖНО-МАНГЫШЛАКСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА

В.И. Попков, И.В. Попков, И.Е. Дементьева

Кубанский государственный университет, Краснодар

Аннотация. В условиях низкопроницаемого разреза триасовых отложений четко проявляется локализованный, «островной» характер гидрохимических и гидроднамических аномалий, а также участков пород с повышенными емкостно-фильтрационными свойствами. Их образование связано с внедрением в осадочный чехол высокоэнергетичных агрессивных глубинных флюидов. В результате образуются вторичные резервуары сложной морфологии, заполняемые углеводородами.

Ключевые слова: *глубокозалегающие комплексы, глубинные флюиды, нефтегазоносность.*

FACTORS CONTROLLING THE FORMATION OF OIL AND GAS RESERVOIRS IN THE VOLCANOGENIC CARBONATE TRIASSIC FORMATION OF THE SOUTH MANGYSHLAK OIL AND GAS SEDIMENTARY BASIN

V. Popkov, I. Popkov, I. Dementieva

Kuban State University, Krasnodar

Annotation. In the conditions of a low-permeable section of Triassic sediments, the localized, “island” nature of hydrochemical and hydrodynamic anomalies, as well as rock sections with increased capacitance-filtration properties, is clearly manifested. Their formation is associated with the introduction of high-energy aggressive deep fluids into the sedimentary cover. As a result, secondary reservoirs of complex morphology are formed, filled with hydrocarbons.

Key words: *deep-lying complexes, deep fluids, oil and gas potential.*

Коллекторские свойства пород вулканогенно-карбонатной формации триаса в условиях больших глубин в подавляющем большинстве случаев являются вторичными и имеют метасоматическую природу. Площадь участков их развития в рассмотренных ранее примерах строения конкретных месторождений УВ [1–4] укладывается в размеры антиклинальных структур, что отражает масштабы латеральной составляющей воздействия агрессивных флюидов на триасовые отложения. Это воздействие обусловлено [3], во-первых, повышенной (для стратисферы) энергетикой глубинных инверсионных вод, а во-вторых, их активным и многогранным физико-химическим воздействием на породы. Первое является фактором формирования гидродинамических аномалий с их активной деформирующей ролью. Второе – сочетанием аномально низкой вязкости газоводяных систем критического состояния, связанных постепенными переходами с перегретыми маломинерализованными водами, их повышенной агрессивностью по отношению к практически всем минеральным компонентам пород.

Литокатагенные подземные воды (рассолы хлоркальциевого типа) находятся в квазиравновесном состоянии с вмещающими породами [5, 6]. При вторжении в эту флюидопородную систему перегретых маломинерализованных вод с высоким щелочным резервом и с повышенными парциальными давлениями кислых газов происходит растворение карбонатных, силикатных и кремнеземных минеральных фаз. В данном случае деформационное разуплотнение пород сочетается с активным метасоматическим разуплотняющим эффектом [3].

Эти заключения находятся в соответствии с известными данными о строении триасовых резервуаров и залежей УВ. Установлено, что в продуктивной вулканогенно-карбонатной толще триаса Мангышлака присутствуют трещинные, порово-трещинные и кавернозно-поровый типы коллекторов. Матрицей трещинных коллекторов являются участки породы, лишенные трещин. Проницаемость водонасыщенной матрицы имеет крайне низкие значения, не превышающие 0.01×10^{-3} мкм^2. Емкостью порово-трещинных коллекторов служат первичные и вторичные пустоты. Вторичные коллекторы приурочены к участкам наложенной доломитизации, т.е. имеют метасоматическую природу. Аналогичное происхождение имеют и кавернозно-поровые коллекторы, связанные с кавернозными доломитами. В прослоях кристаллических и пелитоморфных известняков присутствуют реликты раковин микроорганизмов, оолитов, карбонатных обломков, сохранившиеся и в доломитах, карбонатно-кремнистых породах. По-

© В.И. Попков, И.В. Попков, И.Е. Дементьева, 2024

следние являются продуктом интенсивного окремнения известняков и доломитов. Часть объема вторичных пустот (тупиковые части трещин, трещины с раскрытостью менее 2 мкм^2) занята остаточной водой. Коллекторы трещинного типа присутствуют во всех типах пород [2].

Горизонты вторичных коллекторов образуют в триасовом разрезе месторождений резервуары сложной морфологии [2]. Изменение мощности каверновых коллекторов происходит за счет замещения, а не выклинивания кавернозных пород. Положение водонефтяных и газоводяных контактов достоверно не обосновано ни по одной залежи как методами промысловой геофизики, так и результатами опробования ввиду отсутствия объектов, из которых получены притоки пластовой воды ниже границы залежей.

Изложенное выше может быть продемонстрировано на примере хорошо изученного Северо-Ракушечного газоконденсатного месторождения, которое является типичным и наиболее наглядным примером вертикально-инъекционного внедрения глубинных агрессивных флюидов, сопровождающегося формированием гидрохимических и гидродинамических аномалий, а также сопутствующих им процессов эпигенетического порообразования в глубокопогруженных комплексах пород.

Газоконденсатные залежи приурочены к вулканогенно-карбонатной толще среднего триаса. Зона разуплотнения проходит через свод поднятия. К ней приурочены наиболее опресненные воды сульфатнатриевого типа с минерализацией 15,7–20,1 г/л. Здесь же фиксируются и высокие значения коэффициента негидростатичности ($К_{нг}$), достигающие 1,1–1,4. По мере удаления к крыльям поднятия возрастает минерализация вод до 62–73 г/л, тип их переходит в хлоркальциевый, отношение rNa/rCl снижается до 0,53–0,73, а $К_{нг}$ уменьшается до 0,94–0,97. При росте минерализации пластовых вод от свода структуры к крыльям на фоне снижения $К_{нг}$ проявляется строгая взаимосвязь между минерализацией и $К_{нг}$ [1, 5, 6].

Гидрохимическая, гидродинамическая аномалии и их площадная зональность, величина $К_{нг}$ также тесно связаны со структурным планом месторождения. При удалении от свода к крыльям с увеличением глубины кровли коллектора происходит уменьшение величины $К_{нг}$, причем градиент в целом для залежи остается единым.

Составленные карта толщин карбонатного пласта $Т_2$–А и карта эффективных и газонасыщенных толщин коллектора Северо-Ракушечного месторождения имеют высокий элемент подобия, что может свидетельствовать о связи процессов выщелачивания известняков, их доломитизации (гидрохимический эпигенез и метасоматоз) и насыщения сформировавшейся эффективной емкости УВ [1].

Приведенный выше материал указывает на то, что основные каналы внедрения агрессивных (углекислых) флюидов тяготели к своду структуры, наиболее подверженному деформациям растяжения, приводящим к образованию участков повышенной тектонической трещиноватости низкопроницаемых пород. Процессы выщелачивания образуют емкость резервуара, заполняемого мигрирующими флюидами, обладающими высоким газосодержанием. Все это сопровождается формированием контрастных гидродинамических аномалий, пространственно совпадающих с зонами максимальных значений эффективных газонасыщенных мощностей каверновых коллекторов. С удалением от каналов внедрения флюидальной системы и ареала их внутрипластовой разгрузки происходит выравнивание пластовых давлений и гидрохимического фона, а также исчезновение эффективной емкости пород на фоне перехода доломитов и доломитизированных известняков, контролирующих залежь, в практически лишенную проницаемости матрицу, представленную известняками.

Совпадение в плане гидрогеохимических и гидродинамических аномалий, участков коллекторов с более высокими емкостными параметрами, их мозаичный, очаговый характер, отчетливые следы метасоматоза установлено и для других месторождений в триасовом разрезе молодой платформы [1–4], что свидетельствуют об их генетической взаимосвязи. На основании этого был сделан вывод, что формирование вторичных коллекторов, залежей УВ, гидрогеологических аномалий месторождений в низкопроницаемом триасовом разрезе является следствием проявления единого природного процесса, связанного с вторжением глубинных агрессивных флюидов.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-27-00037.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ларичев В.В. Гидрогеология доюрских отложений Южного Мангышлака / В.В. Ларичев, В.И. Попков. – Ставрополь: СевКавГТУ, 2003. 144 с.
2. Попков В.И. Строение и условия формирования резервуаров нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлака / В.И. Попков, В.В. Ларичев, И.В. Попков // Нефтяная провинция. – 2023. – № 2 (34). – С. 47–66.
3. Попков В.И. Структура глубокопогруженных комплексов осадочных бассейнов: гидрогеологические аномалии и нефтегазоносность как следствие внедрения глубинных флюидов (на примере месторожде-

ний Южного Мангышлака) / В.И. Попков, В.В. Ларичев, И.В. Попков // Геотектоника. – 2023. – № 3. – С. 41–66.
4. Попков В.И. Ловушки углеводородов в триасовых отложениях Скифско-Туранской платформы в районах развития складчато-надвиговых дислокаций [Электронный ресурс]. / В.И. Попков, И.В. Попков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – Т. 18. – № 3. 12 с. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2023/25_2023.html.
5. Ларичев В.В. Гидрохимические условия глубокопогруженных нефтегазоносных комплексов / В.В. Ларичев, В.И. Попков // Геология, география и глобальная энергия. – 2013. – № 4 (51). – С. 101–112.
6. Ларичев В.В. Гидродинамические условия глубокопогруженных нефтегазоносных комплексов / В.В. Ларичев, В.И. Попков // Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества. – 2013. – Т. 10. – № 4-1. – С. 76–79.

УДК 565.33 551.734.5
DOI 10.53954/9785604990070_191

БИОСТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТРАКОД ФРАНСКОГО ЯРУСА НА ЮГЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Б.М. Попов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука, г. Новосибирск, Россия

Аннотация. Анализ разрезов и комплексов остракод франского яруса юга Западной Сибири позволил разработать биостратиграфическую шкалу по остракодам и провести сравнение комплексов остракод западной части Алтае-Саянской складчатой области с Нюрольским районом Западно-Сибирской геосинеклизы.

Ключевые слова: *остракоды, биостратиграфия, девон, Кузнецкий бассейн, Западная Сибирь*

BIOSTRATIGRAPHIC DISTRIBUTION OF FRASNIAN OSTRACODS IN THE SOUTH OF WESTERN SIBERIA

B.M. Popov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia

Abstract. Analysis of sections and assemblages of ostracods of the Frasnian stage in the south of Western Siberia made it possible to develop a biostratigraphic scale for ostracods and to compare ostracod assemblages of the western part of the Altai-Sayan folded region with the Nyurolsky region of the West Siberian geosyneclise.

Keywords: *ostracods, biostratigraphy, Devonian, Kuznetsk basin, Western Siberia*

Исследование франского ярус на территории Западной Сибири важно при проведении региональных работ связанных с поиском месторождений нефти и газа. Нефтепроявления на юге Западной Сибири в франском ярусе приурочена к лугенецкому горизонту Нюрольской структурно-фациальной подзоны (СФПЗ) Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ) [1]. Важное значение при проведении работ имеет точная стратиграфическая привязка высокопродуктивных пород и потенциальных резервуаров. Остракоды с учетом данных по другим группам фауны (конодонты, брахиоподы, фораминиферы) являются хорошим инструментом для проведения биостратиграфических работ в нефтегазоносных регионах и важны для актуализации региональных стратиграфических шкал девона.

В работе рассмотрены комплексы остракод из опорных разрезов франского яруса юга Западной Сибири [2, 3, 4]. Объемы извлекаемого палеозойского керна на Западной Сибири не большие, поэтому необходимо определить точную биостратиграфическую последовательность в естественных выходах смежного региона в западной части Алтае-Саянской складчатой области (АССО). Задачей данного исследования является выявление корреляционных уровней по остракодам между западной частью АССО и Нюрольским СФПЗ ЗСГ.

В результате изучения естественных карбонатно-терригенных выходов франского яруса западной части АССО из трех структурно-фациальных (СФ) подрайонов, удалось установить последовательность отложений и выделить биостратоны с остракодами в ранге слоев с фауной [2, 3, 4]. В Яя-Барзасском СФ подрайоне установлены слои с *Bairdia kynovensis* (нижний фран, нижняя часть вассинского горизонта) в разрезе на р. Яя [2, 3]. Они встречены совместно с многочисленными нижнефранскими брахиоподами [2]. Слои с *Bairdia vassinoensis* (средний фран, верхняя часть вассинского горизонта) (рис. 1) выделены в Изылинском СФ подрайоне на р. Изылы и прослежены в Яя-Барзасском СФ подрайоне на р. Яя в верхней части яя-петропавловской свиты и в Зарубинском СФ подрайоне на р. Томь [2, 3]. Нижняя часть слоев с остракодами сопоставляется с конодонтовой зоной *hassi*, также в разрезе на р. Яя определены среднефранские брахиоподы [2]. Виды из характерного комплекса слоев: *Bairdia* sp., *Amphissites* sp., *Bairdiocypris* sp. встречены в глубокинской свите в разрезах на р. Томь, в районе д. Глубокая и Соломинском карьере [3]. Слои с *Pribylites domanicus* (низы верхнего франа, низы шубкинской свиты) обособлены в Изылинском СФ подрайоне на р. Изылы [2]. Слои с *Hollinella valentinae* (верхний фран, соломинский горизонт) [2, 3] выделены в Зарубинском СФ подрайоне в Соломинском карьере и прослежены подрайоне на р. Томь, а также в Яя-Барзасском СФ подрайоне на р. Яя. Слои содержат комплекс конодонтов, который отвечает верхней части франского яруса, а также комплекс верхнефранских брахиопод [2].

© Б.М. Попов, 2024

В Нюрольском СФПЗ Западно-Сибирской геосинеклизы Н.И. Савиной разработана биостратиграфическая схема по девонским остракодам [1, 5, 6]. Для всего франского яруса в нижней части лугенецкого горизонта ей выделены слои с *Famenella kairovensis.* Характерными видами являются *Bairdia usatschovae*, описанный из сирачойских слоев (верхний фран) Южного Тимана и *Famenella kairovensis,* описан из доманикового горизонта (средний фран) Башкирии [1, 5, 6]. Рассмотренный комплекс остракод по своему характеру, соответствует скорее среднему и верхнему франу, чем всему франскому ярусу. Необходимо, также рассмотреть слои с *Bairdia kynovensis*, которые характеризуют верхнюю часть герасимовского горизонта (живетский ярус, возраст по фораминиферам и конодонтам) [1, 5, 6] Нюрольском СФПЗ. Виды *Bairdia kynovensis* Rozhd. и *Bairdia aperta apreta* Rozhd. изначально описаны из кыновского горизонта Волго-Уральского субрегиона, который в современном понимании (тиманский горизонт) относится к нижнему франу [7]. Два представленных вида, также широко развиты в саргаевском горизонте (нижний фран). На территории северо-восточной окраины Кузнецкого бассейна вид *Bairdia kynovensis* Rozhd. встречен в яя-петропавловской свите нижнего франа [2]. Помимо этого, в характерном комплексе встречен *Healdianella distincta* Pol. изначально описанный из старооскольского горизонта (верхов живета) [6], но встречен в вассинском горизонте (нижний-средний фран) западной части АССО [9].

Проведенный биостратиграфический анализ по остракодам для франского яруса позволил установить, что в разрезах западной части АССО, слои с остракодами хорошо прослеживаются в разных структурно-фациальных подрайонах. В результате анализа характерных комплексов остракод западной части АССО и Нюрольского СФПЗ ЗСГ, установлено, что слои с *Bairdia kynovensis* соответствуют одному стратиграфическому интервалу (нижний фран?). Франский комплекс слое с *Famenella kairovensis* Нюрольской СФПЗ ЗСГ по своей характеристики соответствует комплексу среднего и верхнего франа, но не имеет схожих таксонов с комплексом западной части АССО. Полученные биостратиграфические данные по остракодам сопоставлены с конодонтовой зональной шкалой и могут являться основой для внутри- и межрегиональной корреляции.

Исследования выполнены в рамках ФНИ (FWZZ-2022-0005)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Региональная стратиграфическая схема девонских образований Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2012. – 43 с.
2. Попов Б.М. Биостратиграфические данные по остракодам из опорных разрезов среднего и верхнего девона окраин Кузнецкого бассейна (юго-восток Западной Сибири) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – № 2 (38). – С. 3–15
3. Попов Б.М. Биостратиграфическое значение остракод верхнего девона северо-западной части окраины Кузнецкого бассейна (р. Томь, юго-восток Западной Сибири) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2021. – № 4 (48). – С. 12–23.
4. Попов Б.М., Сараев С.В., Ганашилин А.С. Обстановки формирования позднедевонских отложений окраин Кузнецкого бассейна и особенности биофациального распределения остракод // Вестник СПбГУ. Науки о Земле. – Санкт-Петербург: СПбГУ, 2023. – Т. 68 – № 1 – С. 171–195.
5. Савина Н.И. Остракоды еллей-игайского горизонта (средний девон юго-востока Западно-Сибирской плиты) // Биостратиграфия и микроорганизмы фанерозоя Евразии / Под ред. В.М. Подобиной, Н.И. Савиной, К.И. Кузнецовой, Н.Г. Музылева. – М.: ГЕОС., 1997 – С. 46–52.
6. Савина Н.И. Остракоды лугинецкого горизонта (верхний девон юго-востока Западно-Сибирской плиты) // Вопросы геологии и палеонтологии Сибири. Томск: Изд-во НТЛ, 1997 – С. 129–133.
7. Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона. Объяснительная записка / Н.К. Фортунатова, Е.Л. Зайцева, М.А. Бушуева и др. М.: ВНИГНИ, 2018. – 64 с.
8. Поленова Е.Н. Остракоды верхней части живетского яруса Русской платформы. Микрофауна СССР. V. – Ленинград: Гостоптехиздат, 1952. – С. 65–156.
9. Gutak Y., Rodygin S., Peregoedov L., Makarenko S., Savina N., Antonova V. New Edition of the Regional Stratigraphic Chart of the Devonian in the Western Part of the Altai-Sayan Foldet Area (Siberia, Russia) // Advances in Devonian, Carboniferous and Permian Research: Stratigraphy, Environment, Climate and Resources: Kazan Golovkinsky Stratigraphic Meeting, I 9–23 September 2017. – Filodiritto Inernational Proceedings, 2018. – P. 134–143.

УДК 552.5:550.4
DOI 10.53954/9785604990070_193

ЛИТОГЕОХИМИЯ УРДЮК-ХАИНСКОЙ И ПАКСИНСКОЙ СВИТ (ВЕРХНИЙ ОКСФОРД–БОРЕАЛЬНЫЙ БЕРРИАС) МЫСА УРДЮК-ХАЯ (П-ОВ НОРДВИК, СЕВЕР СРЕДНЕЙ СИБИРИ)

А.Ю. Попов, Л.Г. Вакуленко, Б.Л. Никитенко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Детально изучены особенности химического состава существенно глинистой верхнеюрско-нижнемеловой толщи мыса Урдюк-Хая (п-ов Нордвик). Разрез представлен в непрерывных естественных выходах, является эталонным для Паксинского фациального района и расположен на побережье потенциально нефтегазоносного лаптевоморского шельфа. Анализ содержания в породах петрогенных оксидов и элементов примесей позволил дополнить характеристику отдельных слоев и пачек, выполнить химическую классификацию отложений, получить представление о составе пород в источниках сноса и выявить ряд особенностей формирования осадка.

Ключевые слова: *литогеохимия, верхняя юра, нижний мел, Средняя Сибирь, Арктика*

LITHOGEOCHEMISTRY OF THE URDYUK-KHAYA AND PAKSA FORMATIONS (UPPER OXFORD–BOREAL BERRIAS) OF CAPE URDYUK-KHAYA (NORDVIK PENINSULA, NORTH OF CENTRAL SIBERIA)

A. Popov, L. Vakulenko, B. Nikitenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The features of the chemical composition of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous clayey strata of the Cape Urdyuk-Khaya (Nordvik peninsula) have been studied in detail. The section is represented in continuous natural outlets, is a reference for the Paksa facies region and is located on the coast of the potentially oil and gas bearing Laptev Sea shelf. The analysis of the content of petrogenic oxides and impurity elements in rocks made it possible to supplement the characteristics of individual layers, perform a chemical classification of sediments, learn about the composition of rocks in the sources of demolition and identify a number of features of sediment formation.

Key words: *lithogeochemistry, Upper Jurassic, Lower Cretaceous, Central Siberia, Arctic*

Верхнеюрско-нижнемеловой разрез п-ова Нордвик является эталонным для Паксинского фациального района Обь-Ленской фациальной области [1] и неоднократно становился объектом разносторонних геологических исследований. Разрез непрерывен и характеризуется дробным стратиграфическим расчленением, что, наряду с расположением на побережье моря Лаптевых, делает его важным объектом в свете исследований нефтегазоносного потенциала лаптевоморского шельфа. Рассматриваемая существенно глинистая морская толща весьма хорошо изучена стратиграфически, однако, данных по ее составу и строению крайне немного, а литогеохимические исследования единичны. Ранее авторами были представлены минералого-петрографические характеристики исследуемого разреза [2], а также рассмотрены особенности химического состава верхнеюрско-нижнемеловых отложений нижнего течения р. Анабар [3, 4].

В рамках комплексных исследований верхнеюрско-нижнемеловых отложений мыса Урдюк-Хая (обнажение А33) выполнено детальное изучение верхней части урдюкхаинской (верхний оксфорд–средневолжский подъярус; мощность 46 м) и нижней части паксинской (верхневолжский подъярус–низы бореального берриаса; мощность 43 м) свит. Биостратиграфическое расчленение разреза принято по [2]. Основой для литогеохимических исследований послужили данные по содержанию петрогенных оксидов и элементов-примесей (58 образцов), полученные в Аналитическом центре ИГМ СО РАН методами РФА и ИСП-МС, соответственно.

Анализ содержания петрогенных оксидов позволил охарактеризовать особенности химического состава отдельных слоев и пачек, которые тесно связаны с выявленным ранее минералого-петрографическим составом пород. Содержание SiO_2 в изученной части урдюкхаинской свиты достаточно выдержано с некоторым уменьшением концентраций в нижних слоях, где в составе терригенной примеси преобладают полевые шпаты и литокласты. Там же отмечается пониженное содержание MgO при повышенных Na_2O и CaO. В верхних наиболее глинистых слоях свиты возрастает доля Al_2O_3 и снижается –

© А.Ю. Попов, Л.Г. Вакуленко, Б.Л. Никитенко, 2024

$Fe_2O_{3общ.}$ и SO_3. В Базальных слоях паксинской свиты фиксируются отрицательные экскурсы в содержании SiO_2, Al_2O_3, K_2O, MgO и значительное увеличение содержания $Fe_2O_{3общ.}$, CaO и P_2O_5 (активное конкрециообразование, резкое снижение терригенной примеси). Вышележащие слои характеризуются в целом выдержанными содержаниями породообразующих оксидов с постепенным увеличением доли Na_2O при общем невысоком содержании K_2O, увеличением Al_2O_3, TiO_2 и снижение $Fe_2O_{3общ.}$ и SO_3.

Проведен анализ петрохимических модулей [5]. Значения гидролизатного модуля позволяют отнести породы урдюкхаинской (0,5–0,65) и паксинской (0,55–0,75) свит преимущественно к гипогидролизатам (MgO <3%). Для большей части пород характерны близкие относительно высокие значения фемического и железного модулей (в среднем 0,25 и 0,5), увеличивающиеся в низах разреза, базальных слоях паксинской свиты и в слое 36, где фиксируются повышенные содержания гипогенного и гипергенного железа (0,4 и 0,9 соответственно). Титановый модуль (0,06) классифицирует породы как нормально титанистые. Показатели нормированной щелочности весьма выдержаны по всему разрезу (0,2–0,28). Значения щелочного модуля (в среднем 0,4 для урдюкхаинской и базальных слоев паксинской свит и 0,6 для вышележащей части) позволяют классифицировать отложения как нормально щелочные.

Анализ содержания элементов-примесей в изученных породах также позволил выявить особенности отдельных слоев и пачек, наглядно видимые при нормировании значений относительно среднего постархейского австралийского сланца (PAAS). Нижние слои урдюк-хаинской свиты наиболее близки к эталону и имеют пониженную долю Cs. Вышележащие слои свиты отличаются повышенными долями V, Co, U, Ni, Zn. Базальные слои паксинской свиты (слои 10-14) имеют повышенные, относительно эталона, доли V, Cr, Ni, Cu, Y, U, Zn. Вышележащая часть характеризуется достаточно выдержанными геохимическими показателями. Характерно небольшое относительное увеличение долей транзитных элементов (Sc, V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn), снижение доли Cs и вариации в содержании U. Содержание редкоземельных элементов для пород обеих свит практически аналогично эталонному, со слабым снижением доли легких РЗЭ и некоторым увеличением Eu, Gd. Слабо повышенной концентрацией всех РЗЭ относительно эталона отличаются базальные слои паксинской свиты.

Изученные породы обладают относительно выдержанными показателями индекса химического выветривания (CIA) [6], используемого для оценки климатических условий в областях размыва. В среднем они составляют 73,4, что может свидетельствовать о значительном химическом выветривании пород в источниках сноса в условиях теплого гумидного климата. Анализ расположения фигуративных точек изученных пород на генетической диаграмме [7], характеризующей состав материнских толщ, показывает, что большая часть их сосредоточена близ границы изверженных основных и средних пород.

Для оценки палеосолености придонных вод анализировалось отношение Sr/Ba. На фоне в целом выдержанных значений выделяются базальные слои паксинской свиты, обладающие повышенными показателями отношения, что может указывать на максимальную концентрацию солей в морской воде в период их формирования. В качестве показателя окислительно-восстановительных условий придонных вод проанализирован ряд элементных индикаторов. Значения отношения V/Cr сильно варьируют в породах урдюк-хаинской свиты (от 1,1 до 3,5) и обнаруживают выраженный тренд на уменьшение в породах паксинской свиты (от 2,7 до 1,6). Последнее, безусловно, отражает постепенное увеличение поступления кислорода в придонные воды [8]. Отношение U/Th минимально в базальных слоях урдюкхаинской свиты (в среднем 0,19), что может свидетельствовать об окисных условиях их формирования. Вариации его в породах основной части свиты (0,38–0,78) указывают на нестабильные окислительно-восстановительные условия, со слабо дизокисными периодами. Максимальные значения (в среднем 0,9), характерные для базальных слоев паксинской свиты, указывают на восстановительные условия среды седиментации. Выше наблюдается уменьшение значений до 0,46 (слои 13-21) и 0,26 (слои 22-44), подтверждающее постепенное увеличение количества кислорода в придонном слое.

Проведенные исследования позволили детально охарактеризовать химический состав отдельных слоев и пачек урдюк-хаинской и паксинской свит эталонного разреза мыса Урдюк-Хая, что может быть использовано при корреляции одновозрастных толщ, слабо охарактеризованных биостратиграфически. Кроме того, выполненные генетические интерпретации дополняют имеющиеся представления об условиях осадконакопления в северо-западной части Анабаро-Ленского палеобассейна.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РНФ № 22-17-00054

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Никитенко Б.Л. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и бореальный зональный стандарт / Б.Л. Никитенко, Б.Л. Шурыгин, В.Г. Князев, С.В. Меледина, О.С. Дзюба, Н.К. Лебедева, Е.Б. Пещевицкая, Л.А. Глинских, А.А. Горячева, С.Н. Хафаева // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1047–1082.

2. Никитенко Б.Л. Микрофоссилии, высокоразрешающая стратиграфия, геохимия и литология верхней юры и нижнего мела (урдюкхаинская и паксинская свиты) п-ова Нордвик, Анабарский залив, море Лаптевых / Б.Л. Никитенко, Е.Б. Пещевицкая, В.А. Каширцев, Е.А. Фурсенко, А.Ю. Попов, С.Н. Хафаева, В.Ю. Брагин // Геология и геофизика. – 2023. – Т. 64. – № 11. – С. 1586–1615.
3. Никитенко Б.Л. Стратиграфия, литология и геохимия прибрежных и мелководно-морских разрезов верхов средней юры–низов мела р. Анабар (Арктическая Сибирь) / Б.Л. Никитенко, В.П. Девятов, Е.Б. Пещевицкая, А.Ю. Попов, Е.А. Фурсенко, С.Н. Хафаева // Геология и геофизика. – 2022. – Т. 63. – № 5. – С. 673–708.
4. Попов А.Ю. Петрографические и литогеохимические особенности верхов средней юры–низов нижнего мела нижнего течения реки Анабар (Восточная Сибирь, Арктика) / А.Ю. Попов, Л.Г. Вакуленко, Б.Л. Никитенко // Геология и геофизика. – 2022. – Т. 63. – № 9. – С. 1233–1252.
5. Юдович Я.Э. Основы литохимии / Я.Э. Юдович, М.П. Кетрис – СПб.: Наука, 2000. – 479 с.
6. Nesbitt H.W. Early Proterozoic climates and plate motions inferred from major element chemistry of lutites / H.W. Nesbitt, G.M. Young // Nature. – 1982. – V. 299. – Pp. 715–717.
7. Roser B.P. Provenance signatures of sandstone-mudstone suites determined using discriminant function analysis of major-element data / B.P. Roser, R.J. Korsch // Chemical Geology. – 1988. – V. 67. – pp. 119–139.
8. Jones B. Comparison of geochemical indices used for the interpretation of palaeoredox conditions in ancient mudstones / B. Jones, D.A.C. Manning // Chem. Geol. – 1994. – V. 111. – P. 111–129.

УДК 550.4
DOI 10.53954/9785604990070_196

БИОСТРАТИГРАФИЯ ВЕРХНЕЙ ПЕРМИ ПО ФОРАМИНИФЕРАМ И ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В РАЗРЕЗАХ КРЯЖА ПРОНЧИЩЕВА, СЕВЕР СРЕДНЕЙ СИБИРИ

Е.А. Попова[1], И.Д. Попова[1, 2]

[1] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
[2] Новосибирский национальный исследовательский государственный университет г. Новосибирск, Россия

Аннотация. Территория кряжа Прончищева до сих пор характеризуется слабой геологической изученностью. На основе новых данных по строению разреза верхней перми региона и анализа распространения микрофоссилий (фораминиферы и остракоды), опубликованных данных по двустворкам усовершенствована стратиграфическое расчленение. Дана первая краткая геохимическая характеристика органического вещества и проанализированы данные битуминологии ($b_{хл}$), отражательной способности витринита (R_o^{vt}) и $C_{орг}$ верхнепермских толщ.

Ключевые слова: *геохимия, микропалеонтология, верхнепермские отложения, кряж Прончищева, Сибирская платформа.*

BIOSTRATIGRAPHY OF THE UPPER PERMIAN BY FORAMINIFERA AND GEOCHEMISTRY OF ORGANIC MATTER IN SECTIONS OF THE PRONCHISHCHEV RIDGE, NORTH OF CENTRAL SIBERIA

E.A. Popova[1], I.D. Popova[1,2]

[1] Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia
[2] Novosibirsk National Research State University, Novosibirsk, Russia

Annotation. The area of the Pronchishchev ridge is still characterized by a poor geological exploration. Based on new data on the structure of the Upper Permian section of the region and analysis of the distribution of microfossils (foraminifera and ostracods), published data on bivalves, the stratigraphic division has been improved. The first brief geochemical characteristic of organic matter is given and the data of bituminology (IM), the reflectivity of vitrinite (Ro) and Sorc of the Upper Permian strata are analyzed.

Key words: *geochemistry, micropaleontology, Upper-Permian deposits, Pronchishchev ridge, Siberian platform.*

Вплоть до середины XX века основным направлением для геологических исследований докембрия и палеозоя на Сибирской платформе были венд-нижнекембрийские толщи [1, 2], а также в качестве перспективного нефтегазоносного комплекса считались горизонты перми. В начале 2000-х гг., увеличился объем геологических работ, связанных с пермским комплексом на территории севера Сибирской платформы. В 2017 г., согласно годовому отчету «Роснефти», бурение скважины «Центрально-Ольгинская-1» с берега полуострова Хара-Тумус показало высокое насыщение нефтью верхнепермских отложений [3]. Однако, на сегодняшний день, в Лено-Анабарской НГО в настоящее время отсутствуют месторождения.

Благодаря материалам, отобранным в 2013 г. сотрудниками ИНГГ СО РАН, пермских толщ на берегу р. Песчаная (Кряж Прончищева), удалось получить новые микропалеонтологические данные. В структурном плане Прончищевский вал (Анабаро-Ленская НГО) вытянут в северо-восточном направлении, центральная часть изучена сейсморазведкой [4].

Ранее работы с детальным описанием по распространению микрофоссилий перми Арктических регионов Сибири опубликованы в 50–60-х гг. прошлого века А.А. Герке, где был изучен состав и выделены горизонты (зоны) в разрезах Нордвикского района [5, 6].

Разрез перми кряжа Прончищевых представлен верхнекожевниковской свитой, сложенной неравномерным чередованием пакетов песчаников, алевролитов с редкими пластами аргиллитов. Толща осложнена внедрениями магматических тел и вулканогенно-осадочными образованиями [7].

В составе комплексов фораминифер из разреза кряжа Прончищева определены: Ammodiscus, Saccammina, Trochammina, Nodosaria, Pseudonodosaria, Rectoglandulina, Dentalina, Ichthyolaria, Frondicularia, Astacolus, Eoguttulina. Распределение таксонов представлено в двух комплексах, которые разделены областью с вероятным падением уровня моря. В первом комплексе разрез начинается со слоев с единичными фораминиферами, с преобладанием двух форм, в частности Frondicularia и Ammodiscus, местами исчисляющиеся в десятках экземпляров. Выше комплекс сменяется обилием и разнообразием известковистых форм, главным образом – Frondicularia (порядка сотни образцов). Второй комплекс начинается с многочисленных известковистых форм – Nodosaria, Pseudonodosaria, Rectoglandulina Ichthyolaria, ис-

© Е.А. Попова, И.Д. Попова, 2024

числяемые в десятках, и порядка сотни Frondicularia, число которых постепенно сокращаясь в верх по разрезу до единиц или полного отсутствия. Агглютинирующие формы в начале второго комплекса насчитываются в десятках (Ammodiscus) и редуцируются в конце комплекса.

Таблица 1

Классификация осадочных пород по содержанию $C_{орг}$

Литология	$C_{орг}$ (субкларки), % по [11]	Ср. зн. $C_{орг}$ (аналитический), %
Алевролит (9 обр.)	0.83	1.66
Аргиллит (8 обр.)	1.05	2.39

Таким образом, на данном этапе исследований, в работе приведена литологическая характеристика разреза кряжа (левый берег р. Песчаная), выделены фаунистические комплексы и относительная корреляция изучаемого разреза с разрезами с другими группами фауны, а именно по двустворчатым моллюскам кряжа [8] и остракодам п-ва Нордвик [9].

Интерес в отношении нефтеносности, по мнению ряда исследователей [4], представляют «отложения рифея, венда, кембрия и перми». Исследований органического вещества пермских пород на кряже Прончищева ранее не проводилось. Верхнепермские отложения на исследуемой территории слабообогащены ОВ (табл. 1). Степень преобразованности органического вещества соответствует по определениям отражательной способности витринита (ср. знач. R_o^{vt} = 0.73) А.Н. Фомина стадии $МК_1^2$, что не противоречит ранее опубликованным материалам [10]. Выход хлороформенного битумоида для образцов верхнекожевниковской свиты изменяется от 0,02 до 0.07% на породу в аргиллитах и от 0.01 до 0.05% на породу в алевролитах глинистых. Битумоидный коэффициент для коллекции не превышает 3,2%, что предполагает в изучаемых отложениях автохтонные битумоиды.

В статье Д.С. Лежнина с соавторами [12] при исследовании скважинных материалов Анабаро-Хатангской седловины и Лено-Анабарского прогиба, были построены прогнозные схематические карты геохимических параметров ($C_{орг}$ и R_o^{vt} и тд.). В результате пермские толщи кряжа Прончищева имеют значения $C_{орг} > 2\%$, а степень градации катагенеза достигает $МК_1^2 – МК_2$, что не противоречит полученным результатам.

Работа выполнена в рамках реализации проекта ФНИ FWZZ-2022-0005 и FWZZ-2022-0011.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра. – 1981. – 552 с.
2. Бахтуров С.Ф., Евтушенко В.М., Переладов В.С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. – Новосибирск. Наука, 1988, 160с.
3. Годовой отчет 2017 / ПАО «НК «Роснефть». – С. 63. URL: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2017.pdf (дата обращения: 28.12.23.)
4. Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А., Зотеев А.М., Лапковский В.В., Малышев Н.А., Соловьев М.В. и Фрадкин Г.С. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны. Геология и геофизика, 54 (8) 2013. С. 1253–1274.
5. Герке А.А. (1952). Микрофауна пермских отложений Нордвикского района и её стратиграфическое значение. Ленинград, Москва: Главсевморпути, т. XXVIII, 210.
6. Герке А.А. (1961). Фораминиферы пермских, триасовых и лейасовых отложений нефтеносных районов севера центральной Сибири. Ленинград, Москва: Главсевморпути, 519
7. Попов А.Ю. и др. Вулканогенно-осадочные и магматические образования триаса кряжа Прончищева (Восточная Сибирь, арктика): состав, строение, генезис, возраст. Геология и геофизика. – 2023. – Т. 64. – № 6. – С. 767–782.
8. Бяков А.С., Данукалова М.К., Кузьмичев А.Б., Соболев Е.С. (2021). Пермские двустворчатые моллюски кряжа Прончищева (север Сибири): новые данные по таксономическому составу,биостратиграфии и биогеографическим связям. Палеонтологический журнал, 3, 24–34.
9. Куприянова Н.В. «Влияние палеоэкологических условий на формирование комплексов остракод из пограничных отложений перми и триаса Нордвикского района (Север центральной Сибири)»: пост. ФБГУ «ВНИИОкеангеология». СПб., 2023.
10. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности / А.Э. Конторович // Труды СНИИГГиМС. – М.: Недра, 1976. – Вып. № 229. – 250 с.
11. Амосов Г.А., Мелехова К.Д., Добрякова Н.Е. Кларки органического углерода и битумоидов осадочных отложений. – Изв. АН СССР Сер. Геол. 1980. № 7. С. 120–132.
12. Лежнин Д.С., Афанасенков А.П., Соболев П.Н., Найденов Л.Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Рифей Палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 7–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-7-2.

УДК 553.981.2
DOI 10.53954/9785604990070_198

РАЗВИТИЕ ГЕЛИЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

И.В. Проворная

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. В работе рассмотрено современное состояние гелиевой промышленности России. В настоящее время производство гелия осуществляется на трех заводах. Выделены факторы, которые влияют на прогноз российского производства гелия. Показано, что основным фактором при построении прогноза производства гелия в России является спрос на мировом рынке.

Ключевые слова: *гелиевая промышленность, спрос, прогноз, Восточная Сибири и Дальний Восток*

DEVELOPMENT OF THE HELIUM INDUSTRY IN RUSSIA

I.V. Provornaya

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The paper examines the current state of the helium industry in Russia. Currently, helium production is carried out at three plants. Factors that influence the forecast of Russian helium production are identified. It is shown that the main factor when constructing a forecast for helium production in Russia is demand on the world market.

Keywords: *helium industry, demand, forecast, Eastern Siberia and the Far East*

ВВЕДЕНИЕ

Российский потенциал по добыче гелия сосредоточен на востоке страны – Красноярский, Иркутский, Якутский центры газодобычи. Около 97% российских запасов гелия (категорий $A + B_1 + B_2 + C_1 + C_2$) сосредоточены на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока.

В Восточной Сибири открыто 35 гелийсодержащих газовых месторождения. Среди восточносибирских месторождений по объему запасов гелия выделяются Чаяндинское НГКМ и Ковыктинское ГКМ. С 2021 г. осуществляется выделение гелия из природного газа этих месторождений.

Исследование направлено на анализ современного состояния российской гелиевой промышленности и построение прогноза производства гелия в России.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ

До недавнего времени гелий в России производился только на Оренбургском гелиевом заводе. Основу сырьевой базы Оренбургского ГПЗ составляет Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение, находящееся на падающей стадии добычи газа. Газ месторождения содержит 0,055% гелия, до 2,7% H_2S, до 1,6% CO_2 и примеси инертных и агрессивных газов. Основная часть гелия реализуется на внутреннем рынке. Газообразный и жидкий гелий поставляется более чем 400 потребителям России, стран СНГ и дальнего зарубежья.

С 2021 г. производство гелия началось также на Амурском ГПЗ, где было произведено 400 тыс. $м^3$ гелия. Амурский газоперерабатывающий завод ПАО «Газпром» расположен в Свободненском районе Амурской области (Дальневосточный федеральный округ). Амурский ГПЗ необходим для подготовки многокомпонентного газа, поступающего по магистральному газопроводу «Сила Сибири» с Чаяндинского (Республика Саха (Якутия)) и Ковыктинского (Иркутская область) месторождений, осваиваемых Группой «Газпром» в рамках реализации Восточной газовой программы. Гелий Амурского ГПЗ будет поставляться в основном на экспорт. Для его транспортировки на мировые рынки во Владивостоке построен специальный логистический хаб, который способен совершать около 4500 операций по перегрузке гелия в год.

С 2023 г. производство гелия начато Иркутской нефтяной компанией на Ярактинском месторождении. Концентрация гелия на Ярактинском месторождении составляет 0,285%. Мощность установки по производству гелия составляет 7,5 млн $м^3$. Транспортировка гелия будет осуществляться в криогенных цистернах автотранспортом в сторону морского порта Владивостока для дальнейшей поставки водным транспортом конечным потребителям. В Уссурийске создана дозаправка сжиженным азотом. К 2025 г. компания планирует запустить второй завод по производству гелия на Марковском месторождении. Если оба предприятия будут запущены, то суммарный объем производства гелия компанией ИНК составит около 12–14 млн $м^3$ гелия в год. Иркутская нефтяная компания станет вторым крупнейшим производителем гелия в России.

Также существует проект компании ДББ по производству гелия на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении (Республика Саха (Якутия)). Мощность завода может составить 4 млн куб. м гелия, планируемый год ввода – 2025 г. Полученный продукт планируется поставлять на внутренний рынок и на рынок стран АТР.

© И.В. Проворная, 2023

Таблица 1

Прогноз производства гелия в России (базовый), млн м^3

Объект производства	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040	2050
Оренбургский ГЗ	4,1	3,8	3,5	3,3	3	2,8	2,6	2,4	2,2	1,8	1,5
Гелиевая установка ИНК (Ярактинское)			3,1	4,7	7,2	7,2	7,2	7,2	7,0	6,5	5,0
Гелиевая установка ИНК (Марковское)			0,02	1,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	1,8	1,5
Амурский ГПЗ (1 очередь)		14	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Амурский ГПЗ (2 очередь)			2,8	15,6	20	20	20	20	20	20	20
Амурский ГПЗ (3 очередь)					11,3	20	20	20	20	20	20
Гелиевая установка ДББ (Среднеботуобинское)				1	1,5	3	4	4	4	4	4
Всего	4	18	29	46	65	75	76	76	75	74	72

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

При прогнозе добычи гелия в России были определены основные факторы, влияющие на уровень производства гелия:

1) ресурсно-сырьевая база гелийсодержащего газа;
2) профили добычи гелийсодержащего газа месторождений;
3) геополитические факторы (санкции, ограничения в области добычи, переработки, транспорта и реализации гелия);
4) эколого-климатическая политика;
5) высокотехнологический спрос и др.

РЕЗУЛЬТАТЫ

При построении прогноза производства гелия в России важным фактором являлся спрос на гелий на внутреннем и мировом рынке. Общая тенденция на мировом рынке гелия – падение спроса со стороны США и Европы и компенсирование этих объемов за счет роста потребления в Азии (в основном в Китае). Это связано с ростом использования МРТ в Азии более быстрыми темпами, чем на Западе.

Дан прогноз производства гелия в России до 2050 г. С учетом всех планируемых проектов объем производства гелия в России к 2030 г. может составить 75 млн м^3, к 2040 г. – 74 млн м^3, к 2050 – 72 млн м^3 (табл. 1).

