

ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 24. № 2. 2022

www.geors.ru

ЛОМОНОСОВСКИЕ | НОВЫЕ ИДЕИ
ЧТЕНИЯ | В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

посвященные памяти основателей школы геологии и геохимии горючих ископаемых
Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова
Игнатия Осиповича Брода, Николая Брониславовича Вассовича, Игоря Владимировича Высоцкого

i-kur-ra
«масло горы»



nar-tu
«вспыхивающая»

i-hul
«масло зла»



i-hul
«зловонное масло»



ИНСТИТУТ
ПЕРСПЕКТИВНЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА МГУ



Георесурсы России на фоне внешних и внутренних перемен

Второй выпуск научно-технического журнала «Георесурсы» в 2022 году приходится на период, когда только началась структурная перестройка экономики России, как ответная реакция на принимаемые мировым сообществом ограничения в силу известных обстоятельств. Как и следовало ожидать, болезненные санкционные решения приняты в отношении важнейшего сегмента экономики страны, связанного с экспортом нефти и газа, а также продуктов их переработки. Уже по данным только апрельской статистики, Министерство финансов РФ ожидает спад добычи нефти в 2022 году на 17 % по отношению к прошлому, т.е. до 402 млн т. Центральный Банк РФ предполагает, что нижняя точка спада экономики придется на 4й квартал 2022, а снижение ВВП составит 8–10 %.



На наших глазах происходит нарастание текущего внешнего давления. ЕС принимает болезненные для российского бюджета санкции, вводя поэтапное эмбарго на экспорт российской нефти и нефтепродуктов до конца 2022 года. Обсуждаются ограничения на их транспортировку танкерным флотом, что существенно затруднит диверсифицировать поставки российских энергоносителей. Объявленные и ожидаемые ограничения могут привести к тому, что реальный масштаб снижения добычи нефти будет зависеть от развития событий, которые начнут проявляться во втором полугодии 2022 года.

Что касается уровня газодобычи на ближайшее будущее, то здесь траектория решений тоже понятна. Страны ЕС методично снижают потребление газа из РФ. В конце 2022 года возможно существенное, до 75 %, сокращение импорта газа, что соответственно приведет к уменьшению добычи газа и конденсата. Вопрос диверсификации поставок газа в страны Азии сейчас становится решающим. Однако следует понимать, что строительство новых газопроводных веток, маршрутами длиной тысяча и более километров, которые еще следует проложить, займет от 5 до 10 лет. Увеличение объемов поставок сжиженного газа также невозможно, т.к. страна практически на технологическом потолке своих возможностей, а строительство новых заводов по сжижению газа проблематично в силу отсутствия собственных технологий.

Как мне представляется, понимание того, в каком объеме страны Азии сумеют «адсорбировать» на себя «лишнюю» добычу УВС, предназначавшуюся ранее для европейских стран, будет определять сценарий, по которому пойдет российская нефтегазодобыча в средне- и долгосрочной перспективе. И чем дольше по времени азиатские страны будут определяться с этим «пониманием», тем больше будут развиваться негативные тенденции в добыче. Также надо помнить – есть риск того, что маятник пресловутого энергоперехода может качнуться с такой скоростью, что к моменту возможного окончания строительства новых нефте- и газопроводов, продажи сырья могут оказаться экономически бессмысленными.

Уже сейчас ясно – структура разведки, добычи и переработки углеводородного сырья начала меняться, и это требует радикальной перенастройки правил взаимоотношений между распорядителем недр, регионами и компаниями. На фоне вынужденного избирательного сокращения добычи нефти, наблюдается растущая внутренняя конкуренция и разрыв устоявшихся связей между разными региональными производственными единицами внутри крупных холдингов. В этой связи, когда формируется рынок покупателя, мне представляется целесообразным начать процесс разукрупнения ВИНКов, путем выделения из них финансово независимых, нефтегазодобывающих предприятий. Такой шаг позволит минимизировать отрицательные последствия сокращения добычи и главное, создать конкурентную среду. Другими словами, отрасль вынужденно повторит историю начала 1990-х годов, когда происходило разукрупнение государственных нефтегазодобывающих предприятий.

И теперь о важном и приятном событии. В апреле 2022 года кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова отметила юбилейные даты выдающихся ученых, заложивших фундамент науки геологии нефти и газа, И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича, И.В. Высоцкого, и провела Ломоносовские чтения, посвященные их памяти. Текущий выпуск журнала посвящен как этим знаменательным событиям, так и результатам научных достижений коллектива кафедры, многие из которых уже воплотились в жизнь. Особо хотелось бы остановиться на статье д.филос.н., к.ист.н., профессора А.Л. Вассоевича «Проблемы нефтяной терминологии в исследованиях Н.Б. Вассоевича». Оказывается, первые упоминания о нефти в истории человечества встречались в древнейших вавилонских и ассирийских текстах. При этом, два древних пророчества начертанных ассирийской клинописью уместно процитировать:



«Если поток нефти в стране будет обнаружен – царь делается всемогущим»;



«Если почва страны станет выделять нефть – страна эта будет несчастна».

Уже в древнем Вавилоне понимали, что к своим нефтяным богатствам надо относиться аккуратно и осторожно.

Искренне Ваши,
к.г.-м.н., директор по геологоразведке ООО «ПЕТРОГЕКО»,
Главный редактор научно-технического журнала «Георесурсы»
Соколов А.В.

Журнал «Георесурсы» – рецензируемое научно-техническое издание. Издается с 1999 года.

Журнал индексируется в:

- Scopus
- Web of Science (ESCI)
- РИНЦ

Журнал включен в **Перечень ВАК**

Главный редактор

А.В. Соколов, ООО «ПЕТРОГЕКО»
Нижевартовск, Россия

Редакционная коллегия

А.В. Лаломов, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия
Д.К. Нургалiev, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
Л.М. Ситдикова, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
К.О. Соборнов, ООО «Северо-Запад», Москва, Россия
А.В. Ступакова, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
М.Г. Храменков, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
М.Д. Хуторской, Геологический институт РАН, Москва, Россия
В. Burganov, Department of Physics, ETH Zurich, Zurich, Switzerland
Т. Koning, Independent Consultant, Calgary, Canada
N. Vandenberghe, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: www.geors.ru, elibrary.ru

Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:
Д.А. Христофорова
Технический редактор: А.В. Николаев
Специалист по компьютерной верстке: И.С. Абросимова
Специалист по переводу: А.В. Муравьев
Веб-редактор: А.П. Сабиров

Адрес редакции и издателя

Россия, 420087, Казань, ул. Аметьевская магистраль, д. 18, корп. 2, к. 3. Тел: +7 843 2390530. E-mail: mail@geors.ru

Учредитель: Д.А. Христофорова

Издатель: ООО «Георесурсы»

Свидетельство о регистрации СМИ:
ПИ № ФС77-79665 от 27 ноября 2020 г., выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год

Дата выхода в свет 16.05.2022. Тираж 1000. Свободная цена.
Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость».
Россия, 420029, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна

Выпуск издается при поддержке кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова

© 2022 Научно-технический журнал «Георесурсы»
Под изданием ООО «Георесурсы»

Материалы журнала доступны под лицензией
Creative Commons Attribution 4.0 License
(<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Содержание

К юбилеям выдающихся ученых, заложивших фундамент науки геологии нефти и газа, И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича и И.В. Высоцкого 5
А.В. Ступакова, Е.Е. Карнюшина, А.И. Коныхов

Проблемы нефтяной терминологии в исследованиях Н.Б. Вассоевича 12
А.Л. Вассоевич

Теория седиментационной цикличности Н.Б. Вассоевича в учебно-научной деятельности кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Московского государственного университета в XXI веке 16
Е.Е. Карнюшина

К 110-летию моего наставника, профессора Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова Игоря Владимировича Высоцкого 22
Э.А. Абя

Флюидодинамическая концепция нефтегазобразования. Начала (в порядке дискуссии) 24
Э.А. Абя

Значение определений мацералов для понимания и изучения процессов трансформации органического вещества нефтематеринских пород 29
Н.В. Пронина, А.П. Вайтхович, А.Г. Калмыков, Д.А. Марунова

Об изменении органического вещества осадочных горных пород в гипергенезе 36
М.Т. Деленгов, Н.П. Фадеева, М.А. Большакова, Е.В. Козлова

Комплексная оценка условий формирования нефтегазоматеринского потенциала отложений неопротерозоя 47
К.А. Ситар, Б.В. Георгиевский, М.А. Большакова, Р.С. Сауткин

Геологическое строение, условия формирования, нефтегазоносность отложений венда и кембрия Лено-Тунгусского бассейна 60
Н.И. Коробова, Е.Е. Карнюшина, Н.С. Шевчук, С.В. Фролов, Е.А. Бакай, Г.Г. Ахманов

Цикличность, обстановки осадконакопления и влияние постседиментационных процессов на строение и формирование природного резервуара ванаварской свиты венда на основе кернового материала скважин Ново-Юдоконского месторождения 75
Е.Е. Карнюшина, Н.И. Коробова, Н.С. Шевчук, А.В. Ступакова, Р.С. Сауткин, Е.Д. Сивкова

Влияние структурных перестроек на нефтегазоносность восточной части Енисей-Хатангского прогиба 93
Е.Д. Сивкова, Е.О. Бабина, А.В. Ступакова, М.А. Большакова, Р.С. Сауткин, И.К. Комков, А.В. Мордасова

Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования) 113
Д.Д. Кожанов, М.А. Большакова, И.С. Хонта



Информация от Издателя

По версии SCImago Journal & Country Rank (SJR)*, научно-технический журнал «Георесурсы» вошел во второй квартиль Q2* по итогам 2021 г.

Журнал входит в тройку наиболее цитируемых российских научных журналов, индексируемых в Scopus, по направлениям «Геология» и «Геофизика» (согласно данным SCImago). Это большой успех журнала и признание его авторитетным научным изданием научным сообществом.

Редакция и редколлегия журнала благодарят авторов, рецензентов и всех, кто причастен к изданию журнала, за сотрудничество и вклад в развитие журнала. А также ждем от будущих авторов новых статей, посвященных результатам актуальных исследований.

* SCImago Journal & Country Rank (SJR) – авторитетный международный аналитический портал, который предоставляет научные показатели по журналам и странам. SJR размещает рейтинги публикационной активности и статистику цитирования журналов и стран на основе информации из базы Scopus (Elsevier). На основе данных показателей SJR подтверждает влияние и престижность как отдельных научных журналов, так и страны в целом.

** Квартиль – определенная категория издания, показывающая уровень цитирования и спроса на научный контент издания в научном сообществе. Существует четыре категории изданий (Q1-Q4), в Q1 находятся наиболее востребованные, авторитетные издания, имеющие наибольший вес в науке и наивысший показатель цитируемости в мире.

Содержание

- Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна 129**
М.Ю. Карпушин, А.В. Ступакова, А.П. Завьялова, А.А. Сулова, В.В. Чупахина, К.А. Радченко
- Генетическая обусловленность различных типов пустотного пространства и оценка качества нетрадиционных коллекторов отложений верхнедевонского доманикоидного комплекса Муханово-Ероховского прогиба 139**
В.В. Чупахина, Н.И. Коробова, Г.А. Калмыков, А.П. Завьялова, М.Ю. Карпушин, К.А. Радченко
- Условия осадконакопления и закономерности распределения органического вещества ниже-среднеюрского комплекса юго-западной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна 150**
И.К. Колмов, А.В. Мордасова, М.В. Дахнова, С.В. Можегова, М.А. Большакова, Н.В. Пронина
- Типизация отложений тюменской свиты по степени гидродинамической активности условий осадконакопления при создании петрофизической модели и дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин 172**
Т.Г. Исакова, А.С. Персидская, О.В. Хотылев, Ю. А. Коточкова, А.Д. Егоров, Т.Ф. Дьяконова, А.С. Мозговой, В.В. Чуркина, С.В. Козаков, Н.В. Кожевникова, Р.З. Ливаев, В.С. Дручин, Н.В. Белов, Г.А. Калмыков
- О «палеозойских корнях» нефтей Восточного Предкавказья 186**
Н.Ш. Яндарбиев, Р.Ф. Заксенхофер, А.Н. Степанов, Д.Н. Яндарбиева
- Условия накопления олигоцен-нижнемиоценовых майкопских клиноформ Центрального и Восточного Предкавказья как ключевой критерий прогноза природных резервуаров 192**
Е.О. Бабина, А.В. Мордасова, А.В. Ступакова, И.А. Титаренко, Р.С. Сауткин, М.Е. Воронин, М.А. Величко, М.Л. Махнутина, Т.О. Колесникова, А.А. Цыганкова
- Различия в молекулярном и изотопном составе газов зон фокусированной разгрузки, расположенных в северо-западной и юго-восточной частях озера Байкал 209**
О.Н. Видищева, Г.Г. Ахманов, Е.В. Кислицына, А. Маццини, А.Ю. Мальцева, Е.Н. Полудеткина, Е.А. Бакай, И.Э. Манько, Д.В. Корост, О.М. Хлыстов
- Выявление особенностей органического вещества нефтей и нефтегазоматеринских толщ путём сопоставления результатов геохимического анализа со статистическим анализом, основанным на методах машинного обучения (на примере одного из месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна) 217**
К.О. Осипов, Э.А. Абля, Р.С. Сауткин, М.А. Большакова, А.А. Сулова, А.П. Антонов
- Применение методов машинного обучения в обработке данных геофизических исследований скважин отложений викуловской свиты 230**
В.И. Сахнюк, Е.В. Новиков, А.М. Шарифуллин, В.С. Белохин, А.П. Антонов, М.Ю. Карпушин, М.А. Большакова, С.А. Афонин, Р.С. Сауткин, А.А. Сулова

ПЕРСОНАЛИИ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.1>

К юбилеям выдающихся ученых, заложивших фундамент науки геологии нефти и газа, И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича и И.В. Высоцкого

*А.В. Ступакова**, *Е.Е. Карньюшина*, *А.И. Конюхов*
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Посвящается памяти выдающихся геологов Игнатия Осиповича Брода, Николая Брониславовича Вассоевича и Игоря Владимировича Высоцкого. Эти ученые являются основоположниками ряда принципиальных положений теории геологии нефти и газа, которые до сих пор слагают суть всех представлений о формировании месторождений углеводородов.

Российская наука геологии нефти и газа в 2022 году празднует юбилей своих выдающихся геологов – 120-летие Игнатия Осиповича Брода и Николая Брониславовича Вассоевича и 110-летие со дня рождения Игоря Владимировича Высоцкого. Эти ученые являются основоположниками ряда принципиальных положений теории геологии нефти и газа, которые до сих пор слагают суть всех представлений о формировании месторождений углеводородов. Они создали свою школу в стенах Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова, которая развивается на фундаменте, заложенной ее основателями.

Игнатий Осипович Брод родился в 1902 г. в Саратове в семье земского врача, в 1928 году закончил Ленинградский горный институт, ученик Ивана Михайловича Губкина, основоположника нефтяной геологии, первооткрыватель месторождений нефти на Северном Кавказе, в Дагестане. Прекрасный производитель и ученый Игнатий Осипович пришел в ведущий вуз страны и сумел объединить фундаментальные знания науки с прикладными задачами нефтегазового дела. В результате, создано учение о нефтегазоносных бассейнах, которое определяет стратегию поисково-разведочных работ на нефть и газ, и разработана классификация залежей углеводородов применительно к нефтегазоносным бассейнам.

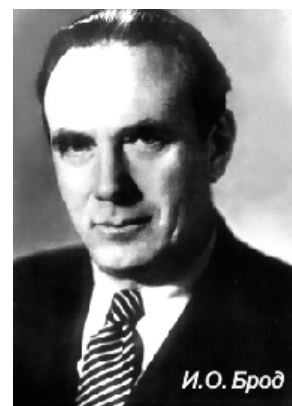
Нефтегазоносные бассейны – достояние И.О. Брода, положенное в основу кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых. Буквально за несколько лет работы в МГУ имени М.В. Ломоносова И.О. Броду удалось создать свою оригинальную школу геологов-нефтяников, деятельность которых базировалась на разработанном им учении о нефтегазоносных бассейнах как основных единицах нефтегазогеологического районирования территорий

и акваторий. Под нефтегазоносными бассейнами И.О. Брод понимал крупные области прогибания земной коры, выполненными осадочными толщами, в которых происходила как генерация углеводородов, так и формирование их скоплений. На базе этого учения им была разработана первая классификация нефтегазоносных бассейнов, а в дальнейшем предложен метод оценки перспектив их нефтегазоносности (И.О. Брод, И.В. Высоцкий, В.Б. Оленин, Б.А. Соколов и др.).

Основные достижения И.О. Брода в области теоретической нефтегазовой геологии хорошо описаны Д.В. Несмеяновым, к которым он относит следующие три важнейших положения, суть которых во многом обусловлена тектоническими процессами.

Первое – это четкая формулировка главенствующей роли прогибания, сопровождаемого мощным осадконакоплением в процессе генерации и аккумуляции нефти и газа. Это принципиальное положение было сформулировано им в 1947 году в качестве основного закона нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции.

Второе важнейшее положение – это учение о нефтегазоносных бассейнах, где И.О. Брод связал в единое целое процессы прогибания и осадконакопления с процессами генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа, придав бассейнам тектонический и геодинамический смысл, разработав первые варианты их классификации. Это учение живет и развивается до сих пор, где нефтегазоносный бассейн является основным элементом нефтегеологического районирования. Изданная в 1960 г. при его непосредственном участии мелкомасштабная карта нефтегазоносных бассейнов земного шара отражает наиболее важные закономерности размещения запасов нефти и газа.



И.О. Брод – заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ в 1945–1962 гг.

* Ответственный автор: Антонина Васильевна Ступакова
e-mail: a.stupakova@oilmsu.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Третьей крупнейшей заслугой И.О. Брода является создание классификаций и определений нефтегазовых территорий, нефтяных и газовых скоплений и их элементов. Предлагаемые им решения геологических задач, как правило, отличались системным подходом, простотой и включением в анализ законов формальной логики. Н.А. Ерёмченко пишет: «И.О. Брод был нужен науке хотя бы для того, чтобы разобрать кучу научных положений, иногда заблуждений и просто безграмотных высказываний. И он оказался на месте». Д.В. Несмеянов подтверждает, что во всей мировой геологической литературе лишь в работах И.О. Брода приведены в единую взаимосвязанную систему такие понятия, как природный резервуар, ловушка, залежь, месторождение, зона нефтегазонакоплений, нефтегазоносный бассейн, провинция и нефтегазоносный пояс, составляющий собой стройный таксономический ряд. При этом он впервые сформулировал и обосновал развернутые определения таких понятий, как природный резервуар, ловушка, залежь и месторождение, которые он употреблял строго однозначно. Классификация залежей углеводородов, разработанная И.О. Бродом, вошла во многие учебники и справочники по геологии нефти и газа и признана геологами-нефтяниками многих стран мира (Ермолкин и др., 2002).

Николай Брониславович Вассоевич родился в 1902 году в Ростове на Дону в семье служащего, окончил реальное училище во Владикавказе, а затем в 1924 году Ленинградский горный институт. Работал геологом в Ленинграде, в Тбилиси, Баку, в Фергане и других регионах страны. Прекрасный знаток флишевых формаций, создал учение о возможности генерировать углеводороды осадочными толщами пород в определенных термобарических условиях, которое получило впоследствии название «теория органического происхождения нефти».

Осадочно-миграционная теория происхождения нефти и газа. Возглавив в 1963 г. кафедру геологии и геохимии горючих ископаемых на геологическом факультете МГУ имени М.В. Ломоносова, Н.Б. Вассоевич с головой ушел в работу над проблемой происхождения нефти и изучения органического вещества осадочных пород. Взяв за основу учение И.О. Брода о нефтегазоносных бассейнах и процессах в них протекающих, Н.Б. Вассоевич показал, что в условиях прогибания осадочного бассейна при определенных температурах и давлении из органического вещества пород начинают образовываться углеводороды. Итогом этой работы стала знаменитая статья, написанная коллективом авторов под руководством Н.Б. Вассоевича, «Главная фаза нефтеобразования» (Вестник МГУ, серия геол., 1969), в которой впервые получила обоснование идея приуроченности генерации нефтяных УВ к определенной стадии постседиментационных преобразований осадочных толщ, а именно, к начальной стадии мезокатагенеза. Стадии постседиментационной преобразованности осадочных пород были разработаны Н.Б. Вассоевичем совместно с научной школой геологов-угольщиков, которые вместе долгие годы работают на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых. Как пишут А.И. Конюхов и А.Х. Богомолов «хотя термин катагенез был предложен в 1922 г. академиком Ферсманом (1883–1945 гг.), именно Н.Б. Вассоевич ввел его в широкое обращение, применив

для определения конкретной стадии генерации нефтяных углеводородов шкалу, разработанную геологами-угольщиками. Эта шкала основана на марках угля, которые сменяют друг друга на разных глубинах в условиях постепенного повышения температуры и геостатического давления, что позволяет оценить степень трансформации мацералов углей в недрах осадочно-породных бассейнов» (Конюхов, Богомолов, 2017).

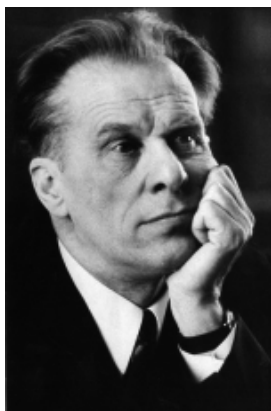
В последующие годы на базе представлений о главной фазе нефтеобразования, Н.Б. Вассоевич разработал осадочно-миграционную теорию происхождения нефти, которая включала не только положения о разных типах нефтепроизводящих отложений и стадиях преобразования органического вещества, но также и знания о микронепти и возможности ее перехода из нефтематеринской толщи в природный резервуар. Н.Б. Вассоевич потратил много энергии и сил на отстаивание органической теории происхождения нефти. На проводившихся по его инициативе семинарах «Органическое вещество и происхождение нефти» он выступал с яркими и пылкими речами против Н.А. Кудрявцева и В.Б. Порфирьева, сторонников неорганического генезиса нефти, сокрушая их концепцию неопровержимыми аргументами. Посмотреть на это действо собиралось много людей. Аудитория 611 была забита до отказа. Материалы лучших докладов издавались в сборниках, посвященных работе семинаров, благодаря чему их значение год от года возрастало.

Игорь Владимирович Высоцкий родился в 1912 году в Рязани, в семье профессора Московского института инженеров транспорта. В 1934 году окончил геологоразведочный факультет Московского нефтяного института имени И.М. Губкина, работал в Восточной Сибири, в Урало-Поволжье, являясь директором Центральной научно-исследовательской лаборатории Эмбанефть, главным геологом советско-румынского нефтяного общества «Соврумнефть», изучая геологию не только территории страны, но и многие зарубежные нефтегазоносные бассейны. Свои знания крупный производственник, заслуженный геолог РСФСР, обладатель Сталинской премии 1949 года за открытие Арчединского газового месторождения нес в университеты, преподавая сначала в Институте нефти и газа имени И.М. Губкина, а затем присоединившись к научной школе МГУ имени М.В. Ломоносова.

Геология природного газа и анализ мировых ресурсов нефти и газа. Игорь Владимирович Высоцкий подметил ряд особенностей нефтегазоносных бассейнов, благоприятных для формирования газовых месторождений. Это было начало отдельного прогноза нефти и газа, который определял стратегию развития нефтегазовой отрасли страны. Изучив морфологию и структуру газовых залежей, И.В. Высоцкий создал классификацию газоносных



Н.Б. Вассоевич – заведующий кафедрой геологии и геохимии геологического факультета МГУ в 1963–1981 гг.



И.В. Высоккий

и газонефтеносных бассейнов с присущим им типом месторождений. Понимание особенностей формирования и строения газовых скоплений углеводородов легло в основу монографии «Крупнейшие газовые и газоконденсатные месторождения мира», изданной в 1973 году, где автор описал все крупные газовые открытия в мире и показал критерии, по которым их можно прогнозировать.

Разработанная классификация месторождений нефти и газа положила начало работам по оценке запасов нефти и газа и анализу мировой добычи углеводородов. Это огромная аналитическая работа, которая определяет стратегию развития страны в области энергетического сектора экономики. И.В. Высоккий понимал ее важность и один из первых взялся за сравнительный анализ запасов и добычи нефти и газа по странам мира западного и восточного полушария. В 50-ые годы прошлого столетия И.В. Высоккий предсказал роль стран Южной и Центральной Америки, главным образом Венесуэлы, Мексики, Бразилии в мировом энергетическом балансе.

Учение И.В. Высоккого о природных газах включает такие положения, которые приобретают все большую актуальность с течением времени в зависимости от задач отрасли. Так, например, И.В. Высоккий систематизировал в рамках нефтегазосносного бассейна процессы газообразования углекислого и углеводородного газов, которые неразрывно связаны между собой. Теоретические положения геологии природного газа свидетельствуют, что в осадочном бассейне происходит определенная закономерность смены углекислых газов на углекисло-углеводородные и чисто углеводородные (Высоккий, 1954). Подобная тенденция смены состава газов была прослежена на структурах предгорных прогибов складчатых систем, в горах и предгорьях Памира, Тянь-Шаня, Копет-Дага, Кавказа, Карпат, Альп, Апеннин, Кордильер и других регионов, а также островов Океании. Эти исследования становятся актуальными и в настоящее время, в связи с декарбонизацией нашей атмосферы и вопросов, связанных с улавливанием и захоронением углекислого газа.

Работая в 30-ые годы на промыслах «Эмбанефть» в солеродных бассейнах севера Прикаспийской впадины И.В. Высоккий изучал те проблемы, которые стоят перед нефтегазовой промышленностью и сегодня. Это влияние солености вод на качество пласта и выбор раствора при бурении. В настоящее время особенности качества пластовых вод и их гидродинамическое воздействие на породу до конца не изучены и требуют тщательного моделирования на всех промыслах, где отмечается высокая соленость пластовых вод.

Развитие научных школ, созданных выдающимися учеными. Выдающиеся ученые, геологи нефти и газа, чей юбилей мы чтим в этом году, заложили научную школу,

которая получила свое развитие в стенах Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова.

Учение о нефтегазосносных бассейнах легло в основу бассейнового анализа, который объединяет в себе все процессы формирования залежей углеводородов с учетом накопленных знаний и нового фактического материала (рис. 1). Вместе с современными осадочными бассейнами в МГУ имени М.В. Ломоносова активно реконструируют процессы формирования нефтегазосносных бассейнов и залежей нефти и газа в геологическом прошлом в рамках проекта «Палеобассейны». Результатом этой работы явилась технология определения взаимосвязанности всех критериев, определяющих нефтегазосносность территорий, а также получены уникальные материалы, иллюстрирующие взаимоотношение всех нефтегазосносных регионов РФ. Изучение палеобассейнов позволило оценить роль переформирования древних залежей в течение геологического времени и найти решение для прогноза залежей углеводородов в древних толщах, особенно там, где образование залежей нефти и газа происходило в несколько этапов.

Процессы переформирования некогда единых крупных скоплений недооценены при моделировании месторождений и залежей. Они встречаются во многих бассейнах, которые претерпели структурные перестройки. Периоды структурных перестроек активизировали процессы миграции углеводородов из древних залежей. Однако резервуар, обладавший первоначально емкостно-пустотным пространством, в силу вторичных литологических процессов начинал выполнять роль флюидоупра, запечатывая залежь в литологических ловушках. Данный процесс мог повторяться неоднократно на протяжении фанерозойской истории развития бассейна, разобщая некогда единую крупную антиклинальную залежь на более мелкие сегменты. Такие процессы смоделированы в Енисей-Хатангском бассейне, в Восточной Сибири, в рифейских толщах Восточно-Европейской платформы, в Предкавказье.

Осадочно-миграционная теория происхождения нефти получила свое развитие в современном изучении

Формирование углеводородов

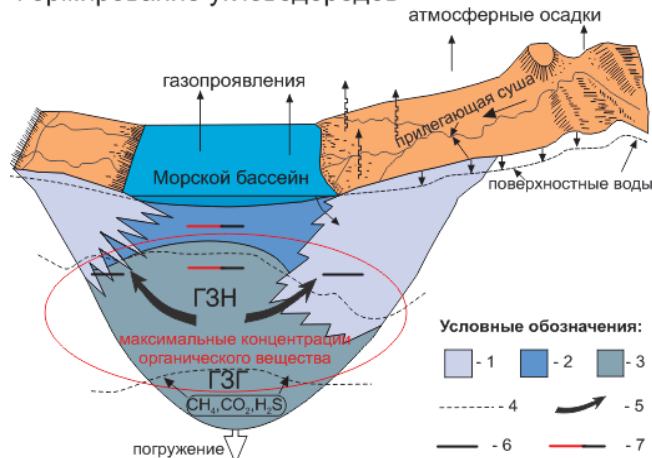


Рис. 1. 1 – области аккумуляции УВ за счет латеральной миграции; 2 – области аккумуляции УВ за счет вертикальной миграции; 3 – очаг нефтегазообразования; 4 – границы зон нефтегазообразования; 5 – миграция флюидов; 6 – нефтяные скопления; 7 – нефтегазовые скопления.

состояния и свойств органического вещества, меняющихся в диагенезе. Это учение оказалось незаменимым для понимания особенностей нефтегазоносности высокоуглеродистых формаций (ВУФ), которые часто называют «сланцевыми». Условие максимальной концентрации органического вещества не в приподнятых зонах, а, напротив, в наиболее погруженных зонах осадочного бассейна, делает принципиально отличным методы поисков традиционных скоплений от скоплений сланцевой нефти. Высокоуглеродистая формация помимо того, что является высокопродуктивной нефтематеринской толщей, сама содержит значительное количество углеводородов. Это дает право рассматривать высокоуглеродистую толщу как единый резервуар углеводородов, из которого часть углеводородов ушли и мигрировали в структурные ловушки, а большая часть осталась и представляет собой недоразведанные ресурсы.

Особенности преобразования органического вещества и минеральной матрицы пород ВУФ позволили сформировать модель порового пространства и описать степень открытости и сообщаемости пор и поведение в нем флюида. Модель пустотного пространства ВУФ и состав углеводородных соединений увязаны с учением о нефтегазоносных бассейнах и главной фазой нефтеобразования. Стадия катагенеза согласно осадочно-миграционной теории происхождения нефти приобретает решающее значение для прогноза пустотного пространства сланцевых толщ (рис. 2).

Комплексное использование новых нестандартных геохимических методов позволяет проводить эксперименты по натурному моделированию процесса генерации углеводородов из органического вещества. Над этой работой в МГУ имени М.В. Ломоносова трудится междисциплинарный коллектив геологов, химиков, математиков и физиков. Практическая значимость результатов таких исследований натурного моделирования очень разнообразна: это и оценка доизвлекаемых термическими методами ресурсов, и возможность проследить изменения состава генерируемой нефти в зависимости от катагенетической

зрелости пород, и оценка генерационных возможностей органического вещества «нетипичных» нефтематеринских пород, например, углей.

Отдельно отметим то, что благодаря проводимым исследованиям деструкции органического вещества для ряда нефтегазоносных бассейнов удалось разработать методику и восстановить двухкомпонентный (то есть с разделением на нефть и газ) кинетический спектр деструкции органического вещества. Это очень важное достижение, т.к. при геолого-геохимическом моделировании именно от заложенного в модель кинетического спектра зависит фазовый состав прогнозируемых залежей, а также время начала, пика и конца генерации нефтегазоматеринской толщей нефти и газа.

Геология природного газа. Геология природного газа в стенах Московского государственного университета получает свое развитие по нескольким направлениям. Это и традиционное изучение угольного метана, в рамках которого профессором М.В. Голицыным были выработаны критерии оценки метаносности объектов различного масштаба (от угольных бассейнов до отдельных структур). Это и определение генезиса газов методом изотопного анализа. В последнее время все большую актуальность набирает анализ состава газов, их сепарации и разделения углеводородных и углекислых газов. В связи с намеченной декарбонатизацией отрасли учение о ловушках и природных резервуарах, в которых может храниться газ длительное время, имеет высокую актуальность. Опыт работы с природными объектами такого типа был получен еще при изучении и типизации газовых месторождений. Программа комплексного подхода к анализу свойств природных объектов, а также процессам, меняющим эти свойства, активно разрабатывается коллективом геологов, химиков и физиков Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова. Емкость природного резервуара, в котором может храниться газ длительное время, складывается из структурной емкости ловушки, геомеханической деформации пористой/трещиноватой среды (расширение пор или трещин за счет увеличения напряжения). При этом важную роль играют термо-барические процессы, которые укладываются в учение о нефтегазоносных бассейнах и процессах в них происходящих.

Важным продолжением исследования природных газов является и понимание структурно-тектонических особенностей строения бассейна, особенно его древних толщ, в которых происходят флюидодинамические процессы образования и трансформации углеводородов. Раздельный фазовый прогноз формирования нефти и газа, который необходим в любом регионе, где ведутся поисково-разведочные работы, основан как на бассейновом анализе, так и на понимании осадочно-миграционных процессов в его пределах. Глубокие прогибы, в том числе оконтуренные и по древним толщам, которые часто относят к складчато-метаморфизованному основанию бассейна, наиболее благоприятны для формирования газовых скоплений. В бортовых структурах или на приподнятых тектонических блоках древнего заложения следует ожидать нефтяные скопления (рис. 3).

Помимо того, что все заложенные в МГУ имени М.В. Ломоносова научные школы развиваются, они



Рис. 2. Схема, иллюстрирующая строение пустотного пространства высокоуглеродистых формаций (Калмыков Г.А., 2017)

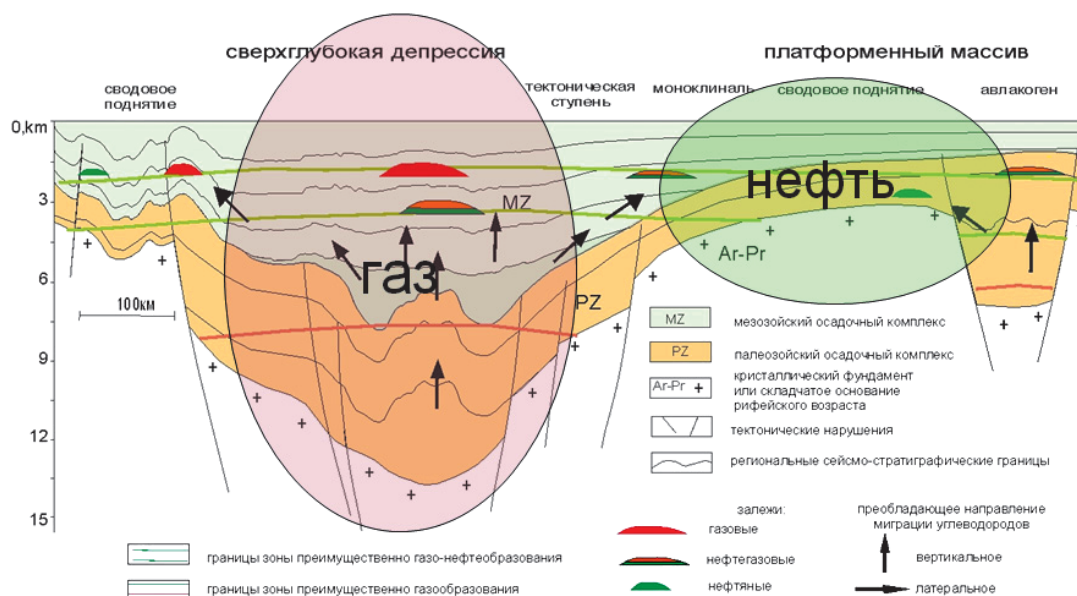


Рис. 3. Модель строения осадочного бассейна для раздельного прогноза нефти и газа

являются основой для создания цифровых технологий. В первую очередь, собранная обширная геологическая основа является справочной информацией для любых работ по поиску и разведке углеводородов. Она структурируется, систематизируется и автоматизируется для перевода ее в цифровой формат и быстрой оценки эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Литература

- Высоцкий И.В. (1954). Некоторые вопросы геологии природного газа. *Нефтяное хозяйство*, Сентябрь, с. 45–55.
- Ермолкин В.И., Самсонов Ю.В., Высоцкий И.В. (2002). Профессор Игнатий Осипович Брод (1902–1962). М: Нефть и газ, 44 с.
- Конюхов А.И., Богомолов А.Х. (2017). И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, А.К.Матвеев, основоположники кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых. *Георесурсы*, Спецвыпуск Ч.1, с. 4–7.
- Несмеянов Д.В. (2017). И.О. Брод и вопросы тектоники. *Георесурсы*, Спецвыпуск Ч.1, с. 100–110.

Сведения об авторах

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Евгения Емельяновна Карнюшина – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Александр Иванович Конюхов – доктор геол.-мин. наук, профессор, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 16.03.2022;
Принята к публикации 17.03.2022; Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

PERSONALIA

To the anniversaries of the outstanding scientists who laid the foundation for the oil and gas geology – I.O. Brod, N.B. Vassoevich and I.V. Vysotsky

A.V. Stoupakova, E.E. Karnyushina, A.I. Konyukhov*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

**Corresponding author: Antonina V. Stoupakova, e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru*

Abstract. The article is devoted to the anniversaries of the outstanding scientists who laid the foundation for the oil and gas geology – I.O. Brod, N.B. Vassoevich and I.V. Vysotsky.

References

- Ermolkin V.I., Samsonov Yu.V., Vysotskiy I.V. (2002). Professor Ignatiy Osipovich Brod (1902–1962). Moscow: Neft i gaz, 44 p. (In Russ.)
- Konyukhov A.I., Bogomolov A.Kh. (2017). Founders of the Petroleum Geology Department (Lomonosov Moscow State University). *Georesursy = Georesources*, Special Issue, pp. 4–7. (In Russ.)
- Nesmeyanov D.V. (2017). I.O. Brod and the Issues of Tectonics. *Georesursy = Georesources*, Special Issue, pp. 8–11. (In Russ.)
- Vysotskiy I.V. (1954). Some issues of natural gas geology. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, September, pp. 45–55. (In Russ.)

About the Authors

Antonina V. Stoupakova – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

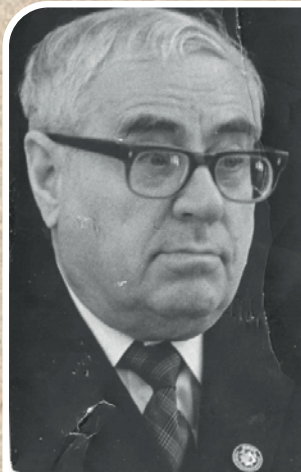
Evgeniya E. Karnyushina – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Aleksandr I. Konyukhov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

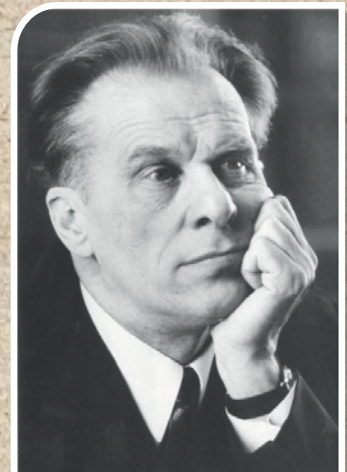
Manuscript received 16 March 2022;
Accepted 17 March 2022; Published 16 May 2022



И.О.Брод



Н.Б.Вассоевич



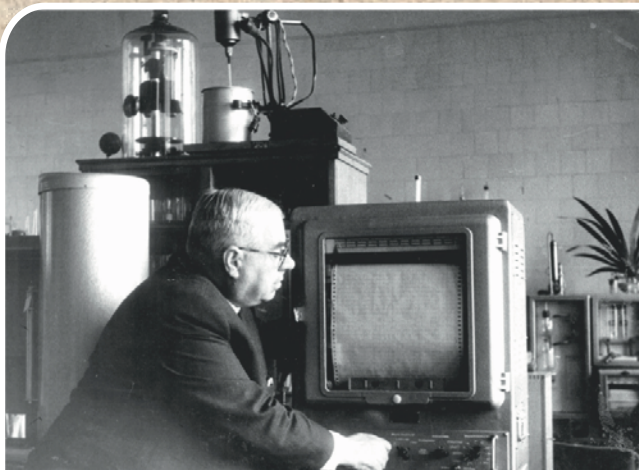
И.В.Высоцкий



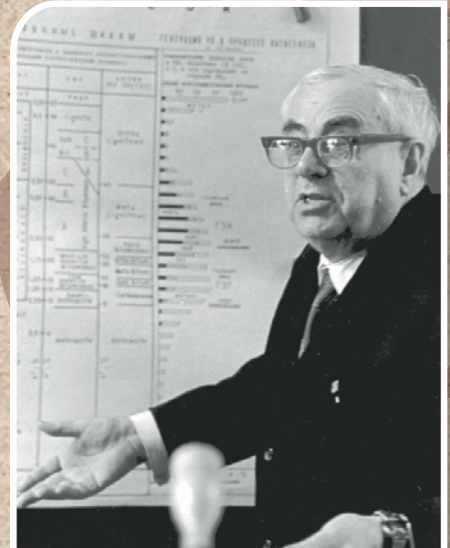
Н.Б.Вассоевич и А.Н.Гусева



И.В.Высоцкий



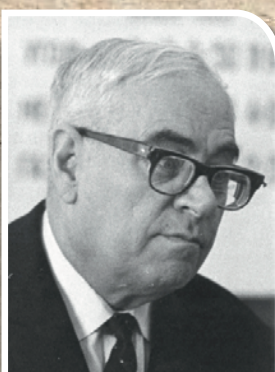
Н.Б.Вассоевич



Н.Б.Вассоевич докладывает о
стадийности преобразования ОВ
относительно глубины залегания



И.О.Брод



Н.Б.Вассоевич



И.В.Высоцкий и Б.А.Соколов



Ю.А.Пряхина и И.В.Высоцкий



И.О.Брод



Н.Б.Вассоевич



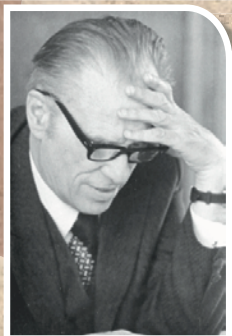
И.В.Высоцкий



И.О.Брод



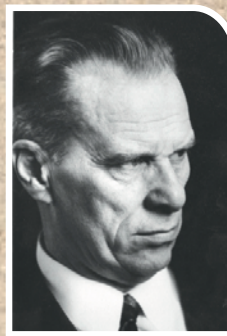
Н.Б.Вассоевич



И.В.Высоцкий



И.О.Брод



И.В.Высоцкий

Проблемы нефтяной терминологии в исследованиях Н.Б. Вассоевича

А.Л. Вассоевич

Институт востоковедения Российского государственного педагогического университета им. А.И. Герцена, Санкт-Петербург, Россия
e-mail: orientlang.rgpu@gmail.com

Более 30 лет своей жизни Н.Б. Вассоевич посвятил разработке теоретических основ геологии и геохимии нефти, исследованию вопросов, связанных с её происхождением. Кроме того Николай Брониславович всегда интересовался исходным значением слов, которые употреблялись им как научные термины. Под термином он понимал лексическую единицу, служащую для обозначения научного понятия, выполняющую функцию наименования по отношению к отраженному в этом понятии объекту. По мнению Н.Б. Вассоевича, многозначность многих геологических «терминов» является причиной большинства бурных научных дискуссий. Поэтому упорядочение научной терминологии и номенклатуры Н.Б. Вассоевич включал в число важнейших общенаучных задач.

Ключевые слова: Н.Б. Вассоевич, терминология, нефть

Для цитирования: Вассоевич А.Л. (2022). Проблемы нефтяной терминологии в исследованиях Н.Б. Вассоевича. *Георесурсы*, 24(2), с. 12–15. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.2>

120 лет минуло с того дня, когда 30 марта 1902 года в Ростове-на-Дону родился Николай Брониславович Вассоевич – будущий доктор геолого-минералогических наук, профессор, член-корреспондент Академии наук СССР, заведовавший с 1963 по 1981 год кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова. В течение ряда лет, начиная с 1925 года, Н.Б. Вассоевичу в ходе геологических исследований в Хандыженском районе, в окрестностях Анапы, в Туапсе, в Тианетском районе, на Кахетинском хребте, в Юго-Осетии и на Юго-Восточном Кавказе приходилось сталкиваться с флишевыми образованиями. «Исследования эти производились обычно с целью установления стратиграфии и тектоники и выяснения нефтеносности перечисленных районов. Попутно удавалось накапливать большой фактический материал, характеризующий флиш вообще, как таковой, т.е. как специфическую геологическую формацию» (Вассоевич, 1948).

Пройдут годы и в 39-ом выпуске «Материалов к библиографии ученых СССР», посвященном творчеству Н.Б. Вассоевича, будет сказано о том, что «две монографии («Флиш и методика его изучения» и «Условия образования флиша») [...] принесли ему мировую известность» (Тихомиров, Лопатин, 1990). При этом уже в первой из названных книг, которая была опубликована в далеком 1948 году, Николай Брониславович заявил о себе не только как о выдающемся знатке флишевых формаций и региональных нефтематеринских отложений, но и как об исследователе геологической терминологии.

По мнению Н.Б. Вассоевича, существовал путь, позволявший преодолеть присущую слову «флиш» неясность и неопределенность, и тем самым прийти к наилучшим результатам в постижении самого природного явления.

Состоял же этот путь в том, чтобы, опираясь на принцип приоритета, сочетать его с результатами исторического анализа всех последующих понятий о флише в их эволюционном развитии.

Именно поэтому Николай Брониславович обратился к тем стародавним временам, когда в 1827 г. вышли в свет первые статьи молодого швейцарского геолога Б. Штудера, утвердившего понятие о флишевой формации (Studer, 1827). Уже позднее Б. Штудер пояснял, что слово «флиш» было заимствовано им у местного крестьянского населения. Позднее, выясняя его этимологию, установили, что «в Зимментале крестьяне называют флишем сланцеватые, легко выветривающиеся и разрушающиеся трещиноватые породы, склонные иногда давать оползни. В буквальном переводе слово «флиш» означает «текун». В русской народной речи можно найти два близких по смыслу слова: «трескун» и «рухляк». Слово «текун» уже давно существует в русской народной речи («Толковый словарь» В. Даля) и означает сыпучесть или текучесть вещества» (Вассоевич, 1948).

Характеризуя в июне 1946 года готовившуюся к изданию книгу Н.Б. Вассоевича «Флиш и методика его изучения», член-корреспондент АН СССР В.П. Ренгартен писал следующее: «Изложение автора в общем является блестящим, ясным и точным. Многие главы читаются легко, с неослабевающим интересом. Однако новизна темы и методики делают необходимым введение новых понятий и новых терминов» (Ренгартен, 1948). И такие новые термины как «флишевый набор пород», «ритм», «ритмограмма», «конексия», «геогенерация» и др. были Николаем Брониславовичем созданы.


Здесь уместно напомнить, что Н.Б. Вассоевич всегда интересовался исходным значением слов, которые употреблялись им как научные термины. Под термином же он понимал лексическую единицу, служащую для обозначения научного понятия, выполняющую функцию наименования по отношению к отраженному в этом понятии объекту

(Бергер, Вассоевич, 1974). В сущности латинское terminus ни что иное как «пограничный столб», то есть в идеале под термином следует понимать слово, значение которого четко ограничено. Стало быть, любая двусмысленность и уж тем более многозначность превращает научный термин в подобие самому обычному словцу. Сказанное, естественно, относится и к нефтяной терминологии.

Как известно, в 1950 году Н.Б. Вассоевич был назначен на должность заведующего отделом генезиса нефти Ленинградского нефтяного геологоразведочного института. Таким образом, последние 30 лет своей жизни Николай Брониславович посвятил разработке теоретических основ геологии и геохимии нефти, исследованию вопросов, связанных с её происхождением.

В 1963 году Н.Б. Вассоевич приглашается в Москву для заведования кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ им. М.В. Ломоносова. А через семь лет в 1970 году его избирают член-корреспондентом АН СССР. Но при этом вплоть до второй половины 70-х годов XX века выдающийся геолог и геохимик не располагал достоверными данными о происхождении самого слова «нефть».

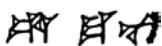
Между тем с весны 1977 года, когда я заканчивал Восточный факультет ЛГУ им. А.А. Жданова, судьба подарила мне счастливую возможность начать тесное научное сотрудничество с Николаем Брониславовичем Вассоевичем, который приходился мне дедушкой. Казалось бы, наши научные специальности были малосовместимы. Николай Брониславович занимался геологией и геохимией нефти. Я же изучал древние языки и преимущественно клинообразные письменности древней Передней Азии. Но именно в вавилонских и ассирийских текстах встречались древнейшие упоминания нефти. Чтобы не быть голословным, приведу такое древнее пророчество, оспаривать которое вряд ли станут даже наши современники:

šumma(DIŠ) mīl(A.KAL) nap-ti ina(AŠ) māti(KUR) innamir(IGI)ir šarru(LUGAL) kiš-šu-ta ippuš(DŪ)uš

«Если поток нефти в стране будет обнаружен – царь делается всемогущим» (Вассоевич, 1998).

Современному человечеству, помнящему жестокие войны, связанные с борьбой за нефтяные ресурсы Ближнего Востока придется признать справедливым и другое древнее пророчество начертанное ассирийской клинописью:

šumma(DIŠ) eršet(KI) māti(KUR) nap-ṭa i-ḫi-il mātu(KUR) šuātu(BI) al-ma-nu

«Если почва страны станет выделять нефть – страна эта будет несчастна».

Случаи древнейших упоминаний нефти и её естественных производных, конечно же, интересовали Николая Брониславовича, но не только в культурно-историческом аспекте. Как уже было сказано, будучи серьезно погруженным в проблему упорядочения геологической

терминологии и номенклатуры, Н.Б. Вассоевич всегда интересовался исходным значением тех слов, которые употреблялись как научные термины.

«Если научная дисциплина представляет собой единую стройную систему знаний, то ей соответствует и единая, как правило, лишенная явлений многозначности терминов терминологическая (терминклатурная) система», – говорится в книжечке «Геологическая терминология», написанной Николаем Брониславовичем совместно с М.Г. Бергером (Бергер, Вассоевич, 1974).

Однако реальное положение дел в науке как в 50-е, 60-е и даже 70-е годы прошлого века состояло в том, что многие геологические «термины» были именно многозначными. Ярким примером подобного рода может служить слово **битум** которое как «термин» употреблялось, по крайней мере, в трех различных значениях.

Химико-аналитическое значение сводилось к тому, что битумы это вещества извлекаемые органическими растворителями из различных горных пород и современных осадочных образований. В таком значении этот термин впервые употребили немецкие углехимики.

Но слово **битум** употреблялось и в техническом значении для обозначения веществ как природных, так и искусственных, которые использовались в качестве строительного материала для дорожных покрытий.

Наконец, термин **битум** использовался и для обозначения каустобиолитов ряда нефти – от природных газов до высших антраксолитов включительно. Таковым было его генетическое значение.

Чтобы исправить создавшееся положение порочной многозначности В.Н. Муратовым в 1954 году в работе «Образование озокерита и формирование его залежей» был предложен термин «нафтиды» (Муратов, 1954).

На следующий год Н.Б. Вассоевичем совместно с В.Н. Муратовым издан труд, посвященный битумам в техническом понимании «технобитумы» (Вассоевич, Муратов, 1955).

Вместо «термина» **битумы** в химико-аналитическом значении Николай Брониславович предложил употреблять термин «битумойды» (то есть **битумоподобные**) (Вассоевич, 1960). Именно так, по логике вещей, и должны были немецкие углехимики назвать те похожие на битумы вещества, которые были получены путем экстракции углей спиртобензолом.


Следует отметить особо, что через два года в статье «По поводу терминов «битумы», «битумогены» и «битумойды» (Вассоевич, 1960) Николай Брониславович рискнул предложить сам скомпрометировавший себя многозначностью термин **битум** вообще исключить из геологического лексикона. Однако рассчитывать на то, что термин, просуществовавший более двух тысячелетий, перестанет употребляться, было почти невозможно. Именно поэтому в 70-х годах прошлого века на семинарах, организуемых Комиссией по осадочным породам при Отделении геологии, геофизики и геохимии АН СССР, Николай Брониславович рекомендовал вернуться к тому соотношению понятий о нефтях и битумах, которое основывалось на принципе приоритета.

Выражая сущность такого подхода, можно сказать, что когда тому или иному термину была присуща порочная многозначность, Н.Б. Вассоевич считал целесообразным

отсекать позднейшие смысловые напластования и закреплять за термином его первоначальное значение.

Кстати сказать, подобного рода подход может быть интересен не только в сфере наук о Земле. Из геологии его можно смело переносить и в область общественных наук.

Напомню, что при жизни Николая Брониславовича Вассоевича (1902–1981) термин революция и прежде всего в составе словосочетания научно-техническая революция был, безусловно, положительно окрашен. Между тем латинское существительное *revolütio* (Georges, 1869), восходящее к глаголу *re-volvo* «*качу назад*» (Ананьев и др., 1862)¹ в дословном переводе с древнего языка означает «*откатывание*»². Только как неологизм, латинское *revolütio* приобретает значение «*(общественного) переворота*», точнее «*gegum (publicagum) commutatio*» (Подосинов и др., 2009) «перемены общественных дел». Однако, если мы, отрешившись от романтики разрушения старого общества, непредвзято сопоставим исходный смысл слова *revolütio*, к примеру, с первичными социальными последствиями февральско-октябрьских событий 1917 года, которые семья Н.Б. Вассоевича пережила во Владикавказе³, мы увидим своеобразное «откатывание» к худшему по очень многим параметрам. Это деморализация армии, нарастающий разгул преступности, повсеместное обесценивание человеческой жизни, наконец, разруха и голод, а также массовое разграбление и разрушение культурных ценностей, созданных в предшествующие эпохи (Вассоевич, 2020). Таким образом, предложенные Николаем Брониславовичем принципы упорядочения и совершенствования геологической терминологии и номенклатуры представляются значимыми для самых разнообразных областей научного знания.


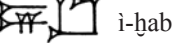

Как уже было сказано, занимаясь на протяжении многих десятилетий исследованием нефти, Н.Б. Вассоевич вплоть до 1977 года не располагал достоверными данными о происхождении самого слова «*нефть*». Я же, как выпускник ассириологического отделения кафедры истории стран Древнего Востока Восточного факультета ЛГУ прекрасно знал, что древнейшим прародителем русского слова нефть является аккадское (вавилонно-ассирийское) слово  *nap-tu*, которое восходит к глаголу *napātu*, *nabātu* «*вспыхивать, воспламеняться*».

¹ Конечно же, приверженцы революционной романтики могут справедливо возразить, что помимо европейских языков существуют ещё и иные, принадлежащие к другим языковым семьям, в которых есть свои обозначения для революции. Так в арабском языке существительное женского рода «революция» – *ثورة* *taura* образовано от слова «бык» – *روث* *taur* и дословно означает «быкование» (Wehr H. *Arabisches Wörterbuch für die Schriftsprache der Gegenwart*. Leipzig, Otto Harrassowitz, 1952, p. 97). Тот, кто видел отвяжавшегося племенного быка, несущегося по деревне и сметающего всё на своем пути, оценит красоту этого яркого зрительного образа.

² Четырехтомный латинский словарь Вильгельма Фрейда дает этому позднелатинскому слову, встречающемуся у блаженного Августина, такой перевод: «*die Zurückwälzung, Rückkehr (spätlat.) Augustin. Civ. D. 22, 12; Trin. 12, 24*» (Früed W. *Wörterbuch der Lateinischen Sprache nach historisch-genetischen Principien, mit steter Berücksichtigung der Grammatik, Synonymik und Alterthumskunde*. Bd. 4, Leipzig, in der Hahn'schen Verlags-Buchhandlung, 1840, p. 170).

³ Полгода во Владикавказе. Отрывки из анонимного дневника (1918–1919). Самые кровавые страницы истории Владикавказ. Владикавказ: «Восток – Запад», 2007, 54.

Из вавилонно-ассирийского языка слово *nap-tu(m)* попало в арамейский язык. Из арамейского языка его заимствовали персы, а из персидского языка – греки и римляне (Вассоевич, 1978).

Слово *nap-tu(m)* «вспыхивающая» в клинописи могли писать ещё и с помощью шумерских идеограмм  *i-kur-ra* «*масло горы*»,  *i-hab* «*зловонное масло*»,  *i-hul* «*масло зла*».

Эти сведения, приобретенные мною в пору учебы в ЛГУ, и сформировали необходимые предпосылки для нашей научной стыковки с Николаем Брониславовичем. В 1979 году в сборнике «Накопление и преобразование седикахитов» мы опубликовали совместную статью «НАФФА. Древняя история термина» (Вассоевич, Вассоевич, 1979). Позднее именно эта совместная публикация была положена мною в основу пространного латинского трактата «НАФФА. Quae fuerit termini *naphtha* antiquis temporibus propria significatio», который был напечатан в Германской Демократической Республике (Vasojević, 1984).

Однако вернемся к сборнику с весьма необычным названием «Накопление и преобразование седикахитов». В предисловии к сборнику Н.Б. Вассоевич писал: «Сообщения в данном сборнике по-прежнему касаются самых различных аспектов изучения органического вещества (ОВ), участвовавшего в литогенезе, однако именуется сборник уже несколько иначе – традиционное выражение «органическое вещество современных и ископаемых осадков» заменено одним термином *седикахиты*, предложенным Н.Б. Вассоевичем лет 10 тому назад.

Как известно, научный термин должен быть однозначным. Этому важнейшему требованию не отвечает прилагательное «органический (-ая, -ое)», употребляемое то в его первоначальном *биологическом* значении, то во втором, более позднем, *химическом* значении. Некоторые важные термины, содержащие в качестве термиоэлемента слово «органический», трактуются разными учеными различно, и это является причиной сетований» (Вассоевич, 1979).

Мы видим, что Николай Брониславович Вассоевич прекрасно понимал глубинные причины большинства бурных научных дискуссий. Чаще всего острая полемика была порождена тем, что участники научного спора, употребляя одни и те же слова, вкладывали в них весьма несхожие смыслы. Именно поэтому член-корреспондент АН СССР Н.Б. Вассоевич включал в число важнейших общенаучных задач упорядочение научной терминологии и номенклатуры.

Литература

- Ананьев А.Т., Яснецкий И.С., Лебединский И.И. (1862). Полный латинский словарь. М: В типографии Каткова и К, с. 735.
- Бергер М.Г., Вассоевич Н.Б. (1974). Геологическая терминология (материалы к методическим указаниям). М: Изд-во МГУ, с. 6.
- Вассоевич А.Л. (1998). Духовный мир народов классического Востока (Историко-психологический метод в историко-философском исследовании). СПб: Алетейя, с. 376.
- Вассоевич А.Л. (1978). О происхождении слова «нефть». *Природа* 8, с. 160.
- Вассоевич А.Л. (2020). Революция и термидор. СПб: Аврора, с. 4.
- Вассоевич А.Л., Вассоевич Н.Б. (1979). НАФФА. Древняя история термина. Накопление и преобразование седикахитов. М: Наука, с. 195–208.
- Вассоевич Н.Б. (1960). По поводу терминов «битумы», «битумогены» и «битумойды». *Труды ВНИГРИ*, 163, с. 529–539.

Вассоевич Н.Б. (1979). Предисловие. Накопление и преобразование седикахитов. М: Наука, ч. 3.

Вассоевич Н.Б. (1948). Флиш и методика его изучения. М-Л, с. 5.
Вассоевич Н.Б., Муратов В.Н. (1955). К вопросу о классификации и терминологии “каустобиолитов”. *Труды ВНИГРИ*, 83, с. 115–120.

Муратов В.Н. (1954). Образование озокерита и формирование его залежей. Л: Гостоптехиздат, 118 с.

Подосинов А.В., Козлова Г.Г., Глухов А.А., Белова А.М. (2009). Латинско-русский и русско-латинский словарь. Под общ. ред. А.В. Подосинова. 4-е изд. М: Флинта, Наука, с. 635.

Ренгартен Вл. (1948). От редактора. В кн.: *Вассоевич Н.Б. Флиш и методика его изучения*. М-Л, с. 4.

Тихомиров В.В., Лопатин Н.В. (1990). Краткий очерк научной, научно-организационной и педагогической деятельности. В кн.: *Николай Брониславович Вассоевич*. Сост. Л.А. Калашникова, С.В. Семенова. М: Наука, с. 10.

Georges K.E. (1869). Ausführliches Lateinisch-Deutsches und Deutsch-Lateinisches Handwörterbuch. Lateinisch-Deutscher Teil. Bd. 2, Leipzig, Hahn'sche Verlags-Buchhandlung, p. 1397.

Studer B. (1827). Geognostische Bemerkungen über einige Theile der nördlichen Alpenkette. Leonhard Zeitschrift für Mineralogie. Bd. I.

Vasojević Andreas et Nicolaus. (1984). *NAΦΘΑ*. Quae fuerit termini naphtha antiquis temporibus propria significatio. Philologus. Zeitschrift für klassische Philologie. Bd. 128, Berlin, pp. 208–229.

Сведения об авторе

Андрей Леонидович Вассоевич – доктор филос. наук, кандидат ист. наук, профессор, директор Института востоковедения Российского государственного педагогического университета им. А.И. Герцена

Россия, 191186, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 48
e-mail: orientlang.rgpu@gmail.com

Статья поступила в редакцию 05.05.2022;

Принята к публикации 08.05.2022; Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

SHORT COMMUNICATION

Issues of oil terminology in the studies of N.B. Vassoevich

A.L. Vassoevich

Institute of Oriental Studies of the Herzen State Pedagogical University of Russia, St.Petersburg, Russian Federation

e-mail: orientlang.rgpu@gmail.com

Abstract. For more than 30 years N.B. Vassoevich had devoted to the development of the theoretical foundations of petroleum geology and geochemistry. In addition, Nikolay Bronislavovich was always interested in the original meaning of the words that he used as scientific terms. Under the term, he understood a lexical unit that serves to designate a scientific concept, performing the function of naming in relation to the object reflected in this concept. According to N.B. Vassoevich, the ambiguity of many geological “terms” is the cause of most heated scientific discussions. Therefore, the ordering of scientific terminology and nomenclature N.B. Vassoevich included among the most important scientific tasks.

Keywords: N.B. Vassoevich, terminology, oil

Recommended citation: Vassoevich A.L. (2022). Issues of oil terminology in the studies of N.B. Vassoevich. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 12–15. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.2>

References

- Ananiev A.T., Yasnetsky I.S., Lebedinsky I.I. (1862). Complete Latin Dictionary. Moscow: V tipografii Katkova i K, p. 735. (In Russ.)
Berger M.G., Vassoevich N.B. (1974). Geological terminology. Moscow: MSU Publ., p. 6. (In Russ.)
Georges K.E. (1869). Ausführliches Lateinisch-Deutsches und Deutsch-Lateinisches Handwörterbuch. Lateinisch-Deutscher Teil. Bd. 2, Leipzig, Hahn'sche Verlags-Buchhandlung, p. 1397.
Muratov V.N. (1954). Formation of ozokerite and its deposits. Leningrad: Gostoptekhizdat, 118 p. (In Russ.)
Podosinov A.V., Kozlova G.G., Glukhov A.A., Belova A.M. (2009). Latin-Russian and Russian-Latin dictionary. Ed. A.V. Podosinov. Moscow: Flinta, Nauka, p. 635. (In Russ.)
Rengarten V.I. (1948). Editorial. In book: Vassoevich N.B. Flysch and methods of its study. Moscow-Leningrad, p. 4. (In Russ.)

Studer B. (1827). Geognostische Bemerkungen über einige Theile der nördlichen Alpenkette. Leonhard Zeitschrift für Mineralogie. Bd. I.

Tikhomirov V.V., Lopatin N.V. (1990). A short essay on scientific, scientific-organizational and pedagogical activity. In book: *Nikolay Bronislavovich Vassoevich*. Ed. L.A. Kalashnikova, S.V. Semenova. Moscow: Nauka, p. 10. (In Russ.)

Vassoevich A.L. (1998). The spiritual world of the classical peoples of the East. St.Petersburg: Aletyya, p. 376. (In Russ.)

Vassoevich A.L. (1978). On the origin of the word «oil». *Priroda*, 8, p. 160. (In Russ.)

Vassoevich A.L. (2020). Revolution and Thermidor. St.Petersburg: Avrora, p. 4. (In Russ.)

Vassoevich A.L., Vassoevich N.B. (1979). *NAΦΘΑ*. Ancient history of the term. Accumulation and transformation of sedikahits. Moscow: Nauka, pp. 195–208. (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1960). Regarding the terms “bitumens”, “bitumogens” and “bitumoids”. *Trudy VNIIGRI*, 163, pp. 529–539. (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1979). Preface. Accumulation and transformation of sedikahits. Moscow: Nauka, ch. 3. (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1948). Flysch and methods of its study. Moscow-Leningrad, p. 5. (In Russ.)

Vassoevich N.B., Muratov V.N. (1955). On the issue of classification and terminology of “caustobioliths”. *Trudy VNIIGRI*, 83, pp. 115–120. (In Russ.)

Vasojević Andreas et Nicolaus. (1984). *NAΦΘΑ*. Quae fuerit termini naphtha antiquis temporibus propria significatio. Philologus. Zeitschrift für klassische Philologie. Bd. 128, Berlin, pp. 208–229.

About the Author

Andrey L. Vassoevich – DSc (Philosophy), PhD (History), Professor, Director of the Institute of Oriental Studies, Herzen State Pedagogical University of Russia

Russian Federation, 191186, St.Petersburg, River Moika emb., 48

Manuscript received 5 May 2022;

Accepted 8 May 2022;

Published 16 May 2022

ПЕРСОНАЛИИ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.3>

УДК 552.5:551.7

Теория седиментационной цикличности Н.Б. Вассоевича в учебно-научной деятельности кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Московского государственного университета в XXI веке

*Е.Е. Карнюшина**Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
e-mail: agat1723@yandex.ru*

В честь 120-летия со дня рождения Николая Брониславовича Вассоевича (1902–1981) – известного геолога-нефтяника, профессора, члена-корреспондента АН СССР, в статье напоминает о его значительных достижениях в области фундаментальной геологии. Первой и основной работой на этом поприще была его монография о методике изучения седиментационной цикличности флишевых толщ (1948), с продолжением темы в следующей книге, вышедшей в 1951 г. Эти работы составили основу развития не только учения о седиментационной цикличности осадочных пород, но и об осадочно-миграционной теории происхождения нефти. Научное наследие Н.Б. Вассоевича, возглавлявшего кафедру геологии и геохимии горючих ископаемых Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова в 1963–1981 гг., сохраняется и развивается в современной учебно-научной деятельности этой кафедры. Преподаватели, сотрудники и студенты с глубокой благодарностью и уважением чтят память Н.Б. Вассоевича, используя его методические рекомендации по седиментационной цикличности как в учебном курсе литофациального анализа, так и в практической работе при изучении нефтегазоносных толщ осадочно-породных бассейнов. Огромная роль в разработке терминологии этой теории связана с развитием понятийной базы данного геологического направления, в становление которого профессор Н.Б. Вассоевич вложил непрерывный труд по созданию системно-логических классификаций по составу, строению, генезису и иерархии геологических седиментационных тел, слагающих нефтегазоносные породные комплексы.

Ключевые слова: флиш Кавказа, методика изучения, послонное описание, корреляция, ритм, цикл, элементарный цикллит, литофации, литологические формации

Для цитирования: Карнюшина Е.Е. (2022). Теория седиментационной цикличности Н.Б. Вассоевича в учебно-научной деятельности кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Московского государственного университета в XXI веке. *Георесурсы*, 24(2), с. 16–21. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.3>

Введение

Цикличность нефтегеологических процессов – бесценное наследие Н.Б. Вассоевича кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова. В основе этого наследия учение о седиментационной цикличности флиша. С флишевыми толщами Николай Брониславович познакомился в бассейне р. Арагви (Грузия), будучи студентом на практике под руководством известного геолога В.П. Ренгартена (Трофимук, Карогодин, 1976).

Вернулся к флишу Н.Б. Вассоевич через несколько лет работы, после окончания в 1924 г. Ленинградского горного института. К этому времени он обладал разносторонними знаниями и обширным опытом работы последовательно в должности: руководителя геологических съёмок нефтяной секции Геологического комитета в Ленинграде, полевых разведок в Грузии, заведующего лабораторией стратиграфии и литологии АзНИИ, старшего геолога в «Азнефтеразведке» и старшего научного сотрудника Арктического института в Ленинграде (Калашникова, 2017).



Николай Брониславович Вассоевич

В конце 30-х и в 40-е годы XX века тематические геологические исследования под руководством Н.Б. Вассоевича были в основном связаны с изучением флишевых толщ Кавказа, при этом для их описания использовались в равной степени термины «ритм» и «цикл». Первый термин был в то время предпочтительным и применялся в решении вопросов стратификации, построении ритмограмм флиша и их корреляции (Вассоевич, 1948, 1951). Опубликованные им в это время результаты исследований были восприняты геологическим сообществом как руководство к действию. Термин «ритм», рассматриваемый Н.Б. Вассоевичем как совокупность слоёв – элементов ритма двух-трёхчленного строения, был принят многими геологами (Ботвинкина, Алексеев, 1991). По совокупности

© 2022 Е.Е. Карнюшина

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

публикаций о флише Н.Б. Вассоевичу в 1945 г. была присуждена ученая степень доктора геолого-минералогических наук, в 1947 г. присвоено звание профессора. В 1948 г. им была опубликована монография о методике изучения флиша, и редактор член-корреспондент АН СССР В.П. Ренгартен написал в предисловии к ней: «Работа Н.Б. Вассоевича должна занять в мировой геологической литературе совершенно особое место – это настоящая энциклопедия флиша. Проблема освещена в ней с исчерпывающей полнотой, собрано и критически рассмотрено всё, что когда-либо сказано о флише» (с. 4).

Становление учения о седиментационной цикличности

По мере расширения областей изучения флиша перечень особенностей его строения увеличивался. Для характеристики флишевых толщ были необходимы новые термины, отражающие детали их строения и генетические признаки процессов седиментации. Анализ седиментационной цикличности стал применяться всё шире и шире, особенно при изучении литологических формаций и литофаций осадочно-породных бассейнов. Постепенно словотворчество в этой сфере геологии вышло на первый план. Н.Б. Вассоевич, всегда готовый к поиску истины, был одним из первопроходцев в этой работе. Ревизия термина «ритм» была начата им самим в 1954 г., когда он, будучи главным редактором «Спутника полевого геолога-нефтяника», приступил к пересмотру терминологии, используемой при изучении флиша.

В эти же годы геологический факультет МГУ начал геолого-съёмочные работы на Кавказе, привлекая к этим работам студентов. Так, в 1957 г. в геолого-съёмочной партии полуострова Абрау под руководством страстного поклонника и знатока флиша – Спартака Леонидовича Афанасьева – оказалось больше 10 студентов, которым был предъявлен для безусловного использования термин «элементарный циклит» – многослой как базовое геологическое тело для описания флиша в Новороссийском синклинии Северо-Западного Кавказа. Такой переход на новую терминологию и четкое структурированное послойное описание разрезов с выделением элементов циклитов (I ЭЦ, II ЭЦ, III ЭЦ), был подготовлен самим Н.Б. Вассоевичем (1957). Полученный в свое время опыт описания флиша и выполнения анализа седиментационной цикличности используется при изучении осадочных толщ в проектах кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых и по сей день.

Студенты геологического факультета участвовали не только в геологической съёмке полуострова Абрау, но и вместе с С.Л. Афанасьевым занимались описанием и составлением опорных разрезов верхнемелового флиша. Методология работы заключалась в его послойном описании с выделением элементарных циклитов и их элементов, в том числе толщиной от долей сантиметров. В таком масштабе линейкой были измерены многокилометровые береговые разрезы и разрабатываемые обнажения в районе цементного завода Новороссийска. Особенно запомнился всем практикантам флиш Мефодиевского оврага, куда их привозили на работу перед рассветом из-за жаркого лета, а к 10–11 утра они завершали описание намеченной части разреза.

Благодаря первым урокам работы с флишем в дальнейшем было принято составлять его четкое, структурированное макроописание, использовать термины с однозначным восприятием их толкования и выделения иерархических единиц геологических тел. Эти тела можно было наблюдать в береговых обрывах в трёх измерениях. Безусловно, формированию такого восприятия способствовало и общение с академиком Виктором Ефимовичем Хаиным, посетившим выше упомянутую геолого-съёмочную партию после очередной заграничной командировки. В.Е. Хаин одобрил используемые методологические начинания и поучаствовал в маршрутах, не расставаясь с подаренным ему в зарубежье гражданским геологическим молотком. Этот молоток студенты видели впервые и, конечно, опробовали это «оружие», пройдя в маршруте с Виктором Ефимовичем разрез флиша от с. Южная Озерейка (ныне Озереевка), где был лагерь партии, до естественной дамбы, прерывавшей разрез перед озером посёлка Абрау-Дюрсо. Через пару дней была организована для всех экскурсия в горы на разрез аспидной юрской формации. На всех разрезах отбирались на различные виды анализов образцы, и контролировалась их привязка относительно реперных слоёв.

Значительная активизация в становлении учения о седиментационной цикличности произошла с 1975 г., когда академиком А.А. Трофимуком и доктором геолого-минералогических наук, ныне академиком Ю.Н. Карогодиным были организованы Всесоюзные конференции на тему «Цикличность», пользующиеся в свое время огромной популярностью. На первой из них при Межведомственном научном совете по проблемам образования нефти была создана под руководством академика А.А. Трофимука комиссия «Цикличность осадконакопления и закономерности размещения горючих полезных ископаемых». Затем были организованы различные секции, среди которых теоретико-методологическую возглавил Н.Б. Вассоевич (Карогодин, 2011).

Помимо конференций были опубликованы в сборниках научных статей материалы, в том числе дискуссионные по этой важной теме. В статье сборника «Геоцикличность» была высоко оценена роль Н.Б. Вассоевича в развитии учения о флише, и рекомендованы к использованию некоторые новые термины (Трофимук, Карогодин, 1976). Участники спорили, критиковали друг друга, искали и находили позиции взаимной поддержки. Николай Брониславович был и щедр, и взыскателен в этих ситуациях. Отличным способом находить общий язык были полевые семинары, проведенные в 1976–1979 гг. по разрезам циклично построенных толщ Северного Кавказа, Средней Азии, на северо-западе Восточно-Европейской платформы, в Эстонии.

Продолжавшиеся после геологических съёмок тематические исследования флиша на Кавказе обеспечили основными фактическими данными развитие представлений о стратиграфии флиша. Методологические подходы к этим работам были объяснены С.Л. Афанасьевым спустя много лет после их начала: «для расчленения древних толщ представляется целесообразным вновь обратиться к литостратиграфии. Для определения ее возможностей на примере верхнемеловых-датских отложений Большого Кавказа был поставлен многолетний

(1953–1994 гг.) эксперимент: во-первых, были выделены разновидности осадочных пород по их происхождению (обломочные, биогенные, вулканогенные), гранулометрическому составу, карбонатности, кремнистости, окраске, другим признакам (Афанасьев, 1993); во-вторых, вслед за Н.Б. Вассоевичем (1948), разновидности пород были объединены в натуральные циклиты (Ц) и их элементы (ЭЦ), в том числе обломочные породы: обвалы и оползневые брекчии первого-прим элемента циклита (0¹ ЭЦ), олистромы (0 ЭЦ), относительно медленно формирующиеся конгломераты, песчаники и алевролиты, часто с горизонтальной микрослойчатой текстурой (I¹ ЭЦ), быстро образующиеся песчаники и алевролиты с градиционной слойчатостью (I ЭЦ) и силтолиты – мергели, аргиллиты, известняки (II ЭЦ); биогенные известняки, мергели и остатки от их растворения – лютиты, глины (III ЭЦ); вулканогенные туфы, туффиты, килы, глины (IV ЭЦ); в-третьих, последовательно, слой за слоем изучено свыше миллиона слоев в трехстах с лишним частных разрезах, в первую очередь, в основных прогибах Большого Кавказа: Новороссийском, Чиаурском, Кобыстанском и Дагестанском. Слои были измерены с точностью до миллиметра. Все частные разрезы являются стратонами со строгой последовательностью слоев. Анализ состава, мощности и соотношения различных слоев позволил выделить в четырех основных, названных выше прогибах Большого Кавказа, серии, свиты, подсвиты, пакки, пакеты, маркеры, определить по фауне их принадлежность к тем или иным ярусам и подъярусам» (Афанасьев, 1997).

Теория и практика применения идей Н.Б. Вассоевича в деятельности кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых в XXI веке

В практике учебных и научных исследований кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых в начале 2000-х гг. произошли изменения, активизировавшие использование теории седиментационной цикличности Н.Б. Вассоевича согласно провозглашенному им тезису: «Для нефтяников, составляющих сравнительно многочисленную группу геологов, первостепенный интерес представляют порожденные тектогенезом (при участии климата) осадочные циклы (ОЦ), ибо в ряду всех стадий осадочного породообразования, всех этапов литогенеза решающее значение для развития нефтегазообразования имеет стадия седиментогенеза (*sensu stricto*), т.е. рождение (генезис) того или иного осадка. Он может быть (стать) нефтематеринской породой, хорошим или плохим коллектором или флюидоупором. Диа-, ката-, мета- и гипергенетические изменения во многом зависят от начального типа осадка» (Вассоевич, 1990, с. 194).

Будущие геологи-нефтяники первый опыт работы с седиментационной цикличностью флиша получают после 3-го курса на кафедральной нефтегеологической практике, организованной в 2002 г. доцентом Н.Ш. Яндарбиевым с помощью и периодической поддержкой коллег из Краснодарского отделения ПАО «НК РОСНЕФТЬ» (зам. главного геолога З.Х. Моллаев) и Краснодарского университета (профессор В.И. Попков, доценты Т.Н. Пинчук и Т.Б. Микерина).

Традиционно в начале этой практики студенты знакомятся с маастрихтским флишем в береговом обрыве

«Высокого берега» Анапы. Маршруту предшествует лекция о методологии Н.Б. Вассоевича при изучении флиша, седиментационной цикличности, толковании терминов, применяемых при описании естественных обнажений, колонок керна скважин и морских осадков, отобранных из четверичных отложений Черного и Средиземного морей.

Первые морские практики были организованы на кафедре в 1986 г. по инициативе известного морского геолога М.К. Иванова (1945–2012), который возглавлял кафедру в 2004–2012 гг., и, начиная с 1990 г. руководил 18 лет международным проектом с участием ЮНЕСКО «Плавающий университет. Обучение через исследование». После окончания этого проекта морскими кафедральными практиками руководили профессор Ю.К. Бурлин и профессор А.И. Конюхов. В настоящее время такие практики проходят под руководством доцента Г.Г. Ахманова.

С 2011 г. в учебный план магистрантов входит курс Карньюшиной Е.Е. «Литофациальный анализ нефтегазоносных толщ», основанный на изучении седиментационной цикличности осадочных отложений в естественных обнажениях и по керну скважин. Анализ литофаций и литологических формаций применяется для решения литологических задач, связанных с научно-практическими проектами кафедры в различных нефтегазоносных бассейнах России.

Литофациальный анализ (ЛФА) – метод выделения литофаций и литологических формаций, их латеральных и вертикальных рядов с последующим картированием, подготовкой обоснования для выявления обстановок седиментации и прогноза нефтегазоносности на этом основании.

Метод ЛФА основан на данных литологического изучения состава, строения и выявления генетических типов, изохронных седиментационных геологических тел, отраженных в их основных литологических особенностях: составе, структуре, цвете, текстуре, циклических последовательностях, минеральных и органических включениях.

Литофации – смежные изохронные седиментационные геологические тела, отличающиеся по вещественному составу, характеру строения, минеральным и биогенным включениям, набору генетических признаков.

Литологическая формация принята в понимании В.Е. Хаина (1954) как высшая таксономическая единица в иерархии фаций, как «комплекс литофаций, выделяемый в значительно большем стратиграфическом объеме, нежели литофация и связанный с определенной стадией развития основных структурных элементов земной коры». Следует отметить, что Н.Б. Вассоевич (1990) неоднократно призывал использовать термин «**геогенерация**» вместо «формация», считая последний термином свободного пользования. Однако, «простил» Виктору Ефимовичу его использование «формации», сообщив: «Формации принимаются В.Е. Хаиным именно как геогенерации, как зонально-стадийные парагенезы пород» (с. 121).

Еще раз остановимся на анализе седиментационной цикличности, как инструменте реконструкции динамики обстановок осадконакопления литофаций и литологических формаций.

Цикличность осадочных толщ выражена направленными изменениями повторяемости слоев различного состава и текстурно-структурных признаков, связанных

с процессами – циклами седиментации. Именно тенденция направленных изменений отличает цикличность от ритмичности, для которой характерна равномерная повторяемость признаков.

Седиментационный цикл – процесс смены обстановок седиментации в геологическом времени. Вещественным результатом циклического процесса является ассоциация породных слоев, именуемая в зависимости от предпочтений исследователей циклотемой, циклосомой, цикломой или циклитом (нами используется последний термин).

Циклит – геологическое тело, являющееся вещественным результатом процессов, происшедших в течение седиментационного цикла.

Основой анализа циклитов служит сравнительная литологическая характеристика отложений, образующих последовательный ряд. Как минимум в циклите должно быть два элемента (эц). Один из эц может быть в различной степени редуцирован (размыт, либо осаждения материала не происходило).

Элементарный циклит является низшей слоевой ассоциацией, которая выделяется в осадочной толще визуально и не делится на соподчиненные циклиты. Строение циклитов зависит от обстановок их седиментации.

В одном из вариантов ранжирования циклов и циклитов по длительности времени их формирования Н.Б. Вассоевич выделил 5 основных рангов циклов (табл. 1).

Методика выделения циклитов связана с представлениями о стадиях регрессивного, стабильного и трансгрессивного развития полного цикла осадконакопления. В самом общем виде это выражено сменой континентальных отложений переходными накоплениями и затем морскими.

Возникает вопрос, что считать началом цикла и, соответственно, что помещать в основание циклита. Существуют подходы самые разнообразные. Большинство исследователей континентальных и прибрежных морских отложений предлагают начинать «отсчет» с регрессивной части циклита.

Масштаб циклитов оценивается по их относительной толщине в разрезе изучаемых отложений. Выбор масштаба зависит от целей и задач исследования конкретного геологического объекта.

Ранг цикла	Продолжительность цикла	Примеры циклитов
Нанноцикл	Меньше 1 года	Озерно-ледниковые варвы; годовые слои в эвапоритах
Микроцикл	1 год – 50 тыс. лет	Флишевый циклит
Мезоцикл	50 тыс. лет – 1 млн лет	Угленосный циклит
Макроцикл	1 млн – 60 млн лет	Седиментационный циклит в стратиграфическом объеме до системы
Мегацикл	Больше 150 млн лет	Седиментационный циклит в стратиграфическом объеме до эратемы

Табл. 1. Ранги седиментационных циклов (Вассоевич, 1990, с. 196)

Циклиты, отражающие ту или иную полную завершённую фазу осадконакопления, далеко не всегда присутствуют в разрезах. Размывы, переотложение осадков и, как следствие редуцирование циклитов, их седиментационные нарушения могут быть оценены путем сравнения с моделями, в том числе с моделями отложений современных обстановок седиментации.

Литофациальный анализ выполняется по данным изучения керна, каротажа скважин и материалам сейсмических исследований. Наибольшую разрешающую способность имеют литологические методы, при помощи которых можно охарактеризовать слоевые единицы от долей сантиметра до первых десятков метров и выделить литофации соответствующего масштаба. С учетом фрагментарности выхода керна можно сопоставить результаты его литологического изучения и данные интерпретации каротажа.

Размер выделяемого седиментогенного тела и масштаб конкретной морфологической единицы осадконакопления определяется качеством и количеством исходных данных, а также задачами прогноза – регионального, зонального или локального.

Выделяемое породное тело должно быть, прежде всего, обособлено границами разделов. В пределах выделенной породной единицы характеризуются макро- и микроскопически цвет, состав, текстура, структура, остатки фауны и флоры, а также физические свойства отложений и другие характерные признаки.

Корреляция выделенных геологических тел с учетом цикличности их строения позволяет оценить размеры этих тел, положение в пространстве и создать модель обстановок седиментации, благоприятных для формирования отложений с теми или иными нефтегеологическими свойствами – генерационными, аккумуляционными, консервационными по отношению к углеводородам.

Результаты фундаментальных исследований Н.Б. Вассоевича по теории седиментационной цикличности в наиболее полном аспекте стали осуществляться после тяжелых девяностых, с начала XXI века.

Первый такой проект состоялся по верхнему миоцену Анадырского нефтегазоносного бассейна, где разведочное бурение возобновилось после значительного перерыва, в 2003 г. на Верхне-Телекайском газонефтяном месторождении (Карнюшина и др., 2007). Следующие проекты были связаны с месторождением Одопту-море (Иванов и др., 2013; Волконская и др., 2017). Затем развивались долговременные проекты по вендско-кембрийским формациям Сибирской платформы (Фролов и др., 2014; Карнюшина и др., 2017) и мезозойским толщам Вилюйской синеклизы (Фролов и др., 2019). Во всех перечисленных проектах на основе методических подходов Н.Б. Вассоевича рассмотрены процессы седиментации, выявленные по составу и цикличному строению толщ, контролируемому тектоническими и климатическими факторами, влияющими на их нефтегеологические свойства.

В настоящее время, несмотря на сложную ситуацию во всем мире, потребность в освоении и применении результатов фундаментальных геологических исследований в сфере нефтяной геологии не убывает. В 2018 г. на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых создан Институт перспективных исследований нефти и газа МГУ

под руководством зав. кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, профессора А.В. Ступаковой. Основные принципы литологических исследований, рекомендуемых Н.Б. Вассоевичем для выполнения актуальных нефтяных проектов, нашли применение в выполняемых работах (Исакова и др., 2020).

Заключение

История создания 74 г. тому назад Н.Б. Вассоевичем фундаментальной работы в области геологии, связанной с флишем и методикой его изучения, привела в конечном итоге к созданию им теории седиментационной цикличности, востребованной в литологических аспектах учебно-научной деятельности кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых. В целом активная деятельность Николая Брониславовича в становлении этой теории создала возможности значительно шире использовать достижения анализа седиментационной цикличности, распространив их на стадийный анализ катагенеза и создание уникальной шкалы этого процесса, раскрывшей основные причины и суть нефтеобразования в осадочно-породных бассейнах.

Благодарности

Автор благодарна всем поколениям геологов кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, начиная с профессора Игнатия Осиповича Брода – первооткрывателя нефтяных месторождений Кавказа, раскрывшим онтогенез природных процессов от их зарождения до бесконечности превращений. И.О. Брод, И.В. Высоцкий, Н.Б. Вассоевич показали своим ученикам, как распознавать эти процессы и их следы в геологическом пространстве и времени, завещали всегда хранить и развивать эти драгоценные традиции кафедры.

Литература

- Афанасьев С.Л. (1997). Дробные стратоны. *Стратиграфия и геологическая корреляция*, 5(5), с. 90–97.
- Ботвинкина Л.В., Алексеев В.П. (1991). Цикличность осадочных тел и методика её изучения. Свердловск: Изд-во Уральского университета, 336 с.
- Вассоевич Н. Б. (1990). История представлений о геологических формациях. Н.Б. Вассоевич. Избранные труды. *Литология и нефтегазоносность*. М.: Наука, 93–129.
- Вассоевич Н. Б. (1954). Полевая геология. Спутник полевого геолога-нефтяника. Л.: Гостоптехиздат, т. 1, 544 с.
- Вассоевич Н.Б. (1951). Условия образования флиша. Л.: Гостоптехиздат, 240 с.
- Вассоевич Н.Б. (1990). Уточнение понятий и терминов, связанных с осадочными циклами, стадийностью литогенеза и нефтегазообразования. Н.Б. Вассоевич Избранные труды. *Литология и нефтегазоносность*. М.: Наука, с. 183–207.
- Вассоевич Н.Б. (1948). Флиш и методика его изучения. Всесоюзный нефтяной научно-исследовательский геолого-разведочный институт

«ВНИГРИ». Л.: Гостоптехиздат, 240 с.

Вассоевич Н. Б. (1957). Флиш и тектоническая обстановка его образования. *Relaciones entre la tectonica y la sedimentacion*. Mexico, т. 1. с. 303–324. (Congr. geol. Int., XX Ses., Mexico, 1956; Sec. 5).

Волконская А.Л., Керусов И.Н., Конюхов А.И. и др. (2017). Модель строения продуктивных верхнемиоценовых отложений Одоптинской площади Охотского моря. *Вестник Московского университета. Геология*, 4, с. 48–53.

Иванов М.К., Карнюшина Е.Е., Керусов И.Н. и др. (2013). Литофациальный анализ позднемиоценовой толщи на шельфе северо-восточного Сахалина на основе геолого-геофизических, литологических и нефтегеологических данных. *Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: Мат-лы VII Всеросс. литологического совещания*. Новосибирск, т.1, с. 358–361.

Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д. и др. (2020). Новые представления о модели коллектора викуловской свиты Красноленинского месторождения (Западная Сибирь). *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 3, с. 66–74. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-3-66-74>

Калашникова Л.А. (2017). Николай Брониславович Вассоевич (1902–1981). Актуальные проблемы нефти и газа, 2(17). <http://oilgasjournal.ru>

Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Козлова Е.В., Пронина Н.В., Ахманов Г.Г. (2007). Кайнозойский комплекс Верхне-Телекайского газонефтяного месторождения Чукотки (Итоги литологического изучения толщи, вскрытой разведочной скважиной 10). *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 2, с. 55–62.

Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Фролов С.В. и др. (2015). Седиментационный контроль нефтегеологических свойств вендско-кембрийских формаций севера Лено-Тунгусского бассейна. *Георесурсы*, 2(61), с. 28–39. <http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.3>

Карогодин Ю.Н. (2011). Роль А.А. Трофимюка в рождении, становлении и развитии новых идей и подходов в нефтяной геологии (на примере литмологии (к 100-летию со дня рождения). Страницы истории. Персоналии, 3(7). http://lithmology.narod.ru/olderfiles/1/Rol_Trofimuka-09.09.11.pdf

Трофимюк А.А., Карогодин Ю.Н. (1976). Вопросы цикличности в исследовании Н. Б. Вассоевича в связи с семидесятипятилетием со дня рождения). *Геоцикличность: Сборник научных трудов*. Новосибирск: Институт геологии и геофизики СО АН СССР, с. 3–8.

Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. и др. (2019). Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Виллойского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 21(2), с. 13–30. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.13-30>

Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. и др. (2014). Север Восточной Сибири: геология, нефтегазоносность и обстановки седиментации вендско-кембрийских формаций. М.: ООО «Геоинформмарк», 192 с.

Хаин В.Е. (1954). Геотектонические основы поисков нефти. Баку: Азнефтеиздат, 692 с.

Сведения об авторе

Евгения Емельяновна Карнюшина – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1 e-mail: agat1723@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 18.02.2022;

Принята к публикации 19.02.2022;

Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

PERSONALIA

The theory of sedimentation cyclicity of N.B. Vassoevich in the educational and scientific activities of the Petroleum Geology Department of Lomonosov Moscow State University in the XXI century

E.E. Karnyushina

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation
e-mail: agat1723@yandex.ru

Abstract. The article is devoted to the 120th anniversary of Nikolay Bronislavovich Vassoevich (1902–1981) – a famous petroleum geologist, professor, corresponding member of the USSR Academy of Sciences. The article recalls his significant achievements in the field of fundamental geology. The first and main work in this field was his monograph on the methodology for studying the sedimentation cyclicity of flysch strata (1948), with the continuation of the topic in the next book, published in 1951. The scientific heritage of N.B. Vassoevich, who headed the Petroleum Geology Department of Lomonosov Moscow State University in 1963–1981, is preserved and developed in the modern educational and scientific activities of this Department. Teachers, staff and students with deep gratitude and respect honor the memory of N.B. Vassoevich, using his methodological recommendations on sedimentation cyclicity both in the training course of lithofacial analysis and applied in practical work in the study of oil and gas bearing strata of sedimentary rock basins. A huge role in the development of the terminology of this theory is associated with the development of the conceptual base of this geological direction. Professor N.B. Vassoevich had invested continuous work on the creation of systematic and logical classifications according to the composition, structure, genesis and hierarchy of geological sedimentary bodies that make up oil and gas bearing rock complexes.

Keywords: Caucasus flysch, study methodology, layer-by-layer description, correlation, rhythm, cycle, elementary cyclicity, lithofacies, lithological formations

Recommended citation: Karnyushina E.E. (2022). The theory of sedimentation cyclicity of N.B. Vassoevich in the educational and scientific activities of the Petroleum Geology Department of Lomonosov Moscow State University in the XXI century. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 16–21. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.3>

References

- Afanasyev S.L. (1997). Fractional stratons. *Stratigraphy and geological correlation*, 5(5), pp. 90–97. (In Russ.)
- Botvinkina L.V., Alekseyev V.P. (1991). Cyclicity of sedimentary bodies and methods of its study. Sverdlovsk: Ural University Press, 336 p. (In Russ.)
- Isakova T.G., Diakonova T.F., Nosikova A.D., Savchenko D.S., Korobova N.I., Sautkin R.S., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A. (2020). New notions of Vikulovskaya series reservoir model in the area of Krasnoleninskoye field (Western Siberia). *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, (3), pp. 66–74. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-3-66-74>
- Ivanov M.K., Karnyushina YE.E., Konyukhov A.I. et al. (2013). Lithofacies analysis of the late Miocene strata on the shelf of northeastern Sakhalin based on geological, geophysical, lithological and petrogeological data. *Sedimentary basins, sedimentation and post-depositional processes in geological history: Materials of the VII All-Russ. lithological meeting. Novosibirsk*, vol.1. pp. 358–361. (In Russ.)
- Frolov S.V., Karnyushina E.E., Korobova N.I., Bakay E.A., Kurdina N.S., Krylov O.V., Tarasenko A.A. (2019). Features of the structure,

sedimentary complexes and hydrocarbon systems of the Leno-Vilyui oil and gas basin. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 13–30. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.13-30>

Frolov S.V., Karnyushina E.E., Korobova N.I., Bakay E.A., Krylov O.V., Akhmanov G.G., Zhukova E.V. (2014). North of Eastern Siberia: geology, oil and gas potential and sedimentation environments of the Vendian-Cambrian formations. Moscow: Geoinformmark, 192 p. (In Russ.)

Kalashnikova L.A. (2017). Nikolai Bronislavovich Vassoevich (1902–1981). *Aktualnye problemy nefti i gaza*, 2(17). (In Russ.) <http://oilgasjournal.ru>

Karnyushina E.E., Korobova N.I., Kozlova YE.V., Pronina N.V., Akhmanov G.G. (2007). Cenozoic complex of the Verkhne-Telekai gas-oil field of Chukotka (Results of lithological study of the strata penetrated by exploration well 10). *Bulletin of Moscow University. Series 4: Geology*, (2), pp. 55–62. (In Russ.)

Karnyushina E.E., Korobova N.I., Frolov S.V., E.A. Bakay, G.G. Akhmanov, O.V. Krylov. (2015). Sedimentation control for oil-and-gas prospects in Vendian-Cambrian formations of the north part of Lena-Tunguska basin. *Georesursy = Georesources*, 61(2), pp. 28–40. (In Russ.) <http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.3>

Karogodin Yu.N. (2011). The role of A.A. Trofimuk in the birth, formation and development of new ideas and approaches in petroleum geology (on the example of lithology (to the 100th anniversary of his birth). History pages. Personalities, 3(7). (In Russ.) http://lithology.narod.ru/olderfiles/1/Rol_Trofimuka-09.09.11.pdf

Khain V.E. (1954). Geotectonic foundations of oil exploration. Baku: Aznefteizdat, 692 p. (In Russ.)

Trofimuk A.A., Karogodin Yu.N. (1976). Issues of cyclicity in the studies of N.B. Vassoevich in connection with the seventy-fifth anniversary of his birth. *Coll. papers: Geocyclicity*. Novosibirsk: Institute of Geology and Geophysics SB AS USSR. pp. 3–8. (In Russ.)

Vassoevich N. B. (1990). History of ideas about geological formations. *N.B. Vassoevich. Selected Works. Lithology and oil and gas potential*. Moscow: Nauka, pp. 93–129. (In Russ.)

Vassoevich N. B. (1954). Field geology. Companion of a field geologist-oilman. Leningrad: Gostoptekhizdat, vol. 1, 544 p. (In Russ.)

Vassoevich N. B. (1951). Conditions for the formation of flysch. Leningrad: Gostoptekhizdat, 240 p. (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1990). Clarification of concepts and terms associated with sedimentary cycles, stages of lithogenesis and oil and gas formation. *N.B. Vassoevich. Selected Works. Lithology and oil and gas potential*. Moscow: Nauka, pp. 183–207. (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1948). Flysch and methods of its study. Leningrad: Gostoptekhizdat, 240 p. (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1957). Flysch and the tectonic setting of its formation. *Relaciones entre la tectonica y la stdimentacion. Mexico*, vol. 1, pp. 303–324. (Congr. geol. Int., XX Ses., Mexico, 1956; Sec. 5).

Volkonskaya A.L., Kerusov I.N., Konyukhov A.I. et al. (2017). Structure Model of Productive Upper Miocene Sediments in the Odoptinskaya Area of the Sea of Okhotsk. *Bulletin of Moscow University. Series 4: Geology*, (4), pp. 48–53. (In Russ.)

About the Author

Evgeniya E. Karnyushina – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: agat1723@yandex.ru

Manuscript received 18 February 2022;

Accepted 19 February 2022;

Published 16 May 2022

ПЕРСОНАЛИИ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.4>

К 110-летию моего наставника, профессора Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова Игоря Владимировича Высоцкого

*Э.А. Абля**Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
e-mail: eablya@yandex.ru*

Я спешу на лекцию в большую 611 аудиторию (из лифтов надо сразу налево) и почти обгоняю, сразу видно, профессора МГУ, и для меня, вчерашнего школьника, конечно, старика. Но удивительно стройного, статного, в безупречном костюме (это я потом понял реальную безупречность того важного атрибута мужчины). Я почти остановился, увидев впервые живую, а не в кино, человека, прямо воплощавшего образ по крайней мере классического офицера, пережившего лихолетья репрессий и точно «бывшего», ну уж наверняка общавшегося если не с Керенским, то с Плехановым или Кропоткиным точно. Сейчас мне столько же лет почти, сколько тогда ему было. И родился он уже, конечно, позже возможных встреч с этими людьми, но был тогда похож на удивительного представителя ушедшей эпохи. Профессором был Игорь Владимирович Высоцкий, под научным руководством которого уже через несколько лет я сам руководил битумной партией НИЧ факультета и через 15 лет защитил диссертацию, кстати, как последний российский соискатель в ряду многочисленных его аспирантов.

После очень теплой, братской, но сильно за полночь встречи наших университетских и принимающих нас чешских студентов (обменная практика в Чехословакию после 3го курса), мы, конечно, на утро были не столь бодры. Александр Христофорович, как младший помощник руководителя практики Игоря Владимировича, естественно распекал нас непослушных. Но Игорь Владимирович довольно спокойно послушал объяснения и повел нас всех в маршрут по Карловоарским горам. Потом он рассказывал, что не видел криминала в нашем молодом поведении, и понимал, что поехали на практику ребята, которые не похожи на выясняющих степень уважения, а даже «ботаны», современным языком. Позже я увижу, что он всегда очень ровно относился к различным «волнениям» в геологических партиях, чего греха таить – в застольях, внешне казалось, что даже как бы с высока, но никогда не высокомерно.

Перед студентами он появлялся тогда с лекциями уже на старших курсах, еще более строгий и элегантный. И сразу показал нам вес сказанного слова, тем более сказанного преподавателем для «наивных и доверяющих»

душ студентов. Таким Игорь Владимирович, наверное, был всегда – статным и ответственным; еще в 22 года от роду он становится главным геологом Байкальской нефтеразведки и исследует нефтепроявления рядом с озером и непосредственно в водах Байкала. Потом эту идею с нефтью на Байкале, к счастью, вроде забыли, но я помню его рассуждения уже в наших общих полях при изучении поверхностной нефтеносности юрских карбонатов вокруг другого прекрасного озера Рица в Абхазии, рассуждения о безрассудности нефтяных работ в таких уникальных природных объектах. Внешне он казался лишенным такой гуманитарной сентиментальности, но часто говорил об экологической ответственности нефтяников. О личной ответственности – уже в 24 года его назначают директором ЦНИЛ «Эмбанефть» в Казахстане, в краях, претендующих тогда на второе Баку. И в 32 года, в годы войны, уже руководит крупнейшим трестом «Союзгазразведка», который открыл очень нужные в те годы для газификации Москвы месторождения. За открытие крупного Арчединского месторождения в 1949 году Игорь Владимирович – в 37 лет – был удостоен Государственной (тогда Сталинской) премии СССР.

Недавно на одном из совещаний в беседе с группой специалистов одной из арабских стран, учившихся в Бухарестском университете в семидесятые годы, при обсуждении наставников вдруг они вспомнили, что их учителя на кафедре до сих пор помнили об очень импозантном специалисте компании «Соврумпетро», который иногда приходил и рассказывал студентам об основах поисков месторождений газа. И это, конечно, был всегда блистательный Игорь Владимирович, с 1949 по 1954 года работавший в компании главным геологом. И в это же время он публикует теперь уже классическую монографию «Основы геологии природных газов». Лауреат Госпремии за газовые открытия мог написать такие основы правдиво. Позднее была уже написана книга «Геология природного газа», которая до сих пор входит в перечень наших учебных материалов. Вообще Игорь Владимирович обладал превосходными качествами редактора – редактора строго, но известно доброжелательного, научных и производственных работ, и был очень долгие годы членом редколлегии «Геологии нефти и газа», «Недра», и руководителем редколлегии важного реферативного журнала «Геология», где иногда сам публиковал значительные обобщения, в подготовке одного из них в 1991 г. «Нетрадиционные

© 2022 Э.А. Абля

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

источники углеводородного сырья (геология и ресурсы)» автор ассистировал. Хотя он уже с 1954 года и до последних дней был преподавателем в МГУ, он продолжал традиционную тогда у нас полевою активность в самых разных районах и направлениях. Основываясь на своем раннем опыте практической работы в самых разнообразных геолого-разведочных структурах и на опыте полевых исследований факультета он очень красиво изложил это сам или совместно с коллегами в трудах «Формирование нефтяных месторождений в складчатых областях», затем шире – «Формирование нефтяных, газовых и конденсатногазовых месторождений». Этот небольшой курс нам повезло услышать лично от него и несомненно его с коллегами изящный учебник «Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран», и курс, который иногда приходили слушать и студенты других кафедр и состоявшиеся специалисты. А до этого, долгие годы, опираясь на свой практический опыт в нефтеразведке правдиво читал множество курсов и по структурной геологии, по бурению и промысловой геологии, и даже по скважинной геофизике. Конечно, основным достижением его были открытые месторождения газов и обобщения по геологии газов, но все таки защитил докторскую диссертацию еще в 1966 году Игорь Владимирович по заинтересовавшей его тематике очень разнообразной нефтегазоносности бассейнов юга Карпат.

Рядом находившиеся с ним люди практически не чувствовали его уже серьезного тогда возраста. И молодой специалист только после университета, и предыдущее поколение наших геологов в партии, и ее руководитель Игорь Владимирович одинаково проходили километры маршрутов в зное степей Казахстана, среди хребтов в Грузии или западного Азербайджана. Иногда после добрых встреч с местными утром нам было довольно тяжело собираться, а он уже давно был готов и ждал нас спокойно. А ведь ему тогда было уже за семьдесят. И я, так и до сих пор довольно нервно воспринимающий проблемы, старался как мог учиться у него такому спокойному поведению, очень важному особенно в полевых условиях. Он не объяснял долго, часто просто личным примером показывал. После защиты геохимического диплома мне трудно было что-то иное продолжать. Но Игорь Владимирович, взяв меня под свое крыло, убедил заняться и другим делом по оценке нетрадиционных ресурсов УВ, убедил не только тем, что это новое, сколько своим неподдельным интересом и неформальным руководством работой, закончившейся созданием «Атласа Природных битумов СССР» в 1984 году. И тогда сразу было видно уважение принимающих работу высоких чинов от геологии не только к этой работе, но и к ее руководителю.

Из вагона поезда Москва-Женева на перрон вышел высокий элегантный джентльмен, трости не было, но

ощущалась, носильщики двинулись именно к нему. Бунин бы точно что-то потом написал об этом. Но это уже было в конце августа 91го, сразу после событий «Лебединого озера» («ЧП не ЧП, а ехать надо, коли обещали людям»). Игорь Владимирович приехал (я был его ассистентом) рассказать коллегам из консалтинговой компании в Женеве о состоянии с нетрадиционными ресурсами страны, попробовать совместно издать для западной аудитории атлас этих объектов (тогда не получилось). В компании были опытные сотрудники, поработавшие в разных точках мира, но приходили его слушать из всех отделов, так добротнo он рассказывал об особенностях нефтегазоносности не сколько нашей страны (это он доверял и мне иногда), сколько о бассейнах других стран. Настолько полно он знал материал тех регионов и, главное, мог показать особенности и вывести закономерности. И это было характерно для него и преподавателей нашей кафедры в целом – за частным видеть общее. Особенно удавались ему сравнения конкретных обстановок и соответствующие выводы о перспективах. Он давал не завиральные, взвешенные оценки и ресурсов, и запасов, особенно увлекая обсуждением условий сохранности залежей. Он был убежден, что месторождения, особенно газовые, не могли существовать многие миллионы лет, и уже тогда смущал этим разработчиков бассейновых моделей. Его опыт был тому гарантией. И в один из дней, вновь мы маршрутом пересекали Альпийские складки, как и почти четверть века назад. По вечерам Игорь Владимирович демонстрировал мне опыт утонченного и без излишеств восприятия красивой еды и вина, опыт точно не книжный – откуда это в нем было? Он был из профессорской семьи, но потом сразу были революционные не ресторанные времена. Сразу после Губкинского института, долгие годы в практической полевой нефтегазоразведке – значит, генетический опыт.

До последних дней, насколько мог по здоровью он приходил в Университет такой же интеллигентный и статный. Я его однажды спросил, как у него так получается (последнее) – «представь, что тебя тянет нить из центра груди вверх и иди». Образ был реалистичный, и вдруг – метафизический.

Сведения об авторе

Энвер Алексеевич Абля – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 109991, Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: eablya@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 18.02.2022;

Принята к публикации 19.02.2022; Опубликована 16.05.2022

Флюидодинамическая концепция нефтегазобразования. Начала (в порядке дискуссии)

Э.А. Абля

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия
e-mail: eablya@yandex.ru

Представлены Начала флюидодинамической концепции нефтегазообразования, расширяющей идеи ранее предложенной в соавторстве одноименной модели. В основе концепции лежат представления о одновременности процессов, которые при наличии значительного вертикального потока флюидов и тепла обуславливают возникновение структур, нового пустотного пространства и новых динамических барьеров, нефтегазобразование и формирование залежей. Образование определенных типов осадочных бассейнов и затем избирательное формирование их «традиционной промышленной» нефтегазоносности из преимущественно fossilized живого вещества предопределены развитием глубинных, специфических не только коровых, но и мантийных процессов. Основанная на теории открытых неравновесных систем концепция предполагает вертикальную тектоно-петрологическую расслоенность и чередования зон разуплотнения и уплотнения литосферы и верхней мантии; при раскрытии осуществляется «катастрофический» тепло-массоперенос флюидов из разуплотненных зон и пульсационное нефтеобразование не из всего органического вещества, а только из нефтяного «полуфабриката», и не в бассейне в целом, а в его отдельных частях.

Ключевые слова: флюидодинамическая концепция, неравновесные системы, нефтегазообразование, избирательность

Для цитирования: Абля Э.А. (2022). Флюидодинамическая концепция нефтегазобразования. Начала (в порядке дискуссии). *Георесурсы*, 24(2), с. 24–28. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.5>

Введение

Станет ли «микронепфть» большой нефтью? И да и нет. Как сложатся условия. Для перехода в большую нужны только благоприятные условия. Иначе «микронепфть» задержится в месте рождения. Да, потом ее попытаются назвать большой нефтью, но не очень традиционной. Да пока еще и не до конца нефтью. И даже станут сразу ее добывать, не до конца разобравшись с последствиями.

Материалы этого выпуска посвящены памятной дате выдающегося советского ученого и неистового естествоиспытателя Николая Брониславовича Вассоевича, долгие годы возглавлявшего кафедру геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова, возвестившего 55 лет назад о формировании теории осадочно-миграционного происхождения нефти (Вассоевич, 1967). В процессе установления причинно-следственных связей развития осадочного бассейна и появления в нем залежей нефти и газа было сформулировано понятие о главной фазе нефтеобразования, обусловленной условиями прогрева осадочных толщ (Вассоевич и др., 1976). В основе теории – понятие постепенного, классифицированного в стадии преобразования захороненного в материнских толщах органического вещества (ОВ) при постепенном его нагревании и преобразовании в микронепфть. Которая потом должна «оторваться» от материнской толщи, мигрировать и сформировать в новом месте залежи макронепфти. Процесс длительностью в миллионы

и миллионы лет. При этом важнейшим элементом является сходство состава ОВ в части образующейся микронепфти и макронепфти из формируемых ею залежей. Теория долгие годы является основой поисково-разведочного процесса на нефть и газ в нефтегазоносных бассейнах (НГБ). Но способностью генерировать микронепфть обладает все ОВ в осадочных бассейнах.

Но хватит ли ее для промышленной нефтеносности? Что в свое время и сформулировал американский геолог Х. Хедберг «Нефть в небольших количествах образовалась несомненно в очень многих осадочных бассейнах, поэтому проблемой является не столько выявление вообще нефтематеринских пород, сколько выявление пород, способных быть источником больших количеств нефти». Из более 600 осадочных бассейнов промышленно нефтегазоносными являются только около 160.

Обсуждение

Несмотря на, казалось бы, повсюдность распространения залежей нефти, мы видим чрезвычайную избирательную концентрацию – их основные доказанные запасы нефти сосредоточены в 5–6 бассейнах мира – примерно по 50–60 млрд тонн в бассейнах Персидского залива и Венесуэлы, в половину меньше – Альберты. Причем в первом – это лучшие по качеству нефти, во втором – тяжелые, в третьем – уже практически битумы. В этих же бассейнах расположены практически все уникальные месторождения нефти, и крупнейшее из них Аль-Гхавар, собравшее в себе 12 млрд т нефти. В России одно уникальное месторождение Самотлор и 3 гигантских в Западно-Сибирском НГБ, а также 2 гигантских в Волго-Уральском

НГБ (кстати, месторождения с самой детективной по обоснованию генезиса историей). Основную добычу нефти давали и продолжают давать уникальные и гигантские месторождения нефти. Запасы газа еще более избирательно сконцентрированы, по сути, в двух точках мира – около 20 % мировых запасов сосредоточено на севере Западно-Сибирского НГБ (а серьезные открытия там еще возможны, и об этом далее), и более 30 % – в центральной части Персидского залива. Почему так? Что-то не так в классической теории нефтеобразования?

Начинаются накапливаться и новые вызовы. Основные из них – это разнонаправленные нестыковки расчетных объемов и нефтесборных генерационных и, что важнее, классически миграционных возможностей (на пути миграции из очагов множество объектов перехвата) некоторых частей бассейнов и объемов накопленных сконцентрированных масс углеводородов (УВ) в залежах. Кто-то считает, что насчитаны триллионы и триллионы сгенерированных органическим веществом тонн УВ – где они? Кто-то, что наоборот – где те площади для генерации таких уникальных объемов (известные примеры месторождений Ромашкино, Дацин, Гхавар и особенно Ориноко-Маракайбо).

Накапливаются существенные геохимические вызовы прямому пониманию осадочно-миграционной теории. Становятся заметны нестыковки преобразованности ОВ основного объема потенциально материнских толщ и зрелости сгенерированных этим ОВ нефтей, когда мы наблюдаем очень резко отличающиеся уровни зрелости нефтей, иногда привязанных к узкому диапазону нефтегазоносности.

Очень важное наблюдение при накоплении геохимических данных – нелинейное распределение показателей зрелости органического вещества (как по одному из измеряемых оснований, например, главному – витриниту, так и по ряду перекрывающих друг друга иных геохимических параметров зрелости). Это стало уже статистически ощутимо – фиксируется существенный разброс зрелости ОВ в очень близких интервалах разреза, и что важно – ненарушенного разреза. Откуда эти «силлы», ветви резко увеличивающейся зрелости на одном и том же уровне разреза?

Наблюдаются генетические типы нефтей, нехарактерные для генотипов исходного органического вещества, и преобладающих и иных материнских толщ разреза. Откуда эти нефти? Изначально в основе осадочно-миграционной теории лежит сходство состава микро нефти и макро нефти ею генерируемой, и по большому количеству параметров это так. Но детальный анализ состава УВ нефтей и ОВ с привлечением методов математического анализа позволяет очень часто видеть существенные различия состава нефтей и исходного для них ОВ – в координатах уже многокомпонентных систем не единицы, а десятки параметров, «облака» составов нефтей и ОВ сильно расходятся. УВ нефтей и УВ остаточного ОВ не тождественны, тут необходимо включать механизм «накопления или извлечения» составов.

Наблюдаются инверсии состава нефтей (как в части генетики исходного ОВ, так в части возможной его преобразованности), не привязанные к видимому геологическому строению. На уровне резервуарной геохимии

наблюдаются нестыковки состава нефтей близких по разрезу и площади объектов, не коррелируемые с возможными миграционными путями от очага к скопленению.

В некоторых (локализованных по площади, часто привязанных к зонам нарушений) образцах классических материнских толщ, в ОВ этих толщ наблюдаются резкие «замещения» традиционного для этого ОВ состава УВ, иногда вплоть до полного отсутствия (как в геохимии говорят: или немых толщ, или толщ вымывания) значительных групп УВ, например, биомаркеров. Это мы наблюдаем только в толщах с высоким содержанием ОВ, например, в некоторых образцах из баженовской, хадумской и доманиковой свит.

Для объяснения этих вызовов предлагаются разные идеи: в рамках биогенной парадигмы, иногда даже с локализацией нефтеобразования прямо в пластах коллекторах, и, конечно, в рамках абиогенной парадигмы сверхглубинного синтеза УВ из простых исходных.

С точки зрения источников вещества нефти, по крайней мере ее большей части, происхождение огромного количества сложных индивидуальных соединений, совершенно не характерных для развития неорганического мира возможно только в развитии живого, только жизнь формирует вопреки энергетически не выгодное многообразие и сложность соединений одних и тех же групп – устойчивая, а не хаотичная изомеризация, хиральность и иные свойства сложных соединений предшественников УВ – создание жизненно необходимых свойств соединений, которые мы потом увидим перешедшими в углеводороды нефтей. Такое многообразие УВ, которое мы видим в нефтях, не может быть глубинным, там могут образовываться достаточно узкие спецификации УВ, особенно по характеристикам зрелости УВ. У противников последнего есть тезис о «захвате» биомаркеров из ОВ пород во время миграции глубинной нефти. Но тут уже точно невозможно объяснить стройность и стадийность геохимических построений на такой основе.

Существуют различные варианты критических взглядов на постулаты осадочно-миграционной теории, затрагивающие в том числе и ее прогностические, или поисковые возможности. Например, в такой формулировке, что снижение прогностических возможностей осадочно-миграционной теории образования нефти и газа при анализе продуктивности нижних частей коры объясняется тем, что в основе теории лежат устаревшие представления о строении тектоносферы (Абукова и др., 2019). Принципиально это верно, поскольку осадочно-миграционная теория – это теория реализации возможностей осадочного бассейна. Но мы говорили уже о вызовах и проблемах их объяснений в рамках такого диапазона. Необходимо было развитие.

Основы флюидодинамической концепции нефтегазобразования

Диалектическое развитие учений о нефтегазоносности осадочных бассейнов и осадочно-миграционной теории привело к этапу разработки сначала флюидодинамической модели нефтегазобразования, разрабатываемой в своих исследованиях В.Е. Хаиным, Р.Г. Гарецким, А.Н. Дмитриевским, Ш.Ф. Мехтиевым и обобщенной в трудах Б.А. Соколовым, в том числе с автором статьи (Соколов,

Абля, 1999; Соколов, 1995) спустя 30 лет после формирования собственно осадочно-миграционной теории.

В основе предлагаемой флюидодинамической модели лежат представления о нефтеобразовании как универсальном процессе, закономерно сопровождающем развитие осадочного бассейна. Саморазвитие осадочного бассейна приводит к созданию системы восходящих тепловых потоков, обусловленных дефлюидизацией пород фундамента и самого осадочного бассейна. Но вызовы накапливаемых данных все еще не решаются только в рамках этой модели.

Развитие модели спустя еще 25 лет приводит к формированию основных положений флюидодинамической концепции нефтеобразования, трактующей специфику флюидодинамических процессов не только масштабов генерации, но масштабов нефтегазонакопления.

Флюидодинамическая концепция в общем-то не о микронепфти – это решается в рамках классической осадочно-миграционной теории для любого осадочного бассейна. Она в основном о макронепфти, о реализации уже законов образования и перемещения больших масс для специфических частей разреза и территории избранных бассейнов.

В основе концепции лежат представления о единстве и одновременности процессов, которые при наличии вертикального потока флюидов обуславливают возникновение структур, нового пустотного пространства и новых динамических барьеров, нефтегазобразование и формирование залежей. В отличие от модели, концепция предполагает более глубинные источники формирования причин нефтегазонакопления не вещества, а причин. Образование определенных типов осадочных бассейнов и затем избирательное формирование их нефтегазонакопления предопределены развитием глубинных, даже не коровых, а мантийных процессов. В этом смысле нефтегазонакопление является проявлением эндогенного фактора. Но вещественное исполнение соединений, определяющих нефтегазонакопление (подавляющего их количества и разнообразия), несомненно связано с биогенной составляющей. На уровне уже сформированного глубинными процессами типа бассейна масштабированные такие же процессы отвечают за формирование условий локализованного во времени и, что более важно, в пространстве избирательного нефтеобразования. Теоретической основой концепции являются идеи о саморазвитии и самоорганизации открытых неравновесных систем (парадигма синергетики в трудах Г. Хакена или теории диссипативных систем И.П. Пригожина, как и процессов режимов «обострения» С.П. Курдюмова (Буданов, 2018)).

Вряд ли природа предложила простой путь эволюции УВ систем в создании этих удивительных полезных ископаемых, создав источники их в виде производных ОВ из фоссилизованного живого, венца эволюции, созданного природой вопреки хаосу, с направленным накоплением солнечной энергии, и как мы теперь видим, и глубинной энергии, и затем, захоронив, простым нагреванием извлечь это из ОВ? Тут должен срабатывать еще один сложный механизм, как раз хорошо описываемый теорией неравновесных систем.

Для геологии сущность подхода заключается в положениях о вертикальной тектоно-петрологической

расслоенности и чередования зон разуплотнения и уплотнения литосферы и верхней мантии. Разуплотненные зоны – это вместилища природных породных растворов и расплавов; а флюиды, насыщающие эти зоны, значительно расширяются при нагревании и создают зоны с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Возникают неравновесные системы, в глобальном масштабе способствующие вертикальным и горизонтальным перемещениям блоков земной коры и при раскрытии осуществляющие «катастрофический» тепло-массоперенос флюидов из глубоких частей Земли в ее верхние горизонты. Основные энергетические потоки не УВ соединений (в том числе и ингибиторов и катализаторов реакций больших объемов и энергетики) приходят с глубин. Собственного энергетического потенциала для формирования большой нефтегазонакопления в осадочных бассейнах не хватает. Такие условия возникают на Земле редко, с разрывами в сотни миллионов лет, поэтому мы видим такую избирательность уникального нефтегазонакопления, имеющую резкую вещественную дифференциацию. Нефтеносны не все осадочные бассейны, а только бассейны неравновесного типа. Здесь фиксируются только активные флюидодинамические режимы, которые являются до какой-то степени конечными, но в тоже время они запускают новые фазы активизации флюидодинамических процессов на новом энергетическом уровне – как производная этого – «ступени» зрелости в разрезе.

В последние годы «взорвался» коммерческий фактор добычи больших объемов нефти и газа из классических по осадочно-миграционной теории материнских толщ с очень высоким содержанием ОВ, ставших источниками так называемых сланцевых нефтей и газов. Добыча идет с использованием технологий, как бы промышленно воспроизводящих флюидодинамические природные процессы генерации и миграции УВ, а именно: фринг, что есть в природе резкое уплотнение и затем взрывное разуплотнение; использование тяжелой смеси химических реагентов – по спектру даже шире, чем действующие в недрах природные флюиды из разных источников; поддержание объема и депрессии в пласте и добыча УВ – как и природное поддержание раскрытости недр и резкое (часто даже по механизмам вспрыска) перемещение УВ.

Так называемые сланцевые нефти и газы – это искусственная стимуляция – проявления процессов конечных этапов флюидодинамики уже сформированных объемов микронепфти, известных давно явлений сорбции микронепфти и керогеном и активными центрами вмещающих пород (например, зарегистрированное открытие советских ученых, Акраходжаев А.М., 1977). Промышленная реализация активизации материнских пород в системе «сланцевые нефти-газы» является очередным масштабированным свидетельством избирательности места (в геологическом масштабе и времени) и условий нефтегазонакопления. Только отдельные объекты осадочного бассейна при наличии определенных условий становятся гипоцентрами нефтеобразования – не вся толща, и не весь бассейн. Сами же сланцы, содержащие по-прежнему нереализованную микронепфть, – это хороший пример нарушения принципов теории синергетики. Они не стали открытыми неравновесными системами,

обменивающимися веществом и энергией с внешней средой. В них не случилось другого условия теории – не создалось условие неравновесного состояния, сохранялось термодинамическое равновесие. Как только оно появилось в вышеописанных условиях, и система могла заработать (и в некоторых частях бассейна она срабатывала), о внезапно рождались огромные объемы УВ, и как следует уже из практики теории неравновесных систем, имеющие иной УВ облик.

Промышленная нефтегазоносность уникального масштаба уже во многом разведана. Положения флюидодинамической концепции могут определять и поисковые критерии все еще неоткрытых крупных нефтегеологических объектов – поиск зон, способствующих формированию неравновесных систем. Описанная ранее чрезвычайная избирательность в распределении запасов нефти и газов предопределяется сочетанием взаимообусловленных факторов строения бассейнов. Разуплотнение верхней части мантии, при всплывании мантийных плюмов, создает условия растяжения коры, значительное прогибание и накопление мощных осадочных толщ, при этом изменяется взаимоотношение мощностей кислых пород верхней коры (их резкое утонение) и основных пород нижней коры, которые при этом приближаются к границе глубоко погруженных осадочных пород. Основные породы являются благоприятными для активного конвективного теплопереноса и в тоже время рожают значительные объемы агрессивных флюидов, что в итоге осуществляет «глубинный запуск» процессов нефтеобразования и постоянную стимулирующую поддержку этого процесса. Сами же процессы нефтеобразования могут кроме того реализовываться по принципам цепных реакций (причем избирательно запускающими только толщи, богатые ОВ, причем ОВ максимально способного генерировать УВ нефтяного ряда – своеобразный «нефтегенерирующий полуфабрикат»), что позволяет считать некоторые осадочные бассейны (с указанными сочетаниями глубинного строения недр) саморазвивающимися системами.

Нижние горизонты (включая осадочный чехол и кору), указанных ранее уникальных по запасам бассейнов, являлись такими природными реакторами – это были зоны «погружающегося» мантийного плюма, растягивающего кору, выталкивающего вверх основные породы, локально заменяющие кислые породы коры. При этом в основных породах, более теплопроводящих, создается «вертикальные туннели» для потоков тепла и флюидов. В верхней части в это время рождается глубокий осадочный объем, обязательно содержащий горизонт с очень высоким содержанием органики. Для ранее указанных бассейнов – концентраторов гигантских объемов нефти – такими горизонтами были уникальные толщи, кстати часто рождающиеся после геологических планетных катастроф как ранний силур после ордовикского планетарного оледенения, или после мощнейших вулканических событий триаса и мела – катастроф, в последующем создавших предпосылки расцвета жизни и последующего накопления толщ с высокой концентрацией ОВ (Конюхов, 2015). Такие толщи – это Hot shale» силурийских сланцев для нефти и газов бассейнов Персидского залива, «баженовские» верхнеюрско-раннемеловые аргиллиты для Западно-Сибирских

гигантов, верхнемеловые черносланцевые формации Венесуэльской впадины для бассейнов Оринокского пояса.

Рождающиеся при этом огромные объемы новообразованных флюидов (вначале преимущественно газов) создают новые неравновесные системы. Энергетика процессов ступенчато формирует конечный продукт – концентрированные формы скоплений УВ, которые извлекаются из флюидной системы, на время перевода ее в спокойный энергетический уровень. Но поступающие из все еще неравновесной глубинной мантийной системы флюиды и тепло с ними запускают новый процесс, который вновь преобразует накопленное ОВ, создаются новые порции других по фазовому и молекулярному составу мигрирующих УВ флюидов. Так возникают гигантские по концентрациям скопления нефти.

Как конкретный пример реализации флюидодинамической концепции: такие условия резкого утонения верхней кислой коры и приближения основной коры к основанию мощнейшего прогиба, заполненного осадочными отложениями, наблюдаются на севере Западной Сибири с гипоцентрами – Южно-Карская впадина, где по периферии уже открыты крупные месторождения Ленинградское, Русановское, Победа, и возможны также крупные открытия газовых залежей в северной и южной части Южно-Карской впадины. На территории Северо-Карской впадины таких условий нет, там спокойная континентальная кора, и вряд ли возможно открытие крупных месторождений. Такие же благоприятные флюидодинамические условия нефтегазобразования есть с гипоцентром как раз под уникальным месторождением Уренгой, с открытыми по периферии этого гипоцентра крупными месторождениями Юбилейное, Медвежье, Ямбургское. Такие же благоприятные флюидодинамические условия нефтегазобразования – резко сокращенная кора и сокращенная мощность вплоть до выклинивания гранитного слоя, мощная впадина осадочных пород над ней, с толщами значительного содержания ОВ сланцев раннего палеозоя с гипоцентром в северо-восточной части Западно-Сибирского НГБ у устья Енисея, с уже открытыми месторождениями Ванкорской группы кластера «Восток Ойл», где возможны еще очень крупные открытия газов и легких нефтей, но не Западно-Сибирского типа, а уже палеозойского по источникам.

Это – начала концепции. Детализация впереди.

Литература

- Абукова Л.А., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Антипов М.П. (2019). Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре. *Геотектоника*, 3, с. 79–91.
- Буданов В.Г. (2018). Синергетическая парадигма и ее творцы. *Сложность. Разум. Постнеклассика*, 3, с. 56–72.
- Вассоевич Н.Б. (1967). Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. *Изв. АН СССР. Сер. Геол.*, 1, с. 137–142.
- Вассоевич Н.Б., Конюхов А.И., Лопатин Н.В. (1976). Общее и особенное в образовании углей, нефти и углеводородных газов. *Межд. геол. конгр. XXI*. М: Наука, с. 7–19.
- Конюхов А.И. (2015). Черные глины и другие отложения, обогащенные органическим веществом на окраинах материков в раннем и позднем палеозое. *Вестник МГУ, Сер. Геология*, 4, с. 22–33.
- Соколов Б.А. (1995). Пять парадоксов нефтегазовой геологии. *Вестник МГУ, Сер. Геология*, 2, с. 6–14.
- Соколов Б.А., Абля Э.А. (1999). Флюидодинамическая модель нефтегазобразования. М: Геос, 78 с.

Сведения об авторе

Энвер Алексеевич Абля – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 109991, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 18.02.2022;

Принята к публикации 09.03.2022;

Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

DISCUSSION ARTICLE

Fluid-dynamic concept of oil and gas generation. Principles (discussion)

E.A. Ablya

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

e-mail: eablya@yandex.ru

Abstract. The Principles of the fluid-dynamic concept of oil and gas formation, which expands the ideas of the previously proposed of the same name model in co-authorship, are presented. The base of the concept – simultaneity of processes, which, in the presence of a significant vertical flow of fluids and heat, cause the emergence of structures, a new reservoirs and new dynamic barriers, oil and gas formation and the formation of deposits. The formation of certain types of sedimentary basins and then the selective formation of their “traditional industrial” oil and gas content from predominantly fossilized living matter are predetermined by the development of deep, not only specific crustal, but also mantle processes. Based on the theory of open non-equilibrium systems, the concept assumes vertical tectono-petrological stratification and alternation of de-compaction and compaction zones in the lithosphere and upper mantle, when disclosed, “catastrophic” heat-mass transfer of fluids from de-compacted zones and pulsation oil formation are carried out not from the entire source organic matter, but only from the oil “semi-finished product”, and not from the basin as a whole, but in its individual parts.

Keywords: fluid-dynamic concept, open non-equilibrium systems, oil and gas formation, selectivity

Recommended citation: Ablya E.A. (2022). Fluid-dynamic concept of oil and gas generation. Principles (discussion). *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 24–28. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.5>

References

- Abukova L.A., Volozh Yu.A., Dmitrievsky A.N., Antipov M.P. (2019). Geofluid Dynamic Concept of Prospecting for Hydrocarbon Accumulations in the Earth Crust. *Geotectonics*, 53, pp. 372–382. <https://doi.org/10.1134/S0016852119030026>
- Budanov V.G. (2018). Synergetic paradigm and its creators. *Slozhnost. Razum. Postneklassika*, 3, pp. 56–72. (In Russ.)
- Konyukhov A.I. (2015). Black shales and other deposits that were enriched in organic matter on the continental margins in the early to late Paleozoic. *Moscow Univ. Geol. Bull.*, 70, pp. 286–298. <https://doi.org/10.3103/S0145875215040055>
- Sokolov B.A. (1995). Five paradoxes of oil and gas geology. *Vestnik MGU, Ser. Geology*, 2, pp. 6–14. (In Russ.)
- Sokolov B.A. Ablya E.A. (1999). Fluid dynamic model of oil and gas formation. Moscow: Geos, 78 p. (In Russ.)
- Vassoevich N.B. (1967). Theory of sedimentary-migration origin of oil. *Izv. AN SSSR, Ser. Geol.*, 1, pp. 137–142. (In Russ.)
- Vassoevich N.B., Konyukhov A.I., Lopatin N.V. (1976). General and special in the formation of coal, oil and hydrocarbon gases. *XXV World geological congress*. Moscow: Nauka, pp. 7–19. (In Russ.)

About the Author

Enver A. Ablya – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation e-mail: eablya@yandex.ru

Manuscript received 18 February 2022;

Accepted 9 March 2022;

Published 16 May 2022

Значение определений мацералов для понимания и изучения процессов трансформации органического вещества нефтематеринских пород

Н.В. Пронина*, А.П. Вайтехович, А.Г. Калмыков, Д.А. Марунова
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Вопрос корректности терминологии всегда остается актуальным, так как исследователи должны понимать друг друга при взаимодействии со специалистами разных областей. В работе представлен обзор уже существующих в англоязычной литературе терминов для описания нефтематеринских мацералов, таких как альгинит, битуминит, битум, твердый битум, пиробитум, нефть, а все зоокласты удобнее объединить в биокласты, так как не всегда удается установить принадлежность остатков к животному или растительному миру. Особые трудности возникли с термином «bitumen», который на русский язык переводится не только как битум, но и битумоид. Все чаще пленки между минеральными зёрнами называют как битумом, так и нефтью. Предложено добавить определения для изменчивого битуминита, такие как догенерационный, генерационный и постгенерационный, чтобы подчеркнуть особенности тех трансформаций, которые произошли с исходным веществом в катагенезе. В связи с тем, что в процессе преобразования реакционноспособная часть керогена (=битуминит) будет переходить в жидкое и газообразное состояние, его твердая составляющая будет сокращаться к окончанию процесса нефтеобразования, и поэтому «остаточное органическое вещество» предложено называть твердым битумом, либо пиробитумом.