В России планируют создать государственные и коммерческие запасы гелиевого концентрата, чтобы обеспечить долгосрочный спрос. На востоке России возможно создание трех основных вариантов базовых хранилищ гелиевого концентрата: в соляных кавернах, в малых истощенных газовых месторождениях, посредством возврата гелиевого концентрата в один из блоков (участков, пластов) разрабатываемого месторождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ожидается, что рост рынка гелия будет обусловлен повышением спросом со стороны здравоохранения (МРТ, пандемия). В космической отрасли спрос на гелий будут обеспечен за счет запуска китайской орбитальной станции, планов SpaceX, космических программ России, Индии, ЕС и космического туризма. Также будет увеличиваться количество потребляемого гелия в электронике (рост производства смартфонов, процессоров), при сварочных работах, со стороны полупроводниковой и оптоволоконной промышленности. По мере освоения арктического шельфа будет расти потребления гелия для создания дыхательных смесей, которые используют водолазы.

Таким образом, на мировом и внутреннем гелиевом рынках существуют значительные перспективы его потребления.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта НИР ИНГГ СО РАН № FWZZ-2022-0013

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Boreham C.J. et al. Helium in the Australian liquefied natural gas economy // The APPEA Journal. – 2018. – Т. 58. – № 1. – С. 209–237.
2. Yuhong L.I. et al. Exploration and development status of world helium resources and its implications for China // Northwestern Geology. – 2022. – Т. 55. – № 3. – С. 233–240.
3. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 2. – С. 17–24.
4. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мансурова А.М., Проворная И.В., Королева В.П., Алехина М.Н. Анализ современного состояния и прогноз развития мировой гелиевой промышленности с учетом перспектив по хранению гелия // Газовая промышленность. – 2020. – Т. 810. – № 12. – С. 68–76.

УДК 550.47:553.98+551.763
DOI 10.53954/9785604990070_200

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА НА ПРИМЕРЕ ДЕРЯБИНСКОЙ ПЛОЩАДИ

А.П. Родченко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. С целью оценки нефтегазогенерационного потенциала ОВ нижнемеловых отложений, включая переходные слои от верхней юры, выполнен комплекс геохимических исследований. Породы переходных слоев между гольчихинской и шуратовской свитами содержат кероген типа II и II/III (аквагенный и смешанный типы ОВ), склонный к генерации жидких УВ, и катагенетическую зрелость начала градации $МК_1^2$. В вышезалегающих аргиллитах шуратовской свиты содержание ОВ находится ниже или на уровне кларковых значений, кероген соответствует III типу, сформированному преимущественно за счет высшей наземной растительности и способному к генерации газообразных УВ, катагенез ОВ соответствует стадиям зрелости от $МК_1^1$ до $МК_1^2$.

Ключевые слова: *органическое вещество, изотопный состав углерода, биомаркеры, нижний мел, шуратовская свита, Дерябинская площадь, Енисей-Хатангский прогиб*

ORGANIC MATTER OF THE LOWER CRETACEOUS DEPOSITS OF THE WESTERN PART OF THE YENISEI-KHATANGA REGIONAL TROUGH (DERYABINSK AREA)

A. Rodchenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. In order to assess the petroleum generation potential of the OM of the Lower Cretaceous deposits, including transition layers from the Upper Jurassic to the Lower Cretaceous, a complex of geochemical studies was carried out. The rocks of the transition layers between the Golchikha and Shuratov formations contain oil-prone kerogen II and II/III (marine and mixture of marine and terrigenous OM) types, thermal maturity of these sediments corresponds to the beginning of the MC_1^2 mesocatagenesis stage. The overlying mudstones of the Shuratovo formation showing low OM content (less than or equal to 0.9 wt%), gas-prone type III kerogen usually originated from terrigenous plants, the maturity of these sediments corresponds to mesocatagenesis stages from MC_1^1 to MC_1^2.

Key words: *organic matter, carbon isotopic composition, biomarkers, Lower Cretaceous, Shuratov Formation, Deryabinskaya area, Yenisei-Khatanga regional trough*

Изучение органического вещества (ОВ) нижнемеловых отложений и оценка его роли в формировании нефтяных и газовых залежей месторождений западной части Енисей-Хатангского прогиба (ЕХРП) является необходимым этапом для прогнозирования скоплений углеводородов (УВ) на этой территории. Объектом исследования в настоящей работе послужила коллекция верхнеюрских и нижнемеловых образцов кернового материала из скважин № 5, 6 и 9 Дерябинской площади (интервалы отбора проб показаны рис. 1).

Проведенные измерения $C_{орг}$ показали, что распределение концентраций ОВ в шуратовской свите зависит от литологического состава пород и их положения в разрезе (см. рис. 1). Содержание ОВ в темно-серых и черных аргиллитах переходных слоев между гольчихинской и шуратовкой свитами изменяется в диапазоне 1,3–3,7% на породу. Выше по разрезу в нижнемеловых алевролитах и аргиллитах концентрации $C_{орг}$ значительно уменьшаются и для большей части проб меньше кларкового значения для глинистых пород (0,9% по классификации Н.Б. Вассоевича (1973) [1]).

Темно-серые и черные аргиллиты переходных слоев между гольчихинской и шуратовкой свитами содержат ОВ преимущественно аквагенного генезиса, основным первичным источником которого была продукция фитопланктона и бактериальных сообществ в значимых концентрациях. Генетический тип ОВ подтверждается соотношением стабильных изотопов $C_{орг}$ (–29,3…–27,2‰), анализом состава углеводородов-биомаркеров в алифатических фракциях битумоидов (стераны C_{29}/C_{27} 0,9–1,0; I_{TC} 0,3–0,8). Результаты пиролиза указывают на «хороший» и в некоторых пробах «очень хороший» генерационный потенциал керогена II и смешанного II/III типов, склонного к нефтеобразованию, с широким распределением значений HI в диапазоне от 60 до 420 мг УВ/г $C_{орг}$ [2]. Зрелость ОВ в этой части разреза соответствует началу главной зоны нефтеобразования (R°_{vt} = 0,67 и 0,68%, градация $МК_1^2$). Содержание,

© А.П. Родченко, 2024

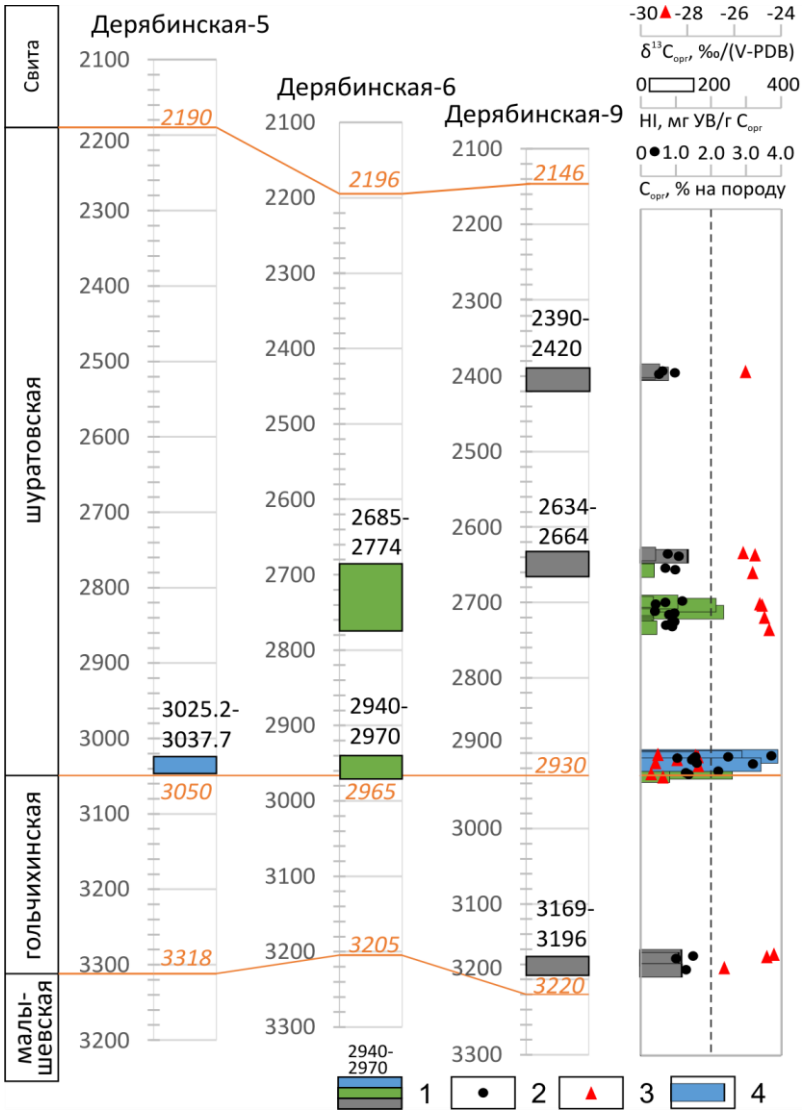


Рис. 1. Схема интервалов отбора кернового материала и геохимические характеристики ОВ

Условные обозначения: 1 – интервалы отбора керна с указанием глубины, м; 2 – значения $C_{орг}$, % на породу; 3 – значения $\delta^{13}C$, ‰; 4 – значения водородного индекса, мг УВ/г $C_{орг}$ (голубым цветом обозначены образцы из скв. № 5, зеленым – из скв. № 6, серым – из скв. № 9).

генетический тип, а также умеренная термическая зрелость ОВ переходных слоев между гольчихинской и шуратовкой свитами указывают на то, что они являются потенциальными нефтегазоматеринскими породами, и, скорее всего, могут быть источником нефтяных углеводородов на периферии ЕХРП.

Выше по разрезу в алевроаргиллитах шуратовской свиты геохимические параметры свидетельствуют о смешанном генезисе и большей доле в составе исходного ОВ липидов высшей наземной растительности. Отмечается утяжеление изотопного состава углерода до –25,6…–24,5‰, которое соответствует террагенному типу ОВ, преобладание этилхолестанов C_{29} над гомологами стеранов состава C_{27} и C_{28} (C_{29}/C_{27} 1,7–2,5), трицикланового индекс варьирует 1,0–3,1. По результатам пиролиза генерационный потенциал этой толщи можно классифицировать как «удовлетворительный» со значениями HI от 22 до 136 мг УВ/г $C_{орг}$ [2]. В интервалах 2685–2730 м (скв. Дерябинская 6) и 2634–2664 м (скв. Дерябинская 9) шуратовской свиты фиксируется переходное состояние между градациями $МК_1^1$ и $МК_1^2$ (R_{vt}° – 0,64 и 0,68%). Выше по разрезу в интервале 2390–2420 м в скв. Дерябинская 9 катагенез ОВ отвечает градации $МК_1^1$ со значениями R_{vt}°, равными 0,50–0,52%.

В песчаниках шуратовской свиты в скв. Дерябинская 6 выделены аллохтонные битумоиды (доля УВ 73–77% на битумоид; PI > 0,5; наличие пика S_2'). По биомаркерным параметрам (C_{29}/C_{27} = 0,8–0,9; I_{TC} = 0,2; CPI = 1,1; стераны C_{29} ββ/(ββ + αα) = 3,8 и 5,2) источником этих битумоидов является преобразованное ОВ планктонно-бактериальной природы, аналогичное таковому в породах переходных сло-

ев между гольчихинской и шуратовской свитами из скв. Дерябинская 5 и 6. Наличие миграционных битумоидов в изученных толщах позволяет говорить о происходивших процессах генерации и миграции УВ.

Таким образом, результаты органической и биомаркерной геохимии показывают, что аргиллиты шуратовской свиты на периферии ЕХРП не обладают значительным потенциалом для генерации жидких углеводородов, только породы в основании свиты могут быть их источником. Основываясь на предварительных стратиграфических корреляциях, данных о геологическом строении и палеогеографических реконструкциях западной части ЕХРП, можно ожидать, что породы в стратиграфическом интервале переходных слоев между гольчихинской и шуратовкой свитами в центральной части прогиба будут обладать большим исходным нефтегазогенерационным потенциалом и иметь более высокую степень зрелости ОВ, которые необходимы для формирования крупных залежей УВ.

Работа выполнена в рамках научной темы FWZZ-2022-0011 Государственной программы ФНИ (анализ образцов из скважин Дерябинская 5 и 9) и при финансовой поддержке проекта РНФ 22-17-00054 (анализ образцов из скважины Дерябинская 6)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочник по геохимии нефти и газа / под ред. С.Г. Неручева. – СПб.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 576 с.
2. Peters K.E. The biomarker guide / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – 2nd ed. – New York, Cambridge University Press, 2005. – V. 1–2. – 1155 p.

УДК 553.98 (571.1)
DOI 10.53954/9785604990070_203

БАЖЕНОВСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ГОРИЗОНТ ЦЕНТРАЛЬНЫХ И ЮГО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

С.В. Рыжкова[1], А.Г. Замирайлова[1], В.А. Казаненков[1], Е.А. Костырева[1], Е.В. Пономарева[1], М.А. Фомин[1], В.Г. Эдер[2], П.А. Ян[1], О.С. Дзюба[1], Р.М. Саитов[1], И.С. Сотнич[1]

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
[2]Геологический институт РАН, г. Москва

Аннотация. По методике и под руководством А. Э. Конторовича получен ряд результатов, существенно уточняющих литологические, палеонтолого-стратиграфические, геофизические и геохимические характеристики баженовской свиты как резервуара для аккумуляции нефти. Показана преимущественная приуроченность пород с наибольшим содержанием органического вещества (>10%) к интервалу разреза, охватывающему верхнюю часть средневолжского подъяруса-низы рязанского региояруса. Установлено, что более всего обогащены органическим веществом силициты керогеновые и микститы кероген-глинисто-кремнистые и кероген-карбонатно-кремнистые. Определено, что максимальная пористость баженовского нефтегазоносного горизонта зависит от стадии катагенеза органического вещества. Полученные результаты являются геологической основой районирования территории по перспективам выявления нефтяных залежей в разрезах баженовской свиты.

Ключевые слова: *литология, органическое вещество, геофизические параметры, типы разрезов, пористость, нефтеносность, баженовская свита, баженовский горизонт, верхняя юра-нижний мел, Западная Сибирь*

BAZHENOV OIL AND GAS HORIZON OF THE CENTRAL AND SOUTHEASTERN REGIONS OF THE WEST SIBERIAN OIL AND GAS PROVINCE

S. Ryzhkova[1], A. Zamiraylova[1], V. Kazanenkov[1], E. Kostyreva[1], E. Ponomareva[1], M. Fomin[1], V. Eder[2], P. Yan[1], O. Dzyuba[1], M. Saitov[1], I. Sotnich[1]

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
[2]Geological Institute RAS, Moscow

Annotation. According to the methodology and under the guidance of A. E. Kontorovich, a number of results were obtained clarifying the lithological, paleontological-stratigraphic, geophysical and geochemical characteristics of the Bazhenov Formation as a reservoir for oil accumulation. It is shown that rocks with the highest content of organic matter (>10%) are predominantly confined to the section interval related to the upper part of the Middle Volgian -the Lower Ryazanian reginal stages. It was found that kerogen-siliceous, kerogen-argillaceous-siliceous and kerogen-calcareous-siliceous mudstones are most enriched in organic matter. It is determined that the maximum porosity of the Bazhenov oil and gas horizon depends on the stage of catagenesis of organic matter. The results obtained are the geological basis for the zoning of the territory according to the prospects for the identification of oil fields in the sections of the Bazhenov Formation.

Key words: *lithology, organic matter, geophysical parameters, types of sections, porosity, oil content, Bazhenov formation, Bazhenov horizon, Upper Jurassic-Lower Cretaceous, Western Siberia*

В 1976 году в качестве одного из региональных стратиграфических подразделений в мезозойско-кайнозойском разрезе Западно-Сибирской геосинеклизы выделен баженовский горизонт. Одним из инициаторов вышеуказанного был А.Э. Конторович [1, стр. 80]. Назван горизонт по имени свиты, распространенной на наибольшей площади на этом возрастном уровне и характеризующейся повышенным содержанием органического вещества. В 60–70-х годах прошлого века большинством специалистов принято, что баженовская свита является не только нефтепроизводящей, а и промышленно-нефтеносной.

Исследования А.Э. Конторовича 60–70-х годов прошлого века посвящены изучению баженовской свиты как нефтепроизводящей толщи. Они являются частью крупных обобщений, посвященных геологии баженовского горизонта как самостоятельного объекта, сформировавшегося на определенном этапе истории Западно-Сибирского осадочного бассейна (ЗСБ): «Геология нефти и газа Западной Сибири», 1975 г.; «Палеобиофации нефтегазоносных волжских и неокомских отложений Западно-Сибирской плиты», 1978 г.

В настоящее время нефтяные залежи в баженовской свите выявлены более чем на 90 месторождениях. В XXI веке, когда падает добыча нефти в традиционных залежах, баженовская свита становится

© С.В. Рыжкова, А.Г. Замирайлова, В.А. Казаненков, Е.А. Костырева, Е.В. Пономарева, М.А. Фомин, В.Г. Эдер, П.А. Ян, О.С. Дзюба, Р.М. Саитов, И.С. Сотнич, 2024

одним из объектов потенциального прироста запасов и добычи нефти в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Это обстоятельство подвигло А.Э. Конторовича вернуться к изучению баженовской свиты как главному источнику ресурсов нетрадиционной нефти в России.

Результаты мультидисциплинарных исследований, проведенных в ИНГГ СО РАН за последние 10 лет по методике и под руководством А. Э. Конторовича, отражают геологию и строение баженовского нефтеносного горизонта как резервуара для аккумуляции нефти. Большая часть материалов исследования опубликована в российских журналах. Перечислим некоторые результаты и выводы, влияющие на оценку перспектив выявления залежей нефти в баженовской свите.

В ходе исследований был подтвержден сложный литологический (изначально преимущественно органогенный) состав баженовской свиты. Породообразующими в ней являются биогенное перекристаллизованное кремнистое вещество, глинистый и карбонатный материал, кероген, пирит [1]. Соотношение этих компонентов меняется в широких пределах. Было установлено, что более всего обогащены органическим веществом (ОВ) микститы кероген-глинисто-кремнистые и кероген-карбонатно-кремнистые и силициты керогеновые.

Анализ результатов определения содержания органического углерода ($C_{орг}$), включая результаты интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС), позволил построить карты, отражающие распределение $C_{орг}$, как в вертикальном разрезе баженовского стратиграфического горизонта, так и по территории Западно-Сибирского осадочного бассейна [2]. Карты распределения содержания ОВ на начало катагенеза и современное время способствовали пониманию органической геохимии и нефтегазообразования в баженовской свите [3]. Следует отметить, что баженовская свита относится к нефтеносным объектам по наличию залежей нефти, при этом, учитывая формирование углеводородных и неуглеводородных газов в ходе катагенетических преобразований ОВ, баженовский горизонт – нефтегазоносный [4]. Формирующееся в ходе этих процессов в матрице пород емкостное пространство определяет нефтеносность баженовской свиты. При концентрации органического углерода более 5% в силицитах и микститах баженовского горизонта максимальная пористость определяется стадией катагенеза органического вещества [4].

В соответствии с Методическими указаниями по подсчету запасов нефти в баженовской свите 2021 г. основными промышленными коллекторами являются преимущественно кремнистые и карбонатные породы, при этом экспериментальными методами установлено высокое содержание битумоидов в глинисто-кремнистых высокоуглеродистых микститах [1]. Деление разреза баженовской свиты на нефтематеринские и нефтепродуктивные интервалы согласуется с литологическим составом пород. Литологический критерий, выраженный в геофизических характеристиках, заложен и в типизации разрезов баженовской свиты. Уточнение состава и распространения типов разреза способствует прогнозу распространения залежей в этой толще.

На основе современной геолого-геофизической изученности с учетом содержания ОВ оконтурены территории распространения баженовской свиты и её стратиграфических аналогов [5]. Полученные материалы легли в основу составленной схемы фациально-стратиграфического районирования баженовского стратиграфического горизонта ЗСБ и использованы при построении карты его толщин. В результате интерпретации широкого комплекса ГИС, представленного электрическим, радиоактивным и акустическим каротажем и данными кавернометрии, с последующей увязкой этих результатов с литологическими материалами и палеонтологическими определениями микро- и макрофауны уточнена типизация разрезов баженовской свиты в Обь-Иртышском и Надым-Обском междуречьях. В Надым-Обском междуречье уточнено распространение салымского, нижневартовского и таркосалинского типов разрезов баженовской свиты, выделены переходные области между ними [6]. В Обь-Иртышском междуречье территория ранее выделенного вахского типа разреза подразделена на вахский и нюрольский [7].

В связи с постепенными изменениями геолого-геофизических характеристик разреза от кровли баженовской свиты к вышележащим отложениям существует проблема установления ее верхней границы. При помощи комплексного анализа данных геохимии, литологии и результатов ГИС определены особенности зоны перехода от верхней части баженовской свиты к породам подачимовской толщи, рассмотрены критерии выделения верхней границы свиты в центральных районах ЗСБ, в пределах Хантейской гемиантеклизы, Южно-Надымской мегамоноклизы и Мансийской синеклизы, в юго-восточных районах в пределах Нюрольской мегавпадины и Чузикско-Чижапской мезоседловины [8]. Для уточнения стратиграфического положения этой границы в юго-восточном районе необходимо исследование макро- и микрофауны, а также флоры пограничного интервала юры и мела. В этом же районе необходимы дополнительные исследования геохимии органического вещества переходной к нижнемеловым отложениям части разреза для уточнения вопроса её включения в состав баженовской свиты.

Сопоставление разрезов скважин по ряду региональных профилей позволило показать диахронность границ баженовской свиты и слагающих её пачек [9]. Наращивание объема свиты к центру бассейна за счёт верхнерязанских-нижневаланжинских отложений объясняется обстановками формирова-

ния клиноформного комплекса неокома. Изученные разрезы наиболее полно охарактеризованы керновым материалом, что способствовало получению обширной палеонтологической, литологической, геохимической информации. В большинстве разрезов установлена приуроченность пород с наибольшим содержанием ОВ (>10%) к интервалу разреза, охватывающему верхнюю часть средневолжского подъяруса-низы рязанского региояруса (средняя-верхняя часть баженовского горизонта). Только на отдельных площадях в центральной части ЗСБ не менее обогащенные ОВ породы распространены вплоть до основания валанжина, тем самым охватывая там и большую часть куломзинского горизонта.

Полученные под руководством А. Э. Конторовича результаты изучения баженовского нефтегазоносного горизонта являются геологической основой районирования территории по перспективам выявления нефтяных залежей в разрезах баженовской свиты.

Обобщение приведенных научных результатов выполнено рамках работы по проектам FWZZ-2022-0012, 0266-2022-0004, 0266-2022-0007, 0266-2022-0011 Программы ФНИ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э. Классификация пород баженовской свиты / Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 11. – С. 2034–2043.
2. Конторович А.Э. Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь) / Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Бурштейн Л.М., Глинских В.Н., Ким Н.С., Костырева Е.А., Павлова М.А., Родченко А.П., Ян П.А. // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 3. – С. 357–371.
3. Конторович А.Э. Геохимия и катагенетические превращения керогена баженовского горизонта / Конторович А.Э., Богородская Л.И., Борисова Л.С., Бурштейн Л.М., Исмагилов З.Р., Ефимова О.С., Костырева Е.А., Лемина Н.М., Рыжкова С.В., Созинов С.А., Фомин А.Н., Лившиц В.Р. // Геохимия. – 2019. – Т. 64. – № 6. – С. 585–593.
4. Конторович А.Э. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты / Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжкова С.В., Ян П.А. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 61–73.
5. Рыжкова С.В. Баженовский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины / Рыжкова С.В., Бурштейн Л.М., Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Никитенко Б.Л., Фомин М.А., Шурыгин Б.Н., Бейзель А.Л., Борисов Е.В., Золотова О.В., Калинина Л.М., Пономарева Е.В. // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 7. – С. 1053–1074.
6. Фомин М.А. Типы разреза и перспективы нефтеносности баженовской свиты в Надым-Обском междуречье / Фомин М.А., Саитов Р.М. // Георесурсы. – 2020. – Т. 22. – № 3. – С. 2–11.
7. Рыжкова С.В. Строение баженовского резервуара и прогноз нефтеносности горизонта Ю0 баженовской свиты в юго-восточных районах Западной Сибири [Электронный ресурс] / Рыжкова С.В., Пономарева Е.В., Замирайлова А.Г. // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. – 2020. – Т. 15. – № 4. – 23 с. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2020/38_2020.html
8. Эдер В.Г. Литолого-геохимические и геофизические особенности приграничных толщ баженовского и куломзинского горизонтов (основание нижнего мела) центральных районов Западной Сибири / Эдер В.Г., Рыжкова С.В., Костырева Е.А., Павлова М.А., Сотнич И.С., Замирайлова А.Г., Пономарева Е.В. // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 7. – С. 943–961.
9. Эдер В.Г. Литостратиграфия и обстановки седиментации баженовской свиты (Западная Сибирь) в центральном, юго-восточном и северных районах её распространения / Эдер В.Г., Рыжкова С.В., Дзюба О.С., Замирайлова А.Г. // Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2022. – № 5. – С. 46–74.

УДК 550.4
DOI 10.53954/9785604990070_206

КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ УВАТСКОГО РАЙОНА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

Т.А. Рязанова, И.Г. Павлуткин, В.В. Марков

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Аннотация. Проведен комплексный анализ параметров, характеризующих рассеянное органическое вещество (РОВ) в образцах керна из пластов $Ю_2$, $Ю_3$ и $Ю_4$ тюменской свиты (150) из 6 скважин (суммарный разрез 306 м) площадей Уватского района. В направлении северо-запад-юго-восток расположены площади Нижнекеумская-Пекманская Большетамаргинская-Северо-Коптанская; на западе Южно-Уимская; на юго-востоке Когиликская (рис. 1). Оценено качество РОВ и его способность к генерации углеводородов пиролитическим методом. В качестве уточняющего тип РОВ метода применена растровая электронная микроскопия, а также изучены мацералы углистого вещества.

Ключевые слова: *юрские породы, рассеянное органическое вещество, мацералы угля.*

INTEGRATION FOR THE STUDY OF SCATTERED ORGANIC MATTER OF LAYERS OF THE TYUMEN FORMATION UVATSKY DISTRICT WEST SIBERIAN OIL AND GAS BASIN

T. Ryazanova, I. Pavlutkin, V. Markov

Tyumen Petroleum Research Center LLC

Annotation. Original studies of a collection of core samples (150) from Tyumen formation 6 wells (total section 306 m) of the Uvatsky district. The squares are located in the north-west-south-east direction: Nizhnekeumskaya, Pekmanskaya, Bolshetamarginskaya, Severo-Koptanskaya. In the west of the studied territory are located – Yuzhno-Uimskaya; in the southeast, Kogilikskaya area (Fig. 1).
A comprehensive analysis of parameters characterizing scattered organic matter (MOAT) in core samples of layers of the Y_2, Y_3 and Y_4 Tyumen formation. The quality of the MOAT and its ability to generate hydrocarbons by pyrolytic research is evaluated. Complementary and clarifying methods are study of carbonaceous matter macerals and scanning electron microscopy.

Keywords: *Jurassic rocks, dispersed organic matter, coal macerals.*

Проведена сравнительная характеристика пиролитических параметров [1, 2] пластов $Ю_2$–$Ю_4$ тюменской свиты в региональном плане (рис. 1). Во всех пластах в углистом веществе преобладающим

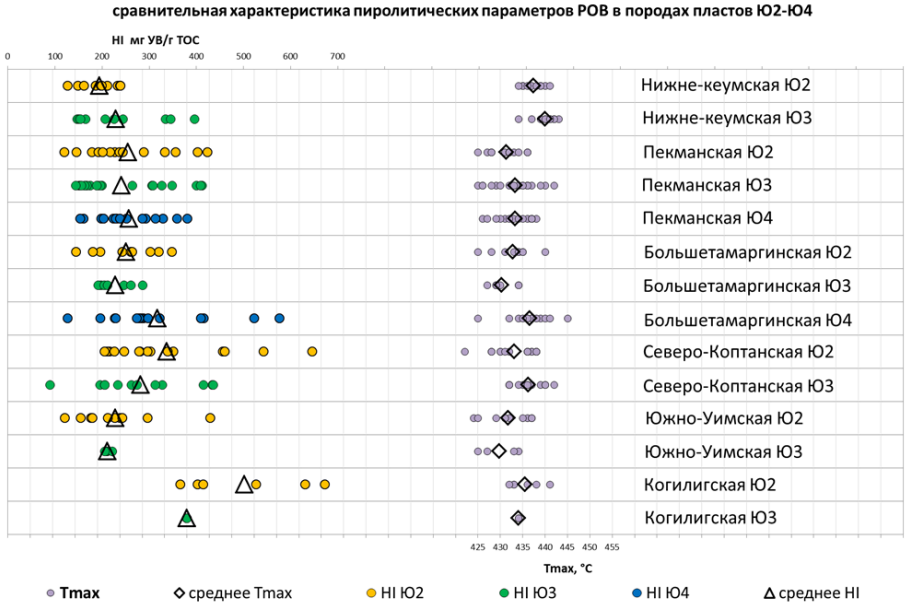
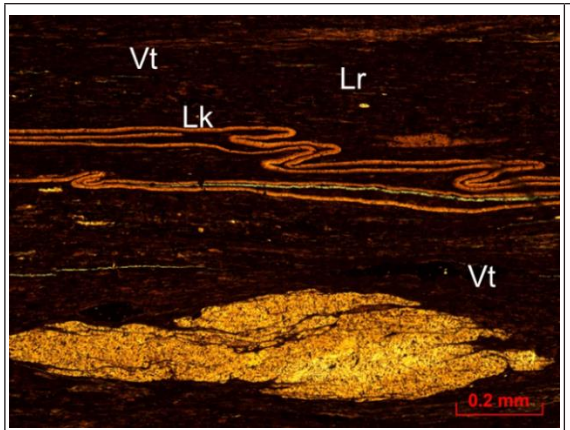
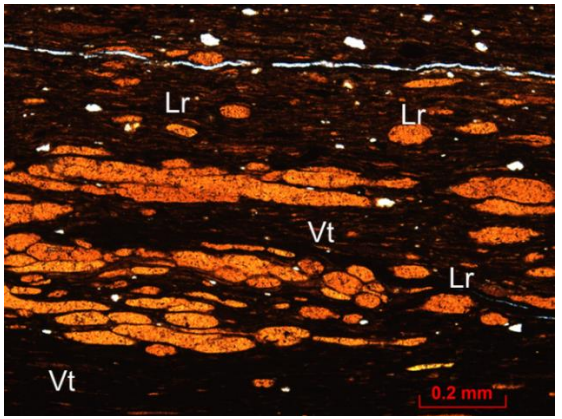


Рис. 1. Катагенетическая преобразованность РОВ и потенциал к генерации УВ пластов $Ю_2$–$Ю_4$ площадей Уватского района (направление северо-запад-юго-восток). НІЮ2, НІЮ3, НІ Ю4 пласты тюменской свиты.

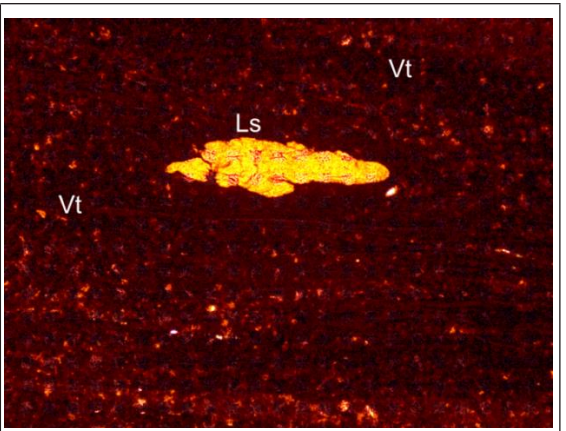
© Т.А. Рязанова, И.Г. Павлуткин, В.В. Марков, 2024



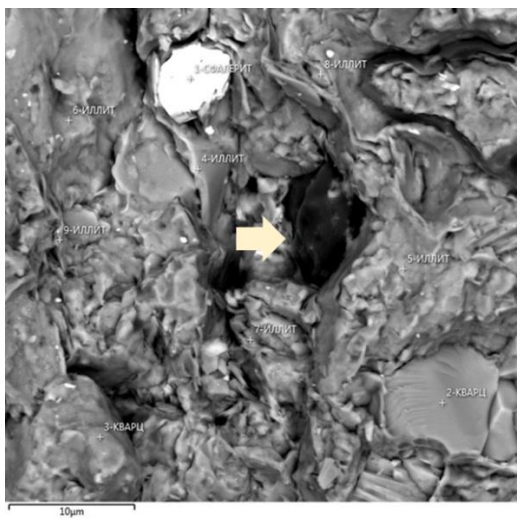
комковато-сгустковый витринит (V);
фрагмент перемятого кутинита (Lk) оранжево-желтого цвета; макроспора (Ls). Новая гл. 2806,39м $Ю_2$



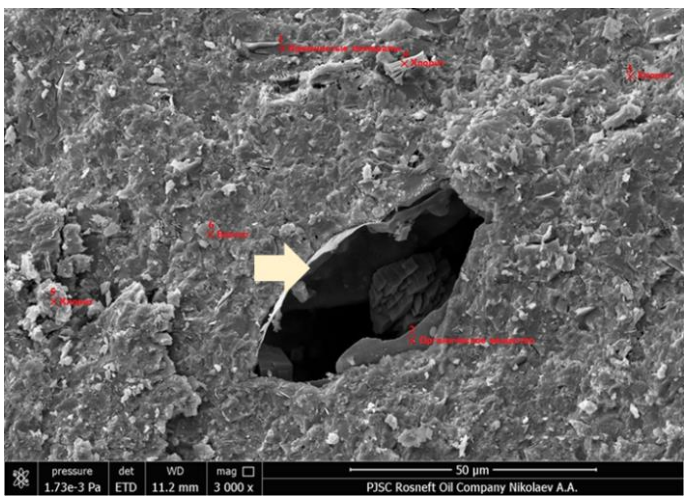
частично гелифицированный витринит (V);
многочисленные линзы резинита (Lr) оранжево-желтые.
Нижнекеумская гл. 2900,7 м $Ю_3$.



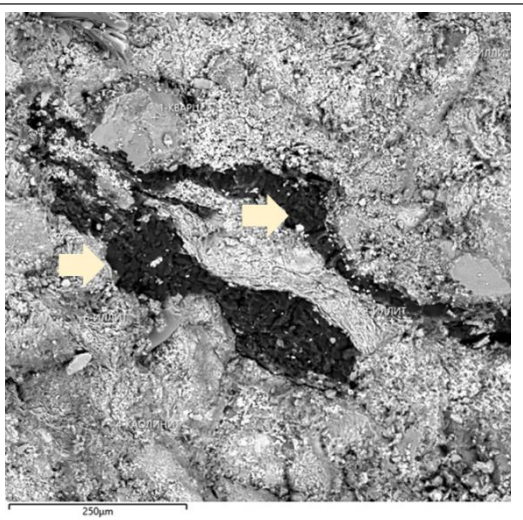
витринит (V) комковато-сгустковый,
частично гелифицированный, макроспора (Ls) желтая.
Северо-Коптанская гл. 2677,31 м $Ю_2$



Капля битуминозного вещества
в аргиллите пласта $Ю_2$, глубина 2805,76 м.
снимок с увеличением х2800 Южно-Уимская



Капля битуминозного вещества в алевролите пласта $Ю_2$,
глубина 2499,56 м. Снимок с увеличением 3000х Когиликская



Линзы битуминозного вещества в аргиллите пласта $Ю_2$,
глубина 2664,17 м. увеличение х250 Северо-Коптанская

Рис. 2. Битуминозное вещество и липтинитовые микрокомпоненты в породах пластов $Ю_2$, $Ю_3$ (методы углепетрографии и РЭМ)

микрокомпонентом является витринит. Комковато-сгустковое строение витринита свидетельствует о катагенетической преобразованности углистого вещества до начальной стадии мезокатагенеза (ранней зоны нефтеобразования) [3]. Среди липтинитовых компонентов присутствуют кутинит (кутикула), резинит (смоляные тела) и споринит (микро-и макроспоры) рис. 2. Растровой электронной микроскопией установлено битуминозное вещество в пласте $Ю_2$ (рис. 2). В пласте $Ю_3$ Южно-Уимской площади линзы и капли битуминозного вещества зафиксированы в аргиллите с глубины 2840,8 м [4].

РЕЗУЛЬТАТЫ

Наиболее обогащены РОВ глинисто-кремневые породы, кремнево-карбонатные и кремнево-глинистые, аргиллиты, а также карбонатно-кремневые породы [2]. Массовая доля Сорг изменяется в пределах 1,9–2,6%. РОВ пластов $Ю_2$–$Ю_4$ соответствует керогену смешанного состава II-III типов, преобразовано до стадии мезокатагенеза $МК_1^1$–$МК_1^2$, – «ранней зоне нефтеобразования».

В образцах углистых алевролитов и аргиллитов содержание Сорг составляет от 5,6 до 55%. Образцы углистых пород и прослоев угля содержат ОВ, соответствующее III типу керогена, преобразованное до стадии мезокатагенеза $МК_1^1$–$МК_1^2$. РОВ имеет хороший генерационный потенциал 157–635 мгУВ/г Сорг и обладает способностью к генерации преимущественно углеводородов газа.

ВЫВОДЫ

РОВ углистых пород пластов $Ю_2$, $Ю_3$ и $Ю_4$ имеет хороший генерационный потенциал и обладает способностью к генерации углеводородов газа, и некоторого количества жидких углеводородов. Во всех изученных скважинах УВ сингенетичны РОВ вмещающих пород.

Битуминозное вещество зафиксировано в пластах $Ю_2$ и $Ю_3$ методами пиролиза и РЭМ, что свидетельствует о генерации некоторого количества жидких углеводородов непосредственно внутри пластов. Комплексирование разномасштабных методов исследования, позволяет объективно оценить способности РОВ юрских пород к генерации углеводородов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э. Очерки теории нафтидогенеза: Избранные статьи / Науч. Ред. д-р геол.-мин. наук С.Г. Неручев. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – С. 47.
2. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде А.Э. Конторович и др. // *Геология и геофизика*, 2013, т. 54, № 8. С. 972–1012.
3. Фомин А.Н. Углепетрографические исследования в нефтяной геологии. АН СССР, Сиб. отд. ин-т геологии и геофизики. Отв. ред. д.г.-м.н. В.С. Вышемирский. – Новосибирск, 1987. – 166 с.
4. Марков В.В., Заночуев С.А., Рязанова Т.А. Способ выделения битумонасыщенных интервалов в карбонатных породах на основе результатов пиролитического исследования// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 5(365). – С. 32–35.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_209

ИЗМЕНЧИВОСТЬ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В РАЗРЕЗЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КИНЕТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА ОДНОЙ СКВАЖИНЫ С ВОСТОЧНОГО БОРТА ФРОЛОВСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

Г.Г. Савостин, А.Г. Калмыков, М.Л. Махнутина, М.О. Костышина, Ю.А. Коточкова, Д.А. Иванова, А.П. Вайтехович, Т.В. Григоренко, Д.А. Марунова, Н.В. Пронина, Г.А. Калмыков

МГУ им. М.В. Ломоносова, г. Москва

Аннотация. В работе проведены кинетические исследования 37 образцов одной скважины, вскрывающей баженовскую свиту на восточном борту Фроловской мегавпадины. Близкая форма большинства однокомпонентных кинетических спектров энергии деструкции керогена свидетельствует о близкой природе органического вещества (ОВ) в разрезе. При этом установлена большая вариация значений энергий активаций и предэкспоненциальных множителей, которая может объясняться разным соотношением отдельных мацералов. Эти различия, в свою очередь, необходимо учитывать при восстановлении геологической истории эволюции отложений и моделировании процессов формирования нефти и газа.

Ключевые слова: *кинетические исследования, баженовская свита, кероген, пиролиз*

VARIABILITY OF ORGANIC MATTER IN THE BAZHENOV FORMATION SECTION BASED ON THE RESULTS OF KINETIC STUDIES OF CORE MATERIAL FROM ONE WELL FROM THE EASTERN SIDE OF THE FROLOVSKAYA MEGADEPRESSION

G. Savostin, A. Kalmykov, M. Makhnutina, M. Kostishina, Yu. Kotochkova, D. Ivanova, A. Vaytekhovich, T. Grigorenko, D. Marunova, N. Pronina, G. Kalmykov

Moscow State University, Moscow

Annotation. Kinetic studies of 37 samples from one well penetrating the Bazhenov Formation on the eastern side of the Frolov megadepression was carried out. The similar shape of the single-component kinetic spectra of kerogen destruction energy for most samples indicates the similar nature of organic matter in the section. At the same time, a large variation of the activation energies and pre-exponential factor values was established, which can be explained by different ratios of individual macerals. These differences, in turn, should be taken into account when reconstructing the geological history of sediment evolution and modelling the processes of oil and gas formation.

Key words: *kinetic studies, Bazhenov Formation, kerogen, pyrolysis*

Кинетические исследования ОВ являются важным аспектом изучения нефтегазоматеринских пород. Подобные работы дают возможность получить спектры деструкции керогена, которые показывают, какое количество связей будет разорвано при определённой энергии, и используются в бассейновом моделировании. В зависимости от характеристик изучаемого объекта (природы ОВ, литологический состав пород) и методологии проведения эксперимента кинетические спектры могут достаточно сильно отличаться как от библиотечных данных, так и от раннее полученных для схожих объектов. Поэтому для качественного проведения бассейнового анализа важно корректно выбирать итоговый спектр и понимать, какие, в связи с этим могут быть погрешности.

Для проведения исследований были отобраны 37 образцов кернового материала скважины, располагающейся на 40 км южнее г. Нефтеюганска, тектонически приуроченной к восточному борту Фроловской мегавпадины. Керном охарактеризованы баженовские отложения в интервале глубин 2894–2931 м по ГИС, включающие верхнюю часть нижней подсвиты и пачки 4–6. ОВ пород скважины преимущественно находится на градации катагенеза МК1. Выбор образцов для исследований основывался на данных пиролитических исследований и литологического состава пород. Образцы характеризуют всё разнообразие нефтематеринских отложений и позволят оценить, как влияет состав ОВ и пород на кинетические спектры энергии деструкции керогена.

Кинетические исследования проводились на порошках пород, прошедших полную экстракцию. Эксперименты выполнялись на приборе HAWK Resource Workstation (Wildcat Technologies, USA). Для каждого образца был выполнен пиролиз при пяти скоростях нагрева: 3, 5, 10, 30 и 50 °С/мин в диапазоне 300–650 °С. Полученные спектры обрабатывались в программе KINETICS2015 (GeoIsoChem Corporation) с использованием дискретного метода анализа. Дополнительно были построены кривые

© Г.Г. Савостин, А.Г. Калмыков, Д.А. Иванова, Г.А. Калмыков, 2024

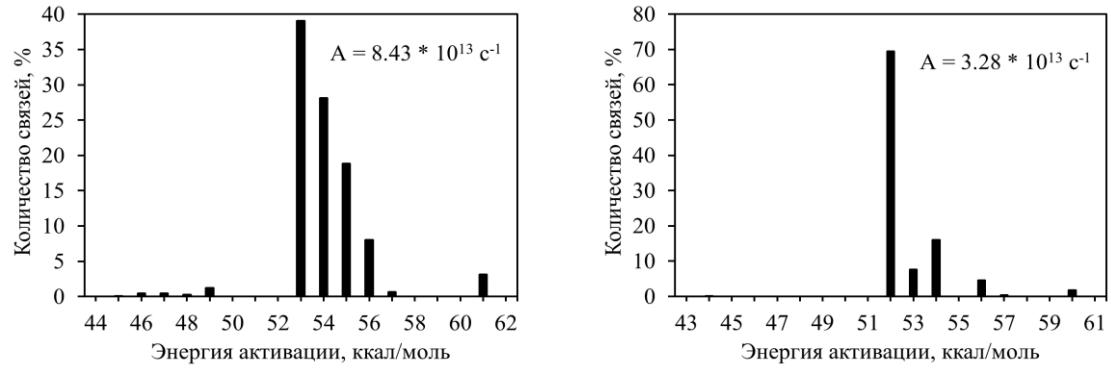


Рис. 1. Примеры полученных кинетических спектра деструкции керогена

преобразования ОВ в интервале пластовых температур от 0 до 300 °С при предполагаемом условии прогрев 1 °/млн. лет.

Почти все полученные кинетические спектры имеют ассиметричную форму. Бóльшая часть спектров имеет форму, которая характеризуется уменьшением энергии активации от максимума в сторону более высоких значений. Отдельные спектры демонстрируют практически мономодальное распределение (рис. 1). Расчётные значения предэкспоненциального множителя варьируют от $5{,}0 \times 10^{12}$ $с^{-1}$ до $3{,}5 \times 10^{14}$ $с^{-1}$. Из-за особенности дискретного метода это влияет на распределение энергий активаций, средние значения которой изменяются от 50 до 56 ккал/моль. Для большей части спектров (26 обр.) характерен предэкспоненциальный множитель в диапазоне $2 \times 10^{13} – 9{,}5 \times 10^{13}$ $с^{-1}$. Однако прямой корреляции от пиролитических параметров и литологического состава установлено не было. Вполне вероятно, что отличия отдельных спектров связаны с особенностями обработки пирограмм в программе KINETICS2015. Согласно пиролитическим данным, ОВ в исследуемых образцах относится ко второму типу керогена, однако кинетические спектры имеют близкую к логнормальной форму, что нехарактерно для керогена этого типа. Отличия могут быть объяснены тем, что ОВ уже частично реализовало свой генерационный потенциал, поэтому на спектрах практически отсутствуют значения энергий активаций меньше главной. Другой возможной причиной асимметрии кинетических спектров является влияние наличия в породах смеси разных мацералов [1]. Углепетрографические исследования показали, что для данных пород характерно присутствие битуминита и «атипичного» битуминита в разных соотношениях. Под последним термином в данном случае обозначаются крючки онихит, однако иногда к нему также относят ОВ кальцисфер, радиолярии и других органических остатков преимущественно животного происхождения. Битуминит является более реакционноспособным мацералом и будет характеризоваться меньшими значениями энергий активаций, а преобразования крючков онихит происходит при более высоких температурах, поэтому для них будут характерны более высокие значения. Разное отношение смеси мацералов может привести к изменению формы спектра и положения максимума. В качестве подтверждения данной теории может служить спектр, был полученный для прослоя с твёрдым битумом. Его форма мономодальна с максимумом энергии активации, равным 54 ккал/моль при предэкспоненциальном множителе $1{,}3 \times 10^{14}$ $с^{-1}$. Значение его водородного индекса составило 950 мг УВ/г ТОС при S2, равном 422 мг УВ/г породы, параметр Tmax равен 440 °С.

Построенные кривые преобразования ОВ при заданной термальной истории показывают влияние разных спектров (рис. 2). Разница между кривыми, построенными на основе данных кинетических спектров с минимальным и максимальным предэкспоненциальными множителями, составляет ~20 °С при преобразовании 50% ОВ.

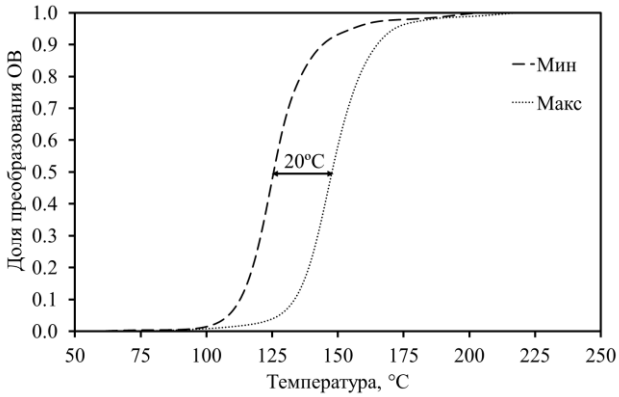


Рис. 2. Расчётная скорость преобразования ОВ при прогреве на 1 °С/млн. лет

Таким образом, полученные кинетические спектры отображают разницу в строении и мацеральном составе ОВ баженовской свиты. Разное соотношение отдельных мацералов и неясная природа «атипичного» битуминита приводит к широкому диапазону итоговых предэкспоненциальных множителей и энергий активаций. Единичные прослои с принципиально отличающим-

ся ОВ, например, твёрдым битумом имеют иное распределение энергий активации. Важно отметить, что даже близкие по литологическому составу и пиролитическим параметрам образцы могут давать различающиеся значения кинетических параметров. Для получения корректных данных о кинетических характеристиках разреза необходимо, в первую очередь, получить кинетические спектры энергии деструкции для каждого конкретного мацерала, а также восстановить геологическую историю формирования отложений для предсказания состава ОВ по разрезу. Это позволит предложить методологию изучения пород и дать рекомендации по выбору образцов на исследования. Дополнительно в будущем необходимо уточнить подбор математических моделей и допущений, применяемых при обработке результатов пиролиза для построения кинетических спектров.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Sundararaman P. Determination of kerogen activation energy distribution / P. Sundararaman, P.H. Merz, R.G. Mann // Energy & fuels. – 1992. – V. 6. – № 6. – P. 793–803.

УДК 553.983
DOI 10.53954/9785604990070_212

ТИПЫ РАЗРЕЗОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА МАЛОБАЛЫКСКОМ КУПОЛОВИДНОМ ПОДНЯТИИ

Р.М. Саитов, М.А. Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. На основе построенной карты толщин баженовской свиты показано, что палеорельеф морского дна в конце юры – начале мела оказал влияние на процессы осадконакопления в пределах изучаемого района. В результате анализа изменения толщин свиты, выделенных пачек и их состава выделены «сводовый», «склоновый» и «погруженный» типы разрезов баженовской свиты. Анализ результатов испытаний на приток в изученных скважинах и их расположения на карте толщин показал отсутствие промышленных притоков нефти в разрезах баженовской свиты, накопление которых происходило в присводовой и погруженной частях палеоподнятия и их наличие в разрезах «склонового» типа.

Ключевые слова: *баженовская свита, типы разрезов, толщины, литологический состав, коллектор, нефтеносность.*

TYPES OF SECTIONS OF THE BAZHENOV FORMATION ON THE MALOBALYK DOME-SHAPED UPLIFT

R. Saitov, M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. Based on the map of Bazhenov Formation thicknesses, it is shown that the seabed paleorelief in the late Jurassic-early Cretaceous influenced the sedimentation processes within the study area. As a result of the analysis of changes in the thickness of the formation, the identified packs and their composition, “arch”, “slope” and “submerged” types of sections of the Bazhenov Formation were identified. Analysis of the results of inflow tests in the studied wells and their location on the thickness map showed the absence of commercial oil inflows in the sections of the Bazhenov formation, the accumulation of which occurred in the «arch» and «submerged» parts of the paleo-uplift and their presence in the “slope” type sections.

Key words: *Bazhenov Formation, section types, thicknesses, lithologic composition, reservoir, oil bearing capacity.*

ВВЕДЕНИЕ

Еще в начале 60-х годов XX века стало очевидно, что баженовская свита является главной нефтематеринской толщей всего Западно-Сибирского осадочного бассейна. Открытие ее промышленной нефтеносности в 1967 году вызвало повышенный интерес геологов-нефтяников к этому уникальному природному объекту. Несмотря на регулярные исследования баженовской свиты на протяжении более шестидесяти лет, по-прежнему отсутствуют методы достоверного выделения продуктивных зон в этих отложениях. В связи с этим, выявление закономерностей изменения толщин, состава и перспектив нефтеносности баженовской свиты в пределах Малобалыкского куполовидного поднятия (рис. 1) является актуальным исследованием.

ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследование основывается на данных лабораторного изучения 313 образцов керна баженовской свиты и подачимовской толщи, отобранных с шагом 0.2–0.4 м из четырех скважин, расположенных в пределах Малобалыкской группы месторождений.

Химический анализ пород с определением основных породообразующих компонентов выполнен на рентгенофлуоресцентном спектрометре ARL 9900 XP в лаборатории рентгено-спектральных методов анализа «Центра коллективного пользования научным оборудованием многоэлементных и изотопных исследований СО РАН» (ЦКП МИИ СО РАН). Анализ содержания в породах серы сульфидной, сульфатной и форм железа выполнен химическими методами в лаборатории изотопно-аналитической геохимии (ЦКП МИИ СО РАН). Концентрации органического вещества в образцах рассчитывались на основе современных содержаний органического углерода, определенных по результатам пиролитических исследований образцов. Они были выполнены в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН на пиролизаторе Source Rock Analyzer (SRA, Weatherford Laboratories).

© Р.М. Саитов, М.А. Фомин, 2024

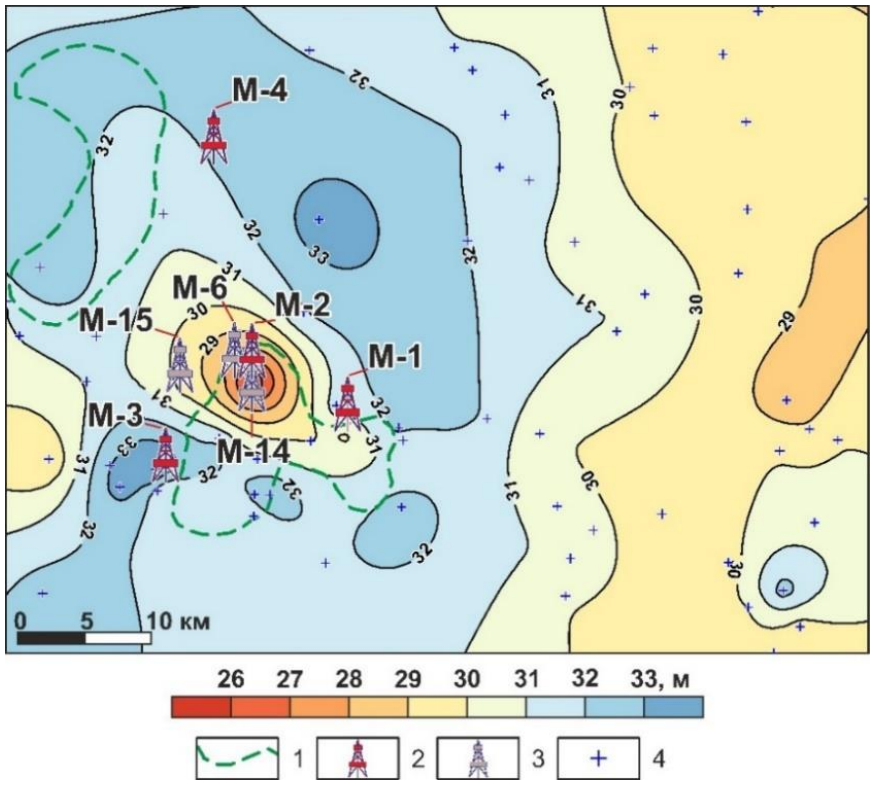


Рис. 1. Карта толщин баженовской свиты [3].

Условные обозначения: 1 – контуры положительных тектонических элементов III порядка [3]; 2 – скважины с аналитическими исследования керна, используемые в работе; 3 – пробуренные в разные годы скважины с испытаниями в интервале баженовской свиты; 4 – материалы скважин, используемых в картопостроении.

Результаты изучения литологического состава баженовской свиты и перекрывающих её отложений в четырех изученных разрезах (рис. 1) в пределах Малобалыкской группы месторождений приведены ранее в работе [1]. Выделение литологических типов пород было произведено в соответствии с классификацией пород баженовской свиты [2]. В интервале свиты были выделены пачки и слои, проведена их корреляция между изученными разрезами. Для расчленения свиты использовались данные о составе пород, структурные и текстурные особенности, наличие остатков живых организмов, обнаруженные в процессе изучения шлифов и образцов на сканирующем электронном микроскопе, а также физические свойства пород, определенные по результатам геофизических исследований скважин [1].

Построение карты толщин (рис. 1) баженовской свиты выполнено на основе расчленения разрезов и выделения баженовской свиты в 75 глубоких скважинах с использованием программного пакета Surfer (Golden Software) и пакетов построения и редактирования сеточных моделей GridBilder и GridMaster. Для расчленения разрезов использовался комплекс ГИС, включающий в себя зонды электрического, радиоактивного и акустического каротажа.

ТИПЫ РАЗРЕЗОВ

В результате детального изучения геологии баженовской свиты в последнее десятилетие специалистами разных организаций было установлено влияние локальных палеогеографических особенностей на литологический состав пород и их коллекторские свойства. В ходе исследования был выполнен палеоструктурный анализ на основе построенной карты толщин баженовской свиты [3]. Установлено, что в среднем мощности этих отложений изменяются в диапазоне от 29 до 33 м, причем повышенные значения наблюдаются в западной части исследуемой территории, а пониженные – в восточной. Вероятно, это может быть связано с постепенным увеличением глубин моря в западном направлении (в современных координатах). Исключение составляет локальный участок резко уменьшенных толщин (до 24 м), приуроченный к западной части исследуемого района. Скважины М-1, М-2 и М-3 расположены вблизи этой зоны. Анализируя их положение на карте, следует отметить значительную разницу мощностей баженовской свиты. Толщина баженовской свиты в разрезах скважины М-2 составляет 25 м, в скважинах М-1 и М-3 – 30 и 32 м соответственно. Причем увеличение мощности свиты в разрезе скважины

М-1 в основном с карбонатным слоем 5b. Отмечается увеличение толщин практически всех выделенных пачек в разрезах от скважины М-2 к М-1 и, далее, к М-3. Из этого можно сделать вывод, что разрез баженовских отложений, вскрытый в скважине М-2, накапливался в приподнятой части палеодна; в скважине М-1 – на склоне палеоподнятия, и в скважине М-3 – у подножья этого поднятия вблизи локальной палеовпадины, на территории которой толщины свиты увеличиваются до 35 м [3].

Ранее в работе [1] было показало, что продуктивность баженовской свиты в скважине М-1 установлена в центральной части разреза. Интервал-коллектор связан с пустотами, образованными в процессе полного либо частичного растворения скелетов радиолярий. В разрезах скважин М-2, М-3 и М-4 образцы этой части баженовской свиты охарактеризованы наихудшими емкостными свойствами, что связано с процессами раскристаллизации скелетов радиолярий и заполнением их пустотного пространства глинисто-кремнистым материалом, органическим веществом, карбонатными минералами.

Дополнительно была изучена информация о более ранних испытаниях баженовских пород в пределах рассматриваемой территории. Помимо изученных разрезов, опробование в интервале свиты было выполнено еще в четырех скважинах и включало в себя полностью или частично слой «b» пачки 3. Анализ результатов испытаний на приток в изученных скважинах и их расположения на карте толщин подтвердил отсутствие промышленных притоков нефти в разрезах баженовской свиты, накопление которых происходило в присводовой (М-2, М-6 и М-14) и погруженной (М-3, М-901) частях палеоподнятия и их наличие в разрезах «склонового» типа (скважина М-1 и М-15).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Показано, что палеорельеф морского дна в конце юры – начале мела оказал влияние на процессы осадконакопления в пределах изучаемого района. На основе изучения литологического состава, толщин и перспектив нефтеносности баженовской свиты были выделены «сводовый», «склоновый» и «погруженный» типы разрезов баженовской свиты. Полученные в ходе исследования результаты могут быть использованы для планирования дальнейших геолого-разведочных работ, прогноза нефтеносности и подсчета запасов нефти в этих отложениях на соседних месторождениях и площадях в пределах Мансийской синеклизы.

Работа выполнена в рамках проекта FWZZ-2022-0012 программы ФНИ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фомин М.А. Литологический состав и перспективы нефтеносности баженовской свиты в центральной части Мансийской синеклизы / М.А. Фомин, Р.М. Саитов, А.Г. Замирайлова // Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 4. – С. 176–191.
2. Конторович А.Э. Классификация пород баженовской свиты / А.Э. Конторович, П.А. Ян, А.Г. Замирайлова, Е.А. Костырева, В.Г. Эдер // Геология и геофизика. – 2016. – № 11. – С. 2034–2043.
3. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Конторович. – Новосибирск: СОРАН, филиал «ГЕО», 2002. – 253 с.
4. Саитов Р.М. Палеогеография баженовской свиты в пределах Малобалыкской группы месторождений / Р.М. Саитов // Трофимуковские чтения – 2023: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых (г. Новосибирск, 2 7 октября 2023 г.). – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2023. – С. 256–260.

УДК 553.982; 550.4.02; 550.47
DOI 10.53954/9785604990070_215

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫСОКОВЯЗКИХ НАФТЕНОВЫХ НЕФТЕЙ ПОКУРСКОЙ СВИТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ

Г.Т. Салахидинова[1, 2], М.Г. Кульков[1, 2], Р.И. Бутырин[1, 2], А.Э. Алиев[1], А.Г. Копытов[1]

[1]Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, г. Ханты-Мансийск
[2]Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск

Аннотация. В работе приведены новые данные по исследованию высоковязких нафтеновых нефтей покурской свиты двух месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, а именно результаты изучения насыщенных и ароматических фракций на молекулярном уровне, структурные параметры асфальтенов, групповой, фракционный составы и основные физико-химические свойства.

Ключевые слова: *нафтеновые нефти, покурская свита, ГХ-МС, биомаркеры, ИК-Фурье-спектроскопия, асфальтены, имитированная дистилляция*

GEOCHEMICAL FEATURES OF HIGH-VISCOSITY NAPHTHENIC CRUDE OILS OF THE POKUR FORMATION FROM THE KHANTY-MANSI AUTONOMOUS OKRUG – YUGRA OIL FIELDS

G.T. Salakhidinova[1, 2], M.G. Kulkov[1, 2], R.I. Butyrin[1, 2], A.E. Aliev[1], A.G. Kopytov[1]

[1]V.I. Shpilman Research and Analytical Center for the Rational Use of the Subsoil, Khanty-Mansiysk
[2]Yugra State University, Khanty-Mansiysk

Annotation. The paper presents new data of studying high-viscosity naphthenic oils of the Pokur formation from the two Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra oil fields, namely, the results of studying saturated and aromatic fractions at the molecular level, structural parameters of asphaltenes, group, fractional compositions and main physicochemical properties.

Key words: *naphthenic crude oils, Pokur formation, GC-MS, biomarkers, FT-IR spectroscopy, asphaltenes, simulated distillation*

ВВЕДЕНИЕ

Изучение состава высоковязких нафтеновых нефтей покурской свиты Западной Сибири представляет интерес не только с позиции рассмотрения их как сырья с широким спектром применения (для получения высококачественных базовых масел, топлив с низкотемпературными свойствами, строительных материалов, изготовления бальнеологической продукции [1, 2]), но и в связи с дискуссионными вопросами их происхождения и особенностей геохимического облика. В настоящей работе получены новые данные, которые помогут уточнить генезис нефтей и пути их преобразования под воздействием геологических и биохимических процессов, а также дополнят имеющиеся геохимические данные, используемые для восстановления истории формирования залежей углеводородов (УВ) Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Объекты исследования – высоковязкие нафтеновые нефти из продуктивных пластов покурской свиты двух месторождений (м/р) Нижневартовского района. Считается, что отложения свиты формировались в условиях сложного чередования прибрежно-морских и континентальных обстановок осадконакопления. Прибрежно-континентальные фации имели большее распространение и идентифицируются по многочисленным отпечаткам листьев, стебельков и косой слоистости песчано-алевритовых пород, при этом морские встречаются крайне редко – по находкам фораменифер в угнетенной форме [3].

Стандартными методами определены физико-химические параметры нефтей, фракционный состав изучен с использованием метода имитированной дистилляции (газовый хроматограф «Кристалл 5000.2»), а групповой состав – методом колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии (SARA-анализ). Выделенные насыщенные и ароматические фракции для исследования на молекулярном уровне проанализированы с помощью хромато-масс-спектрометрического комплекса Trace 1310/TSQ 8000 EVO. Для асфальтенов, выделенных осаждением в н-пентане сняты ИК-спектры с помощью ИК-Фурье спектрометра Nicolet iS10.

© Г.Т. Салахидинова, М.Г. Кульков, Р.И. Бутырин, А.Э. Алиев, А. Г. Копытов, 2024

РЕЗУЛЬТАТЫ

Физико-химические параметры нефтей приведены в табл. 1.

Алканы. Профили масс-хроматограмм по полному ионному току представлены плохо разрешенным нафтеновым «горбом», на котором отсутствуют нормальные алканы, что является признаком нефтей, вероятно, подвергшихся биодеградации. По химической типизации нефтей Ал.А. Петрова нефть м/р 1 относится к типу $Б^2$, а м/р 2 – к типу $Б^1$.

Циклические УВ. По составу стеранов C_{27}–C_{28}–C_{29}, присутствию *24-пропилхолестанов* (C_{30}), *прегнанов*, *хейлантанов*, значениям индекса C_{27} *Dia*/(*Dia* + *Reg*) = *0,34–0,39* для обеих нефтей прогнозируется исходное органическое вещество (ОВ) аквагенного генезиса в составе глинистых нефтематеринских толщ [4]. По терпановым индексам подтверждается морской тип исходного ОВ (Its = 0,34–0,85) и глинистые (Ts/(Ts + Tm) = 0,54–0,57, TTC_{24}/C_{23} = 0,76–0,83) обстановки осадконакопления [4]. По алкаладамантановому индексу C_{12}/C_{13} также прослеживается морское происхождение нефтей [5]. Особенностью состава нефти м/р 2 является наличие в ней *25-норметилгопанов* C_{27}–C_{34}.

В соответствии со значениями стеранового индекса $Кзр^1$ в нефтях предполагается достижение термодинамического равновесия *R- и S-эпимеров стеранов* C_{29}, а изомерные соотношения *R- и S-эпимеров гопанов* C_{31} близки к равновесным [4] (табл. 2). В нефти м/р 2 значения индекса $Кзр^2$ немного понижены (см. табл. 2).

Ароматические соединения. В составе ароматической группы обеих нефтей определен идентичный набор *дибензотиофенов, фенантренов и ароматических стероидов*, с некоторыми отличиями в соотношении отдельных соединений и их классов. По результатам изучения подтверждаются ранее выдвинутые предположения о генерации нефтей глинистыми породами (4-MDBT/Phen = 0,02–0,04) [6] и аквагенном типе исходного ОВ по преобладанию триароматических стеранов над моноароматическими (*TRI/MONO = 1,43–2,11*) [7]. Относительные распределения фенантренов, дибензотиофенов и три- и моноароматических стероидов в обеих нефтях соответствуют таковым в ОВ баженовской свиты с аквагенным типом ОВ [7], при этом в нефти м/р 1 прослеживается влияние континентального ОВ, выраженное в повышенном относительном содержании фенантренов. В работе также было показано (см. табл. 2), что характеристика степени катагенетической преобразованности с использованием известных геохимических индексов на основе соотношений изомеров метилдибензотиофенов и метилфенантренов (MDR и MPI, соответственно) применительно к исследованному типу нефтей может быть противоречивой, то есть данные параметры нужно использовать с осторожностью.

С учетом катагенетических характеристик изученных нефтей на основе молекулярных индексов в насыщенной фракции предполагается, что их нафтеновый тип (отсутствие нормальных алканов) и наличие 25-норгопанов в нефти м/р 2, как и в ранее опубликованных работах [8] более вероятно объясняется процессами микробиального окисления данных нефтей в залежах, а не генерацией их слабо преобразованным ОВ.

Асфальтены. Поскольку асфальтены являются прямыми генетическими наследниками керогена для получения информации об исходном составе нефтей (не затронутом вторичными процессами преобразования в залежах), были начаты работы по их изучению методом ИК-Фурье-спектроскопии с определением структурных параметров, характеризующих степень ароматичности (C_1 = *A1600/A720*),

Таблица 1

Основные физико-химические параметры нефтей

Шифр образца	Плотность, г/см³	Кин. вязкость, мм²/с	Мол. масса, г/моль	Т н.к., °С	Выход, мас. % на нефть							
					Групповой состав				Фракционный состав			
	при 20 °С				насыщ. УВ	аром. соед.	смолы	асф.	до 200 °С	200–300 °С	300–500 °С	>500 °С
м/р 1	0.922	237	336	166	36.5	31.2	14.2	0.3	2.2	14.9	46.3	36.6
м/р 2	0.956	509	362	199	24.8	43.7	20.4	1.4	0.5	9.0	42.0	48.5

Таблица 2

Молекулярные параметры определения степени термической зрелости нефти

Шифр образца	$Кзр^1$	$Кзр^2$	C_{31}HSR	MDR	MPI	MPI-1	MPI-2
м/р 1	0,64	0,64	0,55	0,94	0,98	0,12	0,80
м/р 2	0,60	0,59	0,57	0,29	1,36	0,25	1,07

окисленности (C_2 = *A1710/A1460*), разветвленности (C_3 = *A1380/A1460*), алифатичности (C_4 = = *A720+A1380/A1600*) и осерненности (C_5 = *A1030/A1460*) [9]. Исследованные асфальтены близки между собой, вариация параметров наблюдается в достаточно узких числовых диапазонах: C_1 = *4,0–4,2;* C_2 = *0,13–0,19;* C_3 = *0,63–0,67;* C_4 = *1,50–1,61* и C_5 = *0,15–0,19*, что вероятно указывает на близкий состав исходного ОВ нефтей, сходные условия его формирования и последующего преобразования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, исследованные нефти покурской свиты месторождений Нижневартовского района более близки по составу углеводородов-биомаркеров насыщенных фракций и структурных параметров асфальтенов, что в целом указывает на общие первичные черты исходного генотипа нефтей. Современный геохимический облик нефтей в большей мере сформирован под воздействием вторичных процессов, это наиболее явно прослеживается в нефти м/р 2, где наряду с нормальными алканами полностью отсутствуют и изопреноидные, и регистрируются маркеры микробиального окисления гопанов (25-норгопаны). Влияние вторичных процессов на асфальтены, как наиболее устойчивую нефтяную фракцию, практически незаметно.

Молекулярный состав и геохимические параметры ароматической фракции нефтей подтверждают выявленный по результатам анализа насыщенной фракции аквагенный тип исходного ОВ для обеих нефтей, однако с использованием известных ароматических индексов степени катагенеза (на основе метилдибензотиофенов и метилфенантренов) характеристика термической преобразованности оказалась затруднительной и требует поиска более информативных показателей.

Полученные результаты дополняют имеющиеся представления об истории формировании залежей высоковязких нафтеновых нефтей покурской свиты месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и совместно с данными о молекулярном составе РОВ могут быть полезны для прогноза перспектив нефтеносности и повышения эффективности геолого-разведочных работ рассматриваемого региона (корреляции «РОВ-нефть», «нефть-нефть»).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рыльков А.В. Нафтеновые нефти мира (распространение, генезис, применение) / А.В. Рыльков, В.В. Потеряева // Известия вузов. Нефть и газ. – 2013. – № 1. – С. 32–43.
2. Вторушина Э.А. Сравнительный анализ состава высоковязких нефтей Ханты-Мансийского автономного округа и Нафталанского месторождения в перспективе их применения в бальнеологии / Э.А. Вторушина, М.Г. Кульков, Г.Т. Салахидинова, Р.И. Бутырин, А.Э. Алиев, И.Р. Нигаметзянов, М.Н. Вторушин, М.Ю. Яковлев, А.Г. Копытов // Нефтехимия. – 2023. – Т. 63, № 5. – С. 640–653.
3. Зундэ Д.А. Разработка методики дифференциации континентальных отложений с использованием сиквенс-стратиграфической модели на примере пластов покурской свиты месторождений Западной Сибири / Д.А. Зундэ – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. – 16 с.
4. Peters K.E. The biomarker guide. V. 2 / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – New York: Cambridge University Press. – 2005. – 713 с.
5. Гордадзе Г.Н. Геохимия углеводородов каркасного строения (обзор) / Г.Н. Гордадзе // Нефтехимия. – 2008. – Т. 48. – № 4. – С. 243–255.
6. Соболева Е. В. Химия горючих ископаемых / Е.В. Соболева, А.Н. Гусева. – М.: Изд-во МГУ, 2010. – 312 с.
7. Конторович А.Э. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Е.Н. Иванова, А.Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 873–883.
8. Певнева Г.С. Углеводородный состав и структурные характеристики смол и асфальтенов нафтеновых нефтей севера Западной Сибири / Г.С. Певнева, Е.А. Фурсенко, Н.Г. Воронецкая, М.В. Можайская, А.К. Головко, И.И. Нестеров, В.А. Каширцев, Н.П Шевченко // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3–4. – С. 522–532.
9. Петров С.М. Потенциал высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения как сырья для нефтепереработки / С.М. Петров, Д.А. Халикова, Я.И. Абдельсалам, Р.Р. Закиева, Г.П. Каюкова, Н.Ю. Башкирцева // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – № 16(18). – С. 261–265.

УДК 550.34.06.013.3+553.982.23.053(571.1)
DOI 10.53954/9785604990070_218

К ВОПРОСУ О ГЛУБИННЫХ КРИТЕРИЯХ РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

А.С. Сальников

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

Аннотация. В докладе рассматриваются неоднородности земной коры и верхней мантии. Формирование крупных нефтегазоносных бассейнов мира связано с особенностями глубинного строения и геодинамическими процессами формирования земной коры, а также с процессами ее дегазации. Разрывы в прослеживании границы Мохоровичича можно рассматривать как наличие каналов для мантийных растворов и тепловых потоков в верхние части земной коры. Такое строение верхней и нижней частей земной коры является дополнительным основанием для положительной оценки перспектив нефтегазоносности Енисейско-Хатангского регионального прогиба.

Ключевые слова: *сейсмические данные, Енисей-Хатангский региональный прогиб, Реапак-технология, дегазация Земли, земная кора, граница Мохо, нефтегазоносность*

ON THE ISSUE OF DEEP CRITERIA FOR REGIONAL FORECASTING OF OIL AND GAS PROSPECTIVE ZONES OF THE YENISEI-KHATANGA REGIONAL TROUGH

A. Salnikov

The Trofimuk Institute of petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The report examines the crustal and Upper Mantle inhomogeneities of the Earth's crust. The formation of large oil and gas basins of the world is associated with the peculiarities of the deep structure and geodynamic processes of the formation of the Earth's crust, as well as with the processes of its degassing. Discontinuities in tracing the Mohorovichich boundary can be considered as the presence of channels for mantle solutions and heat flows to the upper parts of the Earth's crust. Such a structure of the upper and lower parts of the earth's crust is an additional basis for a positive assessment of the prospects for oil and gas potential of the Yenisei-Khatanga regional trough.

Key words: s*eismic data, Yenisei-Khatanga regional trough, Reapak technology, degassing of the Earth, Earth's crust, Moho border, oil and gas potential*

В последние годы появилось много публикаций, в которых становление крупных нефтегазоносных бассейнов мира связывается с особенностями глубинного строения и геодинамическими процессами формирования земной коры, а также с процессами ее дегазации. В природе имеют место самые различные процессы, приводящие к образованию углеводородов (УВ). Поэтому образование нефти и газа может идти как на базе преобразования органического материала в диагенезе и катагенезе, так и за счет глубинных источников, реализующих минеральную схему синтеза углеводородных соединений.

На основе анализа строения и нефтегазового потенциала ряда крупных месторождений таких, как Ромашкинское, Самотлорское, Салымское, Красноленинское, Верхнечонское, Ярегское в России, Белый Тигр, Панхендел-Хьюготон, Ла-Паз в мире. выделяется ряд особенностей, присущих этим месторождениям, в том числе приуроченность таких месторождений к регионам с развитием магматических и метасоматических процессов, наличие температурных аномалий на границе осадочные породы-фундамент, распространение многочисленных нарушений – путей миграции разгоряченных флюидов, влияние глубинных процессов на породы фундамента и осадочных толщ [1].

Дегазация Земли рассматривалась П.Н. Кропоткиным как один из основополагающих факторов в геотектонике, магматизме и нефтегазообразования [2].

Латеральная неравномерность дегазации земной коры отражается в геофизических полях, в частности, в ансамблях полей сейсмоинверсионных атрибутов, получаемых в результате обработки и интерпретации данных ОГТ средствами системы РеапакРК+. Вычислительная технология этого комплекса базируется на инверсионных преобразованиях сейсмической записи, т. е. на разделении волновой записи на сверточные компоненты: элементарный сигнал и импульсную характеристику среды. [3]. Ансамбль включает поля отраженной энергии, доминирующего знака коэффициентов отражения, плотности, средней и суммарной длины, наклонов и дисперсии наклонов отражателей. Эти поля, как реали-

© А.С. Сальников, 2024

зация статистических оценок суперпозиции отраженных и рассеянных волн, характеризуют коллективные свойства гетерогенной среды и являются основой структурирования разрезов. Неоднородности полей определяют изменения качественного состава среды и ее физического состояния.

На разрезе, относящемуся к северной части крупнейшей Юрубченско-Тохомской нефтегазоносной зоны, выделена и прослежена граница Мохо, над ней – пояс повышенной рефлективности. В средней и нижней частях земной коры выделены также крупные аномалии с низкими значениями отраженной энергии, малыми размерами отражателей, высокими значениями дисперсии наклонов отражателей. Аномалии имеют грибовидную форму, пересекают пояс повышенной рефлективности в нижней части земной коры и фиксируют разрыв границы Мохо. Аномалии с близкими динамическими и структурными характеристиками в средней части земной коры, с нарушенной рефлективностью нижней части земной коры и разрывом в прослеживании границы Мохо обнаружены также на Самотлорском нефтяном месторождении в Западной Сибири.

Выделенные в сейсмических разрезах аномалии, можно рассматривать как субвертикальные каналы в нижней части земной коры, переходящие в обширные деструктивные зоны в верхней части разреза. Можно также предположить, что выделенные аномальные зоны являются путями проникновения водно-газовых мантийных растворов в верхнюю часть земной коры. Это, с одной стороны, может приводить к переработке вещественного состава пород нижней части земной коры, а, с другой – благоприятно сказываться на процессах нефтегазообразования в осадочном чехле, в частности, способствовать катагенезу органического вещества в осадочном комплексе пород.

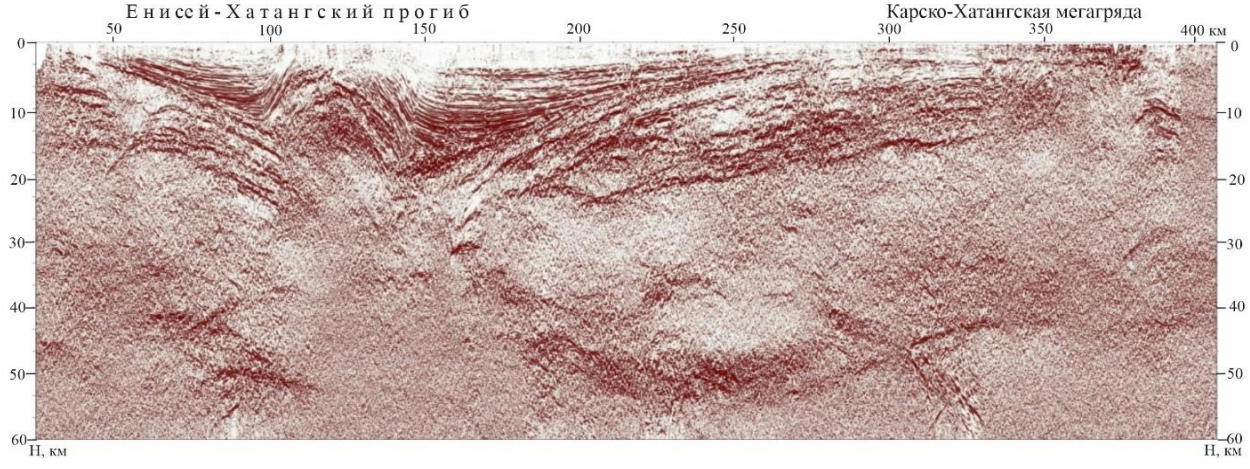
В связи с этим особый интерес могут представлять аномальные характеристики, обнаруженные в разрезах профилей, пересекающих Енисей-Хатангский региональный прогиб (ЕХРП). На его территории выполнен 191 профиль МОВ-ОГТ, для которых имеются первичные сейсмические материалы с длиной записи от 12 сек и которые освещают строение всей земной коры и верхи мантии. Общая длина этих профилей более 23 тыс. пог. км.

По ряду профилей, выполненных в юго-западной части ЕХРП, проведена обработка и интерпретация сейсмических материалов с применением программного комплекса РеапакРК+: выявлены ступенчатые подъемы граница Мохо амплитудой более 5 км или разрывы в ее прослеживаемости, а также деструкция земной коры над ними. Эти зоны территориально совпадают с областями нефтегазонакопления, в том числе с Пеляткинским нефтяным месторождением.

Была выполнена тестовая обработка сейсмических данных, зарегистрированных в районе Енисей-Хатангского регионального прогиба по профилю 6220315 (АО «Таймыргеофизика», 2016). Профиль 6220315 имеет субмеридианальное направление и пересекает с юго-востока на северо-запад Норильскую седловину, Енисей-Хатангский прогиб, Карско-Хатангскую мегагряду. Длина профиля – 390 км.

В разрезе подошва земной коры (интервал глубин 40÷55 км) совпадает с подошвой расслоенного комплекса в низах коры (см. рисунок). Граница между корой и полупрозрачной мантией (раздел Мохо) прослеживается, достаточно уверенно, демонстрируя сложное строение этого раздела. На разрезе выделены крупные зоны разломов и дробления на границе верхней мантии. Очевидно, что эти зоны являются проводниками глубинной энергии, флюидов и вещества и определяют весь тектогенез в окрестностях тектонических блоков.

Наиболее крупный разрыв Мохо наблюдается на ПК 100÷170–180 км с уникальной субвертикальной зоной ослабления уровня сейсмической записи, прослеживающейся, по крайней мере, до подошвы вулканогенно-осадочного комплекса. Аномальная зона может быть объяснена значительными метамор-



Неоднородности в основании земной коры по профилю 6220315

фическими процессами. Влияние мантийных процессов проникает на десятки километров. Характерная сейсмическая запись позволяет предполагать в данном случае внедрение в нижнюю часть земной коры значительного объёма мантийных масс и тепловых потоков. Территориально это совпадает с Россохинским нефтегазоносным районом (Волочаевское поднятие).

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0021.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Варламов А.И., Лоджевская М.И., Кравченко М.Н. Глубинные источники образования нефти и газа – возможный резерв развития сырьевой базы углеводородов // Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти, VI Кудрявцевские чтения «Итоги первой пятилетки Кудрявцевских чтений: от теории неорганического происхождения к практике поисков глубинной нефти», 22–24 октября 2018. М.: ЦГЭ, 2018. С. 58–73.
2. Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и геотектоника // Дегазация Земли и геотектоника. М.: Наука, 1980. С. 7–13.
3. Гошко Е.Ю., Марков В.М., Рудницкая Д.И., Сагайдачная О.М., Сальников А.С. Компьютерная технология расчета полей сейсмических атрибутов в системе «РеапакРД» для создания сейсмоакустических образов глубинных разрезов земной коры / Вестник НГУ, серия «Информационные технологии». – Новосибирск, НГУ. Т. 2, вып. 1. 2005. – С. 14–19.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_221

ФОРМИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ И ГРАНИЦЫ ИХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ В ДРЕВНИХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ

Р.С. Сауткин[1], А.В. Ступакова[1, 2], А.А. Суслова[1], А.В. Мордасова[1], М.Е. Воронин[1]

[1]Кафедра геологии и геохимии геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, г. Москва
[2] Институт перспективных исследований нефти и газа МГУ, г. Москва

Аннотация. Сложности открытия месторождений нефти и газа в древних бассейнах заключается в необходимости поиска переформированных неантиклинальных залежей, где флюидоупорами являются вторично преобразованные породы коллекторы. В связи с этим классический подход поиска углеводородов может приводить к неправильным результатам. В настоящее время вектор открытия новых месторождений углеводородов смещается на восток (Восточная Сибирь), соответственно, необходимы новые подходы поиска месторождений, прогноза распространения продуктивных толщ по площади и выбора наиболее эффективных систем разработки с учётом новых представлений о геологическом строении месторождений в древних бассейнах.

Ключевые слова: *Переформирование залежей, вторичные изменения пород, палео-ВНК, древние нефтегазоносные бассейны.*

FORMATION OF HYDROCARBON FIELDS AND THEIR DISTRIBUTION BOUNDARIES IN ANCIENT PETROLEUM BASINS

R. Sautkin[1], A. Stoupakova[1, 2], A. Suslova[1], A. Mordasova[1], M. Voronin[1]

[1]Petroleum geology department, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University, Moscow
[2] Petroleum Research Institute MSU, Moscow

Annotation. The difficulty of discovering oil and gas fields in ancient basins lies in the need to search for reformed non-anticlinal fields, where the seals are secondary transformed reservoir rocks. In this regard, the classical approach to searching for hydrocarbons may lead to incorrect results. At present, the vector of discovery of new hydrocarbon fields is shifting to the east (Eastern Siberia). Accordingly, new technologies are needed for searching for fields, forecasting the distribution of productive strata over the area and selecting the most effective development systems, taking into account new ideas about the geological structure of fields in ancient basins.

Key words: *reforming of deposits, secondary transformations of rocks, paleowater-oil contact, ancient petroleum basins.*

ВВЕДЕНИЕ

В работе рассмотрены этапы формирования современных залежей в нижневендских отложениях Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна. Разработана модель формирования месторождений, выявлены вторичные преобразования резервуара в зоне развития древних водо-нефтяных контактов (палео-ВНК), полностью запечатывающие пустотное пространство. Наличие нескольких палео-ВНК является доказательством многостадийного переформирования залежей. После изменения структурного эти зоны выполняют роль литологических флюидоупоров. Соответственно большая часть сгенерированных углеводородов распределилась на пути миграции в пределах склонов современных крупных структур и в переформированных ловушках.

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследований являются терригенные отложения нижневендского комплекса Восточной Сибири, продуктивные на Байкитской, Непско-Ботуобинской антеклизах и сопредельных территориях. Прогноз нефтегазоносности возможнен при применении комплекса методов позволяющих определить время прихода углеводородов (бассейновый анализ), палеоструктурные реконструкции устанавливающие этапы изменения структурного плана ловушки, литолого-геохимические исследования, обосновывающие вторичные изменения пород, что позволяет создать модель формирования и переформирования залежей нефти и газа.

РЕЗУЛЬТАТЫ

На примере Ново-Юдуконского газоконденсатного месторождения рассмотрим основные этапы изучения и определения границ месторождений углеводородов, переформированных, в древних нефте-

© Р.С. Сауткин, А.В. Ступакова, А.А. Суслова, А.В. Мордасова, М.Е. Воронин, 2024

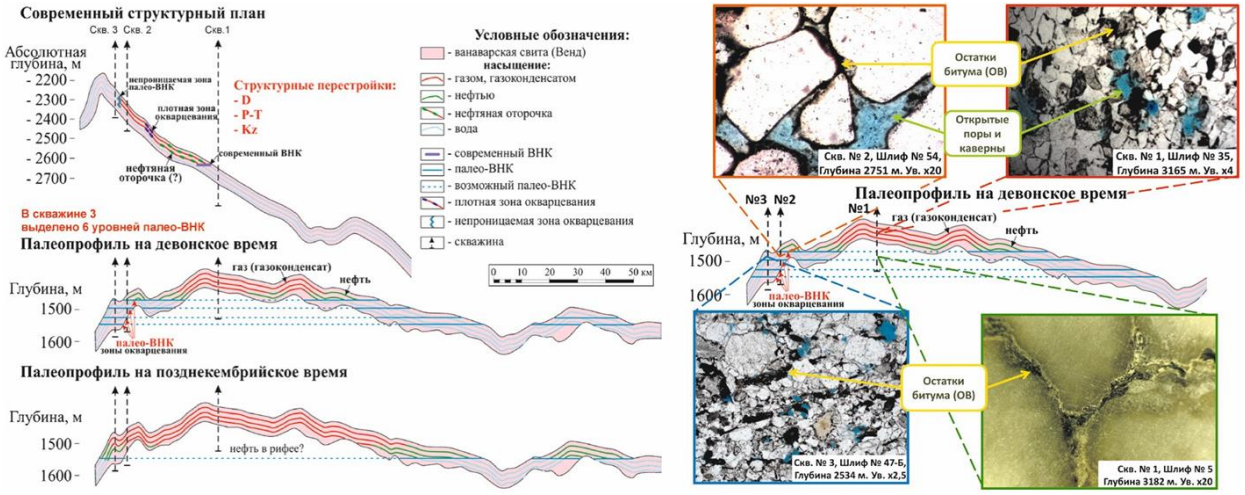


Рис. 1. Модель формирования месторождения в древнем нефтегазоносном бассейне Восточной Сибири [1].