Ключевые слова: мацералы, альгинит, битуминит, битум, твердый битум, органическая петрология

Для цитирования: Пронина Н.В., Вайтехович А.П., Калмыков А.Г., Марунова Д.А. (2022). Значение определений мацералов для понимания и изучения процессов трансформации органического вещества нефтематеринских пород. *Георесурсы*, 24(2), с. 29–35. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.6>

Николай Брониславович Вассоевич, чей юбилей отмечается в этом году, обладал энциклопедическими знаниями в разных областях науки. Поэтому он очень ценил точность определений, правильное использование терминов и логику в построении классификаций, обобщений и любых других систем представления научной информации. Его требовательность к студентам, аспирантам и всем представителям науки в корректном изложении своих изысканий и достижений была крайне высокой.

Сталкиваясь с неоднозначными толкованиями схожих понятий или досадуя на неправильное употребление каких-либо обозначений, легко понять, как был прав Николай Брониславович, и насколько важны точные научные определения на современном этапе познания.

Углепетрография – раздел петрографии, изучающий мацералы (микрокомпоненты), ингредиенты, петрографические типы ископаемых углей и органического вещества, их состав, физические и химические свойства, текстуру, структуру и происхождение. История собственно углепетрографии или в сегодняшней интерпретации – органической петрологии, насчитывает немногим более 100 лет. Изучение органического вещества (ОВ) традиционными для геологии методами сталкивается с многочисленными

трудностями из-за сложности и неоднородности объекта исследования. При изучении осадочных пород, среди которых располагается уголь (концентрированное ОВ) и рассеянное ОВ нефтематеринских пород, используются стандартные методики микроскопических анализов. Однако они не обеспечивают полноценного исследования ОВ, требующего иных препаратов, настроек микроскопов и используемых увеличений. Поэтому микроскопическое изучение органических составляющих значительно отличается от анализа минерального вещества и выливается в отдельный вид аналитических исследований.

Выделение органической петрологии в отдельное направление исследований богатых ОВ пород связано не только и не столько с необходимостью использования специальных подходов и специализированного оборудования, сколько со сложностью решаемых задач. Геологов, занимающихся изучением процессов преобразования ОВ и формирования углеводородов, поиском залежей нефти и газа и изучением путей их наполнения флюидами, всегда интересовало, какие процессы, каким образом и в какой последовательности протекают в толще с момента седиментации осадка до современного состояния, как эти процессы различаются в разных формациях, и с чем в большей мере связаны данные отличия. Для этого необходимо не только установить факт наличия ОВ в породах, но и определить его состав, сделать выводы о природе и происхождении этого вещества. При этом полученные результаты требуют чёткого описания и пояснений, которые будут понятны геологам, не являющимся специалистами

* Ответственный автор: Наталия Владимировна Пронина
e-mail: nvgroncl@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

в области исследования остатков живых организмов.

В результате кроме оригинальности методик исследований органическая петрология выделяется специфичностью используемых терминов. Основа классификации мацералов углей (органических составных частей, по аналогии с минералами – составляющими нормальные породы) были заложены еще в начале XX в.

Существует несколько незыблемых правил формирования названия мацерала:

1. Корень слова – чаще всего указывает на принадлежность мацерала к одной из трех групп (витринит, инертинит, липтинит), отражает генетическую принадлежность к исходному веществу (напр. фунгинит), особенности трансформации (битуминит) или другую исключительную черту;

2. Суффикс «нит» в конце слова обозначает мацерал, «ит» – литотип. Так, «витринит» – это мацерал, а «витрит» – одномацеральный литотип.

Классификация мацералов изменялась, приспосабливаясь к расширению и углублению знаний об органическом веществе. Последние поправки были внесены в классификацию Международным комитетом по углепетрографии (ИССР) уже в XXI в. (Pickel et al., 2017) и касались важнейшей для нефтематеринских пород группы липтинита. Такое внимание к мацералам рассеянного ОВ диктовалось естественно возросшим количеством исследований, публикаций, в которых главным объектом изучения являлось ОВ нефтематеринских, сланцевых и других пород, содержащих ОВ в разных количествах.

Эйфория от расширения круга исследователей – углепетрографов, сменилась печалью. Дело в том, что в исследовании ОВ принимают участие петрографы, геохимики, литологи, геофизики и другие специалисты. Они имеют не только разную специализацию, но и квалификацию. Их отношение к используемым терминам разное, в лучшем случае – автор объясняет значение употребляемых названий. Тем не менее, за последние 20–30 лет в литературе

появилось много как похожих, так и весьма оригинальных обозначений для мацералов, встречающихся в нефтематеринских породах разных степеней преобразованности. Для России возникшая терминологическая проблема усугубилась неточностями переводов с английского (например, слово *bitumen*, которое можно перевести как битумоид и битум).

Целью нашего обзора является выявление терминов, наиболее точно отражающих особенность того или иного мацерала и являющихся наиболее устоявшимися, опробованными большим числом исследователей. Кроме того, углепетрографическое название мацерала должно быть «принято» другими специалистами, например, геохимиками, которые также связаны жесткими правилами номенклатуры органических соединений.

Обзору предшествовала некоторая селекция. Во-первых, были исключены работы 70–80 гг., поскольку доступные в те годы методы исследования отличались от современных, уступая им. Во-вторых, отдано предпочтение обзорным исследованиям тех авторов, которые, уже имея опыт работы с углями, изучали ОВ нефтематеринских пород на разных объектах. Трудности, с которыми столкнулись такие ученые – объективны, и потому их акценту сосредоточены на самых горячих пунктах.

Все авторы проанализированных работ используют официальную терминологию для обозначения мацералов (ISO-7404-3), а в более расширенной версии – схему классификации РОВ:

В перечне мацералов, вошедших в общий список, оранжевым цветом выделены лишь те, которые могут быть нефтематеринскими (рис. 1). Именно такие термины фигурируют для определения встреченного ОВ как основные в работах отмеченных исследователей.

Упрощая предложенную схему (табл. 2), можно сказать, что *исходными* нефтематеринскими мацералами являются альгиниты и битуминиты, все зоокласты проще объединить в *биоокласты, вторичные продукты*

Автор(ы)	Объект изучения	Используемый термин
Curiale J.A., Curtise J.B. (2016) Journal of Unconventional Oil and Gas Resources. https://doi.org/10.1016/j.juogr.2015.10.001	Нефтематеринские породы. Обзор	Твердые битумы, пиробитумы, нефть, битумоиды
Mastalerz M., Drobniak A., Stankiewicz A.B. (2018) Journal of Coal Geology. https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.05.013	Нефтематеринские породы. Обзор	Твердые битумы, пиробитумы, нефть, битумоиды
Hackley Paul C., Cardott B.J. (2016) International Journal of Coal Geology. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010	Нефтяные сланцы Северной Америки. Обзор	Твердые битумы, битуминит, альгинит, изредка – аморфное ОВ (АОВ)
Petersen Henrik I., Schovsbo Niels H., Nielsen Arne T. (2013) International Journal of Coal Geology. https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.03.013	Использование различных мацералов нижнепалеозойских пород для замеров $RV_{eq}, \%$	Vt-подобные частицы, твердые битумы
Sanei Hamed, Haeri-Ardakani Omid, Wood James M., Curtis Mark E. (2015) International Journal of Coal Geology. https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.12.011	Нижнепалеозойские нетрадиционные коллектора, $RV_{eq}, \%$	Битуминит, твердые битумы
Hackley Paul C., Valentine Brett J., Hatcherian Javin J. (2018) International Journal of Coal Geology. https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.06.004	Различия битуминита и твердых битумов в незрелом ОВ	Битуминит, твердые битумы
Hackley Paul C., Araujo Carla V., Borrego Angeles G. et al. (2020) Marine and Petroleum Geology. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104172	Результаты межлабораторного тестирования	Твердые битумы (включая «рассеянные твердые битумы» как разновидность)

Табл. 1. Литературный обзор

различаются по фазовому состоянию и другим признакам. Терминология в разряде вторичных продуктов является самой спорной, порой неоднозначной и потому заслуживает отдельного рассмотрения.

В табл. 1 приведены термины для обозначения нефтематеринских мацералов, которыми пользуются ученые ведущих углепетрографических лабораторий мира. Самыми распространенными являются: *твердые битумы, пиробитумы, аморфное ОВ и битуминит*, довольно часто встречаются *витринито-подобные (Vi-like) и рассеянные твердые битумы*. Эти термины могут быть отнесены к исходным мацералам, в то время как для новообразованных продуктов генерации используются *битумы, нефти, битумоиды*.

Для того чтобы внести большую точность, следует разделить первичные и вторичные мацералы. Очевидно, что для органического вещества, которое во время своих трансформаций демонстрирует смену фазового состояния, первичное или вторичное состояние должно быть отражено в названиях.

На рис. 2 рядом с традиционной схемой положения главной фазы нефтеобразования (ГФН) показано преобразование органического вещества с точки зрения его фазового состояния. Рядом приведены обозначения для тех твердых мацералов, которые характерны для того или иного этапа.

В протокатагенезе практически все исходное ОВ находится в твердом, состоянии. В геохимии оно называется керогеном, но углепетрографы, которые имеют возможность визуального наблюдения вещества, используют специальную терминологию. Исходные мацералы из водорослей, потерявших структуру, называют битуминитом – термином, впервые предложенным М. Тейхмюллер еще в 1971 г. (Teichmüller, 1971, 1974), а позже введенным в официальную международную классификацию (Pickel et al., 2017). Поскольку кероген неоднороден, в его состав могли попасть как разные типы водорослей, так и бактерии с продуктами своей жизнедеятельности. Таким образом, часть керогена будет изменяться очень быстро, а другая останется в неизменном состоянии еще долго.

Группа	Мацерал
Витринит	Телинит
	Коллотелинит
	Витродетринит
	Коллодетринит
	Корпогелинит
Липтинит	Гелинит
	Альгинит
	Битуминит
	Липтодетринит
	Споринит
	Кутинит
	Суберинит
	Резинит
Хлорофиллинит	
Инертинит	Фюзинит
	Семифюзинит
	Фунгинит
	Макринит
	Микринит
	Инертодетринит
Зоокласты	Сколекодонты
	Граптолиты
	Хитинозои
	Другие биокласты
Вторичные продукты	Твердые битумы
	Пиробитумы
	Нефть

Табл. 2. Классификация ICCP/TSOP мацералов рассеянного ОВ (Stasiuk et al., 2002)

Часть твердого битуминита (керогена), подверженную трансформации, меняющую фазовое состояние, называют реакционноспособным битуминитом/керогеном/ОВ. Доля той части исходного битуминита=керогена, которая всегда будет оставаться твердой в разных типах ОВ, различна и ее трудно оценить количественно. Петрографически

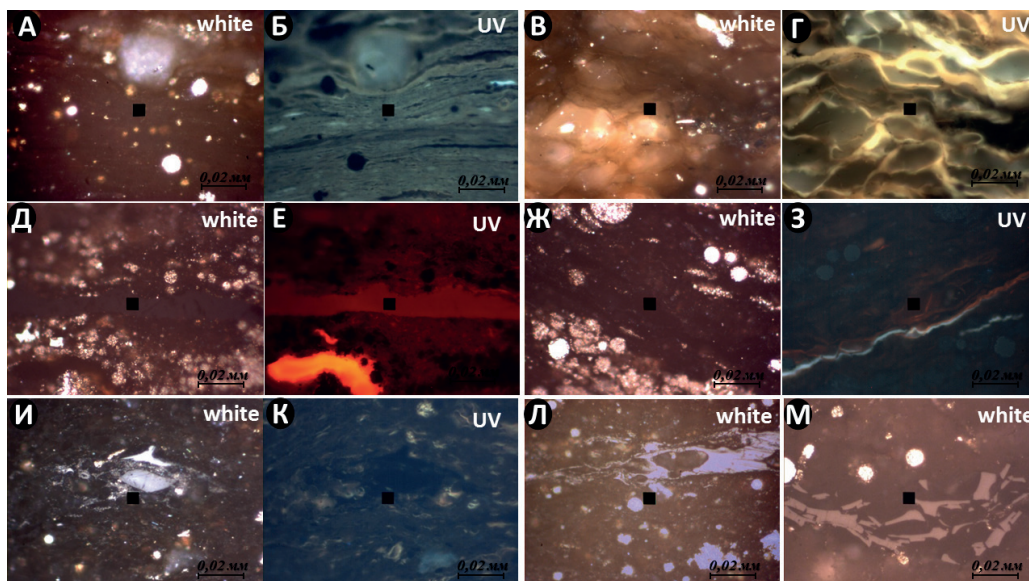


Рис. 1. Нефтематеринские мацералы: А,Б – аморфная основная масса, В,Г – альгинит, Д,Е – битуминит, Ж,З – битум, И,К – твердый битум, Л,М – биокласты; white – простой белый свет, UV – ультрафиолетовый свет; Западная Сибирь

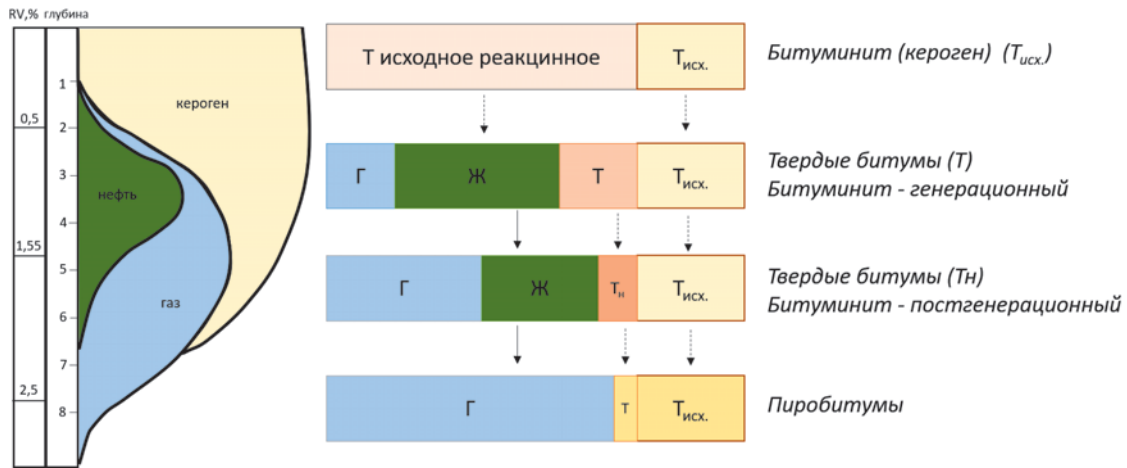


Рис. 2. Процесс преобразования ОВ (керогена) с использованием шкалы Н.Б. Вассоевича

различить реакционноспособную и инертную части битуминита невозможно, разве только по редким следам жидких продуктов.

В течение нефтеобразования реакционноспособная часть керогена=битуминита будет переходить в жидкое и газообразное состояние, его твердая составляющая будет сокращаться. К концу ГФН присутствие ОВ, относящегося к битуминиту, будет ничтожно малым.

Исходя из описанной схемы трансформации ОВ, мацерал, называемый *битуминитом*, присутствует в породе постоянно в твердом состоянии. Но в протокатагенезе и до начала ГФН он имеет свои исходные размеры, форму и внутреннее строение, а к концу ГФН он очень сильно изменен или совсем исчезает как твердый компонент. Если придерживаться этой логики, то для изменчивого *битуминита* добавление таких определений, как *догенерационный*, *генерационный* и *постгенерационный* (рис. 3) подчеркнет особенности тех трансформаций, которые произошли с исходным веществом в катагенезе.

Здесь уместно напомнить, что признаки, свидетельствующие о преобразованиях нефтематеринских мацералов, убедительно просматриваются не только в хорошо изученных авторами породах баженовской свиты и ее аналогов Западно-Сибирского бассейна (Пронина, Вайтехович, 2021), но и в других бассейнах (Hackley et al., 2018).

Генерационный битуминит имеет вторичную внутреннюю пористость, новообразованные продукты в виде «битума» (нефти) находятся в этих порах, а также вокруг исходного – материнского мацерала, при этом и некоторые оптические характеристики (показатель отражения, люминесценция) также меняются (рис. 3 (II)).

Постгенерационный битуминит по-прежнему может быть окружен остатками битумных пленок (рис. 3 (III)). Однако они имеют темно-коричневый цвет и не люминесцируют, как в процессе активной трансформации, скорее являются следами прошедшего процесса. Показатель отражения постгенерационных битуминитов возрастает,

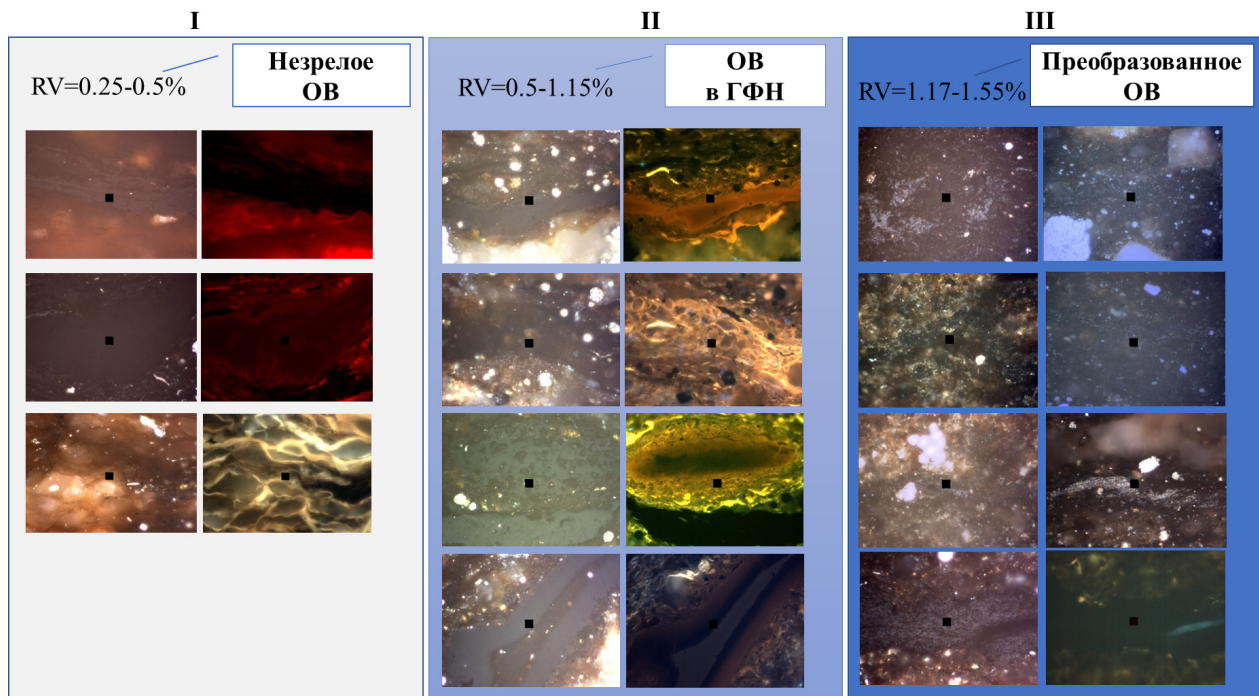


Рис. 3. Процесс трансформации ОВ (керогена) в катагенезе: I – догенерационный битуминит, II – генерационный битуминит (появляются битумные оторочки, возникает вторичная пористость и яркое свечение в УФ свете), III – постгенерационный битуминит, ГФН – главная фаза нефтеобразования, RV, % – показатель отражения витрумина

цвет меняется от темно-серого к светло-серому или даже белому. Пористости нет, но появляются трещины, аналогичные тем, что сопровождают витриниты гумусовых углей. Такие битуминиты вообще очень похожи на витринит, что и послужило причиной появления термина «витринито-подобный» в литературе.

Суммируя вышесказанное о битуминитах, следует отметить, что эти изменяющиеся в процессе катагенеза мацералы генерируют жидкие и газообразные компоненты. Та часть битуминита, которая остается в твердой фазе, должна сохранить, по-видимому, исходное название, но с дополнительными определениями: *догенерационный*, *генерационный (зрелый)* или *постгенерационный*. В качестве синонимов можно предложить использование термина *твердые битумы*, поскольку он чаще других фигурирует в англоязычной литературе при описании подобных мацералов.

С точки зрения процессов генерации нефти и газа важно также отметить, что битуминит преобразуется не одновременно. Так, в породах, находящихся в целом на стадии протокатагенеза, можно встретить генерационный, а иногда и постгенерационный битуминит, но его количества будут малы. С другой стороны, после завершения ГФН можно встретить остатки генерационного и даже догенерационного битуминита. Поэтому для идентификации и изучения процессов формирования нефти и газа петрографические исследования ОВ играют ключевую роль.

На этом обсуждение терминов, используемых для описания органических остатков в породах, подходит к самой сложной и наименее дискутируемой области. Речь идет о высокопреобразованных органических компонентах.

Как показано на схеме (рис. 4), даже после завершения ГФН и полной реализации генерации жидких продуктов некоторая часть ОВ остается в твердом состоянии. Эти органические включения обычно мелкие, часто разобъённые, трассируют первоначальные контуры расположения исходных мацералов и имеют высокий показатель отражения. Это сильно обуглероженное вещество, которое по всем признакам – химическим и физическим – сопоставимо с инертинитом. Его иногда и называют микринитом – мацералом группы инертинита (The new inertinite classification, 2001). Некоторые исследователи определяют микринит как продукт микробиологического разложения битуминита (Hackley et al., 2016; Stasiuk, 1993). Среди исследователей в области геохимии часто можно услышать про «остаточное ОВ». В работах зарубежных исследователей подобные мацералы называются пиробитумами, импсонитами, рассеянными твердыми битумами, микринитами и др. Если бы хитинозои и граптолиты не были идентифицированы в определенных отложениях нижнего палеозоя палеонтологами, то и они по своей морфологии и оптическим характеристикам могли попасть в эту группу. Как лучше называть подобные мацералы, не перегружая терминологию новыми названиями и, одновременно, выбирая те, которые уже прошли определенную апробацию?

Еще раз обратимся к схеме (рис. 4), на которой видно, что допускается появление твердых новообразованных веществ в конце ГФН или на другом этапе преобразования ОВ из жидких продуктов. Такой процесс возможен при проявлении особых температурных условий, например, при магматической деятельности. Новообразованные

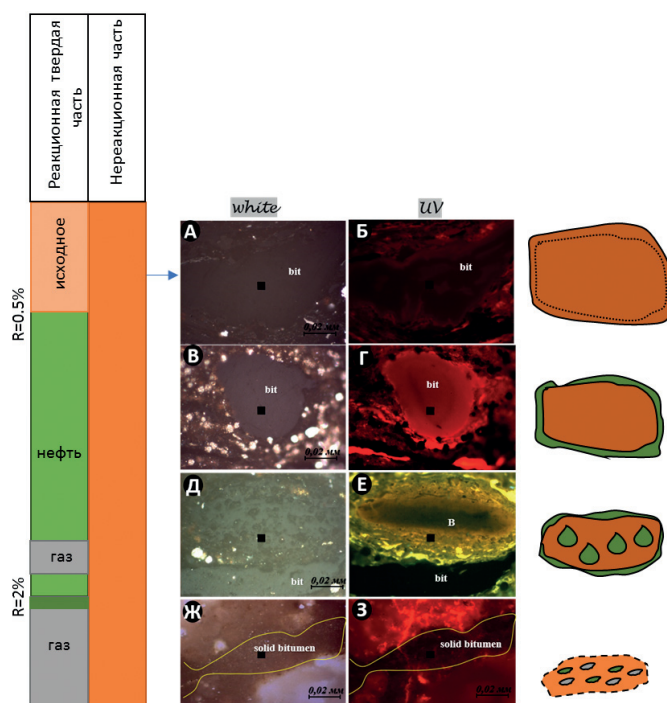


Рис. 4. Схематичное представление изменений в процессе нефтеобразования, white – простой белый свет, UV – ультрафиолетовый свет; bit – битуминит; B – битум; solid bitumen – твердый битум

углеродистые включения подобно только что описанным высокопреобразованным мацералам имеют мелкие размеры и высокие показатели отражения. Определить их исходную природу сложно, т.к. реликтов первоначальных мацералов у них нет. Сходство с микринитом, образование которого допускает, в том числе деятельность природных пожаров, и другими высокопреобразованными мацералами, испытывшими значительные температурные изменения, позволяет объединить эти первичные и вторичные образования, назвав их *пиробитумами* (рис. 5).

Остались не охарактеризованы жидкие продукты преобразования ОВ, которые можно наблюдать микроскопически. Они видны отчетливо как в материнских породах, так и в трещинах миграции. В простом отраженном свете они окрашены в желтовато-коричневые цвета, причем густота окраски отражает толщину включения и может зависеть от состава продуктов в УФ свете, при котором проявляется люминесценция разной интенсивности и цвета – от бело-голубого до желто-коричневого. Ассоциация этих жидких, подвижных образований с исходным мацералом не вызывает сомнений, т.к. их расположение и взаимное проникновение видны очень хорошо.

Самым естественным обозначением этих выделений из мацералов при трансформации можно назвать *нефтью*.

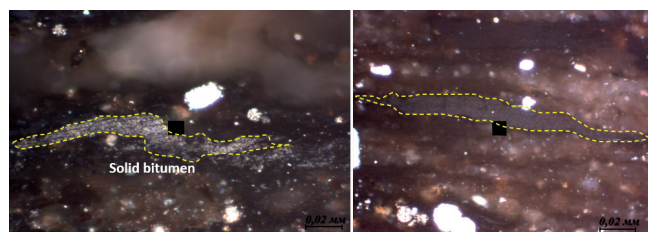


Рис. 5. Преобразованные мацералы (твердый битум или пиробитум)

Некоторые зарубежные исследователи так и говорят (Mastalerz et al., 2018). Но говорить о микроскопических пленках и мелких каплях между минеральными зёрнами как о нефти, которая представляется в виде крупных скоплений, непривычно. Поэтому авторы используют часто слово *битум* для новообразованных жидких продуктов, которые могут иметь разный химический состав. Это термин свободного пользования, он не имеет химической нагрузки, но подчеркивает подвижность и жидкую консистенцию продуктов. Впрочем, битум и нефть, как синоним, вполне сопоставимы. То, что они не укладываются в классификацию мацералов – естественно, ведь нефть – это уже новое вещество!

Подводя итог вышесказанному, отметим, что территория, в пределах которой изучается ОВ, очень неоднородна. Процессы преобразования ОВ на разных этапах катагенеза изучаются исследователями по всему миру, но остаётся большое количество неопределённости, моментов, вызывающих недоумение у специалистов, вопросов, на которые не имеется однозначного ответа, и которые требуют обсуждения и доказательств. Однако, прежде всего, нужно описать эту территорию, провести «топонимику». Достигнуть единого понимания терминов, говорить на одном языке об объектах и процессах.

В данной работе авторы сделали попытку именно такой «топонимики», что облегчит в дальнейшем уже без дополнительных объяснений рассмотрение столь важных для органической петрологии вопросов, как определение оптических свойств разных мацералов и их значение, изменение их в процессе трансформации ОВ, взаимосвязь с данными различных геохимических исследований, проводящихся, как правило, параллельно, и дающих большой набор химической информации о генерации нефти и газа.

Авторами накоплен уже довольно большой и разнообразный опыт в изучении нефтематеринских пород Западной Сибири, Поволжья и Тимано-Печоры, который свидетельствует об огромном многообразии процессов, сопровождающих нефте- и газообразование, а часто о неоднозначности как интерпретаций аналитических данных, так и прогнозов, моделей, которые на них основываются. При этом важно отметить, что даже в получаемых результатах и существующих в данный момент теориях не всё так очевидно и единообразно. Например, как быть с остатками животных организмов? Какая их доля преобразуется в процессе катагенеза и преобразуется ли вообще? Будут ли из них получены нефть и газ? И можно ли при преобразовании и изменении ОВ разделить битуминит и некоторые биокласты?

Другой важный вопрос, который не обсуждался в статье, но является важным для создания общепринятой шкалы преобразования ОВ – сопоставление показателя отражения битуминита (RB, %) и показателя отражения витринита (RV_{eq}, %). Как авторами, так и зарубежными исследователями (Abarghani et al., 2019) установлено, что в нефтематеринских породах присутствуют битуминиты, существенно отличающиеся по значениям показателя отражения. Является ли такое отличие признаком разной природы, «источника» битуминита? Как использовать данные значения при корреляции с RV, %? И как такие различия будут влиять на геохимические параметры, например, на параметры катагенеза по данным пиролиза?

Ответы на эти вопросы позволят лучше и точнее выполнять корреляцию между разными исследованиями и повысить точность моделей, которые строят геологи, расширить теоретическую базу процессов, происходящих с ОВ во время геологической истории.

Надеемся, любой следующий шаг в познании процесса трансформации органического вещества будет все лучше освещать этот путь и позволит ответить как на указанные вопросы, так и на возникающие в будущем.

Литература

- Пронина Н.В., Вайтехович А.П. (2021). Прямые признаки нефтеобразования в породах баженовской свиты. *Георесурсы*, 23(2), с. 152–157. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.15>
- Abarghani Arash, Ostadhassan Mehdi, Gentzish Thomas, Carvajal-Ortiz Humberto, Ocubalidet Seare, Bubach Bailey, Mann Michael, Hou Xiaodong. (2019). Correlating Rock-Eval™ Tmax with bitumen reflectance from organic petrology in the Bakken Formation. *International Journal of Coal Geology*, 205, pp. 87–104. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2019.03.003>
- Curiale J.A., Curtise J.B. (2016). Organic geochemical applications to the exploration for source-rock reservoirs – A review. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 13, pp. 1–31. <https://doi.org/10.1016/j.juogr.2015.10.001>
- Mastalerz M., Drobniak A., Stankiewicz A.B. (2018). Origin, properties, and implications of solid bitumen in source-rock reservoirs: A review. *International Journal of Coal Geology*, 195, pp. 14–36. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.05.013>
- Methods for the petrographic analysis of coals – Part 3: Method of determining macerals group composition. ISO 7404-3:2009.
- Hackley Paul C., Araujo Carla V., Borrego Angeles G. et al. (2020). Testing reproducibility of vitrinite and solid bitumen reflectance measurements in North American unconventional source-rock reservoir petroleum systems. *Marine and Petroleum Geology*, 114, 104172. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104172>
- Hackley Paul C., Brett J. Valentine, Javin J. Hatcherian. (2018). On the petrographic distinction of bituminite from solid bitumen in immature to early mature source rocks. *International Journal of Coal Geology*, 196, pp. 232–245. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.06.004>
- Hackley Paul C., Cardott B.J. (2016). Application of organic petrography in North American shale petroleum systems: A review. *International Journal of Coal Geology*, 163, pp. 232–245. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010>
- Petersen Henrik I., Schovsbo Niels H., Nielsen Arne T. (2013). Reflectance measurements of zooclasts and solid bitumen in Lower Paleozoic shales, southern Scandinavia: Correlation to vitrinite reflectance. *International Journal of Coal Geology*, 114, pp. 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.03.013>
- Pickel W., Kus J., Flores D., Kalaitzidis S., Christanis K., Cardott B.J., Misz-Kennan M., Rodrigues S., Hentsche A., Hamor-Vido M., Crosdale P., Wagner N. (2017). Classification of liptinite (ICCP System 1994). *International Journal of Coal Geology*, 169, pp. 40–61. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004>
- Sanei Hamed, Haeri-Ardakani Omid, Wood James M., Curtis Mark E. (2015). Effects of nanoporosity and surface imperfections on solid bitumen reflectance (BRo) measurements in unconventional reservoirs. *International Journal of Coal Geology*, 138, pp. 95–102. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.12.011>
- Stasiuk L.D. (1993). Algal bloom episodes and the formation of bituminite and micrinite in hydrocarbon source rocks: evidence from the Devonian and Mississippian, northern Williston Basin, Canada. *International Journal of Coal Geology*, 24, pp. 195–210. [https://doi.org/10.1016/0166-5162\(93\)90010-8](https://doi.org/10.1016/0166-5162(93)90010-8)
- Stasiuk L.D., Burgess J., Thompson-Rizer C., Hutton A., Cardott B. (2002). Status report on TSOP-ICCP dispersed organic matter classification working group. *The Society for Organic Petrology Newsletter*, 19(3), p. 14.
- Teichmüller M. (1971). Anwendung kohlenpetrographischer Methoden bei der Erdoel und Erdgasprospektion. *Erdol, Kohle, Erdgas, Petrochem*, 24, pp. 69–76.
- Teichmüller M. (1974). Über neue Macerale der Liptinit-Gruppe und die Entstehung des Micrinit. *Fortschr. Geol. Rheinl. Westfalen*, 24, pp. 37–64.
- The new inertinite classification (ICCP System 1994). (2001). International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP). *Fuel*, 80, pp. 459–471. [https://doi.org/10.1016/S0140-6701\(02\)86016-7](https://doi.org/10.1016/S0140-6701(02)86016-7)

Сведения об авторах

Наталья Владимировна Пронина – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Анастасия Петровна Вайтехович – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Антон Георгиевич Калмыков – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Дарья Андреевна Марунова – магистрант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 28.02.2022;

Принята к публикации 25.04.2022; Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

REVIEW ARTICLE

The significance of the macerals identification for understanding and study the transformation processes of organic matter in source rocks

N.V. Pronina, A.P. Vaitekhovich, A.G. Kalmykov, D.A. Marunova*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Natalia V. Pronina, e-mail: nvproncl@mail.ru

Abstract. The question of the correct terminology is highly relevant, since researchers should understand one another in communication with specialists in different branches of geology. An overview of the terms already existing in the English-speaking world for describing oil-prone macerals, such as alginite, bituminite, bitumen, solid bitumen, pyrobitumen, oil, was presented, and it is more convenient to combine all zooclasts into bioclasts, since it is not always possible to determine whether the remains belong to the animal or plant world. Particular difficulties emerged with the term “bitumen”, which in Russian has two meanings. Increasingly, the films between mineral grains can be named both bitumen and oil. It was also suggested to divide bituminite in pre-mature bituminite, mature bituminite and post-mature bituminite in order to emphasize the features of those transformations that occurred with the initial organic matter during thermal maturity. Due to the fact that in the process of thermal maturity, the reactive part of kerogen = bituminite will transform into a liquid and gas, its solid part (“residual organic matter”) was suggested to be called solid bitumen or pyrobitumen.

Key words: macerals, alginite, bituminite, bitumen, solid bitumen, organic petrology

Recommended citation: Pronina N.V., Vaitekhovich A.P., Kalmykov A.G., Marunova D.A. (2022). The significance of the macerals identification for understanding and study the transformation processes of organic matter in source rocks. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 29–35. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.6>

References

- Abarghani Arash, Ostadhassan Mehdi, Gentzish Thomas, Carvajal-Ortiz Humberto, Ocabalidet Seare, Bubach Bailey, Mann Michael, Hou Xiaodong. (2019). Correlating Rock-Eval™ Tmax with bitumen reflectance from organic petrology in the Bakken Formation. *Int. Journal of Coal Geology*, 205, pp. 87–104. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2019.03.003>
- Curiale J.A., Curtise J.B. (2016). Organic geochemical applications to the exploration for source-rock reservoirs – A review. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 13, pp. 1–31. <https://doi.org/10.1016/j.juogr.2015.10.001>
- Mastalerz M., Drobniak A., Stankiewicz A.B. (2018). Origin, properties, and implications of solid bitumen in source-rock reservoirs: A review. *Int. Journal of Coal Geology*, 195, pp. 14–36. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.05.013>
- Methods for the petrographic analysis of coals – Part 3: Method of determining macerals group composition. ISO 7404-3:2009.
- Hackley Paul C., Araujo Carla V., Borrego Angeles G. et al. (2020). Testing reproducibility of vitrinite and solid bitumen reflectance measurements in North American unconventional source-rock reservoir petroleum systems. *Marine and Petroleum Geology*, 114, 104172. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104172>
- Hackley Paul C., Brett J. Valentine, Javin J. Hatcherian. (2018). On the petrographic distinction of bituminite from solid bitumen in immature to early mature source rocks. *Int. Journal of Coal Geology*, 196, pp. 232–245. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.06.004>

Hackley Paul C., Cardott B.J. (2016). Application of organic petrography in North American shale petroleum systems: A review. *Int. Journal of Coal Geology*, 163, pp. 232–245. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010>

Petersen Henrik I., Schovsbo Niels H., Nielsen Arne T. (2013). Reflectance measurements of zooclasts and solid bitumen in Lower Paleozoic shales, southern Scandinavia: Correlation to vitrinite reflectance. *Int. Journal of Coal Geology*, 114, pp. 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.03.013>

Pickel W., Kus J., Flores D., Kalaitzidis S., Christanis K., Cardott B.J., Misz-Kennan M., Rodrigues S., Hentsche A., Hamor-Vido M., Crosdale P., Wagner N. (2017). Classification of liptinite (ICCP System 1994). *Int. Journal of Coal Geology*, 169, pp. 40–61. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004>

Pronina N.V., Vaitekhovich A.P. (2021). Direct signs of oil-generation in the rocks of Bazhenov Suite. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 152–157. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.15>

Sanei Hamed, Haeri-Ardakani Omid, Wood James M., Curtis Mark E. (2015). Effects of nanoporosity and surface imperfections on solid bitumen reflectance (BRo) measurements in unconventional reservoirs. *Int. Journal of Coal Geology*, 138, pp. 95–102. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.12.011>

Stasiuk L.D. (1993). Algal bloom episodes and the formation of bituminite and micrinite in hydrocarbon source rocks: evidence from the Devonian and Mississippian, northern Williston Basin, Canada. *Int. Journal of Coal Geology*, 24, pp. 195–210. [https://doi.org/10.1016/0166-5162\(93\)90010-8](https://doi.org/10.1016/0166-5162(93)90010-8)

Stasiuk L.D., Burgess J., Thompson-Rizer C., Hutton A., Cardott B. (2002). Status report on TSOP-ICCP dispersed organic matter classification working group. *Soc. Organ. Petrol. Newsl*, 19(3), p. 14.

Teichmüller M. (1971). Anwendung kohlenpetrographischer Methoden bei der Erdoel und Erdgasprospektion. *Erdol, Kohle, Erdgas, Petrochem.* 24, pp. 69–76.

Teichmüller M. (1974). Über neue Macerale der Liptinit-Gruppe und die Entstehung des Micrinites. *Fortschr. Geol. Rheinl. Westfalen*, 24, pp. 37–64.

The new inertinite classification (ICCP System 1994). (2001). International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP). *Fuel*, 80, pp. 459–471. [https://doi.org/10.1016/S0140-6701\(02\)86016-7](https://doi.org/10.1016/S0140-6701(02)86016-7)

About the Authors

Natalia V. Pronina – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anastasia P. Vaitekhovich – Postgraduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anton G. Kalmykov – PhD (Chemistry), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Daria A. Marunova – Graduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 28 February 2022;

Accepted 25 April 2022; Published 16 May 2022

Об изменении органического вещества осадочных горных пород в гипергенезе

М.Т. Деленгов^{1*}, Н.П. Фадеева¹, М.А. Большакова¹, Е.В. Козлова²

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

Статья в память о Николае Брониславовиче Вассоевиче – инициаторе изучения керогена на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова

Для решения различных геологических задач, в частности, для определения свойств и характеристик нефтегазоматеринских толщ, в нефтегазовой геологии анализируют не только каменный материал из скважин, но и образцы пород, отобранные в местах их естественного обнажения. Использование результатов лабораторных исследований, полученных по породам из естественных выходов на дневную поверхность для характеристики всей толщи не всегда правомерно, так как облик и свойства горных пород существенно изменяются из-за активно развивающихся процессов экзогенной природы. Если для литолого-стратиграфического расчленения разреза такие изменения не очень существенны, то геохимические параметры органического вещества из керна в скважине и образцов тех же пород из естественных выходов могут сильно различаться. Использовать такие результаты без учёта поправок на экзогенные изменения, происходящие на дневной поверхности, некорректно. В современной зарубежной и отечественной литературе слабо освещается данная проблема, что и обусловило наш интерес к этому вопросу. В статье собрана и обобщена опубликованная информация о процессах, приводящих к изменению содержания органического вещества в гипергенезе, об экзогенных факторах и их влиянии на изменение количества и качества органического вещества в осадочных горных породах.

Приведены результаты собственных исследований, и показано изменение состава керогена, выделенного кислотной обработкой из минеральной матрицы, при длительном его хранении. Предпринята попытка интерпретации полученных результатов с точки зрения гипергенного изменения органического вещества. Обозначены неопределённости, которые требуют дальнейшего изучения и проработки.

Данное исследование продолжает работы наших предшественников и Учителей – геохимиков кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского университета Н.Б. Вассоевича, Ю.И. Корчагиной, О.А. Радченко, В.А. Успенского, И.Е. Лейфмана, А.Н. Гусевой, О.К. Баженовой, Т.А. Кирюхиной.

Ключевые слова: кероген, окисление органического вещества, нефтегазоматеринская толща, высокоуглеродистая формация, сера, элементный состав керогена

Для цитирования: Деленгов М.Т., Фадеева Н.П., Большакова М.А., Козлова Е.В. (2022). Об изменении органического вещества осадочных горных пород в гипергенезе. *Георесурсы*, 24(2), с. 36–46. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.7>

Введение

Исследование горных пород из естественных обнажений широко используется в геологии. В нефтегазовой геологии образцы породы, обогащённой органическим веществом (ОВ), отобранные из обнажений, анализируются геохимиками для того, чтобы охарактеризовать свойства нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) того или иного бассейна. Органическая геохимия при оценке нефтегазоматеринского потенциала осадочных горных пород в первую очередь опирается на содержание и состав (преимущественно элементный) органического вещества в породах. Основные характеристики: содержание органического углерода (массовые % – ТОС, Сор_г) – как параметр, отражающий концентрацию ОВ

в породе; генерационный потенциал – зависит от типа и зрелости ОВ в породе и геохимически определяется напрямую или опосредованно через относительные содержания водорода (H) и кислорода (O) в фоссилизированном органическом веществе (для определения типа и зрелости ОВ также широко используются методы органической петрологии, которые в данной работе не рассматриваются).

При попадании в зону гипергенеза (область взаимодействия пород с атмосферным воздухом и осадками, зону влияния сезонных колебаний температур, зону активной биогеохимической деятельности и т.п.) порода и органическое вещество в ней подвергаются выветриванию – меняются их свойства и химический состав, органическое вещество окисляется. А значит, при оценке нефтегазоматеринских свойств и потенциала по образцам пород из обнажений необходимо корректировать получаемые в лаборатории результаты исследований, чтобы избежать занижения (или, в единичных случаях, завышения) нефтегазоматеринских характеристик отложений и,

* Ответственный автор: Михаил Тарасович Деленгов
e-mail: delengov.mihail@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

как следствие, занижения углеводородных ресурсов того или иного геологического объекта.

В работе приведено обобщение имеющихся немногочисленных публикаций, сконцентрированных на гипергенном изменении ОВ в обнажениях. Кроме того, авторы имели возможность проанализировать изменение состава керогена, выделенного из пород в середине прошлого века. Интересным является вопрос о возможном изменении состава керогена при относительно непродолжительном (в геологическом масштабе) воздействии атмосферного кислорода. Выполненный непреднамеренный эксперимент позволяет исключить влияние минеральной матрицы породы и климатических особенностей на процессы выветривания, и при этом всецело сконцентрироваться на изменениях нерастворимой части органического вещества на разных уровнях его состава (структурном, элементном, молекулярном и др.).

Цель данной работы – понять, сказывается ли непродолжительное гипергенное влияние на элементном составе керогенов.

Это исследование крайне актуально, так как данные, полученные по образцам из обнажений, очень широко используются в нефтегазовой геологии для характеристики НГМТ (содержание Сорг, потенциал НГМТ, кинетика превращения ОВ в нефть и газ и т.п.) всего бассейна или его части (Санникова и др., 2019).

Для того чтобы понять масштабы влияния гипергенных процессов на состав ОВ, авторы предприняли следующие шаги:

- Собрали, обобщили и систематизировали публикации по данной теме;
- Выделили и сформулировали основные факторы, влияющие на интенсивность изменения концентрации ОВ в породах;
- Провели аналитические исследования образцов керогена из собственной коллекции;
- Проанализировали изменения в составе керогена за время его хранения в коллекции (50 лет);
- Сопоставили полученные результаты с опубликованной информацией;
- Обозначили необходимость, направления и пути дальнейших исследований.

Фактическим материалом для данной работы послужили образцы керогена (органического вещества, отделенного путем кислотной обработки от минеральной

матрицы породы) из коллекции керогенов лаборатории геохимии горючих ископаемых кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова. Все исследуемые образцы относятся к ОВ докембрийских пород Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Выделение керогена осуществляли в 1970–80-х гг. Для каждого образца имеются данные об элементном составе, полученные сразу после выделения (около 50 лет назад). Для выявления изменения ОВ в процессе хранения в 2020 году был проведен повторный анализ элементного состава концентратов ОВ в лаборатории Центра добычи углеводородов Сколковского института науки и технологий.

Краткая информация по исследуемым в работе образцам представлена в табл. 1. Положение точек отбора исследованных образцов проиллюстрировано на рис. 1.

Кроме собственных результатов мы воспользовались опубликованными данными предыдущих исследователей по различным отложениям (табл. 2).

Обзор литературы

Сведений, описывающих механизм и направление изменений органического вещества в результате выветривания, в современной литературе встречается мало.

В первой части данной работы последовательно рассмотрены факторы, которые наиболее значительно сказываются на скорости и интенсивности процессов изменения ОВ в поверхностных условиях. В табл. 2 дано сравнение свит (формаций), типа ОВ и методов исследования в ранее опубликованных работах, обсуждаемых в настоящей статье. Стоит отметить, что представленные в данном обзоре профили выветривания палеозой-мезозойских формаций располагаются в разных климатических зонах, а это существенно влияет на ход, интенсивность и глубину влияния экзогенных процессов. Все приведенные в данной главе рисунки составлены авторами данной работы, при построении использован фактический материал изученных статей.

Органическое вещество в поверхностных условиях подвергается всестороннему воздействию агентов выветривания: взаимодействует с воздухом, водой, изменяется из-за перепада температур (температурное выветривание), а также – биохимическому окислению. Главным агентом, влияющим на органическое вещество в зоне гипергенеза, является атмосферный кислород – O₂.

Номер образца	НГБ (скважина)	Возраст	Глубина, м	Литология	Зрелость (по шкале катагенеза Н.Б. Вассоевича)	Год выделения керогена
1117	Лено-Тунгусский НГБ (Ярактинская скв.)	Венд	2620	доломит	МК ₄ -МК ₅	1975
1132	Лено-Тунгусский НГБ (Преображенская скв.)	Венд	1700	аргиллит	МК ₂ -МК ₃	1975
1278	Лено-Тунгусский НГБ (Верхне-Вилючанская скв.)	Венд	2200	доломит	МК ₂	1982
1284	Лено-Тунгусский НГБ (Куломбинская скв.)	Рифей	2480	доломит	МК ₄	1982
1319	Лено-Тунгусский НГБ (Южная скв.)	Венд	3240	аргиллит	МК ₅ -АК ₁	1982
1617	Лено-Тунгусский НГБ (Добчурская скв.)	Венд	3401	песчаник	-	1982

Табл. 1. Информация по исследуемым образцам

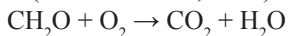


Рис. 1. Положение точек отбора образцов на территории Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна (зеленая заливка)

Формация	Возраст	Местонахождение	Литология	Тип ОБ	Методы исследования	Автор
Манкос (Mancos)	K ₂	Каньон «Драй Уош», округ Эмерли, штат Юта	аргиллиты	II-III	Определение Сорг, экстракция, разделение на фракции, изотопный анализ С	Leythausen D., 1973
Фосфория (Phosphoria)	P	Округ Дюшен, штат Юта	аргиллиты с фосфоритами	II-S	Определение Сорг, экстракция, разделение на фракции, элементный анализ керогена	Clayton J.L., Swetland P.J., 1978
Пьер (Pierre)	K ₂	Округ Боулдер, штат Колорадо	аргиллиты	III	Определение Сорг, экстракция, разделение на фракции, элементный анализ керогена, пиролиз Rock Eval керогена, петрографические исследования	Lo H.B., Cardott B.J., 1995
Угли верхней части формации МакАлистер (McAlester)	C ₂	Округ Латимер, штат Оклахома	уголь	III	Определение Сорг, экстракция, разделение на фракции, элементный анализ керогена, пиролиз Rock Eval керогена, петрографические исследования	Lo H.B., Cardott B.J., 1995
Вудфорд (Woodford)	D ₃ -C ₁	Водопад Тюрнер, Горы Арбакл, округ Мюррей, штат Оклахома	кремнисто-глинистые породы	II	Определение Сорг, определение пиритной серы, ультразвуковая экстракция, ИК-анализ, элементный анализ керогена, Py-GC	Petsch S.T. et al., 2000
Монтерей (Monterey)	N ₁	Пляж Гавиота, округ Санта Барбара, штат Калифорния	кремнисто-карбонатные породы	II-S	Определение Сорг, определение пиритной серы, ультразвуковая экстракция, ИК-анализ, элементный анализ керогена, Py-GC	Petsch S.T. et al., 2000
Грин Ривер (Green River)	P ₂	Девятимильный каньон, округ Дюшен, штат Юта	карбонатно-глинистые породы	I	Определение Сорг, определение пиритной серы, ультразвуковая экстракция, ИК-анализ, элементный анализ керогена, Py-GC	Petsch S.T. et al., 2000
Нью Олбани (New Albany)	D ₃	1 – Детсвилль, округ Нельсон, штат Кентукки; 2 – Клэй сити, округ Пауэлл штат Кентукки	аргиллиты	II	Определение Сорг, определение пиритной серы, ультразвуковая экстракция, ИК-анализ, элементный анализ керогена, Py-GC	Petsch S.T. et al., 2000
Марцеллус (Marcellus)	D ₂	Уорен, округ Херкимер, штат Нью-Йорк	аргиллиты	II	Определение Сорг, определение пиритной серы, ультразвуковая экстракция, ИК-анализ, элементный анализ керогена, Py-GC	Petsch S.T. et al., 2000
Вудфорд (Woodford)	D ₃	Горы Арбакл, округ Мюррей, штат Оклахома	кремнисто-глинистые породы	II	Определение Сорг, определение пиритной серы, ультразвуковая экстракция, ИК-анализ, элементный анализ керогена, Py-GC	Petsch S.T. et al., 2000
Нью Олбани (New Albany)	D ₃	Клэй сити, округ Пауэлл, штат Кентукки	аргиллиты	II	Определение С, N, S в породе, элементный анализ керогена, определение пиритной серы, общего Р и органического Р	Wildman R.A. et al., 2004

Табл. 2. Краткая характеристика пород, исследованных в естественных обнажениях

При взаимодействии с водой и в биохимических реакциях роль кислорода также главная. Окисление ОВ в природе контролируется (в упрощенном виде) следующей реакцией (Wildman et al., 2004):



В ряде статей показано уменьшение *относительного содержания органического углерода* в породах в обнажениях по сравнению с теми же отложениями в недрах. Причем глубину гипергенного воздействия авторы оценивают по-разному.

Так О.А. Радченко и соавторы (Радченко и др., 1951) одними из первых указали на уменьшение содержания органического углерода (Сорг). Они приводят результаты исследований углей осадочных бассейнов (Донецкий бассейн (С), Кузнецкий бассейн (Р), Карагандинский бассейн (С), Кизеловский бассейн (С) и др.). По их данным, уменьшение Сорг составляет от 8 до 30 % в углях из естественного выхода по сравнению с одновозрастными отложениями в недрах, за счет увеличения доли кислорода в элементном составе (Радченко и др., 1951). Позднее Д. Лейтэузер (Leythausen, 1973) показал, что концентрация органического вещества в глинистых отложениях верхнемеловой формации Манкос (K_2) уменьшается на 25 % в приповерхностных пробах (рис. 2) по сравнению с глубинными (при этом среднее изменение Сорг в глубинных образцах составляет около 10 % – от 1,04 до 1,20 вес.%). Небольшие колебания содержания Сорг вызваны незначительными изменениями условий осадконакопления в пределах одной толщи (Leythausen, 1973). Глубину воздействия выветривания он оценивает в 3 метра от поверхности естественного выхода. Очень похожие работы, проведенные Дж.Л. Клайтоном и соавторами с образцами фосфоритовых глин формации Фосфория (Р), демонстрируют большую степень деградации органического вещества (до 50 %) от 1,63–6,70 вес.% в глубинных образцах и до 0,99–1,38 вес.% в поверхностных пробах (рис. 2) (Clayton, Swetland, 1978).

В работе Х.Б. Ло и Б.Дж. Кардотт сравнивают профили выветривания отложений, обогащенных органическим веществом разного типа (Вудфорд – II тип, угли верхней

части формации МакАлистер – III тип). На рис. 3 видно, что содержание Сорг в формации Вудфорд закономерно изменяется по всей глубине исследования от 4,87 до 12,60 вес.%, причем в приповерхностной части содержание органического углерода составляет 10–11 вес.%. Возможно, данный эффект связан с микробной активностью в зоне гипергенеза. Изменение содержания Сорг в углях в приповерхностной части уменьшается по сравнению с глубинными образцами максимум на 30 % (50,54 вес.% в верхней части, 65,02–76,04 вес.% на глубине) (Lo, Cardott, 1995). Авторы объясняют различия в характере выветривания ОВ структурно-текстурными особенностями образцов углей. Так, многочисленные микротрещины и связанная с ними проницаемость в угольных пластах обеспечивают большую площадь контакта ОВ и кислорода, тем самым увеличивая степень экзогенного воздействия. В отличие от углей, плотные, почти непроницаемые породы формации Вудфорд препятствуют проникновению кислорода вглубь обнажения, защищая ОВ от деградации. Однако ниже будут представлены результаты исследований формации Вудфорд другими авторами с противоположными выводами.

С.Т. Петш с соавторами (Petsch et al., 2000) провели большое исследование различных высокоуглеродистых формаций: Грин Ривер (P_2), Монтерей (N_1), Нью Олбани (D_3), Вудфорд (D_3) и Марцеллус (D_2) в естественных выходах. Немаловажным является тот факт, что обнажения приурочены к различным климатическим зонам. Все исследуемые образцы относятся к породам, обогащенным ОВ, с содержанием Сорг в доманикитных концентрациях (Грин Ривер – 15–18 вес.%, Монтерей – 8–20 вес.%, Нью Олбани – 9–12 вес.%, Вудфорд – 15–25 вес.%, Марцеллус – 8–10 вес.%). Согласно результатам работы, общее содержание органического углерода в процессе выветривания уменьшается в среднем на 60 % (в отдельных образцах потеря Сорг достигает почти 100 %). Глубина выветривания составляет, по оценкам данных исследователей, от 2 до 3 метров. Стоит отметить, что профили выветривания образцов разных формаций оказались не одинаковыми. Так, содержание Сорг в формации Нью Олбани имеет плавное распределение от низких концентраций в

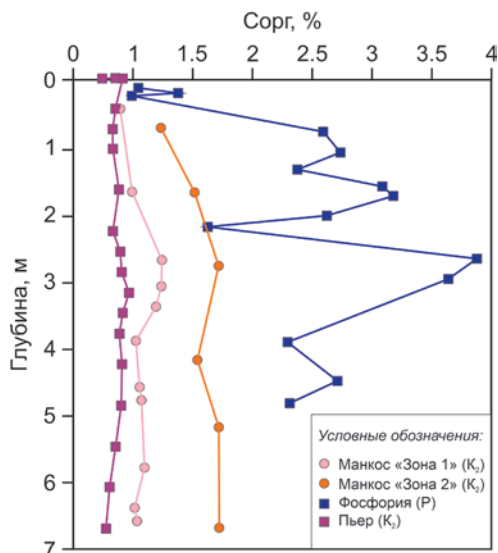


Рис. 2. Изменение содержания органического углерода с глубиной в отложениях формаций Манкос (K_2), Фосфория (Р) и Пьер (K_2) (по данным Leythausen, 1973, Clayton, Swetland, 1978)

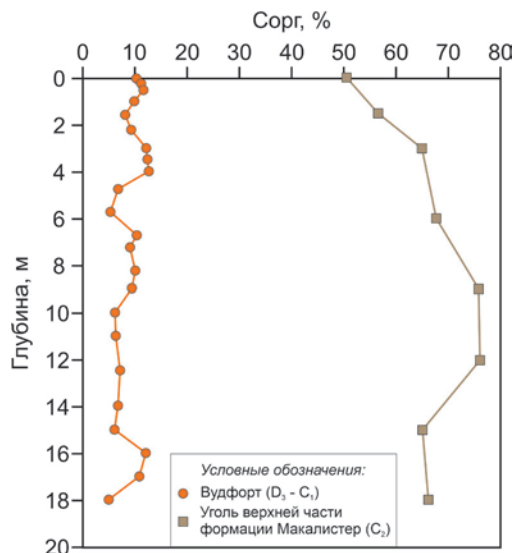


Рис. 3. Изменение содержания органического углерода с глубиной в отложениях формаций Вудфорд (D_3-C_1) и углях верхней части формации МакАлистер (C_2) (по данным Lo, Cardott, 1995)

приповерхностном слое до средних значений Сорг для невыветрелых образцов на глубине порядка 2–3 метров. В распределении содержания Сорг в образцах других формаций наблюдается скачкообразный переход от невыветрелой части обнажения к гипергенно-измененной, прослеживающейся на глубине 2–3 метров. При этом отмечается сходство в распределении Сорг с глубиной в отложениях формаций Вудфорд и Грин Ривер (рис. 4).

Принимая во внимание разный тип ОВ в рассматриваемых отложениях, схожесть профилей выветривания исследователи связывают со схожим литологическим составом пород (Вудфорд – кремнисто-глинистые породы, Грин Ривер – карбонатно-кремнистые породы), а также с климатическими особенностями территории. Для плотных низко проницаемых пород в районах с теплым засушливым климатом с низкими скоростями выветривания, для заметного изменения содержания в них ОВ требуется очень длительное экзогенное воздействие. Кроме того, в данных районах уровень грунтовых вод низкий, что приводит к более глубокому проникновению поверхностных осадков. По мнению авторов, климатические условия и литологическая характеристика отложений являются причиной изменения ОВ в обнажении на больших глубинах (около 3–4 м). Профиль выветривания ОВ формации Монтерей демонстрирует иное распределение Сорг. На рис. 4 видно, что в поверхностных образцах органический углерод содержится в максимальных количествах (около 5 вес.%) по сравнению с другими отложениями. Исследуемое обнажение формации Монтерей располагается на клифе в пределах пляжа Гавиота, что обуславливает высокую скорость эрозии и размыва данных отложений. Авторы отмечают, что рыхлая текстура пород формации и влажный климат способствуют активному разрушению целостности пород. Именно поэтому не происходит значительной деградации ОВ – в силу кратковременности воздействия гипергенеза на породы до их обрушения в море (Petsch et al., 2000).

Таким образом, большинство исследований свидетельствует о том, что глубина гипергенного воздействия

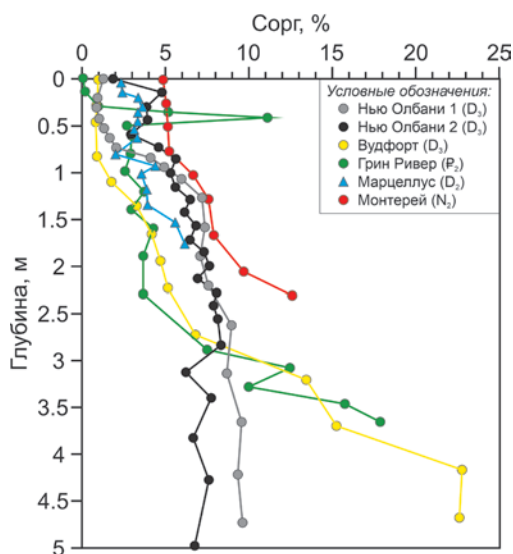


Рис. 4. Изменение содержания органического углерода с глубиной в отложениях формаций Грин Ривер (P₂), Монтерей (N₂), Нью Олбани (D₁), Вудфорд (D₃) и Марцеллус (D₂) (по данным Petsch et al., 2000)

на ОВ составляет первые метры (наиболее часто встречаются данные о 2–3 метрах), а изменение содержания ОВ может быть весьма значительным, хотя этот параметр сильно разнится и зависит, в первую очередь, от климатических особенностей территории, времени воздействия экзогенных процессов, литологической характеристики отложений и количества ОВ.

Помимо уменьшения содержания органического углерода при выветривании, атмосферный кислород оказывает сильное влияние и на горную породу, содержащую ОВ, в том числе на распределение *пиритной серы* (Спир). В поверхностных частях естественных выходов горных пород содержание Спир уменьшается до 0, что говорит о полном окислении пирита в экзогенных условиях. По-видимому, окисление пирита предшествует или совпадает с выветриваем органического вещества (Petsch et al., 2000). Согласно исследованиям Р.А. Уилдмана с соавторами, содержание пиритной серы практически равномерно уменьшается от 6,8 % на глубине 9 метров до десятых долей процента, начиная с глубин около 2,3 метра и ближе к поверхности (рис. 5).

На основании собственных исследований, авторами (Wildman et al., 2004) была предложена следующая схема развития гипергенных процессов. При формировании нормального профиля выветривания поступающий свободный или растворенный O₂ сначала реагирует с современным ОВ в почве, а затем окисляет пирит в поверхностном горизонте литифицированных пород. Как только пирит в верхней части полностью окисляется, атмосферный кислород воздействует на fossilized ОВ, изменяя количество органического углерода. Часть кислорода проникает глубже интервала изменения Сорг и вступает в реакцию с более глубокозалегающим пиритом. То есть фронт окисления пирита опережает фронт окисления ОВ. Именно поэтому глубина изменения пирита несколько больше (4–5 метра), чем органического вещества (Wildman et al., 2004).

Содержание N и S в керогене, выраженное в атомных отношениях N/C и S/C, из образцов обнажения не

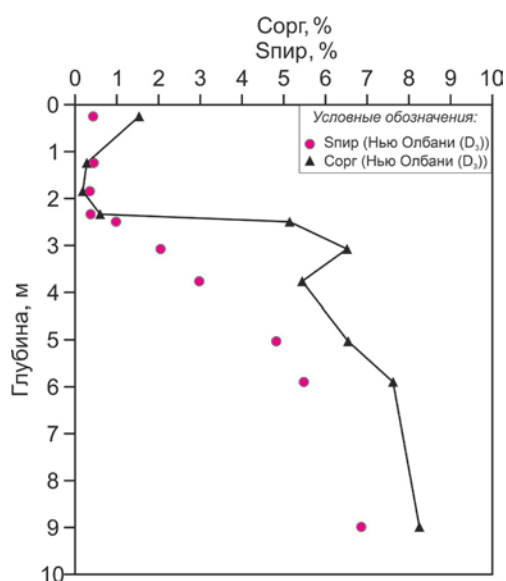


Рис. 5. Изменение содержания органического углерода и пиритной серы Спир с глубиной в отложениях свиты Нью Олбани (D₂) (по данным Wildman et al., 2004)

изменяется в процессе выветривания. Отношение S/C контролируется исходным содержанием серы в структуре керогена, сформировавшимся в момент накопления органического вещества в данной толще (Petsch et al., 2000). Однако в работе Т.М. Парфеновой в соавторстве отмечается значительное понижение содержания серы в керогене при одновременном увеличении сульфатной серы. Авторы объясняют данную закономерность окислением серы, находящейся в структуре керогена до SO_3 (Парфенова и др., 2010). Окисление органического вещества в гипергенезе связано с образованием вторичных минералов, таких как ярозит и гипс. Данное явление объясняется особенностями арктического гипергенеза (Парфенова, 2017). По данным Р.А. Уилдмана, содержание N уменьшается от 0,26 вес.% на глубине 10 метров до сотых долей процента на глубинах 1–2 метра. В приповерхностном слое содержание азота увеличивается до 0,1 вес.% и, как следствие, наблюдается некоторое увеличение отношения N/C, что, вероятно, связано с примесью современного органического вещества почв. По-видимому, относительное содержание азота и серы пропорционально уменьшается по мере окисления органического углерода (Wildman et al., 2004).

Атомное отношение H/C в керогене не претерпевает существенных изменений в гипергенных условиях, что говорит об отсутствии избирательности при потере водорода и углерода. В работе Дж.Л. Клайтона показано, что H/C изменяется в ничтожных пределах от 1,12 до 1,16 (рис. 6). По данным Х.Б. Ло и Б.Дж. Кардотт (Lo, Cardott, 1995), данное отношение закономерно изменяется с глубиной для углей верхней части формации МакАлистер от 0,58 до 0,78, а для формации Вудворт – от 1,0 до 1,2, причем в последнем случае отмечается уменьшение атомного отношения в приповерхностном образце (рис. 6). Более вероятно связать это с неоднородностью исходного состава (количества и качества) органического вещества. Данное отношение более чувствительно к термическим изменениям в зоне катагенеза и существенно не изменяется под воздействием выветривания (Clayton, Swetland, 1978).

В зоне гипергенеза в керогене накапливаются окисленные компоненты, что выражается в росте атомного отношения O/C. Его изменение по глубине согласуется

с распределением Сорг. Отношение O/C увеличивается к поверхности, начиная с глубины примерно 2 м (Petsch et al., 2000). Данный параметр увеличивается почти в 6 раз для углей верхней части формации МакАлистер (рис. 6) (от 0,54 для глубинных образцов до 0,32 для приповерхностных отложений) и почти в 9 раз для отложений формации Вудворт (на глубине – 0,071, на поверхности – 0,816) (Lo, Cardott, 1995).

Изучение ИК-спектров керогена показало, что при выветривании увеличивается количество соединений C–O (что хорошо согласуется с ростом атомного отношения O/C) и двойных связей C=C. Однозначное объяснение увеличения количества алкеновых связей пока не дано. Возможно, это связано с кинетическими особенностями реакций окисления и может считаться формальным признаком выветривания, потому что данный тип связи более устойчив при гипергенезе, вследствие чего происходит относительное накопление алкеновых структур в керогене выветрелых образцов пород (Petsch et al., 2000).

Кроме того, в литературе приведены данные по изменению растворимой части ОВ (битумоида). В процессе выветривания происходит уменьшение растворимых компонентов ОВ (анализировались битумоиды, растворимые в хлороформе – хлороформенный битумоид А (ХБА)) в приповерхностном слое примерно на 30 % (от 26,8–32,0 мг ХБА/г Сорг в глубинных образцах до 16,4–28,4 мг ХБА/г Сорг в поверхностных пробах). При этом в составе растворимой части увеличивается доля неуглеводородных соединений. Это явление связано с тем, что атмосферный кислород химически связывается растворимыми компонентами ОВ, подобно тому, как нефти обогащаются смолисто-асфальтовыми компонентами при выветривании (Leythausen, 1973). Уменьшение растворимой части ОВ (до 50 %) подтверждено исследованиями Дж.Л. Клайтона с соавторами (Clayton, Swetland, 1978). Они также проанализировали отношение насыщенных и ароматических углеводородов (УВ) в растворимой части ОВ. Данное отношение увеличивается в приповерхностных частях обнажения, что говорит о преимущественном окислении и переходе в нерастворимое состояние (?) ароматических углеводородов в процессе выветривания. Этот вывод

авторы не считают однозначным, ведь увеличение доли насыщенных УВ может быть связано не только с выветриванием, но и с наличием в ОВ, например, новообразованного битумоида *in situ*, который вместе с породой был выведен на поверхность и обнаруживается при экстракции, а также с исходной первичной неоднородностью в составе ОВ. В невыветрелых образцах наблюдается изменчивость отношения насыщенных УВ к ароматическим, которое объясняется авторами изменчивостью состава ОВ. Однако в приповерхностной части данный параметр вдвое больше, чем в среднем на глубине (Clayton, Swetland, 1978).

Происходящая в зоне гипергенеза деградация органического вещества не приводит к его полному выветриванию, причем, степень воздействия не зависит от первоначального содержания ОВ в породе, а контролируется, главным образом, климатическими обстановками (Petsch et al., 2000). К важным факторам также относится скорость эрозии, время

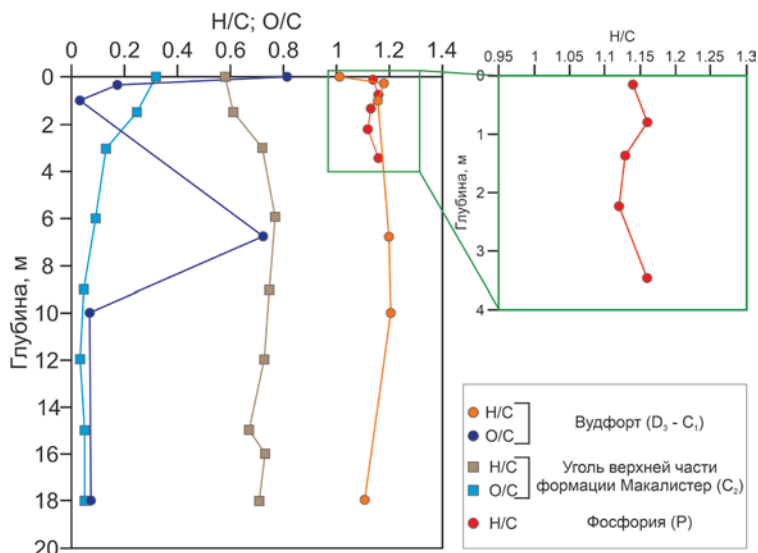


Рис. 6. Графики изменения атомного отношения H/C и O/C с глубиной (по данным Clayton, Swetland, 1978; Lo, Cardott, 1995)

воздействия экзогенных процессов, гидрология территории, уровень поверхности грунтовых вод (Leythausser, 1973; Clayton, Swetland, 1978; Petsch et al., 2000).

Не менее важным параметром является литологический состав, текстурные и структурные характеристики породы, которые, главным образом, определяют устойчивость образцов к тому или иному типу выветривания (Petsch et al., 2000; Парфенова и др., 2010). Также важно, как отмечено выше, содержание в отложениях пирита.

Определенную роль в процессах выветривания ОБ играет *его состав и степень катагенетического изменения*. Однако единого мнения по данному вопросу пока не сформулировано. Д. Б. Ван Кревелен, исследуя уголь, отмечал, что степень, до которой способно протекать окисление, зависит от сорта угля. Вероятно, состав ОБ также имеет определенное значение при его выветривании, что подтверждается избирательным окислением ароматических компонентов и относительным увеличением содержания длинноцепочечных нормальных алканов (Van Krevelen, 1961; Clayton, Swetland, 1978; Petsch et al., 2000). Однако в своих исследованиях С.Т. Петш с соавторами неоднородность в составе ОБ не считают значимой для процессов окисления (Petsch et al., 2000).

Материалы и методы

Материалом для данной работы послужили образцы керогена, выделенные в 1970–80-е гг. на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова. Концентрирование органического вещества проводилось под руководством Юлии Ивановны Корчагиной в лаборатории геохимии горючих ископаемых. В нашем распоряжении были результаты элементного анализа, выполненного сразу после выделения керогена. До настоящего времени образцы нерастворимой части ОБ хранились в плотно закрытых бюксах в атмосферных условиях.

Выделение керогена

Выделение концентрата керогена из фоссилизованного ОБ проводят химическим способом – методом разрушения осадочной породы путем последовательной обработки соляной и плавиковой кислотами (Успенский и др., 1975). Данный способ является наиболее эффективным, но обеспечивает лишь избирательное разрушение отдельных минералов (например, карбонатов, сульфатов, гидроксидов, силикатов). Ряд исследований, проводимых с целью установления влияния кислотной обработки на элементный и петрографический состав керогена, показал, что использование плавиковой кислоты не оказывает сколько-нибудь значимого воздействия на свойства микрокомпонентов ОБ и его элементного состава (Богородская и др., 2005; Durand, 1980). Удаление пирита, остающегося после кислотной обработки породы, является основной проблемой при выделении концентрата керогена. Наличие больших количеств пирита в пробах осложняет анализ и снижает правильность результатов. Особенно это касается высокоминерализованных (в основном за счет пирита) концентратов с низким содержанием органического углерода в породе, поскольку пирит достаточно прочно остается связанным с ОБ (Тиссо, Вельте, 1981).

После измельчения образца породу дебитуминизируют. Удаление карбонатов достигается путем обработки экстрагированного порошка соляной кислотой с нагреванием и последующей промывкой дистиллированной водой. Для удаления силикатных минералов твердый остаток обрабатывают смесью плавиковой (HF) и соляной кислот. После каждого этапа воздействия кислотами проводится промывка образца дистиллированной водой. По окончании кислотной обработки повторяется экстракция выделенного керогена для удаления остаточного битумоида.

Элементный состав

Количественное определение концентраций углерода (С), водорода (Н), азота (N) и серы (S) в образцах керогена проводилось на элементном анализаторе CHN628S фирмы LECO.

Работа CHNS анализатора основана на сжигании пробы вещества в присутствии окислителя (кислорода O_2) в токе инертного газа (гелия (He)) и последующем количественном определении содержания образующихся при этом газообразных продуктов в виде диоксида углерода CO_2 , воды H_2O , молекулярного азота N_2 (восстановленного из оксида азота NO_x) и диоксида серы SO_2 . При этом оксиды углерода, водорода и серы определяются методом инфракрасной (ИК) спектроскопии, а азот – методом сравнения теплопроводностей газов (ГОСТ 32465-2013 (ISO 19579:2006)). Полученные данные автоматически пересчитываются и представляются в виде массовой доли содержания углерода, водорода, азота и серы в пробе, выраженные в процентах (%).

Перед анализом проводится сушка образца на ИК-сушилке при температуре 113 градусов, в программе вводится поправка на влажность.

Результаты испытания представляются в виде среднеарифметических значений результатов параллельных определений, округленных до 0,1 % для углерода и до 0,01 % для водорода, азота и серы.

Результаты и их обсуждение

Сравнение результатов элементного анализа, проведенного около 50 лет назад, и современных исследований, показывают отличия в содержании основных химических элементов (С, Н, О). Атомное отношение Н/С в четырех образцах из шести увеличилось (рис. 7), но незначительно. В целом, соотношение данных элементов близкое, расхождение не более 20 %. Только в одном образце (№ 1319) наблюдается сильное уменьшение отношения Н/С по современным данным. Близкие значения атомных отношений подтверждаются корреляционным графиком на рис. 8, где видна практически линейная связь между отношениями Н/С, замеренными в одних и тех же образцах с разницей в 50 лет.

При выполнении данной работы мы предполагали, что за время хранения керогена в атмосферных условиях произойдет его окисление, тем самым в его составе увеличится количество кислородных соединений. Как видно на рис. 7 и 8 в элементном составе керогена существенно увеличилось относительное количество О во всех образцах, что выражено в повышении атомных отношений

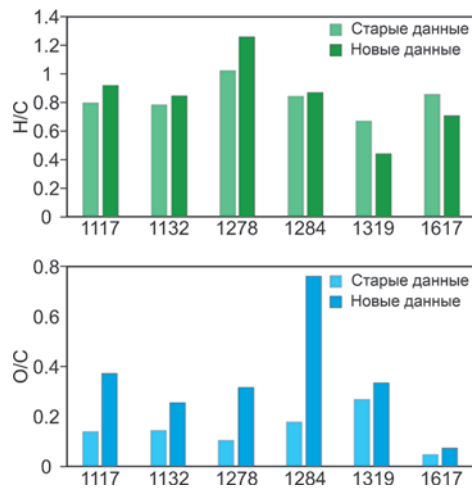


Рис. 7. Гистограммы распределения атомных отношений Н/С и О/С по результатам старых (1970–80-е гг.) и новых (2020 г.) исследований

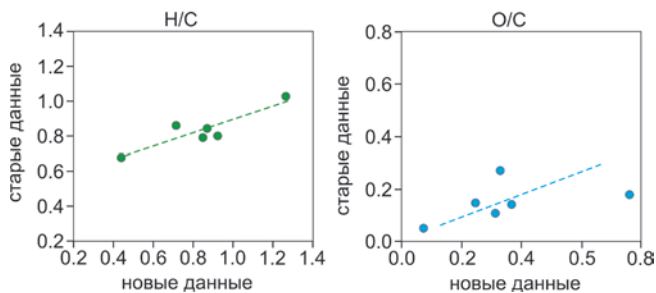


Рис. 8. Атомные отношения С, Н, О для образцов исследуемого керогена (сопоставление старых (1970–80-е гг.) и новых (2020 г.) данных)

О/С. Стоит отметить, что в разных образцах наблюдается неодинаковый рост данного параметра. Максимальное увеличение (на 70 %) наблюдается в образце № 1284, минимальное (на 17 %) в образце № 1319. В остальных образцах рост данного параметра составил от 37 до 65 %. Взаимоотношение показателя О/С в керогене в зависимости от времени исследования показано на рис. 8. Видно (насколько позволяет малая выборка), что связь носит линейный характер.

По результатам исследования был рассчитан коэффициент окисленности/восстановленности (сО), предложенный В.С. Веселовским (Веселовский, 1951). Данная величина может быть определена в эквивалентах элементов, не занятых водородом на один эквивалент углерода (Богородская и др., 2005). Данный коэффициент рассчитывается по формуле:

$$сО = \frac{\frac{1}{8}(O+N+S)-H}{\frac{1}{3}C} \quad (1)$$

Полному окислению свободного углерода соответствует $сО = +1$, а полному восстановлению $сО = -1$ (Богородская и др., 2005). Данный параметр, рассчитанный по результатам старых данных, демонстрирует во всех образцах отрицательные значения, что говорит о восстановленном характере ОВ. Стоит отметить, что невысокое значение в образце № 1319 может говорить о некоторой степени окисленности ОВ в отложениях данной скважины. Значения коэффициента сО по результатам современных исследований показывают увеличение

окисленности с течением времени во всех образцах. При этом в трех пробах (№ 1117, № 1274, № 1319) наблюдается смена знака данного параметра, что свидетельствует о сильной степени воздействия атмосферного кислорода на эти образцы (рис. 9).

В целом, результаты наших исследований согласуются с данными из опубликованных работ. Атомное отношение Н/С в керогене не претерпевает существенных изменений, а отношение О/С, наоборот, сильно растет, что говорит о накоплении кислорода в нерастворимой части ОВ во время контакта с воздухом (даже такого непродолжительного относительно геологического времени).

Результаты современного и ранее выполненного элементного анализа были нанесены на диаграмму Ван-Кревелена (рис. 10). На рисунке видно смещение точек в направлении увеличения содержания кислорода и неоднозначного изменения количества водорода (рис. 10 А) по прошествии времени. На диаграмме можно выделить, с определенной долей условности, два направления смещения точек. Первая группа образцов (№ 1319 и № 1617) характеризуется одновременным увеличением доли кислорода и потерей водорода, что согласуется с выводами Б. Дюрана в его работе по изучению элементного состава керогена из обнажения тоарских сланцев Парижского бассейна (Durand, 1980) (рис. 10 Б). Тренд изменения атомных отношений, обозначенный автором, совпадает с результатами наших исследования для первой группы образцов. Остальные образцы (№ 1117, № 1132, № 1278 и № 1284) также характеризуются большим увеличением содержания кислорода и, как правило, незначительным увеличением концентрации водорода, за исключением образца № 1278 (рис. 10 А). Таким образом, образцы смещаются на диаграмме Ван-Кревелена в сторону увеличения атомного отношения О/С и незначительного роста отношения Н/С. Некоторое сходство изменения элементного состава второй группы образцов прослеживается и в результатах вышеописанных исследований отложений формаций Вудфорд и МакАлистер, что продемонстрировано на рис. 10 Б (Lo, Cardott, 1995).

Различия в трендах изменения элементного состава в обнажениях с глубиной можно объяснить разным климатом, в котором происходили экзогенные процессы и, как следствием, разной скоростью физического выветривания и гидрологии бассейнов. Кроме того, ведущую роль играют литологические особенности пород, подвергавшихся

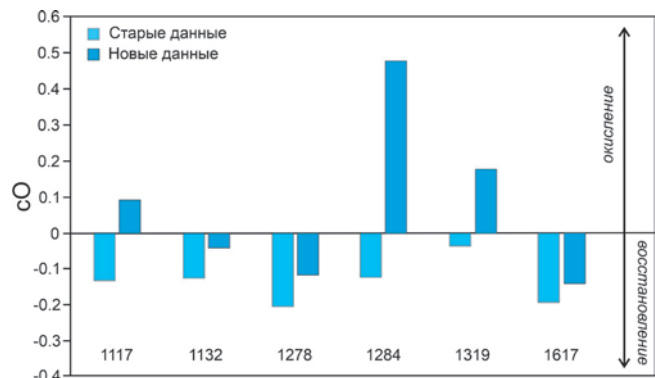


Рис. 9. Распределение коэффициента окисленности (сО) в образцах керогена по результатам старых (1970–80-е гг.) и новых (2020 г.) исследований

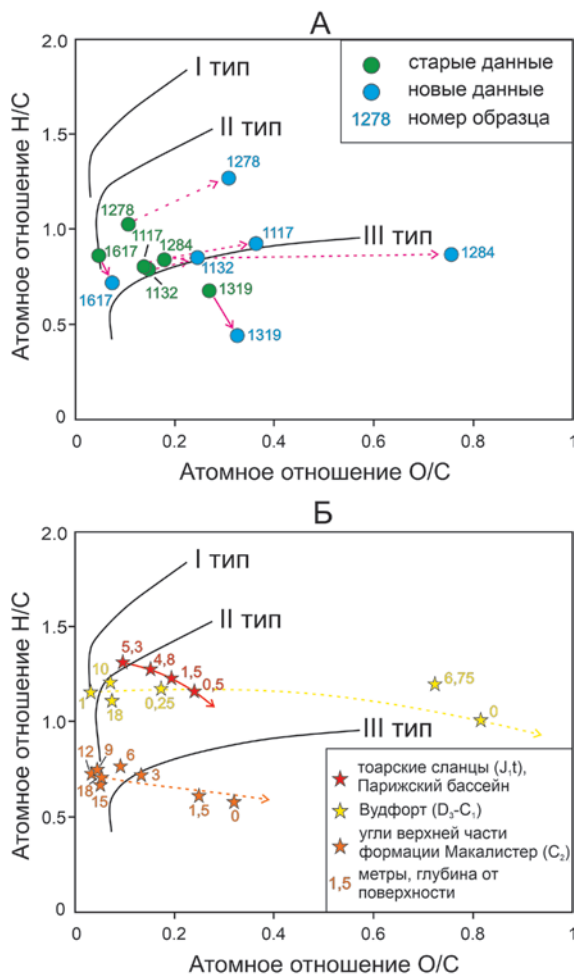


Рис. 10. Диаграмма Ван-Кревелена: А – построена по результатам собственных исследований; Б – построена по результатам из опубликованных источников (Durand, 1980, Lo, Cardott, 1995). Стрелками показано направление увеличения степени влияния факторов гипергенеза (сплошная линия – 1 группа; пунктирная линия – 2 группа).

выветриванию. В случае с нашими образцами керогена, можно исключить влияние климата, так как все образцы хранились в одинаковых условиях, а также роль структурно-текстурных особенностей горных пород, потому что кероген представляет собой деминерализованное ОВ. С большей степенью вероятности, различные тренды изменения атомных соотношений в исследуемых нами образцах керогена можно объяснить различием в степени зрелости ОВ и, в меньшей степени, исходным типом керогена, что в недостаточной мере представлено в разобранных выше работах. Однако сделать однозначно определенные выводы на данном этапе не представляется возможным.

Кроме того, в данной работе не был учтён факт образования растворимых сульфатов в процессе хранения керогена из-за окисления пирита, который, как правило, сохраняется в нерастворимой части ОВ в процессе выделения (Богородская и др., 2005). В будущем планируется сделать дополнительный комплекс исследований на обширной коллекции керогена из лаборатории органической геохимии кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ им. М.В. Ломоносова. Планируется проведение элементного анализа, пиролизических исследований, ИК-спектроскопии и др., после первичной пробоподготовки по удалению сульфатов и обезвоживанию образцов.

Выводы

Согласно отечественным и зарубежным исследованиям прошлых лет, органическое вещество, подвергавшееся выветриванию в разных климатических зонах, демонстрирует некоторые общие закономерности деградации:

- закономерное уменьшение содержания Сор_г от поверхности до глубины около 3 м;
- устойчивость параметра отношения Н/С независимо от глубины и степени воздействия экзогенных факторов;
- увеличение параметра отношения О/С по мере нарастания степени экзогенного изменения.

К основным факторам, влияющим на деградацию органического вещества, относится климат, скорость эрозии, гидрология территории, уровень поверхности грунтовых вод. Не менее важным параметром является литологический состав, текстурные и структурные характеристики породы – вместилища ОВ.

Остаются нерешенными вопросы о значимости состава и степени катагенетического изменения фоссилизованного органического вещества пород при выветривании. Кроме того, недостаточно изучено влияние временного фактора на органическое вещество при его окислении.

Сравнение результатов современного анализа элементного состава керогена с результатами пятидесятилетней давности показало, что концентрация углерода практически осталась неизменной (или незначительно уменьшилась), а относительная концентрация кислорода в ОВ увеличилась во всех случаях. Атомное отношение О/С возросло на 17–70 %, по сравнению с исходным.

Изменения атомных соотношений Н/С и О/С, выявленные при интерпретации лабораторных данных, согласуются с закономерностями изменения ОВ в природных условиях при выветривании. Отчетливое накопление кислородных соединений за период хранения образцов керогена приводит к сдвигу на диаграмме Ван-Кревелена отношения О/С в сторону больших значений, подобно изменению данного параметра с глубиной в обнажениях.

Взаимодействие ОВ с воздухом (выветривание) приводит к изменению соотношений в нем О, Н и С, а значит, сказывается на индикаторах, значимых при прогнозе нефтегазоносности (содержание органического углерода, генерационный потенциал и т.п.). Хотя эти изменения и не всегда носят радикальный характер, к информации о свойствах нефтегазоматеринских пород, полученной по образцам из обнажений, необходимо относиться критически.

Авторы отдают себе отчет в том, что исследованная ими выборка образцов чрезвычайно мала, и делать выводы глобального характера по имеющимся данным преждевременно. Но скудность имеющихся публикаций по данному вопросу, а также его важность и значимость вынуждают авторов поделиться с научной общественностью полученными результатами.

Проделанная работа позволила нам более четко определить, какие шаги необходимо предпринять для того, чтобы приблизиться к лучшему пониманию течения процессов окисления ОВ в гипергенезе и их масштабов.

Безусловно, в дальнейшем планируется увеличение выборки анализируемых образцов, а также выполнение более широкого комплекса современных геохимических

исследований ОБ: ИК-спектрометрии, исследование изотопного состава углерода, ЯМР и т.д. В данной работе остались не освещенными проведенные пиролитические и молекулярные исследования ОБ с неоднозначными результатами, нуждающиеся в дальнейшей проверке.

В плане работ стоят также эксперименты по моделированию процессов взаимодействия органического вещества с воздухом для ОБ разных типов и разной степени катагенетической преобразованности.

Благодарности

Авторы выражают признательность за готовность участвовать в работе, поддержку и помощь в проведении аналитических исследований Хамидуллину Р.А., Калмыкову А.Г. и Бажановой А.В. Также авторы выражают благодарность рецензентам за ценные критические замечания и рекомендации, которые способствовали улучшению содержания статьи.

Литература

- Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. (2005). Кероген: Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 254 с.
- Веселовский В.С. (1951). Испытание горючих ископаемых. М: Госгеолгиздат, 335 с.
- ГОСТ 32465-2013 «Топливо твердое минеральное. Определение серы с использованием ИК-спектрометрии».
- Парфенова Т.М., Конторович А.Э., Борисова Л.С., Меленевский В.Н. (2010). Кероген куонамской свиты кембрия (северо-восток Сибирской платформы). *Геология и геофизика*, 51(3), с. 353–363.
- Парфенова Т.М. (2017). Геохимия серы и сернистых соединений куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия (восток Сибирской платформы). *Георесурсы*, 19(1), с. 44–51. <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.8>
- Радченко О.А., Карпова И.В., Чернышева А.С. (1951). Опыт геохимического исследования выветрелых горючих ископаемых высокой степени метаморфизма на материалах Южной Ферганы. *Труды ВНИГНИ, Новая сер.* 57, *Геохимический сборник* (2-3), с. 176–197.
- Санникова И.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Галушкин Ю.И., Калмыков Г.А., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Калмыков А.Г., Козлова Е.В. (2019). Региональное моделирование углеводородных систем баженской свиты в Западно-Сибирском бассейне. *Георесурсы*, 21(2), с. 203–212. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.203-212>
- Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. М.: Мир, 504 с.
- Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А. и др. (1975). Методы битуминологических исследований. Задачи исследований и пути их разработки. Л.: Недра, 319 с.

Clayton, J.L., Swetland, P.J. (1978). Subaerial weathering of sedimentary organic matter. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 42(3), pp. 305–312. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(78\)90183-7](https://doi.org/10.1016/0016-7037(78)90183-7)

Durand, B. (1980). Kerogen: Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks. Editions Technip, Paris, 515 p.

Leythausen, D. (1973). Effects of weathering on organic matter in shales. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 37, pp. 120–133.

Lo, H.B., Cardott, B.J. (1995). Detection of natural weathering of Upper McAlester coal and Woodford Shale, Oklahoma, U.S.A. *Organic Geochemistry*, 22, pp. 73–83. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(95\)90009-8](https://doi.org/10.1016/0146-6380(95)90009-8)

Petsch, S.T., Berner, R.A., Eglinton, T.I. (2000). A field study of the chemical weathering of ancient sedimentary organic matter. *Organic Geochemistry*, 31, pp. 475–487. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(00\)00014-0](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(00)00014-0)

Van Krevelen D.W. (1961). Chemistry of coal weathering and spontaneous combustion. *Coal*. Elsevier.

Wildman R.A., Berner R.A., Petsch S.T., Bolton E.W., Eckert J.O., Mok U., Evans J.B. (2004). The weathering of sedimentary organic matter as a control on atmospheric O₂: I. Analysis of a black shale. *American Journal of Science*, 304(3), pp. 234–249. <https://doi.org/10.2475/ajs.304.3.234>

Сведения об авторах

Михаил Тарасович Деленгов – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: delengov.mihail@mail.ru

Наталья Петровна Фадеева (25.07.1944 – 24.01.2022) – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Елена Владимировна Козлова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Центр Добычи Углеводородов, Сколковский институт науки и технологий
Россия, 121205, Москва, территория Инновационного Центра Сколково, Большой бульвар, д. 30, стр.1

Статья поступила в редакцию 28.02.2022;

Принята к публикации 03.05.2022; Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

About the weathering effect on sedimentary rocks organic matter

M.T. Delengov^{1*}, N.P. Fadeeva¹, M.A. Bolshakova¹, E.V. Kozlova²

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Mikhail T. Delengov, e-mail: delengov.mihail@mail.ru

Abstract. To get properties and characteristics of oil and gas source rocks and for other geological aims, geologists analyzes core samples from wells and outcrop samples. But we should probably somehow correct geochemical source rock properties data we get on outcrop samples, because organic matter could change significantly due to oxidizing and weathering. This problem is very important but poorly

developed in modern publications, so it attracted our interest and led to this investigation. Published information on the organic matter weathering which change it's content and quality in sedimentary rocks is collected and summarized in this article. The changes of the kerogen (isolated from the mineral matrix) elemental composition during its long-term storage are presented.

We compared the results we get in laboratory and results of other authors who dealt with natural changes of organic matter in outcrops. An attempt to interpret the results obtained from the point of view of hypergene changes in OM was made. Uncertainties that require further study and development are indicated. This work is the first step to better understanding of weathering effect on organic matter content and properties – question of great importance for making adequate oil and gas prospects estimations.

This study continues the work of our foregoers and Teachers – geochemists of the Petroleum Geology Department of Lomonosov Moscow State University: N.B. Vassoevich, Yu.I. Korchagina, O.A. Radchenko, V.A. Uspensky, I.E. Leifman, A.N. Guseva, O.K. Bazhenova, T.A. Kiryukhina.

Keywords: kerogen, organic matter oxidation, source rocks, high-carboniferous formation, sulfur, elemental composition of kerogen

Recommended citation: Delengov M.T., Fadeeva N.P., Bolshakova M.A., Kozlova E.V. (2022). About the weathering effect on sedimentary rocks organic matter. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 36–46. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.7>

References

- Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. (2005). Kerogen: Methods for study and geochemical interpretation. Novosibirsk: SB RAS Publ., Geo, 254 p. (In Russ.)
- Clayton, J.L., Swetland, P.J. (1978). Subaerial weathering of sedimentary organic matter. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 42(3), pp. 305–312. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(78\)90183-7](https://doi.org/10.1016/0016-7037(78)90183-7)
- Durand, B. (1980). Kerogen: Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks. Editions Technip, Paris, 515 p.
- ISO 19579:2006. Solid mineral fuel. Determination of sulfur by IR spectrometry.
- Leythauser, D. (1973). Effects of weathering on organic matter in shales. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 37, pp. 120–133.
- Lo, H.B., Cardott, B.J. (1995). Detection of natural weathering of Upper McAlester coal and Woodford Shale, Oklahoma, U.S.A. *Organic Geochemistry*, 22, pp. 73–83. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(95\)90009-8](https://doi.org/10.1016/0146-6380(95)90009-8)
- Parfenova T.M., Kontorovich A.E., Borisova L.S., Melenevskii V.N. (2010). Kerogen from the Cambrian deposits of the Kuonamka Formation (northeastern Siberian Platform). *Russian Geology and geophysics*, 51(3), pp. 277–285. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2010.02.004>
- Parfenova T.M. (2017). Geochemistry of Sulfur and Sulfur Compounds of the Cambrian Kuonamka Complex (Eastern Siberian Platform). *Georesursy = Georesources*, 19(1), pp. 44–51. (In Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.8>
- Petsch, S.T., Berner, R.A., Eglinton, T.I. (2000). A field study of the chemical weathering of ancient sedimentary organic matter. *Organic Geochemistry*, 31, pp. 475–487. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(00\)00014-0](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(00)00014-0)
- Radchenko O.A., Karpova I.P., Chernysheva A.S. (1951). A geochemical investigation of weathered and highly altered mineral fuels from south Fergana. *Tr. VNIGRI*, 57, *Geochemistry* (2-3), pp. 176–197. (In Russ.)
- Sannikova I.A., Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Galushkin Yu.I., Kalmykov G.A., Sautkin R.S., Suslova A.A., Kalmykov A.G., Kozlova E.V. (2019). Regional modeling of hydrocarbon systems of the Bazhenov formation in the West Siberian basin. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 203–212. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.203-212>
- Tissot B.P., Welte D.H. (1978). Petroleum formation and occurrence. Berlin-Heidelberg-New York: Springer-Verlag, 538 p.
- Uspensky V.A., Radchenko O.A., Glebovskaya E.A. et al. (1975). Methods of bituminological research: research tasks and ways of their development. Leningrad: Nedra, 319 p. (In Russ.)
- Van Krevelen D.W. (1961). Chemistry of coal weathering and spontaneous combustion. *Coal*. Elsevier.
- Veselovsky V.S. (1951). Fossil fuel test. Moscow: Gosgeolizdat, 335 p. (In Russ.)
- Wildman R.A., Berner R.A., Petsch S.T., Bolton E.W., Eckert J.O., Mok U., Evans J.B. (2004). The weathering of sedimentary organic matter as a control on atmospheric O₂: I. Analysis of a black shale. *American Journal of Science*, 304(3), pp. 234–249. <https://doi.org/10.2475/ajs.304.3.234>

About the Authors

Mikhail T. Delengov – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia P. Fadeeva (25.07.1944 – 24.01.2022) – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elena V. Kozlova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Centre for Hydrocarbon Recovery, Skolkovo Institute of Science and Technology
bld.1, 30, Bolshoy blvd., Moscow, 121205, Russian Federation

Manuscript received 28 February 2022;

Accepted 3 May 2022;

Published 16 May 2022

Комплексная оценка условий формирования нефтегазоматеринского потенциала отложений неопротерозоя

К.А. Ситар^{1*}, Б.В. Георгиевский², М.А. Большакова¹, Р.С. Сауткин¹

¹Московский государственный университет им. М.В.Ломоносова, Москва, Россия

²АО «Зарубежнефть», Москва, Россия

С позиции комплексного анализа геологических, геохимических и палеотектонических условий рассмотрены обстановки формирования нефтегазоматеринских пород неопротерозойского возраста. Приведен краткий обзор месторождений нефти и газа Восточной Сибири, Китая, Ближнего Востока, Африки и Австралии, источниками углеводородов для которых являются терригенные и карбонатные отложения рифея и венда. Приводится обзор нефтегазоносных бассейнов мира и стратиграфическая привязка обнаруженных в их пределах неопротерозойских толщ, содержащих доказанные и предполагаемые нефтегазоматеринские породы.

Формирование неопротерозойских нефтегазоматеринских отложений анализируется комплексно: одновременно с позиций палеотектоники, палеогеографических и палеоклиматических условий, палеобиологического разнообразия и геохимических условий. В рамках палеотектонического анализа приведены результаты плитотектонических реконструкций на неопротерозойский этап в соответствии с наиболее актуальными в настоящее время геодинамическими моделями. Палеогеографические события и палеоклиматические условия описаны в контексте специфики обстановок формирования карбонатно-терригенных нефтегазоматеринских пород. В частности, рассмотрены причины накопления обогащенных органическим углеродом отложений в межледниковые эпохи неопротерозоя и возможные механизмы поддержания условий, благоприятных для их накопления. Условия накопления нефтегазоматеринских пород увязываются также с глобальными палеобиологическими дофанерозойскими событиями, а анализ геохимических данных позволяет охарактеризовать и провести корреляцию неопротерозойских нефтегазоматеринских пород в глобальном масштабе. На основе представленной комплексной оценки сделан вывод о принципиально схожих геологических условиях формирования нефтегазоматеринских пород неопротерозоя в нефтегазоносных бассейнах.

Ключевые слова: неопротерозой, нефтегазоносность, нефтегазоматеринские породы, палеотектонические реконструкции, геодинамические процессы, палеогеографические условия, неопротерозойское биоразнообразие

Для цитирования: Ситар К.А., Георгиевский Б.В., Большакова М.А., Сауткин Р.С. (2022). Комплексная оценка условий формирования нефтегазоматеринского потенциала отложений неопротерозоя. *Георесурсы*, 24(2), с. 47–59. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.8>

Введение

Николай Брониславович Вассоевич, разрабатывая осадочно-миграционную теорию происхождения нефти, выделял особую значимость нефтепроизводящих отложений. Игнатий Осипович Брод в своем научном творчестве занимался вопросами, в том числе связанными с методиками сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности. К концу 50-х годов прошлого столетия он начал читать курс «Нефтегазоносные бассейны СССР» на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ, а в 1965 году под его руководством была составлена капитальная сводка «Нефтегазоносные бассейны земного шара» (составление таких сводок было одним из важных направлений научно-исследовательской работы в развитии нефтегазовой геологии того времени; Серегин и др., 1977). В последствии эти работы были продолжены Игорем Владимировичем Высоцким, особый интерес которого к нефтегазоносным

бассейнам зарубежных стран проявлялся в его увлекательных лекциях (он читал одноименный курс), и передан его ученикам и последователям. Такой комплексный, всеобъемлющий подход в изучении, заложенный нашими учителями, сохранился на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета и по сей день.

Сравнительный метод продолжает быть одним из основополагающих в геологии, и широко применяется в комплексе с анализом больших баз данных, накопленных за прошедшие десятилетия. Интенсивно внедряются компьютерные технологии. А изучение и анализ нефтегазоносных бассейнов является одним из профильных направлений, в рамках которого детально изучаются все ключевые элементы бассейна, которые участвуют в формировании нефтегазоносности отложений. Данная работа является примером комплексного подхода к изучению нефтегазоматеринских пород (на примере неопротерозойских), который включает в себя не только анализ свойств и состава, но и условий их формирования.

Интенсивное развитие в последнее десятилетие направления добычи углеводородов из нетрадиционных коллекторов привело к повторному изучению нефтегазоматеринских пород (НГМП). Важное значение приобрели

* Ответственный автор: Ксения Александровна Ситар
e-mail: k.sitar@oilmsu.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

исследования, направленные на восстановление процессов образования нефтегазоматеринских пород с целью прогноза фациальной изменчивости их свойств, для учета их при разработке схемы поиска и добычи углеводородов. Решение таких сложных задач требует комплексного подхода, применения геохимических, петрологических, палинологических и других методов, использования геолого-геохимического моделирования. Результаты таких исследований лежат не только в основе решения прогнозных задач, но и оценки геологических рисков.

Вопрос оценки генерационного потенциала докембрийских пород актуален и всесторонне изучается в РФ (и в мире) на протяжении длительного периода (Конторович и др., 2011; Баженова, 2016; Филиппов, 2015; Frolov et al., 2015; Ghori et al., 2016). В России это связано, в первую очередь, с тем, что именно у нас в стране находятся бассейны с наибольшими в мире оцененными ресурсами по протерозойским отложениям. Кроме российских бассейнов, значительным нефтегазовым потенциалом обладают, например, нефтегазоносные бассейны Омана, Китая, Австралии, Южной Америки и др. Появление в литературе новых данных свидетельствует о том, что вклад генерационного потенциала докембрийских пород, возможно, все еще недооценен, в том числе за счет недоучтенных площадей распространения высокопотенциальных НГМП. Проведение анализа сравнительным методом с учетом данных по одновозрастным аналогам дополняет детали и, иногда, позволяет выявить незамеченные ранее особенности, характерные для нескольких одновозрастных аналогов, а также спрогнозировать возможные зоны распространения высокопотенциальных НГМП.

Нефтегазоносность неопротерозойских отложений

Неопротерозойские отложения – это отложения, накопление которых происходило, согласно международной геохронологической шкале, в период с 1000 до 541 млн лет назад (рис. 1). В этот период накапливались терригенно-карбонатные отложения верхнерифейско-

вендского возраста (согласно российской стратиграфической номенклатуре).

Нефтегазоносные комплексы неопротерозойского возраста известны в пределах нефтегазоносных бассейнов практически на всех древних платформах. В некоторых бассейнах к ним приурочены крупнейшие разрабатываемые месторождения нефти и газа (рис. 2). Среди наиболее крупных по величине начальных извлекаемых запасов выделяются суббассейны Восточной Сибири. Крупнейшие месторождения здесь (газоконденсатное Чаяндинское, нефтяное Среднеботуобинское, нефтегазоконденсатные Дулисьминское и Даниловское, Ковыктинское газоконденсатное, нефтегазовое Куюмбинское, Юрубчено-Тохомское и Собинское нефтегазоконденсатные) связаны с вендскими и кембрийскими комплексами отложений, для которых основными источниками углеводородов рассматриваются помимо пород ниже-среднекембрийской куонамской свиты, также терригенно-карбонатные отложения рифея и венда (Конторович и др., 1996).

В Китае крупные газовые месторождения открыты и разрабатываются в бассейне Сычуань (Zou et al., 2014). Месторождения Анью и Вейюн связаны с отложениями кембрийского комплекса, для которых основными НГМП считаются вендские (эдиакарские) водорослевые доломиты.

Преимущественно газовые месторождения открыты в традиционных и нетрадиционных коллекторах бассейнов Австралии (Marshall et al., 2007): в качестве источника углеводородов для газового месторождения Динго рассматриваются эдиакарские аргиллиты в бассейне Амадеус, а крупные месторождения СЗ Амурги и Зап. Биталоо в суббассейне Мак Артур не сформировались бы, если бы здесь не было ниже-среднерифейских терригенных НГМП, с которыми также связаны залежи газа месторождения Эгилабрия в бассейне Карпентария.

Первая протерозойская нефть на Ближнем Востоке была получена в 1956 году Скв.1, месторождения Мармул (Оман; вендская формация Ара). Крупные разрабатываемые газо-газоконденсатные месторождение Омана

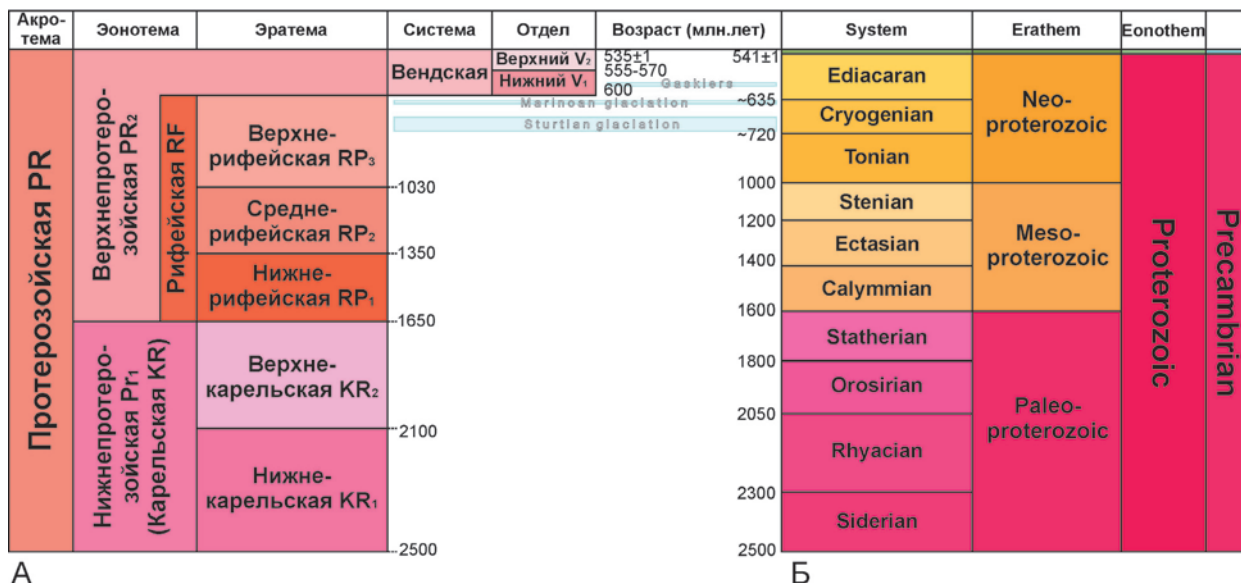
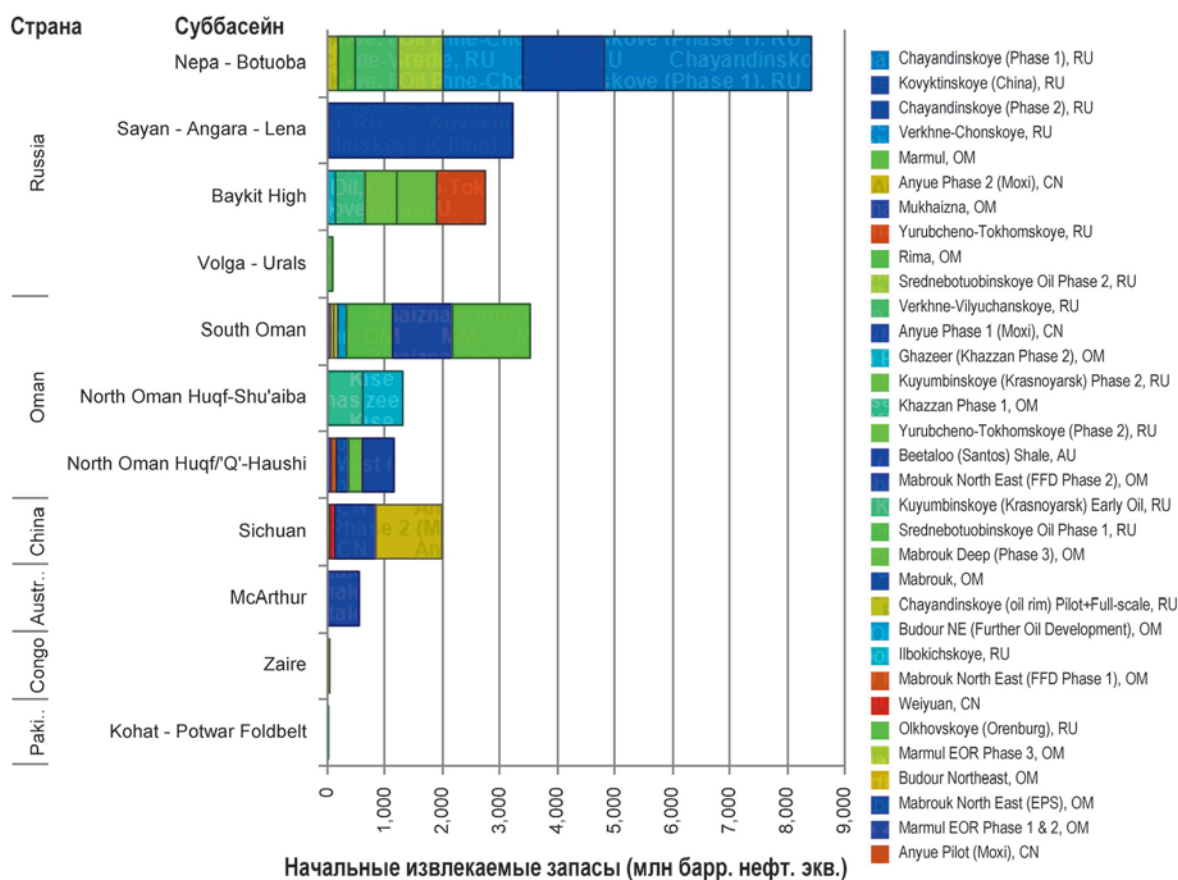


Рис. 1. Стратиграфическое разделение Протерозоя, согласно Общей стратиграфической шкале ВСЕГЕИ 2019 года (А, https://vsegei.ru/ru/info/stratigraphy/stratigraphic_scale/) и Международной хроностратиграфической шкале 2021 года (Б, <https://stratigraphy.org/chart/>; названия – оригинальные). Вертикальная шкала не масштабирована; неопротерозойские оледенения – по Halverson et al., 2020.



Source: Rystad Energy UCube, version 2022-01-11

Рис. 2. Примеры месторождений с НГМП неопротерозойского возраста. Месторождения сгруппированы по нефтегазоносным бассейнам (по вертикальной шкале), приведены их начальные извлекаемые запасы (млн барр. нефтяного эквивалента) по (Rystad Energy, 2022). Номенклатура месторождений приведена в соответствии с источником.

связаны с неопротерозойско-кембрийским терригенно-карбонатным комплексом Хукф, для углеводородов которого основными НГМП являются аргиллиты формации Шурам (Visser, 1991). Генетическая связь нефти месторождений СВ Будуар и Дафук с НГМП вендского возраста, а месторождений Аль Бурж, Амаль, Амин, Гафир, Бирба, СВ Мабрук и Рима – с верхнерифейскими-вендскими глинистыми известняками и аргиллитами подтверждает значительный потенциал неопротерозойского комплекса не только с точки зрения традиционных ресурсов, но и нетрадиционных (например, месторождения газа Абу Бутабаль, Хаззан-Макарем).

На Африканском континенте генетическая связь залежей открытых месторождений связывается с вендскими (эдиакарскими) нефтегазоматеринскими аргиллитами (месторождения Аболаг и Та-8) в Мавритании (Huang et al., 2008). Нефть месторождения Нгоки-1 в бассейне Заир (Конго) связана с верхнерифейскими-вендскими аргиллитами.

Геохимическая характеристика углеводородных флюидов. С точки зрения свойств и состава протерозойские нефти трудно четко обособить от фанерозойских. Так, нефть в Омане и Индии, генетически связываемая с протерозойской нефтегазоматеринской породой (Huqf Group и Wilara formation, соответственно) тяжелая, вязкая с повышенным содержанием серы (Edgell, 1991), а в Восточной Сибири нефти докембрийских отложений преимущественно легкие, малосернистые. Но все

докембрийские нефти объединяет одно – в их составе отразились не только особенности исходного органического вещества, но и последовавшая на протяжении более 600 млн лет истории активизация геодинамических, катагенетических, миграционных, а в некоторых случаях ремиграционных, процессов.

В общем, для древних (докембрийских) нефтей в химическом составе характерно наличие биомаркеров, которые унаследованы от исходных нефтегазоматеринских пород. Учитывая, что стераны происходят от эукариотических организмов (т.е. имеющих клеточное ядро, в основном водорослей), а гопаны (терпаны) происходят от прокариотических организмов (т.е. не имеющих клеточного ядра, бактерий), в древних нефтях исследователи стремятся идентифицировать и гопаны, наследие цианобактерий, и стераны, наследники эукариотов (в том числе стераны многоклеточных эукариотов – красные и зеленые водоросли), а также молекулярные доказательства существования гетеротрофных простейших микроорганизмов.

На сегодняшний день исследователям все же удалось выделить ряд критериев, отличающих протерозойские нефти (Grantham et al., 1987). К таким критериям можно отнести обогащенность легким изотопом углерода ^{12}C ; в большинстве случаев низкое отношение пристан/фитан и низкое отношение $\text{C}_{28}/\text{C}_{29}$; содержание специфических х-разветвленных углеводородов. Высокие концентрации монометилалканов с ответвлением в середине цепи (12- и 13-метилзамещенные алканы) отмечаются в нефтях Восточной Сибири, Африки, Ближнего Востока (в

фанерозойских нефтях 12- и 13-метилалканы не встречаются; Тимошина, Болдушевская, 2020). Но при этом выделяются нефти на Восточно-Европейской платформе, в которых отмечается преобладание по концентрациям 2- и 3-метилзамещенных алканов (которое есть и в фанерозойских нефтях), но отсутствуют 12- и 13-метилалканы (Ким, 2008).

Неопротерозойские нефтегазоматеринские породы

Неопротерозойские нефтегазоматеринские породы описаны во многих нефтегазоносных бассейнах практически на всех континентах (рис. 3). В табл. 1 приведен перечень таких бассейнов с указанием стратиграфических подразделений неопротерозоя по международной шкале, к которым относятся соответствующие нефтегазоматеринские породы. Общая характерная черта докембрийских нефтематеринских пород, которая отличает их от большинства фанерозойских, состоит в том, что содержащееся в них органическое вещество имеет преимущественно бактериальное или водорослевое происхождение.

При анализе вертикальной зональности отложений с повышенным содержанием органического вещества в разрезах неопротерозоя можно заключить, что в вендских разрезах практически во всех осадочных бассейнах мира, где они присутствуют (не были эродированы в результате фанерозойской истории развития бассейнов, либо отсутствовало осадконакопление изначально), выделяются нефтегазоматеринские толщи (Конторович и др., 1996). Это связано, скорее всего, с «эдиакарским» бурным развитием живых биоценозов.

В протерозойских современных разрезах выявление толщ с повышенным содержанием органического вещества затрудняется не только из-за фрагментарного их

распространения в современных разрезах, но и в связи со сложностью датирования, повышенной степенью катагенетического преобразования пород, сложностью их идентификации и площадной корреляции (а также прогнозирования зон их распространения). Однако работы по сбору и обобщению информации не прекращаются, а в последнее время только усиливаются мировым научным сообществом.

В неопротерозойской части современных разрезов нефтегазоносных бассейнов выделяются в описании породы с повышенным содержанием Сорг (рис. 4). А геохимические каротажные кривые, которые публикуются по различным регионам, свидетельствуют о том, что на протяжении неопротерозоя можно выделить несколько уровней в разрезах отложений с повышенным содержанием Сорг. Так, в Китае по данным Zhao et al. (2018) в неопротерозойских разрезах выделяются несколько формаций отложений (Xiamaling, Hongsuizhuang, Chuanlinggou (бассейн Yanliao), Datangpo (бассейны Sichuan и Yangtse), Doushantou (бассейн Sichuan)) с содержанием Сорг в интервале 2–10 % (достигает 21 %).

Возможно, эти уровни обусловлены не столько региональными особенностями развития бассейнов, сколько глобальными планетарными. В пользу последнего предположения высказываются многие ученые. В частности, А.Э. Конторович в 1996 году писал «...с момента появления жизни на Земле в течение архея и протерозоя главная линия в эволюции нефтидогенеза была связана с эволюцией земной коры, появлением новых типов осадочных бассейнов на сформировавшихся кратонах и на их окраинах и освоением живым веществом этих новых экологических ниш....главным фактором в эволюции нефтидогенеза были геодинамические процессы» (Конторович и др., 1996, с. 18).

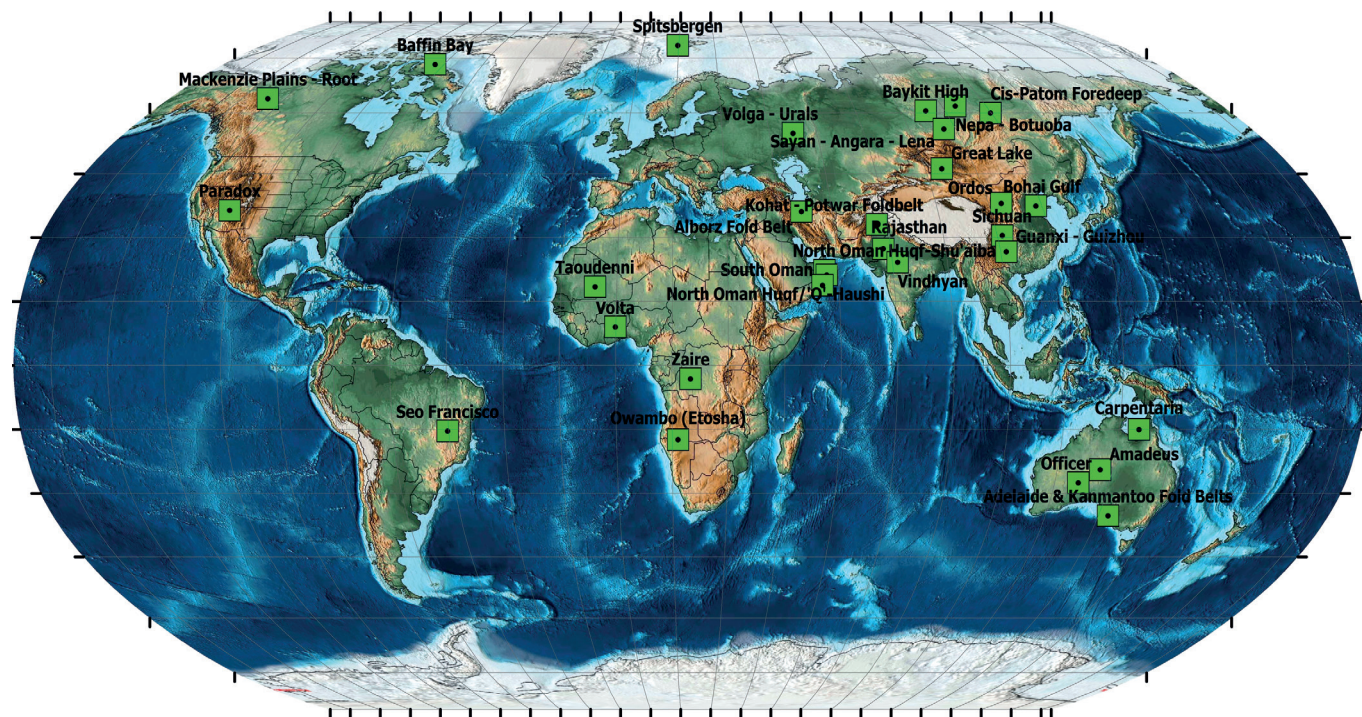


Рис. 3. Нефтегазоносные бассейны, в разрезе которых описаны неопротерозойские нефтегазоматеринские породы. Границы бассейнов и их международные названия взяты из базы данных (Rystad Energy, 2022). Зелеными квадратам обозначены геометрические центры этих бассейнов.

Бассейн, суббассейн	Неопротерозой, система			Ссылка
	Эдиакарская	Криогенская	Тонская	
Байкитский (Baykit High)				Баженова и др., 2014; Конторович и др., 1996; Тимошина, 2005; Филиппов, 2015; Craig et al., 2013; Frolov et al., 2015
Предпатомкий (Cis-Patom Foredeep)				
Непско-Ботубинский (Nera - Botuoba)				
Ангаро-Ленский (Sayan - Angara - Lena)				
Волго-Уральский (Volga - Urals)				
Бохай (Bohai Gulf)				Xianzheng et al., 2012; Yang et al., 2022
Гуаньси - Гуйчжоу (Guanxi - Guizhou)				
Ордос (Ordos)				
Сычуань (Sichuan)				
Аделаидский (Adelaide & Kanmantoo Fold Belts)				Vries et al., 2008; Walter et al., 1995; Ghori et al., 2016; Craig et al., 2009
Амадеус (Amadeus)				
Карпентария (Carpentaria)				
Офисер (Officer)				
Северного Омана - Хауши (North Oman Huqf/'Q'-Haushi)				Grosjean et al., 2009; Visser, 1991; Pollastro, 1999
Северного Омана - Шуайба (North Oman Huqf-Shu'aiba)				
Южного Омана (South Oman)				
Таудени (Taoudenni)				Zhilong et al., 2008; Craig et al., 2013
Великих Озёр (Great Lake)				Macdonald et al., 2009
Овамбо (Owambo (Etosha))				Hoak et al., 2014; Bechsta et al., 2015
Раджастан (Rajasthan)				Ojha, 2012; Craig et al., 2013
Винхян (Vindhyan)				Craig et al., 2013; Singh et al., 2021
Кохат - Потвар (Kohat - Potwar Foldbelt)				Hakhoo et al., 2012
Эльбрусский (Alborz Fold Belt)				Etemad-Saeed et al., 2015
Заирский (Zaire)				Craig et al., 2009
Вольта (Volta)				Abu et al., 2021
Сео Франциско (Seo Francisco)				Alkmim et al., 2012
Залив Баффина (Baffin Bay)				Kah et al., 1999,
Маккензи (Mackenzie Plains - Root)				Ootes et al., 2013
Шпицберген (Spitsbergen)				Kunzmann et al., 2015
Парадокс (Paradox)				Wiley et al., 1998

Табл. 1. Нефтегазоносные бассейны и стратиграфическая привязка обнаруженных в их пределах толщ, содержащих доказанные и предполагаемые нефтегазоматеринские породы (серый цвет)

Формирование протерозойских нефтегазоматеринских отложений

Благоприятствуют формированию нефтегазоматеринских пород факторы, контролирующие процессы аккумуляции органического вещества в осадках при субаквальном процессе их накопления, а также факторы, оказывающие влияние на его консервацию в процессе седиментогенеза и диагенеза (Тиссо, Вельте, 1981; Littke, 1993). К первой группе факторов относятся обстановка осадконакопления и биопродуктивность среды; ко второй группе факторов относятся те, которые, по сути, препятствуют трансформации органического вещества за счет микробиальной активности до CO_2 , NH_4 и воды. Характеристика факторов приведена в таблице 2.

В целом, обогащенные органическим веществом осадки способны формироваться в районе, где сохраняются высокий уровень поставки органического материала, относительно спокойный гидродинамический режим и средние скорости накопления тонкозернистых минеральных частиц.

Проявление в той или иной степени каждого фактора зависит от условий, в которых происходит процесс седиментации, и последующей возможной консервации органического вещества. Изучив возможные условия, мы можем оценить влияние каждого из фактора и тем самым спрогнозировать возможность существования нефтегазоматеринских пород в тех районах, где они еще не вскрыты бурением, применяя метод сравнительных аналогий.

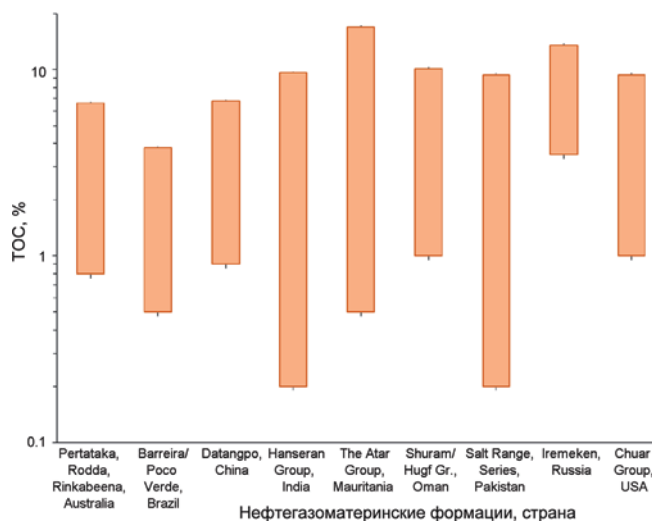


Рис. 4. Вариации значений Сорж (ТОС, %) в нефтегазоматеринских породах неопротерозойского возраста, наиболее обогащенных органическим веществом в современном разрезе отложений различных бассейнов (на основе опубликованных данных; названия приводятся в соответствии с авторским названием из публикации)

Палеотектонические условия неопротерозойского этапа развития в литературе описываются различными моделями глобальных тектонических реконструкций, основанными на палеомагнитных и геохронологических данных с одной стороны, палеонтологических и литолого-фациальных с другой стороны, а также согласующимися с фундаментальными тектоническими и кинематическими принципами и планетарного масштаба закономерностями (Verard, 2019; Meridith et al., 2021; Scotese et al., 2018). Весьма закономерно, что чем более древний этап развития Земли моделируется, тем большей степенью неопределенности характеризуются такие глобальные геодинамические модели.

При этом в подавляющем большинстве современных моделей неопротерозойский этап развития характеризуется следующими глобальными тектоническими событиями (Li et al., 2013; Meridith, 2017; Li et al., 2008; Torsvik et al., 1996; Scotese et al., 2018). Суперконтинент Родиния сформировался после гренвилевского орогенеза в начале неопротерозоя (в интервале 1100–1000 млн лет). Около 800–750 млн лет назад Родиния начинает разделяться на Северную (Прото-Лавразия) и Южную (Прото-Гондвана) с образованием океана Панталасса. Начало среднего неопротерозоя-криогения ознаменовалось распространением крупнейшего Стертского оледенения, после которого, в конце периода, выделяется Мариноанское ледниковое событие. В конце неопротерозоя в результате панафриканской складчатости образовался суперконтинент Паннотия (600–550 млн лет), на период существования которого (ок. 580 млн лет) пришлось еще одно событие – оледенение Гаскье (Cohen et al., 2015).

Для характеристики палеотектонических условий неопротерозоя наиболее актуальными и распространенными в настоящее время являются реконструкции Мердита (Meridith et al., 2021) и Скотезе (Scotese et al., 2018). Последняя принята в качестве базовой в данной работе как более генерализованная, но при этом основанная на комплексном анализе всех доступных данных: тектоники и кинематики литосферных плит, результатах литофациального, стратиграфического и палеогеографического анализов, цифровых моделей рельефа. Результатом моделирования Скотезе явилась серия геодинамических реконструкций, в том числе на неопротерозойское время (рис. 5), сочетающая реконструкцию плитотектонических обстановок и палеогеографических условий (суша, мелководный шельф, глубоководный бассейн).

На основе реконструкций Скотезе (Scotese et al., 2018) в данной работе выполнена геодинамическая реконструкция современных нефтегазоносных бассейнов для

Факторы	Параметры	Характеристика	
Накопление	Биопродуктивность	химический состав морской воды	питательные вещества для биопродуцентов
		свет	энергия, необходимая для усвоения питательных веществ биопродуцентами
		температура	перемешивание водных масс, и, как следствие, вертикальное распределение кислорода в воде разный "оптимальный" температурный режим развития различных групп биопродуцентов
	Обстановка осадконакопления	тип обстановки	наиболее благоприятны лагуны, эстуарии, континентальные склоны.
		литологический состав осадков	различная адсорбционная способность различных минералов, в первую очередь глинистых
		скорость седиментации	медленный процесс седиментации приводит к лучшему доступу кислорода к органическому веществу и к его деструкции
		гидродинамический активностью водоема седиментации	влияет на соотношение процессов размывания осадков и их накопления; на распространение кислородных субаквальных условий
		глубина дна и его рельеф	в присутствии кислорода длина пути оказывает влияние на степень разрушения органического вещества в процессе осаждения
		стратификация водной толщи	присутствие восстановительных условий способствует сохранению органического вещества за счет снижения скорости его деструкции
		форма органического материала (растворенное или нерастворенное)	до глубин 200-300 м (зона кислородного минимума) концентрация растворенного органического углерода обратно пропорциональна величине первичной продуктивности

Табл. 2. Факторы, оказывающие влияние на образование пород с повышенной концентрацией Сорж (НГМП)

неопротерозойского времени (рис. 5). При реконструкциях контуры современных бассейнов (принятые в соответствии с базой Rystad Energy, 2022) задавались точечными объектами, соответствующими геометрическим центрам площадей бассейнов. И для каждого временного интервала, показанного на рис. 5, рассчитанное положение осадочных бассейнов совмещалось с соответствующей ему геодинамической плитотектонической реконструкцией.

Таким образом, существенно преобладающая часть осадочных бассейнов, в современных разрезах которых присутствуют сохранившиеся в разном объеме осадочные неопротерозойские отложения, непосредственно в неопротерозое представляли собой бассейны окраинно-платформенного типа с соответствующими седиментационными обстановками (бассейны пассивных окраин). Часть бассейнов, по-видимому, относилась к внутриплитным и внутриконтинентальным прогибам. При этом часть бассейнов могла соответствовать окраинно-континентальным задуговым бассейнам форланда с терригенно-карбонатным осадконакоплением с присутствующими в разрезе вулканитами. Здесь необходимо отметить, что в общем случае характеристика палеотектонических обстановок, соответствующих каждому из анализируемых бассейнов, может в некоторой степени различаться в зависимости от применяемой модели плитотектонических реконструкций (например, при сравнении наиболее актуальных в настоящее время моделей Мердита и Скотезе, которые упоминались выше). Однако анализ расположения палеобассейнов отчетливо показывает преобладающую окраинно-континентальную позицию зон накопления нефтегазоматеринских пород как в раннее, так и в позднепротерозойское время, соответствующую в основном либо пассивным окраинам, либо прогибам в зоне влияния окраинно-континентальных геодинамических процессов (рис. 5).

Палеогеографические условия. Связь глобального климата и осадконакопление отложений с повышенным содержанием органического углерода установлена давно (Тиссо, Вельге, 1981). С точки зрения анализа *палеоклимата*, в неопротерозойское время выделяется серия сменяющихся периодов, называемых в научной литературе «Greenhouse» и «Icehouse» (теплый и ледниковый, соответственно; Hoffman et al., 1998). Теплые периоды характеризуются относительно теплым климатом, высоким уровнем неопротерозойского океана и благоприятными условиями для существования и размножения жизни (предположительно, продолжительность таких циклов в среднем составляла 250 млн л.; Craig et al., 2009). Однако неопротерозойское время, в первую очередь, известно своими оледенениями и, в частности, самым масштабным из них – периодом существования Земли в состоянии «Snowball Earth» («снежный шар»). Он получил название Стертское оледенение (рис. 1). По разным оценкам его продолжительность могла достигать 50 млн л. (Halverson, 2006), а причины сегодня рассматриваются как геологические, так и биологические (Schrag et al., 2002).

Из-за жестких климатических условий в период «Snowball Earth» видовое разнообразие жизни на планете существенно уменьшилось (Huntley et al., 2006). Так, например, в неопротерозое строматолиты достигли

своего пика развития, распространились по всему миру и диверсифицировались в сложные ветвящиеся формы. Однако во время Стертского оледенения их число начало значительно сокращаться.