газоносных бассейнах. На месторождении пробурены разведочные скважины № 1 – сухая, № 2 – давшая в интервале 2725–2738 м приток газа дебитом 141 тыс. м^3/сут. и газоконденсата >19 м^3/сут плотностью 0,7 г/см^3.

В современном структурном плане скважина № 2 расположена на южном склоне Бедошемо-Оскобинского поднятия, где ванаварские отложения залегают моноклинально, образуя структурный нос осложнённый серией разломов. В 2015 г. была пробурена разведочная скважина № 3, заложенная относительно скважины № 2 на 4 км юго-восточнее и выше на 74 метра по кровле ванаварской свиты. По результатам испытаний в скважине № 3 получены только притоки пластовой воды до 3 м^3/сут с растворённым УВ газом и пастообразный приток нефти. Тем самым не подтвердилось представление о антиклинальном строении месторождения.

Для выяснения истории формирования месторождения и поиска новых перспективных зон была проведена реконструкция структурного плана на различные этапы геологического развития и произведено моделирование углеводородных систем с учётом палеореконструкций.

По результатам палеореконструкций и их увязки с бассейновым моделированием, создана модель формирования месторождения (рис. 1). Согласно анализу мощностей, можно заметить, что с позднекембрийского до девонского времени структурный план имел совершенно иной характер. В это время была сформирована ловушка антиклинального типа размерами порядка 70 × 40 км и высотой до 150 м. С кембрийского времени, основные НГМТ, в том числе позднерифейского комплекса, вошли в активную фазу нефтегазообразования [1], тем самым заполнив палеоантиклинальную ловушку.

В постдевонское время, произошла структурная перестройка, когда и сформировался современный структурный план с образованием Бедошемо-Оскобинского вала и моноклинальным залеганием продуктивных отложений ванаварской свиты. Кроме того, исследования кернового материала подтверждают выводы о палеоантиклинальной ловушке заполненной нефтяными углеводородами, о чём свидетельствуют остатки битума (окисленной нефти) в пустотном пространстве рифея и ванаварской свиты (см. рис. 1).

Кроме того, детальные исследования шлифов позволили выделить 6 (шесть) уровней древних палео-ВНК в скважине № 3. Палео-ВНК выделены по повышенному значению окварцевания – 10–15%, при фоновом – 2–5%. Повышенное окварцевание связано с изменением состава вод на границе ВНК при формировании залежи и залечиванием пустотного пространства в терригенных отложениях – часто в зонах окварцевания эффективная пористость отсутствует.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Многочисленные тектонические перестройки и последующая пенепленизация бассейна полностью изменили структурный план Восточной Сибири. Первоначально сформировавшиеся в раннем палеозое древние углеводородные скопления претерпели колоссальные изменения. Часть из них была разрушена, часть многоступенчато мигрировала, формируя новые залежи нефти и газа. Однако до 20–30% скоплений нефти и газа, осталась запечатанной в литологических ловушках.

Для конкретного месторождения проведено сопоставление палеоплана, в пределах которого выявлены зоны распространения углеводородов, сопоставленные с современным структурным планом, в

результате чего выявлены новые залежи нефти и газа. Таким образом, показан инструмент прогноза нефтегазоноснсти и районирования месторождений в древних бассейнах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ступакова А.В., Хведчук И.И., Сауткин Р.С., Коробова Н.И., Сивкова Е.Д. (2019). Переформирование залежей в древних нефтегазоносных бассейнах (на примере залежей восточного склона Байкитской антеклизы Сибирской платформы). Георесурсы, 21(2), с. 31–41. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.31-41

УДК 553.981.2:553.982.2(571.56-13)
DOI 10.53954/9785604990070_224

ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ АККУМУЛЯЦИИ УВ В ВЕНДСКОМ ТЕРРИГЕННОМ КОМПЛЕКСЕ НА СЕВЕРЕ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Р.Ф. Севостьянова

Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск

Аннотация. Представляются результаты анализа геофлюидодинамических условий вендского терригенного комплекса подсолевых отложений в пределах северной части Непско-Боутобинской нефтегазоносной области. Выявлены пространственные особенности проявления зон дефицита пластовых давлений, предложены механизмы и факторы их образования. Впервые доказано разнонаправленность миграции УВ и пластовой воды, что подтверждено расчетами гидродинамических потенциалов. На основании выявления характера изменения гидродинамического потенциала по разрезу сделан вывод о принадлежности всех залежей к единой геофлюидодинамической системе.

Ключевые слова: *Непско-Ботуобинская антеклиза, углеводороды, гидродинамические потенциалы, геофлюидодинамика, подсолевой этаж, аномально низкие пластовые давления, венд, кембрий.*

GEOFLUID DYNAMIC FEATURES OF HYDROCARBON ACCUMULATION IN THE VENDIAN TERRIGENOUS COMPLEX IN THE NORTH OF THE NEPA-BOTUOBA OIL AND GAS REGION

R. Sevostianova

Institute of oil and gas problems of the SB RAS, Yakutsk, Russia

Annotation. The results of an analysis of geofluidodynamic conditions of the Vendian terrigenous complex of subsalt deposits within the northern part of the Nepa-Butobinsk oil and gas region are presented. Spatial features of the manifestation of zones of formation pressure deficiency have been identified, and mechanisms and factors for their formation have been proposed. For the first time, the multidirectional migration of hydrocarbons and formation water has been proven, which is confirmed by calculations of hydrodynamic potentials. Based on identifying the nature of the change in hydrodynamic potential along the section, it was concluded that all deposits belong to a single geofluid dynamic system.

Key words: *Nepa-Botuoba anteclise, hydrocarbons, hydrodynamic potentials, geofluid dynamics, subsalt stage, subnormal pressure formation, Vendian, Cambrian.*

ВВЕДЕНИЕ

Существуют различные представления о механизмах миграции и аккумуляции углеводородов (УВ) в водонасыщенных толщах пород в водонапорных системах различного типа – депрессионного, репрессионного, стагнационного [1]. Однако полного понимания влияния особенностей водонапорного режима на механизмы нефтегазонакопления пока еще нет. Это, в частности, касается регионального и очагового проявлений дефицита пластового давления, что установлено для севера Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО).

Осадочный чехол Непско-Ботуобинской антеклизы, одноименной нефтегазоносной области представлен вендскими, кембрийскими, юрскими и четвертичными отложениями. Залежи УВ приурочены к венд-кембрийским терригеннно-карбонатными отложениям.

В пределах Непско-Ботуобинской (НГО) в настоящее время открыт целый ряд новых месторождений нефти и газа (Бюкское, Южно-Сюльдюкарское, Кыттыгасское, Кубалахское), в своей совокупности подтверждающий более ранний прогноз о том, что все пласты-коллекторы вендского терригенного комплекса являются газонасыщенными или нефтенасыщенными (А.Э. Конторович, В.С. Ситников, А.Ф. Сафронов) [2-4].

Главной особенностью венд-кембрийских отложений является наличие в них мощной сложнопостроенной соленосной толщи, которая обеспечивает геофлюидодинамическую закрытость рассматриваемой территории.

Цель данного исследования – детализация представлений о механизмах газонакопления в областях с регионально выдержанным дефицитом пластового давления на севере Непско-Ботуобинской НГО.

Объект исследования – подсолевые отложения северной части Непско-Ботуобинской НГО.

© Р.Ф. Севостьянова, 2024

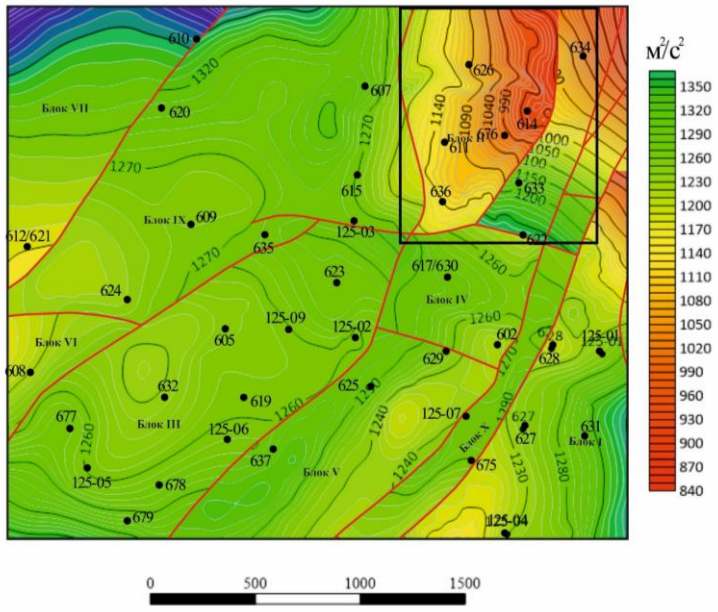


Рис. 1. Карта изопотенциалов газа горизонта юряхский-I Верхневилючанского НГМ. (Севостьянова Р.Ф., 2022 г. по данным ОАО «Саханефтегаз»)

Методической основой исследования послужила разработка М.К. Хабберта [5] по расчету гидродинамических потенциалов, физический смысл которых сводится к работе необходимой для поднятия флюида в гидродинамической системе на определенную гипсометрическую высоту [1, 5].

Результатами проведенной работы явились расчеты гидродинамических потенциалов в зависимости от латеральной и вертикальной изменчивости пластовых давлений и плотности флюидов. Расчеты выполнены по Среднеботуобинскому, Чаяндинскому, Талаканскому, Маччобинскому и другим месторождениям. Ниже в качестве примера рассмотрена гидродинамическая обстановка на примере Верхневилючанского нефтегазового месторождения (см. рис. 1).

По разрезу отмечается снижение гидродинамического потенциала воды (гидродинамическая инверсия) от подошвы солей (юряхский I и II) до низов осадочного чехла (вилючанский горизонт). Для свободного газа характерна обратная ситуация: значения гидродинамических потенциалов уменьшаются от вилючанского до юряхского горизонта, т.е. имеет место восходящая миграция. Значения потенциалов нефти, как и пластовой воды, уменьшаются с глубиной, что говорит о нисходящей миграции жидких УВ. В целом следует отметить, что формирование скоплений УВ контролируется активностью газовой динамики и пассивностью гидродинамики.

Выявленная закономерность иллюстрируется, в частности, картой изопотенциалов газа (см. рис. 1) горизонта юряхский I, определяющей площадь возможной аккумуляции газа. Как видно по рис. 1, здесь выделены три области с хорошо выраженным высоким гидродинамическим потенциалом газа, в расчете которого немаловажную роль играет плотность, так как она для газа меньше, чем для жидких УВ (в блоке I и II). Следовательно, в блоках I и II должны быть сосредоточены залежи газа. Построенная карта с возможными залежами газа подтверждает его наличие в гипсометрически приподнятых блоках.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В результате выполненных работ в пределах севера Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области установлена региональная геофлюидодинамическая неоднородность, выраженная сложной сменой водонапорных гидродинамических режимов. Эта геофлюидодинамическая особенность контролирует расположение продуктивных объектов по разрезу осадочного чехла.

2. Впервые установлена разнонаправленность миграции УВ и пластовых вод в зоне дефицита пластовых давлений подсолевого этажа севера Непско-Ботуобинской НГО, которая обусловлена различиями гидродинамических потенциалов: высоких для свободных газов, и низких – для высокоминерализованных пластовых вод.

3. Выполненные геофлюидодинамические исследования продуктивных комплексов и прогноз характера изменения гидродинамических параметров в малоизученных частях рассматриваемой территории дают возможность повысить уровень научного обоснования новых перспективных объектов на

нефть и газ на лицензионных участках ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «Иркутская нефтяная компания» и ПАО НК «Роснефть».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абукова Л.А. Геофлюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления осадочных бассейнов / Л.А. Абукова, Ю.А. Волож // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 8. – С. 1069–1080. – Режим доступа: https://doi.org/10.15372/GiG2021132.
2. Конторович А.Э. Главные зоны нефтегазонакопления в Лено-Тунгусской провинции / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук // Развитие учения академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. – Новосибирск: Наука, 1982. – С. 22–43.
3. Ситников В.С. О прогнозе зон нефтегазонакопления новообразованного типа на юго-востоке Сибирской платформы / В.С. Ситников, В.П. Жерновский // Вестник Госкомгеологии РС(Я). – 2012. – № 1. – С. 107–115.
4. Сафронов А.Ф. Геология нефти и газа // Сафронов А.Ф. – Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 2000. – 166 с.
5. Дальберг Э.Ч. Использование данных гидродинамики при поисках нефти и газа / Э.Ч. Дальберг. – М.: Недра, 1985. – 150 с. (перевод с англ.).

УДК 550.8.072 (571.16)
DOI 10.53954/9785604990070_227

ХАРАКТЕРИСТИКА МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ НАКЛОННЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ КОНТАКТОВ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

О.А. Смирнов[1, 2], В.Н. Бородкин[1, 3], А.В. Лукашов[2], А.Г. Плавник[1, 3]

[1]Западно-Сибирский филиал института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень
[2]ООО «ИНГЕОСЕРВИС», г. Тюмень
[3]Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация. Для пласта $Ю_1^{3–4}$ представлена характеристика литологического, петрографического и минерального состава пород. Дана характеристика пустотного пространства, приведена общая схема процессов, происходящих при стабилизации ВНК, выполнен анализ фотографии керна в ультрафиолетовом и дневном свете. На основании выполненного комплекса исследований дано обоснование наклонного положения ВНК.

Ключевые слова: *верхнеюрские отложения, пласт $Ю_1^{3–4}$, наклонный ВНК, минеральный состав, коллектор.*

CHARACTERISTICS OF THE MODEL FOR THE FORMATION OF INCLINED WATER-OIL CONTACTS OF UPPER JURASSIC HYDROCARBON DEPOSITS IN THE SOUTHEAST OF WESTERN SIBERIA

O. Smirnov[1, 2], V. Borodkin[1, 3], A. Lukashov[2], A. Plavnik[1, 3]

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, West-Siberian Branch, Tyumen
[2]LLC «INGEOSERVICE», Tyumen
[3]Tyumen Industrial University, Tyumen

Annotation. For the $Yu_1^{3–4}$ formation, characteristics of the lithological, petrographic and mineral composition of the rocks are presented. A characteristic of the void space is given, a general diagram of the processes occurring during the stabilization of OWC is given, and an analysis of a core photograph in daylight and ultraviolet light is performed. Based on the completed set of studies, a justification for the inclined position of OWC was given.

Key words: *Upper Jurassic deposits, formation $Yu_1^{3–4}$, inclined OWC, mineral composition, reservoir.*

ВВЕДЕНИЕ

Объект исследований относится к отложениям наунакской свиты, являющейся регионально продуктивным комплексом на юго-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП), стратифицированной верхами позднего бата-оксфордом. На основании изучения циклического строения толщи в ее составе выделяются подугольная, межугольная и надугольная пачки, первая включают пласты $Ю_1^4$, $Ю_1^3$, которые на юго-востоке ЗСНГП рассматриваются как единая песчаная толща.

Для залежей углеводородов (УВ) рассматриваемой части разреза характерным является наклонное положение поверхности водонефтяных контактов (ВНК).

В работе на примере Майской группы месторождений продемонстрировано обоснование факторов, приводящих к формированию наклонных ВНК в залежах УВ.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Характер насыщения продуктивных пластов определялся на основе первичного описания керна по наличию запаха УВ, а также фотоснимком керна в дневном и ультрафиолетовом свете (УФ).

Следует отметить, что в разрезе скважин наблюдается скачкообразное снижение проницаемости в продуктивных отложениях вблизи отметки ВНК при сохранении неизменными значений открытой пористости. При сравниваемых значениях открытой пористости (Кпо) в пределах 12–15%, значения проницаемости (Кпр) изменяются на порядок от 10–50 мД в нефтенасыщенной части пласта до 0.2–1 мД в водонасыщенной части (рис. 1).

Для изучения петрографического и минерального состава продуктивных отложений использовалось описание и фото прокрашенных шлифов, результаты рентгеноструктурного анализа и исследования смачиваемости пород.

В результате было установлено, что наличие гидрослюд в межпоровых каналах оказывает влияние на ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород в связи с тем, что пленка гидрослюди-

© О.А. Смирнов, В.Н. Бородкин, А.В. Лукашов, А.Г. Плавник, 2024

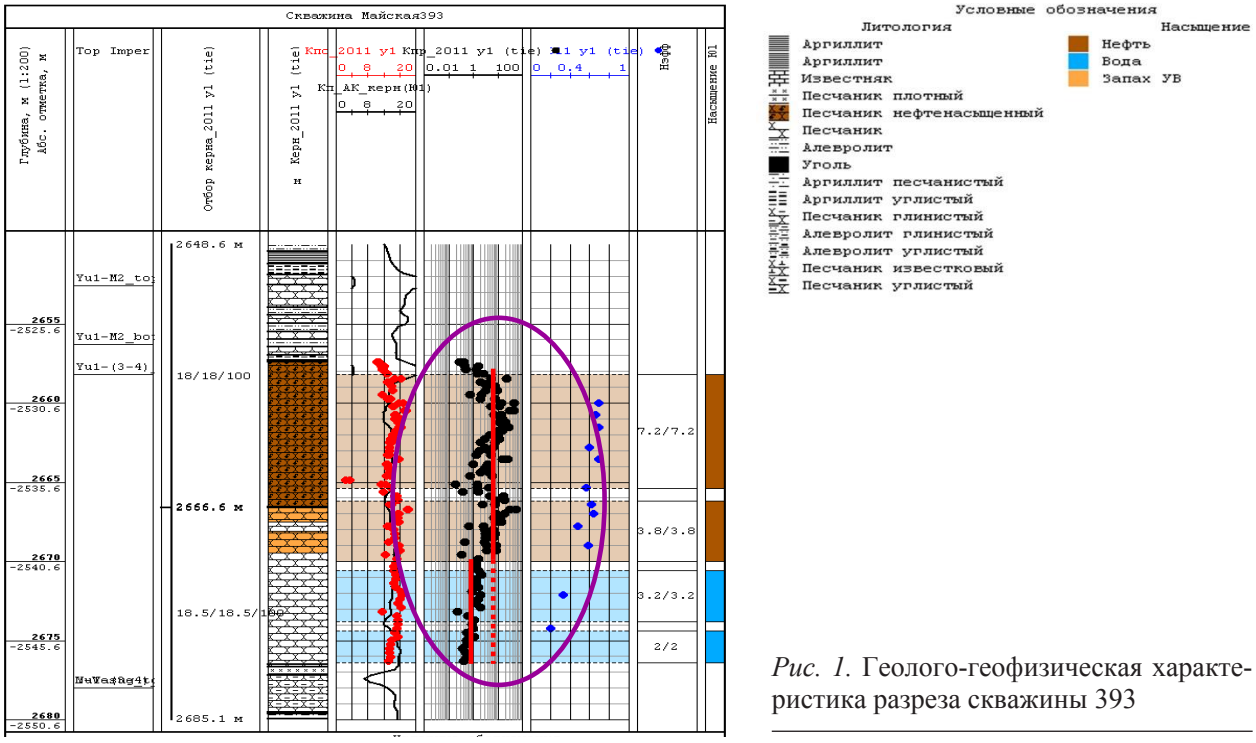


Рис. 1. Геолого-геофизическая характеристика разреза скважины 393

стых минералов не только закупоривает межпоровые каналы, но и формирует слой адсорбированной прочносвязанной воды. Последняя значительно сужает свободное сечение межпоровых каналов. Этим объясняется резкое снижение проницаемости, в то время как объем открытых пор изменяется незначительно (см. рис. 1).

При характеристике пустотного пространства пласта по результатам порометрических исследований керна было установлено, что образцы, отобранные в нефтенасыщенной части пласта, представлены преобладанием более крупных поровых каналов (mod = 4 мкм). Образцы, отобранные вблизи ВНК из водонасыщенной части пласта, характеризуются преобладанием поровых каналов меньшего радиуса (mod = 2 мкм).

Капиллярные исследования также демонстрируют изменение капиллярных свойств пород при переходе от нефтенасыщенной части пласта к поверхности ВНК, наблюдается уменьшение величины капиллярных давлений.

Следует отметить, что в разрезе пластов ряда скважин установлены маломощные карбонатные пропластки, разделяющие на нефтенасыщенную и водонасыщенную части.

Поскольку продуктивный пласт $Ю_1^{3-4}$ является единым геологическим телом, сформированным в близких литолого-фациальных обстановках [1], можно предположить, что эти пропластки образовались в результате наложенной карбонатизации, происходившей в зоне стабилизации ВНК. Выпадение аутигенного кальцита в зоне ВНК было отмечено К.Б. Ашировым еще в 1959 году [2]. На границе контакта вода-нефть происходило активное формирование аутигенных минералов, вследствие образования химически агрессивных органических соединений при реакции между пластовыми водами и компонентами нефти. Негоризонтальность положения ВНК, следовательно, можно объяснить наложением двух факторов: аутигенным минералообразованием (в том числе вторичной карбонатизации) и тектонической историей развития территории.

Опираясь на анализ фотографий керна, выполненных в УФ-свете, возможно уточнить положение ВНК в том случае, когда по каротажным данным это однозначно сделать не представляется возможным.

Анализируя фотографии керна в УФ-свете, обращает на себя внимание то, что в некоторых скважинах (5, 400, 409, 568, 569 и 572) наблюдается слоистый характер насыщения. В скважинах 393 и 397 отмечается относительно равномерное свечение УФ-излучения, что свидетельствует о равномерном распределении углеводородонасыщения.

Сопоставив полученные результаты с картой поверхности ВНК месторождения, можно отметить, что скважины с равномерным насыщением по керну тяготеют к северо-западной части месторождения, а скважины с послойным нефтенасыщением – к юго-восточной, что, в целом, коррелируется с направлением наклона поверхности ВНК.

Можно предположить, что наклон поверхности ВНК свидетельствует о направлении латеральной миграции УВ, которая происходит в северо-западном направлении, а слоистый характер насыщения указывает на струйный характер заполнения залежи. Подобный характер миграции и заполнения ловушки объясняется туннельным эффектом при движении в пористой среде двух несмешивающихся жидкостей (Р. Коллинз, [3]).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, на основании вышеизложенного можно предположить, что наклонная поверхность ВНК залежей УВ образуется как результат постдиагенетических процессов, избирательно изменивших структуру порового пространства коллектора в водонасыщенной и нефтенасыщенной ее частях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Даненберг Е.Е. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрских-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) / Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
2. Аширов К.Б. Цементация приконтурного слоя нефтяных залежей в карбонатных коллекторах и влияние ее на разработку / Аширов К.Б. // Труды Гипровостокнефть. – Вып. 3. – С. 163–174.
3. Формирование нефтяных и газовых месторождений // В.В. Сесенович [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 8–13.

УДК 553.983+551.762.3(571.1)
DOI 10.53954/9785604990070_230

ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФЕНАНТРЕНОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ В БИТУМОИДАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЦЕНТРАЛЬНЫХ И ЮГО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

И.С. Сотнич, Е.А. Костырева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Рассмотрены основные черты геохимии индивидуальных ароматических соединений фенантренового ряда в битумоидах баженовской свиты центральных (север Хантейской гемиантеклизы) и юго-восточных (территория Нюрольской мегавпадины) районов Западной Сибири. Установлено, что с ростом катагенетической преобразованности органического вещества баженовской свиты в составе фенантренов уменьшаются концентрации голоядерного фенантрена и увеличивается содержание его ди- и триметилзамещенных гомологов. Идентифицированные в незрелом аквагенном ОВ (градация $ПК_3$–$МК^1_1$) баженовской свиты соединения 1-метил,7-изопропилфенантрен (ретен) и 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрен исчезают по мере созревания ОВ к концу градации $МК^2_1$.

Ключевые слова: *геохимия, органическое вещество, фенантрены, ароматические соединения, баженовская свита, Западная Сибирь*

FEATURES OF THE PHENANTHRENES DISTRIBUTION IN BITUMENS OF THE BAZHENOV FORMATION IN THE CENTRAL AND SOUTHEASTERN REGIONS OF WESTERN SIBERIA

I.S. Sotnich, E.A. Kostyreva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The main features of the geochemistry of individual aromatic compounds of the phenanthrene series in bitumens of the Bazhenov Formation of the central (north of the Khantei hemianteclise) and southeastern (territory of the Nyurolskaya megadepression) regions of Western Siberia are considered. It has been established that concentration of holonuclear phenanthrene in the composition of phenanthrenes decreases with rising maturity of the Bazhenov Formation's organic matter, while the content of di- and trimethylphenantrenes increases. The compounds 1-methyl,7-isopropylphenanthrene (rethene) and 1,1,7,8-tetramethyl-1,2,3,4-tetrahydrophenanthrene, identified in the immature organic matter (gradation $ПК_3$–$МК^1_1$) of the Bazhenov Formation, disappear as the OM matures towards the end gradation $МК^2_1$.

Key words: *geochemistry, organic matter, phenanthrenes, aromatic compounds, the Bazhenov Formation, Western Siberia*

ВВЕДЕНИЕ

На протяжении всей своей научной деятельности А.Э. Конторович особое внимание уделял геохимическим исследованиям органического вещества (ОВ) баженовской свиты, в том числе изучению состава насыщенных и ароматических фракций битумоидов на молекулярном уровне. Первые результаты изучения ароматических соединений фенантренового ряда в битумоидах баженовской свиты методом хромато-масс-спектрометрии были опубликованы А.Э. Конторовичем с соавторами в 2004 году [Конторович и др., 2004], однако в этой работе основное внимание уделялось распределению фенантренов, дибензотиофенов, моно- и триароматических стероидов, при этом в составе фенантренов были идентифицированы лишь голоядерный фенантрен и его метилзамещенные изомеры (1-, 2-, 3-, 9-метилфенантрены). Задачей представленного исследования является идентификация фенантреновых соединений в составе ароматической фракции битумоидов баженовской свиты и определение влияния фациально-генетического типа и степени зрелости ОВ на их распределение.

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В качестве объекта исследования выбрано ОВ баженовской свиты Повховской, Дружной, Новоортьягунской, Южно-Ягунской, Арчинской, Южно-Майской, Западно-Квензерской площадей, расположенных в центральной и юго-восточной частях Западной Сибири. Исследования проводились по разработанной в ИНГГ СО РАН методике [Конторович и др., 2018; Сотнич, Костырева, 2021 и др.], коллекция кернового материала включала 290 образцов.

© И.С. Сотнич, Е.А. Костырева, 2024

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Среди полициклических ароматических соединений фенантренового ряда в составе ароматической фракции битумоидов баженовской свиты идентифицированы голоядерный фенантрен (m/z = 178), метил- (m/z = 192), диметил- (m/z = 206) и триметилфенантрены (m/z = 220). Среди триметилфенантренов по фрагментарным ионам m/z = 223 и M + 238 идентифицировано соединение 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрен (ТМТГФ), а по m/z = 219 и M + 234 соединение 1-метил,7-изопропилфенантрен (ретен), который характерен как для ОВ континентальных и прибрежно-морских отложений начиная с каменноугольного периода (образование из смол хвойных растений), так и для аквагенного ОВ (некоторые виды фитопланктона) [Каширцев и др., 2018].

Анализ результатов идентифицируемых соединений показал, что в составе битумоидов баженовской свиты центральных районов Западной Сибири (Повховская, Новоортьягунская, Дружная, Южно-Ягунская площади) в наибольших концентрациях присутствуют метил- и диметилфенантрены, содержание которых в среднем составляет 36,5 и 30,0% от суммы всех идентифицированных соединений соответственно. При этом отмечается, что с ростом степени преобразованности содержание диметилфенантренов увеличивается. Так, например, на Южно-Ягунской площади (T_{max} = 434÷442 °С) Северо-Сургутского района содержание диметилфенантренов варьирует в пределах 24,1–29,4% от ∑ фенантренов, в то время как на Повховской площади (T_{max} = 439÷445 °С) их содержание изменяется от 28,9 до 41,4% от ∑ фенантренов. Содержание триметилфенантренов с ростом катагенеза также увеличивается –в среднем, с 15,6% на Южно-Ягунской площади до 20,5% на Повховской площади. Концентрации голоядерного фенантрена, в свою очередь, с ростом катагенеза уменьшаются – в среднем, с 18,2% на Южно-Ягунской площади до 10,1% на Повховской площади.

Распределение фенантреновых соединений в битумоидах баженовской свиты Нюрольской мегавпадины (юго-восток Западной Сибири) подтверждает эту закономерность. Так, в образцах Арчинской и Южно-Майской площадей, характеризующихся низкой степенью преобразованности ОВ (T_{max} = = 418÷426 °С) в составе фенантренов в наибольших концентрациях присутствуют голоядерный фенантрен (до 36,6% от ∑ фенантренов, в среднем 29,3% и 25,9% соответственно) и метилфенантрены (в среднем, 35,2% и 36,5% соответственно). Содержание диметилфенантренов в этих образцах, в среднем, 16,5% и 19,2% от ∑ фенантренов, триметилфенантренов – 6,5% и 8,2% соответственно. В зрелом ОВ баженовской свиты Западно-Квензерской площади (T_{max} = 440÷447 °С) содержание голоядерного фенантрена не превышает 21,5% от ∑ фенантренов (в среднем 17,7%), метилфенантрены достигают 41,9% (в среднем, 39,3%), диметилфенантрены – до 38,2% (в среднем 31,6%), триметилфенантрены – не превышают 13,6% (в среднем, 11,4%).

Стоит также отметить, что в незрелом/слабозрелом органическом веществе баженовской свиты идентифицируются ретен и ТМТГФ. В наибольших концентрациях (ТМТГФ – до 19% от ∑ фенантренов, ретен – до 4,7% от ∑ фенантренов) эти соединения встречаются в битумоидах баженовской свиты Арчинской площади (градация катагенеза $ПК_3$–$МК_1^1$). На Южно-Майской площади содержание ТМТГФ в битумоидах достигает 12,5% от ∑ фенантренов (в среднем, 6,6%), ретен – до 8,1% (в среднем 3,6%). В ОВ Южно-Ягунской площади (градация катагеза $МК_1^1$) содержание ТМТГФ уже не превышает 3,7% (в среднем 1,9%), в Новоортьягунской, Дружной и Повховской площадях (градация $МК_1^1$–$МК_1^2$) – не более 1,5% (в среднем, 0,7, 0,3 и 0,2% соответственно). Содержание ретена в образцах баженовской свиты Северо-Сургутского района не превышает 1,8%. В наиболее зрелом ОВ баженовской свиты Западно-Квензерской площади, находящемся на стадии катагенеза $МК_1^2$, эти два ароматических соединения не идентифицируются.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, из вышеизложенного следует, что соотношение соединений фенантренового ряда в аквагенном органическом веществе баженовской свиты существенно зависит от степени его зрелости. Влияние фациально-генетических обстановок накопления ОВ на распределение фенантренов в битумоидах баженовской свиты пока не установлено, требуются дальнейшие исследования.

Работа выполнена в рамках проектов №№ FWZZ-2022-0011 и FWZZ-2022-0012 Государственной программы ФНИ, а также при финансовой поддержке гранта РНФ № 23-77-01088

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Е.Н. Иванова, А.Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 873–883.

2. Конторович А.Э. Геохимия битумоидов баженовской свиты / А.Э. Конторович, Е.А. Костырева, С.В. Родякин, И.С. Сотнич, П.А. Ян. Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 79–88.
3. Сотнич И.С. Ароматические соединения в битумоидах баженовской свиты севера Хантейской гемиантеклизы / И.С. Сотнич, Е.А. Костырева. Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 42–51.
4. Каширцев В.А. Биомаркеры-фенантрены в органическом веществе докембрийских и фанерозойских отложений и в нефтях Сибирской платформы / В.А. Каширцев, Т.М. Парфенова, А.К. Головко, Б.Л. Никитенко, И.Н. Зуева, О.Н. Чалая. Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 10. – С. 1720–1729.

УДК 550.47:553.96(571.17)
DOI 10.53954/9785604990070_233

ГЕОХИМИЯ БАРЗАССИТОВ

И.Д. Тимошина, А.Н. Фомин, А.Э. Конторович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Девонские бурые угли Барзасского месторождения Кузбасса имеют признаки террагенного органического вещества (ОВ): $\delta^{13}C_{орг}$ (−24 ÷ −18 ‰), распределения трициклановв ($2C_{19-20}/C_{23-26}$>1) и стеранов (C_{29}/C_{27}>>1), содержат биомаркеры хвойных растений. При этом ряд характеристик свойственны аквагенному ОВ: водородный индекс HI (около 450 мг УВ/ г $C_{орг}$), элементный состав керогена (H □ 8.0–8.5%), в ациклических углеводородах P_{aq}>0.5; в ароматической фракции ТАС/МАС>5. Противоречивость этих данных не позволяют однозначно судить о генезисе угля. Углепетрографические исследования показывают, что барзасситы относятся к кутикуловым липтобиолитам, сложенным остатками первых примитивных высших растений.

Ключевые слова: *девон, бурые угли, органический углерод, пиролиз, углеводороды-биомаркеры.*

GEOCHEMISTRY OF BARZASSITES

I. Timoshina, A. Fomin, A.Kontorovich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. Devonian brown coals of the Barzasskoye field of Kuzbass have signs of terrestrial organic matter (OM): $\delta^{13}C_{org}$ (−24 ÷ −18 ‰), distributions of tricyclanes ($2C_{19-20}/C_{23-26}$>1) and steranes (C_{29}/C_{27}>>1), contain biomarkers of coniferous plants. At the same time, a number of parameters are characteristic of marine OM: the hydrogen index HI (about 450 mg HC/ g C_{org}), the elemental composition of kerogen (H □ 8.0–8.5%), in acyclic hydrocarbons P_{aq}>0.5; in the aromatic fraction TAS/MAS>5. The inconsistency of these data does not allow us to make an unambiguous judgment about the genesis of coal. Coal petrographic studies show that barzassites belong to cuticular liptobiolites composed of the remains of the first primitive higher plants.

Key words: *devon, brown coals, organic carbon, pyrolysis, biomarker hydrocarbons.*

ВВЕДЕНИЕ

Геохимия органического вещества (ОВ) барзасской свиты уже изучалась В.А. Каширцевым, А.Э. Конторовичем, В.Н. Меленевским, В.И. Москвиным, А.Н. Фоминым и др. на единичных образцах. А.Э. Конторовичем были поставлены работы по отбору представительной коллекции и ее лабораторному исследованию по принятым в ИНГГ СО РАН методикам [1]. В настоящем сообщении кратко показаны отдельные результаты – уточнены условия формирования, генетический тип и уровень катагенеза среднедевонских бурых углей Барзасского месторождения Кузбасса.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Барзасситы значительно обогащены ОВ – $C_{орг}$ составляет 6.2–73.3%, в среднем 54.3%. Они содержат 0.010–3.465%, в среднем 1.259% битумоидов, которые являются автохтонными: битумоидный коэффициент β <5%, концентрация суммы насыщенных и ароматических углеводородов составляет менее 50% на битумоид, – следовательно, характеристики битумоидов можно распространять на вмещающие породы.

Барзасситы имеют ряд свойственных террагенному ОВ признаков: изотопный состав органического углерода $\delta^{13}C_{орг}$ составляет (–24)–(–18) ‰ [2]; в половине битумоидов nC_{27}/nC_{17} ≥1 и во всех битумоидах CPI>1; в стеранах доминирует C_{29} [3]; отношение суммы гопанов C_{27-35} к трицикланам C_{19-31} в основном >>1 [3]; максимум в трицикланах приходится в основном на C_{19-21} и во всех битумоидах трицикловый индекс >1 [4]; найдены биомаркеры хвойных растений филлокладаны и каураны [5]; во всех образцах концентрации моноароматических стероидов низкие – <3 %) [6]. При этом есть черты и аквагенного ОВ: высокий водородный индекс HI (до 654 мг УВ/ г $C_{орг}$, в среднем около 450 мг УВ/ г $C_{орг}$) присущий керогенам II и даже I типов; обогащенные водородом керогены (8.0–8.5%); в 7 битумоидах nC_{27}/nC_{17}<1, вклад водной растительности выше вклада наземной (P_{aq}>0.5) [7]; Pr/Ph в основном несколько ниже 1; во всех образцах отношение триароматических стероидов к моноароматическим >5. Эти данные не позволяют однозначно судить о генетической природе угля. Углепетрографические исследования показывают, что барзасситы относятся к кутикуловым липтобиолитам, сложенным остатками первых примитивных выс-

© И.Д. Тимошина, А.Н. Фомин, А.Э. Конторович, 2023

ших растений. По вещественно-петрографической классификации гумусовых углей они относится к группе гумолитов, классу липоидолитов, подклассу липоидотитов, типу гелито-липоидотитов, разновидности кутикуловой. Микроскопическое изучение барзасситов показывает следующие усредненные содержания групп мацералов: 52% лейптинита, 46% витринита, 2% фюзинита [8].

Судя по высоким концентрациям диастеранов (βα/(αα + ββ) > 0.3) [3], материнское органическое вещество накапливалось и подверглось диагенетическим трансформациям в бассейне с глинистой седиментацией. Диагенез ОВ происходил при отсутствии сероводорода в осадке (C_{34}>C_{35} в гомогопанах) [5], но иногда наступало и сероводородное заражение (в 6 битумоидах концентрации дибензотиофенов >9%) [6].

Оценка катагенеза по разным параметрам показывает противоречивые результаты. По данным углепетрографии ОВ барзасситов слабо зрелое ($R^o_{vt} \leq 0.50\%$), этой оценке соответствуют сохранившийся высокий нефтегенерационный потенциал (повышенный водородный индекс), содержания водорода в керогенах. По стерановому коэффициенту зрелости К2 [3] ОВ также относится в основном к слабо зрелому (<2.6). Соединения ароматической фракции фиксируют в основном более высокую катагенетическую преобразованность ОВ – по ТАСИ [5] и MPI-1 [9] только 2 (≤0.07) и 5 (≤0.46) образцов соответствуют градациям ≤$МК^1_1$, остальные – градациям $МК^2_1$–$МК_2$, по MDR [9] градации еще выше. Такое несоответствие ароматических показателей катагенеза оценкам по другим параметрам позволяет предположить, что соединения ароматической фракции не применимы для слабо зрелого ОВ барзасситов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, барзасситы обладают рядом специфических характеристик, которые могут быть связаны с их возрастом и спецификой исходной биоты и/или с низкой степенью зрелости. Они имеют признаки как террагенного ОВ ($\delta^{13}C_{орг}$, распределение трицикланови стеранов, наличие биомаркеров хвойных растений), так и аквагенного (водородный индекс HI, элементный состав керогена, в ациклических УВ P_{aq}>0.5, в ароматической фракции ТАС/МАС>5), что может быть следствием двойственного облика растений времени выхода их на сушу. По углепетрографическим данным они относятся к кутикуловым липтобиолитовым углям. Кроме того, распределение стеранов (C_{29}>>C_{27}) в углях может указывать как на террагенное ОВ, так и на принадлежность к более древней морской биоте, чьи признаки прослеживаются от протерозоя до девона. Барзасситы имеют низкую катагенетическую преобразованность и, судя по данным пиролиза, обладают высоким нефтегенерационным потенциалом.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0011.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Борисова Л.С. Комплекс химических и физических методов получения и исследования компонентов органического вещества пород и нафтидов: Учебно-методическое пособие / Л.С. Борисова, Е.А. Фурсенко, Е.А. Костырева, И.Д. Тимошина. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. – 84 с.
2. Конторович А.Э. Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти / А.Э. Конторович, Н.А. Верховская, И.Д. Тимошина, А.С. Фомичев. Геология и геофизика. – 1986. – № 5. – С. 3–12.
3. Петров Ал.А. Геохимическая типизация нефтей / Ал.А. Петров. Геохимия. – 1994. – № 6. – С. 876–891.
4. Конторович А.Э. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А.Э. Конторович, С.Ф. Бахтуров, А.К. Башарин, С.Ю. Беляев, Л.М. Бурштейн, А.А. Конторович, В.А. Кринин, А.И. Ларичев, Ли Году, В.Н. Меленевский, И.Д. Тимошина, Г.С. Фрадкин, А.В. Хоменко. Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676–1693.
5. Peters K.E. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments / K.E. Peters, J.M. Moldowan. – New Jersey: Prentice Hall, Englwood Cliffs. – 1993. – 363 p.
6. Конторович А.Э. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Е.Н. Иванова, А.Н. Фомин. Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 873–883.
7. Ficken K.J. An *n*-alkane proxy for the sedimentary input of submerged/floating freshwater aquatic macrophytes / K.J. Ficken, B. Li, D.L. Swain, G. Eglinton // Organic geochemistry. – 2000. – V. 31. – P. 745–749.
8. Фомин А.Н. Об исходном материале барзасских углей Кузбасса / А.Н. Фомин // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2023. – № 46(56). – С. 179–185.
9. Radke M. Distribution of alkylated aromatic hydrocarbons and dibenzothiophenes in rocks of the Upper Rhine Graben / M. Radke, D.H. Welte, H. Willsch // Chemical Geology. – 1991. – V. 93. – № 3–4. – P. 325–41.

УДК 546:027
DOI 10.53954/9785604990070_235

С-, О-ИЗОТОПНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСКОБИНСКОЙ СВИТЫ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

К.А. Тихонова

ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск

Аннотация. Представлены результаты геохимических и изотопных исследований карбонатных пород оскобинской свиты по данным кернового материала на территории центральной части Байкитской антеклизы. Полученные результаты демонстрируют особые факторы литогенеза, протекающего в условиях пониженных концентраций стронция и повышенных – железа и марганца. Выявлены интервалы сульфатно-карбонатных пород с облегченным изотопным составом углерода.

Ключевые слова: *венд, Сибирская платформа, хемостратиграфия, изотопный анализ, оскобинская свита*

C-, O-ISOTOPIC CHARACTERISTICS OF THE OSKOBA FORMATION IN THE BAIKIT ANTECLISE CENTRAL PART

K. Tikhonova

RN-KrasnoyarskNIPIneft LLC, Krasnoyarsk

Annotation. The results of geochemical and isotopic studies of the Oskoba Formation carbonate rocks based on well data in the Baykit anteclise central part are presented. The obtained results demonstrate the special factors of lithogenesis occurring under low concentrations conditions of strontium and high concentrations of iron and manganese. Intervals of sulfate-carbonate rocks with a lighter carbon isotope composition are identified.

Key words: *Vendian, Siberian Platform, chemostratigraphy, isotope analysis, Oskoba Formation*

На территории Байкитской антеклизы оскобинская свита, представленная карбонатными, сульфатно-карбонатными, терригенно-карбонатными, терригенными породами, расположена на отложениях ванаварской свиты, а в случае её отсутствия на породах фундамента или осадочного чехла рифейского возраста. Стратиграфическими аналогами свиты во внутренних районах Сибирской платформы могут выступать тирская, бюкская, которые имеют площадное распространение за исключением Бахтинской и Гаженской фациальных зон [4]. В направлении от периферии к центральной части рассматриваемой структуры происходит сокращение свиты вплоть до полного её выклинивания за счет отсутствия нижней части [5]. Непостоянный характер свиты и её неоднородный состав определяют потребность в методах стратиграфической корреляции, а имеющиеся данные по стратиграфическим аналогам показывают, что этот интервал содержит несколько отрицательных экскурсов изотопного состава карбонатного углерода, которые могут служить маркерами при региональной корреляции [3].