Резкое потепление, последовавшее после окончания этого «холодного» периода, проявившееся практически повсеместно в накоплении карбонатных отложений, которые мы сегодня видим в сохранившихся неопротерозойских разрезах по всему миру, привело к резкому развитию биологической жизни на Земле как на качественном, так и на количественном уровне. Повышению температуры способствовал и распад континента Родиния, который привел к увеличению и расширению зоны субдукции морского дна и как следствие, активизации вулканической активности вдоль океанических хребтов и островных дуг с повышенными выбросами CO_2 в атмосферу и усилением атмосферного парникового эффекта. Анализ протерозойских разрезов на всех континентах показывает, что к неопротерозойским/верхнерифейским-вендским частям разрезов чаще приурочены свиты/формации, которые отличаются в целом более высокими концентрациями органического углерода, что, возможно, также является следствием улучшения условий для накопления повышенных концентраций органического вещества к концу протерозоя.

Особый интерес с точки зрения выделения нефтегазоматеринских толщ представляет часть протерозойского осадочного разреза, отложения которого формировались в межледниковые периоды, особенно сразу после завершения Стертского оледенения. Примеры можно наблюдать в неопротерозойских разрезах Омана, Китая, Австралии, Канады и др. Например, в Южно-Китайском бассейне в основании формации Датангпо, выделяется 30-ти метровая толща черных аргиллитов («black shale»; современные значения ТОС варьируют от 0,9 до 6,8 % при R_o 2,1–2,4 %). Отложения данной формации накапливались в период между двумя оледенениями: Стертским и Мариноанским, что четко прослеживается по подстилающим формацию Датангпо диамиктитам формации Йуангоу и перекрывающим диамиктитам формации Нантуо (Feng et al., 2010). Формация Душантуо, залегающая на диамиктитах Нантуо, содержит в себе еще более обогащенные органическим углеродом карбонатно-терригенные породы (ТОС 0,5–14 %, при значениях R_o 2,1–3,8 %; Zhao et al., 2018).

Причин для накопления обогащенных Сорг отложений в межледниковые периоды могло быть несколько. Во-первых, в пределах пассивных окраин континентальных блоков были развиты локальные системы грабенообразных бассейнов, у которых был ограниченный водообмен с открытым океаном. А в межледниковые периоды эта ситуация усугублялась (за счет частичного и медленного таяния ледников; Zhua et al., 2019). Отмечается широкое распространение восстановительных условий в отложениях рассматриваемого периода (Li et al., 2012), в сохранившихся разрезах отложений мы идентифицируем их по присутствию пирита. Восстановительные условия в морских прибрежных обстановках всегда выступают как благоприятный фактор для накопления органического вещества (Конюхов, 2017).

Кроме того, поступление талых вод с суши приводило к стратификации водоема: кислородсодержащий верхний

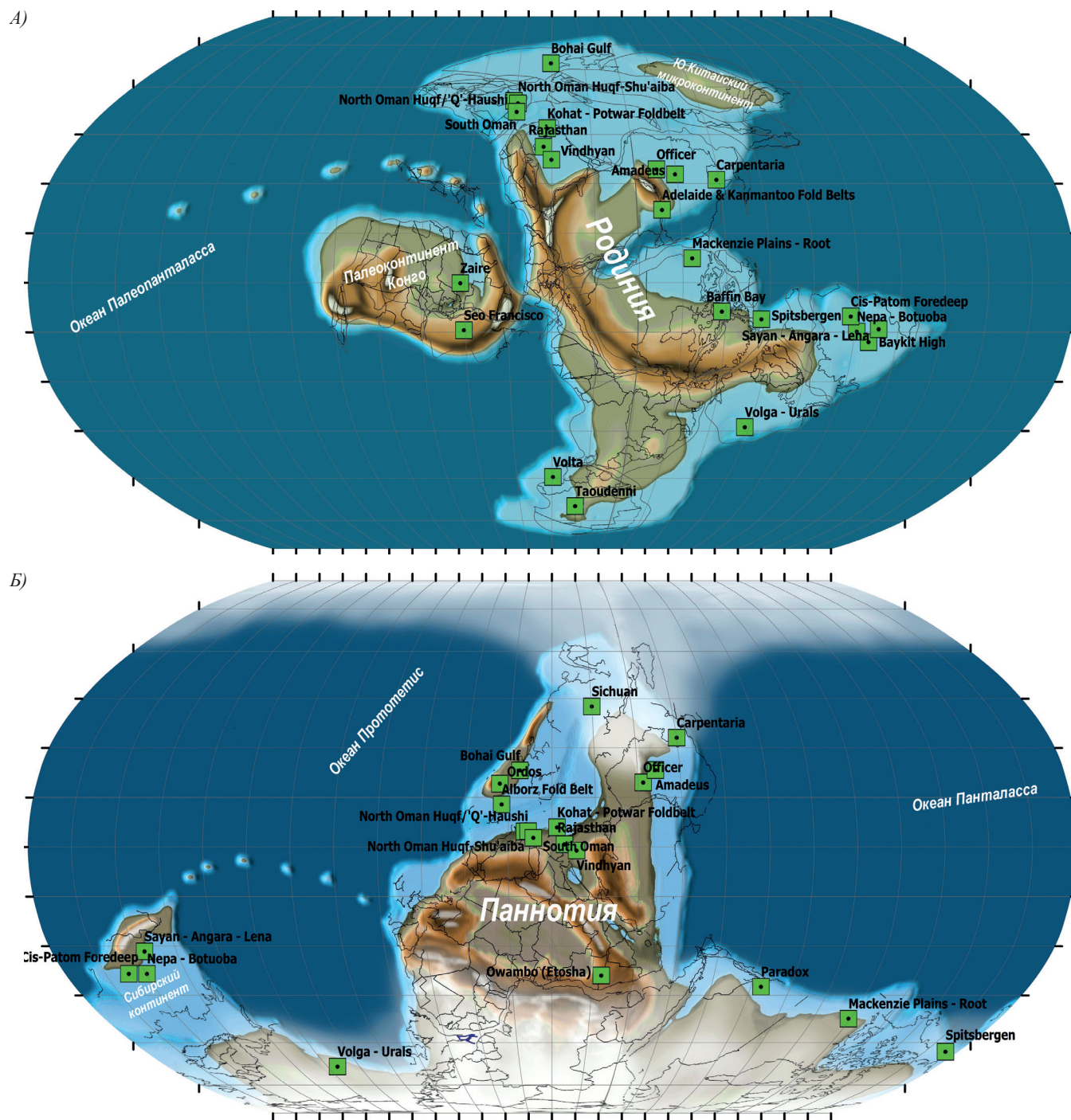


Рис. 5. Плитотектонические реконструкции Скотезе (Scotese et al., 2018) для раннего (А; 750 Ma), и позднего (Б; 600 Ma) неопротерозоя и положение осадочных бассейнов, в пределах которых описаны неопротерозойские нефтегазоматеринские отложения. Черными линиями показано условное положение современных географических и административных единиц, реконструированных в рамках плитотектонических реконструкций. Зелеными квадратами обозначены расположения геометрических центров нефтегазоносных бассейнов на соответствующем временном этапе, названия бассейнов приведены в соответствии с международной номенклатурой по (Rystad Energy, 2022). Расположение бассейнов реконструировано по принципам и в соответствии с плитотектоническими реконструкциями Скотезе.

этаж с поверхностными тальми водами и нижний бескислородный этаж. Такие условия благоприятствовали накоплению отложений с повышенным содержанием Fe, Mn (Ai et al., 2021).

Во-вторых, с началом потепления и таянием льда со стороны суши увеличилось поступление в прибреговые акваториальные зоны питательных веществ (активизировался процесс химического выветривания). Это способствовало восстановлению биоценоза в морской среде.

В-третьих, продолжающееся потепление приводило к повышению уровня мирового океана, позволяя свободно поступать более богатым питательными веществами водам открытого океана, повышая локальную продуктивность морской среды с точки зрения органического углерода (Ai et al., 2021), а сохраняющие восстановительные условия в придонной части бассейнов помогали захоронению этого вещества. Важна здесь и близость расположения палеозоны апвеллинга. Вопрос возможного

картирования/прогнозирования таких зон для неопротерозоя пока остается открытым.

Помимо существенных температурных колебаний неопротерозойский этап отличается и палеоклиматическими планетарными изменениями. В неопротерозое начала происходить трансформация климата Земли в сторону приближения к современным условиям, т.е. смена бескислородных (восстановительных) условий на кислородные.

Уровень кислорода в атмосфере первоначально повысился в раннем протерозое. Первые кислородпродуцирующие микроорганизмы появились на Земле 2,5 млрд лет назад. Ко времени широкого распространения эукариотов – 1,8 млрд лет назад – концентрация кислорода возросла до 10 % от современного атмосферного уровня. Этих относительно высоких концентраций было достаточно для окислительного выветривания (о чем свидетельствуют богатые гематитом породы и красноцветные песчаники с покрытыми гематитом кварцевыми зернами). Предполагается, что важный порог концентрации углекислого газа в атмосфере был нарушен к концу мезопротерозоя.

В неопротерозое произошло второе значительное увеличение концентрации кислорода (уровень кислорода в атмосфере поднялся до 50 % от современного, и обозначено это было появлением первых многоклеточных животных, которым требовалось достаточное количество кислорода для производства коллагена и последующего формирования скелета). К началу фанерозоя уровень кислорода в атмосфере был близок к современному.

Так, начался необратимый процесс изменения состава атмосферы, биосферы и океана, включая химический состав океанической воды в неопротерозое (Halverson, 2006). Это совпало с увеличением оксигенации поверхностной среды, что, в свою очередь, способствовало ранней диверсификации эукариотических форм жизни. Однако, стоит отметить, что в неопротерозое восстановительные условия в мировом океане все еще превалировали над окислительными.

Кроме этого, существует мнение, что экстремальные климатические изменения, характерные для середины неопротерозоя, и ступенчатое увеличение концентрации кислорода в атмосфере (отразившееся в присутствии различных минералогических форм железа и изотопном составе серы в образцах пород неопротерозойского возраста Китая, Канады, Омана, Австралии и др.) могли быть связаны с усиленным химическим выветриванием, которое также более активно проявлялось во второй половине неопротерозоя. И как следствие, вторая половина неопротерозоя в межледниковые периоды являлась более благоприятным временем для накопления отложений с повышенными концентрациями органического углерода, с точки зрения наличия высоко питательных сред для биопродуцентов.

Палеобиологические условия. За счет низкого уровня кислорода в атмосфере мезопротерозоя и раннего неопротерозоя, нехватки основных питательных веществ и микроэлементов в океанах биологическое биоразнообразие было слабо развито. В целом, до кембрийского «взрыва» доминирующими в земной биосфере были организмы прокариотические (палеобактерии и цианобактерии и

др.) и эукариотические (зеленые водоросли и др.); такие низшие организмы чрезвычайно трудно сохраняются в аэробной среде, но они могут накапливаться в анаэробной (или бедной кислородом) среде (Конторович, 1996). В качестве первичных биопродуцентов до стертского оледенения предполагают доминирование морского планктона – бактерий и красных водорослей, а во второй половине позднерифейского времени – и зеленых водорослей (Hoffman et al., 2017). Другие представители эукариотов, в частности грибы, амёбозои и страменоцилы, также рассматриваются в качестве возможных биопродуцентов для неопротерозойского этапа. В неопротерозое стертское оледенение оказало существенное влияние на последующее развитие биологической жизни на Земле. В этом сходятся сегодня все исследователи: после него биоразнообразие резко увеличилось, и в первую очередь, за счет резкого увеличения разнообразия акритарх (Xiao, Kaufman, 2006).

Наиболее важной группой в химическом составе биопродуцентов с точки зрения нефтеобразования являются липидно-липоидные. Поэтому в неопротерозойское время также были благоприятные условия для формирования осадочных пород с хорошим нефтегенерационным потенциалом, так как это было время биопродуцентов, в составе которых отмечается их повышенное содержание.

С точки зрения идентификации исходных биопродуцентов, на сегодняшний день выявлен ряд биоценологических показателей (они применяются для проведения корреляции неопротерозойских образцов нефть-нефть, нефть-нефтегазоматеринская порода). Так, например, из стеранового ряда биомаркеров 24-изопропилхолестан является индикатором обыкновенных *губок* (класс Демоспонгии), которые появились незадолго до маринанского оледенения в конце позднего рифея (Hoffman et al., 2017). При этом состав липидной фракции различных водорослей отличается не очень существенно: преобладают жирные кислоты (насыщенные и ненасыщенные, C-16 и C-18, а также с более короткими и более длинными цепями). Для сине-зеленых водорослей цепи длиннее C-18 не зафиксированы. Для зеленых водорослей наряду с доминирующими C-18 и C-16 опознаются цепи C-26 и C-28 (Баженова, 2009).

Заключение

Теоретические основы, заложенные Вассоевичем Н.Б., Бродом И.О. и Высоцким И.В. в фундаментальных аспектах развития поиска и разведки новых месторождений нефти и газа, актуальны и сегодня. Комплексный подход максимально полно позволяет оценивать возможные перспективы с разных аспектов. С учетом объемов современных накопленных баз данных и компьютерных технологий, применение метода аналогий позволяет наиболее полно подойти к анализу процессов, которые протекали в истории Земли, в том числе и на докембрийском этапе.

Значимость исследований нефтегазоматеринских пород в определении потенциала территорий в последнее десятилетие существенно возросла, с учетом развития технологий добычи углеводородов из нетрадиционных коллекторов. Вариации качественно-количественных характеристик свойств и состава нефтегазоматеринских пород приобрели большее значение, а их прогноз не возможен без анализа условий их формирования.

Для комплексного анализа свойств и состава нефтегазоматеринских пород необходимо учитывать все факторы, влияющие на их формирование. Необходимо проводить анализ как палеотектонических, так и палеогеографических, палеобиологических условий.

Проведенный анализ условий образования неопротерозойских нефтегазоматеринских пород позволил установить, что палеотектонические условия скорее всего играли определяющую роль в вопросах формирования НГМП. Совокупность палеотектонических и палеогеографических условий благоприятствовали накоплению НГМП во второй половине неопротерозоя. Распад Родинии привел в конце неопротерозоя к локальной дифференциации отдельно взятых бассейнов осадконакопления, располагавшихся более скученно в начале неопротерозоя, тем самым, возможно, способствовало развитию разных видов биогеоценозов (при незначительном их разнообразии по сравнению с фанерозоем). Последнее, возможно, мы и наблюдаем, в небольших вариациях биомаркеров нефтей и битумоидов из неопротерозойских нефтегазоматеринских пород современных осадочных бассейнов на различных континентах.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензенту за указанные замечания и рекомендации.

Литература

- Баженова Т.К. (2016). Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 11(4). https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016
- Баженова Т.К., Дахнова М.В., Желлова Т.П. (2014). Нефтегазоматеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы. М: ВНИГНИ, 128 с.
- Баженова Т.К. (2009). Эволюция нефтегазообразования в истории Земли и прогноз нефтегазоносности осадочных бассейнов. *Геология и геофизика*, 50(4), с. 412–424.
- Ким Н.С. (2008). Геохимия докембрийских нефтей Евразии. Автореф. дисс. канд. геол.-мин. наук, 19 с.
- Конторович А.Э., Тимошина И.Д., Филипов Ю.А. (2011). Состав углеводородов-биомаркеров в нефтях рифея Байкитской антеклизы. *Геология нефти и газа*, 5, с. 78–83.
- Конторович А.Э., Трофимук А.А., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Фрадкин Г.С. (1996). Глобальные закономерности докембрия Земли. *Геология и геофизика*, 37(8), с. 6–42.
- Кониюхов А.И. (2017). Океанские аноксические события мелового периода и их роль в формировании нефтематеринских отложений на окраинах материков. *Георесурсы*. Спецвыпуск, с. 43–55. <http://doi.org/10.18599/grs.19.6>
- Серегин А.М., Соколов Б.А., Бурлин Ю.К. (1977). Основы региональной нефтегазоносности СССР. М: Изд-во Моск. ун-та, 224 с.
- Тимошина И.Д. (2005). Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. М, 166 с.
- Тимошина И.Д., Болдушевская Л.Н. (2020). Геохимия органического вещества неопротерозоя на юго-востоке Сибирской платформы. *Георесурсы*, 22(4), с. 41–54. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.41-54>
- Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. М: Мир, 581 с.
- Филипцов Ю.А. (2015). Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы. *Дисс. доктора геол.-мин. наук*. Красноярск: ИНГГ СО РАН, с. 171–172.
- Abu A., Adeleye M.A., Ehinola O.A., Asiedu D.K. (2021). The hydrocarbon prospectivity of the Mesoproterozoic–Paleozoic intracratonic Voltaian Basin, West African Craton, Ghana. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11, pp. 617–625. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01036-7>
- Ai J., Zhong N., Zhang T., Zhang Y., Wang T., George S.C. (2021). Oceanic water chemistry evolution and its implications for post-glacial black shale

formation: Insights from the Cryogenian Datangpo Formation, South China. *Chemical Geology*, 566. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2021.120083>

Alkmim F.F., Martins-Neto M.A. (2012). Proterozoic first-order sedimentary sequences of the São Francisco craton, eastern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 33, pp. 127–139. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.08.011>

Bechsta T., Ger H., Spence G., Werner G. (2015). Late Cryogenian (Neoproterozoic) glacial and post-glacial successions at the southern margin of the Congo Craton, northern Namibia: facies, palaeogeography and hydrocarbon. London: *Geological Society, Special Publications*, 326, pp. 255–287. <https://doi.org/10.1144/SP326.15>

Cohen P., Macdonald F. (2015). The Proterozoic Record of Eukaryotes. *Paleobiology*, 41(4), pp. 610–632. <https://doi.org/10.1017/pab.2015.25>

Craig J., Biffi U., Galimberti R.F., Ghori K.A.R., Gorter J.D., Hakhoo N., Le Heron D.P., Thurow J., Vecoli M. (2013). The palaeobiology and geochemistry of Precambrian hydrocarbon source rocks. *Marine and Petroleum Geology*, 40, pp. 1–47. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.09.011>

Craig J., Thurow J., Thusu B. et al. (2009). Global Neoproterozoic petroleum systems: The emerging potential in North Africa. London: *Geological Society, Special Publications*, pp. 1–25. <https://doi.org/10.1144/SP326.1>

Edgell H.S. (1991). Proterozoic salt basins of the Persian Gulf area and their role in hydrocarbon generation. *Precambrian Research*, 54, pp. 1–14. [https://doi.org/10.1016/0301-9268\(91\)90065-1](https://doi.org/10.1016/0301-9268(91)90065-1)

Etamad-Saeed N., Hosseini-Barzi M., Adabi M. H., Miller N. R., Abbas S., Houshmandzadeh A., Stockli, D. F. (2015). Evidence for ca. 560 Ma Ediacaran glaciation in the Kahar Formation, central Alborz Mountains, northern Iran. *Gondwana Research*, 31, pp. 164–183. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2015.01.005>

Feng L.-J., Chu X.-L., Huang J., Zhang Q.-R., Chang H.-J. (2010). Reconstruction of paleo-redox conditions and early sulfur cycling during deposition of the Cryogenian Datangpo Formation in South China. *Gondwana Research*, 18, pp. 632–637. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2010.02.011>

Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Lubnina N.V., Korobova N.I., Karnyushina E.E., Kozlova E.V. (2015). Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins. *Precambrian Research*, 259, pp. 95–113. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.11.018>

Ghori K.A.R., Craig J., Thusu B., Luning S., Geiger M. (2016). Global Infracambrian petroleum systems: a review. Global Neoproterozoic Petroleum Systems: The Emerging Potential in North Africa. London: *Geological Society, Special Publications*, 326, pp. 109–136. <https://doi.org/10.1144/SP326.6>

Grantham, P.J., Lijmbach, G.W.M., Posthuma, J., Hughes Clarke, M.W., Willink, R.J. (1987). Origin of crude oils in Oman. *Journal of Petroleum Geology*, 11, pp. 61–80. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1988.tb00801.x>

Grosjean E., Love G.D., Stalvies C., Fike D.A., Summons R.E. (2009). Origin of petroleum in the Neoproterozoic–Cambrian South Oman Salt Basin. *Organic Geochemistry*, 40, pp. 87–110. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.09.011>

Hakhoo N., Bhat G. M., Koul S., Craig J., Thusu B. (2012). Potential Proterozoic Petroleum System: Northwest Himalayan Thrust Belt, Jammu (India). *AAPG International Conference and Exhibition*, Milan, Italy.

Halverson G., Porter S., Shield G. (2020). The Tonian and Cryogenian Periods. *Geologic Time Scale 2020*, vol. 1, pp. 495–519. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824360-2.00017-6>

Halverson G.P. (2006). A Neoproterozoic Chronology. *Neoproterozoic Geobiology and Paleobiology*. Springer, pp. 231–271. https://doi.org/10.1007/1-4020-5202-2_8

Hoak T.E., Klawitter A.L., Dommer C.F., Scaturro P.V. (2014). Integrated Exploration of the Owambo Basin, Onshore Namibia: Hydrocarbon Exploration and Implications for a Modern Frontier Basin. *AAPG Annual Convention and Exhibition*, Houston, Texas.

Hoffman P.F., Abbot D.S., Ashkenazy Y. et al. (2017). Snowball Earth climate dynamics and Cryogenian geology-geobiology. *Science Advances*, 3(11). <https://doi.org/10.1126/sciadv.1600983>

Hoffman P.F., Kaufman A.J., Halverson G.P., Schrag D.P. (1998). A Neoproterozoic snowball Earth, *Science*, 281, pp. 1342–1346. <https://doi.org/10.1126/science.281.5381.1342>

Huang Z., Zhao B., Jiang Q., Wang S., & Liu B. (2008). Petroleum systems of the Taoudeni Basin, West Africa. *Petroleum Science*, 5(1), pp. 24–30. <https://doi.org/10.1007/s12182-008-0004-6>

Huntley J.W., Xiao S., Kowalewski M. (2006). On the Morphological History of Proterozoic and Cambrian Acritarchs. *Neoproterozoic Geobiology and Paleobiology*, pp. 23–56. https://doi.org/10.1007/1-4020-5202-2_2

Johnson C.L., Greene T.J., Zinniker D.A., Moldowan J.M., Hendrix M.S., Carroll A.R. (2003). Geochemical characteristics and correlation of oil and

- nonmarine source rocks from Mongolia. *AAPG Bulletin*, 87(5), pp. 817–846. <https://doi.org/10.1306/12170201073>
- Kah L.C., Sherman A.G., Narbone G.M., Knoll A.H., Kaufman A.J. (1999). Delta C-13 stratigraphy on the Proterozoic Bylot Supergroup, Baffin Island, Canada: Implications for regional lithostratigraphic correlations. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 36(3), pp. 313–332. <https://doi.org/10.1139/e98-100>
- Kunzmann M., Halverson G.P., Scott C., Minarik W.G., Wing B.A. (2015). Geochemistry of Neoproterozoic black shales from Svalbard: Implications for oceanic redox conditions spanning Cryogenian glaciations. *Chemical Geology*, 417, pp. 383–393. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2015.10.022>
- Li C., Love G.D., Lyons T.W., Scott C.T., Feng L., Huang J., Chang H., Zhang Q., Chu X. (2012). Evidence for a redox stratified Cryogenian marine basin, Datangpo Formation, South China. *Earth Planet. Sci. Lett.*, 331, pp. 246–256. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2012.03.018>
- Li Z.X., Bogdanova, S.V., Collins, A.S., Davidson, A., De Waele, B., Ernst, R.E., Fitzsimons, I.C.W., Fuck, R.A., Gladkochub, D.P., Jacobs, J., Karlstrom, K.E., Lu, S., Natapov, L.M., Pease, V., Pisarevsky, S.A., Thrane, K., Vernikovsky, V. (2008). Assembly, configuration, and break-up history of Rodinia: A synthesis. *Precambrian Res.*, 160, pp. 179–210. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2007.04.021>
- Li Z.-X., Evans, D.A.D., Halverson, G.P. (2013). Neoproterozoic glaciations in a revised global palaeogeography from the breakup of Rodinia to the assembly of Gondwanaland. *Sediment. Geol.*, 294, pp. 219–232. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2013.05.016>
- Lillis P.G. (2016). The Chuar Petroleum System, Arizona and Utah. In book: Hydrocarbon source rocks in unconventional plays, Rocky Mountain Region. Eds: Michael P. Dolan, Debra K. Higley, Paul G. Lillis. Rocky Mountain Association of Geologists.
- Little R. (1993). Deposition, diagenesis and weathering of organic matter-rich sediments. *Lecture Notes in Earth Sciences*, 47, 218 p.
- Macdonald F.A., Jones D.S., Schrag D.P. (2009). Stratigraphic and tectonic implications of a newly discovered glacial diamictite – cap carbonate couplet in southwestern Mongolia. *Geology*, 37(2), pp. 123–126. <https://doi.org/10.1130/G24797A.1>
- Marshall T.R., Dyson I.A., Keyu L. (2007). Petroleum systems in the Amadeus Basin, central Australia: Were they all oil prone? In: 'Central Australian Basins Symposium Proceedings, Alice Springs, August 2005. Eds: T. J. Munson and G. J. Ambrose. Northern Territory Geological Survey Special Publication 2, pp. 136–146.
- Merdith A.S., Collins A.S., Williams S.E., Pisarevsky S., Foden J.D., Archibald D.B., Blades M.L., Alessio B.L., Armistead S., Plavs D., Clark C., Müller R.D. (2017). A full-plate global reconstruction of the Neoproterozoic. *Gondwana Res.*, 50, pp. 84–134. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2017.04.001>
- Merdith A.S., Williams S.E., Collins A.S., Tetley M.G., Mulder J.A., Blades M.L., Young A., Armistead, S.E., Cannon J., Zahirovic S., Müller R.D. (2021). Extending full-plate tectonic models into deep time: Linking the Neoproterozoic and the Phanerozoic. *Earth-Science Reviews*, 214, 103477. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103477>
- Ojha P.S. (2012). Precambrian sedimentary basins of India: an appraisal of their petroleum potential. London: *Geological Society, Special Publications*, 366, pp. 19–58. <https://doi.org/10.1144/SP366.11>
- Ootes L., Gleeson S., Turner E., Rasmussen K., Gordey S., Falck H., Martel E., Pierce K. (2013). Metallogenic Evolution of the Mackenzie and Eastern Selwyn Mountains of Canada's Northern Cordillera, Northwest Territories: A Compilation and Review. *Geoscience Canada*, 40, pp. 40–69. <https://doi.org/10.12789/geocanj.2013.40.005>
- Pollastro R.M. (1999). Ghaba Salt Basin Province and Fahud Salt Basin Province, Oman -Geological Overview and Total Petroleum Systems. *USGS Report*, 46 p. <https://doi.org/10.3133/ofr9950D>
- Rystad Energy Database. (2022). www.rystadenergy.com
- Schrag D.P., Berner R.A., Hoffman P.F., Halverson G.P. (2002). On the initiation of a snowball Earth. *Geochim. Geophys. Geosyst.*, 3(6), pp. 1–21. <https://doi.org/10.1029/2001GC000219>
- Scotese C.R., Wright N. (2018). PALEOMAP Paleodigital Elevation Models (PaleoDEMS) for the Phanerozoic PALEOMAP Project, <https://www.earthbyte.org/paleodem-resourcescotese-and-wright-2018>
- Singh A.K., Chakraborty P.P. (2021). Geochemistry and hydrocarbon source rock potential of shales from the Palaeo-Mesoproterozoic Vindhyan Supergroup, central India. *Energy Geoscience*. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2021.10.007>
- Torsvik T.H., Smethurst M.A., Meert J.G., Van der Voo R., McKerrow W.S., Brasier M.D., Sturt B.A., Walderhaug H.J. (1996). Continental breakup and collision in the Neoproterozoic and Palaeozoic – a tale of Baltica and Laurentia. *Earth-Science Reviews*, 40(3), pp. 229–258. [https://doi.org/10.1016/0012-8252\(96\)00008-6](https://doi.org/10.1016/0012-8252(96)00008-6)
- Verard C. (2019). Plate tectonic modelling: Review and perspectives. *Geological Magazine*, 156(2), pp. 208–241. <https://doi.org/10.1017/S0016756817001030>
- Visser W. (1991). Burial and thermal history of Proterozoic source rocks in Oman. *Precambrian Research*, 54, pp. 15–36. [https://doi.org/10.1016/0301-9268\(91\)90066-J](https://doi.org/10.1016/0301-9268(91)90066-J)
- Vries S., Pryer L., Fry N. (2008). Evolution of Neoproterozoic and Proterozoic basins of Australia. *Precambrian Research*, 166, pp. 39–53. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2008.01.005>
- Walter M.R., Veevers J.J., Calver C.R., Grey K. (1995). Neoproterozoic stratigraphy of the Centralian Superbasin, Australia. *Precambrian Research* 73, pp. 173–195. [https://doi.org/10.1016/0301-9268\(94\)00077-5](https://doi.org/10.1016/0301-9268(94)00077-5)
- Wiley B.N., Rauzi S.L., Cook D.A., Clifton E.H., Kuo L.-C., Moser J.A. (1998). Geologic Description, Sampling, Petroleum Potential, and Depositional Environment of the Chuar Group, Grand Canyon, Arizona. *Arizona Geological Survey*, 94 p.
- Xianzheng Z., Fengming J., Zhouqi C., Chunyuan H., Jianhui Z., Quan W., Kai G. (2012). Types of subtle buried-hill oil reservoirs and their accumulation simulation in Jizhong Depression, Bohai Bay Basin. *Petrol. Explor. Develop.*, 39(2), pp. 147–154. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(12\)60027-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(12)60027-5)
- Xiao S., Kaufman A. (2006). Neoproterozoic Geobiology and Paleobiology. Springer, 302 p. <https://doi.org/10.1007/1-4020-5202-2>
- Yang F., Zhou X., Hu Y., Yang X., Yang K. (2022). Neoproterozoic extensional basins and its control on the distribution of hydrocarbon source rocks in the Yangtze Craton, South China. *Geosystems and Geoenvironment*. <https://doi.org/10.1016/j.geogeo.2021.10.015>
- Zhao W., Hu S., Wang Z., Zhang S., Wang T. (2018). Petroleum geological conditions and exploration importance of Proterozoic to Cambrian in China. *Petroleum Exploration and Development*, 45(1), pp. 1–14. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(18\)30001-6](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(18)30001-6)
- Zhilong H., Baoshun Z., Qingchun J., Songpo W., Bo L. (2008). Petroleum systems of the Taoudeni Basin, West Africa. *Pet. Sci.*, 5, pp. 24–30. <https://doi.org/10.1007/s12182-008-0004-6>
- Zhua G.-Y., Lia T.-T., Zhao K., Zhanga Z.-Y., Chena W.-Y., Yanb H.-H., Zhang K.-J., Chi L.-X. (2019). Excellent source rocks discovered in the Cryogenian interglacial deposits in South China: Geology, geochemistry, and hydrocarbon potential. *Precambrian Research*, 333, 105455. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2019.105455>
- Zou C., Du J., Xu C., Wang Z., Zhang B., Wei G., Wang T., Yao G., Deng S., Liu J., Zhou H., Xu A., Yang A., Jiang H., Gu Z. (2014). *Petroleum exploration and development*, 41(3), pp. 306–325. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(14\)60036-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(14)60036-7)

Сведения об авторах

Ксения Александровна Ситар – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Борис Владимирович Георгиевский – кандидат геол.-мин. наук, геолог, АО «Зарубежнефть»

Россия, 101990, Армянский переулок, 9/1/1, стр. 1.

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 16.03.2022;

Принята к публикации 25.04.2022; Опубликована 16.05.2022

Comprehensive evaluation of Neoproterozoic source rocks formation

K.A. Sitar^{1*}, B.V. Georgievskiy², M.A. Bolshakova¹, R.S. Sautkin¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Zarubezhneft, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Ksenia A. Sitar, e-mail: k.sitar@oilmsu.ru

Abstract. Based on comprehensive analysis of geological, geochemical, and paleotectonic settings, the conditions for the formation of Neoproterozoic oil and gas source rocks of the Earth are analyzed. A brief review of oil and gas fields in Eastern Siberia, China, the Middle East, Africa, and Australia is given, with Riphean and Vendian terrigenous and carbonate source rock. An overview of the oil and gas bearing basins of the world and a stratigraphic reference of the Neoproterozoic strata discovered within them, containing proven and suspected oil and gas source rocks, are given.

The formation of Neoproterozoic oil and gas source rocks is analyzed in a complex way: simultaneously from the point of view of paleotectonics, paleogeographic and paleoclimatic conditions, paleobiological diversity and geochemical conditions. As part of paleotectonic analysis, the results of plate tectonic reconstructions for the Neoproterozoic stage are presented in accordance with one of the most currently relevant geodynamic models. Paleogeographic events and paleoclimatic conditions are described in the context of the specifics of the formation settings of carbonate-terrigenous oil and gas source rocks. In particular, the reasons for the accumulation of sediments enriched with organic carbon in the interglacial epochs of the Neoproterozoic and possible mechanisms for maintaining conditions favorable for their accumulation are considered. The conditions for the accumulation of oil and gas source rocks are also linked to global paleobiological pre-Phanerozoic events, and the analysis of the geochemical data of rocks makes it possible to characterize and correlate Neoproterozoic oil and gas source rocks on a global scale. On the basis of such a comprehensive assessment, a conclusion was made about fundamentally similar geological conditions for the formation of Neoproterozoic oil and gas source rocks in oil and gas bearing basins.

Keywords: Neoproterozoic, oil-and-gas potential, source rocks, paleotectonic reconstructions, geodynamic processes, paleogeographic conditions, neoproterozoic biodiversity

Recommended citation: Sitar K.A., Georgievskiy B.V., Bolshakova M.A., Sautkin R.S. (2022). Comprehensive evaluation of Neoproterozoic source rocks formation. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 47–59. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.8>

References

Abu A., Adeleye M.A., Ehinola O.A., Asiedu D.K. (2021). The hydrocarbon prospectivity of the Mesoproterozoic–Paleozoic intracratonic Voltaian Basin, West African Craton, Ghana. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11, pp. 617–625. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01036-7>

Ai J., Zhong N., Zhang T., Zhang Y., Wang T., George S.C. (2021). Oceanic water chemistry evolution and its implications for post-glacial black shale formation: Insights from the Cryogenian Datangpo Formation, South China. *Chemical Geology*, 566. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2021.120083>

Alkmim F.F., Martins-Neto M.A. (2012). Proterozoic first-order sedimentary sequences of the São Francisco craton, eastern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 33, pp. 127–139. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.08.011>

Bazhenova T.K. (2009). Evolution of oil and gas generation in the Earth's history and petroleum prediction in sedimentary basins. *Russian Geology and Geophysics*, 50(4), pp. 308–319. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.03.008>

Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. (2014). Source rock formations, Oils and Gases of the Precambrian and Lower-Middle Cambrian of the Siberian Platform. Moscow: VNIGNI, 128 p. (In Russ.)

Bazhenova T.K. (2016). Petroleum source formations of ancient platforms of Russia and their petroleum potential. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 11(4). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016

Bechsta T., Ger H., Spence G., Werner G. (2015). Late Cryogenian

(Neoproterozoic) glacial and post-glacial successions at the southern margin of the Congo Craton, northern Namibia: facies, palaeogeography and hydrocarbon. London: *Geological Society, Special Publications*, 326, pp. 255–287. <https://doi.org/10.1144/SP326.15>

Cohen P., Macdonald F. (2015). The Proterozoic Record of Eukaryotes. *Paleobiology*, 41(4), pp. 610–632. <https://doi.org/10.1017/pab.2015.25>

Craig J., Biffi U., Galimberti R.F., Ghori K.A.R., Gorter J.D., Hakhoon N., Le Heron D.P., Thurow J., Vecoli M. (2013). The palaeobiology and geochemistry of Precambrian hydrocarbon source rocks. *Marine and Petroleum Geology*, 40, pp. 1–47. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.09.011>

Craig J., Thurow J., Thusu B. et al. (2009). Global Neoproterozoic petroleum systems: The emerging potential in North Africa. London: *Geological Society, Special Publications*, pp. 1–25. <https://doi.org/10.1144/SP326.1>

Edgell H.S. (1991). Proterozoic salt basins of the Persian Gulf area and their role in hydrocarbon generation. *Precambrian Research*, 54, pp. 1–14. [https://doi.org/10.1016/0301-9268\(91\)90065-1](https://doi.org/10.1016/0301-9268(91)90065-1)

Emad-Saeed N., Hosseini-Barzi M., Adabi M. H., Miller N. R., Abbas S., Houshmandzadeh A., Stockli, D. F. (2015). Evidence for ca. 560 Ma Ediacaran glaciation in the Kahar Formation, central Alborz Mountains, northern Iran. *Gondwana Research*, 31, pp. 164–183. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2015.01.005>

Feng L.-J., Chu X.-L., Huang J., Zhang Q.-R., Chang H.-J. (2010). Reconstruction of paleo-redox conditions and early sulfur cycling during deposition of the Cryogenian Datangpo Formation in South China. *Gondwana Research*, 18, pp. 632–637. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2010.02.011>

Filipsov Yu.A. (2015). Oil and gas potential of the Upper Proterozoic of the western part of the Siberian platform. *Dr. geol. and min. sci. diss.* Krasnoyarsk: INGG SO RAN, pp. 171–172. (In Russ.)

Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Lubnina N.V., Korobova N.I., Karnyushina E.E., Kozlova E.V. (2015). Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins. *Precambrian Research*, 259, pp. 95–113. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.11.018>

Ghori K.A.R., Craig J., Thusu B., Luning S., Geiger M. (2016). Global Infracambrian petroleum systems: a review. Global Neoproterozoic Petroleum Systems: The Emerging Potential in North Africa. London: *Geological Society, Special Publications*, 326, pp. 109–136. <https://doi.org/10.1144/SP326.6>

Grantham, P.J., Lijmbach, G.W.M., Posthuma, J., Hughes Clarke, M.W., Willink, R.J. (1987). Origin of crude oils in Oman. *Journal of Petroleum Geology*, 11, pp. 61–80. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1988.tb00801.x>

Grosjean E., Love G.D., Stalvies C., Fike D.A., Summons R.E. (2009). Origin of petroleum in the Neoproterozoic–Cambrian South Oman Salt Basin. *Organic Geochemistry*, 40, pp. 87–110. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.09.011>

Hakhoon N., Bhat G. M., Koul S., Craig J., Thusu B. (2012). Potential Proterozoic Petroleum System: Northwest Himalayan Thrust Belt, Jammu (India). *AAPG International Conference and Exhibition*, Milan, Italy.

Halverson G., Porter S., Shield G. (2020). The Tonian and Cryogenian Periods. *Geologic Time Scale 2020*, vol. 1, pp. 495–519. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824360-2.00017-6>

Halverson G.P. (2006). A Neoproterozoic Chronology. *Neoproterozoic Geobiology and Paleobiology*. Springer, pp. 231–271. https://doi.org/10.1007/1-4020-5202-2_8

Hoak T.E., Klawitter A.L., Dommer C.F., Scaturro P.V. (2014). Integrated Exploration of the Owambo Basin, Onshore Namibia: Hydrocarbon Exploration and Implications for a Modern Frontier Basin. *AAPG Annual Convention and Exhibition*, Houston, Texas.

Hoffman P.F., Abbot D.S., Ashkenazy Y. et al. (2017). Snowball Earth climate dynamics and Cryogenian geology-geobiology. *Science Advances*, 3(11). <https://doi.org/10.1126/sciadv.1600983>

Hoffman P.F., Kaufman A.J., Halverson G.P., Schrag D.P. (1998). A Neoproterozoic snowball Earth. *Science*, 281, pp. 1342–1346. <https://doi.org/10.1126/science.281.5381.1342>

Huang Z., Zhao B., Jiang Q., Wang S., & Liu B. (2008). Petroleum systems of the Taoudeni Basin, West Africa. *Petroleum Science*, 5(1), pp. 24–30. <https://doi.org/10.1007/s12182-008-0004-6>

Huntley J.W., Xiao S., Kowalewski M. (2006). On the Morphological History of Proterozoic and Cambrian Acritarchs. *Neoproterozoic Geobiology and Paleobiology*, pp. 23–56. https://doi.org/10.1007/1-4020-5202-2_2

Johnson C.L., Greene T.J., Zinniker D.A., Moldowan J.M., Hendrix M.S.,

- Carroll A.R. (2003). Geochemical characteristics and correlation of oil and nonmarine source rocks from Mongolia. *AAPG Bulletin*, 87(5), pp. 817–846. <https://doi.org/10.1306/12170201073>
- Kah L.C., Sherman A.G., Narbone G.M., Knoll A.H., Kaufman A.J. (1999). Delta C-13 stratigraphy on the Proterozoic Bylot Supergroup, Baffin Island, Canada: Implications for regional lithostratigraphic correlations. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 36(3), pp. 313–332. <https://doi.org/10.1139/e98-100>
- Kim N.S. (2008). Geochemistry of the Precambrian oils of Eurasia. *Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.*, 19 p. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Timoshina I.D., Filipov Yu.A. (2011). Composition of biomarkers in oils from the Riphean Baikite anticline. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 5, pp. 78–83. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Trofimuk A.A., Basharin A.K., Belyaev S.Yu., Fradkin G.S. (1996). Global regularities of the Precambrian of the Earth. *Geologiya i geofizika*, 37(8), pp. 6–42. (in Russ.)
- Konyukhov A.I. (2017). Oceanic anoxic events of the Cretaceous period and their role in the formation of oil source deposits on the margins of the continents. *Georesursy = Georesources. Special issue*, pp. 43–55. (in Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.6>
- Kunzmann M., Halverson G.P., Scott C., Minarik W.G., Wing B.A. (2015). Geochemistry of Neoproterozoic black shales from Svalbard: Implications for oceanic redox conditions spanning Cryogenian glaciations. *Chemical Geology*, 417, pp. 383–393. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2015.10.022>
- Li C., Love G.D., Lyons T.W., Scott C.T., Feng L., Huang J., Chang H., Zhang Q., Chu X. (2012). Evidence for a redox stratified Cryogenian marine basin, Datangpo Formation, South China. *Earth Planet. Sci. Lett.*, 331, pp. 246–256. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2012.03.018>
- Li Z.X., Bogdanova, S.V., Collins, A.S., Davidson, A., De Waele, B., Ernst, R.E., Fitzsimons, I.C.W., Fuck, R.A., Gladkochub, D.P., Jacobs, J., Karlstrom, K.E., Lu, S., Natapov, L.M., Pease, V., Pisarevsky, S.A., Thrane, K., Vernikovskiy, V. (2008). Assembly, configuration, and break-up history of Rodinia: A synthesis. *Precambrian Res.*, 160, pp. 179–210. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2007.04.021>
- Li Z.-X., Evans, D.A.D., Halverson, G.P. (2013). Neoproterozoic glaciations in a revised global palaeogeography from the breakup of Rodinia to the assembly of Gondwanaland. *Sediment. Geol.*, 294, pp. 219–232. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2013.05.016>
- Lillis P.G. (2016). The Chuar Petroleum System, Arizona and Utah. In book: Hydrocarbon source rocks in unconventional plays, Rocky Mountain Region. Eds: Michael P. Dolan, Debra K. Higley, Paul G. Lillis. Rocky Mountain Association of Geologists.
- Littke R. (1993). Deposition, diagenesis and weathering of organic matter-rich sediments. *Lecture Notes in Earth Sciences*, 47, 218 p.
- Macdonald F.A., Jones D.S., Schrag D.P. (2009). Stratigraphic and tectonic implications of a newly discovered glacial diamictite – cap carbonate couplet in southwestern Mongolia. *Geology*, 37(2), pp. 123–126. <https://doi.org/10.1130/G24797A.1>
- Marshall T.R., Dyson I.A., Keyu L. (2007). Petroleum systems in the Amadeus Basin, central Australia: Were they all oil prone? In: 'Central Australian Basins Symposium Proceedings, Alice Springs, August 2005. Eds: T. J. Munson and G. J. Ambrose. Northern Territory Geological Survey Special Publication 2, pp. 136–146.
- Merdith A.S., Collins A.S., Williams S.E., Pisarevsky S., Foden J.D., Archibald D.B., Blades M.L., Alessio B.L., Armistead S., Plavska D., Clark C., Müller R.D. (2017). A full-plate global reconstruction of the Neoproterozoic. *Gondwana Res.*, 50, pp. 84–134. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2017.04.001>
- Merdith A.S., Williams S.E., Collins A.S., Tetley M.G., Mulder J.A., Blades M.L., Young A., Armistead S.E., Cannon J., Zahirovic S., Müller R.D. (2021). Extending full-plate tectonic models into deep time: Linking the Neoproterozoic and the Phanerozoic. *Earth-Science Reviews*, 214, 103477. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103477>
- Ojha P.S. (2012). Precambrian sedimentary basins of India: an appraisal of their petroleum potential. London: *Geological Society, Special Publications*, 366, pp. 19–58. <https://doi.org/10.1144/SP366.11>
- Ootes L., Gleeson S., Turner E., Rasmussen K., Gordey S., Falck H., Martel E., Pierce K. (2013). Metallogenic Evolution of the Mackenzie and Eastern Selwyn Mountains of Canada's Northern Cordillera, Northwest Territories: A Compilation and Review. *Geoscience Canada*, 40, pp. 40–69. <https://doi.org/10.12789/geocanj.2013.40.005>
- Pollastro R.M. (1999). Ghaba Salt Basin Province and Fahud Salt Basin Province, Oman – Geological Overview and Total Petroleum Systems. *USGS Report*, 46 p. <https://doi.org/10.3133/ofr9950D>
- Rystad Energy Database. (2022). www.rystadenergy.com
- Schrag D.P., Berner R.A., Hoffman P.F., Halverson G.P. (2002). On the initiation of a snowball Earth. *Geochim. Geophys. Geosyst.*, 3(6), pp. 1–21. <https://doi.org/10.1029/2001GC000219>
- Scotese C.R., Wright N. (2018). PALEOMAP Paleodigital Elevation Models (PaleoDEMS) for the Phanerozoic PALEOMAP Project, <https://www.earthbyte.org/paleodem-resources/scotese-and-wright-2018>
- Singh A.K., Chakraborty P.P. (2021). Geochemistry and hydrocarbon source rock potential of shales from the Palaeo-Mesoproterozoic Vindhyan Supergroup, central India. *Energy Geoscience*. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2021.10.007>
- Timoshina I.D. (2005). Geochemistry of Neoproterozoic source rock's organic matter and oils in the southeast of the Siberian Platform. Moscow, 166 p. (In Russ.)
- Timoshina I.D., Boldushevskaya L.N. (2020). Geochemistry of organic matter of the Neoproterozoic in the southeast of the Siberian Platform. *Georesursy = Georesources*, 22(4), pp. 41–54. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.41-54>
- Tissot B.P., Welte D.H. (1978). Petroleum formation and occurrence. Berlin-Heidelberg-New York: Springer-Verlag, 538 p.
- Torsvik T.H., Smethurst M.A., Meert J.G., Van der Voo R., McKerrow W.S., Brasier M.D., Sturt B.A., Walderhaug H.J. (1996). Continental break-up and collision in the Neoproterozoic and Palaeozoic – a tale of Baltica and Laurentia. *Earth-Science Reviews*, 40(3), pp. 229–258. [https://doi.org/10.1016/0012-8252\(96\)00008-6](https://doi.org/10.1016/0012-8252(96)00008-6)
- Verard C. (2019). Plate tectonic modelling: Review and perspectives. *Geological Magazine*, 156(2), pp. 208–241. <https://doi.org/10.1017/S0016756817001030>
- Visser W. (1991). Burial and thermal history of Proterozoic source rocks in Oman. *Precambrian Research*, 54, pp. 15–36. [https://doi.org/10.1016/0301-9268\(91\)90066-J](https://doi.org/10.1016/0301-9268(91)90066-J)
- Vries B., Pryer L., Fry N. (2008). Evolution of Neoproterozoic and Proterozoic basins of Australia. *Precambrian Research*, 166, pp. 39–53. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2008.01.005>
- Walter M.R., Veevers J.J., Calver C.R., Grey K. (1995). Neoproterozoic stratigraphy of the Centralian Superbasin, Australia. *Precambrian Research* 73, pp. 173–195. [https://doi.org/10.1016/0301-9268\(94\)00077-5](https://doi.org/10.1016/0301-9268(94)00077-5)
- Wiley B.N., Rauzi S.L., Cook D.A., Clifton E.H., Kuo L.-C., Moser J.A. (1998). Geologic Description, Sampling, Petroleum Potential, and Depositional Environment of the Chuar Group, Grand Canyon, Arizona. *Arizona Geological Survey*, 94 p.
- Xianzheng Z., Fengming J., Zhouqi C., Chunyuan H., Jianhui Z., Quan W., Kai G. (2012). Types of subtle buried-hill oil reservoirs and their accumulation simulation in Jizhong Depression, Bohai Bay Basin. *Petrol. Explor. Develop.*, 39(2), pp. 147–154. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(12\)60027-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(12)60027-5)
- Xiao S., Kaufman A. (2006). Neoproterozoic Geobiology and Paleobiology. Springer, 302 p. <https://doi.org/10.1007/1-4020-5202-2>
- Yang F., Zhou X., Hu Y., Yang X., Yang K. (2022). Neoproterozoic extensional basins and its control on the distribution of hydrocarbon source rocks in the Yangtze Craton, South China. *Geosystems and Geoenvironment*. <https://doi.org/10.1016/j.geogeo.2021.10.015>
- Zhao W., Hu S., Wang Z., Zhang S., Wang T. (2018). Petroleum geological conditions and exploration importance of Proterozoic to Cambrian in China. *Petroleum Exploration and Development*, 45(1), pp. 1–14. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(18\)30001-6](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(18)30001-6)
- Zhilong H., Baoshun Z., Qingchun J., Songpo W., Bo L. (2008). Petroleum systems of the Taoudeni Basin, West Africa. *Pet. Sci.*, 5, pp. 24–30. <https://doi.org/10.1007/s12182-008-0004-6>
- Zhua G.-Y., Lia T.-T., Zhao K., Zhanga Z.-Y., et al. (2019). Excellent source rocks discovered in the Cryogenian interglacial deposits in South China: Geology, geochemistry, and hydrocarbon potential. *Precambrian Research*, 333, 105455. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2019.105455>
- Zou C., Du J., Xu C., Wang Z., Zhang B., Wei G., Wang T., Yao G., Deng S., Liu J., et al. (2014). *Petroleum exploration and development*, 41(3), pp. 306–325. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(14\)60036-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(14)60036-7)

About the Authors

Ksenia A. Sitar – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Boris V. Georgievskiy – PhD (Geology and Mineralogy), geologist, Zarubezhneft

bld. 1, 9/1/1 Armianskiy lane, Moscow, 101990, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 16 March 2022;

Accepted 25 April 2022; Published 16 May 2022

Геологическое строение, условия формирования, нефтегазоносность отложений венда и кембрия Лено-Тунгусского бассейна

Н.И. Коробова*, Е.Е. Карнюшина, Н.С. Шевчук, С.В. Фролов, Е.А. Бакай, Г.Г. Ахманов
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В настоящее время в венд-кембрийском комплексе Лено-Тунгусского бассейна известны несколько десятков месторождений углеводородов, что явно не исчерпывает его потенциал. На открытие новых залежей нефти и газа позволяют надеяться разнопостроенный значительный стратиграфический интервал комплекса, его толщины (до 3000 м), благоприятные нефтегеологические свойства, заложившиеся в седиментогенезе, а именно наличие нефтематеринских, коллекторских и флюидоизолирующих отложений.

Седиментологические исследования венд-кембрийского комплекса, выполненные по сети опорных литологических разрезов скважин, а также выходов на дневную поверхность, позволили создать серию схематических карт обстановок осадконакопления в масштабе 1:5000000 для шести временных интервалов (непского, тирского, даниловского, томмотско-раннеатдабанского, ботомско-амгинского и позднекембрийского). Рассмотрена эволюция седиментогенеза венд-кембрийского комплекса, и дана оценка его нефтегеологических свойств, которые в первую очередь связаны с различными обстановками осадконакопления.

Ключевые слова: Лено-Тунгусский бассейн, венд-кембрий комплекс, обстановки осадконакопления

Для цитирования: Коробова Н.И., Карнюшина Е.Е., Шевчук Н.С., Фролов С.В., Бакай Е.А., Ахманов Г.Г. (2022). Геологическое строение, условия формирования, нефтегазоносность отложений венда и кембрия Лено-Тунгусского бассейна. *Георесурсы*, 24(2), с. 60–74. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.9>

Введение

Данная работа посвящена изучению условий формирования осадочных бассейнов и углеводородных систем в их пределах, основу исследования которых заложили Н.Б. Вассоевич и И.В. Высоцкий.

Отложения венда и кембрия на Сибирской платформе образуют единую мощную последовательность вначале терригенных, а затем в преобладающей части карбонатных пород. Граница между этими двумя системами согласная и литологически зачастую трудно различима даже в обнажениях. Поэтому вполне уместно говорить о едином вендско-кембрийском осадочно-породном комплексе.

Вендско-кембрийские отложения являются важнейшим компонентом разреза Лено-Тунгусского бассейна (рис. 1). Они имеют наибольшее площадное распространение из всех комплексов осадочного чехла, значительную мощность и максимальный объем выполнения. Кроме того, резервуары кембрия и особенно венда доминируют в этом бассейне по запасам нефти и газа.

Первым этапом формирования осадочного чехла на платформе был рифейский (от 1650 до 1000–850 млн лет). В течение этого этапа на рассматриваемой территории сформировалась система впадин, чья конфигурация сильно отличалась от контуров более молодых палеозойских структур. Они выполнены мощными (по геофизическим данным

до 4,0–4,5 км, возможно, более) последовательностями терригенных и карбонатных пород, накопившихся, по всей видимости, в течение нескольких циклов седиментации, разделенных перерывами. Возможно, эти впадины принадлежали разным палеобассейнам, не только разделенным территориально, но и асинхронным (Frolov et al., 2011).

Генезис этих палеобассейнов не совсем понятен. Преобладающей является точка зрения об их рифтовой (или эпирифтовой) природе (например, Sokolov et al., 1992). Однако четких признаков рифтинга (грабенообразная форма, листрические сбросы, блоки вращения) на региональных сейсмопрофилях не видно.

Рифейский этап развития закончился региональным подъемом, эрозией и перестройкой структурного плана в интервале примерно 850–630 млн лет (байкальская фаза складчатости) (Nikishin et al., 2010). Причиной этого служили коллизионные события на западной, южной и, возможно, северной окраинах Сибирского палеоконтинета. Амплитуда предвендского размыва в некоторых местах (например, на Туруханском поднятии) могла достигать 3 и более км (Sokolov et al., 1992; Frolov et al., 2015).

Собственно, венд-кембрийское время является частью второго крупного этапа развития Лено-Тунгусского бассейна – вендско-раннекаменноугольного (от 650–620 до 320 млн лет). По всей видимости, уже в самом начале этапа, заложившись наиболее крупные элементы Сибирской платформы, такие как Анабарская, Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы, Курейская и Присяяно-Енисейская синеклизы. Об этом свидетельствует распределение толщин вендских отложений: максимальное в упомянутых впадинах и минимальное на поднятиях (рис. 2).

* Ответственный автор: Наталия Ивановна Коробова
e-mail: nataliya.korobova54@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

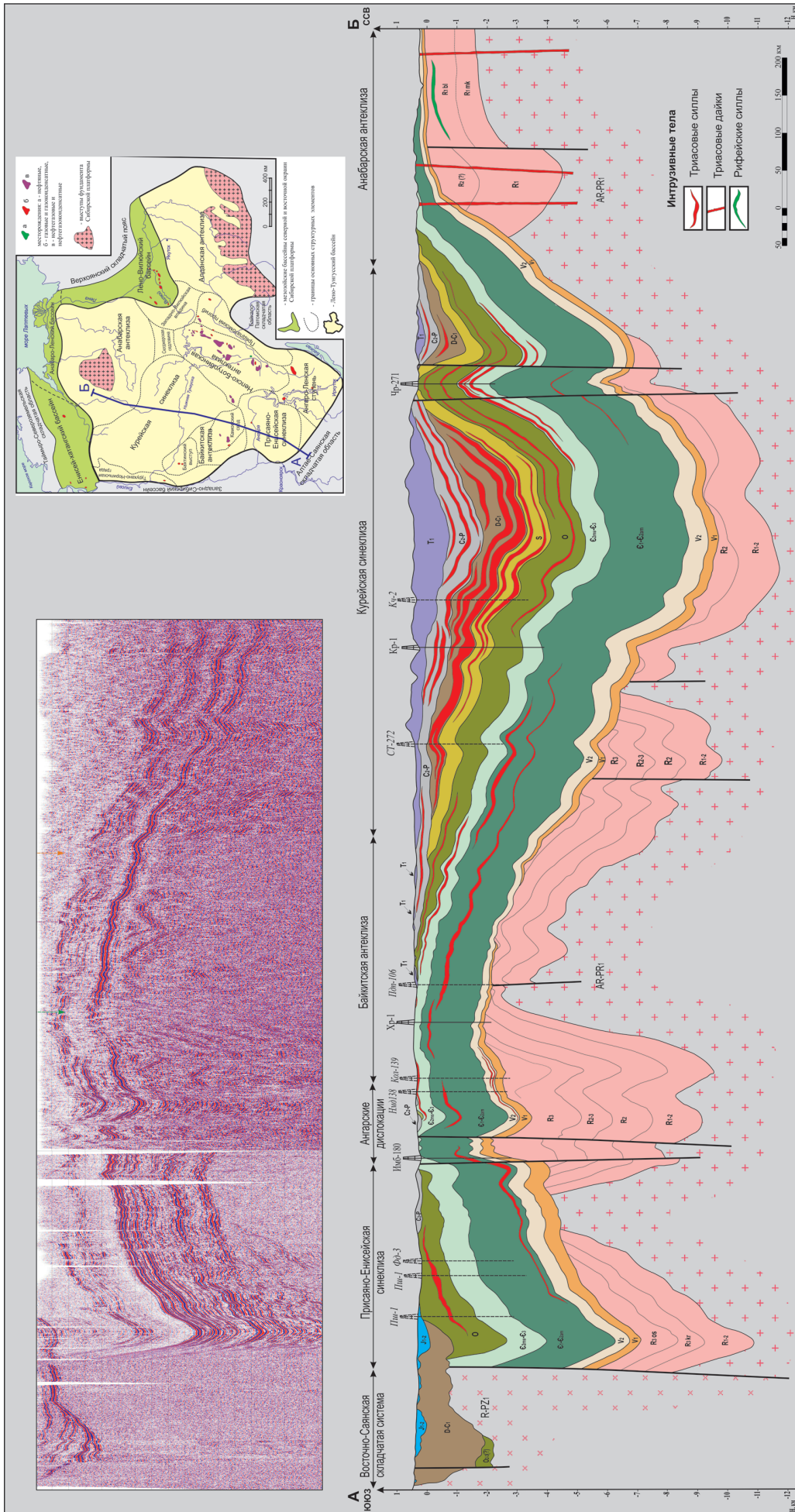


Рис. 1. Южная и центральная части регионального профиля «Алтай-Северная Земля» (по Вальчак и др., 2008) (вверху); профильный разрез по линии АБ (по Frolov et al., 2011 с изменениями)

Осадочный бассейн заполнялся неравномерно. Базальные, терригенные толщи тяготели к депрессионным областям, отсутствуя на сводах антеклиз.

Поздневендские карбонатные отложения в рассматриваемом регионе распространены уже практически повсеместно. Максимум своего развития бассейн седиментации достиг в кембрийское время. Резко доминировала карбонатная седиментация, при этом условия были весьма различными. Наиболее глубоким море было близ восточной, северной и юго-восточной окраин континента, а в центральной и юго-западной частях платформы преобладала мелководная седиментация.

Несмотря на то, что кембрийские отложения характеризуются в целом довольно выдержанной толщиной, как и в венде отмечается некоторое их увеличение в сторону центральных частей Курейской синеклизы. С позднего кембрия бассейн осадконакопления постепенно уменьшался в размерах, вплоть до регионального подъема и размыва в конце турнейского века.

На третьем этапе, в среднекаменноугольно-пермское

время сформировался огромный (более миллиона квадратных километров) Тунгусский бассейн, наложенный на самые разные структурные элементы Сибирской платформы: Курейскую и Ангаро-Ленскую синеклизы, прилегающие склоны Байкитской и Непско-Ботубинской антеклиз. Бассейн выполнен терригенными угленосными комплексами толщиной до 1–3 км. Формирование Тунгусского бассейна было в целом синхронно коллизионным событиям в Западной Сибири и на Таймыре (Nikishin et al., 2010).

Четвертый этап развития рассматриваемого региона характеризуется крупным магматическим событием. Около 250 млн лет назад на рубеже перми и триаса на площади до 5 млн кв. км (Reichov et al., 2009) в Восточной и, возможно, в Западной Сибири проявился трапповый магматизм с образованием туфо-лавовых толщ общей толщиной до 1–3 км (на севере Курейской синеклизы), а также внедрением многочисленных силлов, даек и других типов интрузивных тел. Считается, что длительность основной фазы магматизма не превышала 1 млн лет.

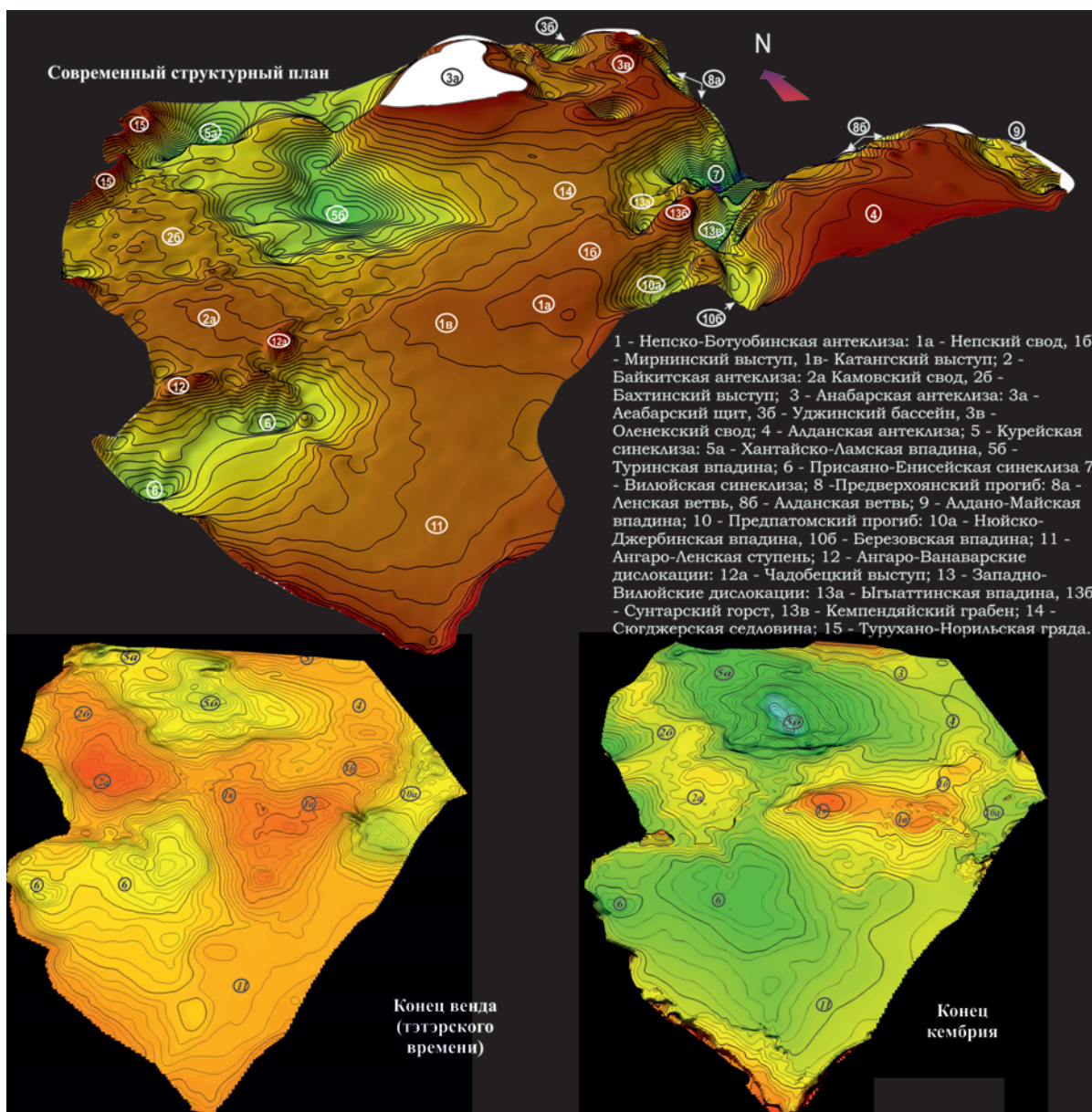


Рис. 2. Структурная схема Лено-Тунгусского бассейна по подошве вендских отложений (вверху) и палеоструктурные схемы по подошве венда на конец вендского и кембрийского времени (внизу)

Пятый, мезозой-кайнозойский этап отличался подъемом территории и практически повсеместным прекращением осадконакопления. Исключением могут служить, пожалуй, только ранняя и среднеюрская эпохи, когда на юге и юго-востоке Сибирской платформы накапливались маломощные континентальные отложения. Наиболее активно территория Восточной Сибири воздымалась в среднем-позднем триасе, синхронно сжатию и орогению на Урале, Тянь-Шане, Новой Земле, а также в неокоме, когда с Сибирской платформы сносились огромные массы обломочного материала в Западно-Сибирский и Енисей-Хатангский бассейны. Активное поднятие Тунгусского бассейна с амплитудой более 0,5–1,0 км отмечалось и в новейшее (с олигоцена) время.

Обстановки осадконакопления венда и кембрия

Исследования базировались на создании опорных разрезов, а также выделении литолого-фациальных комплексов (литофаций) в вендско-кембрийских толщах. Литофации выделены по соотношению в них основных типов пород с определением их генетических признаков. Реконструкция условий осадконакопления выполнена на основе выделения отложений, накопившихся в различных гидродинамических обстановках. По комплексу признаков выделены аллювиальные, лагунные, эвапоритовые, приливно-отливные и морские отложения. Нерасчлененный комплекс отложений субаэрального, лагунного, приливно-отливного (литорального) осадконакопления совместно образуют переходную зону. При этом для морских отложений, формировавшихся на шельфе, использована терминология, принятая многими исследователями в отечественной геоморфологии и морской геологии (Долотов, 1989; Павлидис, Щербаков, 1995).

К мелководной отнесена зона волновой аккумуляции на подводном береговом склоне. Глубоководный и средний шельф располагались в пределах распространения отложений с признаками неволновой аккумуляции осадков. Такую последовательность смены обстановок, реконструируемых в вертикальных разрезах, неизбежно приходится обобщать при построении схем для значительных отрезков геологического времени. К особенностям литофаций относятся органогенные постройки (установленные и предполагаемые), которые вынесены на схемы обстановок осадконакопления знаком. Отдельно следует отметить, что наиболее крупные рифовые органогенные постройки располагались в периферийной зоне мелководья на границе с шельфом, что характерно для модели, окаймленной карбонатной платформой.

Для реконструкции обстановок седиментации венда и кембрия использованы результаты авторского изучения естественных обнажений и образцов керна, обобщены доступные данные, материалы ученых научно-исследовательских и научно-производственных организаций. Общие и частные вопросы по рассматриваемой теме обсуждаются в следующих публикациях (Кузнецов, 2000; Мельников и др., 2005; Мельников, 2009; Сухов и др., 2016; Постникова, 2008; Фролов и др., 2014; Карнюшина и др., 2015; Губин, Тарасенко, 2018).

Венд. Вендская седиментация на Сибирской платформе началась в **непское время** и происходила в ее

центральной части (*Байкитская и Непско-Ботубинская антеклизы*), на юге (*Ангаро-Ленская и Присаянская синеклизы*) и на востоке (*Березовская впадина и Патомский передовой прогиб*). Вероятно, отложения этого возраста присутствуют и в центральных частях Курейской синеклизы. Данные сейсморазведки показывают, что в северном направлении от Байкитской антеклизы к депоцентру Курейской синеклизы вендский сейсмокомплекс значительно увеличивается во «временной толщине», а затем опять сокращается в несколько раз на склонах Анабарской антеклизы. При этом основной прирост толщин приходится на нижние части сейсмокомплекса, что можно интерпретировать как появления в депоцентре синеклизы терригенного нижнего венда (Фролов и др., 2013).

Области сноса осадочного материала располагались как в обрамлении, так и во внутренних частях бассейна. Обширная суша находилась на севере Сибирской платформы, поэтому в пределах *Анабарской антеклизы*, частично *Сюгджерской седловины* и *Турухано-Норильской гряды* осадконакопление в непское время отсутствовало. Во внутренних частях бассейна области сноса осадочного материала в непское время окаймлялись континентальной, а далее приливно-отливной зоной осадконакопления, сменявшейся мелководьем. На юго-востоке Сибирской платформы мелководье граничило с шельфом (рис. 3а).

В непское время северная часть *Байкитской антеклизы* представляла сушу, к которой с юга примыкала прибрежная равнина, и в ее пределах располагался выступ довендских отложений. Выступ обрамлялся аллювиальными, а на северо-западе и делювиально-пролювиальными зонами седиментации.

Система поднятий, ориентированная с юго-запада на северо-восток, протянулась цепочкой в центральной части *Непско-Ботубинской антеклизы*. Выступы архейского фундамента, как и на территории Байкитской антеклизы, были окаймлены комплексами делювиально-пролювиальных и аллювиальных отложений, которые по мере удаления от выступов фундамента сменялись отложениями прибрежной равнины с признаками приливно-отливной седиментации, а далее на северо-восток и юго-восток – мелководьем (рис. 4).

На территории *Предпатомского прогиба* и *Березовской впадины* в непское время существовала область мелководья, которая на северо-западе замещалась приливно-отливными, а на юге шельфовыми обстановками осадконакопления. Область отсутствия отложений установлена на востоке в пределах Алданской антеклизы.

В южной части Сибирской платформы (*Ангаро-Ленская и Присаянская синеклизы*) находилось мелководное море, окруженное по периферии прибрежной равниной, временами заливаемой морем, которая, в свою очередь, обрамлялась узкой полосой континентального осадконакопления, располагавшейся на юго-западном и южном окончании Ангаро-Ленской синеклизы.

В **тирское время** мелководье опоясывало север, восток и частично юг платформы, а в его пределах присутствовали многочисленные биогенные постройки. На юго-востоке находился солеродный бассейн, а на западе и в центральной части – приливно-отливные равнины, в пределах которых сохранялись области сноса обломочного материала (рис. 3б).

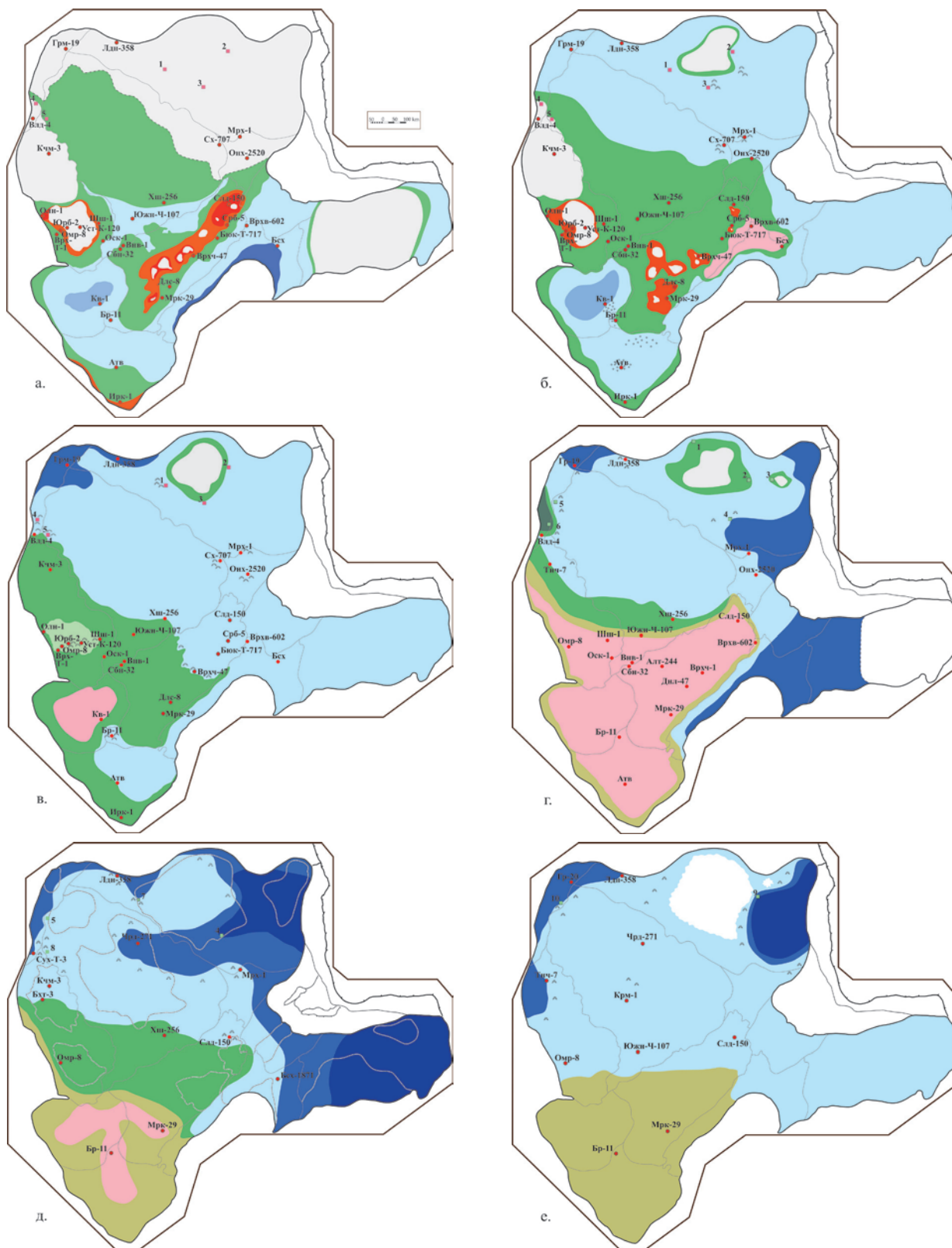
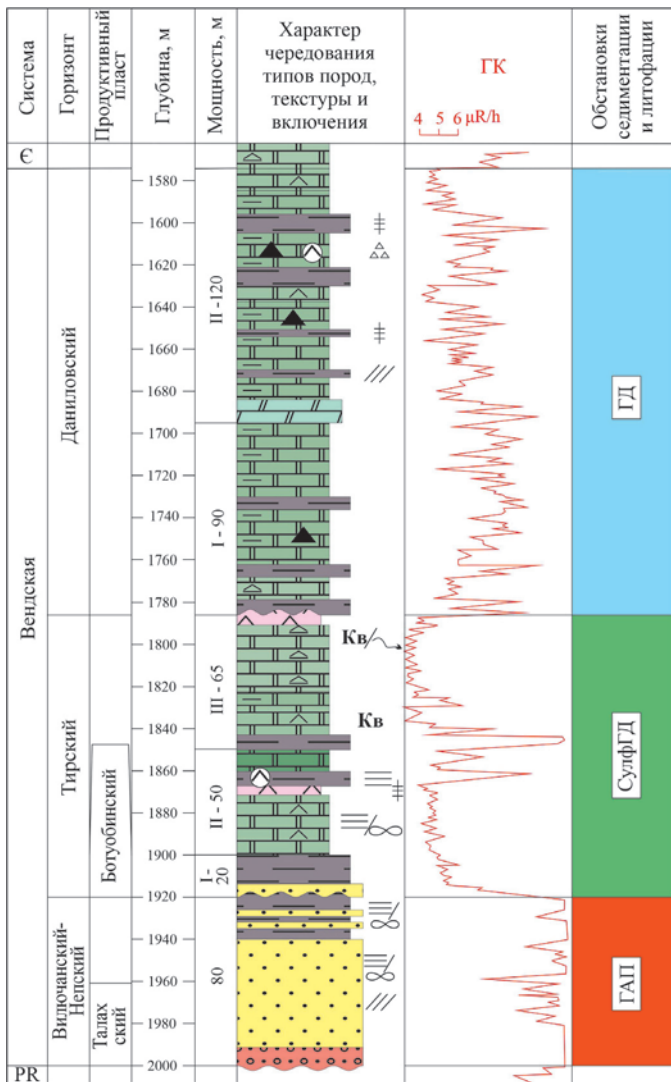


Рис. 3. Схемы обстановок осадконакопления в: а – непское; б – тирское; в – даниловское; г – томмотско-раннеатдабанское; д – ботомско-амгинское; е – позднекембрийское время. Условные обозначения на рис. 4. Скважины: Алт-244 – Алтыбская-244; Атв – Атовская площадь; Бхт-3 – Бахтинская-3; Бр-11 – Братская-11; Бсх – Бысахтапская площадь; Бсх-1871 – Бысахтапская-1871; Бюк-Т-717 – Бюк-Танарская-717; Внв-1 – Ванаварская-1; Врхв-602 – Верхневилочанская-602; Врх-Т-1 – Верхне-Тохомская-1; Врхч-1 – Верхнечонская-150; Врхч-47 – Верхнечонская-47; Вл-4 – Володинская-4; Гр-19 – Гремякинская-19; Гр-20 – Гремякинская-20; Длн-47 – Даниловская-47; Длс-8 – Дюлимская-8; Ирк-1 – Иркутская-1; Крм-1 – Кирамкинская-1; Кв-1 – Ковинская-1; Кчм-3 – Кочумдэская-3; Лд-358 – Леданская; Мрк-29 – Марковская-29; Мрх-1 – Мархинская-1; Олн-1 – Оленчёминская-1; Омр-8 – Омринская-8; Онх-2520 – Онхойдохская-2520; Оск-1 – Оскобинская-1; Сбн-32 – Собинская-32; Сх-707 – Сохолохская-707; Срб-5 – Среднеботубинская-5; Сух-Т-3 – Сухо-Тунгуская-3; Слд-150 – Стольдюкарская-150; Тнч-7 – Таначинская-7; Уст-К-120 – Усть-Камовская-120; Хи-256 – Хошонская-256; Чрд-271 – Чирдинская-271; Ши-1 – Шушукская-1; Южн-Ч-107 – Южно-Чуньская-1074; Юрб-2 – Юрубченская-2. Обнажения венда: 1 – правый берег реки Котуй; 2 – долина рр. Улохан-Хос-Юрх и Огоннер-Юрже; 3 – бассейн рр. Арылах и Кубунку; 4 – долина р. Каменная; 5 – долина р. Ниж. Тунгуска. Обнажения кембрия: 1 – бассейн р. Фомич; 2 – долина р. Небайбыт; 3 – долина р. Уджа; 4 – бассейн р. Арга-Сала; 5 – долина р. Сухариха; 6 – долина рр. Сухая и Ниж. Тунгуска; 7 – бассейн р. Маймеча; 8 – бассейн р. Ниж. Тунгуска; 9 – долина р. Малая Куонамка; 10 – бассейн р. Куломбе.



Обширная зона мелководья в тирское время приурочена к территории *Анабарской антеклизы и Сюгджерской седловины*, здесь получили широкое распространение многочисленные биогенные постройки. Кроме того, биогенные постройки располагались по периферии Анабарской островной суши, а также в центральной части Сюгджерской седловины и у ее восточных и северных границ (рис. 5). В это же время на большей части *Курейской синеклизы* и в южной части *Турухано-Норильского поднятия* располагалась прибрежная равнина, временами заливаемая морем, которая севернее сменялась областью мелководного осадконакопления. С этой областью также связаны биогенные постройки.

Литофациальный план *Байкитской антеклизы* в тирское время в основных чертах сохранился. Основное отличие от предыдущего этапа осадконакопления проявилось в сокращении площади поднятия, в обрамлении которого накапливались континентальные отложения. Большая часть территории *Непско-Ботубинской антеклизы* была занята отложениями прибрежной равнины, в пределах которой, в южной и северной частях, продолжают существовать выступы архейского фундамента. К этим выступам приурочены зоны континентального осадконакопления. На юго-востоке антеклизы выделяется узкая полоса мелководья. Вероятно, на востоке и северо-востоке Непско-Ботубинской антеклизы существовал солеродный бассейн, о чем свидетельствуют сульфатно-соленосно-доломитовые отложения эвапоритового водоема, установленные на Верхне-Вилочанской площади, расположенной в северо-западной части *Патомского передового прогиба*. Центральная часть эвапоритового бассейна локализована на юге Березовской впадины. В северо-восточном, восточном и юго-восточном направлениях отложения солеродного бассейна сменялись

Типы пород

- Соли
- Ангидриты
- Доломиты ангидритово-глинистые
- Доломиты глинистые
- Доломиты алевритовые
- Доломиты песчаные
- Доломиты строматолитовые
- Доломиты водорослевые
- Доломиты онколитовые
- Доломиты хомогенные
- Известняки органогенно-обломочные
- Известняки строматолитовые
- Известняки водорослевые
- Известняки микритовые
- Известняки глинистые
- Известняки алевритовые
- Мергели
- Глины
- Алевриты глинистые
- Алевриты песчаные
- Песчаники
- Гравелиты
- Породы фундамента
- Магматические породы

Текстура

- Массивная
- Горизонтальная
- Линзовидная
- Косоволнистая
- Косая
- Косолинзовидная
- Пятнистая
- Бiotурбированная
- Оползание
- Брекчированная
- Трещиноватая
- Стилолиты
- Кавернозная

Минерализация

- Доломитизация
- Карбонатизация
- Окремнение
- Сульфатизация
- Засолонение

Включения

- Минеральные
- Пирит
- Битум
- Нефть
- Органические
- Трилобиты

Обстановки седиментации

- Суша
- Пролувиальных конусов выноса
- Аллювиальные
- Эвапоритовые
- Лагунные
- Переходные
- Приливно-отливные
- Локальных отмелей
- Мелководного шельфа
- Впадин в пределах мелководного шельфа
- Шельфа
- Относительно глубоководного шельфа

Другое

- Песчаные отмели
- Органогенные постройки, в том числе рифы

Границы

- Ровная
- Неровная

Литофации

- ГрАП Гурбообломочно-алевро-песчаная
- АП Алевро-песчаная
- ГАП Глинисто-алевро-песчаная
- Д Доломитовая
- Дбио Доломитовая с постройками
- ИД Известняково-доломитовая
- ИДбио Известняково-доломитовая с постройками
- МИД Мергельно-известняково-доломитовая
- МИДбио Мергельно-известняково-доломитовая с постройками
- МД Мергельно-доломитовая
- ГД Глинисто-доломитовая
- СулфД Сульфатно-доломитовая
- ГСулфД Глинисто-сульфатно-доломитовая
- СулфГД Сульфатно-глинисто-доломитовая
- СД Соленосно-доломитовая
- ДС Доломитово-соленосная
- ГДС Глинисто-доломитово-соленосная
- ИДС Известняково-доломитово-соленосная
- ДИБит Доломитово-известняковая битумонасыщенная
- ДИБио Доломитово-известняковая с постройками
- ИБио Известняковая с постройками
- ИДМ Известняково-доломитово-мергельная
- АМ Алевритово-мергельная
- ТерКарб Терригенно-карбонатная

Рис. 4. Сводный литологический разрез вендских отложений скв. Среднеботубинская-5

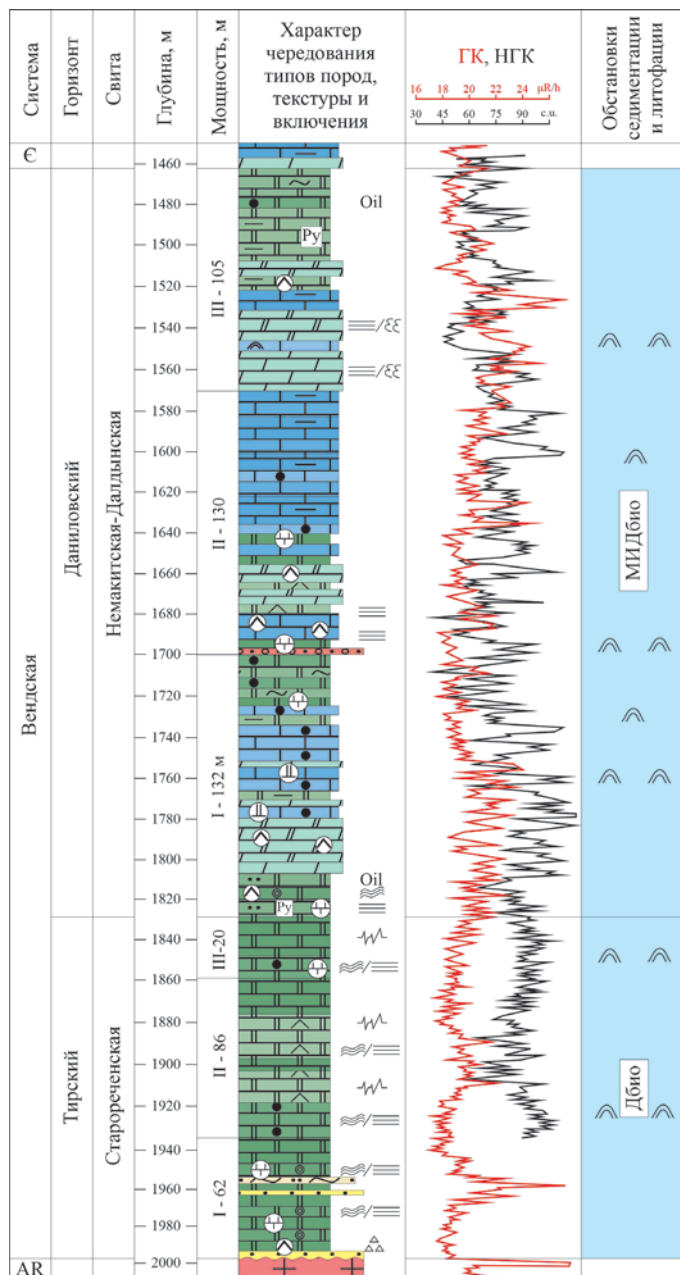


Рис. 5. Литологический разрез вендских отложений скв. Мархинская-1. Условные обозначения на рис. 4.

отложениями приливно-отливной равнины и мелководья.

В тирское время на большей части *Ангаро-Ленской* и *Присяянской синеклиз* существовало мелководное море, где на отмелях сформировались песчаные отложения парфеновского продуктивного горизонта (рис. 6), а в центральной части Присяяно-Енисейской синеклизы обособилась внутришельфовая впадина. По периферии мелководного бассейна продолжала существовать полоса приливно-отливной седиментации.

Даниловское время ознаменовалось значительным расширением мелководья, в пределах которого располагались многочисленные биогенные постройки. На северо-западе Сибирской платформы в это время находился относительно глубоководный шельф, а на юге – обширная приливно-отливная равнина, в пределах которой возник солеродный бассейн (рис. 3в).

В это время на территории *Анабарской антеклизы* и *Сюдджерской седловины* продолжала существовать

область мелководного осадконакопления, с обособившимися, еще в тирское время, участками формирования биогенных построек. Такие постройки описаны на правом берегу р. Котуй (Фролов и др., 2014). На севере антеклизы располагалась Анабарская островная суша, обрамленная прибрежной равниной, периодически заливаемой морем.

Отложения зоны шельфа встречены на северо-востоке Анабарской синеклизы и связаны с ингрессией моря. Этот комплекс отложений описан в разрезе скв. Ледяная-358 (рис. 7).

В пределах *Курейской синеклизы* и южной части *Турухано-Норильской зоны поднятий* также располагалась область мелководья с биогенными постройками, а отложения шельфа приурочены к крайней северо-западной части синеклизы и северной части Турухано-Норильской зоны поднятий.

Вся территория *Байкитской антеклизы* в даниловское время была занята прибрежной равниной, на юге же обособлялась отмельная зона (рис. 8), к которой в том числе приурочены строматолитовые постройки. С юго-запада на северо-восток в пределах *Непско-Ботубинской антеклизы* приливно-отливные отложения сменяются мелководными. К границе этих двух фациальных зон приурочены биогенные постройки.

На территории *Березовской впадины* и *Патомского передового прогиба* к началу даниловского этапа осадконакопления тирский солеродный бассейн прекратил свое развитие, и здесь сформировался обширный мелководный бассейн. В это время отмечается сокращение области мелководного осадконакопления на территории *Ангаро-Ленской синеклизы*, а в пределах *Присяяно-Енисейской синеклизы* обособился солеродный бассейн.

Кембрий. В *томмотско-раннеатдабанском временном интервале* в пределах северной половины территории находилось карбонатное мелководье с органическими постройками. Оно обрамлялось шельфом на северо-западе и востоке. Анабарский и Оленекский своды представляли собой острова. На западе и юге мелководье прерывисто обрамляла приливно-отливная полоса, которая на западе граничила с лагуной. Южная половина территории принадлежала эвапоритовому бассейну, окруженному зоной переходной седиментации, которая восточнее сменялась мелководьем и затем шельфом (рис. 3г).

В томмотско-раннеатдабанское время территория *Анабарской антеклизы* находилась преимущественно в зоне карбонатного мелководья, по периферии которого нередко встречались органические постройки (рис. 9). Анабарский и Оленекский острова обрамлялись терригенно-карбонатными осадками приливно-отливной зоны.

К юго-востоку от Анабарской суши располагалась мелководная шельфовая зона, где распространялась доломитово-известняковая битумонасыщенная литофация (рис. 10). Описание этой литофации приводится в публикации (Фролов и др., 2014). По западной и восточной периферии антеклизы мелководье граничило с шельфом глауконит- и фосфорит-содержащего карбонатообразования, о чем свидетельствует строение разреза скв. Мархинская-1 (Фролов и др., 2014).

Северо-запад территории входил в зону фосфатно-карбонатного шельфа, граничащего с мелководьем, которое

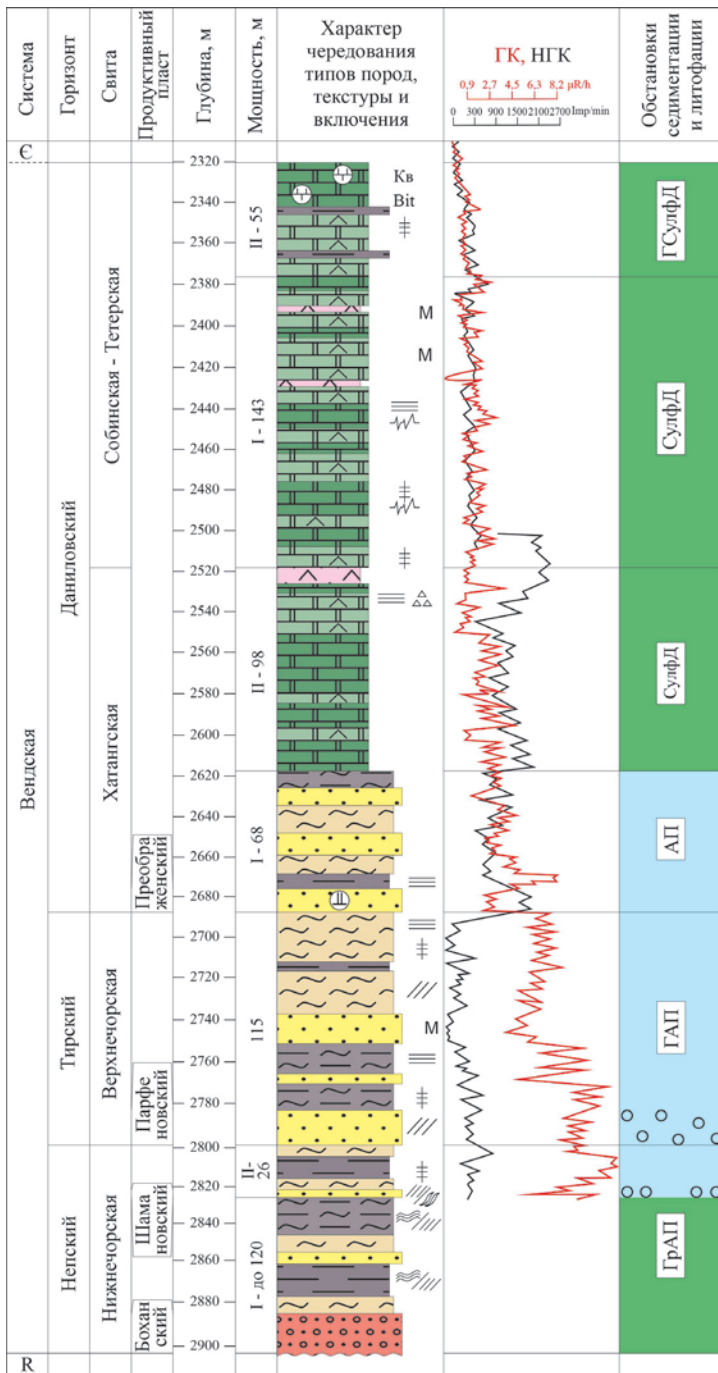


Рис. 6. Сводный литологический разрез вендских отложений Атовской площади. Условные обозначения на рис. 4.

простиралось в пределы Турухано-Норильской гряды до бассейна реки Сухариха и охватывало Курейскую синеклизу до широты расположения скважины Хошонская-256. На западе мелководье с органогенными постройками было ограничено приливно-отливной полосой, которая далее сменялась лагуной, где осаждались доломиты и чередующиеся с ними ангидриты. Более широкая приливно-отливная полоса с признаками эвапоритовой седиментации ограничивала Курейскую синеклизу с юга (рис. 11), сменяясь далее зоной перехода к северной окраине эвапоритового бассейна.

В раннеусольское время большую северную часть Байкитской антеклизы занимала приливно-отливная зона, южнее которой располагался бассейн эвапоритовой седиментации. Изменение относительного уровня моря

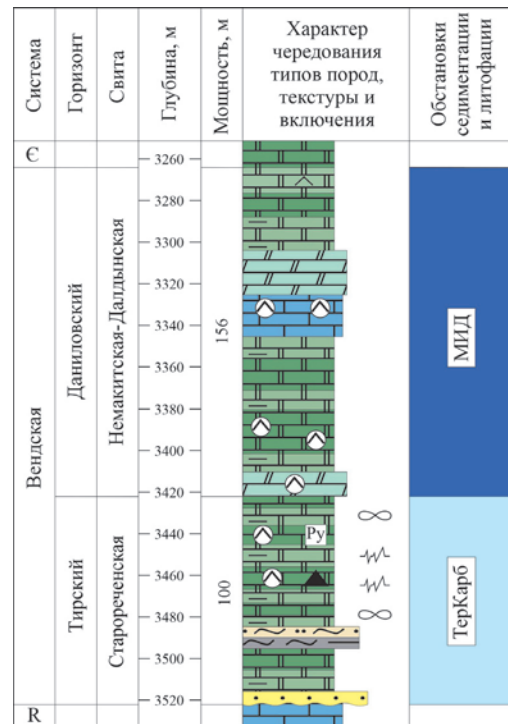


Рис. 7. Литологический разрез вендских отложений скв. Лебянская-358. Условные обозначения на рис. 4.

в осинское время привело к погружению антеклизы под воды карбонатного мелководья, в пределах которого располагались многочисленные органогенные постройки (рис. 12). Приливно-отливная полоса занимала незначительную площадь на севере территории. Позднеусольское время ознаменовалось сокращением мелководья, которое располагалось на северо-востоке, сменяясь северо-западнее и южнее обширной приливно-отливной зоной и далее эвапоритовым бассейном.

В раннеусольское время значительная центральная и северо-восточная часть Непско-Ботуобинской антеклизы была занята мелководьем с органогенными постройками.

Западнее располагался бассейн эвапоритовой доломитово-соленосной и соленосно-доломитовой седиментации, отделенный от мелководья переходной зоной. В среднеусольское (осинское) время на юго-востоке антеклизы находился шельф. Его граница с мелководьем, маркированная доломитово-известняковыми и известняково-доломитовыми литофациями с органогенными постройками, протягивалась несколько южнее широты расположения скважины Сюльдюкарская-1 до района скважины Марковская-29. В позднеусольское время практически вся рассматриваемая территория была занята эвапоритовым бассейном. Лишь вдоль северного и юго-восточного склонов антеклизы протягивалась полоса зоны переходной седиментации.

В раннебилирское время в пределах Березовской впадины и Патомского передового прогиба располагался шельф, охарактеризованный глинисто-доломитовой литофацией (рис. 13).

Вблизи южного замыкания прогиба предполагается граница шельфа с мелководьем. В позднебилирское

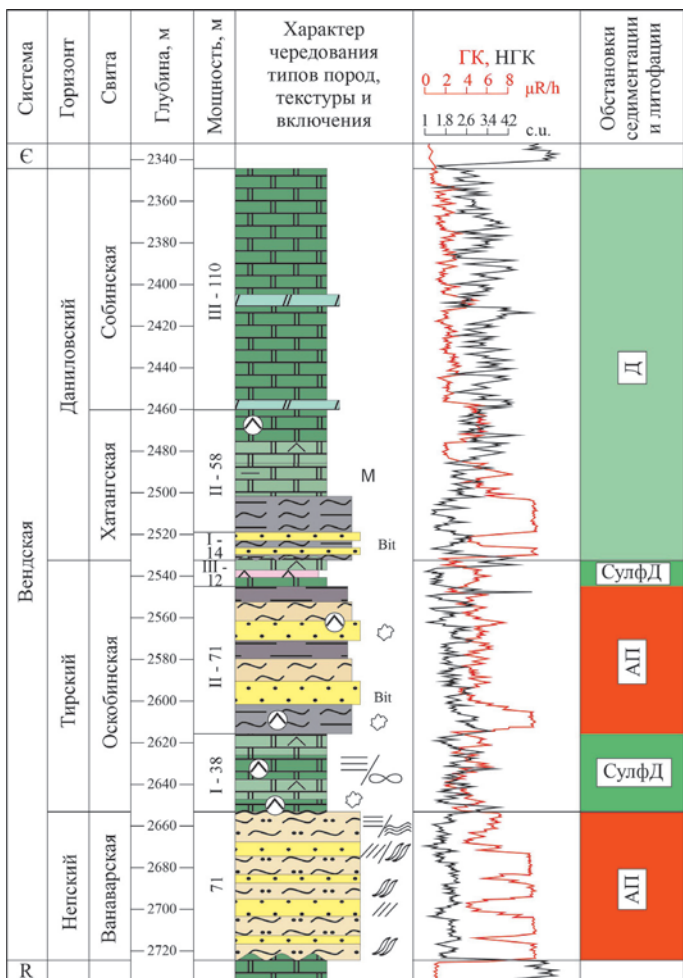


Рис. 8. Литологический разрез ведских отложений скв. Омуринская-8. Условные обозначения на рис. 4.

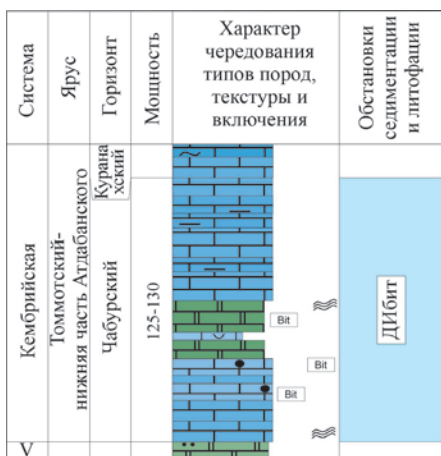


Рис. 9. Литологический разрез томмотских и нижней части атабанских отложений. Условные обозначения на рис. 4.

время шельф сократился и, гранича с карбонатным мелководьем, протягивался вдоль юго-восточной границы Патомского прогиба. Вблизи южного замыкания прогиба мелководье оконтуривалось переходной зоной. В конце томмотско-раннеатабанского временного интервала (сыгдахско-эльгянское время) бассейны эвапоритовой седиментации были типичны для юга Сибирской платформы.

В томмотско-раннеатабанском времени на всей территории *Ангаро-Ленской* и *Присяянской синеклиз* находился оконтуренный зоной переходной седиментации

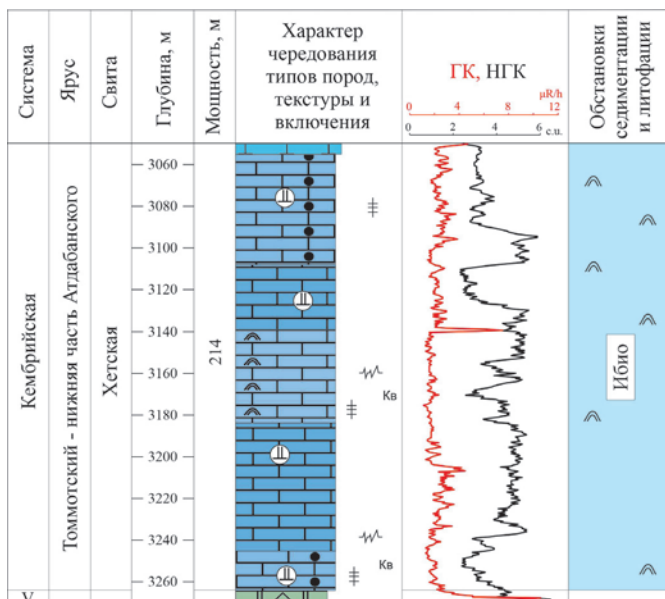


Рис. 10. Литологический разрез томмотских и нижней части атабанских отложений обн. бассейна р. Арга-Сала. Условные обозначения на рис. 4.

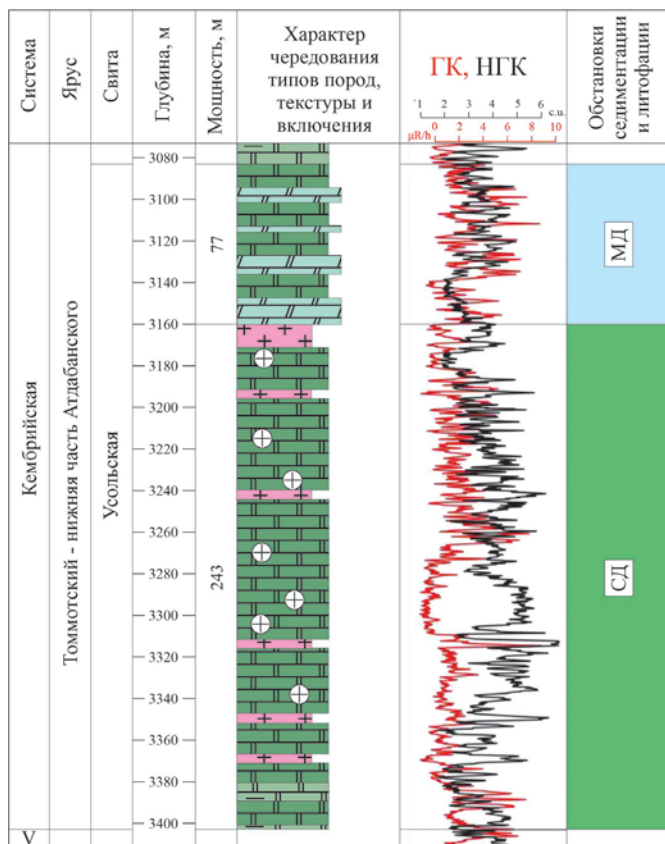


Рис. 11. Литологический разрез томмотских и нижней части атабанских отложений скв. Хошонская-256. Условные обозначения на рис. 4.

эвапоритовый бассейн, о чем свидетельствуют сформировавшиеся здесь доломитово-соленосная и соленосно-доломитовая литофации (рис. 14).

В **ботомско-амгинское время** в целом сохранялась широтная зональность обстановок седиментации. Основные изменения, связанные с повышением уровня моря, проявились на севере бассейна в виде изменения

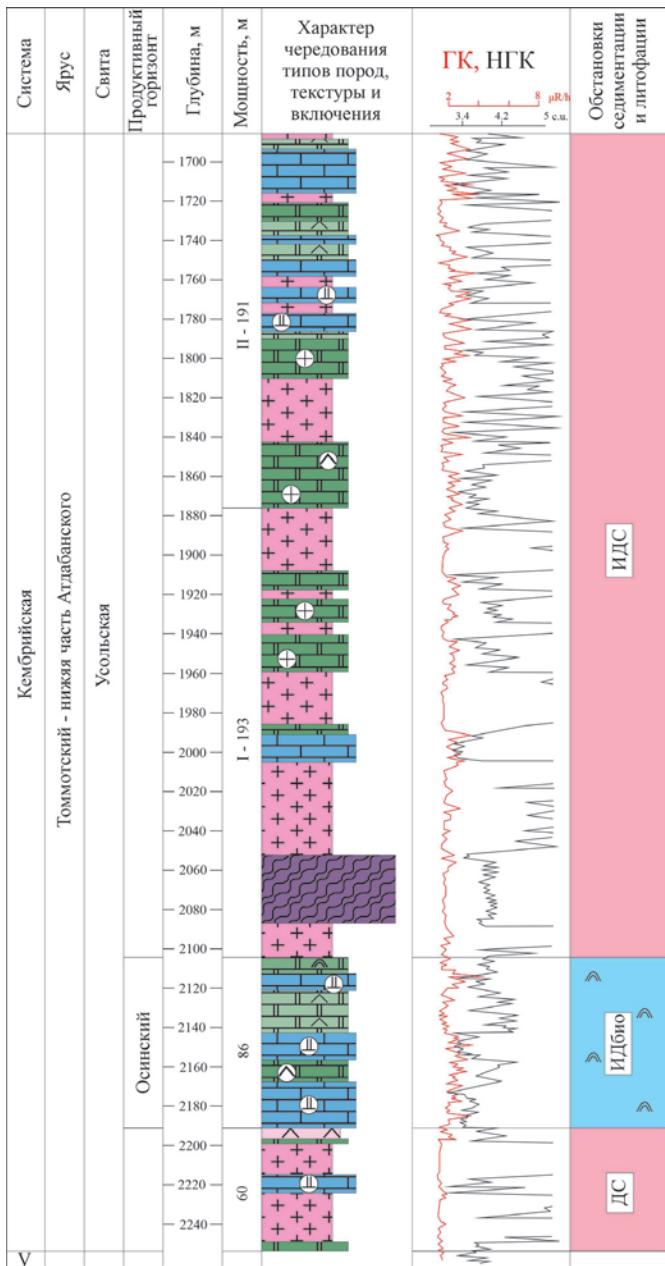


Рис. 12. Литологический разрез томмотских и нижней части атдабанских отложений скв. Оморинская-8. Условные обозначения на рис. 4.

контуров мелководья вследствие погружения под воду островной суши, расширения шельфа и обособления его глубоководной зоны с накоплением нефтематеринских отложений. Такая же зона глубоководья продолжала существовать на востоке Алданской антеклизы. На юге значительно расширились зоны приливно-отливной и переходной седиментации. Эвапоритовый бассейн был редуцирован и принял прихотливую в плане форму (рис. 3д).

Сократившееся мелководье ботомско-амгинского времени охарактеризовано доломитово-известняковой и известняково-доломитовой с органогенными постройками литофациями в приграничной зоне с шельфом на северо-западе Анабарской антеклизы (рис. 15), на западном склоне Анабарского свода и на Сюгжерской седловине. Шельф и его глубоководная зона, в которой накапливались обогащенные органическим веществом нефтематеринские отложения куонамского горизонта, располагались на

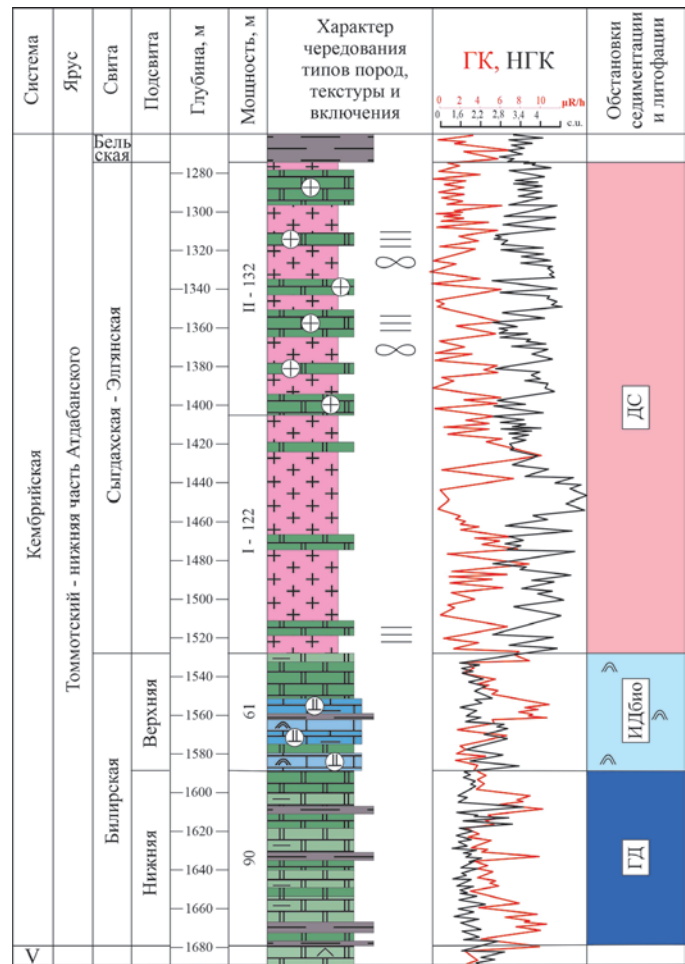


Рис. 13. Литологический разрез томмотских и нижней части атдабанских отложений скв. Верхневилочанская-602. Условные обозначения на рис. 4.

востоке территории и далее распространялись в западном направлении.

На большей части территории Курейской синеклизы в это время располагалось карбонатное мелководье с органогенными постройками. Оно продолжалось узкой полосой в пределы восточной части Турухано-Норильской гряды, где, гранича с более значительным по размеру шельфом, отличалось появлением в карбонатных литофациях глинистой составляющей. Часть шельфа, находившегося на востоке Сибирской платформы, распространялась в ее центральную часть. Здесь на границе глубоководного и мелководного шельфа предполагаются крупные биогенные постройки (Губин, Тарасенко, 2018). Юг синеклизы был занят приливно-отливной зоной с признаками эвапоритовой седиментации.

В ботомско-амгинское время на севере Байкитской антеклизы происходило доломитообразование в условиях мелководья. Вся ее остальная часть входила в приливно-отливную зону, обрамленную на западе и юге полосой переходной седиментации. В вертикальном ряду литофаций вблизи границы с мелководьем известняково-доломитовая ботомского возраста сменяется глинисто-доломитово-соленосной тойонско-амгинского возраста (рис. 16).

Бассейн ботомско-амгинского времени отличался распространением на северо-востоке Непско-Ботубинской антеклизы карбонатного мелководья. В ботомское время для этой зоны были характерны органогенные постройки.

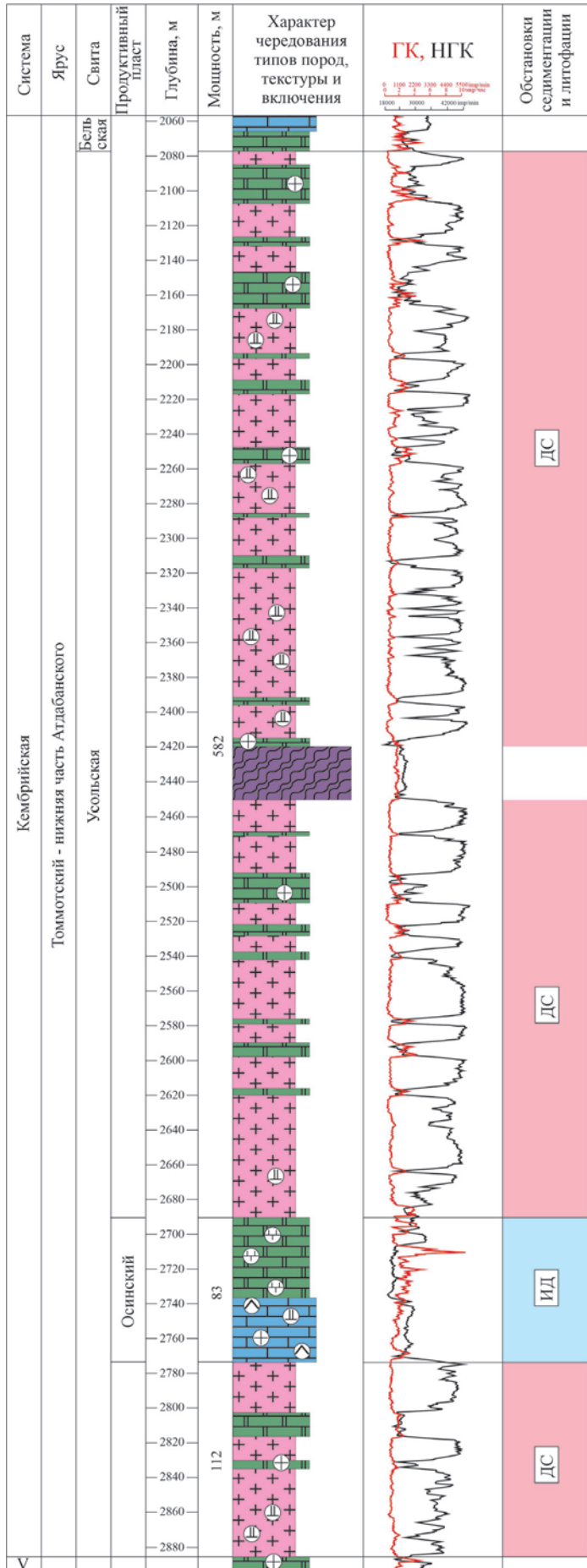


Рис. 14. Литологический разрез томмотских и нижней части атабабанских отложений скв. Братская-11. Условные обозначения на рис. 4.

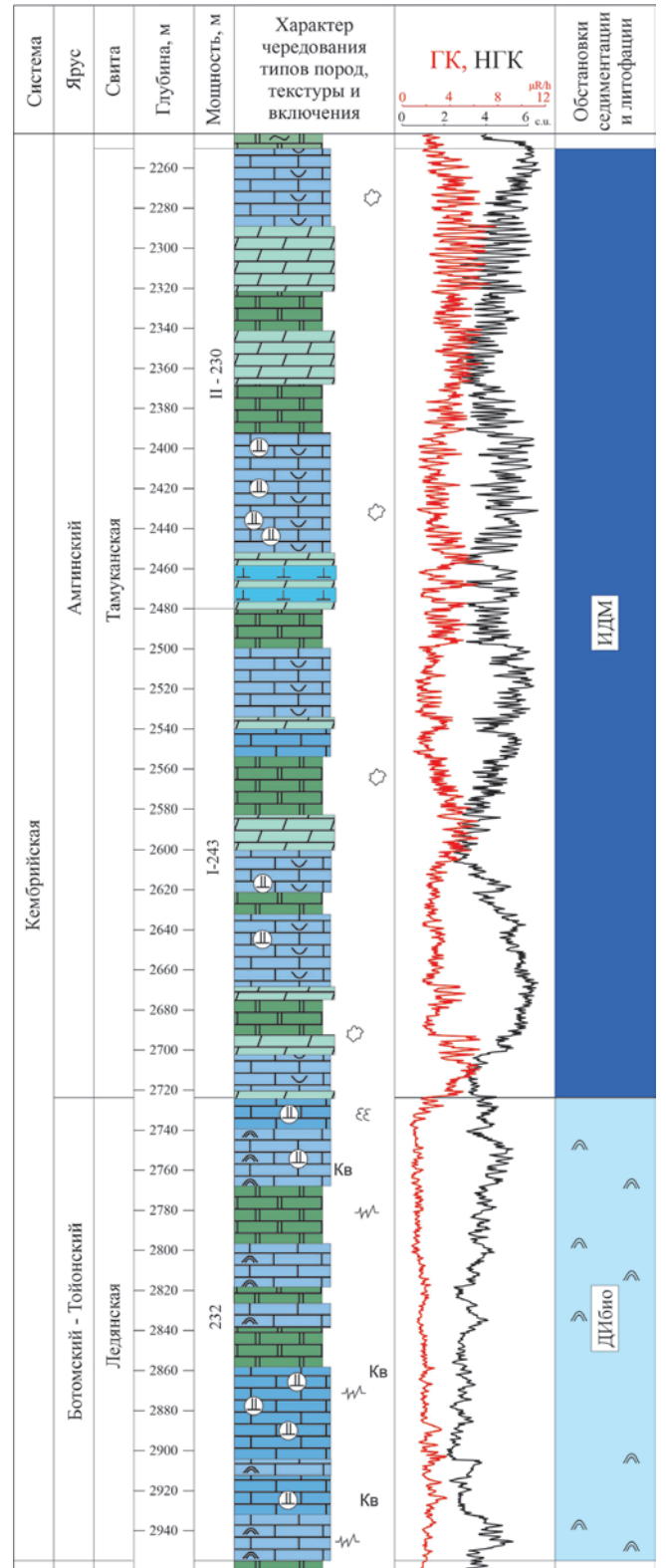


Рис. 15. Литологический разрез ботомско-амгинских отложений скв. Лебянская-358. Условные обозначения на рис. 4.

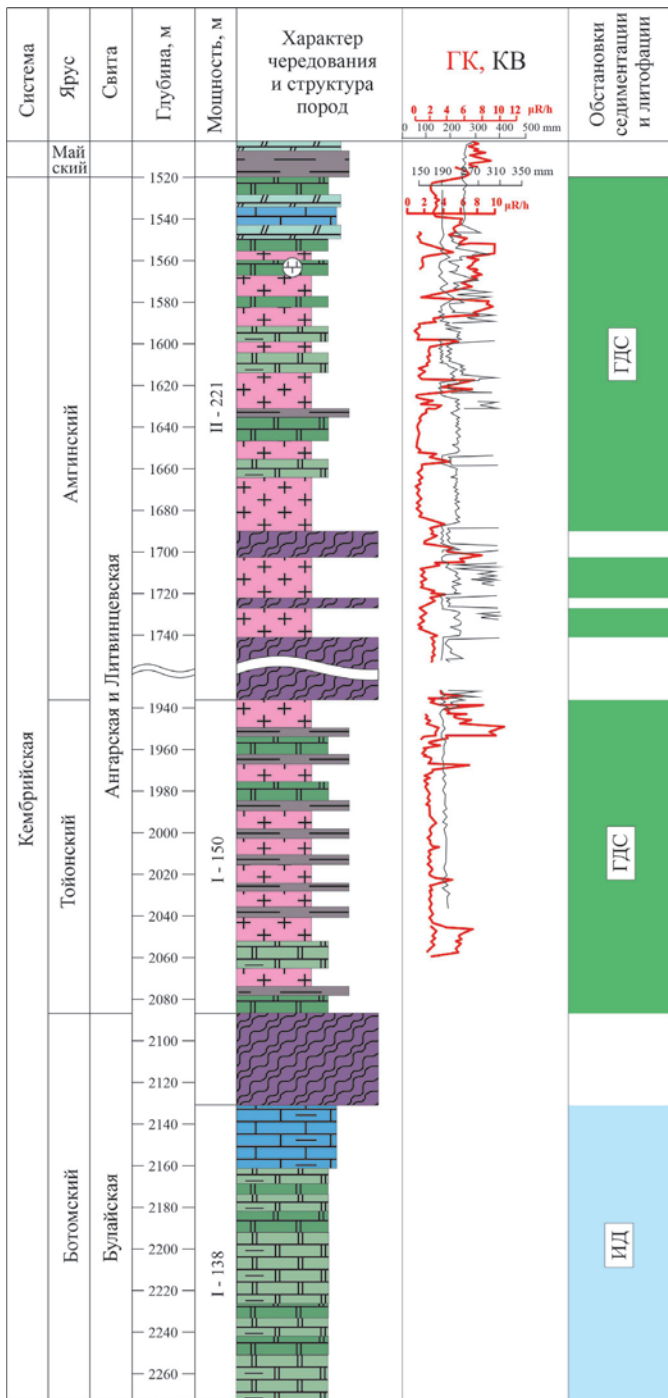


Рис. 16. Литологический разрез ботомско-амгинских отложений скв. Бахтинская-3. Условные обозначения на рис. 4.

Позже в вертикальном ряду существенно доломитовых литофаций прослеживается присутствие каменных солей.

Юго-западнее мелководья располагалась обширная приливно-отливная равнина.

На юге в зоне переходной седиментации находились два изолированных эвапоритовых бассейна, охарактеризованных доломитово-соленосной и сульфатно-доломитовой литофациями тойонско-амгинского возраста.

В пределах восточной и северо-восточной части Патомского передового прогиба и Березовской впадины проходила граница мелководного и относительно глубоководного шельфа, где распространены доломитово-известняковые битуминозные литофации. В пределах юго-западной ветви Патомского прогиба шельф граничил

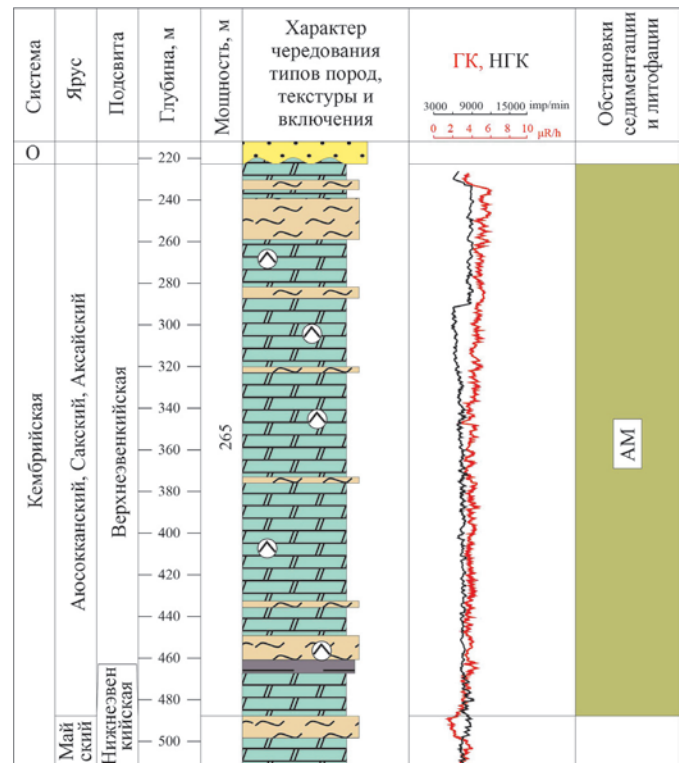


Рис. 17. Сводный литологический разрез средне- и верхнекембрийских отложений скв. Братская-11. Условные обозначения на рис. 4.

с мелководьем, которое южнее обрамлялось зоной переходной седиментации.

В ботомско-амгинское время размер бассейна, охватывающего территорию Ангаро-Ленской и Присяянской синеклиз, значительно сократился, солеродный водоем принял прихотливую форму и занимал северо-восточную часть территории.

На севере Лено-Тунгусского бассейна майское время отличается широким развитием биогенных построек на границе мелководного и среднего шельфа.

В **позднем кембрии** большую часть Сибирского бассейна занимало мелководье, граничащее на юге с зоной переходной седиментации. Локально на западе, северо-западе и по всей восточной периферии мелководье окаймлялось шельфом. Его глубоководная часть располагалась на северо-востоке платформы. Районы и участки посткембрийского размыва описаны на Анабарском своде, известны также в Западно-Вилуйской впадине.

Расширившееся в позднем кембрии мелководье, охарактеризованное глинисто-доломитовой литофацией, на северо-западе, востоке Анабарской антеклизы и северо-востоке Сюгджерской седловины, граничило с шельфом. Узкий восточный шельф известняково-мергельной седиментации обрамлял его глубоководную часть, в пределах которой образовалась известняково-глинисто-мергельная битуминозная литофация. В посткембрийское время отложения на Анабарском своде были размыты.

Обширное мелководье бассейна, обрамленное на юге зоной переходной седиментации, охарактеризовано по направлению с севера на юг Курейской синеклизы литофациями: мергельно-доломитово-известняковой, терригенно-карбонатной, алевроитовой. На Туруханно-Норильской гряде распространена доломитово-известняковая литофация с

органогенными постройками. Участок северо-запада синеклизы и большая часть гряды находились в зоне шельфа, охарактеризованной известняково-глинисто-мергельной литофацией. Фрагментарно шельф прослежен также в южном окончании Туруханского поднятия.

Значительно расширившееся мелководье охарактеризовано доломитово-мергельной литофацией в пределах *Байкитской антеклизы*. Эта литофация выделена на севере Бахтинского свода, вблизи границы с шельфом и несколько севернее зоны переходной седиментации, распространенной на юге антеклизы.

На северо-востоке *Непско-Ботубинской антеклизы* в зоне мелководья сформировалась доломитово-мергельная литофация, а расположенная южнее зона переходной седиментации охарактеризована глинисто-мергельной литофацией.

Позднекембрийский мелководный бассейн распространялся в том числе и на территории *Патомского передового прогиба и Сюгджерской седловины*.

К концу позднего кембрия водоем соленакопления перестал существовать в пределах *Ангара-Ленской и Присаянской синеклиз*, и некогда окружавшая его зона переходной седиментации распространилась повсеместно (рис. 17).

Нефтематеринские толщи

Для многих месторождений Сибирской платформы источником УВ является органическое вещество (ОВ) отложений венда и кембрия.

В течение венд-кембрийского времени на территории Сибирской платформы неоднократно появлялись условия для накопления осадочных толщ, обогащённых ОВ. По фациальному облику это морские, реже лагунные отложения, сложенные терригенными, терригенно-карбонатными и карбонатными породами.

В целом, исходный потенциал вендских нефтематеринских толщ ниже рифейских. На большей части Сибирской платформы средние концентрации Сорг вендских нефтематеринских отложений не превышают 0,5 %. Суммарные мощности вендских уровней в целом возрастают с запада на северо-восток и юго-восток от 30–50 до 200–300 м (Макаров, Баженова, 1981). В этом же направлении увеличиваются средние концентрации ОВ, достигая 0,6 % в тонкослоистых чёрных известняках хатыспытской свиты на Оленёкском поднятии (Каширцев, 2003) и 2 % в аргиллитах сералахской свиты Берёзовской впадины Предпатомского прогиба (Фадеева и др., 2021). Зрелость ОВ вендских НМТ на большей части платформы отвечает грациям катагенеза МК₁₋₃, увеличиваясь до МК₄-АК в наиболее погруженных частях Предпатомского прогиба, Курейской и Виллойской синеклиз.

Базальный нижнекембрийский уровень характеризуется концентрацией Сорг 0,1–0,2 % и только на крайнем северо-западе платформы повышается до 0,3 % и более. Мощности отложений изменяются от 200 до 500 м, максимальные зафиксированы в Норильском районе (Макаров, Баженова, 1981).

Наиболее обогащённой ОВ является куонамская свита нижнего-среднего кембрия, развитая в горючесланцевых фациях мощностью 25–60 м на востоке и севере

Сибирской платформы. Содержание Сорг в глинисто-карбонатных и кремнисто-глинисто-карбонатных отложениях достигает 18 % (Контарович и др., 2005). Зрелость ОВ в Анабар-Оленёкской зоне отвечает грации МК₁, в наиболее погруженных частях Виллойской синеклизы при положении в разрезе на глубинах более 8–9 км предполагается полная реализация УВ потенциала. Единственным на сегодняшний день свидетельством работы горючесланцевой куонамской формации является нефтяная залежь в среднекембрийских отложениях на северном склоне Алданской антеклизы, в бассейне р. Амги, у пос. Бологур (Каширцев, 2003).

В верхнем кембрии обогащена так называемая глиптагностидовая толща (по присутствию массовых остатков *Glyptagnostus*), в областях развития которой средняя концентрация Сорг составляет 0,3–0,5 % на крайнем северо-западе платформы. Вне развития глиптагностидовой фации средние концентрации Сорг едва превышают 0,1 %. Наибольшие мощности горизонта (500–800 м) также связаны с глиптагностидовой толщей (Макаров, Баженова, 1981).

Заключение

Разнообразие обстановок седиментации в вендское и кембрийское время привело к накоплению осадочных толщ, которые включают в себя все компоненты углеводородных систем. Наилучшими коллекторами будут служить песчаные тела нижнего венда, руслового, приливо-отливного, мелководного генезиса непского и, местами, основания тирского горизонта. В карбонатной толще верхнего венда и нижнего-среднего кембрия резервуары приурочены, главным образом, к водорослевым и археоциатово-водорослевым (в кембрии) биостромам и биогермам, обломочным шлейфам, к ним прилегающим, а также оолитовым отмелям. Покрышками служат пласты глин, глинистых карбонатов, ангидритов, а в нижнем-среднем кембрии южных и центральных районов – каменные соли.

Хорошими материнскими свойствами в венд-кембрийском комплексе обладают глинистые разности в отложениях «терригенного венда» (например, в Предпатомском прогибе), относительно глубоководные глинисто-карбонатные толщи северо-востока и северо-запада Сибирской платформы, включая, предположительно, и депоцентр Курейской синеклизы (куонамская свита и ее аналоги), в тех районах, где они достигли достаточной зрелости.

Наиболее перспективным, на наш взгляд, для поисков залежей нефти в венд-кембрийском комплексе представляются прибортовые части Курейской синеклизы с глубинами целевых горизонтов менее 4–5 км, прилегающие к склонам Анабарской, Байкитской антеклиз и Сюгджерской седловины. Здесь предполагается наличие крупного очага генерации вендскими и нижне-среднекембрийскими толщами. Об этом косвенно свидетельствует обилие битумных скоплений на соседних поднятиях, а также наличие вендско-кембрийских биомаркеров в нефтях и битумах прилегающей Турухано-Норильской гряды (Бакай, 2011). В этих районах прогнозируется широкое развитие нижневендских песчаных резервуаров

прибрежного генезиса, а также ниже- и среднекембрийских органогенных построек.

Вполне вероятно, что здесь могут быть найдены не только отдельные месторождения, но и открыта новая нефтегазоносная провинция, способная в значительной степени увеличить ресурсную базу страны.

Благодарности

Коллектив авторов выражает благодарность рецензенту за комментарии и замечания.