В составе оскобинской свиты выделены пласты Б-IX и Б-VIII, разделенные терригенной пачкой с повышенными показаниями гамма-каротажа. Для определения их минерального и химического составов были выполнены петрографический (23 образца), рентгенофазовый (80 образцов), рентгенофлуоресцентный (76 образцов) анализы, а также масс-спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой (75 образцов) и изотопный анализ углерода и кислорода (82 образца). Определение изотопного состава выполнено на изотопном масс-спектрометре «Delta V Plus». Контроль точности измерений выполнен по международному стандарту NBS-18 и IAEA-603.

Пласт Б-VIII представлен доломитами с содержанием терригенной составляющей до 38% (кварц, калиевые полевые шпаты (КПШ) и глинистые минералы) и доломитами ангидритистыми с содержанием ангидрита до 8%. Разброс значений $\delta^{13}C$ (VPDB) охватывает интервал от –11.3 до 2.1 ‰, а показатели $\delta^{18}O$ (SMOW) в этих образцах – 24.4 и 27.2‰ соответственно. Значения $\delta^{13}C$ обнаруживают положительную корреляцию только со значениями $\delta^{18}O$ ($R^2 = 0,5$), корреляция с отношениями Fe/Sr и Mn/Sr отсутствует. *В перемычке* между пластами значения $\delta^{13}C$ были получены из доломита с терригенной примесью (суммарное содержание кварца, КПШ и глинистых минералов до 25%) и находятся в пределах от –7 до 0.7‰ со значениями $\delta^{18}O$ 26.1 и 27‰ соответственно. Корреляция значений $\delta^{13}C$ с другими параметрами отсутствует.

Пласт Б-IX охарактеризован большей плотностью измерений, полученных из образцов различного минерального состава. Терригенная составляющая присутствует в доломитах до 36%, а ангидрит до

© К.А. Тихонова, 2024

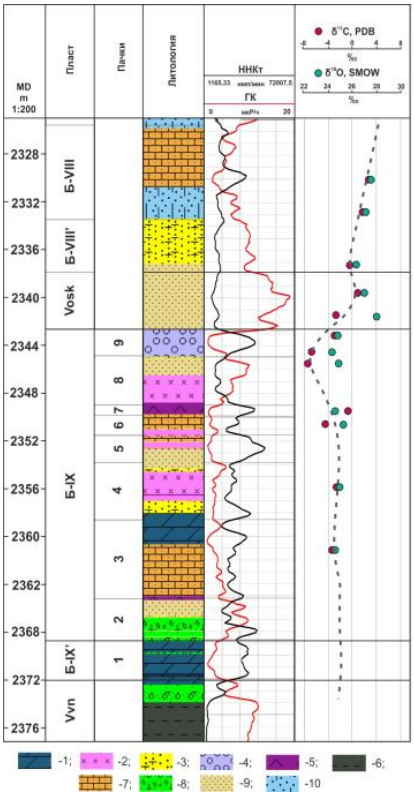


Рис. 1. Значения $\delta^{13}C$ и $\delta^{18}O$ для образцов, удовлетворяющих критериям сохранности изотопной системы.

Условные обозначения: 1 – доломит, 2 – доломит ангидритовый, 3 – песчаник, 4 – доломит ооидный, 5 – ангидрит, 6 – аргиллит, 7 – доломит с терригенной примесью, 8 – гравелит, 9 – песчано-алеврито-глинистая порода, 10 – песчано-алеврито-глинистая, карбонатная порода

54%. Значения $\delta^{13}C$ расположены в широком диапазоне от –10.7 до 0.6‰ со значениями $\delta^{18}O$ 27.7 и 26.1‰ соответственно. По разрезу отмечено постепенное облегчение изотопного состава углерода к кровле пласта. Анализ связи изменения изотопных характеристик относительно минерального состава не выявил закономерностей.

При изучении геохимических показателей оскобинской свиты было выявлено низкое содержание Sr и высокое содержание Fe, Mn, что может говорить о сильном воздействии постседиментационных процессов. Однако, низкие концентрации Sr могут быть особенностью исследуемой территории, а высокие концентрации Fe результатом привноса терригенной примеси в карбонатный осадок. Содержание Sr в относительно мономинеральных карбонатных образцах (доломит) изменяется от 43 г/т до 177 г/т, а в сульфатно-карбонатных образцах с долей ангидрита от 1 до 59.8% стронций присутствует в концентрации от 55 до 726 г/т. Кроме рассматриваемых отложений на территории Сибирской платформы низкие концентрации Sr (67 г/т) также характерны для венд-кембрийских отложений (боксонская серия) в её южном складчатом обрамлении. [2]. А в центральных районах Сибирской платформы для бюкской свиты характерен широкий диапазон концентраций стронция от 43 до 470 г/т [1]. Отношения Fe/Sr и Mn/Sr удовлетворяют геохимическим критериям сохранности (Fe/Sr<40 и Mn/Sr<10) изотопной системы кислорода и углерода только для 12 образцов из всей выборки. Эти образцы имеют неоднородный минеральный состав с содержанием ангидрита до 52% и терригенной примеси до 7%. В образцах из пласта Б-IX изотопный состав углерода изменяется от –6,18 до –1,25‰, в пласте *Б-VIII* от –0,79 до 2,14‰, в перемычке между пластами от –2,9 до 0,8‰.

Низкие концентрации стронция, а также высокие – железа, марганца приводят к завышению отношений Fe/Sr и Mn/Sr и, вероятно, к некорректным выводам о постседиментационных преобразованиях. Отложения оскобинской свиты требуют детального анализа и определения собственных критериев сохранности изотопной системы кислорода и углерода. В интервале оскобинской свиты в центральной части Байкитской антеклизы отмечен отрицательный экскурс в кровле пласта Б-IX со значениями $\delta^{13}C$ –10,7…–5,6, который может быть сопоставим с одним из экскурсов в интервале венда. Однако из-за неопределенностей в определении геохимических параметров сохранности изотопной системы выполнить точную привязку к стратиграфическим уровням на данным момент не представляется возможным.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кочнев Б.Б. C- и Sr-изотопная хемостратиграфия карбонатных отложений венда-нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы / Б.Б. Кочнев, Б.Г. Покровский, А.Б. Кузнецов, В.В. Марусин. Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 6. – С. 731–755.
2. Летникова Е.Ф. Геохимическая специфика карбонатных отложений различных геодинамических обстановок Северо-Восточного сегмента Палеоазиатского океана / Е.Ф. Летникова. Литосфера. – 2005. – № 1. – С. 81–90.
3. Макет региональной корреляционной стратиграфической схемы вендских отложений Сибирской платформы / Под ред. Б.Б. Кочнева, Н.В. Мельникова. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2022. – 165 с.
4. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018.
5. Тихонова К.А. Концептуальная геологическая модель строения нижней части вендских отложений в пределах центральной части Байкитской антеклизы / К.А. Тихонова, С.К. Квачко, Д.В. Назаров, Н.Б. Красильникова. Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 5. – С. 68–73.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_237

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МОЛЕКУЛЯРНОГО И ИЗОТОПНОГО СОСТАВА ОВ ПОРОД ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП

П.В. Трушков[1], А.О. Солтанова[1], И.В. Гончаров[1,2], В.В. Самойленко[1], М.А. Веклич[1]

[1]Акционерное общество «ТомскНИПИнефть», г. Томск
[2] Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Аннотация. На основании результатов детальных геохимических исследований образцов керна и хлороформенных экстрактов из пород показаны принципиальные отличия типа ОВ пород доманикового (семилукского) горизонта и франско-фаменской толщи. При этом, специфика геологических условий определила разные тренды изменения типов керогена этих пород в региональном плане.

Ключевые слова: *доманик, геохимические исследования, молекулярные параметры, изотопный состав углерода, Волго-Уральская НГП.*

REGIONAL FEATURES OF MOLECULAR AND ISOTOPIC COMPOSITION OF ORGANIC MATTER OF DOMANIC DEPOSITS ROCKS OF THE VOLGA-URAL OIL AND GAS PROVINCE

P. Trushkov[1], A. Soltanova[1], I. Goncharov[1,2], V. Samoilenko[1], M. Veklich[1]

[1]JSC "TomskNIPIneft", Tomsk
[2]National research Tomsk polytechnic university, Tomsk

Annotation. Based on the results of detailed geochemical studies of the core samples and chloroform bitumens, fundamental differences between Domanik (Semiluk) horizon and the Frasnian-Famenian rocks are shown. Specifics of geological conditions determined different trends of changes in the types of kerogen of these rocks in the regional plan.

Key words: *Domanik Formation, geochemical studies, biomarkers, carbon isotopic compound, Volga-Ural oil-and-gas province*

Формирование осадков доманиковых отложений приурочено к максимуму морской трансгрессии в конце саргаевского и на протяжении всего семилукского времени, когда в условиях глубоководного бассейна протекало накопление тонкоотмученных илов, обогащённых кремнистым материалом и содержащих зачастую аномально высокие количества ОВ. Специфика геологических условий и особенностей среды осадконакопления предопределили в разрезе доманиковых отложений ($D_3f_3 – C_1t$) депрессионного типа два самостоятельных источника жидких УВ. Первый связан с отложениями собственно доманикового (семилукского) горизонта (рис. 1), представленными переслаиванием силицитов тёмно-серых и известняков тёмно-серых кремнистых. Они содержат значительные количества ОВ (Сорг до 22%, ср. знач. 8.1%) и на начальном этапе термической эволюции могли обладать весьма высоким генерационным качеством ОВ (HI_0 = 600…650 мг УВ/г Сорг.). Второй возможный источник жидких УВ в разрезе доманиковой толщи связан с обогащёнными ОВ породами верхнефранско-турнейского возраста. Несмотря на более скромный современный (и, очевидно, начальный) генерационный потенциал и качество ОВ, эти породы при достижении достаточного уровня катагенеза также могут внести существенный вклад в суммарную нефтегазоносность территории. Ранее нами были показаны принципиальные отличия современных и начальных генерационных характеристик этих пород, а также особенности фациально-генетического облика и кинетики термической деструкции их ОВ [1, 2, 3]. Вместе с тем, в региональном плане закономерности изменения генетического облика ОВ и, как следствие, типа керогена в породах семилукского горизонта и позднефранско-турнейских (надбурегских) отложений не однотипны. Так, в пределах Мухано-Ероховского прогиба (см. рис. 1) породы надбурегской толщи содержат осернённый кероген типа II-S, тогда как ОВ доманикового горизонта близко «классическому» керогену II типа. Этот тезис находит отражение в значениях пиролитических характеристик и ряда молекулярных параметров, а также кинетической модели ОВ этих пород и подтверждается в работах других исследователей [4].

Иная ситуация отмечается для депрессионного типа разреза доманиковых отложений республик Башкортостан и Удмуртия. Здесь, для материнских пород доманикового типа отмечается обратная последовательность типов керогена при движении снизу вверх по разрезу осадочного чехла. Совокупность полученных результатов (рис. 2) позволяет предполагать развитие в отложениях доманикового (семилукского) горизонта высоко осернённого керогена типа II-S, который вступает в фазу активной

© П.В. Трушков, А.О. Солтанова, И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, М.А. Веклич 2023

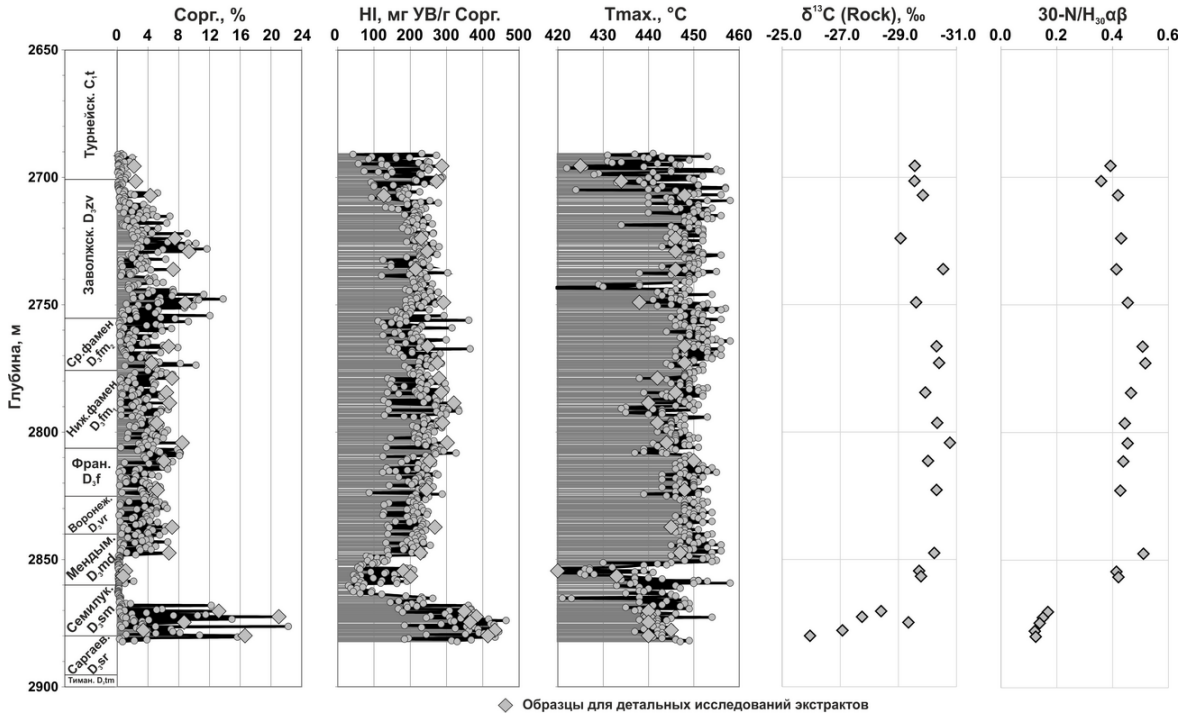


Рис. 1. Разрез одной из скважин осевой части Мухано-Ероховского прогиба (Самарская обл.)

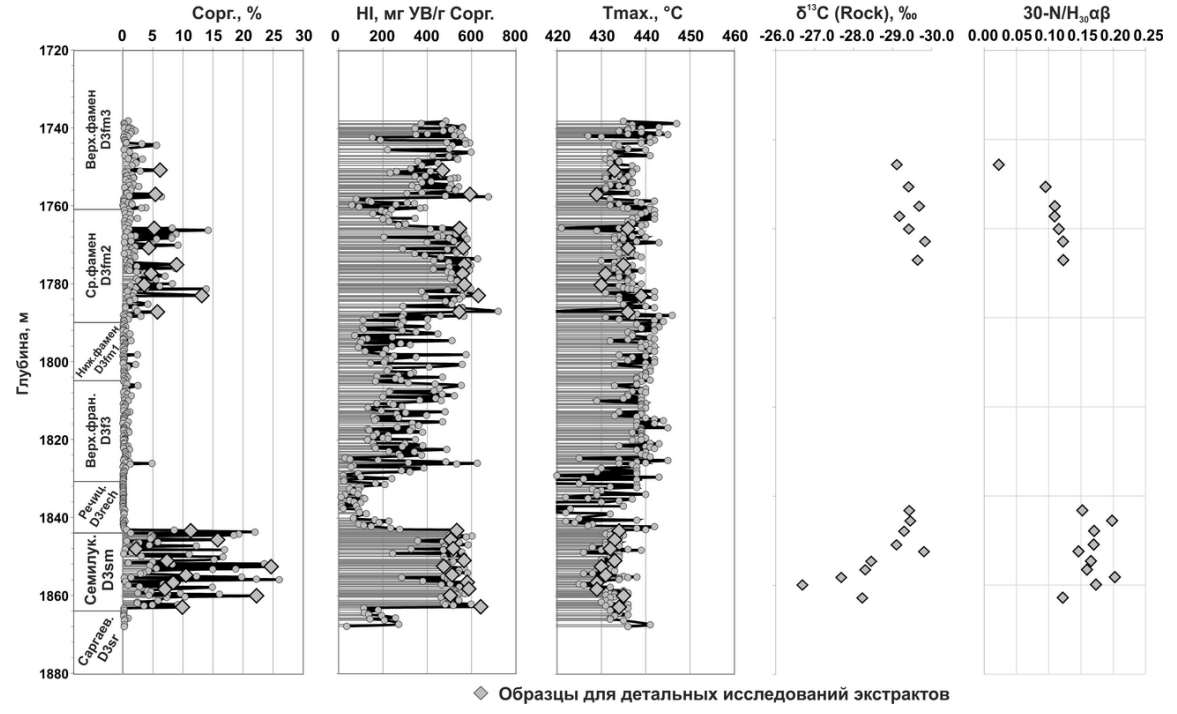


Рис. 2. Разрез одной из скважин Благовещенской впадины (респ. Башкортостан)

генерации жидких УВ при сравнительно невысоком катагенезе (Tmax < 430 °C). В свою очередь, для отложений речицко-заволжского возраста (надбурегской толщи) указанных территорий совокупность геохимических параметров (пиролитических, молекулярных) скорее указывает на принадлежность их ОВ к керогену II типа. Наблюдаемые отличия генетического облика ОВ могло быть связано с частичной сменой комплекса биопродуцентов – источника первичной биомассы осадков, а также глубиной её анаэробной переработки в диагенезе и механизмов внедрения серы в структуру протокерогена. Какой из этих факторов оказал решающее влияние на тип ОВ разных частей единой доманиковой толщи – вопрос дискуссионный. Однако подобные особенности ОВ требуют использования разных кинетических моделей и начальных генерационных характеристик при восстановлении геологической истории осадочного бассейна, моделировании процессов нефтегазообразования и оценке масштабов генерации УВ разными частями разреза единой доманиковой толщи

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Обласов Н.В., Гончаров И.В., Эфтор И.В., Трушков П.В., Самойленко В.В., Фадеева С.В., Кашапов Р.С., Веклич М.А. Особенности кинетики нефтеобразования в породах доманиковой толщи Муханово-Ероховского прогиба / Н.В. Обласов // Новые идеи в геологии нефти и газа. Научно-практическая конференция (25–26 мая 2023 г.): материалы конференции. – Москва, 2023
2. Солтанова А.О., Самойленко В.В., Гончаров И.В., Трушков П.В., Шакиров В.А. Генетические особенности ОВ пород доманиковой толщи Мухано-Ероховского прогиба (Самарская область) / Солтанова А.О. Геохимия и петрография угля, горючих сланцев и битуминозных пород. Российская научная конференция (2–6 октября 2023 г): материалы конференции. – Сыктывкар, 2023. – С. 104–106
3. Трушков П.В., Самойленко В.В., Гончаров И.В., Веклич М.А., Солтанова А.О., Эфтор И.В., Шакиров В.А. Изотопный состав углерода экстрактов из пород и нерастворимого ОВ доманиковых отложений Южно-Татарского свода и Мухано-Ероховского прогиба / Трушков П.В. // XXIII Симпозиум по геохимии изотопов им. А.П. Виноградова (14–16 ноября 2023г.): материалы конференции. – Москва, 2023. – С. 171–173.
4. Полудеткина Е.Н. Доказательство формирования ОВ карбонатных и карбонатно-кремнистых отложений верхнего девона Южно-Татарского свода в условиях постоянной аноксии в фотическом слое / Полудеткина Е.Н., Смирнов М.Б., Фадеева Н.П., Козлова Е.В.// Геохимия. – 2017. – № 8. – С. 730–740.

УДК 550. 8.05
DOI 10.53954/9785604990070_240

ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ ГИДРОМИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ В РАЙОНАХ ГАЗОДОБЫЧИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

В.Н. Фёдоров[1], С.Б. Коротков[1], А.Г. Вахромеев [2], И.А.Тиханович[1], Р.В. Горохов[1]

1 ООО «Газпром инвест», г. Санкт-Петербург
[2] ФГБУН Институт земной коры СО РАН, г. Иркутск

Аннотация. На базе Ковыктинского кластера газодобычи Иркутской области Группа Газпром продолжает геологоразведку гидроминерального сырья и начинает опытно-экспериментальное освоение сложных залежей глубокозалегающих субпластовых промышленных рассолов. Сложнейшее геологическое строение разреза, предельные концентрации рассола и климатические условия ограничивают прямое заимствование зарубежного опыта и требуют глубокой научно-практической проработки технологических решений.

Ключевые слова: *гидроминеральное сырье, углеводородное сырье, попутные пластовые воды, литий, подсчет запасов и геолого-экономическая оценка, ТРИЗ ГМС, криоконцентрирование ГМС.*

DEVELOPMENT OF BRINE RESERVOIR ASSOCIATED WATER IN THE GAS PRODUCTION AREAS OF THE IRKUTSK REGION

V.N. Fedorov[1], S.B. Korotkov[1], A.G. Vakhromeev[2], I.A.Tikhanovich[1], R.V. Gorokhov[1]

[1] Gazprom Invest Limited Liability Company, St. Petersburg
[2] Federal State Budgetary Institution of the Earth's Crust SB RAS, Irkutsk

Annotation. On the basis of the Kovykta gas production cluster in the Irkutsk region, Gazprom Group continues exploration of hydromineral raw materials and begins pilot development of complex deep-lying reservoir brines. The complex geological structure of the section, extreme brine concentrations and climatic conditions limit the direct borrowing of foreign experience and require in-depth scientific study of technological solutions.

Keywords: *hard-to-recover hydromineral reserves, industrial brines, lithium, reserves evaluation and economic assessment, TRIZ GMS, cryoconcentration.*

Государственная «Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР» (Восточная газовая программа) утверждена в сентябре 2007 г. приказом Министерства промышленности и энергетики РФ. Координировать реализацию Программы Правительство РФ поручило ПАО «Газпром»[1]. В 2022 г. начата подача газа с Ковыктинского газоконденсатного месторождения в ГТС «Сила Сибири» [2]. Ресурсная база углеводородного сырья (УВС) Восточно-Сибирской провинции, уступает ресурсной базе Западной-Сибири. Ожидать открытия новых крупных месторождений нефти и (или) газа не приходится [3, 4]. Однако, Сибирская платформа является также уникальной кладовой твердых полезных ископаемых (ТПИ), солей и гидроминерального сырья (ГМС). Здесь сформировался крупнейший в Мире солеродный бассейн, с которым связаны месторождения УВС и ГМС [5, 6, 7, 8, 9]. Комплексное освоение полезных ископаемых даст мощнейший синергетический эффект в экономическом развитии региона. Проработка подобных проектов велась, начиная с 60-х годов XX в. и заметно активизировалась в последнее десятилетие [10, 11, 12, 13].

С 2016 г. ПАО «Газпром» исследует возможности опытно-промышленной добычи и переработки ГМС с целью извлечения ценных химических компонентов (ЦХК) в пределах Ковыктинского участка недр [13]. Ресурсный потенциал ЦХК связывают с так называемой «маточной рапой» и локальными зонами рапопроявлений, выявленных в ходе разведочного и эксплуатационного бурения. Рапа – пластовая вода, предельно насыщенные рассолы (до 620 г/л), смеси природных кристаллогидратов ($CaCl_2 \times \times 6\ H_2O$, $MgCl_2 \times 6\ H_2O$, $FeCl_3 \times 6H_2O$, KCl. $MgCl_2 \times 6H_2O$, $CaMg_2Cl\ 6 \times 12H_2O$, LiCl, NaCl и др.) [14, 15]. Ареал распространения УВС и, вероятно, зон повышенной концентрации ЦХК ГМС, контролируется галогенными флюидоупорами. Строение Сибирской соленосной толщи уникально – помимо грандиозных размеров в тысячи километров и мощности, достигающей 1000 м, она характеризуется выдержанным пластовым субгоризонтальным строением и отсутствием выявленной солянокупольной тектоники. Нижнекембрийская соль чередуется с прослоями строматолитовых доломитов. На Ковыктинском газоконденсатном месторождении выделяют четыре соленосные свиты: литвинцевскую, ангарскую, бельскую и усольскую. Рапопроявления при бурении, в т.ч. катастрофические, были связаны с тремя [16, 17]. Геохимический прогноз рапопроявлений малодостоверен, геофизический пока отрабаты-

© В.Н. Фёдоров, С.Б. Коротков, А.Г. Вахромеев, И.А.Тиханович, Р.В. Горохов, 2024

вается, пластовые физ.-хим. свойства многокомпонентной рапы слабо изучены. Подсчет ресурсной базы с применением традиционных подходов нефтегазовой геологии не применим, а подходов гидрогеологии – затруднителен и требует проведения ГРР. Не стоит отрицать вероятность существования зон повышенных концентраций ЦХК в транзитных кембрийских и попутных вендских пластовых водах, а также в твердых солях.

Для повышения результативности ГРР на ЦХК ГМС необходимы, помимо новых геофизических технологий, фундаментальные исследования процессов парагенезиса УВС-ГМС-солей и флюидодинамики глубоких промышленных вод [18, 19, 20]. Перспективны исследования, связанные с численным моделированием пластовых систем вода–газ–соль для определения границ фазовых переходов многокомпонентных расслолов [21, 22]. Помимо вышеперечисленных проблем разведки и подсчета запасов ЦХК ГМС [23, 24], на сегодняшний день существует серьезная неопределенность с технологиями рентабельной переработки и утилизацией ТРИЗ ГМС Иркутской области [14, 25, 26]. Существующий мировой опыт добычи и переработки литийсодержащих рассолов ограниченно применим на российских объектах соле- и рассолодобычи. К проблемам водоподготовки добавляются проблемы селективного извлечения целевых компонентов и сбыта компонентов второй очереди, возврата рассолов в недра. В противовес технологиям **гелиоконцентрирования ГМС**, используемым в южных странах, авторы предлагают рассмотреть возможность **криоконцентрирования ГМС** [25, 26] в технологических прудах-накопителях (амбарах) для последующей трубопроводной транспортировки и селективной переработки. Авторы поддерживают предложение А.Г. Вахромеева о добавлении в классификацию промышленных вод нового типа ГМС – **ТРИЗ ГМС** – трудноизвлекаемое гидроминеральное сырье сложного химического состава, залегающее на глубинах более 1000 м и характеризующиеся зонально-интервальным увеличением концентраций ЦХК до промышленно значимых.

Резюмируя вышеизложенное, отметим, что только тесное взаимодействие фундаментальной геологической и химической науки, профильных прикладных и проектных НИИ, ВУЗов и отечественных недропользователей поможет эффективно преодолеть все трудности и обеспечить полную импортонезависимость России по литию и другим всем востребованным химическим элементам. Целесообразно вспомнить положительный опыт взаимодействия Мингео СССР и АН СССР и рассмотреть целесообразность создания Научного координационного совета РАН по гидроминеральному сырью и солям с участием всех заинтересованных сторон.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ПАО «Газпром»: офиц. сайт, релиз от 25.04.2023 «Газпром» продолжает активно развивать газовую промышленность на Востоке России» URL: https://www.gazprom.ru/press/news/2023/april/article563467/ (дата обращения 19.02.2024).
2. ПАО «Газпром»: офиц. сайт, релиз от 25.10.2022 «Начало пусконаладки на уникальном Ковыктинском месторождении – важный этап в реализации проекта «Сила Сибири»URL: https://www.gazprom.ru/press/news/2023/april/article563467/ (дата обращения 19.02.2024).
3. Карнаухов С.М. Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский осадочные мегабассейны: сравнительная характеристика геологического строения, онтогенеза углеводородов, запасов и ресурсов газа и нефти / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов // IX Всеросс. науч.-техн.конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса»: тезисы докл. – М.: РГУНГ, 2012. – Ч. I. – С. 8–10.
4. Варламов А.И. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 4–13.
5. Фрадкин Г.С. Галогенные формации и нефтегазоносность Сибирской платформы. // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, – № 4. – С. 605–616.
6. Беленицкая Г.А. Галогенсодержащие бассейны // Литогеодинамика и минерагения осадочных бассейнов / Под ред. А.Д. Щеглова. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 1998. – С. 220–320.
7. Алексеев С.В. Промышленные рассолы Сибирской платформы: гидрогеология, бурение и добыча, переработка, утилизация // С.В. Алексеев, А.Г. Вахромеев, Н.П. Коцупало, А.Д. Рябцев. – Иркутск: Изд-во ООО «Географ». – 2014. – 162 с.
8. Информационная справка о состоянии минерально-сырьевой базы твердых полезных ископаемых. Сибирский федеральный округ. ФГБУ «ВИМС». – 2018. URL: https://vims-geo.ru/documents/203/Sibir_03072018.pdf (дата обращения 10.02.2024).
9. Вахромеев А.Г. Минерагения концентрированных рассолов осадочного чехла Сибирской платформы // Геология, поиски и разведка месторождений рудных полезных ископаемых. Вып. 25. – Иркутск. ИрГТУ, 2002. – С. 86–97.

10. Горохов Р.В., Коротков С.Б., Прокапчук В.С. и др. «Возможности освоения гидроминерального сырья с использованием продуктов газохимии и газопереработки». Газохимия-2023. – М. ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тезисы докладов IV Международной конференции и выставки. 2023. С. 39.
11. Бураков Ю.Г. Совместное освоение углеводородного и гидроминерального сырья на месторождениях нефти и газа. – М: Науч.-тех. сборн. Вести газовой науки № 4 (20), 2014. – С. 59–68.
12. Саркаров Р.А. Использование попутных пластовых вод Оренбургского НГКМ в качестве гидроминерального сырья / Р.А. Саркаров // М. Газовая промышленность. – 2009. – № 6. – С. 21–22.
13. ПАО «Газпром»: офиц. сайт. Санкт-Петербург. Релиз от 03.02.2022 «Подписаны документы по проекту добычи лития на Ковыктинском месторождении» URL: https://www.gazprom.ru/press/news/2022/february/article547405/ (дата обращения 19.02.2024).
14. Вахромеев А.Г. Закономерности формирования и локализация месторождений промышленных рассолов в карбонатных кавернозно-трещинных резервуарах кембрия юга Сибирской платформы (по данным глубокого бурения, испытания скважин и полевой геофизики): монография. – Иркутск: Изд-во ИНИТУ, 2015. – 248 с.
15. Рапогазопроявления и аномально высокие пластовые давления литиеносных рассолов на юге Сибирской платформы. Том 1 / Под общ. ред. Вахромеева А.Г. Монография. – Иркутск: Изд-во ИНИТУ, 2022. – 302 с.
16. Коротков С.Б., Франчук А.А., Семёнова Е.В. Галогенные флюидоупоры Ковыктинского кластера газодобычи Иркутской области. – М., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», науч.-тех. сб. Вести газовой науки №3 (31), 2017. С. 298–307.
17. Крючков В.Е., Коротков С.Б. и др. Литолого-фациальные особенности формирования карбонатных газонефтегосных резервуаров юга Сибирской платформы. – М., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», науч.-тех. сб. Вести газовой науки № 3 (31), 2017. С. 92–99.
18. Рапогазопроявления и аномально высокие пластовые давления литиеносных рассолов на юге Сибирской платформы. Том 2 / Под общ. ред. Вахромеева А.Г. Монография. – Иркутск: Изд-во ИНИТУ, 2022. – 330 с.
19. Коротков С.Б. Парагенезис углеводородов, солей, траппов и кимберлитовых тел Восточной Сибири / Материалы Всероссийской науч. конф., посвященной 30-летию ИПНГ РАН «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности». Т. 2. Вып. 1. Москва, 2017. С. 91–92.
20. Черных А.С., Дульцев Ф.Ф., Новиков Д.А. Роль траппового магматизма в изменении состава рассолов Сибирской платформы / Успехи органической геохимии: Материалы 2-й Всероссийской научной конференции: Новосибирск, ННИГУ, 2022. С. 291–293.
21. Новиков Д.А. Фундаментальные свойства системы вода–газ. Успехи органической геохимии: Материалы 2й Всероссийской научной конференции: Новосибирск, ННИГУ, 2022. С. 170–173.
22. Иванов М.В., Бушмин С.А. Уравнение состояния флюидной системы H_2O-CO_2-$CaCl_2$ и свойства флюидных фаз при P–T-параметрах средней и нижней коры // Петрология. 2019. Т. 27. № 4. С. 431–445.
23. Методические рекомендации по оценке запасов промышленных подземных вод на Ковыктинском участке недр // А.В. Корзун, А.Г. Вахромеев, О.Л. Павленко, и др. (ЕСОЭН, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), 2023, 46 с.
24. Подземные воды. Нормативно-методическая документация. – М. ФБУ «ГКЗ» и ЕСОЭН. 2022. 256 с.
25. Зелинская Е.В. Теоретические основы изучения и рационального использования подземных рассолов. – Иркутск, изд-во ИрГТУ, 2002. – 98 с.
26. Коцупало Н.П., Рябцев А.Д. Химия и технология получения соединений лития из литиеносного гидроминерального сырья // ЗАО «Экостар-Наутех». – Новосибирск: изд-во «ГЕО», 2008. – 291 с.

УДК 553.98.061.32
DOI 10.53954/9785604990070_243

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ЛОГЛОРСКОЙ ЗОНЫ ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В СВЕТЕ ОСАДОЧНО-МИГРАЦИОННОЙ ТЕОРИИ ОБРАЗОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА (РЕСПУБЛИКА САХА)

М.О. Федорович, А.Ю. Космачева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. В работе рассмотрены геохимические предпосылки нефтегазоносности Логлорской зоны газонакопления (Республика САХА) от начала генерации углеводородных газов в пермской нефтегазоматеринской толще до возможности скопления и сохранения газовых залежей в терригенных отложениях верхней перми и нижнего триаса. Анализ верхнепермской углеводородной системы и результаты бассейнового моделирования показали, что процессы интенсивной генерации углеводородов газопроизводящими углистыми породами верхней перми начались в нижнетриасовое время и продолжаются до настоящего времени.

Ключевые слова: *Вилюйская гемисинеклиза, Логлорская зона газонакопления, бассейновое моделирование, углеводородная система, газопроизводящие толщи, катагенез.*

GAS GENERATION POTENTIAL OF THE LOGLOR GAS ACCUMULATION ZONE IN THE LIGHT OF THE SEDIMENTARY MIGRATION THEORY OF THE FORMATION OF OIL AND GAS FIELDS (SAKHA REPUBLIC)

M. Fedorovich, A. Kosmacheva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The geochemical prerequisites for the oil and gas potential of the Loglor gas accumulation zone (SAKHA Republic) are considered from the beginning of the generation of hydrocarbon gases in the Permian oil and gas source strata to the possibility of accumulation and preservation of gas deposits in terrigenous deposits of the Upper Permian and Lower Triassic. Analysis of the Upper Permian hydrocarbon system and the results of basin modeling showed that the processes of intensive generation of hydrocarbons from gas-producing carbonaceous rocks of the Upper Permian began in the Lower Triassic and continues to the present day.

Key words: *Vilyui hemisyneclise, Loglor gas accumulation zone, basin modeling, hydrocarbon system, gas-producing strata, catagenesis.*

Якутия является одним из наиболее газифицированных регионов Дальнего Востока. Для того, чтобы реализовать крупные проекты по производству сжиженного природного газа, регион планирует наращивать разведанные запасы углеводородов.

Для обеспечения высокой достоверности прогноза наличия залежей углеводородов (УВ) необходимо, чтобы модель формирования месторождений нефти и газа отражала все этапы истории углеводородной системы: генерацию углеводородных газов и битумоидов в материнских толщах, условия их первичной и вторичной миграции, условия аккумуляциинефти и газа в ловушках, условия сохранения залежей. То есть, необходим учет не только структурно-тектонических и литологических, но и геохимических предпосылок нефтегазоносности. Такая модель была построена для месторождений Логлорской зоны газонакопления.

Перспективными в отношении нефтегазоносности на территории всей Вилюйской гемисинеклизы и, в частности, на месторождениях Логлорской зоны нефтегазонакопления являются газоносные комплексы, включающие резервуар и флюидоупор: верхнепермский – тарагайская свита верхней перми и неджелинская свита нижнего триаса, нижнетриасовый – тагаджинская и мономская свиты нижнетриасового возраста. Газопроизводящей толщей являются угленосные отложения перми, обогащенные террагенным ОВ [1, 2, 3]. Нефтегазовая система представляет собой совокупность нефтегазоматеринской толщи, породы-коллектора и флюидоупора. Современные температуры в отложениях нижнего триаса и верхней перми меняются от 55 до 70 °С.

Пермская толща, обогащенная террагенным ОВ, является основным источником УВ для залежей верхней перми и нижнего триаса. В западной части Вилюйской гемисинеклизы пермские газопроизводящие толщи залегают на глубинах более 2700 м, отвечающих главным зонам нефте- и газообразования (градации катагенеза $МК_1^1$–$МК_1^3$ до $АК_1$), их мощность меняется с юго-запада на северо-восток от 600 до 1350 м.

© М.О. Федорович, А. Ю. Космачева, 2022

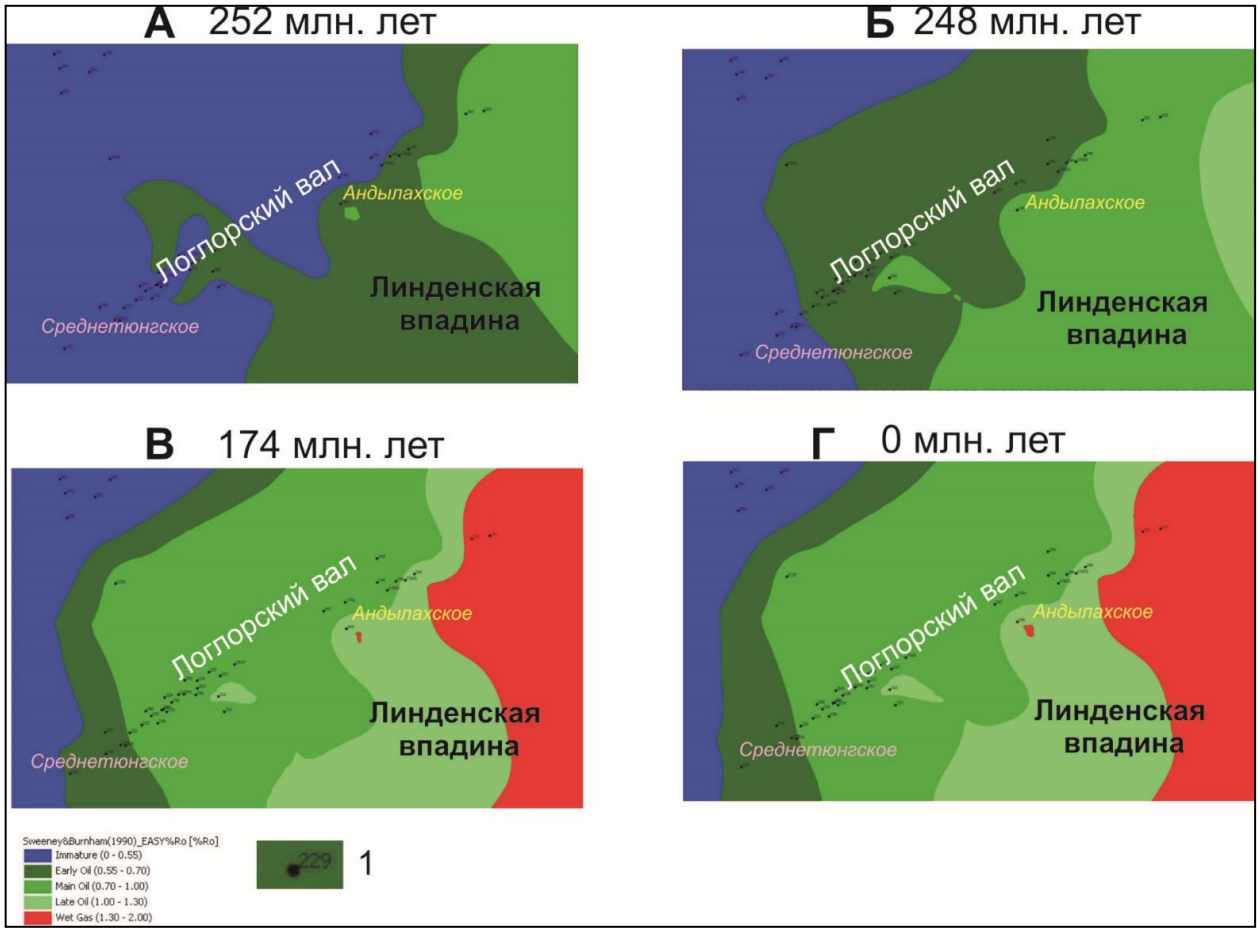


Рис. 1. Время вхождения кровли газопроизводящих пород верхней перми в главную зону нефтегазообразования

А – на момент начала накопления триасовых отложений, Б – на момент начала накопления мономской свиты нижнего триаса, В – на момент начала накопления сунтарской свиты нижней юры, Г – настоящее время. 1 – скважина и ее номер

В отложениях верхнего палеозоя содержание Сорг в песчаниках изменяется от 0,11 до 0,45, в алевролитах – от 0,58 до 1,92, и в аргиллитах – от 1,06 до 2,76%. В наибольшей концентрации благодаря прослоям углистого материала органический углерод присутствует в углистых алевролитах – от 2,27 до 3,90% [4]. Для каменноугольно-нижнепермских пород значения водородного индекса (HI) достигают 62, для верхнепермских – 266 мгУВ/гСорг (по данным ИНГГ СО РАН).

На рис. 1 показано время вхождения кровли газопроизводящих пород верхней перми в главную зону нефте- и газообразования.

Таким образом,

– на время раннетриасовой трансгрессии (252 млн. лет), в эпоху формирования неджелинской свиты, верхняя часть газопроизводящих отложений перми входит в главную зону нефтеобразования лишь на территории Линденской впадины, на большей части Логлорского вала процессы генерации УВ не происходили (рис. 1А);

– в конце нижнетриасового времени (248 млн. лет) во время формирования мономской свиты мощность осадков, перекрывающих нефтегазоматеринскую толщу, в погруженных зонах достигла 2250 м; северная и центральная части Среднетюнгской площади и Андылахская площадь вошли в главную зону нефтеобразования. Катагенез ОВ достигает стадии $МК_1^1$, а в депрессионной зоне – $МК_1^3$ (рис. 1Б);

– к концу нижней юры (174 млн. лет) во время формирования сунтарской свиты кровля газопроизводящих отложений погрузилась на глубины 1900–3000 м и на всей исследуемой территории вошла в главную зону нефтеобразования (рис. 1В), достигая в погруженных зонах стадии $МК_1^3$ и $АК_1$. Интенсивность генерации УВ существенно возросла;

– в течение мела по настоящее время процессы газообразования (рис. 1Г) и эмиграци УВ продолжаются, и идет процесс заполнения ловушек, так как главный этап формирования структур Вилюйской гемисинеклизы в целом связан с меловой эпохой.

Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э. Превращения органического вещества в мезо- и апокатагенезе / Конторович А.Э., Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И. // Советская геология. – 1988. – № 7. – С. 26–36.
2. Бодунов Е.И. Преобразование органического вещества пермских и каменноугольных отложений Вилюйской синеклизы на больших глубинах / Бодунов Е.И., Зуева И.Н., Каширцев В.А., Уткина Н.А., Зыкова П.Д., Андреев И.Н., Бочковская А.Б., Козлова В.А. // Нефтегазоносность и вопросы освоения месторождений нефти и газа Якутии. – Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1990. – С. 58–69.
3. Полякова И.Д. Преобразование органического вещества угленосных отложений Вилюйской синеклизы на больших глубинах / Полякова И.Д., Богородская Л.И., Соболева Е.И. // Геохимия нефтегазоносных отложений Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 48–57.
4. Конторович А.Э. Закономерности преобразования террагенного органического вещества в мезо- и апокатагенезе / Конторович А.Э., Фомин А.Н., Долженко К.В. // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 8. – С. 1093–1108.

УДК 338.55
DOI 10.53954/9785604990070_246

ПРЕДПОСЫЛКИ ФОРМИРОВАНИЯ НОВЫХ ЦЕНТРОВ ГАЗОДОБЫЧИ НА ВОСТОКЕ СТРАНЫ

И.В. Филимонова

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Сформулированы основные принципы создания новых центров газодобычи на востоке страны, базирующиеся на необходимости максимально полного извлечения ценных компонентов углеводородного сырья для производства нефте- и газохимической продукции наиболее эффективным с точки зрения производительности и экономичным способом. Систематизированы факторы, сдерживающие их развитие.