Литература

- Бакай Е.А. (2011). Перспективы нефтегазоносности Туруханского поднятия Восточной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 90–93.
- Вальчак В.И., Детков В.А., Горюнов Н.А., Евграфов А.А., Щербаков В.А. (2008). Основные черты строения консолидированной земной коры и осадочного чехла юга Сибирской платформы. *Горные ведомости*, 10(9), с. 130–138.
- Губин И.А., Таратенко А.В. (2018). Структурная характеристика венд-кембрийских отложений восточной части северо-тунгусской НГО по данным сейсморазведки 2D в связи с нефтегазоносностью. *Геофизические технологии*, 3, с. 14–29. <https://doi.org/10.18303/2619-1563-2018-3-2>
- Долотов Ю.С. (1989). Динамические обстановки прибрежно-морского рельефообразования и осадконакопления. М: Наука, 269 с.
- Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Фролов С.В., Бакай Е.А., Ахманов Г.Г., Крылов О.В. (2015). Седиментационный контроль нефтегеологических свойств вендско-кембрийских формаций севера Лено-Тунгусского бассейна. *Георесурсы*, 61(2), с. 28–40. <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.3>
- Каширцев В.А. (2003). Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. Якутск: Изд-во СО РАН, 160 с.
- Конторович А.Э., Каширцев В.А., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д. (2005). Состав углеводородов-биомаркеров в генетических семействах нефтей докембрия и кембрия Сибирской платформы. *Докл. РАН*, (402)5, с. 651–655.
- Кузнецов В.Г., Илюхин Л.Н., Постникова О.В., Бакина В.В., Горина А.Б., Дмитриевский С.А., Скобелева Н.М., Тихомирова Г.И., Сухы В., Фомичева Л.Н. (2000). Древние карбонатные толщи Восточной Сибири и их нефтегазоносность. М: Научный мир, 104 с.
- Макаров К.К., Баженова Т.К. (ред. 1981). Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности. Л: Недра, 211 с.
- Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б. и др. (2005) Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. Новосибирск: Гео, 432 с.
- Мельников Н.В. (2009). Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. Стратиграфия, история развития. Новосибирск: СО РАН, 146 с.
- Павлидис Ю.А., Щербаков Ф.А. (1995). Фации шельфа. М: ИО РАН, 151 с.
- Постникова О.В. (2008). Эволюция рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга Сибирской платформы и его нефтегазоносность. *Дис. канд. геол.-мин. наук*. Москва: РГУ нефти и газа им. Губкина, 50 с.
- Сухов С.С., Шабанов Ю.Я., Пегель Т.В., Сараев С.В., Филиппов Ю.Ф., Коровников И.В., Сундуков В.М., Федоров А.Б., Варламов А.И., Ефимов А.С., Конторович В.А., Конторович А.Э. (2016). Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, том 1, 504 с.
- Фадеева Н.П., Морозов Н.В., Бакай Е.А., Фролов С.В. (2021). Геохимические предпосылки нефтегазоносности Березовской впадины (Восточная Сибирь). *Георесурсы*, 23(2), с. 44–55. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.4>
- Фролов С.В., Бакай Е.А., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Козлова Е.В., Ахманов Г.Г. (2013). Нефтегазоносные комплексы севера Лено-Тунгусского бассейна. *Геология нефти и газа*, 3, с. 63–75.
- Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Крылов О.В., Ахманов Г.Г., Жукова Е.В. (2014). Север Восточной Сибири: геология, нефтегазоносность и обстановки седиментации вендско-кембрийских формаций. Москва: ООО «Геоинформмарк», 192 с.
- Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Lubnina N.V., Korobova N.I., Karnyushina E.E., Kozlova E.V. (2015). Meso-Neoproterozoic petroleum

systems of the Eastern Siberian sedimentary basins. *Precambrian Research*, 259, pp. 95–113. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.11.018>

Frolov, S.V., Akhmanov, G.G., Kozlova, E.V., Krylov, O.V., Sitar, K.A., Galushkin, Y.I. (2011). Riphean basins of the central and western Siberian platform. *Mar. Pet. Geol.*, 28, pp. 906–920. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.01.023>

Nikishin, A.M., Sobornov, K.O., Prokopiev, A.V., Frolov, S.V., (2010). Tectonic evolution of the Siberian Platform during the Vendian and Phanerozoic. *Moscow Univ. Geol. Bull.*, 65(1), pp. 1–16. <https://doi.org/10.3103/S0145875210010011>

Reichow M.K., Pringle M.S., Al'Mukhamedov A.I., Allen M.B., Andreichev V.L., Buslov M.M., Davies C.E., Fedoseev G.S., Fitton J.G., Inger S., Medvedev A.Ya., Mitchell C., Puchkov V.N., Safonova I.Yu., Scott R.A., Saunders A.D. (2009). The timing and extent of the eruption of the Siberian Traps large igneous province: Implications for the end-Permian environmental crisis. *Earth and Planetary Science Letters*, 277, pp. 9–20. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2008.09.030>

Sokolov BA, Egorov VA, Nakaryakov VD, Bitner AK, Zkukovin YA, Kuznetsov LL, Skorobogatikh PP, Zakharyan AZ. (1992). Geological and geophysical conditions of formation of oil and gas bearing deposits in the ancient rocks of Eastern Siberia. Sydney, Australia: Petroconsultants Australasia, p. 174.

Сведения об авторах

Наталья Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: nataliya.korobova54@mail.ru

Евгения Емельяновна Карнюшина – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Надежда Сергеевна Шевчук – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Сергей Владимирович Фролов – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Елена Андреевна Бакай – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Григорий Георгиевич Ахманов – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 18.02.2022;

Принята к публикации 26.04.2022; Опубликована 16.05.2022

Geology aspects, sedimentation environments and oil-and-gas bearing capacity of Vendian and Cambrian deposits of Lena-Tunguska basin

N.I. Korobova*, E.E. Karnyushina, N.S. Shevchuk, S.V. Frolov, E.A. Bakay, G.G. Akhmanov

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

*Corresponding author: Natalia I. Korobova, e-mail: nataliya.korobova54@mail.ru

Abstract. At present time several dozen hydrocarbon fields are known in the Vendian-Cambrian complex of the Lena-Tunguska basin, which clearly does not exhaust its potential. The significant stratigraphic interval of the complex, its thickness (up to 3000 m), favorable properties laid down in sedimentogenesis, namely the presence of source, reservoir and seal deposits, allow us to hope for the discovery of new oil and gas deposits. Sedimentological studies of the Vendian-Cambrian complex, carried out using a network of key lithological sections and outcrops, made it possible to create a series of schematic maps of sedimentation environments on a scale of 1:5000000 for six time intervals (Nepa, Tira, Danilovo, Tommotian-Early Atdabanian, Botomian-Amgaian and Late Cambrian). The evolution of sedimentation of the Vendian-Cambrian complex is considered, as well as an assessment of its oil and gas properties, which are primarily associated with various sedimentation environments.

Keywords: Lena-Tunguska basin, Vendian-Cambrian complex, sedimentation environments

Recommended citation: Korobova N.I., Karnyushina E.E., Shevchuk N.S., Frolov S.V., Bakay E.A., Akhmanov G.G. (2022). Geology aspects, sedimentation environments and oil-and-gas bearing capacity of Vendian and Cambrian deposits of Lena-Tunguska basin. *Georesury = Georesources*, 24(2), pp. 60–74. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.9>

References

- Bakay E.A. (2011). Estimation of petroleum potential of Turukhansk Uplift (Eastern Siberia). *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 8, pp. 90–93. (In Russ.)
- Dolotov Yu.S. (1989). Dynamic Environments of Coastal-Marine Relief Formation and Sedimentation. Moscow: Nauka, 269 p. (In Russ.)
- Fadeeva N.P., Morozov N.V., Bakay E.A., Frolov S.V. (2021). Geochemical background of Berezovsky depression oil and gas potential (Eastern Siberia). *Georesury = Georesources*, 23(2), pp. 44–55. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.4>
- Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Lubnina N.V., Korobova N.I., Karnyushina E.E., Kozlova E.V. (2015). Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins. *Precambrian Research*, 259, pp. 95–113. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.11.018>
- Frolov S.V., Bakay E.A., Karnyushina E.E., Korobova N.I., et al. (2013). Oil-and-gas bearing complexes in the Northern Lena-Tunguska basin. *Geologiya nefii i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 3, pp. 63–75. (In Russ.)
- Frolov S.V., Karnyushina E.E., Korobova N.I., Bakay E.A., Krylov O.V., Akhmanov G.G., Zhukova E.V. (2014). North of Eastern Siberia: geology, oil and gas potential and sedimentation environments of the Vendian-Cambrian formations. Moscow: Geoinformmark, 192 p. (In Russ.)
- Frolov, S.V., Akhmanov, G.G., Kozlova, E.V., et al. (2011). Riphean basins of the central and western Siberian platform. *Mar. Pet. Geol.*, 28, pp. 906–920. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.01.023>
- Gubin I.A., Taratenko A.V. (2018). Structural characteristics of Vendian-Cambrian sediments within the Northtunguska OGR using seismic 2D data in connection with petroleum potential. *Geofizicheskie tehnologii = Russian Journal of Geophysical Technologies*, 3, pp. 14–29. (In Russ.) <https://doi.org/10.18303/2619-1563-2018-3-2>
- Karnyushina E.E., Korobova N.I., Frolov S.V., et al. (2015). Sedimentation control for oil-and-gas prospects in Vendian-Cambrian formations of the north part of Lena-Tunguska basin. *Georesury = Georesources*, 61(2), pp. 28–40. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.3>
- Kashirtsev V.A. (2003). Organic geochemistry of naphthides from the east of the Siberian Platform. Yakutsk: SB RAS, 160 p. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Kashirtsev V.A., Melenevskii V.N., Timoshina I.D. (2005). The composition of biomarker hydrocarbons in the genetic families of oils of the Precambrian and Cambrian Siberian platform. *Doklady Earth Sciences*, 403(5), pp. 715–718. (In Russ.)
- Kuznetsov V.G., Iluhin L.N., Postnikova O.V., et al. (2000). Ancient carbonate series of Eastern Siberia and their oil and gas bearing. Moscow: Nauchny mir, 104 p. (In Russ.)
- Makarov K.K., Bazhenova T.K. (1981). Organic geochemistry of the Paleozoic and pre-Paleozoic of the Siberian platform and petroleum potential forecast. Leningrad: Nedra, 211 p. (In Russ.)
- Melnikov N.V. (2009). Vendian-Cambrian salt generating basin of the Siberian Platform. Stratigraphy, tectonic evolution. Novosibirsk: SB RAS, 146 p. (In Russ.)
- Melnikov N.V., Yakshin M.S., Shishkin B.B. et al. (2005). Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Riphean and Vendian of Siberian Platform and its plaited border. Novosibirsk: Geo, 432 p. (In Russ.)
- Nikishin, A.M., Sobornov, K.O., Prokopiev, A.V., Frolov, S.V., (2010). Tectonic evolution of the Siberian Platform during the Vendian and Phanerozoic. *Moscow Univ. Geol. Bull.*, 65(1), pp. 1–16. <https://doi.org/10.3103/S0145875210010011>
- Pavlidis Yu.A., Sherbakov F.A. (1995). Shelf facies. Moscow: IB RAS, 151 p. (In Russ.)
- Postnikova O.V. (2008). Evolution of the Riphean-Vendian-Cambrian sedimentary basin in the south of the Siberian Platform and its oil and gas potential. *Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow: Gubkin Oil and Gas University, 50 p. (In Russ.)
- Reichow M.K., Pringle M.S., Al'Mukhamedov A.I., Allen M.B., Andreichev V.L., et al. (2009). The timing and extent of the eruption of the Siberian Traps large igneous province: Implications for the end-Permian environmental crisis. *Earth and Planetary Science Letters*, 277, pp. 9–20. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2008.09.030>
- Sokolov BA, Egorov VA, Nakaryakov VD, Bitner AK, Zkukovin YA, Kuznetsov LL, Skorobogatikh PP, Zakharyan AZ. (1992). Geological and geophysical conditions of formation of oil and gas bearing deposits in the ancient rocks of Eastern Siberia. Sydney, Australia: Petroconsultants Australasia, p. 174.
- Sukhov S. S., Shabanov Yu. Ya., Pegel T. V., Saraev S. V., Filippov Yu. F., Korovnikov I. V., Sundukov V. M., Fedorov A. B., et al. (2016). Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Cambrian of Siberian Platform. Novosibirsk: IPGG SB RAS, vol. 1, 504 p. (In Russ.)
- Valchak V.I., Detkov V.A., Goryunov N.A., Evgraphov A.A., Sherbakov V.A. (2008). The main features of the structure of the consolidated Earth's crust and sedimentary cover of the south of the Siberian platform. *Gornye vedomosti*, 10(9), pp. 130–138. (In Russ.)

About the Authors

- Natalia I. Korobova** – Assistant, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Evgeniya E. Karnyushina** – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Nadezhda S. Shevchuk** – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Sergei V. Frolov** – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Elena A. Bakay** – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Grigoriy G. Akhmanov** – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2022;

Accepted 26 April 2022;

Published 16 May 2022

Цикличность, обстановки осадконакопления и влияние постседиментационных процессов на строение и формирование природного резервуара ванаварской свиты венда на основе кернового материала скважин Ново-Юдоконского месторождения

Е.Е. Карнюшина, Н.И. Коробова, Н.С. Шевчук*, А.В. Ступакова, Р.С. Сауткин, Е.Д. Сивкова
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Ранневендский нефтегазоносный комплекс является одним из основных на Сибирской платформе и является доминантным в пределах ряда крупных тектонических элементов (Непско-Ботубинская антеклиз, Присяяно-Енисейская синеклиза, Курейская синеклиза и др.). Нефтегазоносность комплекса определяется как условиями его формирования, так и постседиментационными процессами, в значительной степени связанными с этапами формирования и переформирования залежей углеводородов. Все эти особенности образования природного резервуара в отложениях ванаварской свиты рассмотрены при детальном литолого-фациальном анализе кернового материала Ново-Юдоконского месторождения и сопредельных территорий.

Ключевые слова: природный резервуар, ванаварская свита, обстановки осадконакопления, постседиментационные процессы, древний водонефтяной контакт

Для цитирования: Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Шевчук Н.С., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Сивкова Е.Д. (2022). Цикличность, обстановки осадконакопления и влияние постседиментационных процессов на строение и формирование природного резервуара ванаварской свиты венда на основе кернового материала скважин Ново-Юдоконского месторождения. *Георесурсы*, 24(2), с. 75–92. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.10>

Предисловие

При анализе строения отложений использовались подходы и методы анализа седиментационной цикличности, которые долгие годы развивал Николай Брониславович Вассоевич, член-корреспондент РАН, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова с 1963 по 1981 гг.

Анализ седиментационной цикличности продолжают развивать и совершенствовать научные сотрудники (Е.Е. Карнюшина, А.И. Коныхов, Н.И. Коробова, А.В. Ступакова и др.) и выпускники кафедры, которые реализуют методические подходы в научной сфере и на производстве. Благодаря комплексированию анализа седиментационной цикличности с другими геолого-геофизическими методами, установлено строение Ново-Юдоконского месторождения, а также механизмы формирования (переформирования) залежей в древних отложениях Восточной Сибири (Ступакова и др., 2019).

Методические подходы, разработанные Николаем Брониславовичем Вассоевичем и дополненные его последователями, подразумевают выделение циклитов при литологическом описании разрезов скважин. Масштаб выделения циклитов зависит от конкретных геологических

задач. При локальном прогнозе используются масштабы от 1:50 до 1:10. Масштаб циклитов оценивается по их относительной толщине в разрезе изучаемых отложений. Выбор масштаба зависит от целей и задач исследования конкретного геологического объекта. При описании керна параметрических скважин и изучении керна для доразведки нефтегазовых месторождений используются масштабы 1:20 и более крупные.

В ходе данной работы анализировались циклиты разного ранга, в том числе элементарные, т.е. наименьшие по мощности (от нескольких сантиметров) закономерные сочетания слоев, которые можно выделить визуально (циклиты 1-го порядка). Схожие по строению элементарные циклиты, имеющие определенное изменение облика, объединялись в циклопачки (циклиты 2-го порядка), а последние, в свою очередь, в толщи, которые по существу являются циклитами более высокого ранга (циклиты 3-го порядка) (Вассоевич, 1948, 1990).

Проведённые исследования петрографических шлифов позволили выявить роль постседиментационных изменений, как новый поисковый критерий существования древних месторождений (древний водонефтяной контакт – палео-ВНК), подтверждающий механизмы формирования и переформирования залежей на склонах крупных современных антиклинальных структур.

Введение

Восточный склон Байкитской антеклизы, Катангская седловина и Непско-Ботубинская антеклиз являются

* Ответственный автор: Надежда Сергеевна Шевчук
e-mail: n.shevchuk@oilmsu.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

одними из наиболее перспективных районов с точки зрения нефтегазоносности терригенных отложений вендской системы на юге Восточной Сибири. Здесь в терригенных отложениях непского горизонта венда открыты Собинское, Пайгинское, Верхнечонское, Инглинское и Ново-Юдоконское газоконденсатные месторождения.

Отложения ванаварской свиты Ново-Юдоконского месторождения представлены неравномерным чередованием песчаных и алевролито-песчаных пород, в том числе ритмитов, а также алевролитов и аргиллитов с редкими прослоями грубообломочных пород, встреченных преимущественно в ее основании. Здесь под термином «ритмит» понимаются породы, состоящие из тонкого переслаивания различных их типов, когда мощности слоев не превышают нескольких миллиметров (Япаскурт, 2001).

Мощность ванаварской свиты составляет 76–78 м. Для пород-коллекторов этой свиты характерны резкие изменения коллекторских свойств. Пористость колеблется в широких пределах от 7 до 20 % (в среднем 13 %). Широкий разброс значений коэффициента пористости, в первую очередь, связан с седиментационными, а также постседиментационными процессами.

В связи с сильной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств отложений ванаварской свиты, в работе рассмотрены различные аспекты формирования природного резервуара, в том числе его состав, строение, условия формирования, а также процессы литогенеза, приведшие к формированию пород-коллекторов в его составе.

Основой данной работы послужило детальное литологическое описание кернового материала (более 300 м) скважин Ново-Юдоконского месторождения, на основании которого выполнен литофациальный анализ и анализ седиментационной цикличности. Постседиментационные процессы изучались в петрографических шлифах, общее количество которых составило более 200.

Район исследования

Район исследования располагается в зоне сочленения нескольких тектонических элементов: восточный склон Байкитской антеклизы, южное окончание Курейской синеклизы, северо-западная часть Катангской седловины (рис. 1). Объектом исследования являлись терригенные отложения ванаварской свиты непского горизонта нижнего отдела вендской системы. Отложения с резким угловым

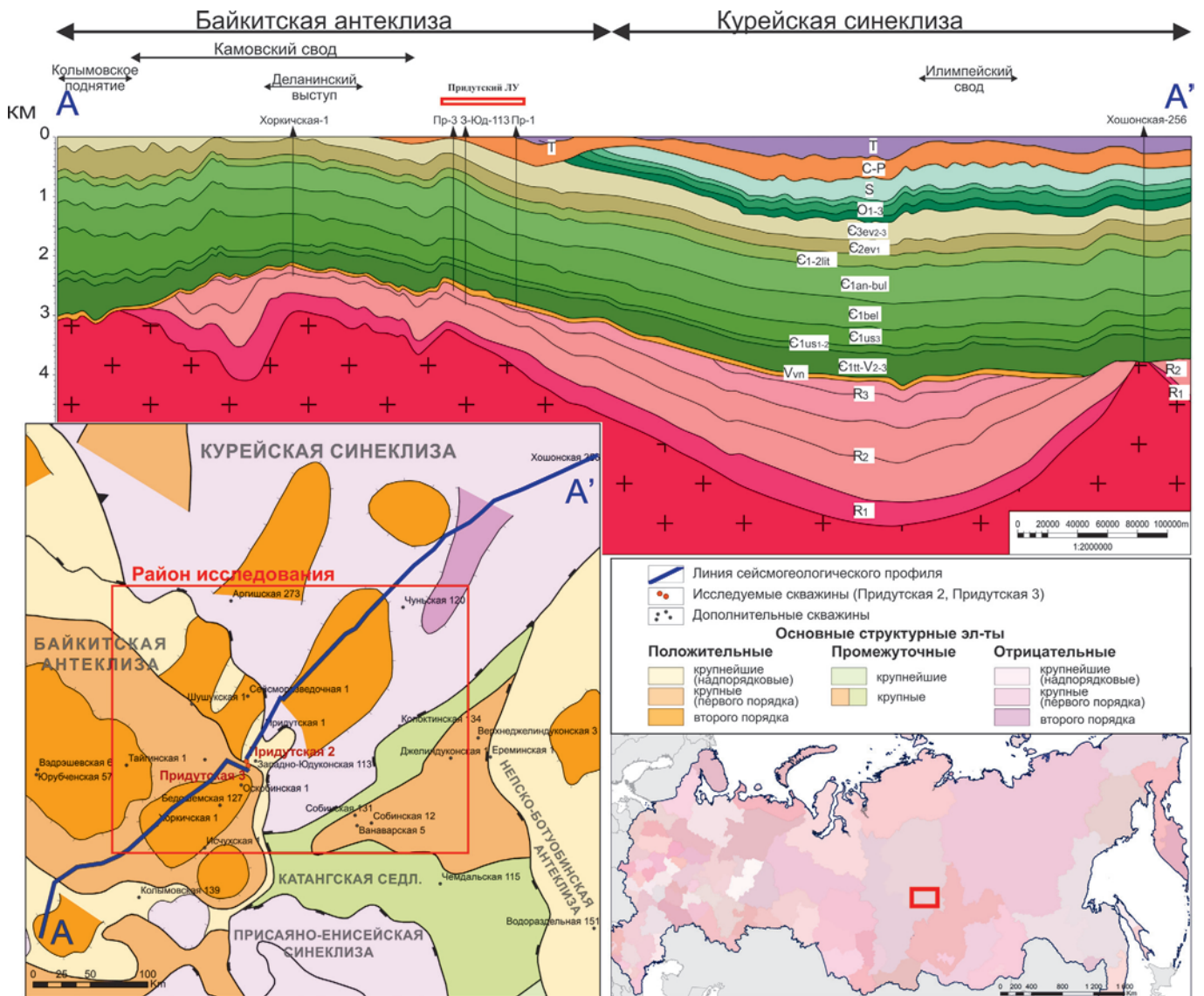


Рис. 1. Сейсмогеологический разрез с расположением района исследования на тектонической карте (по Старосельцеву, 2015; с изменениями)

несогласием залегают на породах рифейского комплекса и образованиях кристаллического фундамента. В пределах района исследования мощность ванаварской свиты варьирует от 50 до 90 м (Сивкова и др., 2018), выклиниваясь в сторону Байкитского поднятия, где в это время находилась суша. Отложения перекрываются глинисто-сульфатно-карбонатными породами тирского (оскобинская свита и аналоги) или даниловского горизонта (катангская свита и аналоги).

Методика

Для идентификации генезиса геологических тел, в связи с задачей прогноза нефтегазоносности ванаварской свиты, вскрытой скважинами в пределах Ново-Юдоконского месторождения, выполнено полевое литологическое описание керна, анализ седиментационной цикличности отложений и отбор коллекционных образцов.

Полученные в ходе литологического изучения керна данные представлены на одномерных моделях – литологических колонках скважин.

Оценка представленных на колонках результатов литологического описания керна (состав пород, текстурные и структурные особенности, цвет, включения)

и результатов анализа седиментационной цикличности ванаварской свиты, вскрытой скважинами Придудская-2 и Придудская-3, позволили авторам выявить в разрезах этих скважин три толщи, которые различаются составом и строением. Выделение в объеме каждой из толщ вертикальных рядов литофаций, соответствующих объему циклопачек, и их интерпретация с позиции генезиса отложений дает представления о латеральной зональности свиты и обстановках ее седиментации.

Условия осадконакопления ванаварской свиты в пределах изучаемого участка, помимо результатов изучения керна скважин, основывались на представлениях о палеогеографии венда Сибирской платформы (Мельников и др., 2005; Мельников, 2009; Кузнецов, 2000; Фролов и др., 2014). Седиментация отложений ванаварской свиты происходила преимущественно в пределах прибрежной равнины, в том числе приливно-отливной, а также на мелководье. Следует отметить, что в ранневанаварское время накопление отложений осуществлялось в континентальных обстановках, на склонах поднятий и у их подножий, а разгрузка временных потоков нередко происходила непосредственно в пределах приливно-отливной равнины иногда и мелководья. Приведенные в работе

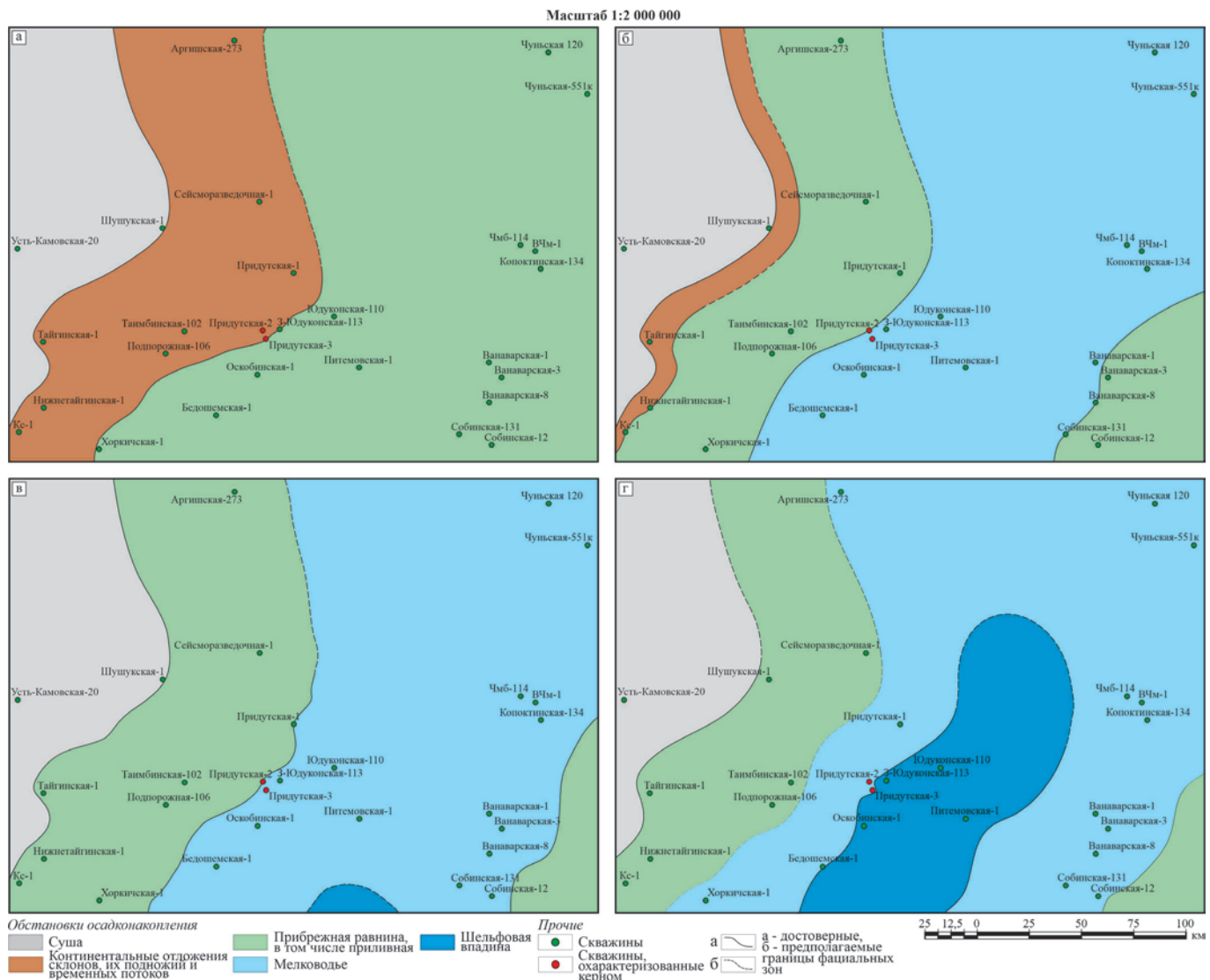


Рис. 2. Схемы обстановок седиментации: а – нижняя часть 1-ого трансгрессивного цикла седиментации; б – верхняя часть 1-ого трансгрессивного цикла седиментации; в – регрессивный цикл седиментации; г – 2-ой трансгрессивный цикл седиментации

принципиальные схемы обстановок осадконакопления ванаварской свиты непского горизонта на разные этапы ее формирования в целом отражают трансгрессивный характер седиментации, что проявляется в постепенном углублении осадочного бассейна и формировании шельфовой впадины в его пределах (рис. 2). При выделении границ фациальных зон использовались материалы из предыдущих работ авторов (Frolov et al., 2015).

Литофации и обстановки осадконакопления

Нижняя трансгрессивная толща. Основную часть изучаемой территории в начале непского времени занимала область континентальной седиментации. Ближайшие источники сноса осадочного материала располагались на севере Сибирской платформы, в ее обрамлении, а также локально во внутренних частях бассейна, в том числе и в пределах Байкитской антеклизы (Фролов и др., 2014). На территории исследования источники сноса Байкитской суши были обрамлены нерасчлененными континентальными отложениями склонов, их подножий и временных потоков.

Об обстановках *континентальной седиментации*, в том числе с признаками разгрузки осадков в приливно-отливной зоне, свидетельствуют генетические типы коллювиально-делювиальных и флювиальных отложений присутствующих в составе литофаций, залегающих в основании ванаварской свиты (рис. 3).

В скв. 2 нижняя часть разреза грубообломочно-песчано-глинистой литофации (рис. 4) сложена красновато-коричневыми глинисто-алевритовыми породами делювия с горизонтальной текстурой, которые формировались у подножья склонов гористо-холмистого рельефа (рис. 5а). Мощность таких прослоев достигает 1,0–2,7 м. Толщина грубообломочных пестроцветных линз, которые накапливались выше по склону, не превышает 0,05–0,1 м. Сложены линзы песчано-дресвяно-гравийным материалом, варьирующим по количественному соотношению. Заполнителем служит неравномерно распределенное глинистое вещество (30–60 %) красно-коричневого, реже зеленого цвета.

Возможно, в более позднее время накопления этой литофации, коллювий периодически разгружался в приливно-отливную зону. Это знаменуется появлением уплощенного гравия зеленых аргиллитов в дресвяно-гравийных породах (рис. 5б). Выше залегают пестроцветные алевритово-глинистые отложения делювия (2,92 м) (рис. 4).

Для описанных выше по разрезу грубообломочных отложений характерно явление ангидритизации (рис. 5в), которое свидетельствует о значительном потеплении климата во время накопления нижней (2,52 м) и средней (2,15 м) частей грубообломочно-глинисто-алевро-песчаной литофации. Накопление верхней части литофации сопряжено с более широким распространением флювиальных отложений, к тому же с признаками разгрузки в приливно-отливной и прибрежной обстановке, стабилизированной при образовании грубообломочно-алевролитово-песчаных поздних накоплений (4,35 м) рассматриваемой литофации (рис. 5г).

В скв. 3 делювиально-пролювиальные отложения также широко развиты в основании нижней толщи и

связаны с накоплением песчано-глинистой литофации. Здесь преобладают темно-коричневые глинистые породы и ритмиты, которые горизонтально расслоены красно-коричневыми глинами. Мощность таких прослоев достигает 1,29 м, а в их базальной части нередко присутствуют красноцветные и пестроцветные песчаные и алевролитово-глинистые породы, мощность которых составляет 0,05–0,07 м. Вышезалегающая часть разреза (0,37 м) представлена песчаниками мелко-среднезернистыми розовато-серыми косослоистыми. К поверхностям напластования косых серий (угол наклона до 30°) приурочены интракласты темно-коричневых глинистых пород песчано-гравийной размерности (рис. 5д). Все это может быть связано с разгрузкой временных флювиальных потоков в приливно-отливную зону.

Выше, как и в нижней части литофации, коллювиально-делювиальные образования (1,5 м) сложены красноцветными глинистыми породами, но здесь они неравномерно расслоены приливно-отливными песчаниками и смешанными гравийно-песчаными интракластовыми отложениями, толщина которых не превышает 0,03–0,04 м (рис. 5е).

Признаками континентального осадконакопления обладает и грубообломочно-глинисто-песчаная литофация, формирование которой связано с накоплением осадков временных потоков (рис. 3).

Описанные в этой литофации отложения представлены в ее нижней части гравийно-песчаными интракластовыми породами, которые горизонтально расслоены темно-коричневыми глинистыми разностями (1,78 м). Верхняя часть (4,42 м) состоит из косослоистых песчано-гравийных и песчаных ритмитов бежевых и коричневых, в различной степени насыщенных интракластами темно-коричневых глин, а также дресвяно-гравийными обломками материнских пород (рис. 5ж, 5з).

Приливно-отливная и мелководная седиментации широко распространились во время накопления алевритово-песчаных (скв. 2), а также песчано-алевритовой и глинисто-алевритово-песчаной литофаций (скв. 3) нижней трансгрессивной толщи (рис. 2б).

Рассмотрим строение литофаций, накапливающихся в условиях частой смены обстановок седиментации на примере строения алевролитово-песчаных литофаций в разрезе скв. 2 (рис. 4).

В основании (2,14 м) описано чередование разнозернистых песчаников с включениями интракластов и текстурой приливно-отливных течений (рис. 5и). Средняя часть разреза (2,74 м) состоит из песчаников разнозернистых, ритмитов алевролитово-песчаных с признаками волновой седиментации и штормовых забросов грубообломочного материала (рис. 5к). Они перекрыты алевритово-глинистыми и глинистыми осадками приливно-отливных осушек.

Пестроцветная глинисто-алевритово-песчаная литофация, выделенная в разрезе скв. 3, накапливалась в пределах приливно-отливной равнины, а также на мелководе. В нижней части (3,2 м) литофация представлена бежевыми песчаными, алевролитово-песчаными ритмитами, реже алевролитами, для которых характерна разнонаправленная косая слоистость. Эти ритмиты неравномерно расслоены пестроцветными

глинисто-алевролитовыми породами, а также листоватыми глинами, к которым приурочены трещины усыхания. Верхняя часть литофации (1,73 м) состоит из

чередования ритмов алевролитово-песчаного состава, интенсивно сульфатизированных с линзовидно-пятнистой и разнонаправленной косой слоистостью.

Скв. Придутская 2		Скв. Придутская 3			
Толща (мощность, м)	Литофация	Обстановка седиментации и генетические типы		Литофация	Толща (мощность, м)
Верхняя трансгрессивная толща, неравномерно ангидритизированная и нефтенасыщенная (24,27 м)	АнГлП, нн АнПАГл	<i>Шельфовая впадина/Мелководье</i> Осадки сероцветные вне зоны волн/пестроцветные и серые зоны волн		АнПГл АнГлПА, нб	Верхняя трансгрессивная толща, неравномерно ангидритизированная и битумо-нефтенасыщенная (20,39 м)
	АнГрбПГЛА, нн	<i>Мелководье/Прибрежье/Приливная</i> Пестроцветные и серые осадки зоны волн/пестроцветы приливо-отливных течений и осушек	<i>Мелководье/Приливная</i> Коричневые и пестроцветные осадки зоны волн/пестроцветы приливо-отливных течений и осушек	ГлАП	
	ГлГрП, нн	<i>Мелководье/Прибрежье/Приливная</i> Пестроцветные и серые осадки зоны волн/приливных течений/осушек	<i>Мелководье/Приливная</i> Пестроцветные и серые осадки зоны волн/приливных течений/осушек	ПАГл, нн	
Средняя регрессивная толща (23,75 м)	Бр ГлП	<i>Приливная</i> Пестроцветы приливо-отливных течений и осушек. Над ними - гипергенная брекчия интракластов	<i>Приливная</i> Пестроцветы приливо-отливных течений	ГлАП	Средняя регрессивная толща неравномерно битумонасыщенная (29,11 м)
	АГрП	<i>Прибрежье</i> Красно-коричневые осадки прибрежных валов	<i>Мелководье/Приливная</i> Пестроцветные и серые осадки зоны волнений/приливных течений/отмелей	ПАГл, б	
	ПАГл АПГл	<i>Приливная</i> Бежевые и коричневые осадки приливо-отливных течений и осушек	<i>Мелководье</i> Бежевые и коричневые осадки валов/пестроцветные и сероцветные зоны волн	ГлАП, б	
	ГрбП	<i>Приливная/Прибрежье</i> Пестроцветы с интракластами глин осушек, дресвы флювиальных разгрузок	<i>Мелководье</i> Коричневые осадки валов и зоны волнений	ГлПА АП	
Нижняя трансгрессивная толща (вид. 28,65 м)	АП	<i>Мелководье/Приливная</i> Пестрые и коричневые осадки зоны волн/приливо-отливных течений/осушек		ПА ГлАП	Нижняя трансгрессивная толща (вид. 28,65 м)
	АнГрбГЛАП ГрбПГл	<i>Континентальная/Приливная</i> Красно- и пестроцветные осадки флювиальные, коллювия и делювия, в том числе с признаками разгрузки в приливной зоне		ГрбГлП ПГл	

Породы*

- Глинистые (аргиллиты)
- Алевролитово-глинистые
- Сульфатно-песчано-глинистые
- Песчано-алевролитово-глинистые
- Глинисто-алевролитовые
- Алевролиты
- Песчано-алевролитовые
- Алевролитово-песчаные
- Песчаники
- Гравийно-песчаные и песчано-гравийные
- Гравелиты
- Дресвяно-гравийные и гравийно-дресвяные
- Дресвяники, в том числе интракласты
- Брекчии
- Конглобрекчии
- признаки нефтенасыщения в пределах слоя
- * - для ритмов правое ограничение знака зубчатое

Текстура**

- Горизонтальная*
- параллельная
- волнистая
- линзовидная
- волнисто-линзовидная
- Косослоистая*
- параллельная
- волнистая
- линзовидная
- двунаправленная со срезанием
- Прочие виды*
- М массивная
- пятнистая
- знаки рьяби
- сходящаяся
- биотурбация
- зеркала
- скольжения
- эрозийный врез
- тектонические трещины
- * - чередование различных текстур, а также цвета пород показано через “/”

Минерализация

- сульфатизация
- ожелезнение
- доломитизация

Включения

- галька
- гравий
- дресва
- пирит
- Интракласты*
- глин и алевролитов, в том числе ритмов
- прочих осадочных пород

Границы

- Ровные
- Неровные

Цвет пород**

- Бел - белый, Бес - белесый, Б - бежевый, С - серый, Бур - бурый, Ж - желтый, З - зеленый, К - коричневый, Кр - красный, Р - розовый, Ч - черный, Виш - вишневый, П - пестроцветный
- Оттенки: Ст - темно-серый, Кев - светло-коричневый

Литофации

- Нижняя толща**
- ГрбПг - грубообломочно-песчано-глинистая;
- АнГрбГЛАП - ангидритизированная грубообломочно-глинисто-алевролитово-песчаная;
- АП - алевролитово-песчаная;
- ПГл - песчано-глинистая;
- ГрбГлП - грубообломочно-глинисто-песчаная;
- ГлАП - глинисто-алевролитово-песчаная;
- ПА - песчано-алевролитовая.
- Средняя толща**
- ГрбП - грубообломочно-песчаная;
- АПГл - алевролитово-песчано-глинистая;
- ПАГл - песчано-алевролитово-глинистая;
- АГрП - алевролитово-гравийно-песчаная;
- ГлП/Бр - глинисто-песчаная/брекчии интракластовые;
- АП - алевролитово-песчаная;
- ГлПА - глинисто-песчано-алевролитовая;
- ГлАП - глинисто-алевролитово-песчаная;
- ПАГл - песчано-алевролитово-глинистая.
- Верхняя толща:**
- ГлГрП, нн - глинисто-гравийно-песчаная, неравномерно нефтенасыщенная;
- АнГрбГЛА, нн - ангидритизированная грубообломочно-песчано-глинисто-алевролитовая, нефтенасыщенная;
- АнГлП, нн - ангидритизированная, глинисто-песчаная нефтенасыщенная;
- АнПАГл - ангидритизированная песчано-алевролитово-глинистая;
- ПАГл - песчано-алевролитово-глинистая;
- ГлАП - глинисто-алевролитово-песчаная;
- АнГлПА, нб - ангидритизированная глинисто-песчано-алевролитовая, неравномерно нефтенасыщенная;
- АнПГл - ангидритизированная песчано-глинистая.

Обстановки седиментации

- Континентальные отложения склонов, их подножий и временных потоков
- Надприливные
- Приливно-отливные
- Прибрежье
- Мелководье
- Шельфовая впадина

Рис. 3. Ряды литофаций и обстановки седиментации ванаварской свиты

Рис. 5. Генетические типы пород нижней толщи: а – глинисто-алевритовые красно-коричневые породы делювия с включениями песчаных и гравийных зеленоватых зерен, скв. 2, обр. 8, инт. 2783,8–2796,2 м (10,22 м от нк); б – дресвяно-песчано-гравийные пестроцветные породы коллювия с преобладанием зеленых оттенков в составе основной массы, скв. 2, обр. 9, инт. 2783,8–2796 м, (7,85 м от нк); в – дресвяно-гравийные породы и песчаники флювиального генезиса с косослоистой текстурой, замещенные светло-розовым и зеленовато-серым ангидритом, скв. 2, обр. 13, инт. 2783,8–2796,2 м (2,62 м от нк); г – песчаники разнотернистые ангидритизированные, с косой слоистостью (рябь течения), которая подчеркнута включениями дресвы песчано-алевритовых пород, в том числе, интракластов зеленых аргиллитов и темно-коричневых глинисто-алевритовых разностей, скв. 2, обр. 19, инт. 2771,6–2783,8 м (9,74 м от нк); д – песчаники временных флювиальных потоков средне-мелкозернистые с интракластами и пологой косой слоистостью, скв. 3, обр. 5, инт. 2596,0–2603,1 м (1,68 м от нк); е – гравийно-песчано-глинистые коллювиально-делювиальные породы, скв. 3, обр. 7, инт. 2596,0–2603,1 м (0,5 м от нк); ж – чередование ритмов песчаного и гравийно-песчаного состава, скв. 3, обр. 9, инт. 2583,1–2596,0 м (10,24 м от нк); з – ритм песчаников средне-мелкозернистых, скв. 3, обр. 12, инт. 2583,1–2596,0 м (9,08 м от нк); и – песчаники приливо-отливных течений, разнотернистые коричневатато-бежевые, содержащие разноориентированные линзы глинистых интракластов зеленовато-серых и ржаво-желтых, скв. 2, обр. 23, инт. 2771,6–2783,8 м (5,35 м от нк); к – ритмы алевролитово-песчаные мелководно-морские с косой и косолинзовидной слоистостью, скв. 2, обр. 25, инт. 2771,6–2783,8 м (2,08 м от нк); л – песчаник мелкозернистый с разнонаправленной косой слоистостью, скв. 3, обр. 19, инт. 2583,1–2596,0 м (1,88 м от нк).



Залегающая выше песчано-алевритовая литофация (рис. 2), накопление которой происходило как в пределах приливо-отливных равнин, так и на мелководье, представлена песчаниками средне-мелкозернистыми с разнонаправленной косой слоистостью (рис. 5л), а также ритмами песчаными и песчано-алевролитовыми с маломощными прослоями алевролитово-глинистых пород и глин.

Рассмотренные ряды литофаций имеют много общего, что отражено в их составе и строении. Отличительной чертой является относительно повышенное содержание грубообломочных пород и песчаников в разрезе скв. 2.

Средняя регрессивная толща формировалась в условиях относительного понижения уровня моря по сравнению с предшествующим циклом седиментации. Возможно, в конце времени формирования средней толщи граница приливо-отливной зоны и мелководья находилась восточнее изучаемых скважин (рис. 2в).

Вертикальный ряд литофаций в разрезе скв. 2 отличается присутствием грубообломочных разностей, которые не наблюдались в отложениях скв. 3 (рис. 6). Это связано с тем, что накопление отложений в районе скв. 2 происходило преимущественно в зоне приливо-отливной и прибрежной седиментации. В разрезе же скв. 3 преобладают мелководные литофации, которые чередуются с приливо-отливными.

Признаки *приливо-отливной седиментации* отражены в генетических типах отложений грубообломочно-песчаной литофации скв. 2. В ее нижней части (3,89 м) наблюдается цикличное чередование грубообломочных и песчаных отложений, возможных флювиальных разгрузок в приливо-отливной зоне. Песчано-гравийные и дресвяно-гравийные породы нередко насыщены интракластами зеленых глин зон осушек. Верхняя часть литофации (3,9 м) представлена существенно песчаными отложениями прибрежной зоны (рис. 7а).

Вверх по разрезу состав накапливавшихся в условиях приливо-отливной седиментации литофаций меняется, здесь описаны алевролитово-песчано-глинистая и песчано-алевролитово-глинистая литофации. Псаммитовый и грубообломочный материал приурочен преимущественно к базальным частям литофаций, встречаются неравномерно ангидритизированные разности пород. В составе этих литофаций преобладают коричневые и бежевые алевролитово-глинистые и песчано-алевролитовые породы и их ритмы с линзовидными и волнистыми текстурами, нередко нарушенными процессами взмучивания (рис. 7б, 7в).

В кровле средней толщи выделяется прослой конглобрекчии (0,1 м), перекрывающий глинисто-песчаные отложения приливо-отливной равнины, который сложен обломками подстилающих пород и, вероятно, накапливался в условиях субаэральной экспозиции.

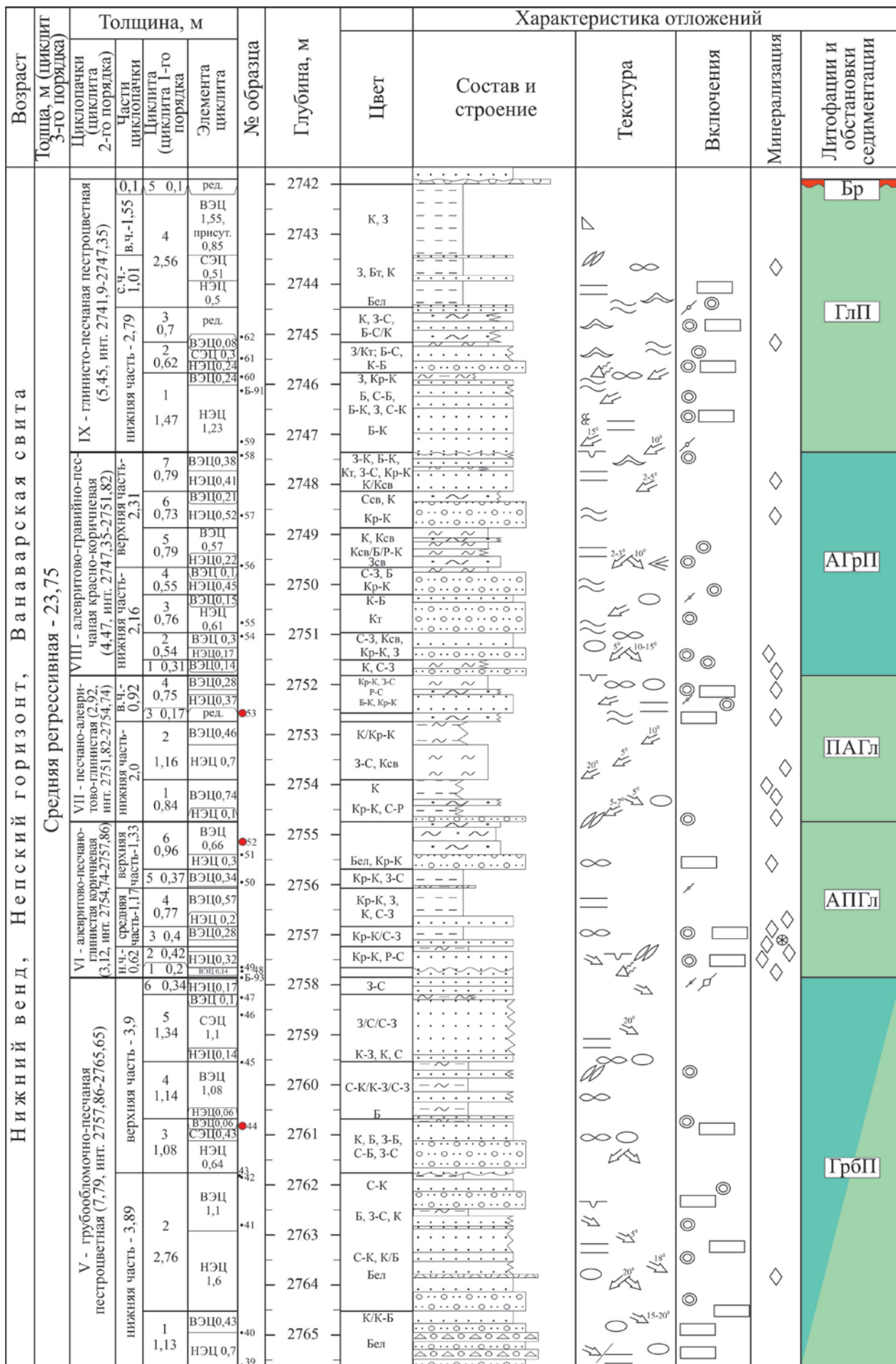
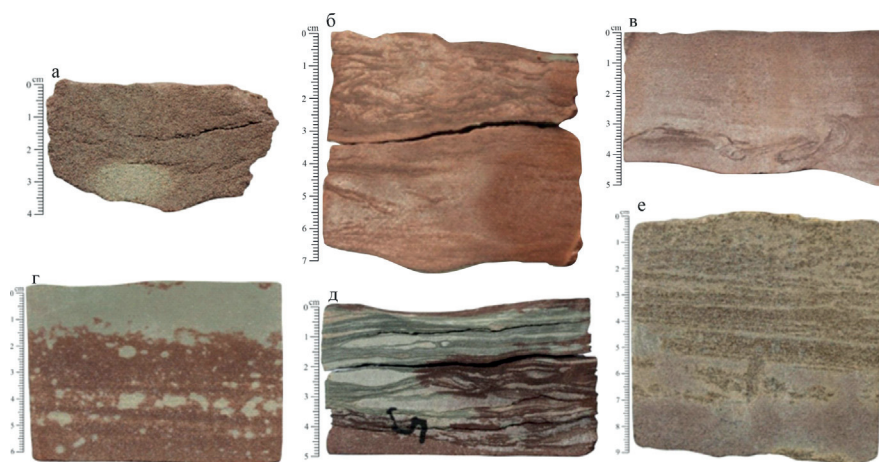


Рис. 6. Литологический разрез средней регрессивной толщи скв. Придутская-2. Условные обозначения рис. 3.

Рис. 7. Генетические типы пород средней толщи: а – прибрежные песчаники разномелкозернистые гравелистые, косолиновидные, с включениями зеленых песчаных интракластов, скв. 2, обр. 44, инт. 2759,5–2771,6 м (1,32 м от нк); б – песчано-алевролитовые породы приливо-отливной равнины коричнево-красные, пятнисто-косолиновидные, содержат уплотненные интракласты коричнево-красных глин, скв. 2, обр. 52, интервал 2747,3–2759,5 м (7,85 м от нк); в – ритм алевритово-песчаный с волнистой горизонтальной текстурой, нарушенной взмучиванием, скв. 2, обр. 53, интервал 2747,3–2759,5 м (5,27 м от нк); г – пестроцветные ритмы песчаников приливо-отливной равнины с прослоями, насыщенными интракластами зеленых алевритов, скв. 3, обр. 35, инт. 2542,3–2556,2 м (7,73 м от нк); д – пестроцветные ритмы алевритовые приливо-отливной равнины с линзовидной текстурой, скв. 3, обр. 37, инт. 2542,3–2556,2 м (4,99 м от нк); е – ритм песчаный средне-мелкозернистый с горизонтальной текстурой мелководно-морского генезиса, скв. 3, обр. 30, интервал 2556,2–2570,0 м (3,38 м от нк).



Приливная седиментация глинисто-песчано-алевролитовой и глинисто-алевролитово-песчаной литофаций в разрезе скв. 3 установлена на основании выделения соответствующих генетических типов пестроцветных отложений приливо-отливных течений. Они представлены ритмами песчаными, алевритово-песчаными, содержащими нередко многочисленные интракласты зеленых алевритовых и глинистых пород (рис. 7г), с косолиновидной, косо-линзовидной и волнисто-линзовидной текстурой (рис. 7д).

Обстановки прибрежной седиментации приурочены верхней части грубообломочно-песчаной и к алевритово-грубообломочно-песчаной литофациям (скв. 2) и связаны с накоплением красно-коричневых осадков прибрежных валов. Песчано-гравийные породы здесь неравномерно расслоены песчаниками и алевритами. Для пород характерно чередование горизонтально-волнистых текстур со сложными косыми двунаправленными, сходящимися сериями под углом наклона 5–10°.

Мелководная седиментация начала времени накопления средней толщи охарактеризована алевритово-песчаной литофацией (скв. 3), связанной с формированием песчаных валов в ее пределах. Здесь в основании залегает интракластовый конгломератовый слой (0,05 м), состоящий из уплотненных полуокатанных обломков темно-коричневых и зеленых глин. Выше залегающие песчаники и ритмы обладают косой, иногда сложной косой слоистостью.

Мелководный режим осадконакопления преобладал во время накопления глинисто-алевролитово-песчаной литофации. Ее нижняя часть (2,05 м) сложена песчаниками среднезернистыми коричнево-бежевыми с подчиненными прослоями серо-бежевых песчаных и алевритовых ритмов с горизонтально-линзовидной и косо-линзовидной текстурами. (рис. 7е). В кровле залегают пестроцветные алевритово-песчаные ритмы с волнисто-горизонтальной полосчатой текстурой, неравномерно сульфатизированные. Следует отметить, что песчаные и алевритово-песчаные породы обладают кварцевым составом и неравномерным битумонасыщением.

Верхняя часть циклопачки (1,57 м) сложена чередованием пестроцветных ритмов песчано-алевролитового и глинисто-алевролитового состава.

Верхняя трансгрессивная толща. Территория изучения в конце непского времени представляла морфологически симметричный морской бассейн субмеридиально ориентированный. На северо-западе его обрамляла Байкитская суша, в центральной части выделялась шельфовая впадина (рис. 2г). Заключительной стадии ванаварской седиментации предшествовали постепенно усиливавшиеся во времени трансгрессивные циклы, наиболее выраженные в строении более мелководных отложений.

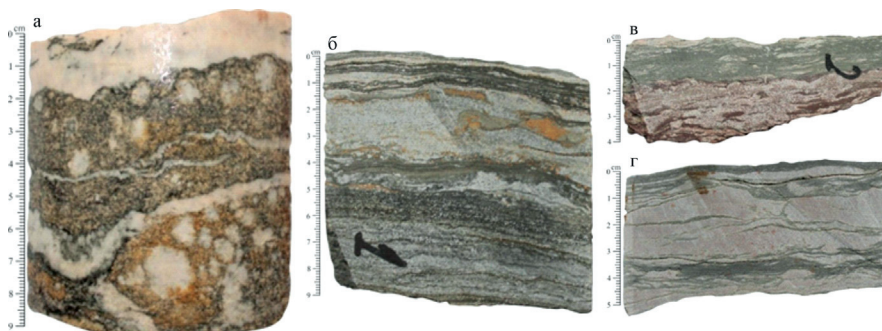
Верхняя трансгрессивная толща в нижней части разреза скв. 2 представлена двумя неравномерно нефтенасыщенными литофациями – глинисто-гравийно-песчаной и грубообломочно-песчано-глинисто-алевролитовая ангидритизированной, которые отличаются относительной мелководностью. В разрезе скв. 3 нижняя часть толщи представлена песчано-алевролитово-глинистой и глинисто-алевролитово-песчаной литофациями, соответственно. Разрез скв. 2 отличается относительной мелководностью.

Последовательная смена обстановок седиментации приливо-отливной, прибрежной и мелководной (скв. 2) отражена в строении глинисто-гравийно-песчаной и ангидритизированной грубообломочно-песчано-глинисто-алевролитовой литофаций (рис. 8).

Здесь нижняя часть (4,01 м) глинисто-гравийно-песчаной литофации представлена в основании горизонтально-слоистыми породами песчаного и алевритово-песчаного состава. Над ними по эрозионному врезу залегают нефтенасыщенные гравийно-песчаные косолиновидные отложения прибрежья. Они состоят из чередования через 1,0–1,5 см гравелитов бежевых, песчаников светло-бежевых и песчано-гравийных разностей зеленовато-серых. Выше залегают глинисто-алевролитовые породы и ритмы с переменным содержанием алевритовой и глинистой составляющих. Верхняя часть литофации (2,53 м) представлена мелководными алевритово-песчаными породами и глинисто-алевролитовыми ритмами.

В основании грубообломочно-песчано-глинисто-алевролитовой литофации залегает конгломератово-гравийный ангидритизированный, нефтенасыщенный слой (0,19 м) прибрежной зоны (рис. 9а).

Рис. 9. Генетические типы пород верхней толщи: а – гравелиты серые, пятнами и линзами бежевые, с включениями гальки кварца прибрежного генезиса, скв. 2, обр. 73, инт. 2723,9–2735,7 м, (0,43 м от нк); б – чередование ритмиков алевролитового и глинисто-алевролитового состава, скв. 3, обр. 39, инт. 2542,3–2556,2 м (0,95 м от нк); в – пестроцветные ритмики песчаников приливно-отливной равнины с прослоями, насыщенными интракластами зеленых алевролитов, скв. 3, обр. 35, инт. 2542,3–2556,2 м (7,73 м от нк), г – пестроцветные ритмики алевролитовые приливно-отливной равнины с линзовидной текстурой, скв. 3, обр. 37, инт. 2542,3–2556,2 м (4,99 м от нк).



Выше по эрозионному врезу – гравелиты серые, пятнами и линзами бежевые вследствие неравномерного нефтенасыщения. Они опесчанены, содержат включения гальки кварца, переменное количество глинисто-алевролитового заполнителя, а также тонкие изогнутые линзы белого ангидрита, который заполняет и межзерновые пустоты диаметром от 0,1 до 1,5 см.

Прослой ангидрита толщиной до 1–3 см маркируют подошву и кровлю гравелитов. Слой экранируется выше-залегающими отложениями, среди которых больше 70 % представлены глинистыми породами.

Верхняя часть литофации (4,59 м) по соотношению породообразующих компонентов имеет песчано-глинисто-алевролитовый состав.

Приливная и мелководная седиментация подтверждена генетическими типам отложений песчано-алевролитово-глинистой и глинисто-алевролитово-песчаной литофаций в разрезе скв. 3.

Песчано-алевролитово-глинистая литофация в нижней части состоит из бежевых мелко-среднезернистых песчаников мелководного генезиса, которые неравномерно битумонасыщены. Средняя часть разреза сложена пестроцветными ритмиками песчано-алевролитового и алевролитово-глинистого состава, для которых характерны волнистые и линзовидные текстуры, в верхней части нарушенные биотурбированием (рис. 9б).

Верхняя часть сложена мелкоциклическим чередованием пестроцветных ритмиков песчано-алевролитового и алевролитово-глинистого состава, накопление которых происходило в условиях приливно-отливной равнины.

Заключительный трансгрессивный цикл ванаварской седиментации связан с последовательной сменой обстановок седиментации от мелководной до шельфовой и обозначен снизу-вверх в разрезе скв. 2 ангидритизированными песчано-алевролитово-глинистой и глинисто-песчаной литофациями, первая из которых неравномерно нефтенасыщенная. В разрезе скв. 3 этим уровням осадконакопления соответствуют ангидритизированные глинисто-песчано-алевролитовая, неравномерно нефте-битумонасыщенная и песчано-глинистая литофации.

В скв. 2 нижняя часть песчано-алевролитово-глинистой литофации представляет собой циклическую последовательность, в основании которой залегают песчаные и алевритовые породы мелководья. Выше они сменяются существенно глинистыми отложениями шельфовой зоны.

Нижняя часть глинисто-песчаной литофации сложена в основном песчаниками мелководными и ритмиками

алевролитово-песчаными, которые вблизи кровли неравномерно нефтенасыщены. Выше нефтенасыщенных отложений находится верхняя алевролитово-глинистая часть циклопачки, представленная алевролитово-глинистыми ритмиками с ангидритизированными белыми алевролитовыми прослоями и пропластками, которые расслоены черными глинистыми породами шельфа.

В разрезе скв. 3 глинисто-песчано-алевролитовая литофация отличается неравномерным нефте-битумонасыщением песчаников базальной части литофации (0,54 м). Верхняя часть разреза представлена неравномерным линзовидным чередованием неравномерно сульфатных ритмиков песчаного, алевролитово-песчаного и алевролитово-глинистого состава (рис. 9в, г).

Отложения ванаварской свиты перекрыты терригенно-карбонатно-сульфатными отложениями оскобинской свиты верхнего венда.

Таким образом, изменения относительного уровня моря в ванаварское время привели к формированию трех толщ трансгрессивного и регрессивного строения. Анализ цикличности, состава, текстурно-структурных особенностей пород позволил выделить вертикальные и латеральные ряды литофаций, а также многочисленные фациальные замещения по профилю рассмотренных скважин.

Пустотное пространство и формирование коллекторских свойств

Формирование коллекторских свойств осадочных пород представляет собой сложный процесс, который протекает на всех стадиях литогенеза. Изначально коллекторские свойства породы определяются на первых стадиях составом исходного материала, а также условиями формирования отложений (способ, длительность и протяженность переноса обломочного материала, тип бассейна осадконакопления и его гидродинамика, его тектоническое положение и климат, физико-химическая характеристика среды осаждения и преобразования осадка, различные вторичные процессы в катагенезе). Сформированный в результате состав пород, а также их структурно-текстурные особенности и будут определять характер и качество коллекторов. При этом у терригенных пород структура порового пространства формируется практически в течение всех стадий литогенеза (Бурлин, 1976). После завершения седиментации пористость образовавшегося осадка можно назвать гипергенно-седиментационной, при этом все последующие процессы диа-, катагенеза будут способствовать ее уменьшению,

и лишь некоторые – ее сохранению и даже увеличению. Наиболее существенно влияют на коллекторские свойства терригенных пород следующие процессы литогенеза: уплотнение, цементация, растворение и разложение минералов, аутигенное минералообразование, в том числе регенерация и др.

С другой стороны, процессы аутигенного минералообразования нередко связаны и с влиянием залежи УВ. Эти вопросы тесно связаны с вторичными изменениями пород-коллекторов на современных и древних водонефтяных контактах. Этим проблемам посвящены работы ряда исследователей (Сахибгареев, 1989), где затронуты вопросы разуплотнения коллекторов в залежах УВ за счет разрушения минеральной составляющей терригенных пород под действием агрессивных продуктов гипергенного изменения нефтей и эпигенетических битуминозных веществ.

При этом за пределами активной зоны растворения кварцевых зерен на уровнях стабилизации ВНК при затрудненности водообмена с законтурной областью происходит осаждение аутигенного кварца. Основным же показателем присутствия уровней стабилизации древних ВНК в пределах залежей является наличие в углеводородосодержащих средах битумного вещества, генетически связанного с окислением нефтей. Обычно битумное вещество присутствует в виде пленок вокруг стенок пустот, а иногда почти полностью занимает тонкие поры. При этом присутствие УВ тормозит электролитические процессы, замедляет во много раз вторичные изменения пород и, таким образом, консервирует поровое пространство коллектора.

В противовес явлениям цементации пород на ВНК описаны противоположные процессы растворения сульфатного и карбонатного цемента при участии сульфат-редуцирующих бактерий в зонах становления древних ВНК.

Таким образом, пустотное пространство терригенных

пород-коллекторов будет определяться процессами седименто- и эпигенеза, а также процессами формирования и переформирования залежей УВ (Ступакова, Хведчук, 2019). Все это в полной мере относится к отложениям ванаварской свиты нижнего венда, которые были изучены по керну скважин Ново-Юдоконского месторождения.

В разрезе скв. 3 выделены несколько толщ как трансгрессивного, так и регрессивного строения. В основании разреза (нижняя часть нижней трансгрессивной толщи) встречены песчаники мелко-среднезернистые, как полимиктового (в основании), так и мезо-олигомиктового состава. Полимиктовые разности обладают обычно плохой сортировкой и слабой окатанностью обломочного материала (рис. 10а, б).

Количество первичного глинисто-железистого порово-пленочного цемента не превышает 3–4 %. Процессы аутигенного минералообразования привели к формированию аутигенного цемента (15–20 %), связанного как с регенерацией зерен кварца (крайне неравномерно 0–10 %), так и с формированием более поздних неравномерных доломитового (до 5 %) и сульфатного (до 10 %) цемента порового типа. Пористость таких пород-коллекторов не превышает 5,0–6,5 %.

Здесь преобладают немногочисленные вторичные поры, которые обусловлены процессами выщелачивания зерен полевых шпатов и имеют диаметр 0,2–0,25 мм. Отмечаются также процессы коррозии и разрушения трещиноватых зерен кварца с формированием мелких внутриверновых пор диаметром 0,05–0,08 мм (рис. 10в).

Различные по структуре песчаники мезо-олигомиктового состава обладают преимущественно средней сортировкой обломочного материала, содержат переменное (до 10–20 %) количество цемента. Количество порово-пленочного глинисто-железистого цемента (наиболее раннего по времени формирования) редко превышает 3–5 %.

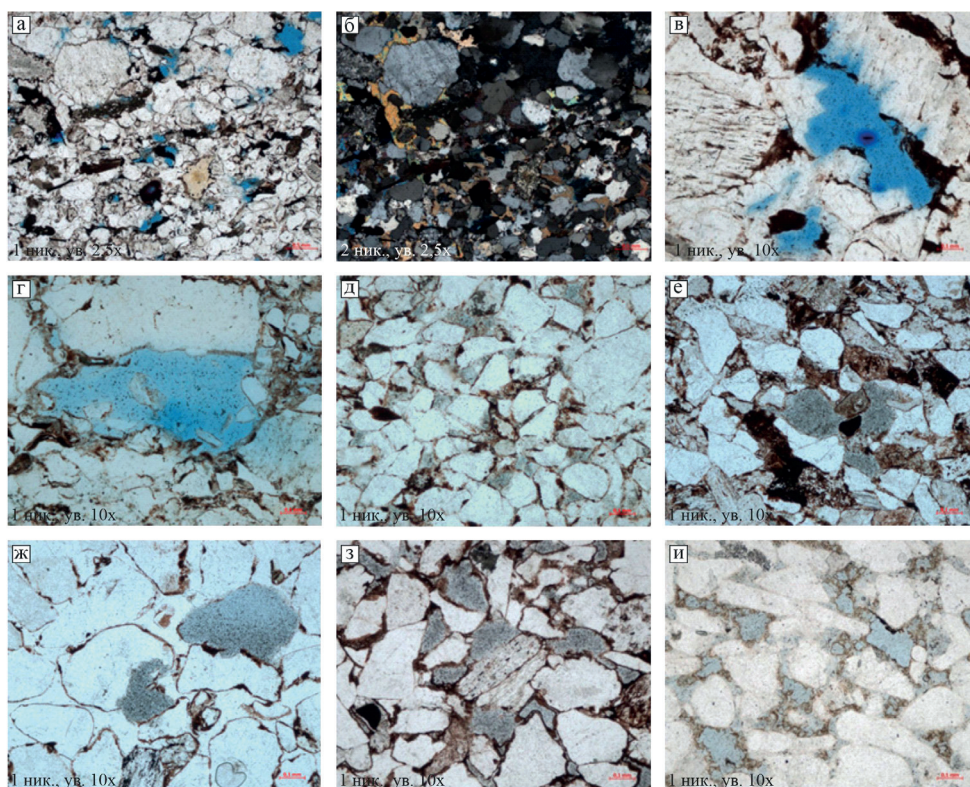


Рис. 10. Фотографии петрографических шлифов: а, б – песчаник полимиктовый с плохой сортировкой, обр. 5, инт. 2596,0–2603,1 м (1,68 м от нк); в – вторичные поры, сформированные за счет разрушения полевых шпатов, обр. 5, инт. 2596,0–2603,1 м (1,68 м от нк); г, д – открытые межзерновые и вторичные поры в песчанике, г – обр. 292-лаб, инт. 2583,1–2596,0 м (10,11 м от нк), д – обр. 12, инт. 2583,1–2596,0 м (9,08 м от нк); е, ж – открытые вторичные поры в песчанике, связанные с выщелачиванием и коррозией обломочных зерен, е – обр. 274-лаб, инт. 2583,1–2596,0 м (1,17 м от нк); ж – обр. 265-лаб, инт. 2570–2583,1 м (10,35 м от нк); з – вторичные поры в песчанике, обр. 208-лаб, инт. 2556,2–2570,0 м (13,41 м от нк); и – пленочно-поровый битумный цемент и реликтовые первичные межзерновые поры в песчанике, обр. 190-лаб, инт. 2556,2–2570,0 м (4,63 м от нк).