Ключевые слова: *центры газодобычи, Восточная Сибирь, Дальний Восток, газификация, газопереработка, газохимия, социально-экономический эффект.*

PREREQUISITES FOR THE FORMATION OF NEW GAS PRODUCTION CENTERS IN THE EAST OF THE COUNTRY

I.V. Filimonova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The basic principles for the creation of new gas production centers in the east of the country are formulated, based on the need for the most complete extraction of valuable components of hydrocarbon raw materials for the production of oil and gas chemical products in the most efficient and economical way in terms of productivity. The factors hindering their development are systematized.

Key words: *gas production centers, Eastern Siberia, Far East, gasification, gas processing, gas chemistry, socio-economic effect.*

ВВЕДЕНИЕ

С момента принятия Восточной газовой программы прошло более 15 лет. Сформированы два крупных центра газодобычи на базе Чаяндинского месторождения в Республике Саха (Якутия) и Ковыктинского месторождения в Иркутской области. Введён в эксплуатацию магистральный газопровод «Сила Сибири» и завершается строительство газопереререрабатывающего завода и газохимического комплекса в Амурской области. На шельфе Охотского моря ведётся разработка запасов газа месторождений проекта «Сахалин-2», являющихся сырьевой базой завода по производству СПГ. Обновлены программы газификации населения сетевым газом, сформированы варианты развития автономной газификации с использованием СУГ, СПГ и КПГ.

Дальнейшее развитие газодобычи, газопереработки и газохимии на востоке страны определено стратегическими целями развития газовой промышленности России, заложенными в ряде государственных документов, в частности, в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2030 года, а позднее и в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года (утв. Распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2020 г. №1523-р).

При формировании регионального газового и газоперерабатывающего комплексов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке необходимо, в первую очередь, учитывать стратегические интересы Российской Федерации и приоритетные задачи социально-экономического развития восточных районов страны. Реализация этих принципов предполагает системное обоснование согласованных решений на основе анализа ресурсных, технологических, экономических и геополитических факторов, включая утвержденные государственные документы отраслевого и регионального развития и реализуемые в настоящее время инвестиционные проекты.

ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ НОВЫХ ЦЕНТРОВ ГАЗОДОБЫЧИ

Основными принципами для обоснования формирования и строительства новых мощностей по добыче, переработке и газохимии являются:

• территориальным распределением и качеством (включая комплексный характер большинства месторождений, особый состав газов) сырьевой базы;

• высокой капиталоемкостью, социальной и геополитической значимостью проектов;

© И.В. Филимонова, 2024

• рациональным размещением центров переработки и потребления, включая внешние рынки;

• необходимостью создания единой транспортной инфраструктуры, дифференцированной по направлениям поставок.

• необходимость глубокой переработки газа в связи с высоким содержанием в нем гелия;

• максимальное использование ценного углеводородного сырья и его компонентов – этана, пропана, бутана и других для производства нефте- и газохимической продукции наиболее эффективным с точки зрения производительности и экономичным способом;

• применение передовых, разработанных в России и за рубежом, технологических процессов;

• строительство ГПЗ и газохимического комплекса (ГХК) в местах, приближенных к потребителям, существующей транспортной системе и источникам тепло и электроэнергии.

ФАКТОРЫ, СДЕРЖИВАЮЩИЕ РАЗВИТИЕ НОВЫХ ЦЕНТРОВ ГАЗОДОБЫЧИ

Регионы Восточной Сибири и Дальнего Востока располагают значительной сырьевой базой природного газа, как в виде газа свободного и газовых шапок, так растворённого в нефти. Освоение этого газового потенциала сдерживается факторами, отражающими региональную специфику:

• слабо развитой трубопроводной магистральной и газораспределительной инфраструктурой для организации поставок сетевого газа для целей газификации населения и промышленных предприятий, доставки газа на заводы, используемые его в качестве сырья;

• слабо развитой автомобильной, железнодорожной и портовой транспортной инфраструктурой для организации поставок газа в сжиженном виде или продуктов его переработки потребителям на внутренний рынок и за его пределы;

• комплексным составом сырьевой базы большинства месторождений, преимущественно нефтегазовые и нефтегазоконденсатные, поэтому часть запасов свободного газа находится в активе вертикально-интегрированных нефтяных компаний с ПАО «Газпром» в связи с её особым правовым статусом и преимуществом в сфере транспортировки и реализации газового сырья;

• высоким содержанием ценных компонентов С2+ и гелия в составе газа восточносибирских месторождений, что обуславливает целесообразность их извлечения и организации процессов фракционирования на промысле или в централизованных местах;

• отсутствием газоперерабатывающей инфраструктуры, ориентированной на централизацию мест сбора и переработки газа групп независимых недропользователей для повышения экономической эффективности процессов первичной и глубокой переработки сырья;

• низкой плотностью населения и очаговым характером расселения, что обуславливает высокие издержки организации газоснабжения и газификации.

Поэтому в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока наблюдается крайне низкий процент газификации и газоснабжения. Сетевой газ развит только на уровне локальных центров газоснабжения в Норильском промышленном узле, центральных районах Республики Саха (Якутия), на базе отдельных месторождений – Ванкорского кластера на севере Красноярского края, Братского месторождения в Иркутской области, Среднеботуобинского месторождения, а также на пути следования отдельных газопроводов, как например, «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» по регионам Сахалинской области, Хабаровском и Приморском краях.

Автономная газификация на базе использования сжиженных углеводородных газов (СУГ), сжиженного природного газа (СПГ) или компримированного природного газа (КПГ) крайне востребована в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока, что отдельно отмечено в Энергетической стратегии России на период до 2035 г. Вместе с тем, распространение автономной газификации ограничено низкой плотностью автомобильных дорог, нередко полным отсутствием железнодорожного сообщения, а также недостаточными финансовыми возможности региональных органов власти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Восточная Сибирь и Дальний Восток являются стратегически приоритетными регионами для страны на долгосрочную перспективу. Масштабное развитие добычи газа на открытых месторождениях и перспективных лицензионных участках, расширение единой системы газоснабжения на востоке страны позволит организовать новые крупные промышленные центры, значительно расширить внутренний рынок природного газа и обеспечить выход на энергетические рынки Азиатско-Тихоокеанского региона. Кроме того, формирование региональных газодобывающих, газоперерабатывающих и газохимических комплексов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке соответствует стратегическим интересам Российской Федерации и приоритетным задачам социально-экономического развития восточных районов страны.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта НИР ИНГГ СО РАН № FWZZ-2022-0013.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V., Nikitenko S.M. Key problems in the development of the power of Siberia project // Regional Research of Russia. – 2018. – Т. 8. № 1. – С. 92–100.
2. Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Моисеев С.А. Состояние и проблемы воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2014. – № 6. – С. 15–27.
3. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Развитие глубокой переработки углеводородного сырья в России // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 5. – С. 24–27.

УДК 552.554.2 (571.17)
DOI 10.53954/9785604990070_249

МАЦЕРАЛЬНЫЙ СОСТАВ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ВЕРХНЕ-И СРЕДНЕЮРСКИХ УГЛЕЙ НА ЮГО-ВОСТОКЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАССЕЙНА

А.Н. Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Микроскопически изучен мацеральный состав верхне- и среднеюрских углей. Проведено их описание, выделены группы, классы, подклассы, типы и подтипы, показаны фотографии наиболее типичных мацералов. На основе этих материалов высказано предположение об условиях формирования угленосных пластов.

Ключевые слова: *Западная Сибирь, мацеральный состав углей, условия формирования.*

THE MACERAL COMPOSITION OF FORMATION CONDITIONS OF UPPER AND MIDDLE JURASSIC COALS OF THE WEST SIBERIAN MEGABASIN

A. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
Novosibirsk State University, Novosibirsk

Annotation. The maceral composition of Upper and Middle Jurassic coals has been microscopically studied. Their description is carried out, groups, classes, subclasses, types and subtypes are highlighted, photographs of the most typical macerals are shown. Based on these materials, an assumption is made about the conditions for the formation of coal-bearing formations.

Keywords: *Western Siberia, maceral composition of coals, Vasyugan and Tyumen formations, formation conditions.*

Изучено 106 образцов верхне- и среднеюрских углей (васюганская и тюменская свиты) из 56 скважин на 35 разведочных площадях юго-востока Западно-Сибирского мегабассейна (Томская и Новосибирская области). Ручным сканированием под микроскопом всей поверхности шлифа по методике ГОСТ Р55662-2013 [1] подсчитано процентное содержание мацералов, которые диагностировались по цвету, морфологии, микрорельефу, структуре, степени ее сохранности. Проведено их описание, выделены группы, классы, подклассы, типы и подтипы. Фотографии отдельных углей показаны на рис. 1. В рассматриваемом районе они в этом отношении практически не изучены. Отдельные сведения приведены в работе [2].

В верхне- и среднеюрских углях на юго-востоке Западно-Сибирского мегабассейна отмечаются следующие вариации групп мацералов (%): васюганская свита – витринит – 52–100 (среднее 82); фюзинит – 0–44 (14); лейптинит – 0–48 (12); тюменская свита – витринит – 27–100 (77); фюзинит – 0–73 (18); лейптинит – 0–33 (8). По классификации [3], вещественно-петрографический состав углей следующий – группа гумолиты, класс гелитолиты, подкласс гелиты, тип липоидо-фюзинито-гелиты. В изученных образцах преобладают угли класса гелитов (подтип гомогелитов). Это наиболее распространенные витринитовые угли, встречающиеся практически во всех угленосных толщах. В них наиболее представлены мацералы группы витринита, которые не испытали сильного воздействия первичного окисления (фюзинизации) и прошли в период своего разложения различные стадии гелификации. Это нашло отражение в общих признаках мацералов данной группы. В углях преобладает бесструктурная оранжево-красная масса коллинита. Этот мацерал является продуктом наиболее полного разложения растительных тканей при гелификации до жидкого коллоидного состояния и утративших свою растительную структуру.

Изучение мацерального состава углей васюганской и тюменской свит свидетельствует, что они формировались в близких фациальных условиях и сложены остатками высших растений

– лигниноцеллюлозными тканями, в меньшей мере липоидными компонентами. Наиболее часто встречаются мацералы групп витринита и фюзинита, являющиеся углеобразующими (рис. 1). Исходным материалом для них послужили стволы, ветви, пни, корни и листья деревьев. Но фюзинит и витринит образуются в разных фациальных обстановках: первый – в проточных водоемах с восстановительно-окислительной обстановкой седиментации, второй – в анаэробных условиях сильнообводненных болот. Их формирование происходило преимущественно в болотах, занимавших низменные побережья заливов, лагун, пресноводных бассейнов (автохтонное накопление). Растительный материал в результа-

© А.Н.Фомин, 2023

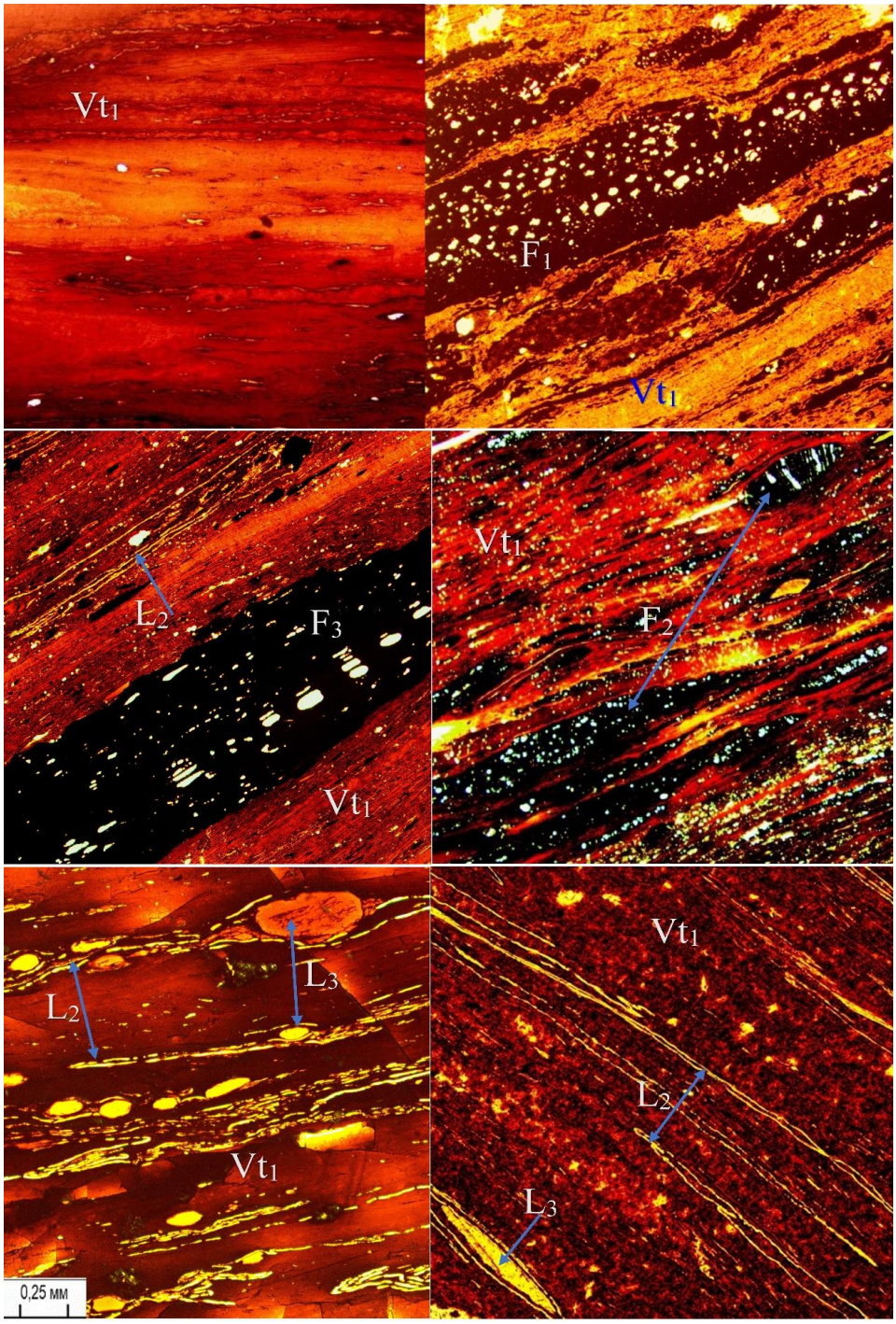


Рис. 1. Группы мацералов в углях васюганской и тюменской свит.

Витринита: Vt_1 – коллинит. Фюзинита: F_1 – семифюзинит; F_2 – микринит; F_3 – фюзинит. Лейптинита: L_2 – кутинит; L_3 – резинит.

те биохимического разложения превращался в торф, при этом значительное влияние оказывали обводненность и химический состав водной среды. Анаэробные условия сильнообводненных болот приводили к гелификации (превращение лигниноцеллюлозных тканей растений в гель) органического вещества и формированию блестящих однородных витреновых углей, аэробные и окислительная среда проточных водоемов способствовали фюзинизации и образованию полосчатых фюзеновых. Наряду с динамикой водной среды, одной из причин образования подтипов этих углей могла быть и скорость погружения бассейна. Если она была значительной, то процессы разложения мало повлияли на изменение анатомического строения исходного материала и формировались угли с преобладанием структурных фрагментов (телогелиты). И наоборот, спокойная тектоническая обстановка сильно отразилась на со-

хранности растительных тканей, и в результате этого образовалась бесструктурная гелифицированная масса (гомогелиты), преобладающая в рассмотренных углях. В некоторых образцах наблюдается значительное содержание мацералов лейптинита (до 33 % и 48 %, соответственно в тюменской и васюганской свитах). Считается [4], что эти угли формировались в проточных болотах, в которых процесс превращения растительных тканей протекает иначе, чем в застойных. Здесь в водоемах благодаря свободной циркуляции кислорода создавались разнообразные окислительно-восстановительные условия, в которых происходило длительное, постепенное разложение (с частичным окислением) и последующее вымывание лигниноцеллюлозного вещества. В итоге накапливались липоидные компоненты, богатые восками и смолами, устойчивые к окислению. Тонкая кутикула на листьях растений свидетельствует о том, что они росли во влажном климате.

Фациальные обстановки формирования углей, а отсюда и мацеральный состав, со временем менялись даже в пределах одного небольшого района. Так, в скв. Малоичская-13 на глубине 2898 м в образце доминирует витринит (94 %) при отсутствии фюзинита, тогда как выше по разрезу (2892 м), его доля составляет только 57 %, а фюзинита 40 %. Подобные ситуации отмечаются в скв. Фестивальная-255, Майская-392, Нюльгинская-1 и др. Изменения мацерального состава прослеживаются и по простиранию угольных пластов. Визуально это хорошо заметно в угольных карьерах по чередованию блестящих (витреновых) и матовых (фюзеновых) пластов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта № FWZZ-2022-0011

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р55662-2013. Методы петрографического анализа углей. Часть 3. Метод определения мацерального состава. – М.: Стандартинформ, 2014. – 9 с.
2. Трушков П.А. Петрографическая характеристика органического вещества юрских и меловых отложений Западно-Сибирской плиты // Труды СНИИГГиМС – Вып. 231. – Новосибирск, 1976. – С. 47–57.
3. Вальц И.Э., Гинзбург А.И., Крылова Н.М. Основные принципы вещественно- петрографической классификации углей // Химия твердого топлива. – 1968. – № 3. – С. 9–20.
4. Жемчужников Ю.А., Гинзбург А.И. Основы петрологии углей. – М.: АН СССР, 1960 – 400 с.

УДК 550.8.011+504.03+658.567.1.002.8:631.433.53(1-925.11)
DOI 10.53954/9785604990070_252

ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ РАЗМЕЩЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ЮРСКО-МЕЛОВЫХ КОМПЛЕКСАХ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Я.В. Фомина[1, 2], Д.А. Новиков[1, 2], Е.В. Борисов[1], А.В. Черных[1, 2], Ф.Ф. Дульцев[1, 2], И.И. Юрчик[1, 2]

[1]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск
[2]Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск

Аннотация. В статье рассмотрена возможность долговременного размещения углекислого газа в глубокозалегающих водоносных горизонтах на севере Западно-Сибирского артезианского бассейна. Оценка была выполнена по предложенной ранее авторами системе, включающей восемь групп критериев: общегидрогеологические, структурно-тектонические, литологические, гидродинамические, геотермические, гидрогеохимические, природоохранные и ресурсные. Анализ особенностей геологического и гидрогеологического строения региона показал, что наиболее перспективными являются неокомский и апт-альб-сеноманский комплексы в осевой части бассейна, где отсутствую зоны аномально высоких пластовых давлений и развиты регионально выдержанные глинистые и песчанистые толщи.

Ключевые слова: *углекислый газ, технология CCS, осадочные бассейны, север Западно-Сибирского артезианского бассейна, Арктика*

FORECAST OF THE PLACEMENT CARBON DIOXIDE IN THE JURASSIC-CRETACEOUS COMPLEXES OF THE WEST SIBERIA NORTHERN REGIONS

Ya.V. Fomina[1, 2], D.A. Novikov[1, 2], E.V. Borisov[1], A.V. Chernykh[1, 2], F.F. Dultsev[1, 2], I.I. Yurchik[1, 2]

[1] Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk
[2]Novosibirsk State University, Novosibirsk

Annotation. The article considers the possibility of long-term placement of carbon dioxide in deep-laying aquifers in the north of the West Siberian Artesian basin. The assessment was carried out according to the system proposed earlier by the authors, which includes eight groups of criteria: general hydrogeological, structural-tectonic, lithological, hydrodynamic, geothermal, hydrogeochemical, environmental and resource. An analysis of the features of the geological and hydrogeological structure of the region showed that the most promising are the Neocomian and Apt-Albian-Cenomanian complexes in the axial part of the basin, where there are no zones of abnormally high reservoir pressures and temperatures and regionally seasoned clay and sandy strata are developed.

Keywords: *carbon dioxide, CCS technology, sedimentary basins, Russia, north of the West Siberian Artesian basin, Arctic*

ВВЕДЕНИЕ

Одной из наиболее перспективных технологий по снижению выбросов парниковых газов в атмосферу является реализация проектов геологического размещения CO_2 (carbon capture, utilisation and storage – CCS). Действующие проекты в России в настоящее время отсутствуют, однако существуют благоприятные предпосылки для размещения больших объемов углекислого газа. Для подземного хранения углекислого газа могут быть выбраны глубокозалегающие водоносные горизонты, не используемые для питьевого и хозяйственного водоснабжения, в значительной мере выработанные залежи углеводородов и искусственно-созданные объекты в соляных, глинистых, угольных, базальтовых и других слабопроницаемых отложениях.

По результатам проведенного ранее регионального прогноза перспективности территории Российской Федерации для реализации проектов CCS Западно-Сибирский артезианский бассейн (ЗСАБ) характеризуется как весьма перспективный, поскольку это один из крупнейших в мире бассейнов, богатых не только подземными водами, но и многочисленными залежами нефти и газа [1]. Наличие литологически выдержанных глубокозалегающих водоносных горизонтов, надежно изолированных от зоны активного водообмена региональным туронско-датским водоупорным горизонтом, отсутствие активной тектоники, широкое распространение структурных ловушек делают бассейн подходящим объектом для реализации проектов CCS. Кроме того, многие открытые ранее месторождения находятся на стадии падающей добычи, в этом случае CO_2 может быть использован для поддержания пластового давления и интенсификации добычи остаточных запасов углеводородов.

© Я.В. Фомина, Д.А. Новиков, Е.В. Борисов, А.В. Черных, Ф.Ф. Дульцев, И.И. Юрчик, 2024

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Методика оценки пригодности гидрогеологических бассейнов и их частей для реализации проектов CCS включает в себя три уровня детальности: региональный, зональный и локальный. Самый общий уровень – **региональный,** позволяет оценить территорию как благоприятную или неблагоприятную для реализации проектов в целом [1]. Второй уровень оценки перспектив территорий – **зональный,** на нем оцениваются части бассейнов, выделяются перспективные водоносные горизонты по площади и в разрезе. При **зональном** прогнозе наиболее значимыми являются восемь групп критериев: общегидрогеологические, структурно-тектонические, литологический, гидродинамические, геотермические, гидрогеохимические, природоохранные и ресурсные. Их подробная характеристика приведена в методической работе [2], ниже будут охарактеризованы наиболее значимые из них.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Район исследования приурочен к северной части ЗСАБ. В регионе отсутствуют складчатые области и щиты, для верхнеюрского комплекса характерно преобладание пластовых гидрогеологических тел и терригенных коллекторов с поровым типом пустотного пространства. Анализ активных разломов и наведенной сейсмичности показал, что рассматриваемая территория относится к региону с интенсивностью сейсмических сотрясений ниже 5 баллов и может быть оценена как благоприятная.

В гидрогеологическом разрезе выделяется два этажа: нижний, относящийся к зоне затрудненного и застойного водообмена и верхний – активного. В пределах нижнего водоносного этажа выделяется пять водоносных комплексов, надежно изолированных от зоны активного водообмена туронско-датским региональным водоупором (сверху – вниз): апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский, нижне-среднеюрский, палеозойский (совместно с триасовым). В верхней части разреза выделяется палеогеново-четвертичный комплекс. В регионе развито большое количество структурных ловушек, кроме того, в неокомском и юрских комплексах выделяются литологические ловушки. Пористость песчаников/алевролитов в пределах нефтегазоносных отложений меняется в широком диапазоне от 0,70 до 42,55%, закономерно уменьшаясь от меловых к доюрским резервуарам. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают мощные регионально выдержанные песчаные пласты верхней части неокомского и апт-альб-сеноманского комплексов. Наиболее надежные водоупорные характеристики присущи регионально выдержанным глинистым толщам кимериджско-валанжинского, аптского и туронско-датского возраста.

В регионе выявлено доминирование элизионного водообмена при формировании современной структуры гидродинамического поля, что отражается в развитие зон аномально-высоких пластовых давлений [3]. Нормальные пластовые давления (3,5–28,4 МПа) характерны для апт-альб-сеноманского комплекса, в неокомском комплексе напряженность гидростатического поля возрастает и давления переходят от гидростатических к аномально-высоким (от 6,3 до 77,9 МПа). Верхнеюрский и нижне-среднеюрский комплексы характеризуется развитием повышенных и аномально высоких пластовых давлений.

Комплексный анализ геологического строения и гидрогеологических условий показал, что для целей реализации проектов CCS на севере ЗСАБ наиболее перспективные зоны для размещения углекислого газа превалируют в осевой части ЗСАБ, где развиты регионально выдержанные водоносные горизонты, и надежно экранирующие их водоупорные толщи с низкой степенью опесчанивания. Учитывая региональные особенности, верхняя граница благоприятного интервала пластовых температур для размещения углекислого газа в сверхкритическом состоянии расположена на глубинах 800–1200 метров. Выше по разрезу на большей части территории развита мощная криогенная толща. Наибольшими перспективами обладают апт-альб-сеноманский и неокомский комплексы. Бесперспективными они будут только в пределах Большехетской мегасинеклизы и Надымской гемисинеклизы, где развиты зоны повышенных давлений. Наименьшие перспективы для размещения углекислого газа следует связывать с водонапорными толщами юрского возраста. Верхнеюрские водоносные горизонты будут перспективными в пределах Хантейской гемиантеклизы. Установлено, что геохимические особенности подземных вод так же будут оказывать существенную роль при размещении углекислого газа в водоносных горизонтах за счет контроля его предельной растворимости в пластовых условиях и последующих процессов взаимодействия карбонизированных вод с породами коллекторов и водоупорных толщ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплекс выполненных региональных и зональных исследований позволил закартировать на севере ЗСАБ области, благоприятные для размещения углекислого газа. Наибольший интерес в этом плане представляют апт-альб-сеноманский и неокомский водоносные комплексы, которые характеризуются отсутствием зон развития аномально высоких пластовых давлений и температур, кроме того пластовые

условия позволяют разместить диоксид углерода в плотнофазном состоянии. На отдельных участках возможно размещение углекислого газа в нижезалегающих верхнеюрском и нижне-среднеюрском комплексах.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ № FWZZ-2022-0014, Новосибирского государственного университета по программе Приоритет-2030.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Новиков Д.А. Региональный прогноз перспектив захоронения углекислого газа на территории Российской Федерации / Д.А. Новиков, Ф.Ф. Дульцев, И.И. Юрчик, Я.В. Садыкова, А.С. Деркачев, А.В. Черных, А.А. Максимова, С.В. Головин, Н.Г. Главнов, Е.А. Жуковская // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 3. – С. 36–42.
2. Новиков Д.А. Оптимальный комплекс критериев зонального прогноза перспектив захоронения углекислого газа в геологических формациях / Д.А. Новиков, Я.В. Фомина, И.И. Юрчик, А.В. Черных, Ф.Ф. Дульцев, С.В. Головин // Экология и промышленность России. – 2023, – Т. 27. – № 4. – С. 44–49.
3. Новиков Д.А. Роль элизионного водообмена в формировании гидродинамического поля Ямало-Карской депрессии / Д.А. Новиков // Литология и полезные ископаемые. – 2019. – № 3. – С. 248–261.

УДК 552.578.2
DOI 10.53954/9785604990070_255

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ ЮГО-ЗАПАДНЫХ РАЙОНОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Е.А. Фурсенко, Е.А. Костырева, А.И. Бурухина, И.С. Сотнич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. На основе аналитической информации по составу нефтей и конденсатов из палеозойских и мезозойских залежей юго-западных районов Томской области проведена генетическая типизация углеводородных флюидов. Выявлены нефти и конденсаты аквагенного, террагенного и смешанного генотипов, генетически связанные с органическим веществом, главным образом, из мезозойских нефтематеринских толщ региона (баженовская, тогурская и тюменская свиты).

Ключевые слова: *органическая геохимия, нефть, конденсат, углеводороды-биомаркеры, Западная Сибирь.*

GEOCHEMICAL FEATURES OF OILS AND CONDENSATES FROM THE SOUTH-WESTERN AREAS OF THE TOMSK REGION (WEST SIBERIA)

E. Fursenko, E. Kostyreva, A. Burukhina, I. Sotnich

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. Geochemical type assignment of oils and condensates from Paleozoic and Mesozoic deposits of the south-western areas of the Tomsk region has been carried out based on analytical data on their composition. We have distinguished oils and condensates of aquatic, terrestrial and mixed genotype, which had been mainly produced by organic matter in Mesozoic source rocks of the region (Bazhenov, Togur and Tyumen Formation).

Key words: *organic geochemistry, crude oil, condensate, hydrocarbon biomarkers, West Siberia*

Объектами исследования являются нефти и конденсаты из мезозойских и палеозойских залежей, локализованных на юго-западе Томской области. Аналитические данные о физико-химических свойствах нафтидов и молекулярном составе их углеводородных (УВ) фракций получены по единой схеме, принятой в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН, с помощью современных методов лабораторного анализа [1, 2].

Исследованные нефти и конденсаты характеризуются разной плотностью. Большинство УВ флюидов по этому базовому параметру являются легкими и особо легкими (плотность < 850 кг/м^3); единичные пробы относятся к тяжелому и битуминозному типам (плотность > 870 кг/м^3) (Останинская (J_{3o}, Pz), Пудинская (J_2), Лосино-Ярская (J_{3o}), Мирная (J_{3o}), Пинджинская (J_{3o}) пл.). Кроме того, на одних и тех же стратиграфических уровнях в пределах одних и тех же месторождений могут встречаться УВ флюиды от особо легких и легких до тяжелых (например, Мирная, Останинская, Пинджинская пл.). Исследованные пробы характеризуются низкими содержаниями серы, высокими концентрациями бензиновых фракций и более чем на 90% состоят из УВ.

Информация об изотопном составе углерода и молекулярно-массовом распределении УВ (рис. 1) позволили выделить в исследованной выборке три основные генетические группы нефтей и конденсатов.

Нефти и конденсаты из верхнеюрских залежей соответствуют преимущественно аквагенному генотипу. Для них характерен облегченный изотопный состав углерода ($\delta^{13}C < –29$ ‰); низкие значения отношений пристан/ фитан, стераны C_{29}/ C_{27}, I_{TC} и высокое – гомогопаны C_{35}/ C_{34}, высокие содержания дибензтиофенов, моно- и триароматических стероидов; низкие (до ~ 0%) содержания ретена. Нефти и конденсаты из тюменской свиты и верхов палеозоя по своим генетическим параметрам (высокая парафинистость; относительно тяжелый изотопный состав углерода ($\delta^{13}C > –29$ ‰); высокие значения отношений пристан/ фитан, стераны C_{29}/ C_{27}, I_{TC} и низкое – гомогопаны C_{35}/ C_{34}; высокие содержания ретена) отвечают преимущественно террагенному генотипу. Единичные пробы из наунакской свиты Пинджинской (нефть) и Селимхановской (конденсат) пл. следует классифицировать как смешанные.

Наиболее очевидным источником нефтей аквагенного генотипа из верхнеюрских залежей является органическое вещество (ОВ) баженовской свиты [3–5], которое сопоставимо с ними как по показателям фациально-генетического типа, так и по уровню термокаталитической преобразованности. Источником нефтей и конденсатов преимущественно террагенного генотипа из залежей в тюменской свите и в верхах палеозоя вероятнее всего было зрелое ОВ нижней-средней юры (тюменская и тогурская свиты) [4, 6, 7]. Согласно опубликованным исследованиям в палеозойских залежах Останинской пл. встреча-

© Е.А. Фурсенко, Е.А. Костырева, А.И. Бурухина, И.С. Сотнич, 2024

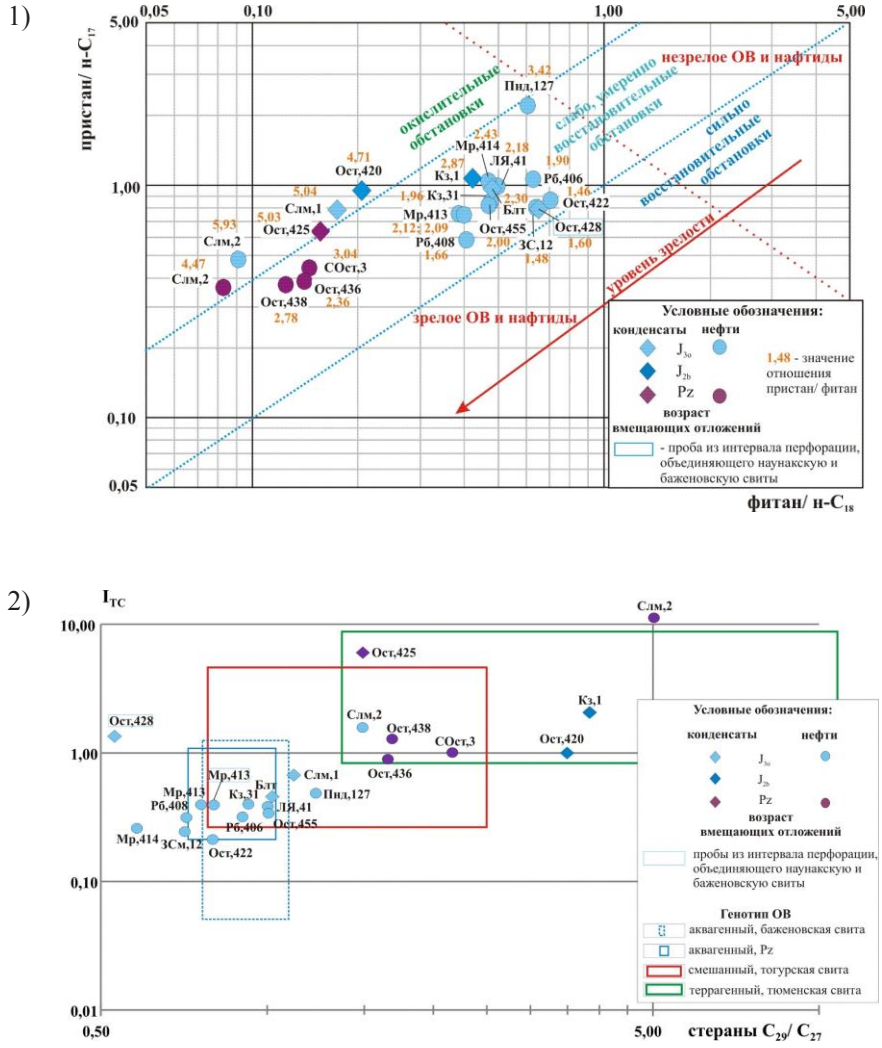


Рис. 1. Геохимические показатели исследованыых нефтей и конденсатов: диаграмма Кеннона-Кессоу (1), соотношение между трициклановым индексом (I_{TC}) и отношением стераны C_{29}/ C_{27} (2). Нефтегазоносные площади: Блт – Болтная, ЗС – Западно-Сомовская, Кз – Казанская, ЛЯ – Лосино-Ярская, Мр – Мирная, Ост – Останинская, Пнд – Пинджинская, Рб – Рыбальная, Слм – Селимханоская, СОст – Северо-Останинская.

ются УВ флюиды генетически связанные с палеозойскими нефтематеринскими толщами, обогащенными высокозрелым аквагенным ОВ [6–8]. Однако в исследованной коллекции среди проб из палеозойских залежей УВ флюиды с отчетливым аквагенным обликом не обнаружены.

Работа выполнена при финансовой поддержке научной темы FWZZ-2022-0011 Государственной программы ФНИ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Современные методы исследования нефтей (Справочно-методическое пособие) / Под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темянко, Л.И. Хотынцевой. – Л.: Недра, 1984. – 431 с.
2. Peters K.E. The biomarker guide. 2nd ed. (V. 1, 2) / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – New York: Cambridge University Press, 2005. – 1155 p.
3. Гончаров И.В. Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, С.В. Фадеева, М.А. Веклич, Р.С. Кашапов, П.В. Трушков, Е.С. Бахтина // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 10. – С. 20–25.
4. Данилова В.П. Геохимия мезозойских отложений востока Томской области / В.П. Данилова, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский, В.И. Москвин, А.Н. Фомин, Е.Н. Махнева // Геология нефти и газа. – 1998. – № 8 – С. 33–43.

5. Данилова В.П. Геохимия высокомолекулярных углеводородов-биомаркеров в келловей-верхнеюрских нефтях Томской области / В.П. Данилова, А.Э. Конторович, Е.А. Костырева, Н.В. Моисеева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 1. – С. 98–104.
6. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири / Е.А. Костырева. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. – 183 с.
7. Серебренникова О.В. Взаимосвязь состава алканов и металлопорфиринов нефтей и органического вещества пород юго-востока Западной Сибири как отражение условий формирования нефтематеринских толщ / О.В. Серебренникова, Т.Ю. Филиппова, Н.А. Красноярова // Нефтехимия. – 2003. – Т. 43, № 3. – С. 163–167.
8. Конторович А.Э. Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири / А.Э. Конторович, В.П. Данилова, Е.А. Костырева, О.Ф. Стасова // Геохимия. – 1998. – № 1. – С. 3–17.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_258

О МЕТОДОЛОГИИ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ ИННОВАЦИОННЫХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

А.М. Хитров, Е.М. Данилова, И.Н. Коновалова, М.Н. Попова

Институт проблем нефти и газа РАН, Российская Федерация, г. Москва

Аннотация. Предложена новая методология поисков залежей нефти и газа на основе инновационных методов выделения флюидоупоров в высокоемких природных резервуарах по данным геофизических методов.

Ключевые слова: *Методология, геофизические методы, флюидоупоры, природные резервуары.*

ON THE EXPLORATION METHODOLOGY FOR OIL AND GAS DEPOSITS BASED ON INNOVATIVE METHODS FOR RESEARCHING NATURAL RESERVOIRS

A.M. Hitrov, E.M. Danilova, I.N. Konovalova, M.N. Popova

Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, Moscow

Annotation. New oil and gas exploration methodology is proposed on the base of the innovation detecting seals from geophysical data methods inside the high capacity natural reservoirs.

Key words: *methodology, geophysical methods, seals, natural reservoirs.*

Современные методы исследований природных резервуаров предполагают выделение и картирование прежде всего антиклиналей и коллекторов определенной стратиграфической приуроченности. В соответствии с до сих пор используемым «Временным положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ» (2001 г.), важнейшим инструментом подготовки структур к глубокому бурению является сейсморазведка. Сегодня невозможно найти поисковую скважину, которая была бы пробурена за последние почти 50 лет без паспорта на антиклинальную структуру, где приводятся сведения о надежности структурных построений (погрешности определения глубин, амплитуды структуры, ее площади, коэффициентов прослеживаемости отражающих горизонтов и др.). Показателем надежности подготовки к глубокому бурению является вероятность существования структуры по целевым горизонтам сейсморазведки МОГТ (2D или 3D). В России оценка подготовленных ресурсов структуры по категории Do (до 2013 г. – категории Сз) выполняется по картам целевых отражающих горизонтов, а подсчетные параметры коллекторов и коэффициент заполнения ловушки принимаются по аналогии с близлежащими месторождениями. В западных работах описываются сходные подходы. Успешность поисков в мире меняется от района к району, и обычно не превышает 0,2–0,5.

Эта методология фактически игнорирует то, что вероятность успеха поисков зависит не только от надежности сейсморазведки, но и от надежности прогноза собственно коллекторов, флюидоупоров над ними и коэффициентов заполнения ловушек. Предпринимаемые попытки прогнозировать эти параметры по данным современной сейсморазведки носят качественный характер, оценки надежности этих прогнозов обычно отсутствуют из-за несопоставимости с надежностью картирования структур по целевым горизонтам.

Общеизвестна формула оценки вероятности открытия залежи углеводородов:

$$Рзал = Рколл * Рстр * Рнт * Рф * Рпм \quad (1),$$

где: Рколл – вероятность наличия коллектора в природном резервуаре; Рстр – вероятность наличия структуры (антиклинали по данным МОГТ); Рнт – вероятность наличия нефтематеринской толщи или какого-то другого источника углеводородов; Рф – вероятность наличия флюидоупора на исследуемой территории; Рпм – вероятность наличия путей миграции углеводородов.

Поскольку все пять сомножителей, за исключением Рстр, принимаются экспертно (фактически назначаются), а их величины обычно не превышают 0,5, то и произведение обычно значительно меньше 0,5, что хорошо корреспондируется с величинами коэффициентов успешности поисков залежей. Заметим, что в соответствии с теорией вероятностей все эти сомножители рассматриваются как независимые величины, и, как известно, от перестановки сомножителей произведение не меняется.

© А.М. Хитров, Е.М. Данилова, И.Н. Коновалова, М.Н. Попова, 2024

Однако на самом деле это не так, поскольку все пять сомножителей могут оказаться связанными между собой, зависимыми величинами.

Например, наличие коллекторов вблизи кровли рифовых антиклиналей может быть связано с высотами антиклиналей, в песчаных барах и руслах пористость коллекторов зависит от формы и высоты бара, и т.д., и т.п. Пути миграции можно определить по карте подошвы флюидоупора, нефтематеринские толщи – по характерным признакам отражающих горизонтов, связанных с доманиковой, баженовской или другими свитами в «нефтяном окне». Об очагах генерации можно судить на основании методов, описанных и предложенных А.Э. Конторовичем [1] в «Очерках теории нафтидогенеза».

Следовательно, можно устанавливать корреляционные связи между подсчетными параметрами залежей и параметрами отражающих горизонтов, не обязательно целевых, и использовать эти качественно новые знания о строении природных резервуаров для совершенствования методик поисков и разведки залежей углеводородов.

В России обеспеченность запасами промышленных категорий нельзя назвать низкой – простая кратность, то есть отношение величины запасов в недрах к текущему уровню добычи по нефти по публикуемым данным официальных источников составляет около 60 лет, по газу – около 100 лет. Проблемы есть с качеством запасов нефти, около половины из них так называемые «трудноизвлекаемые», которые требуют налоговых льгот при разработке. Отсюда следует, что новая геологоразведка в XXI веке должна обеспечить открытия новых высокорентабельных, то есть высокодебитных запасов, находящихся в доступных для добычи районах. Такие запасы (пока еще ресурсы) находятся в не открытых залежах, связанных с высокопористыми песчаниками и карбонатными рифовыми объектами, распространенными в Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской провинциях – в наших важнейших провинциях.

Сколько таких ресурсов можно прогнозировать в этих провинциях?

А.Э. Конторович и В.Р. Лившиц [2] показали, что при объеме бурения 500–550 тыс. м в год Волго-Уральская провинция способна обеспечить прирост запасов более 3 млрд т. нефти на мелких и мельчайших месторождениях до середины текущего столетия и более, с устойчивой годовой добычей на уровне 40–50 – млн т. Вероятно, и в других провинциях не меньше.

Если значительная часть ресурсов – это ресурсы в рифовых постройках и баровых русловых песчаных телах, то такие нетектонические, седиментационные, сравнительно высокие (первые десятки метров) антиклинали, содержащие коллекторы с пористостью за 15–25%, и непосредственно под флюидоупорами, сегодня можно закартировать сейсморазведкой. Ранее эти антиклинали не были обнаружены просто по причине низкой плотности сети сейсморазведки, а также из-за ее полного отсутствия во многих «старых» районах. Эти антиклинали могут содержать крупные и средние по запасам залежи (не только мелкие) ввиду высокой плотности запасов на единицу площади, до 1 млн т на кв. км.

Нам представляется, что исследования перспектив поисков залежей в высокоемких высокодебитных природных резервуаров следует начинать с выделения флюидоупоров и выяснения путей миграции углеводородов под ними. От этого существенным образом будут зависеть величины трех других параметров в формуле (1), а вероятности открытий прогнозируемых залежей Рзал будут известны более точно. Это и есть новая методология поисков нефти и газа.

В развитие концепции В.Д. Ильина и др. (1982 г.) о трехслойном строении природных резервуаров [3] в последнее время нам удалось предложить некоторые инновационные идеи в этой области [4, 5], а также подтвердить и некоторые старые уже [3], но до сих пор научным сообществом широко не признаваемые.

В их числе:

– выделение и прогноз флюидоупоров по материалам повсеместно применяемых методов геофизических исследований скважин (нейтронный, гамма, электрометрия – технология НЕГАЭЛ) [3];

– построения структурных карт по подошвам флюидоупоров позволяют определять заполнение ловушек, и прогнозировать положение водонефтяных контактов не с помощью понятия последней замкнутой изогипсы на картах отражающих горизонтов МОГТ, а по точкам просачивания углеводородов из одной ловушки в другую по критическим направлениям миграции под флюидоупорами [4, 5];

– флюидоупоров в осадочном чехле мало [2, 3, 4], не более 10% от мощности чехла, толщина каждого отдельного флюидоупора может быть порядка единиц метров и менее;

– при дефиците флюидоупоров в разрезе и их малой толщине тектонически экранированные залежи в природе вряд ли существуют, поскольку полости разломов заполнены большей частью проницаемыми обломками пород, и не могут быть флюидоупорами, а почти всегда являются путями миграции [4, 5];

– концептуальное положение В.Д. Ильина и др. (1982) о факте повсеместной предельной заполненности ловушек в регионально нефтегазоносных комплексах [3], вполне справедливо;

– прогноз качества нефтей (не только прогноз нефть или газ) можно выполнят на основе принципа дифференциального улавливания углеводородов [5];

– от поисков и разведки залежей в сланцах и других низкопроницаемых формациях следовало бы отказаться на ближайшую и среднесрочную (не менее 50 лет) перспективы.

Все это в совокупности может резко снизить риски геологоразведки [5], подняв успешность поисков рентабельных залежей до 80–90%.

Работа выполнена в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», №122022800274-8).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э. Очерки теории нафтидогенеза: Избранные статьи – Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2004. – 545 с.
2. Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Новые методы оценки, особенности структуры и пути освоения прогнозных ресурсов нефти зрелых нефтегазоносных провинций (на примере Волго-Уральской провинции) // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 12. – С. 1835–1852.
3. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре. Методические рекомендации / Сост. В.Д. Ильин, С.П. Максимов, А.Н. Золотов и др. – М.: ВНИГНИ, 1982. – 52 с.
4. Гурова Д.И., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н., Риле Е.Б., Хитров А.М. Выделение и картирование флюидоупоров по данным геофизических исследований // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023.– № 11.– С. 5–13.
5. Хитров А.М., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н. О рисках геолого-разведочных работ на приразломные залежи углеводородов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2023. – № 4(220). – С. 20–32.

УДК 550.832
DOI 10.53954/9785604990070_261

ВЛИЯНИЕ БИТУМИНОЗНОСТИ НА РЕЗУЛЬТАТЫ КЕРНОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИНТЕРПРЕТАЦИЮ ДАННЫХ ГИС КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Ю.С. Шелковникова, О.А. Винокурова, Е.А. Губина

ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», г. Красноярск

Аннотация. В процессе изучения продуктивных отложений на территории лицензионных участков компании ПАО «НК «Роснефть» в Иркутской области возникает множество неопределенностей при выделении эффективных толщин и оценке фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, что связано со сложным строением резервуаров и их высокой изменчивостью. В настоящей работе рассмотрены неопределённости, возникающие из-за присутствия битума в интервале продуктивных горизонтов карбонатных венд-кембрийских отложений.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, битум, смолисто-асфальтеновое вещество (САВ), керн, геофизические исследования скважин (ГИС), пиролиз, Восточная Сибирь

BITUMENOSITY IMPACT ON THE RESULTS OF CORE ANALYSES AND LOG DATA INTERPRETATION OF CARBONATE ROCKS IN THE EASTERN SIBERIA

Y. Shelkovnikova, O. Vinokurova, E. Gubina

"RN-KrasnoyarskNIPIneft" LLC, Krasnoyarsk

Annotation. In the process of studying productive sediments in the Irkutsk region license areas of PAO NK Rosneft, many uncertainties arise in the effective thicknesses allocation and estimation of rocks reservoir properties, which is associated with the complex structure of reservoirs and their high variability. In the present paper, uncertainties resulted from the presence of bitumen in the interval of productive horizons are considered.

Key words: *carbonate reservoir, bitumen, resinous-asphaltenic materials, core, geophysical well logging, pyrolysis, Eastern Siberia*

ВВЕДЕНИЕ

Данная работа рассматривает карбонатные венд-кембрийские отложения на территории лицензионных участков (ЛУ) компании ПАО «НК «Роснефть» в Иркутской области.

Особенностью разреза является значительная вертикальная и латеральная неоднородность пород, обусловленная влиянием постседиментационных процессов, в том числе битуминизация пород. Битуминозное вещество присутствует во всех отложениях продуктивных пластов в различном количестве и вносит неопределенность в расчет петрофизических параметров.

Под битумом понимается продукт естественного преобразования нефти, который, как правило, имеет высокие содержания смолисто-асфальтеновых веществ (САВ). В данном тексте понятия битума и САВ приравниваются друг к другу.

Свойства битуминозного вещества. Получение информации о битуминозности возможно с помощью лабораторных керновых исследований – наличие битума фиксируется в шлифах, ЛБА, пиролитических исследованиях, ЯМР замерах и данных ГИС.

Свойства битума зависят от состава исходных нефтей и степени их изменения (окисления, содержания серы и азота). В изучаемых отложениях битум находится в вязком, вязко-пластичном и твердом состояниях, частично или полностью заполняя пустотное пространство.

По данным керновых исследований установлено:

1. Химический состав битума представлен 78–90% углерода, 8–10% водорода, 5–16% смесь кислорода, серы и азота;
2. Битум нерастворим в воде;
3. Экстракция керна органическими растворителями (хлороформ, гексан, хлороформ + ксилол) не удаляет битум полностью ни в одном из пластов;
4. Плотность битума приблизительно варьирует от 1 до 1,2 г/см^3.

КЕРНОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Породы продуктивных горизонтов охарактеризованы достаточно представительной выборкой пиролитических исследований, выполненных методами «Rock-Eval» и «Reservoir». Пиролитический ме-

© Ю.С. Шелковникова, О.А. Винокурова, Е.А. Губина, 2024

Таблица 1

Пиролитические критерии присутствия битума

Параметр	Описание параметра	Критерии
S2a, мг/г	Массовое содержание в породе нефтяных УВ ряда С15-С40	**S2a≤S2b**
S2b, мг/г	Массовое содержание УВ, образованных в результате термодеструкции САВ*	**>0.5**
TPlr, %	Доля нефтяных УВ С1-С40 в общем количестве УВ	**<70**
NSO, %	Массовая доля САВ в общей массе ОВ	>60

тод с хорошей точностью определяет количество органического вещества в породе. Установлено, что доля подвижных УВ в среднем принимает значения 60–80% от объема пустотного пространства, 20–40% – остаточная нефть и битум. В табл. 1 приведены критерии выделения битуминозных интервалов в изучаемом регионе по данным пиролиза.

Оценка истинной величины коллекторских свойств осложнена ввиду невозможности полной очистки породы в процессе экстракции. Анализ пиролитических исследований до и после экстракции показал, что в интервале пласта Б5 удаление САВ происходит тяжелее всего, после экстракции в породе остается до 76% от исходного объема. Для органогенных построек пласта Б1 после экстракции в породе остается порядка 58% САВ.

Наличие САВ может оказывать разнонаправленное действие на поверхностные свойства пород, что в свою очередь может давать некорректные результаты определения коэффициента вытеснения и относительных фазовых проницаемостей.

Для снятия неопределенностей в части влияния битумов на ФЕС пород проводятся специальные циклы исследований на керне, в которые входит проведение стационарных замеров ЯМР. На рис. 1 показаны карты Т1–Т2 при сохраненной насыщенности образца, щадящей экстракции в гексане/керосине (очистка образцов от подвижных УВ) и после полной экстракции.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Как правило, наличие битума в породе соотносят с повышенной радиоактивностью, вызванной ростом урановой компоненты СГК, что объясняется избирательной абсорбцией урана органическим веществом. Количественная оценка битуминозности в этом случае производится по зависимости Кбит = f(U(СГК)). В определённых типах геологических разрезов применяются способы определения содержания битума по величине УЭС пород. Однако, данные методики не могут рассматриваться в качестве надежного индикатора битуминозности для региона Иркутской области.

Не всегда интервалы аномальной радиоактивности связаны с битуминозностью или увеличением глинистости. Например, в органогенных постройках на территории Иркутской области верхняя пачка карбонатных пород осинского горизонта характеризуется повышенными значениями ГК и при этом, как правило, является интервалом коллектора с наилучшими ФЕС. Высокая радиоактивность интервала связана с интенсивной проработкой пород гидротермальными растворами и отложением в них урановых солей. Высокоомный разрез не позволяет использовать УЭС для оценки битуминозности.

С помощью стандартного комплекса ГИС определить присутствие битума не удается, так как в общем объеме породы содержание САВ составляет не более 1–1.5%. При столь невысоких содержаниях битум значительно сокращает динамическую емкость пород, ухудшая коллекторские свойства.

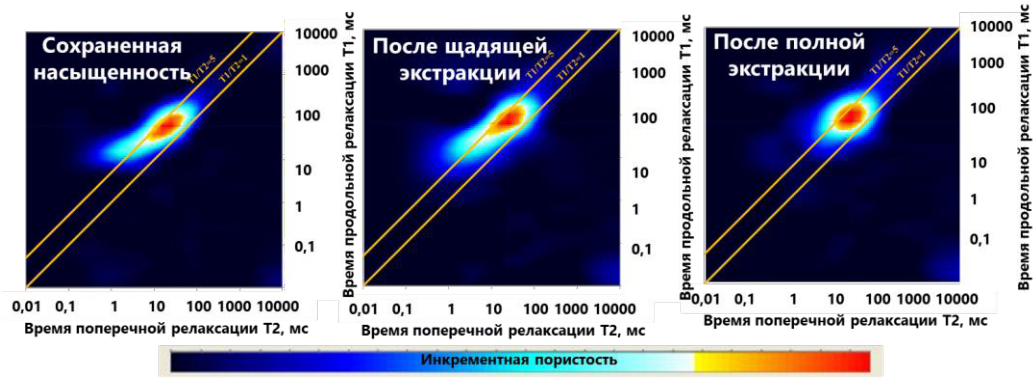


Рис. 1. Определение доли пористости, занятой битумом, по данным ЯМР (Карты Т1-Т2)

На текущий момент качественная и количественная оценка присутствия битума возможна только с привлечением расширенного комплекса ГИС. По данным ЯМК битуминозные интервалы характеризуются смещением спектра релаксации Т2 в область низких времен, что также фиксируется по ЯМР замерам на керне, где сигнал от первой моды времени поперечной релаксации соответствует сигналу от битумов и тяжелых УВ. При достаточно высоких значениях общей пористости по ЯМК и стандартному комплексу ГИС такие интервалы характеризуются низкой эффективной емкостью или полным ее отсутствием. По результатам испытания подобных интервалов – притоков УВ не получено.

Необходим учет битуминозности в пустотном пространстве с привлечением данных пиролитических исследований и ЯМК по ГИС. Отмечается хорошая корреляция содержания смолисто-асфальтеновых соединений в объеме углеводородов (NSO) со среднелогарифмическим временем релаксации. Коэффициент корреляции составляет 0.6–0.65 для различных пластов.

Оценка объема битума в пустотном пространстве осуществляется по уравнению:

$$К_{п\ бит} = К_{п} \cdot К_{н} \cdot NSO$$

где Кп бит. (дол. ед.) – объем пор, занятый битумом, Кп (дол. ед.) – коэффициент общей пористости, Кн (дол. ед.) – коэффициент нефтенасыщенности, NSO (дол. ед.) – относительное содержанием смолисто-асфальтеновых соединений в объеме углеводородов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шелковникова Ю.С. Повышение достоверности оценки коллекторских свойств сложнопостроенных карбонатных пород Восточной Сибири по данным расширенного комплекса ГИС / Ю.С. Шелковникова, О.А. Винокурова, И.М. Рычков, К.С. Савичев // ГЕОЕВРАЗИЯ-2023. Геологоразведочные технологии: наука и бизнес. Труды VI Международной геолого-геофизической конференции. Том I (III). – ООО «ПолиПРЕСС», 2023. – С. 17–19.
2. Губина Е.А. Оценка перспектив извлекаемого битума в залежах осинского продуктивного горизонта Восточной Сибири / Е.А. Губина, О.А. Винокурова, Р.Ю. Перевозчиков, Ю.С. Шелковникова // Российская отраслевая энергетическая конференция. Сборник материалов конференции. – ООО «Геомодель», 2023. – С. 1178–1193.
3. Загидуллин М.И. Методика оценки содержания битума по данным исследований керна кембрийских отложений одного из месторождений Восточной Сибири / М.И. Загидуллин, Потапов А.Г., Гарипова К.Ф. // Экспозиция Нефть Газ. – 2023 – № 6. – С. 23–30.

УДК 553.98
DOI 10.53954/9785604990070_264

ИСТОРИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ БАЖЕНОВСКИМ ГОРИЗОНТОМ НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАССЕЙНА

С.А. Язикова, А.А. Дешин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. По данным геофизических исследований скважин выполнено определение литологического состава пород в разрезе 48 скважин на территории севера Западной Сибири. Построены карты толщин песчанистых и глинистых горизонтов юрско-мелового возраста. Выполнено построение структурно-литологической модели осадочного чехла. Восстановлена тепловая история осадочного чехла на территории исследования. Обоснованы геохимические параметры органического вещества баженовского горизонта. Выполнено трехмерное моделирование осадочного чехла севера Западно-Сибирского бассейна. Количественно оценены масштабы и динамика генерации углеводородов в верхнеюрских нефтегазопроизводящих комплексах.

Ключевые слова: *баженовский горизонт, генерация углеводородов, бассейновое моделирование, Западно-Сибирский мегабассейн*

HISTORICAL AND GEOLOGICAL ANALYSIS OF HYDROCARBON GENERATION PROCESSES BY THE BAZHENOV HORIZON IN THE NORTH OF THE WEST SIBERIAN MEGABASIN

S.A. Yazikova, A.A. Deshin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAN, Novosibirsk

Annotation. The lithologic composition of rocks in the section of 48 boreholes in the north of Western Siberia was determined based on the data of geophysical studies of boreholes. Thickness maps of sandy and clay horizons of the Jurassic-Cretaceous age were constructed. A structural and lithologic model of the sedimentary cover was built. The thermal history of the sedimentary cover in the study area was reconstructed. Geochemical parameters of organic matter of the Bazhenov horizon were substantiated. Three-dimensional modeling of the sedimentary cover of the north of the West Siberian basin was performed. The extent and dynamics of hydrocarbon generation in the Upper Jurassic oil and gas producing complexes were quantitatively evaluated.

Key words: *bazhenov horizon, hydrocarbon generation, basin modeling, West Siberian megabasin*

Территория исследования охватывает Гыданскую, Ямальскую НГО, северные области Фроловской, Надым-Пурской, Пур-Тазовской НГО и западную часть Енисей-Хатангской НГО. В тектоническом отношении выделено 4 надпорядковых структуры – отрицательные: Карская мегасинеклиза, Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза, Большехетская мегасинеклиза; положительная – Мессояхская наклонная гряда (рис. 1). С северо-востока и запада их ограничивают мегамоноклизы Внешнего пояса – Предтаймырская и Пайхойско-Новоземельская мегамоноклиза [1].

Объект исследования – баженовская нефтегазопроизводящая толща (НГПТ) и осадочный чехол севера Западной Сибири.

Методика исследования основана на историко-геологическом моделировании, позволяющем восстановить историю формирования осадочного чехла в целом, а также численно реконструировать динамику преобразования органического вещества НГПТ.

Исходные для моделирования данные включают в себя информацию о геологическом строении разреза, значения геотермических параметров и геохимические характеристики НГПТ.

Первым этапом при построении модели является определение структурно-литологических характеристик осадочного чехла. Структурный каркас модели представляет собой набор согласованных структурных карт. Для формирования литологической модели территории было выбрано 48 скважин с наибольшим количеством геолого-геохимической информации (см. рис. 1). По разрезам этих скважин была выполнена интерпретация данных геофизических исследований скважин и произведено вычисление мощностей песчанистых и глинистых пород по свитам и пластам юрско-мелового возраста.

Для расчетов истории прогрева отложений использовались палеотемпературы на границе вода-осадок. Калибровка тепловой истории осуществлялась по данным отражательной способности витринита R^o (%) по 26 скважинам. Варьируемым параметром при калибровке являлась плотность теплового потока на нижней границе литосферы. В результате была оценена плотность эффективного теплового

© С.А. Язикова, А.А. Дешин, 2024

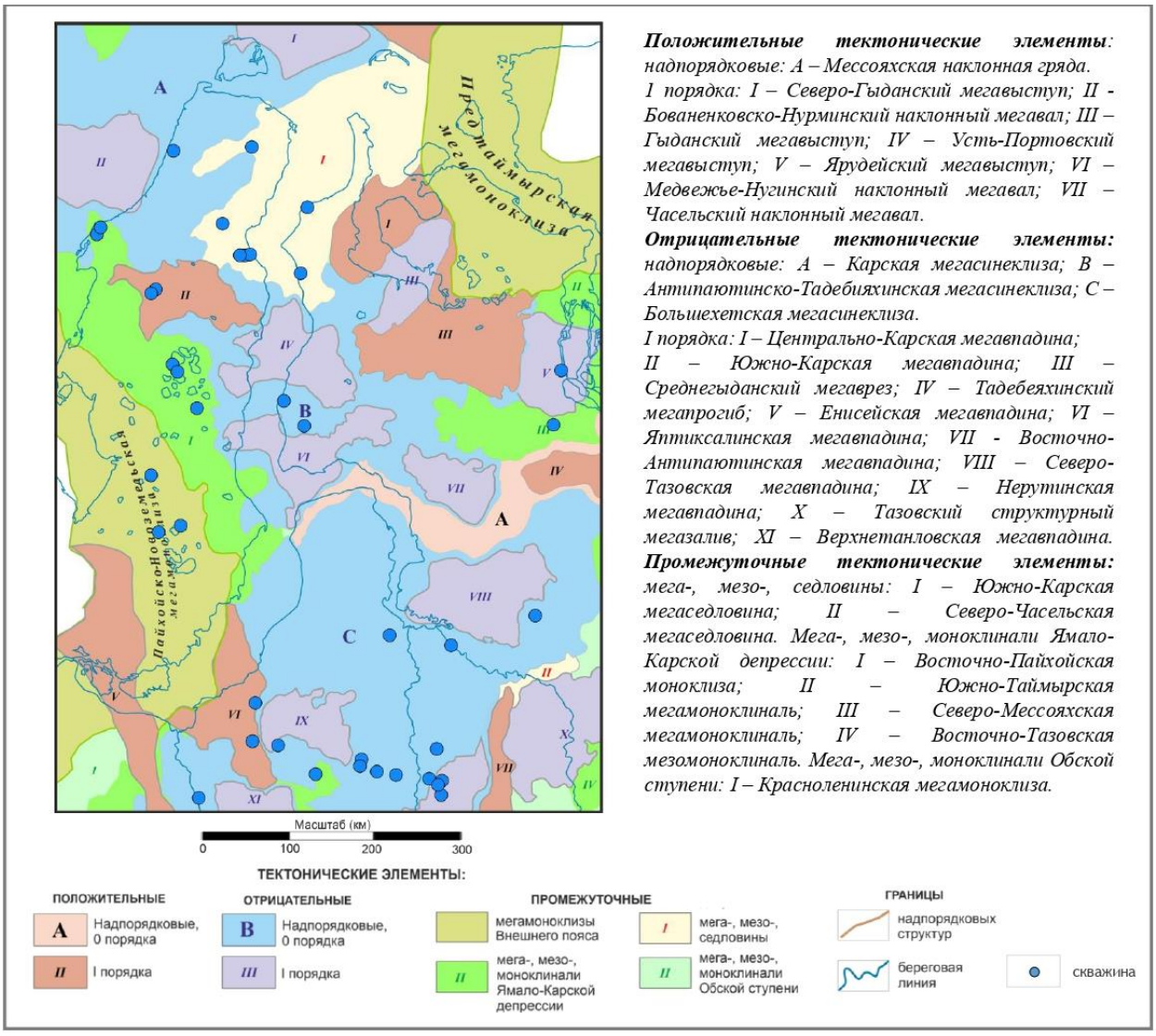


Рис. 1. Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского осадочного чехла территории исследования [1]

потока в основании осадочного чехла территории исследования, его величина составляет от 35 до 61 мВт/м^2.

В качестве НГПТ были рассмотрены отложения баженовского горизонта. Фактические данные представлены значениями $C_{орг}$, HI (водородный индекс) и кинетическими характеристиками керогена. Поскольку баженовская свита на большей части территории замещается фациальными аналогами, были использованы разные кинетические типы керогена: яновстанский, гольчихинский [2] и баженовский [3]. Современные значения $C_{орг}$ в отложениях баженовского горизонта на территории исследования варьируют от 0,5 до 7,5%, текущий HI составляет от 111 до 340 мг УВ/г $C_{орг}$. Начальная концентрация $C_{орг0}$ и HI_0 были вычислены с учетом расчетной степени трансформации органического вещества.

Построение трехмерной модели территории исследования проводилось в программно-методическом комплексе бассейнового моделирования Temis (Beicip Franlab). Далее приведены результаты моделирования генерации углеводородов (УВ) баженовской НГПТ.

Средняя плотность генерации жидких УВ ОВ баженовского горизонта составила 57,7 тыс. т/км^2, а газообразных – в 293,8 млн м^3/км^2. Очаги генерации УВ выделяются в северо-восточной, центральной части территории, на ее востоке и в южной части они приурочены к Южно-Карской и Центрально-Карской мегавпадине, Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизе, Северо-Тазовской мегавпадине и Агапскому желобу.

Генерация жидких углеводородов началась 115 млн лет назад. Интенсивная генерация началась около 100 млн лет назад и продолжала увеличиваться до 65 млн лет. Максимум генерации был достиг-

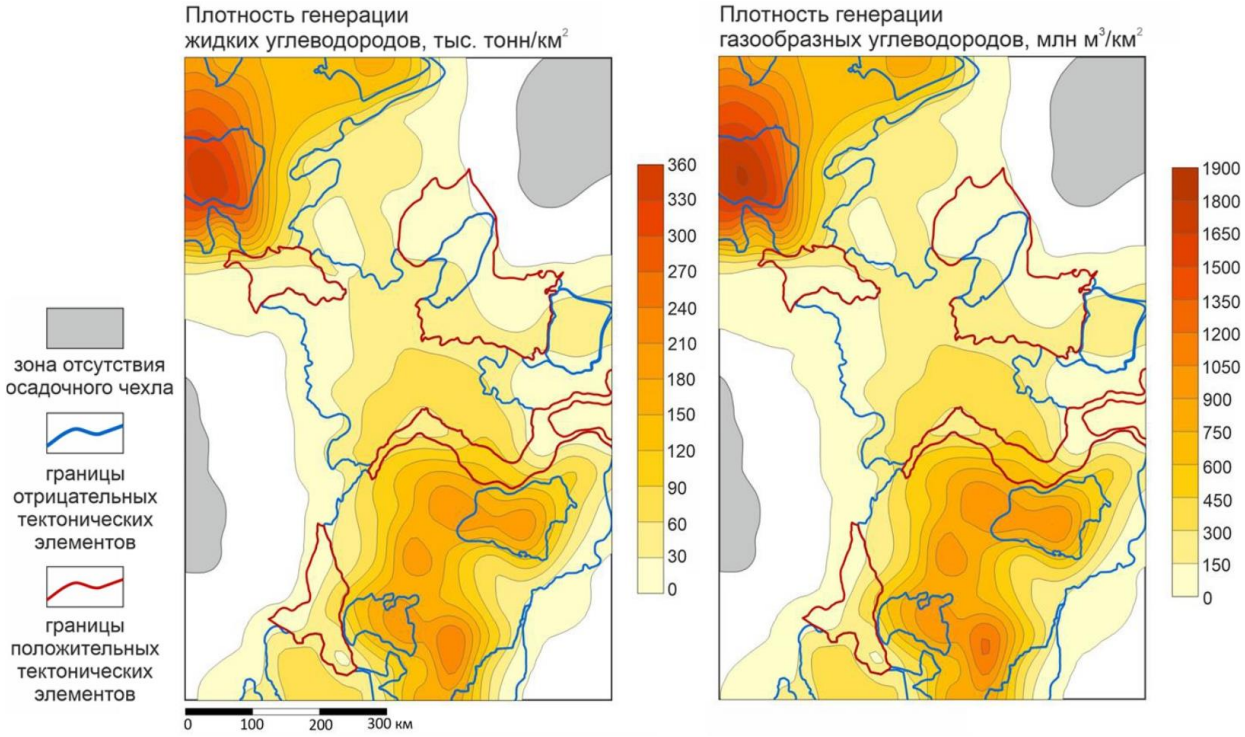


Рис. 2 Схема плотности генерации жидких и газообразных углеводородов органическим веществом баженовского горизонта

нут 60 млн лет назад, и составлял 4,25 млрд т/млн лет. Далее до 25 млн лет назад генерация жидких углеводородов снижается и 20 млн лет назад выходит на полку, и составляет 438 млн т/млн лет. В настоящее время эти значения сохраняются.

Динамика генерации газообразных углеводородов представляет собой аналогичную картину, как и у жидких углеводородов. Генерация началась 115 млн лет назад и несущественно росла до 100 млн лет. Далее до 65 млн лет назад был интенсивный рост объемов генерации газообразных углеводородов. Интенсивность генерации достигла максимума 60 млн лет назад и составила 21,6 трлн м^3/млн лет. После чего генерация имела тенденцию к падению до 25 млн лет назад. Начиная с 20 млн лет назад, и до сегодняшнего дня генерация газообразных углеводородов продолжается с интенсивностью 2,3 трлн м^3/млн лет.

Оценка суммарных масштабов генерации баженовским горизонтом на территории исследования составила 34,1 млрд т жидких и 174 трлн м^3 газообразных УВ.

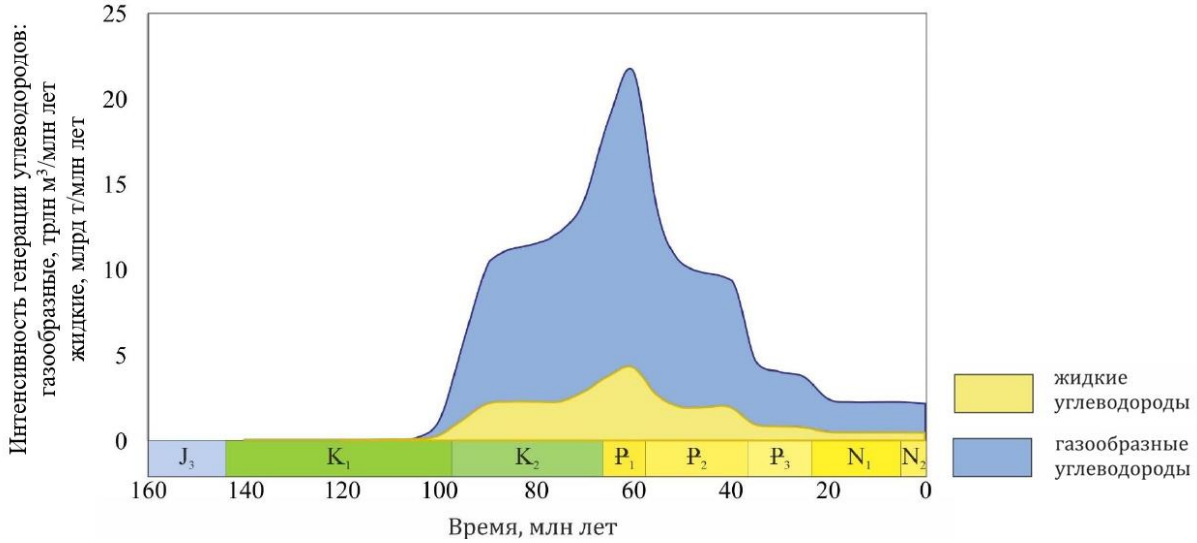


Рис. 3 Динамика генерации углеводородов органическим веществом баженовского горизонта

Работа выполнена по государственной программе ФНИ FWZZ-2022-0007.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович В.А. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков, А.А. Конторович, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42 (11–12). – С. 1832–1845.
2. Дешин А.А. Керогены верхнеюрских отложений северо-востока Западно-Сибирского бассейна. Типы и кинетика преобразования / А.А. Дешин, А.П. Родченко, Н.С. Ким, А.Н. Козырев, С.А. Язикова, Л.М. Бурштейн // Успехи органической геохимии: Материалы 2-й Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посв. 120-летию со дня рожд. чл.-корр. АН СССР Н. Б. Вассоевича и 95-летию со дня рожд. засл. геолога РСФСР, проф. С.Г. Неручева (5–6 апреля 2022 г.) – Новосибирск, 2022. – С. 75–78.
3. Кашапов Р.С. Определение кинетических параметров пиролитической деструкции органического вещества нефтегазоматеринских пород [Электронный ресурс] / Р.С. Кашапов, Н.В. Обласов, И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, А.А. Гринько, П.В. Трушков, С.В. Фадеева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 1. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2019/6_2019.

УДК 552.5:551.86 (551.762+571.1)
DOI 10.53954/9785604990070_268

БАТ-ВЕРХНЕЮРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА: РЕЗУЛЬТАТЫ СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

П.А. Ян, Л.Г. Вакуленко, О.Д. Николенко, А.Ю. Попов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. Рассмотрены особенности латеральной и вертикальной смены обстановок седиментации бат-верхнеюрских отложений в Западно-Сибирском бассейне в результате серий миграционных трансгрессий и регрессий и событий, в результате которых сформировались пахомовская и барабинская пачки. Замечено, что прирост площади морского седиментогенеза на границе васюганского и георгиевского горизонтов был незначительным. Сделан вывод, что строение бат-верхнеюрских отложений является результатом сложного сочетания алло- и автоциклических процессов. Приведены рассуждения об основных факторах эволюции обстановок седиментации.

Ключевые слова: *Западная Сибирь, средняя-верхняя юра, обстановки седиментации*

BATHONIAN-UPPER JURASSIC DEPOSITS OF THE WEST SIBERIAN SEDIMENTARY BASIN: SEDIMENTOLOGICAL STUDIES RESULTS

P.A. Yan, L.G. Vakulenko, O.D. Nikolenko, A.Yu. Popov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. The lateral and vertical changes in the sedimentary environments of the Bath-Upper Jurassic sediments in the West Siberian basin are considered as a result of a series of migration transgressions and regressions and events that resulted in the formation of the Pakhomov and Barabinsk members. The conclusion about a slight increase in the area of marine sedimentogenesis on the border of the Vasyugan and Georgievsky horizons is made. The main factors of the evolution of the sedimentary environments are discussed.

Key words: *Western Siberia, Middle – Upper Jurassic, sedimentary environments*

В составе бат-верхнеюрских отложений Западно-Сибирского бассейна выделены малышевский, васюганский, георгиевский и баженовский стратиграфические горизонты [1]. Малышевский горизонт (верхи верхнего байоса – бат) представлен верхнетюменской подсвитой, преимущественно континентальной, на севере переходящей в мелководно-морскую малышевскую свиту. Васюганский (верхи верхнего бата – оксфорд) представлен латеральным рядом свит: от континентальной тяжинской и переходных наунакской и татарской к морским васюганской, абалакской, точинской и сиговской свитам. Георгиевский (верхи верхнего оксфорда – низы нижней волги) и баженовский (верхи нижней волги – низы берриаса) горизонты представлены преимущественно морскими пелагическими отложениями.

Комплексные седиментологические исследования, инициированные Алексеем Эмильевичем Конторовичем в начале 2000-х годов, показали, что в среднем бате, в начале формирования нефтегазоносного горизонта $Ю_2$ в центральной и южной частях Западно-Сибирского бассейна существовала обширная аллювиальная равнина с относительно большим количеством поступавшего обломочного материала, благодаря чему формировались русловые песчаные тела меандрирующих рек толщиной до 15–20 м [2, 3]. К концу среднего бата на территории Широтного Приобья фиксируется постепенный подъем уровня моря и появление дельт. В начале позднего бата произошло скачкообразное увеличение площади прибрежно-морского осадконакопления, связанное с затоплением Обь-Иртышской палеоступени. Формирование верхней части горизонта $Ю_2$ на большей части Широтного Приобья происходило в обстановках мелкого моря с многочисленными островами. На территории Томской области на протяжении практически всего бата существовала аллювиальная равнина с развитой системой меандрирующих русел, через которую проходил транзит основного объема обломочного материала, поступавшего в бассейн с юго-востока. Южнее и западнее располагалась слаборасчлененная, участками заболачивающаяся пойменная равнина с некрупными руслами и озерами. Характерно, что наиболее крупные русловые тела залегают в нижней части горизонта $Ю_2$, а верхняя его часть представлена преимущественно пойменными отложениями.

В конце позднего бата произошло резкое затопление большей части Западно-Сибирского бассейна. Поступление осадочного материала сильно сократилось, бассейн перешел в режим «голодания». Ба-

© П.А. Ян, Л.Г. Вакуленко, О.Д. Николенко, А.Ю. Попов, 2024

зальная пахомовская пачка, сформировавшаяся на этом этапе, имеет небольшую толщину (обычно 0,5–1 м), сложена плохосортированными биотурбированными алевропесчаниками с большим содержанием аутигенных минералов железа и обильными остатками морской фауны. Выше залегают тонкоотмученные темно-серые и черные аргиллиты когалымской пачки [4], формировавшейся в умеренно-глубоководных, периодически аноксидных условиях. Ее стратиграфический диапазон оценен как средний – верхний келловей. В центральных районах Западной Сибири выше когалымской пачки залегают алеврито-глинистые отложения верхней части нижневасюганской подсвиты, формирование которых происходило в обстановках средне-глубокого шельфа с образованием циклов «обмеления». В южных и юго-восточных районах в это время шла импульсная проградация пляжево-баровых систем, которые достигли территории Широтного Приобья лишь в раннем оксфорде и выразились в образовании пластов $Ю_1^4$ и $Ю_1^3$. При этом в Омском и Тебисском районах установилась континентальная равнина с редкими крупными остаточными озерами, мелкими реками и заболачивающимися участками. На крайнем юге, в Омском и Тебисском структурно-фациальных районах, условий для формирования пахомовской и когалымской пачек не было, келловейская трансгрессия здесь выразилась в образовании крупных «языкообразных» морских заливов, в которых сразу началась проградация дельтовых и пляжево-барово-лагунных отложений. В конце раннего оксфорда большую часть центральных и южных районов Западной Сибири заняла обширная заболачивающаяся равнина со слабо развитой русловой системой, в результате чего сформировался регионально распространенный угольный пласт $У_1$ ($У_1^1$).

В начале среднего оксфорда последовала резкая обширная трансгрессия. Относительно глубоководные обстановки простирались достаточно широко, однако накапливавшиеся в них глинистые пачки были маломощны и частично переработаны в последовавший за трансгрессией этап активной проградации пляжево-баровых систем. Сформированный в результате песчаный пласт $Ю_1^2$ имеет значительную толщину и широкое распространение, что подразумевает значительные объемы поступавшего в бассейн обломочного материала. В позднем оксфорде произошел еще один трансгрессивный эпизод, по масштабам превосходящий все предыдущие за юрский период. Море затопило практически полностью Ажарминский и Омский фациальные районы. Поступление материала в бассейн было слабым: широкое распространение получили специфические обстановки ракушняковых банок и алеврито-песчаных отмелей в пределах шельфа, образованных за счет переработки материала, привнесенного в бассейн в предыдущий период. Сформировавшийся в это время пласт $Ю_1^1$ представлен песчаниками, часто известковистыми, с фауной двустворок, скафопод и редких белемнитов.

В самом конце позднего оксфорда – начале кимериджа, на рубеже васюганского и георгиевского горизонтов происходит событие, которое считается крупнейшей трансгрессией, охватившей всю бореальную область. Барабинская пачка, залегающая в основании кимериджских отложений, представлена глауконититовыми глинисто-алевро-песчаными биотурбированными породами, насыщенными аутигенными минералами железа и остатками морской фауны. Толщина ее обычно не превышает 1 м. Ее формирование происходило в условиях умеренно глубокого шельфа с низкими темпами седиментации. Однако приращения площади морского седиментогенеза в Западно-Сибирском бассейне не было: во всех известных разрезах с ненарушенной последовательностью барабинская пачка залегает на морских отложениях. Соответственно, говорить о кимериджской трансгрессии, как о процессе наступления моря на сушу, не вполне корректно. Вероятно, было некоторое углубление морского бассейна при резком сокращении привноса осадочного материала. Залегающие выше аргиллиты георгиевской свиты и верхнеабалакской подсвиты, нижняя часть глинистой марьяновской свиты формировались в умеренно-глубоководных обстановках, на разном удалении от береговой линии, при практически полном отсутствии поступления терригенного материала с юга и юго-востока. В волжское время при примерном сохранении положения береговой линии, происходит еще большее углубление бассейна и его стагнация. Региональное поступление обломочного материала в бассейн прекращается, и в глубоководных обстановках происходит формирование углеродисто-карбонатно-кремнистой баженовской свиты и ее аналогов. Единственным региональным источником сноса в кимеридже и волге оставалось северо-восточное обрамление Западной Сибири, в результате периодической активизации которого происходило выдвижение в бассейн пляжево-баровых систем и формирование алеврито-песчаных пластов верхнесиговской подсвиты и яновстанской свиты.

Таким образом, прослежена четкая связь цикличности бат-верхнеюрских отложений Западной Сибири с эволюцией обстановок их седиментации. При этом причины возникновения цикличности и эволюции обстановок остаются до конца невыясненными. Это связано, в том числе, со сложным сочетанием алло- и автоциклических процессов и с тем, что роль последних в бат-позднеюрском седиментогенезе Западной Сибири недооценивается специалистами. Эвстатическая модель развития седиментационного бассейна не объясняет совокупность всех имеющихся фактов. Позднеюрско-раннемеловой морской бассейн не претерпевал существенных площадных изменений начиная с конца среднего – на-

чала позднего оксфорда, при этом режим седиментации менялся существенно и неоднократно. Единственными изохронными реперами в рассматриваемых отложениях, вероятно, являются пахомовская и барабинская пачки. Выше показано, что однозначно трактовать эти событийные пачки, как трансгрессивные (т.е. образовавшиеся непосредственно в процессе наступлении моря на сушу), нельзя. Их формирование связано с «голодным» режимом седиментации, когда при подавленном поступлении аллотигенного материала в области седиментации идут перераспределение и биотурбация отложенных ранее осадков с образованием палимпсестов, активное аутигенное минералообразование и биогенное осадконакопление. Ограниченный этими событийными пачками полифациальный васюганский горизонт может рассматриваться, как единый осадочный комплекс, сформированный в течении законченного цикла развития осадочного бассейна. Его внутренняя гетерогенная цикличность связана с серией разномасштабных миграционных трансгрессий и регрессий, при этом заметную роль могли играть автоциклические процессы, обусловленные самой осадочной системой без изменений внешних глобальных параметров. Формирующиеся при этом циклически построенные аллювиальные и прибрежно-морские отложения с характерными вертикальными последовательностями в пределах осадочного комплекса имеют скользящие возрастные границы и строго подчиняются закону Головкинского. По этой причине рассматривать глинистые, песчаные или углистые пачки в качестве региональных корреляционных реперов возможно лишь с известной долей условности. В полной мере это касается и когалымской пачки, которая в сиквенс-стратиграфической модели васюганского горизонта соответствует поверхности максимального затопления. В качестве основного фактора эволюции осадочного бассейна, видимо, следует рассматривать глобальные геодинамические и климатические перестройки в областях сноса на его периферии [5, 6].

Работа выполнена в рамках проекта FWZZ-2022-0007 Государственной программы ФНИ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск, 2004. – 115 с.
2. Конторович А.Э., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А., Скворцов М.Б., Ян П.А., Быков В.В., Попов А.Ю., Саенко Л.С. Седиментогенез коллекторов среднего-верхнего бата и их нефтеносность в Широтном Приобье // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 2. – С. 187–200.
3. Казаненков В.А., Ян П.А., Вакуленко Л.Г., Попов А.Ю. Палеогеографический контроль нефтеносности малышевского горизонта группы Тайлаковских месторождений (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 115–126.
4. Ян П.А., Вакуленко Л.Г., Костырева Е.А., Аухатов Я.Г., Бурлева О.В., Николенко О.Д. Литология и геохимия когалымской пачки нижневасюганского подгоризонта (верхний бат – низы нижнего оксфорда Западной Сибири) // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3–4. – С. 484–494.
5. Бейзель А.Л. Изменения интенсивности сноса осадков – основной фактор образования осадочных комплексов (на материале юры Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 34–44.
6. Буслов М.М., Куликова А.В. Взаимосвязи формирования орогенов и осадочных бассейнов Азии в мезозое-кайнозое // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2021. – Т. 2. – № 1. – С. 25–31.

УДК 552.578.061.32:551.732(571.51)
DOI 10.53954/9785604990070_271

ИСТОРИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ И МАСШТАБОВ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ КУРЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

Е.С. Ярославцева, И.А. Губин, П.И. Сафронов, Л.М. Бурштейн

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

Аннотация. На основе новейших результатов интерпретации геолого-геофизических данных и материалов сейсморазведки и органико-геохимических анализов нефтегазопроизводящих толщ детализированы численные модели динамики и масштабов генерации углеводородов в куонамской нефтегазопроихводящей толще-Курейской синеклизы на дотрапповый период.

Ключевые слова: *куонамский комплекс, бассейновое моделирование, Курейская синеклиза*

HYDROCARBON GENERATION HISTORY OF THE CENTRAL AREA OF KUREYKA SYNCKINE

E.S. Yaroslavtseva, I.A. Gubin, P.I. Safronov, L.M. Burshtein

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk

Annotation. By the latest results of the interpretation of geological-geophysical material and geochemical data the quantative model of hydrocarbon generation dynamics in Kuonamka formation developed in IPGG has been significantly specified. Time-differentiated schemes of the hydrocarbon amount separately for liquid and gaseous products had been developed based on kerogen catagenesis reconstruction.

Key words: *Kuonamka formation, basin modeling, Kureyka synckine*

ВВЕДЕНИЕ

Первые реконструкции истории и масштабов нафтидогенеза в пределах Курейской синеклизы представлены в работах [Геология нефти и газа, 1981; Баженова и др., 1972; Конторович и др., 1999 и др.]. Исследования данной проблемы продолжаются в наши дни [Баженова, 2019; Ярославцева, Бурштейн, 2022; Масленников и др., 2021; и др.].

Значительные перспективы рассматриваемой территории связаны с кембрийским комплексом, в котором роль нефтегазопроизводящей толщи (НГПТ) выполняет куонамская и шумнинская свиты. Новейшие структурные построения и результаты геохимических исследований позволили уточнить ранее разработанные численные модели масштабов и динамики генерации в ней нафтидов [Ярославцева, Бурштейн, 2022; Моисеев и др., 2021 и др.]. и др.], в том числе раздельно оценить масштабы генерации жидких и газообразных УВ.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Моделирование выполнено в программно-методического комплексе Temis Flow (Бейсип Франлаб). Методика работы предполагает построение структурной модели, на основе которой с использованием данных о тепловом режиме недр производится восстановление истории погружения и прогрева осадочного чехла. Далее с использованием характеристик НГПТ выполняется реконструкция динамики и масштабов генерации, миграции и аккумуляции УВ.

Структурная модель сформирована на основе комплекта структурных карт по основным отражающим горизонтам, а также разбивок по скважинам, Чириндинская-271, Сохсолохская-706, Кирамкинская-1, Кочечумская-2, Ледянская-2 и др

Температурная модель базируется на общетеоретических данных об эволюции тепловых потоков в истории Земли [Добрецов, 2010 и др.]

Модель эволюции ОВ куонамской это НГПТ в катагенезе построена с учетом проведенных в ИНГГ СО РАН оценок кинетических характеристик керогена, а также с применением карт толщин обогащенных ОВ пород НГПТ [Бурштейн и др.; 2023; Ярославцева и др., 2022]. При этом было принято, что при генерации нафтидов: жидкие продукты генерации не мигрировали из НГПТ и при дальнейшем погружении и нагреве испытывали вторичные преобразования с генерацией газа [Конторович и др., 2021].

© Е.С. Ярославцева, Л.М. Бурштейн, 2024

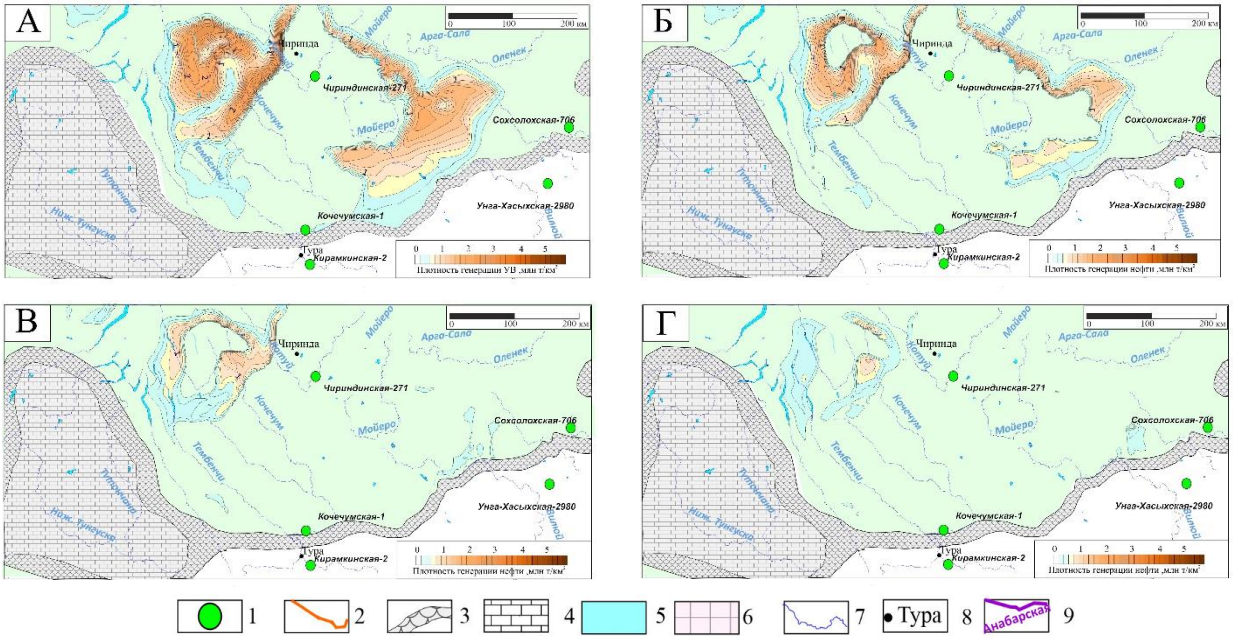


Рис. 1. Плотности генерации нефти: А – 500–475 млн л назад), Б – 475–450 млн л назад В – 400–450 млн л назад , Г –400–350 млн л. назад). 1 – скважины, 2 – границы субъектов РФ, 3–6 – элементы сейсмофациального районирования [Сухов и др., 2016; Моисеев и др, 2021]: 3 – нижне-среднекембрийский рифогенный барьер, 4 – карбонатная платформа, 5 – область развития куонамского комплекса, 6 – область развития солеродного бассейна, 7 – гидросеть, 8 – населенные пункты, 9 – контуры и названия нефтегазоносных областей

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Наиболее существенными результатами моделирования являются схемы распределения плотности генерации жидких и газообразных УВ с дифференциацией по времени. Согласно выполненной реконструкции на рубеже позднего кембрия-раннего ордовика ОВ куонамской НГПТ в центральной части Курейской синеклизы вошло в главную зону нефтеобразования (ГЗН) и началась генерация жидких углеводородов плотностью до 4,5 млн т/км^2 (рис. 1А, Б). В этот же период погружение куонамской НГПТ обеспечило ее дальнейшее вхождение в глубинную зону газообразования (ГЗГ) и генерацию газообразных углеводородов плотностью до 2 млрд м^3/км^2.

В силуре и раннем девоне зона интенсивного погружения куонамской НГПТ сместилась к западу, произошло снижение интенсивности генерации жидких и газообразных УВ (плотности до 1,5 млн м/км^2 и 1,7 млрд м^3/км^2 (рис. 1В)). К началу карбона генерационный потенциал куонамской НГПТ в центральной части был практически полностью реализован. В это же время на северо-западной и северо-восточной окраинах территории НГПТ не подверглась значительному катагенезу на дотрапповое время (рис. 1Г).

Общие плотности генерации углеводородов куонамским комплексом Курейской синеклизы по результатам выполненного моделирования на начало перми достигали 5,8 млн т УУВ/км^2. Суммарные масштабы сгенерированных УВ на дотрапповый период составили 670 млрд т УУВ (условных углеводородов).

Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта № FWZZ-2022-0012 Государственной программы ФНИ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баженова Т.К. Нижнесреднекембрийский очаг нефтегазообразования на севере Тунгусской синеклизы (Красноярский край) / Т.К. Баженова // Новые идеи в геологии нефти и газа: Сб. науч. тр., Москва, 23–24 мая 2019 года / Ответственный редактор А.В. Ступакова. – Москва: Издательство «Перо», 2019. – С. 27–28. – EDN IRKKJT.

2. Бурштейн Л.М., Дешин А.А., Парфенова Т.М., Ярославцева Е.С., Козырев А.Н., Сафронов П.И. Кинетические характеристики керогенов куонамского комплекса Нижнего и среднего кембрия сибирской платформы // Геология и геофизика. – DOI 10.15372/GiG2023187. – EDN AIINAG. – 2023
3. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
4. Добрецов Н.Л. Глобальная геодинамическая эволюция Земли и глобальные геодинамические модели // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51 – № 6 – С. 761–784
5. Конторович А.Э. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А.Э. Конторович, С.Ф. Бахтуров, А.К. Башарин, С.Ю. Беляев, Л.М. Бурштейн, А.А. Конторович, В.А. Кринин, А.И. Ларичев, Ли Году, В.Н. Меленевский, И.Д. Тимошина, Г.С. Фрадкин, А.В. Хоменко // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676–1693.
6. Конторович А.Э. Теория нафтидогенеза: количественная модель эволюции аквагенного органического вещества в катагенезе / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В. Р. Лившиц // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62, № 8. – С. 1026–1047. – DOI 10.15372/GiG2021119. – EDN GDRFLI.
7. Моисеев С.А. Уточнение предпосылок нефтегазоносности нижне-среднекембрийских отложений Северо-Тунгусской перспективной нефтегазоносной области с учетом современных результатов региональных геологоразведочных работ / С.А. Моисеев, А.М. Фомин, И.А. Губин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16, № 3. – DOI 10.17353/2070-5379/24_2021. – EDN WRJEPM
8. Масленников М.А. и др. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных / Масленников М.А., Сухов С.С. Соболев П.Н., Наумова Е.Г., Процко А.Н., Ракитина И.В., Константинова О.Л.// Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 29–50. – DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-29-50.
9. Ярославцева Е.С., Бурштейн Л.М. Моделирование истории генерации углеводородов в куонамской свите Курейской синеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2022, т. 17, № 4. С. 1–16. doi: 10.17353/2070-5379/38_2022
10. Ярославцева Е.С., Бурштейн Л.М., Конторович А.Э. Парфенова Т.М. Закономерности распределения содержания органического вещества в породах куонамской свиты и ее стратиграфических аналогов (кембрий Сибирской платформы) // Успехи органической геохимии: Материалы 2-й Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 120-летию со дня рождения члена-корреспондента АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рождения заслуженного геолога РСФСР, профессора С.Г. Неручева, Новосибирск, 05–06 апреля 2022 года. – Новосибирск: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2022. – С. 310–313. – DOI 10.25205/978-5-4437-1312-0-310-313. – EDN CKNLPA

CONTENTS

L.M. Burshtein, V.A. Kontorovich
On the 90th birth anniversary of the Academican of the Russian Academy of Sciences A.E. Kontorovich 3

I.S. Apanasenko
Modeling of hydrocarbon generation in the Jurassic oil and gas producing strata of the Bolshekhetskaya megasyneclise. 5

A. Afanasenkov, D. Lezhnin
Geological Structure, oil and gas potential and exploration on the Northeastern Rim of the Siberian Platform 7

A.R. Akhmedova, O.V. Serebrennikova
Geochemistry of alkylbenzenes and alkyltoluenes C_{10}–C_{30} in the Paleozoic and Lower Cambrian oils from the Siberian Platform. 10

E.V. Bobkova, E.V. Lobanova
Characteristics and reliability of identifying promising objects outlined and identified based on the results of regional work in the Irkutsk region and the central and southern regions of Sakha (Yakutia) 13

L. Boldushevskaya, D. Savchik, I. Goncharov, S. Fadeeva, P. Trushkov, N. Krasilnikova, G. Rudaya, T. Terskich, N. Smirnova
Model construction of the Riphean oil and gas system in the Kamov arch of the Baikit anteclise 16

L. Borisova
Geochemical features of asphaltenes of oil from deep-submerged horizons of Western Siberia. 19

A.M. Brekhuntsov, I.I. Nesterov, A.V. Byakov, E.G. Grammatchikova
Main directions and key problems of development of the oil and gas complex of West Siberia 21

N. Burdelnaya, D. Bushnev
Geochemistry of oils and organic matter of Domanik deposits of the Timan-Pechora sedimenary Basin. 24

A. Burukhina, E. Fursenko
Geochemistry of organic matter of Jurassic-Cretaceous rocks from northern West Siberia. 27

M.M. Buslov, A.V. Kulikova, A.V. Travin
Paleogeography and tectonics of Northern Eurasia in the Mesozoic: tectonothermal analysis of orogens and uplifts, U-Pb dating of detrital zircons from sedimentary basins. 30

D. Bushnev, N. Burdelnaya, A. Ilchenko, Ya. Sennikova, D. Kuzmin
The kinetics study of gaseous hydrocarbons during the thermolysis of Domanik bituminous shale in an autoclave 33

D. Bushnev A., Ilchenko, N. Burdelnaya
Parafinous oils from south part of Pechora-Kozhva Megaswell and their initial organic matter 36

A.G. Vakhromeev, S.V. Alekseev, D.P. Gladkochub, S.A. Sverkunov, Yu.K. Lankin, D.O. Mamakov, A.S. Smirnov, M.S. Pulyaevsky, S.B. Korotkov, I.A. Tikhanovich
Exploration experience and strategy for the development of TRIZ polycomponent rare metal industrial brines from the south of the Siberian Platform for lithium salts and other minerals 38

A. Vlasov, V. Linnik, G. Bykova
Estimate the depth of exploration and the influence of well parameters on the signals of the lateral scanning logging module of the telemetry system «Looch» 42

E. Vtorushina, V. Markov, S. Zanochuev
Application of the pyrolysis to determine bituminization zones and bitumen density in carbonate reservoirs of Eastern Siberia 45

S. Golyshev, N. Padalko, I. Timoshina, L. Borisova, N. Verkhovskaya, E. Chernikov, P. Yavorov
Application of isotope methods in the oil and gas geology of Siberia 47

V.F. Grishkevich
Bazhenov oil system evolution sketch. 50

V.F. Grishkevich, A.A. Nezhdanov, E.V. Oleynik
Actual tasks in the way of West Siberian berrias-aptian deposit's regional stratigraphic schemes developing 53

E. Gubina, N. Nikulshina, O. Belozerova
Structure of the Vendian-Lower Cambrian structural stage of the eastern slope of the Nepsko-Botuobinsky anteglise 56

E.M. Danilova, I.N. Konovalova, M.N. Popova, A.M. Hitrov
Migration path ways and hydrocarbons differential catching inside the natural reservoirs 59

F. Dultsev, A. Chernykh, D. Novikov, E. Borisov
Geothermal model of the conjunction zone of the Yenisei-Khatanga and West Siberian sedimentary basins 62

A.V. Zherdeva, M.A. Veklich, I.V. Goncharov, V.V. Samoilenko, N.V. Oblasov, S.V. Fadeeva
Isotopic composition of the carbon of fluids of the Bazhenov formation of the Malobalyksky and Vostochno-Pravdinsky fields 65

E.V. Zaychikova
Assemblages of foraminifera of the Callovian and Upper Jurassic of the western and southeastern parts of the West Siberian Basin (Yamalo-Tyumen and Silginsky districts) 67

M.Y. Zubkov
Assessment of the oil and gas generation properties of high-carbon deposits of various ages by combining pyrolysis data and the material balance method 70

V.A. Kazanenkov
History of the formation of hydrocarbon accumulations in Yu_2–Yu_4 reservoir units (West Siberia) . . . 73

A. Kalinin, V. Kontorovich, L. Kalinina, M. Solovev
Geological structure, seismogeological and structural-tectonic characteristics of the continental margin of the Siberian Platform 76

G.A. Kalmykov, E.V. Karpova, N.S. Balushkina, A.O. Khotylev, E.A. Krasnova, D.A. Ivanova, G.G. Savostin, A.G. Kalmykov
Hydrothermal-metasomatic development of the sedimentary cover as one of the factors in the formation of oil and gas deposits 79

A. Kalmykov, G. Savostin, T. Grigorenko, M. Kostishina, M. Tikhonova, O. Vidishcheva, D. Ivanova, G. Kalmykov
Organic matter transformation laboratory modelling for hydrocarbon compounds generation and conversation processes investigations 82

A.A. Kartashevich, E.A. Kuznetsova
Gas processing in Russia under conditions of reorientation to the East 85

R. Kashapov, I. Goncharov, N. Oblasov, V. Samoilenko, M. Veklich, A. Zherdeva, N. Smirnova, P. Trushkov
Experimental modeling of changes in the organic carbon isotopic composition of the Bazhenov formation rocks and oils during catagenesis 87

V.Kashirtsev
Geology and organic geochemistry of unique accumulations of natural bitumen 90

E. Kovalenko, S. Zhbanova, T. Sagachenko, R. Min
Composition of Sulfur-Containing Fragments in the Structure of Resins and Asphaltenes isolated from the Products of Thermal Decomposition of Oil Shale in Supercritical Benzene 93

A. Komarova, A. Novikov
Application of the netback pricing method for oil and gas markets 96

A. Kontorovich, I. Gubin, S. Moiseev, A. Fomin, R. Marinov
Main results of the regional seismic exploration within Lena-Tunguska petroleum province 99

V.A. Kontorovich, A.E. Kontorovich
Geological structure, seismostratigraphy and oil and gas potential of the Arctic regions of Western Siberia and the shelf of the Kara Sea 102

A. Kontorovich, E. Kuznetsova, E. Belova, A. Gordeeva, L. Konstantinova, R. Marinov, S. Moiseev
Exploration and production licensing monitoring for prospecting, geological exploration and hydrocarbon production within the Lena-Tunguska petroleum province 105

A. Kontorovich, S. Moiseev, P. Safronov, L. Burshtein, A. Gordeeva, I. Gubin, L. Konstantinova, V. Kontorovich, E. Kuznetsova, T. Parfenova, A. Fomin
Oil and gas geological zoning of the Lena-Tunguska petroleum province 108

A. Kontorovich, A. Fomin, S. Moiseev, I. Gubin, E. Kuznecova
Paleogeography of the Siberian Platform in the Cambrian and its influence on oil and gas potential . . 111

A.G. Kopytov, A.A. Sidorov
Integrated digital model of the sedimentary cover of the central part of Western Siberia 115

M. Korovin
Heterogeneity factor influence on the reservoir properties distribution 118

I.N. Kosenko, E.B. Pestschevitskaya, V.D. Efremenko, E.K. Metelkin, P.A. Yan, A.P. Rodchenko, B.L. Nikitenko
New data on the age and palaeoenvironments of the Turga Formation in the stratotypic section (Middendorf's outcrop, Eastern Transbaikalia) 120

E. Kravchenko, S. Mozhegova, Y. Kiseleva, I. Paizanskaya, A. Alferova
Results of complex geochemical study of organic matter of Jurassic-Cretaceous sediments from the core of the new parametric well Zaozernaia 1 (Karabash zone) 123

A.I. Kudamanov, I.G. Pavlutkin, T.M. Karikh
Upper cretaceous silicites of West Siberia – details of lithogenesis 126

V. Lapkovsky, V. Kontorovich, K. Kanakova, S. Ponomareva, B. Lunev
Regression model for forecasting petrophysical properties taking into account indirect data 129

N. Lebedeva
Correlation of the Upper Cretaceous deposits of Western Siberia on dinocysts 133

B. Lunev, I. Gubin, V. Lapkovsky
Salt tectogenesis in the Kempendyai depression based on the results of numerical modeling, possible impact on the localization of hydrocarbon deposits 136

R. Marinov, S. Moiseev, A. Fomin
The history of geological exploration and licensing in the territory of the Middle-Lena PR and the adjacent eastern areas of the Predpatom trough 139

M. Maslennikov, D. Mamakov, A. Vahromeev, T. Mamakova, S. Lazarenko, E. Demidova, N. Misurkeeva
New directions for searching for hydrocarbon deposits in the southeastern part of the Angara-Lena stage 142

D.S. Melnik
Geochemistry of the organic matter from the Vendian deposits, northeastern Siberia 145

P. Melnikov, L. Naidenov, V. Sapyanik
Subaquatic Landscapes of Sedimentary Basins of Siberia in the Formation of Jurassic Oil and Gas Geological Systems 148

G. Mitrofanov, S. Smolin
Using Prony filtration technology for non-structural traps identification 150

L. Naidenov
Seismogeological characteristics of the sedimentary cover of the West Vilyui oil and gas region 153

V. Nemov, M.V. Mishenin
Trends in the gas chemical industry in Russia 155

A.Yu. Novikov, A.V. Komarova
Features of creating databases for analyzing global energy trade 158

D. Novikov, A. Pyryaev
Differences in oxygen and hydrogen isotope ratios between ancient waters of infiltration and sedimentation origin in oil and gas bearing sediments of the Arctic zone of West Siberia 160

P. Novoselya, A. Fomin
Prospects for oil and gas potential of Vendian deposits in the southern part of the Angara-Lena stage 163

N.V. Oblasov, I.V. Goncharov, I.V. Eftor, M.A. Veklich, S.V. Fadeeva, V.V. Samoilenko, A.V. Zherdeva
Source rocks for oilfields in the Nepa-Botuoba Anteclise, their age based on geochemical research of oil and events of a planetary scale . . . 165

N.Oblasov, I. Eftor, Goncharov
Application of C3 and C4 alkylbenzenes in the assessment of oil and condensate biodegradation using the Vankor cluster and Beregovoe field as examples . . . 168

S. Ondar, D. Bushnev, N. Smirnova
Hydrocarbon generation potential of Middle Jurassic coals of Ulug-Khem Basin . . . 171

I.S. Oshlykov, I.V. Mikhaylov, I.V. Surodina
Physical and numerical modeling of signals of electromagnetic tool with toroidal coils . . . 173

T. Parfenova, A. Kontorovich, I. Varaksina
New information on the distribution of organic carbon and uranium in rocks of the Kuonamka Formation of the Lower and Middle Cambrian in the northeast of the Siberian platform . . . 176

T. Parfenova, A. Kontorovich, D. Melnik
Generative potential and geochemistry of the organic matter from the Kuonamka Formation of the Lower and Middle Cambrian (boreholes core study; Kyulenke River basin) . . . 179

E.B. Pestchevitskaya, B.L. Nikitenko
Biostratigraphy, palaeoenvironments and microfossils of the lower part of the Tanopcha Formation (Barremian-Aptian) of the northwestern Yamal Peninsula, Western Siberia . . . 182

E.V. Ponomareva, V.V. Lapkovsky
Distribution of natural radioactivity values in the Bazhenov Formation . . . 185

V. Popkov, I. Popkov, I. Dementieva
Factors controlling the formation of oil and gas reservoirs in the volcanogenic carbonate triassic formation of the south mangyshlak oil and gas sedimentary basin . . . 188

B.M. Popov
Biostratigraphic distribution of frasnian ostracods in the south of Western Siberia . . . 191

A.Popov, L. Vakulenko, B. Nikitenko
Lithogeochemistry of the Urdyuk-Khaya and Paksa Formations (Upper Oxford–Boreal Berrias) of Cape Urdyuk-Khaya (Nordvik Peninsula, north of Central Siberia) . . . 193

E.A. Popova, I.D. Popova
Biostratigraphy of the Upper Permian by foraminifera and geochemistry of organic matter in sections of the Pronchishchev ridge, north of Central Siberia . . . 196

I.V. Provornaya
Development of the helium industry in Russia . . . 198

A. Rodchenko
Organic matter of the Lower Cretaceous deposits of the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough (Deryabinsk area) . . . 200

S. Ryzhkova, A. Zamiraylova, V. Kazanenkov, E. Kostyreva, E. Ponomareva, M. Fomin, V. Eder, P. Yan, O. Dzyuba, M. Saitov, I. Sotnich
Bazhenov oil and gas horizon of the central and southeastern regions of the West Siberian oil and gas province . . . 203

T. Ryazanova, I. Pavlutkin, V. Markov
Integration for the study of scattered organic matter of layers of the Tyumen formation Uvatsky district West Siberian oil and gas basin . . . 206

G. Savostin, A. Kalmykov, M. Makhnutina, M. Kostishina, Yu. Kotochkova, D. Ivanova, A. Vaytekhovich, T. Grigorenko, D. Marunova, N. Pronina, G. Kalmykov
Variability of organic matter in the Bazhenov Formation section based on the results of kinetic studies of core material from one well from the eastern side of the Frolovskaya megadepression . . . 209

R. Saitov, M. Fomin
Types of sections of the Bazhenov formation on the Malobalyk dome-shaped uplift . . . 212

G.T. Salakhidinova, M.G. Kulkov, R.I. Butyrin, A.E. Aliev, A.G. Kopytov
Geochemical features of high-viscosity naphthenic crude oils of the Pokur formation from the Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra oil fields. 215

A. Salnikov
On the issue of deep criteria for regional forecasting of oil and gas prospective zones of the Yenisei-Khatanga regional trough 218

R. Sautkin, A. Stoupakova, A. Suslova, A. Mordasova, M. Voronin
Formation of hydrocarbon fields and their distribution boundaries in ancient petroleum basins 221

R. Sevostianova
Geofluid dynamic features of hydrocarbon accumulation in the Vendian terrigenous complex in the north of the Nepa-Botuoba oil and gas region. 224

O. Smirnov, V. Borodkin, A. Lukashov, A. Plavnik
Characteristics of the model for the formation of inclined water-oil contacts of Upper Jurassic hydrocarbon deposits in the southeast of Western Siberia 227

I.S. Sotnich, E.A. Kostyreva
Features of the phenanthrenes distribution in bitumens of the Bazhenov Formation in the central and southeastern regions of Western Siberia 230

I. Timoshina, A. Fomin, A.Kontorovich
Geochemistry of barzassites. 233

K. Tikhonova
C-, O-isotopic characteristics of the Oskoba Formation in the Baikit anteclise central part 235

V.N. Fedorov, S.B. Korotkov, A.G. Vakhromeev, I.A.Tikhanovich, R.V. Gorokhov
Development of brine reservoir associated water in the gas production areas of the Irkutsk Region . . 240

M. Fedorovich, A. Kosmacheva
Gas generation potential of the Loglor gas accumulation zone in the light of the sedimentary migration theory of the formation of oil and gas fields (SAKHA Republic) 243

I.V. Filimonova
Prerequisites for the formation of new gas production centers in the east of the country 246

A. Fomin
The maceral composition of Formation conditions of Upper and Middle Jurassic coals of the West Siberian megabasin. 249

Ya.V. Fomina, D.A. Novikov, E.V. Borisov, A.V. Chernykh, F.F. Dultsev, I.I. Yurchik
Forecast of the placement carbon dioxide in the Jurassic-Cretaceous complexes of the West Siberia northern regions 252

E. Fursenko, E. Kostyreva, A. Burukhina, I. Sotnich
Geochemical features of oils and condensates from the south-western areas of the Tomsk region (West Siberia). 255

A.M. Hitrov, E.M. Danilova, I.N. Konovalova, M.N. Popova
On the exploration methodology for oil and gas deposits based on innovative methods for researching natural reservoirs 258

Y. Shelkovnikova, O. Vinokurova, E. Gubina
Bitumenosity impact on the results of core analyses and log data interpretation of carbonate rocks in the Eastern Siberia 261

S.A. Yazikova, A.A. Deshin
Historical and geological analysis of hydrocarbon generation processes by the Bazhenov horizon in the north of the West Siberian megabasin 264

P.A. Yan, L.G. Vakulenko, O.D. Nikolenko, A.Yu. Popov
Bathonian-Upper Jurassic Deposits of the West Siberian Sedimentary Basin: Sedimentological Studies Results 268

E.S. Yaroslavtseva, I.A. Gubin, P.I.Safronov, L.M. Burshtein
Hydrocarbon generation history of the Central area of Kureyka synckine 271

СОДЕРЖАНИЕ

Л.М. Бурштейн, В.А. Конторович
К 90-летию со дня рождения академика А.Э. Конторовича 3

Я.С. Апанасенко
Моделирование генерации углеводородов в юрских нефтегазопроизводящих толщах Большехетской мегасинеклизы 5

А.П. Афанасенков, Д.С. Лежнин
Геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и постановка геологоразведочных работ на северо-восточном обрамлении Сибирской платформы 7

А.Р. Ахмедова, О.В. Серебренникова
Геохимия алкилбензолов и алкилтолуолов состава C_{10}–C_{30} в нефтях верхнего протерозоя и нижнего кембрия Сибирской платформы 10

Е.В. Бобкова, Е.В. Лобанова
Характеристика и достоверность выделения перспективных объектов, намеченных и выявленных по результатам проведения региональных работ на территории Иркутской области и центральных и южных районов республики Саха (Якутия) 13

Л.Н. Болдушевская, Д.М. Савчик, И.В. Гончаров, С.В. Фадеева, П.В. Трушков, Н.Б. Красильникова, Г.Ю. Рудая, Т.В. Терских, Н.А. Смирнова
Построение и анализ рифейской нефтегазовой системы в пределах Камовского свода Байкитской антеклизы 16

Л.С. Борисова
Геохимические особенности асфальтенов нефтей глубокопогруженных горизонтов Западной Сибири 19

А.М. Брехунцов, И.И. Нестеров, А.В. Бяков, Е.Г. Грамматчикова
Главные направления и основные проблемы развития нефтегазового комплекса Западной Сибири 21

Н.С. Бурдельная, Д.А. Бушнев
Геохимия нефтей и органического вещества доманиковых отложений Тимано-Печорского осадочного бассейна 24

А.И. Бурухина, Е.А. Фурсенко
Геохимия органического вещества юрско-меловых пород на севере Западной Сибири 27

М.М. Буслов, А.В. Куликова, А.В. Травин
Палеогеография и тектоника Северной Евразии в мезозое: тектоно-термический анализ орогенов и поднятий, U-Pb датирование детритовых цирконов осадочных бассейнов 30

Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная, А.А. Ильченко, Я.Д. Сенникова, Д.В. Кузьмин
Исследование кинетики образования газообразных углеводородов при термолизе доманикового сланца в автоклаве 33

Д.А. Бушнев, А.А. Ильченко, Н.С. Бурдельная
Парафинистые нефти юга Печоро-Кожвинского мегавала и их материнское вещество 36

А.Г. Вахромеев, С.В. Алексеев, Д.П. Гладкочуб, С.А. Сверкунов, Ю.К. Ланкин, Д.О. Мамаков, А.С. Смирнов, М.С. Пуляевский, С.Б. Коротков, И.А. Тиханович
Опыт ГРР и стратегия освоения ТРИЗ поликомпонентных редкометальных промышленных рассолов юга Сибирской платформы на соли лития и другие полезные ископаемые 38

А.А. Власов, В.Н. Линник, Г.П. Быкова
Оценка пространственного разрешения и влияния скважинных условий на сигналы модуля бокового сканирующего каротажа телеметрической системы «Луч» 42

Э.А. Вторушина, В.В. Марков, С.А. Заночуев
Применение пиролитического метода для определения зон битуминизации и плотности битума в карбонатных коллекторах Восточной Сибири 45

С.И. Голышев, Н.Л. Падалко, И.Д. Тимошина, Л.С. Борисова, Н.А. Верховская, Е.В. Черников, П.Ф. Яворов
Применение изотопных методов в нефтегазовой геологии Сибири 47

В.Ф. Гришкевич
Эскиз истории формирования нефтяной системы баженовской свиты 50

В.Ф. Гришкевич, А.А. Нежданов, Е.В. Олейник
Актуальные задаче на пути составления региональной стратиграфической схемы берриас-аптских отложений Западно-Сибирской провинции 53

Е.А. Губина, Н.А. Никульшина, О.С. Белозерова
Строение венд-нижнекембрийского структурного яруса восточного склона Непско-Ботуобинской антеклизы 56

Е.М. Данилова, И.Н. Коновалова, М.Н. Попова А.М. Хитров
О путях миграции и дифференциальном улавливании углеводородов в природных резервуарах 59

Ф.Ф. Дульцев, А.В. Черных, Д.А. Новиков, Е.В. Борисов
Геотермическая модель зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского осадочных бассейнов 62

А.В. Жердева, М.А. Веклич И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, С.В. Фадеева
Изотопный состав углерода флюидов баженовской свиты Малобалыкского и Восточно-Правдинского участков 65

Е.В. Зайчикова
Ассоциации фораминифер келловея и верхней юры западной и юго-восточной частей Западно-Сибирского бассейна (Ямало-Тюменский и Сильгинский районы) 67

М.Ю. Зубков
Оценка нефтегенерационных свойств высокоуглеродистых отложений различного возраста путем комплексирования данных пиролиза и метода материального баланса 70

В.А. Казаненков
История формирования залежей углеводородов в пластах $Ю_2$–$Ю_4$ (Западная Сибирь) 73

А.Ю. Калинин, В.А. Конторович, Л.М. Калинина, М.В. Соловьев
Геологическое строение, сейсмогеологическая и структурно-тектоническая характеристика континентальной окраины Сибирской платформы 76

Г.А. Калмыков, Е.В. Карпова, Н.С. Балушкина, А.О. Хотылев, Е.А. Краснова, Д.А. Иванова, Г.Г. Савостин, А.Г. Калмыков
Гидротермально-метасоматическая проработка осадочного чехла как один из факторов формирования залежей нефти и газа 79

А.Г. Калмыков, Г.Г. Савостин, Т.В. Григоренко, М.О. Костышина, М.С. Тихонова, О.В. Видищева, Д.А. Иванова, Г.А. Калмыков
Лабораторное моделирование преобразования органического вещества для изучения процессов генерации и изменения углеводородных соединений 82

А.А. Карташевич, Е.А. Кузнецова
Переработка газа в России в условиях переориентации на Восток 85

Р.С. Кашапов, И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, В.В. Самойленко, М.А. Веклич, А.В. Жердева, Н.А. Смирнова, П.В. Трушков
Экспериментальное моделирование изменения изотопного состава органического углерода пород и продуктов генерации баженовской свиты с ростом катагенеза 87

В.А. Каширцев
Геология и органическая геохимия уникальных скоплений природных битумов 90

Е.Ю. Коваленко, С.С. Жбанова, Т.А. Сагаченко, Р.С. Мин
Состав серосодержащих фрагментов в структуре смол и асфальтенов, выделенных из продуктов термического разложения горючего сланца в сверхкритическом бензоле 93

А.В. Комарова, А.Ю. Новиков
Применение метода расчета цен netback для рынков нефти и газа 96

А.Э. Конторович, И.А. Губин, С.А. Моисеев, А.М. Фомин, Р.В. Маринов
Основные результаты региональных сейсморазведочных работ на территории Лено-Тунгусской НГП 99

В.А. Конторович, А.Э. Конторович
Геологическое строение, сейсмостратиграфия и нефтегазоносность арктических регионов Западной Сибири и шельфа Карского моря 102

А.Э. Конторович, Е.Н. Кузнецова, Е.В. Белова, А.О. Гордеева, Л.Н. Константинова, Р.В. Маринов, С.А. Моисеев
Мониторинг состояния лицензирования пользования недрами для поиска, разведки, геологического изучения и добычи углеводородного сырья на территории Лено-Тунгусской НГП 105

А.Э. Конторович, С.А. Моисеев, П.И. Сафронов, Л.М. Бурштейн, А.О. Гордеева, И.А. Губин, Л.Н. Константинова, В.А. Конторович, Е.Н. Кузнецова, Т.М. Парфенова, А.М. Фомин
Нефтегазогеологическое районирование Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции 108

А.Э. Конторович, А.М. Фомин, С.А. Моисеев, И.А. Губин, Е.Н. Кузнецова
Палеогеография Сибирской платформы в кембрии и ее влияние на нефтегазоносность 111

А.Г. Копытов, А.А. Сидоров
Интегрированная цифровая модель осадочного чехла центральной части Западной Сибири . . . 115

М.О. Коровин
Влияние фактора неоднородности на распределение фильтрационно-ёмкостных свойств пород-коллекторов 118

И.Н. Косенко, Е.Б. Пещевицкая, В.Д. Ефременко, Е.К. Метелкин, П.А. Ян, А.П. Родченко, Б.Л. Никитенко
Новые данные о возрасте и палеообстановках ургинской свиты в стратотипическом разрезе (обнажение Миддендорфа, Восточное Забайкалье) 120

Е.М. Кравченко, С.В. Можегова, Ю.А. Киселева, И.Л. Пайзанская, А.А. Алферова
Результаты комплексного геохимического изучения органического вещества юрско-меловых отложений по керну новой параметрической скв. Заозерная 1 (Карабашская зона) 123

А.И. Кудаманов, И.Г. Павлуткин, Т.М. Карих
Верхнемеловые силициты Западной Сибири – нюансы литогенеза. 126

В.В. Лапковский, В.А. Конторович, К.И. Канакова, С.Е. Пономарева, Б.В. Лунев
Регрессионная модель прогноза петрофизических свойств с учетом косвенных данных. 129

Н.К. Лебедева
Корреляция верхнемеловых отложений Западной Сибири по диноцистам 133

Б.В. Лунёв, И.А. Губин, В.В. Лапковский
Соляной тектогенез в Кемпендяйской впадине по результатам численного моделирования, возможное влияние на локализацию залежей углеводородов. 136

Р.В. Маринов, С.А. Моисеев, А.М. Фомин
История проведения геологоразведочных работ и лицензирования на территории Среднеленской НГО и прилегающих восточных районов Предпатомского прогиба 139

М.А. Масленников, Д.О. Мамаков, А.Г. Вахромеев, Т.С. Мамакова, С.А. Лазаренко, Е.В. Демидова, Н.В. Мисюркеева
Новые направления поисков месторождений углеводородов в юго-восточной части Ангаро-Ленской ступени. 142

Д.С. Мельник
Геохимия органического вещества вендских отложений северо-востока Сибирской платформы 145

П.Н. Мельников, Л.Ф. Найденов, В.В. Сапьяник
Субаквальные ландшафты осадочных бассейнов Сибири в формировании юрских нефтегазогеологических систем 148

Г.М. Митрофанов, С.Н. Смолин
Использование технологии Прони-фильтрации при поиске ловушек неструктурного типа 150

Л.Ф. Найденов
Сейсмогеологическая характеристика осадочного чехла Западно-Вилюйской нефтегазоносной области. 153

В.Ю. Немов, М.В. Мишенин
Перспективы и направления развития газохимии в России 155

А.Ю. Новиков, А.В. Комарова
Особенности формирования баз данных для анализа мировой торговли энергоресурсами 158

Д.А. Новиков, А.Н. Пыряев
Различия в изотопном составе кислорода и водорода древних инфильтрогенных и седиментогенных вод нефтегазоносных отложений Арктического сектора Западной Сибири 160

П.А. Новоселя, А.М. Фомин
Перспективы нефтегазоносности вендских отложений южной части Ангаро-Ленской ступени . 163

Н.В. Обласов, И.В. Гончаров, И.В. Эфтор, М.А. Веклич, С.В. Фадеева, В.В. Самойленко, А.В. Жердева
Нефтематеринские породы месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы, их возраст на основе геохимических исследований нефтей и событий планетарного масштаба 165

Н.В. Обласов, И.В. Эфтор, И.В. Гончаров
Использование состава С3 и С4 алкилбензолов при оценке биодеградации нефтей и конденсатов на примере Ванкорского кластера и Берегового месторождения 168

С.А. Ондар, Д.А. Бушнев, Н.А. Смирнова
Генерационные свойства среднеюрских углей Улуг-Хемского бассейна 171

И.С. Ошлыков, И.В. Михайлов, И.В. Суродина
Физическое и численное моделирование сигналов электромагнитного зонда с тороидальными катушками 173

Т.М. Парфенова, А.Э. Конторович, И.В. Вараксина
Новые сведения о распределении органического углерода и урана в породах куонамской свиты нижнего и среднего кембрия на северо-востоке Сибирской платформы 176

Т.М. Парфенова, А.Э. Конторович, Д.С. Мельник
Генерационный потенциал и геохимия органического вещества пород куонамской свиты нижнего и среднего кембрия (исследование керна скважин; бассейн реки Кюленке) 179

Е.Б. Пещевицкая, Б.Л. Никитенко
Биостратиграфия, палеообстановки и микрофоссилии нижней части танопчинской свиты (баррем-апт) северо-запада п-ва Ямал, Западная Сибирь 182

Е.В. Пономарева, В.В. Лапковский
Распределение значений естественной радиоактивности в баженовской свите 185

В.И. Попков, И.В. Попков, И.Е. Дементьева
Факторы, контролирующие формирование резервуаров нефти и газа в вулканогенно-карбонатной формации триаса Южно-Мангышлакского нефтегазоносного осадочного бассейна 188

Б.М. Попов
Биостратиграфическое распределение остракод франского яруса на юге Западной Сибири 191

А.Ю. Попов, Л.Г. Вакуленко, Б.Л. Никитенко
Литогеохимия урдюк-хаинской и паксинской свит (верхний оксфорд–бореальный берриас) мыса Урдюк-Хая (п-ов Нордвик, север Средней Сибири) 193

Е.А. Попова, И.Д. Попова
Биостратиграфия верхней перми по фораминиферам и геохимия органического вещества в разрезах кряжа Прончищева, север средней Сибири 196

И.В. Проворная
Развитие гелиевой промышленности России 198

А.П. Родченко
Органическое вещество нижнемеловых отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба на примере Дерябинской площади 200

С.В. Рыжкова, А.Г. Замирайлова, В.А. Казаненков, Е.А. Костырева, Е.В. Пономарева, М.А. Фомин, В.Г. Эдер, П.А. Ян, О.С. Дзюба,Р.М. Саитов, И.С. Сотнич
Баженовский нефтегазоносный горизонт центральных и юго-восточных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции 203

Т.А. Рязанова, И.Г. Павлуткин, В.В. Марков
Комплексное изучение рассеянного органического вещества тюменской свиты Уватского района Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна 206

Г.Г. Савостин, А.Г. Калмыков, М.Л. Махнутина, М.О. Костышина, Ю.А. Коточкова, Д.А. Иванова, А.П. Вайтехович, Т.В. Григоренко, Д.А. Марунова, Н.В. Пронина, Г.А. Калмыков
Изменчивость органического вещества в разрезе баженовской свиты по результатам кинетических исследований кернового материала одной скважины с восточного борта Фроловской мегавпадины 209

Р.М. Саитов, М.А. Фомин
Типы разрезов баженовской свиты на Малобалыкском куполовидном поднятии 212

Г.Т. Салахидинова, М.Г. Кульков, Р.И. Бутырин, А.Э. Алиев, А.Г. Копытов
Геохимическая характеристика высоковязких нафтеновых нефтей покурской свиты месторождений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. 215

А.С. Сальников
К вопросу о глубинных критериях регионального прогнозирования нефтегазоперспективных зон Енисей-Хатангского регионального прогиба 218

Р.С. Сауткин, А.В. Ступакова, А.А. Суслова, А.В. Мордасова, М.Е. Воронин
Формирование месторождений углеводородов и границы их распространения в древних нефтегазоносных бассейнах 221

Р.Ф. Севостьянова
Геофлюидодинамические особенности аккумуляции УВ в вендском терригенном комплексе на севере Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области 224

О.А. Смирнов, В.Н. Бородкин , А.В. Лукашов, А.Г. Плавник
Характеристика модели формирования наклонных водонефтяных контактов залежей углеводородов верхней юры юго-востока Западной Сибири 227

И.С. Сотнич, Е.А. Костырева
Особенности распределения фенантреновых соединений в битумоидах баженовской свиты центральных и юго-восточных районов Западной Сибири 230

И.Д. Тимошина, А.Н. Фомин, А.Э. Конторович
Геохимия барзасситов 233

К.А. Тихонова
С-, О-изотопная характеристика оскобинской свиты центральной части Байкитской антеклизы 235

П.В. Трушков, А.О. Солтанова, И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, М.А. Веклич
Региональные особенности молекулярного и изотопного состава ОВ пород доманиковых отложений Волго-Уральской НГП 237

В.Н. Фёдоров, С.Б. Коротков, А.Г. Вахромеев, И.А.Тиханович, Р.В. Горохов
Особенности освоения гидроминерального сырья в районах газодобычи Иркутской области . . 240

М.О. Федорович, А.Ю. Космачева
Углеводородный потенциал Логлорской зоны газонакопления в свете осадочно-миграционной теории образования месторождений нефти и газа (Республика САХА) 243

И.В. Филимонова
Предпосылки формирования новых центров газодобычи на востоке страны. 246

А.Н. Фомин
Мацеральный состав и условия формирования верхне-и среднеюрских углей на юго-востоке Западно-Сибирского мегабассейна 249

Я.В. Фомина, Д.А. Новиков, Е.В. Борисов, А.В. Черных, Ф.Ф. Дульцев, И.И. Юрчик
Прогноз перспектив размещения углекислого газа в юрско-меловых комплексах северных районов Западной Сибири. 252

Е.А. Фурсенко, Е.А. Костырева, А.И. Бурухина, И.С. Сотнич
Геохимические особенности нефтей и конденсатов юго-западных районов Томской области (Западная Сибирь) 255

А.М. Хитров, Е.М. Данилова, И.Н. Коновалова, М.Н. Попова
О методологии поисков залежей нефти и газа на основе инновационных методов исследований природных резервуаров 258

Ю.С. Шелковникова, О.А. Винокурова, Е.А. Губина
Влияние битуминозности на результаты керновых исследований и интерпретацию данных ГИС карбонатных пород Восточной Сибири 261

С.А. Язикова, А.А. Дешин
Историко-геологический анализ процессов генерации углеводородов баженовским горизонтом на севере Западно-Сибирского мегабассейна 264

П.А. Ян, Л.Г. Вакуленко, О.Д. Николенко, А.Ю. Попов
Бат-верхнеюрские отложения Западно-Сибирского осадочного бассейна: результаты седиментологических исследований 268

Е.С. Ярославцева, И.А. Губин, П.И. Сафронов, Л.М. Бурштейн
Историко-геологическое моделирование динамики и масштабов генерации углеводородов в центральной части Курейской синеклизы 271

Научное издание

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ, ГЛОБАЛЬНЫЕ И РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Материалы Всероссийской научной конференции,
посвященной 90-летию со дня рождения
академика РАН А.Э. Конторовича

29 января – 1 февраля 2024 г.

Подготовлено к печати Сибирским отделением РАН

Оригинал-макет *Н.М. Райзвих*

Подписано в печать 22.04.2024. Формат 60×84/8.
Усл. печ. л. 33,1. Уч.-изд. л. 26,4. Тираж 150. Заказ № 73.

Сибирское отделение РАН
630090, г. Новосибирск, просп. акад. Лаврентьева, 17
Отпечатано в Сибирском отделении РАН
630090, г. Новосибирск, Морской просп., 2
Тел. (383) 330-84-66, e-mail: e.lyannaya@sb-ras.ru