Количество аутигенного цемента переменное и обычно связано с неравномерным регенерационным кварцевым, а также сульфатным цементом, количество которого достигает 10–15 %, а значения пористости составляют 6,0–11,5 %. Здесь встречаются редкие угловатые межзерновые поры диаметром менее 0,05 мм, но основная пористость пород связана с вторичными межзерновыми порами диаметром 0,35–0,4 мм, а также более мелкими (диаметром до 0,1 мм) вторичными внутризерновыми порами (рис. 10г, 10д). Значительная часть пустот сформирована за счет процессов разрушения, выщелачивания ряда обломочных зерен, преимущественно полевых шпатов.

Выше по разрезу (верхняя часть нижней трансгрессивной толщи) залегают различные по структуре песчаные, реже алевролитово-песчаные породы, которые имеют полимиктовый состав, преимущественно среднюю сортировку обломочного материала. Песчаники содержат переменное, обычно до 10 %, количество пленочно-порового цемента. Преобладают аутигенные цементы: регенерации кварцевых зерен (0–5 %), а также поровый тип цемента, представленный доломитом и ангидритом. Значения пористости варьируют от 8–10 % до 15 %. Диаметр пор от 0,15 до 0,3 мм. Поры вторичные, связаны с выщелачиванием, растворением, коррозией ряда обломочных зерен (рис. 10е, 10ж). Нередко форма пор повторяет контуры реликтов обломочных зерен.

Далее, в нижней части средней регрессивной толщи, описаны песчаники средне-, мелкозернистые и

крупно-среднезернистые, которые имеют полимиктовый состав, плохую и среднюю сортировку, различную окатанность обломочного материала. Содержание цемента в песчаниках не превышает 7–10 %. Значения коэффициента пористости здесь варьируют от 10 до 21 %.

Кроме того, особенностью формирования пустотного пространства песчаников этой части разреза является широкое развитие процессов выщелачивания сульфатного цемента в породах, где формируются поры неправильной, часто прихотливой формы (рис. 10з).

Резкая смена состава обломочных пород приурочена к средней части регрессивной толщи. Крупно-средне- и мелко-среднезернистые песчаники здесь имеют мономинеральный кварцевый состав, обладают средней и хорошей сортировкой обломочного материала с преобладанием полуокатанных и окатанных зерен. Песчаники характеризуются признаками бывшего *нефтенасыщения* и неравномерно *битумонасыщенны* (рис. 10и).

Значения пористости варьируют от 7,5 до 13 %. Здесь отмечается несколько уровней стабилизации древних ВНК, которые выражаются в процессах растворения (разуплотнения) и цементации, что приводит к неравномерному зональному распределению значений открытой пористости в породах. Зоны цементации связаны с процессами возникновения участков развития аутигенного кварцевого цемента (более 15 %), вплоть до участков полного окварцевания песчаников, где отсутствует эффективная пористость (рис. 11а, рис. 11б).

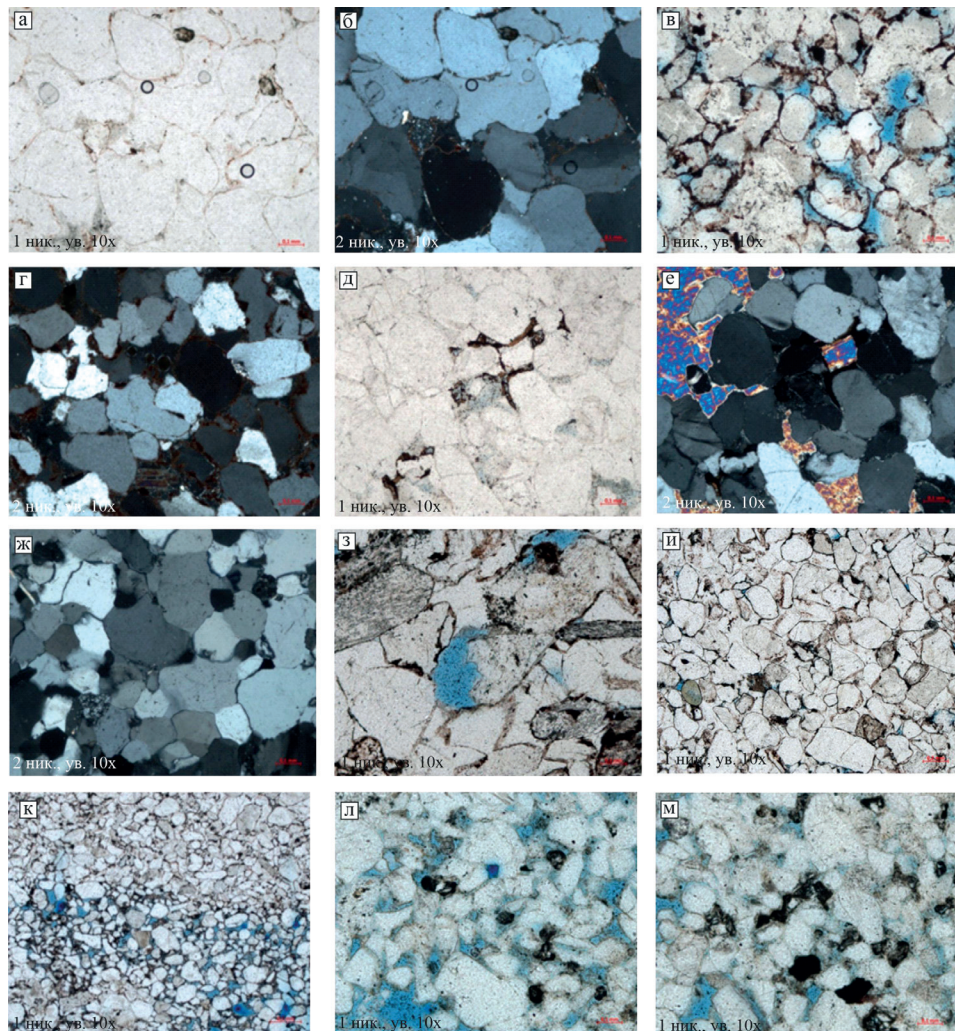


Рис. 11. Фотографии петрографических илифлов: а, б – регенерация зерен кварца, обр. 197-лаб, инт. 2556,2–2570,0 м (9,67 м от нк); в – вторичные и первичные поры зоны разуплотнения, обр. 37-Б, инт. 2542,3–2556,2 м (13,87 м от нк); г – контрастные процессы регенерации, коррозии зерен кварца, обр. 162-лаб, инт. 2542,3–2556,2 м (13,41 м от нк); д, е – участки развития порово-пленочного битумного (д) и аутигенного сульфатного (е) цемента, обр. 130-лаб, инт. 2542,3–2556,2 м (2,98 м от нк); ж – аутигенный кварцевый цемент в песчанике, обр. 50-Б, инт. 2529,0–2542,3 м (0,2 м от нк); з – выщелачивание зерен полевых шпатов, обр. 32, инт. 2771,6–2783,8 м (0,14 м от нк); и – алевролит крупнозернистый с регенерационным кварцевым цементом, обр. 53, инт. 2747,3–2759,5 м (5,27 м от нк); к – распределение проницаемых и слабопроницаемых прослоев в песчаном ритмите, обр. 54, инт. 2747,3–2759,5 м (3,73 м от нк); л – остаточное битуминозное вещество в поровом пространстве породы, обр. 65, инт. 2735,7–2747,3 м (4,86 м от нк); м – формирование пирита в пустотном пространстве породы, обр. 65, инт. 2735,7–2747,3 м (4,86 м от нк).

Зоны разуплотнения и стабилизации древних ВНК связаны с участками развития пленочно-порового, пленочного битумного цемента в песчаных породах (рис. 11в). В пределах таких зон также отмечаются процессы коррозии растворения зерен кварца, отсутствие или незначительное присутствие сульфатов в поровом пространстве пород, присутствие аутигенного доломита в подошвенных частях таких зон (рис. 11г). Консервирующее влияние УВ привело к сохранению реликтовых первичных межзерновых пор в породах-коллекторах.

В пределах верхней части регрессивной толщи также отмечаются контрастные процессы цементации, битумонасыщения, коррозии, регенерации зерен кварца, формирования и растворения, выщелачивания ангидритового цемента из порового пространства пород. В пределах этой части разреза выделяется несколько уровней стабилизации древних ВНК.

Менее контрастно эти процессы прослеживаются выше (верхняя трансгрессивная толща). Кварцевые песчаники и ритмиты этой зоны обладают средней, хорошей сортировкой и хорошей окатанностью обломочного материала, содержат небольшое (1–3 %) количество седиментационного глинистого цемента, а также переменное количество аутигенного битумного, кварцевого, доломитового, сульфатного и пиритового цемента.

Битумонасыщенные песчаники и ритмиты описаны в нижней части толщи и отражают очередной этап стабилизации древнего ВНК. Количество битумного цемента здесь составляет 4–5 %, значения пористости составляют 9–10 % (рис. 11д, е).

Выше крайне неравномерно распределены зоны цементации, связанные с процессами регенерации зерен кварца, формирования аутигенных доломитового и сульфатного порового цемента, наличие которых ухудшает фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов или превращают породу в непроницаемый пропласток, создавая тем самым литологический флюидоупор.

Значения пористости здесь составляют 4,0–6,5 %, а породы-коллекторы приурочены к участкам распространения вторичной пористости, которая тесно связана с процессами выщелачивания аутигенного сульфатного цемента. Диаметр открытых пор здесь варьирует и обычно составляет 0,1–0,35 мм. В верхней же части трансгрессивного цикла отмечены уровни распространения сплошного аутигенного цемента регенерации кварцевых зерен (до 25 %), что отвечает максимальному привносу кремнезема и связанного с этим процесса формирования стяжений аутигенного пирита (рис. 11ж). Этот уровень связан с последующим уровнем стабилизации древнего ВНК палеозалежи.

Таким образом, в разрезе скв. 3 можно выделить три зоны, которые характеризуют преобладание различных типов коллекторов (рис. 12). Эти зоны также приурочены к определенным толщам ванаварской свиты.

Преобладание вторично-поровых коллекторов здесь связано с нижней трансгрессивной толщей.

Наиболее контрастные процессы цементации и разуплотнения связаны с регрессивным циклом седиментации, за время накопления которого сформировались полимиктовые и кварцевые песчаные породы. Они обладали хорошей сортированностью и окатанностью обломочного

материала, значительной пористостью, содержали крайне незначительное количество первичного (седиментационного) цемента. Породы-коллекторы включали залежь УВ, следы существования которой сохранились в виде участков цементации и разуплотнения. Они имеют зональное распределение, связанное с уровнями стабилизации на древних ВНК (рис. 12).

К этой части разреза приурочены реликтивно-поровые коллектора, уровни появления которых отмечены присутствием порово-пленочного битумного цемента в породах.

В верхней части разреза (верхняя трансгрессивная толща) наблюдаются контрастные процессы минерализации, разуплотнения, которые связаны с перемещением положений древних ВНК, а также присутствием УВ, процессами коррозии, выщелачивания, растворения. Эти процессы приводили к появлению и исчезновению новообразованных кварцевого и сульфатного цемента. С этой частью разреза связано формирование коллекторов как реликтивно-порового, так и вторично-порового генезиса, а также уплотненных зон, нередко образующих неравномерные чередования.

В строении разреза скв. 2 также участвуют 3 толщи, которые сложены мезомиктовыми, полимиктовыми (кварцево-граувакковыми) и мономинерально-кварцевыми песчаниками.

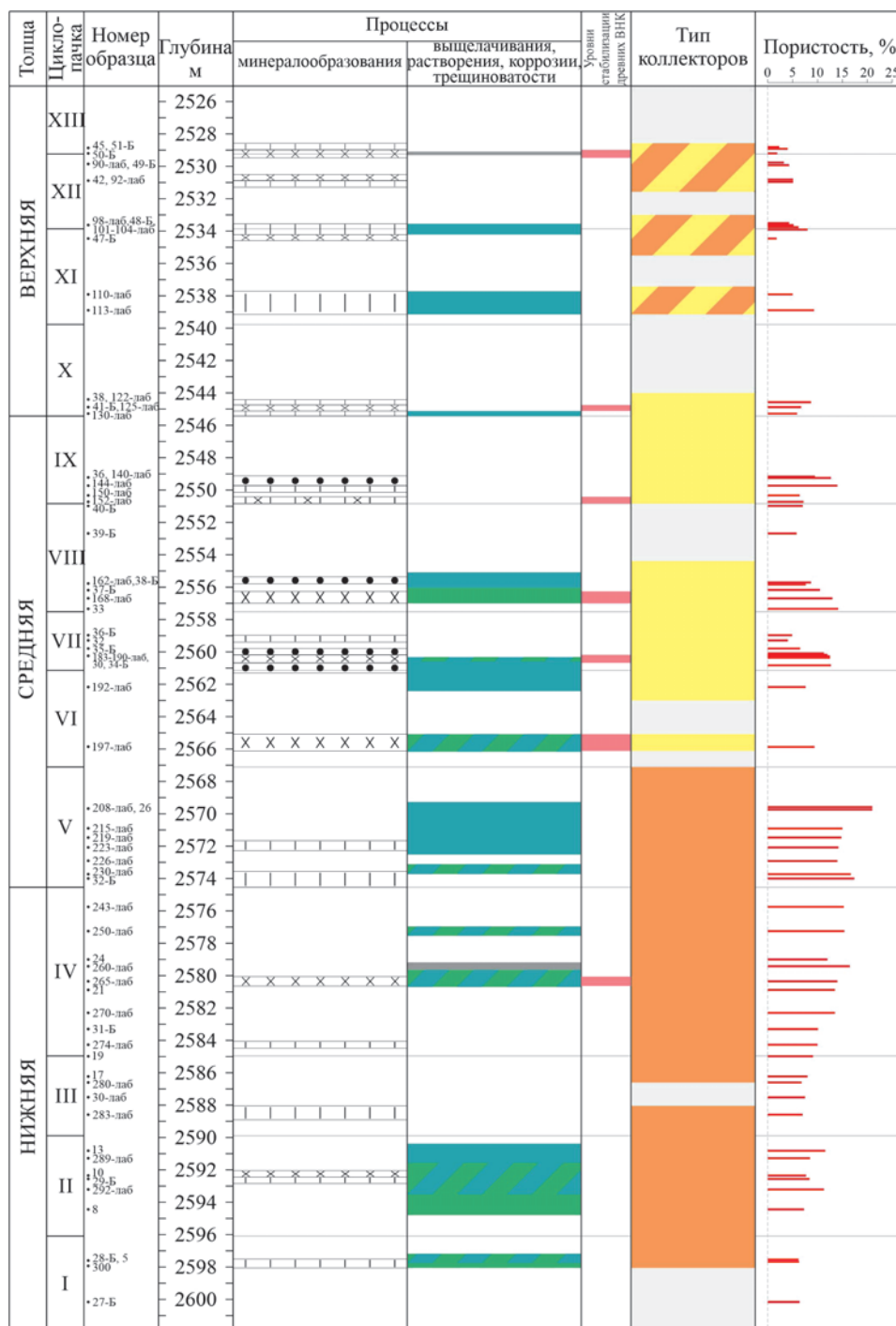
Мезомиктовые песчаники встречены в нижней части нижней трансгрессивной толщи и по многим характеристикам аналогичны породам, которые были описаны в скв. 3. Песчаникам присущи низкие значения пористости и проницаемости, открытая пористость пород составляет 2–5 %. Здесь встречаются редкие вторичные открытые поры, которые связаны с процессами разрушения и выщелачивания ряда обломочных зерен.

Значительное увеличение значений пористости до 15–17 % отмечено в верхней части нижней трансгрессивной толщи, а также в нижней части средней регрессивной толщи. В этой части разреза распространены полимиктовые (кварцево-граувакковые) гравийно-песчаные и песчаные породы, которые включают открытые поры диаметром от 0,05 до 0,2–0,25 мм, иногда до 0,35 мм. Большинство этих пустот имеет вторичную природу и связано как с выщелачиванием и разрушением наименее устойчивых компонентов среди обломочных зерен, преимущественно полевых шпатов, так и с растворением сульфатов из цемента пород (рис. 11з).

Все эти процессы во многом сопряжены с составом пластовых вод залежи УВ. Современный газо-водяной контакт (ГВК) устанавливается в интервале 2751–2753 м (рис. 13), приурочен к плотным кварцевым песчаным породам, которые обладают крайне небольшими значениями пористости (3–5 %). Это связано с широким развитием процессов формирования аутигенного регенерационного кварцевого цемента (до 25 %) в породах (рис. 11и).

Верхняя часть зоны современного ВНК в разрезе скв. 2 характеризуется увеличенными значениями пористости (до 10–12 %), а также крайне неравномерным полосчатым и послойным распределением пустотного пространства, где чередуются проницаемые и слабопроницаемые прослои (рис. 11к).

Выше по разрезу располагается основная залежь УВ, положение которой тесно связано с верхней трансгрессивной



Условные обозначения:

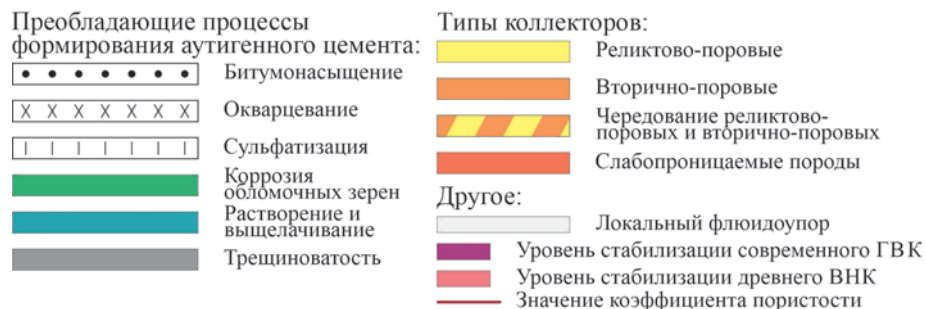


Рис. 12. Схема распространения типов пород-коллекторов ванаварской свиты в скв. Придутская-3

толщей. Коллектор здесь реликтово-порового и вторично-порового типов. Значения коэффициента пористости варьируют от 10–12% до 18–22%.

Такое распределение значений во многом связано с

протекающими здесь контрастными процессами.

Но наиболее характерным признаком является появление остаточного битуминозного вещества по периферии ряда открытых пор в породах (рис. 11л).

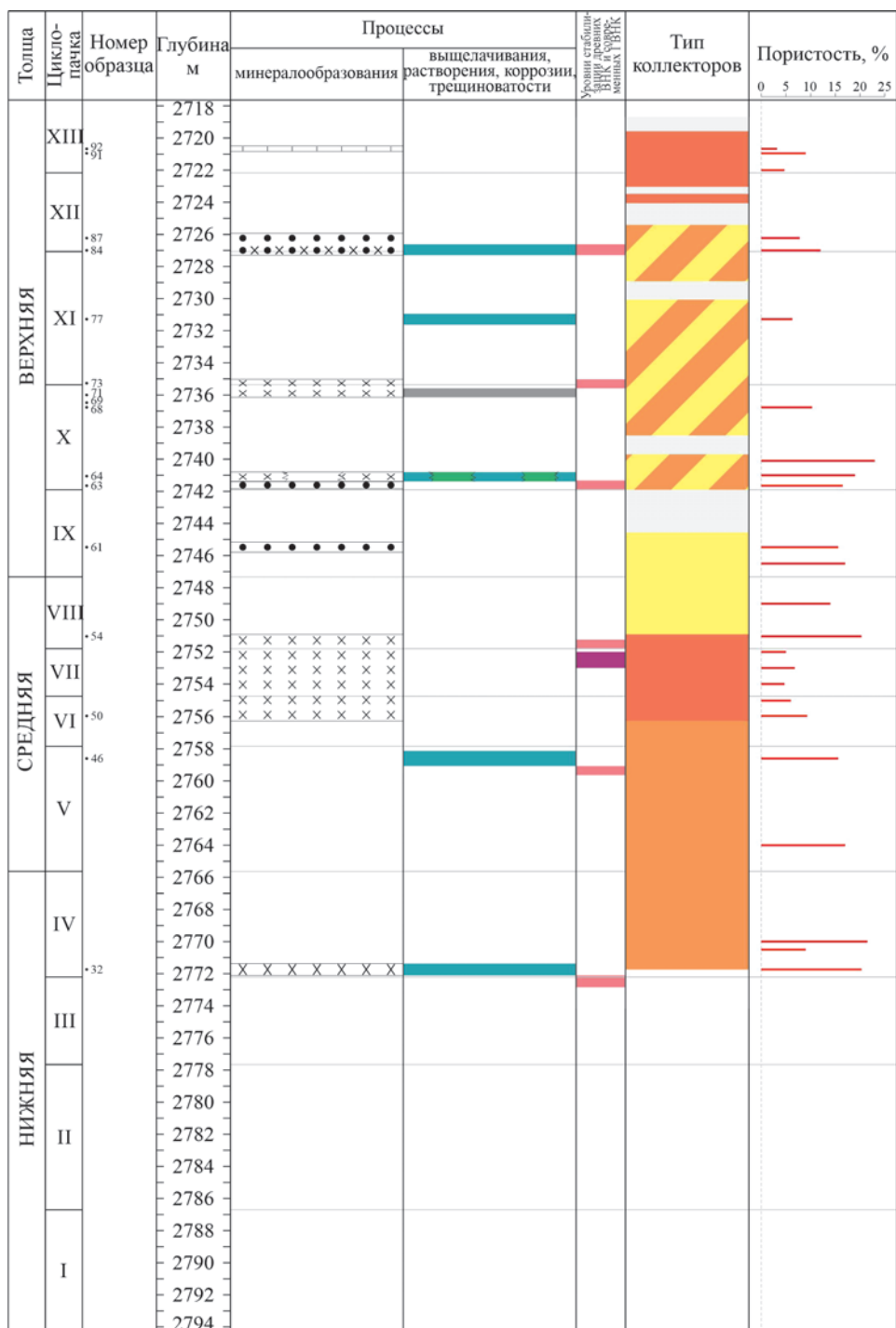


Рис. 13. Схема распространения типов пород-коллекторов ванаварской свиты в скв. Придутская-2. Условные обозначения на рис. 12.

Уровни стабилизации древних ВНК здесь отмечаются увеличением содержания аутигенного кварцевого цемента в породах, а также развитием аутигенного пирита по остаточному битуминозному веществу (рис. 11м). Всего в разрезах скважины выделяется до 6 уровней древнего (палео) ВНК. Причем в скв. 2 на древние ВНК накладывается современный ГВК на глубине 2752 м по стволу скважины.

Заключение

В строении ванаварской свиты выделяется три толщи: нижняя трансгрессивная, средняя регрессивная и верхняя трансгрессивная, накопление которых происходило в континентальных, переходных, мелководно-морских и шельфовых обстановках осадконакопления. Изучение

вторичных преобразований в шлифах позволило установить закономерности изменения пустотного пространства и понять механизм формирования коллекторских свойств в ванаварской свите.

Современная залежь УВ приурочена к отложениям верхнего трансгрессивного цикла скважины Придутская-2. Современный ГВНК устанавливается в интервале глубин 2751–2753 м, где наиболее полно проявились процессы формирования аутигенного кварцевого цемента в песчаных породах. Выше устанавливается несколько уровней стабилизации древних ВНК, что связано с этапами формирования залежи. Эти уровни характеризуются наличием остаточного битуминозного вещества в пустотном пространстве песчаных пород, а также в

неравномерном формировании аутигенного кварцевого цемента. В момент формирования залежи УВ ловушка была максимально заполнена, и последний древний ВНК находился на 16 м ниже современного ГВНК. Далее нефтяная залежь начала разрушаться, и контакт нефти с водой начал подниматься. В разрушенной части залежи имеются признаки наложения аутигенеза, связанного с этапами ее формирования. Это выражается в неравномерном развитии как процессов сульфатизации и карбонатизации в цементах песчаников, так и процессов выщелачивания и растворения последних.

В пределах залежи широко распространены коллектора реликтово-порового и вторично-порового типов. Коллектора вторично-порового типа установлены в интервале глубин 2771,6–2756 м. Формирование этих коллекторов тесно связано с процессами выщелачивания, растворения, которые затрагивают как наиболее неустойчивые компоненты в составе обломочных зерен, так и в цементах песчаных пород. Во многом эти процессы контролируются составом подошвенных вод залежи.

В скважине Придутьская-3 залежь УВ была расформирована. Признаки существования залежи отмечены уровнями цементации и разуплотнения, которые часто имеют зональное распределение и обычно связаны с уровнями стабилизации древних ВНК. К этой части разреза приурочены реликтово-поровые коллектора, уровни появления которых отмечены присутствием пленочно-битумного цемента в породах.

Таким образом, литолого-фациальный анализ и изучение постседиментационных преобразований по керну и в шлифах позволяют выявить строение залежи и распределение коллекторских свойств по разрезу. Данный подход, в совокупности с другими разномасштабными методами (анализ палеореконов, интерпретация ГИС, сейсморазведка и т.п.) дают возможность геологам определить новые поисковые критерии, установить строение и эволюцию месторождений в древних отложениях Восточной Сибири на этапе поисково-разведочных работ.

Благодарность

Авторы выражают благодарность рецензенту и редакционной коллегии журнала за ценные рекомендации и подробный анализ статьи.

Литература

- Бурлин Ю.К. (1976). Природные резервуары нефти и газа. Москва: Изд-во Московского университета, 135 с.
- Вассоевич Н.Б. (1948). Флиш и методика его изучения. Москва: Гостоптехиздат, 240 с.
- Вассоевич Н.Б. (1990). Уточнение понятий и терминов, связанных с осадочными циклами, стадийностью литогенеза и нефтегазообразования. *Н.Б. Вассоевич. Избранные труды. Литология и нефтегазоносность*. М: Наука, с. 183–207.
- Кузнецов В.Г., Илюхин Л.Н., Постникова О.В., Бакина В.В., Горина А.Б., Дмитриевский С.А. и др. (2000). Древние карбонатные толщи Восточной Сибири и их нефтегазоносность. Москва: Научный мир, 104 с.
- Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б. и др. (2005). Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. Новосибирск: Гео, 432 с.
- Мельников Н.В. (2009). Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. Стратиграфия, история развития. Новосибирск: СО РАН, 146 с.

Сахибгареев Р.С. (1989). Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Ленинград: Недра, 260 с.

Сивкова Е.Д., Сауткин Р.С., Коробова Н.И. (2018). Выявление зависимостей изменения мощностей и свойств отложений ванаварской свиты в зоне сочленения Байкитской антеклизы и Катаггской седловины. *Ученые записки Крымского федерального университета им. В.И. Вернадского. География. Геология*, 4(1), с. 175–180.

Старосельцев В.С. (2015). Структурно-тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы. ФГУП «СИННИИГГиМС».

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. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.31-41>

Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Крылов О.В., Ахманов Г.Г., Жукова Е.В. (2014). Север Восточной Сибири: геология, нефтегазоносность и обстановки седиментации вендско-кембрийских формаций. Москва: Геоинформмарк, 192 с.

Япаскурт О.В., Соловьева Н.А., Шарданова Т.А., Ростовцева Ю.В. (2001). Исследование осадочных горных пород при составлении средне- и мелкомасштабных геологических карт нового поколения: методические рекомендации. Часть III. Генетическая интерпретация признаков древних обстановок седиментации. М: Изд-во МГУ, 158 с.

Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Lubnina N.V., Korobova N.I., Karnyushina E.E., Kozlova E.V. (2015). Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins. *Precambrian Research*, 259, p. 95–113. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.11.018>

Сведения об авторах

Евгения Емельяновна Карнюшина – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Наталья Ивановна Коробова – ассистент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Надежда Сергеевна Шевчук – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

e-mail: n.shevchuk@oilmsu.ru

Антонина Васильевна Ступакова – заведующий кафедрой, доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Екатерина Дмитриевна Сивкова – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 28.02.2022;

Принята к публикации 29.04.2022;

Опубликована 16.05.2022

Cyclicality, sedimentation environments and the influence of post-sedimentary processes on the structure and formation of the Vanavara Formation reservoir (based on the analysis results of core material of the Novo-Yudokon field)

E.E. Karnyushina, N.I. Korobova, N.S. Shevchuk*, A.V. Stoupakova, R.S. Sautkin, E.D. Sivkova

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Nadezhda S. Shevchuk: e-mail: n.shevchuk@oilmsu.ru

Abstract. The Lower Vendian oil and gas bearing play is one of the main ones in the Siberian platform and dominant within large tectonic elements (Nepa-Botuoba anticline, Sayan-Yenisei syncline, etc.). The oil and gas content of the complex is determined both by the conditions of its formation and by post-sedimentation processes, which are largely associated with the stages of formation and reformation of hydrocarbon pool. All these features of Vanavara reservoir were explored in a detailed lithofacies analysis of the core material of the Novo-Yudokon field and adjacent territories.

Keywords: reservoir, Vanavara formation, sedimentation environments, post-sedimentary processes, paleo-OWC

Recommended citation: Karnyushina E.E., Korobova N.I., Shevchuk N.S., Stoupakova A.V., Sautkin R.S., Sivkova E.D. (2022). Cyclicality, sedimentation environments and the influence of post-sedimentary processes on the structure and formation of the Vanavara Formation reservoir (based on the analysis results of core material of the Novo-Yudokon field). *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 75–92. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.10>

References

- Burlin Yu.K. (1976). Oil and gas natural reservoirs. Moscow: Moscow State University, 135 p. (In Russ.)
- Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Lubnina N.V., Korobova N.I., Karnyushina E.E., Kozlova E.V. (2015). Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins. *Precambrian Research*, 259, p. 95–113. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.11.018>
- Frolov S.V., Karnyushina E.E., Korobova N.I., Bakai E.A., Krylov O.V., Akhmanov G.G., Zhukova E.V. (2014). North of Eastern Siberia: geology, oil-and-gas content and Vend-Cambrian sedimentation environment. Moscow: Geoinformmark, 192 p. (In Russ.)
- Kuznetsov V.G., Ilyukhin L.N., Postnikova O.V., Bakina V.V., Gorina A.B., Dmitrievsky S.A., Skobeleva N.M., Tikhomirova G.I., Suhay V., Fomicheva L.N. (2000). Ancient carbonate strata of Eastern Siberia and their oil and gas potential. Moscow: Nauchny Mir, 104 p. (In Russ.)
- Melnikov N.V., Yakshin M.S., Shishkin B.B. et al. (2005). Stratigraphy of Siberian oil-and-gas bearing basins. Riphean and Vendian of the Siberian platform and its folded frame. Novosibirsk: Geo, 432. (In Russ.)
- Melnikov N.V. (2009). Vendian-Cambrian saline basin of the Siberian Platform. Stratigraphy, history of development. Novosibirsk: SB RAS, 146 p. (In Russ.)
- Sakhibgareev R.S. (1989). Secondary changes in reservoirs in the process of formation and destruction of oil deposits. Leningrad: Nedra, 260 p. (In Russ.)
- Sivkova E.D., Sautkin R.S., Korobova N.I. (2018). Investigation of Vanavara formation thickness and property variation in Baikit anticline and Katangskaya saddle conjunction zone. *Uchenye zapiski Krymskogo*

federal'nogo universiteta imeni V. I. Vernadskogo. Geografiya. Geologiya, 4(1), pp. 175–180. (In Russ.)

Staroseltsev V.S. (2018). Structural-tectonic map of Siberian platform petroleum provinces. SNIIGGIMS. (In Russ.)

Stoupakova A.V., Khvedchuk I.I., Sautkin R.S., Korobova N.I., Sivkova E.D. (2019). Reforming of deposits in ancient oil and gas basins (on the example of deposits of the Baikit anticline eastern slope of the Siberian Platform). *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 31–41. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.31-41>

Vassoevich N.B. (1948). *Flysch and methods of its study*. Leningrad: Gostoptekhizdat, 240 p. (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1990). Clarification of concepts and terms associated with sedimentary cycles, stages of lithogenesis and oil and gas formation. *N.B. Vassoevich. Selected Works. Lithology and oil and gas potential*. Moscow: Nauka, pp. 183–207. (In Russ.)

Yapaskurt O.V., Solovyova N.A., Shardanova T.A., Rostovtseva Yu.V. (2001). The study of sedimentary rocks in the preparation of medium- and small-scale geological maps of a new generation: guidelines. Part III. Genetic interpretation of signs of ancient sedimentation environments. Moscow: Moscow State University, 158 p. (In Russ.)

About the Authors

Evgeniya E. Karnyushina – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia I. Korobova – Assistant, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University.

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nadezhda S. Shevchuk – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Ekaterina D. Sivkova – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 28 February 2022;

Accepted 29 April 2022; Published 16 May 2022

Влияние структурных перестроек на нефтегазоносность восточной части Енисей-Хатангского прогиба

Е.Д. Сивкова*, Е.О. Бабина, А.В. Ступакова, М.А. Большакова, Р.С. Сауткин, И.К. Комков, А.В. Мордасова

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В статье представлены результаты исследования влияния структурных перестроек на работу углеводородных систем в восточной части Енисей-Хатангского прогиба. На основе интерпретации сейсмических данных и построения палеопрофилей в геологической эволюции бассейна установлено несколько этапов перестроек: на рубеже среднего и позднего триаса, позднего триаса и юры, в бат-келловейское время, титон-валанжинское время, в баррем-аптское время, в апт-альбское время, в сеноманское время, мощные перестройки в кайнозое. На основе интерпретации геохимической информации, полученной в результате анализа образцов пород керна и обнажений, дана характеристика типа вещества, количества исходного органического углерода, нефтегазоматеринского потенциала для поздне триасовых, нижнеюрских, среднеюрских, верхнеюрских, нижнемеловых нефтегазоматеринских толщ (НГМТ). Результаты изучения геологического строения региона, геохимических особенностей НГМТ стали основой для построения бассейновой 2D модели, которая позволила не только выявить очаги генерации, пути миграции и зоны аккумуляции углеводородных флюидов, но и оценить время начала генерации и эмиграции углеводородов, а также моменты перерыва данных процессов в периоды воздымания территории.

Изменения структурного плана трансформировали конфигурацию бассейна, что приводило, с одной стороны, к образованию зон накопления прослоев, богатых органическим веществом, а с другой – к приостановке работы углеводородных систем, переформированию и даже разрушению залежей.

Ключевые слова: Енисей-Хатангский прогиб, структурные перестройки, нефтегазоматеринские толщи, органическое вещество, углеводороды, расчет апшифтов, перспективы нефтегазоносности, гольчихинская свита, бассейновое моделирование, углеводородные системы

Для цитирования: Сивкова Е.Д., Бабина Е.О., Ступакова А.В., Большакова М.А., Сауткин Р.С., Комков И.К., Мордасова А.В. (2022). Влияние структурных перестроек на нефтегазоносность восточной части Енисей-Хатангского прогиба. *Георесурсы*, 24(2), с. 93–112. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.11>

Введение

Енисей-Хатангский прогиб представляет собой окраинную часть Западно-Сибирского бассейна, которая характеризуется неравномерной степенью изученности геолого-геофизическими и промысловыми методами. Все открытые месторождения углеводородов (УВ) приурочены преимущественно к западной части прогиба, а восточная часть так и остается сравнительно неизученной (Афанасенков, 2019; Бордюг, 2019). Трудность обнаружения УВ скоплений связана со сложным геологическим строением, низкой изученностью и неоднозначностью интерпретации сейсмических данных (Трофимук, 1982; Конторович, 2011; Фомин, 2013; Афанасенков, 2019). Кроме того, дискуссионным остается вопрос углеводородного потенциала отложений и фазового состава прогнозируемых скоплений УВ (Афанасенков, 2019; Бордюг, 2019; Злобина, 2010).

Нефтегазоносность региона определяется свойствами элементов УВ систем, которые по мере эволюции бассейна претерпевают значительные изменения. Этапы

погружения и воздымания территории влияют на стадийность нефтегазообразования, вопросам изучения которой было посвящено немало исследований предшественников. Николай Брониславович Вассоевич еще в 1954 г. пришел к чрезвычайно важному выводу о связи катагенеза нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) со стадийностью нефтегазообразования. Выдвинутая им в 1967 г. теория осадочно-миграционного происхождения нефти позволила значительно преобразовать представления о нефтегазоносности бассейна, обеспечив высокую эффективность поиска месторождений на долгие годы вперед (Вассоевич, 1967). Согласно теории, нефтегазоносность является свойством осадочного бассейна, возникающим на этапах его развития, когда нефтематеринская толща попадает в главную фазу нефтеобразования, осуществляемую на глубинах 2–4 км при определенных термобарических условиях. На данный момент оценить работу УВ систем и выявить этапы развития бассейна, когда НГМТ попали в условия, возможные для газо- и нефтегенерации, позволяет создание бассейновой модели. При изучении нефтегазоносности восточной части Енисей-Хатангского прогиба очень важен учет структурных перестроек, т.к. они сыграли одну из ключевых ролей, оказывая значительное влияние как на формирование нефтегазоматеринских толщ, так и на процессы генерации и миграции УВ-флюидов.

* Ответственный автор: Екатерина Дмитриевна Сивкова
e-mail: e.sivkova@oilmsu.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

В основе бассейновой региональной модели лежит структурный каркас исследуемой территории, созданный на основе интерпретации сейсмического профиля. Описание основных отражающих горизонтов и их распространение в пределах изучаемого профиля представлено в первой части статьи.

На основе подготовленной геолого-структурной модели территории с учетом палеогеологических условий формирования и геолого-литологических особенностей толщ восстановлена история геологического развития бассейна – определены амплитуды и зоны развития процессов воздымания и погружения. Понимание механизмов, продолжительности и амплитуды структурных перестроек необходимо для построения адекватной бассейновой модели, т.к. погружение во многом благоприятствует процессу образования НГМТ и генерации ими жидких и газообразных УВ, в то время как воздымание (аплифт) и связанные с ним процессы эрозии часто приводят к разрушению уже образованных НГМТ или препятствию их образования. Наличие аплифтов также оказывает влияние на процессы генерации (за счёт уменьшения термобарических условий, воздействующих на НГМТ) и аккумуляции УВ. Поэтому при прогнозировании масштабов генерации УВ важно определить основные рубежи развития бассейна, связанные с основными этапами погружения и воздымания исследуемой территории.

В статье также рассмотрены нефтегазоматеринские свойства и работа толщ по генерации УВ флюидов с учетом влияния палеоструктурных условий и последующих тектонических движений. В разделе, посвященном данному направлению, описаны генерационные свойства и зрелость НГМТ, степень их трансформации и основные этапы генерации.

Суммирование вышеперечисленных данных позволяет сделать выводы о прохождении процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ флюидов в пределах восточного окончания Енисей-Хатангского прогиба, о влиянии тектонических движений на эти процессы и формировании перспективных участков нефтегазоносности, что и было целью данного исследования.

Фактическая основа и структурный каркас бассейновой модели

Основу исследования составили: сейсмический профиль в восточной части Енисей-Хатангского прогиба вкрест простирания бассейна, каротажные данные, их интерпретация, стратиграфические отбивки пяти скважин, результаты литологических (литологический состав вмещающих толщ, флюидоупоров, коллекторов и НГМТ, а также их мощности, определенные по ГИС и керну) и геохимических исследований кернового материала (фактический и расчетный исходный водородный индекс (НИ), содержание органического углерода (Сорг, ТОС), тип ОВ (с использованием данных Афанасенкова, 2019)), результаты опробования скважин, а также общая информация по нефтегазоносности данного региона (граничные условия, при которых происходит прогрев осадочных толщ (современный и палеотепловые потоки, определенные для различных этапов развития бассейна, современные и рассчитанные палео-температуры на поверхности осадочного чехла); калибровочные параметры (показатель отражения

витринита (R° , %) и пластовые температуры (T , °C)).

Сводная информация по литолого-стратиграфическому строению региона с выделением основных НГМТ, резервуаров и флюидоупоров, соотношенных с эпохами складчатости, приведена на рис. 1.

Сейсмогеологический профиль стал каркасом для палеорекопструкций и бассейновой модели. На основе профиля выделено распространение и конфигурация основных отражающих горизонтов (ОГ) (рис. 1), далее указаны снизу-вверх: кровля палеозойского комплекса (ОГ F), пермско-триасовый сейсмокомплекс (ОГ P-T₁¹, T₁², T₂, T₃), кровля доюрского сейсмокомплекса (ОГ A), юрский сейсмокомплекс: кровля малышевской свиты (ОГ T4), кровля гольчихинской серии (ОГ Б), меловой сейсмокомплекс: кровля нижнехетской свиты (ОГ Н¹), кровля суходудинской свиты (ОГ Н²), кровля малохетской свиты (ОГ М), кровля яковлевской свиты (ОГ М¹), кровля долганской свиты (ОГ Г). Толща гольчихинской серии дополнительно разделена на три формации – помимо ОГ Б добавлены 2 дополнительных горизонта. Нижний ОГ соответствует кровле таначинской формации, средний – сивговской, верхний ОГ – кровле гольчихинской формации.

Мощность и состав выделенных толщ также подкреплены данными скважин: Восточно-Кубалахская-357, Балахнинская-1, Балахнинская-2 и Массоновская-363. Для корректировки дополнительно использовалась скважина Логатская-361, вскрывшая доюрский комплекс. Но ввиду ее удаленности от профиля, ее данные учитывались с осторожностью.

В пределах исследуемого 2D профиля выделены 4 обособленных зоны, каждая из которых обусловлена структурным фактором (рис. 2) и имеет общие механизмы формирования НГМТ, генерации и миграции УВ-флюидов:

- зона глубокого Жданихинского прогиба (зона 5);
- зона интенсивно развивающегося Балахнинского вала (зона 4);
- зона Кубалахского вала, развивающаяся менее интенсивно (зона 2);
- и зоны межсводовых впадин, соответствующие Таридскому (зона 3) и Турку-Логатскому (зона 1) прогибам.

Реконструкция истории развития бассейна

О погружении территории в определенный отрезок геологического времени можно судить по мощности отложений, накопленных в этот период. Амплитуда аплифта, в свою очередь, может быть установлена по величине эрозии, принимая тот факт, что разница между величинами аплифта и эрозии незначительна или сложно установима. Наличие аплифта можно установить по наличию углового или стратиграфического несогласия, а величину эрозии – по сокращению мощности эродированного пласта. Для определения мощности и величины эрозии обычно используют интерпретацию сейсмических профилей, скважинные данные и результаты исследования керна. Однако для корректного выделения несогласий, определения величины аплифта и мощности эрозии используют не только данные по исследуемой территории, но также опираются на информацию об истории геологического развития прилегающих районов и аналогичных нефтегазоносных бассейнов (НГБ), обзор публикаций и опыт исследователей.

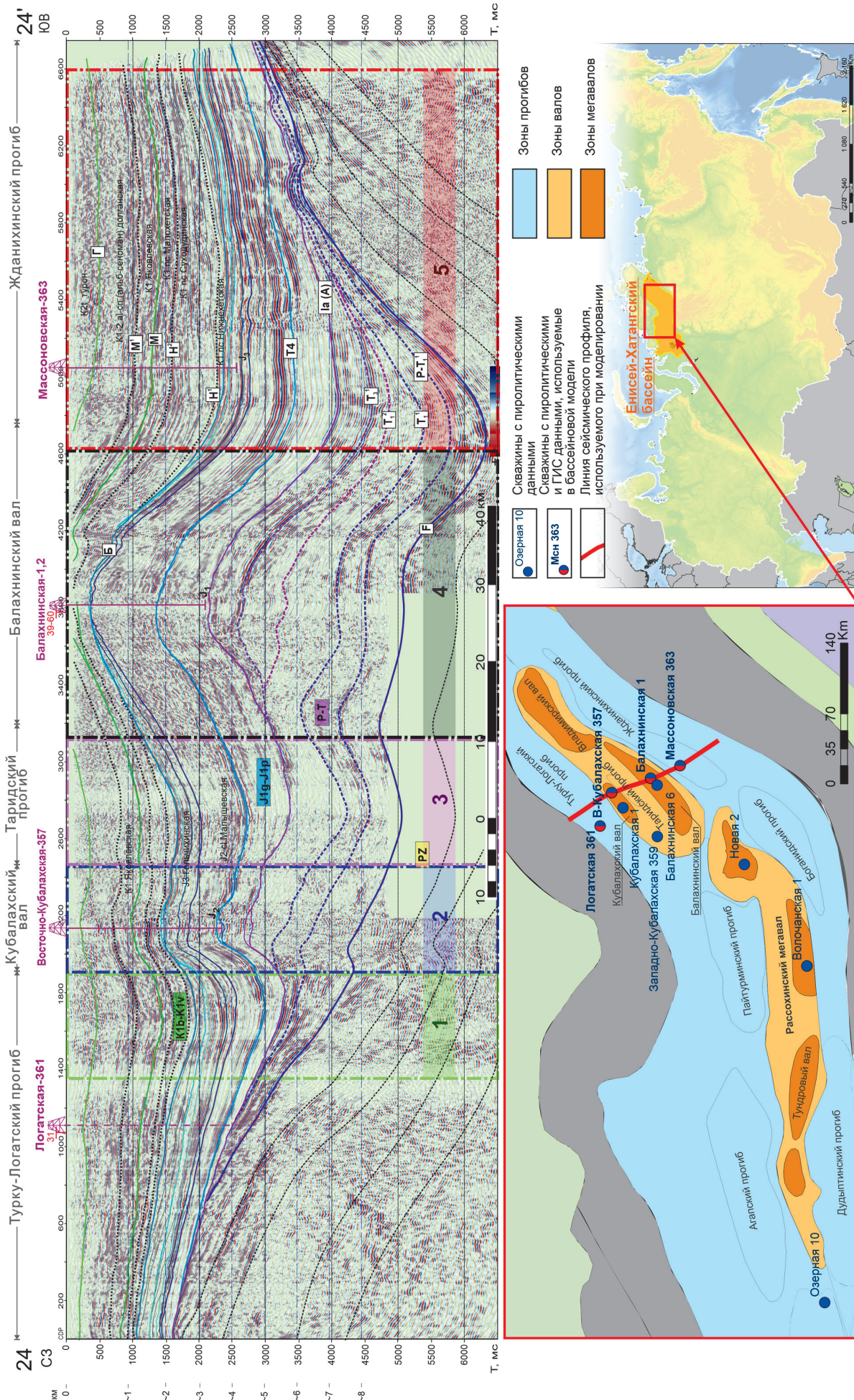


Рис. 2. Исследуемый сейсмогеологический профиль и тектоническая схема с указанием используемого фактического материала

Наиболее эффективным методом расшифровки геологической эволюции осадочного бассейна является построение серии палеопрофилей. Их построение базируется на методе мощностей, согласно которому мощность отложений является прямым показателем амплитуды прогибания, т.к. именно погруженные зоны в процессе седиментации заполняются осадками (Мухин и др., 2011). При этом условно принимается, что к концу периода накопления слоя погруженная зона полностью заполняется осадками, а поверхность слоя имеет выровненное горизонтальное положение. Таким образом, построение каждого палеопрофиля ведется путем откладывания вниз от горизонтальной линии (принятой за нулевую поверхность) мощности исследуемой толщи. За мощность пласта в данном случае принимают расстояние между верхней и нижней его границей по вертикали. Первый палеопрофиль строится для самой древней толщи. При построении следующего палеопрофиля от нулевой поверхности откладывается мощность более молодого пласта, а мощности более древних толщ постепенно наращиваются от нижней границы пласта вниз. Подобный алгоритм действий повторяется при построении последующих профилей до получения современного разреза. Кроме того, учитываются особенности консидемтационного осадконакопления, т.е. налегания отложений во время формирования инверсионных валов.

Заложение Енисей-Хатангского регионального прогиба произошло в раннетриасовое время в результате отчленения Таймырского сегмента от Сибирской платформы на север под воздействием мантийного плюма (Фомин, 2013). Дальнейшее поэтапное развитие бассейна было изучено посредством построения палеопрофилей, способствовавшее выделению этапов погружения и воздымания исследуемой территории.

На протяжении ранней и средней эпох триасового периода происходило постепенное погружение осевой части прогиба (рис. 3). На рубеже среднего и позднего триаса формирование складчатости в Турухано-Норильской зоне Сибирской платформы привело к активизации процессов воздымания и в западной части Енисей-Хатангского прогиба. Активный рост валов амплитудой до 1.5 км наблюдается преимущественно по северному склону прогиба, в то время как на южном склоне отмечается лишь небольшое воздымание до 0.5 км (рис. 3б). В результате данной активизации ось погружения бассейна сместилась в юго-восточном направлении к Сибирской платформе, что привело к формированию прогиба с обособлением двух депоцентров.

В поздне триасовое время произошла следующая активизация тектонических процессов, приведшая к воздыманию преимущественно осевой части бассейна (рис. 3в) и эрозии большей части относительно маломощных поздне триасовых отложений.

Геологическое развитие бассейна и накопление осадочной толщи в юрское время происходило на фоне активного погружения. Формирование симметричного прогиба началось в раннеюрскую эпоху (рис. 4), продолжая унаследованное развитие и в среднеюрскую эпоху, которая связана с формированием вымско-лайдинской, леонтьевской и мальшевской толщ (рис. 4).

На конец средней эпохи юрского периода пришлось предкелловейская фаза складчатости, заложившая начало

постепенного роста Балахнинского инверсионного вала. Предкелловейская фаза, помимо Енисей-Хатангского бассейна также проявилась на территории Западной Сибири и Таймыра (Карагодин, 1980; Атлас. Геология и нефтегазоносность..., 2004), бассейнов Баренцева (Суслова, 2013) и Карского (Курасов, 2015) морей. Данная фаза складчатости не видна на профиле выравнивания среднеюрской мальшевской свиты (рис. 4), однако становится заметна при построении палеопрофиля на момент накопления таначинской позднеюрской формации гольчихинской серии (рис. 4). Здесь мощность таначинской формации сокращается до нуля в центральной части профиля. А наличие углового несогласия и срезания в кровле формации на сейсмических профилях (рис. 5) подтверждает наличие воздымания и эрозии в предкелловейское время на рубеже средней и поздней эпох юрского периода. Величина эрозии максимальна в пределах Балахнинского вала (достигает 280 м) и значительно сокращается к периферии (40–80 м), до минимальных значений в краевых частях профиля.

Важно отметить, что на протяжении всего юрского периода территория испытывала общее погружение. В рассматриваемом сечении Енисей-Хатангский прогиб имел симметричную форму, а наиболее глубокая часть морского бассейна располагалась в его центральной осевой части. Орогения Верхояно-Чукотской области в келловейское время привела к возникновению обстановок сжатия (Афанасенков и др., 2016), активизировавших рост линейных инверсионных валов, вытянутых вдоль оси погружения бассейна. Позднеюрскому воздыманию была подвержена главным образом центральная часть прогиба. К бортам амплитуда аплифта постепенно уменьшалась до полного отсутствия.

Согласно профилю выравнивания на кровлю гольчихинской серии (рис. 4), формирование которой завершилось в бериасском веке раннего мела, аплифт составил около 340 м и привел к росту Балахнинского вала. По направлению к бортам амплитуда аплифта сокращается, составляя 50 м в районе Кубалахского вала. Наличие несогласия на рубеже юрской и меловой систем маркируется на сейсмической картине в виде срезания отражений по ОГ Б (рис. 6).

Выделение районов, подверженных аплифту и эрозионному срезанию на рубеже юрско-мелового периода, также позволяет выделить области, где высокоуглеродистые отложения гольчихинской свиты вероятно накапливались, но были срезаны в результате воздымания. Активизация инверсионных валов привела к срезанию главным образом верхней части гольчихинской толщи, где нефтематеринские прослои встречаются наиболее широко. Поэтому верхнеюрские высокоуглеродистые формации выделяются преимущественно в межинверсионных и заинверсионных прогибах, незначительно подверженных воздыманию и действию эрозионных процессов (рис. 4, 6).

Активизация роста валов также отражается в характере распространения позднеюрских клиноформ, направленных с севера (рис. 7). Клиноформенные тела, зафиксированные в разрезе гольчихинской серии, имеют узкое распространение в пределах Турку-Логатского прогиба, ограниченное Кубалахским инверсионным валом (рис. 4). Растущие валы препятствовали дальнейшему продвижению одновозрастных им клиноформ.

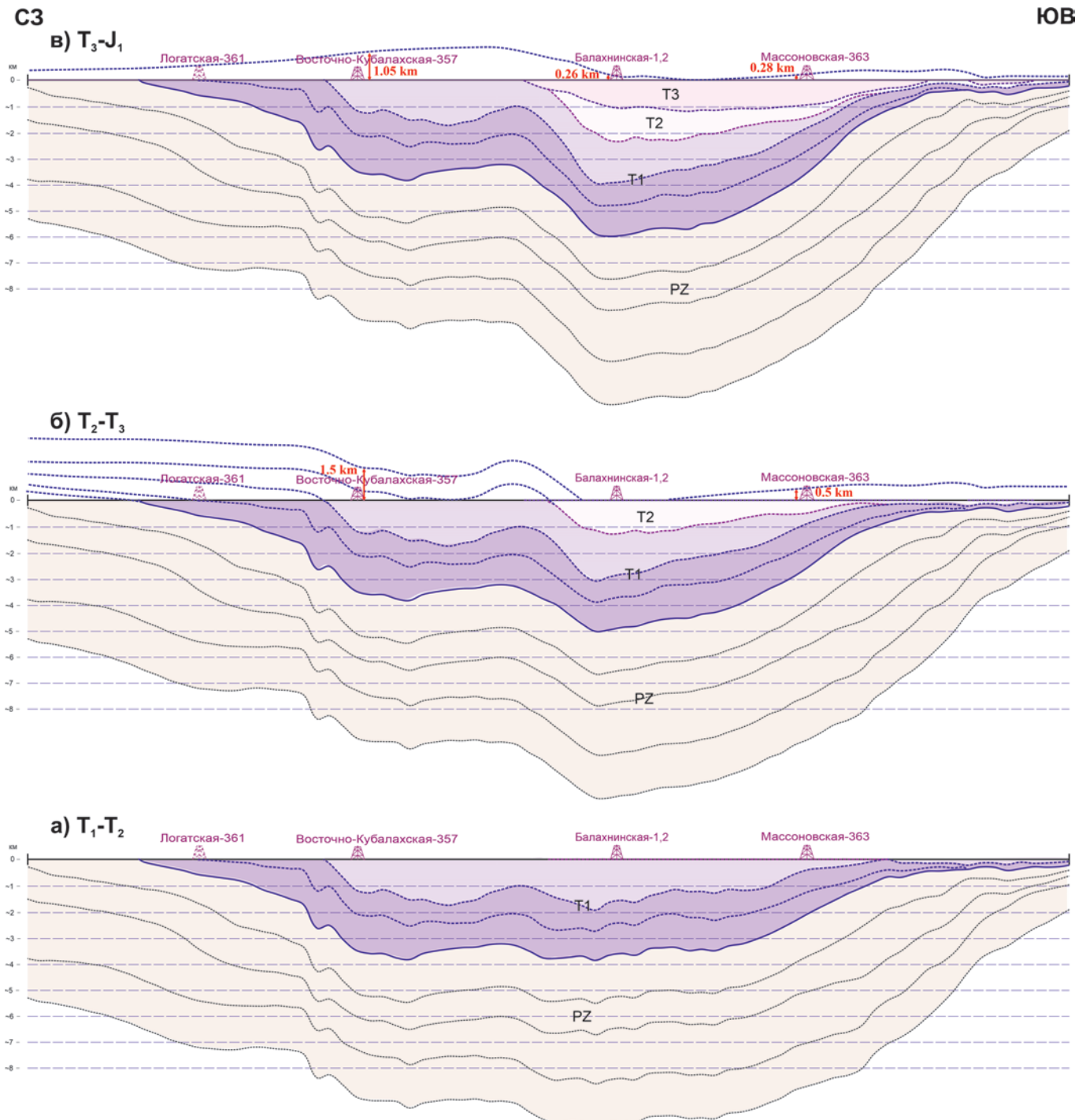


Рис. 3. Серия палео профилей: а) на рубеже ранней и средней эпох триасового периода, б) на рубеже средней и поздней эпох триасового периода, в) на рубеже поздне триасовой и раннеюрской эпох

В меловой период рост инверсионных валов усилился. На рубеже валанжинского и готеривского веков раннемеловой эпохи произошла значительная структурная перестройка, связанная с орогенией Таймырского комплекса. Ось погружения бассейна сместилась от центра к югу в район Жданихинского прогиба (рис. 8). Сюда сносилась преобладающая доля осадков с Сибирской платформы, примыкающей к Енисей-Хатангскому прогибу по южной границе. Постепенное погружение юго-восточной части бассейна и активный снос материала способствовали накоплению мощной (до 1.5 км) клиноформенной толщи к югу от Балахнинского вала (рис. 9).

Растущий Балахнинский вал выполнял роль барьера,

препятствующего дальнейшему переносу «сибирского» материала на север. К северу от вала происходило формирование встречных клиноформ, образованных материалом, перенесенным с Таймыра. Изначально здесь также была сформирована достаточно мощная клиноформенная толща (до 700–1300 м). Однако под влиянием Таймырского воздымания в готеривское время северная и центральная часть Енисей-Хатангского прогиба значительно приподнялась относительно южной, и большая часть северных клиноформ была эродирована. Подтверждение этому присутствует на сейсмической картине профилей, в виде срезания отражений на северном склоне Турку-Логатского прогиба и Кубалахского и Балахнинского валов (рис. 10).

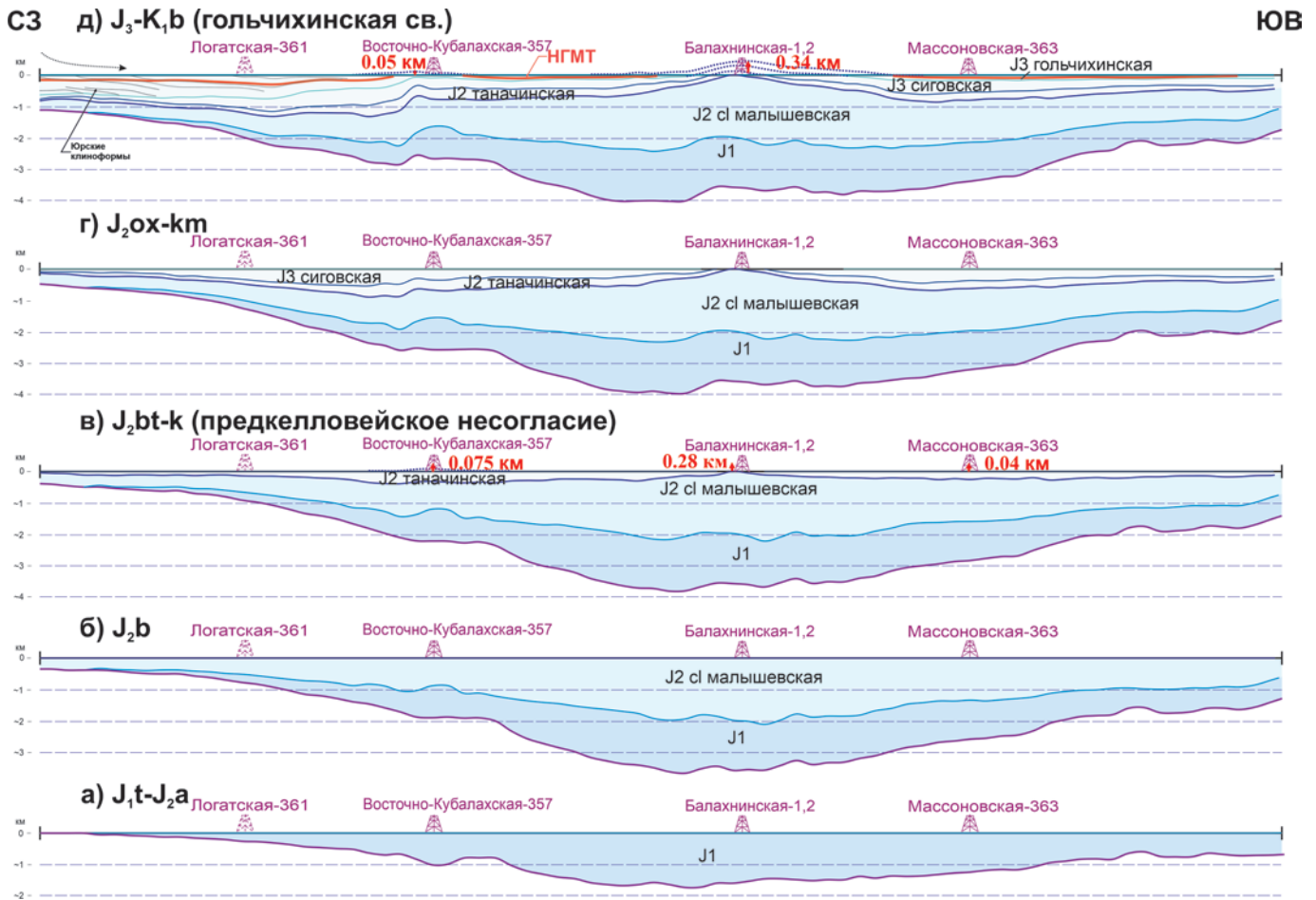


Рис. 4. Серия палеопрофилей: а) на конец раннеюрской эпохи, б) батский век – накопление малышевской свиты, в) формирование таначинской формации – рубеж батского и келловейского веков среднеюрской эпохи с расчетом величины эрозии, г) на кровлю сиговской формации, д) на кровлю гольчихинской формации с расчетом амплитуды аплифта на рубеже юрского и мелового периодов

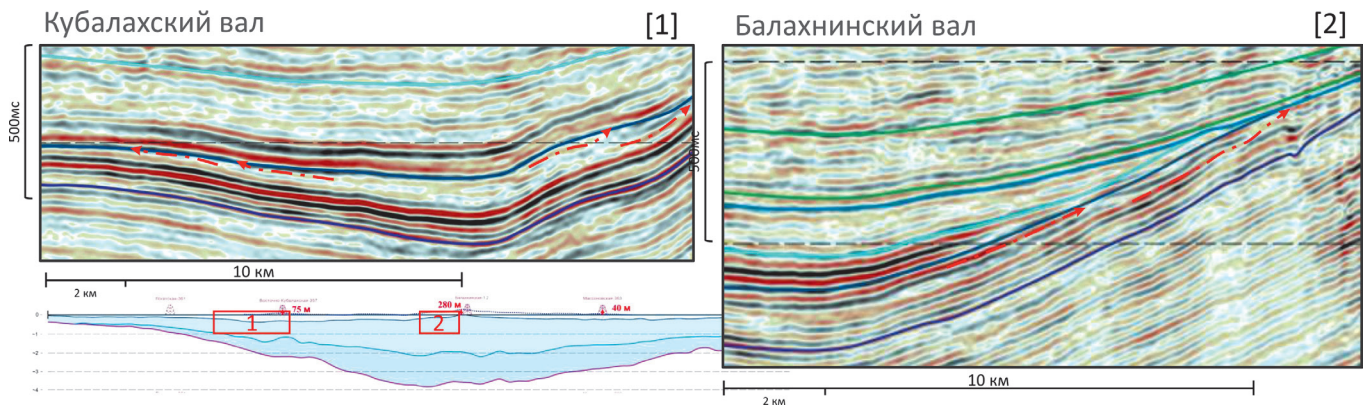


Рис. 5. Примеры эрозионного срезания по кровле таначинской свиты на сейсмическом профиле, подтверждающие наличие предкелловейского воздымания Балахнинского вала и прилегающих территорий

Восстановление палеомощностей позволило рассчитать величину эрозии и амплитуды аплифта в северной части прогиба; она составила от 400 до 800 м (рис. 8). Фактическая мощность свиты в данном районе составляет 300–500 м.

С барремского века раннего мела и до олигоцена палеогенового периода происходило постепенное погружение бассейна, периодически прерываемое короткими фазами сжатия и активизации роста инверсионных валов. Первая выделена на рубеже барремского и аптского веков. Предапское несогласие выявлено в разрезах сейсмических профилей (рис. 8), а также при построении палеопрофиля.

Согласно профилю выравнивания на кровлю малохетской свиты амплитуда аплифта достигает 300 м в районе Балахнинского вала, плавно сокращаясь к краевым прогибам (рис. 8).

Предальбский аплифт, рассчитанный при построении профиля выравнивания на кровлю яковлевской свиты нижнего мела, достигал 400 м на Балахнинском валу и 200 м на Кубалахском (рис. 8). Процессам эрозии была подвержена большая территория, по сравнению с предыдущим аплифтом. На сейсмическом профиле наиболее яркие примеры эрозионного срезания наблюдаются в районе Кубалахского поднятия (рис. 11).

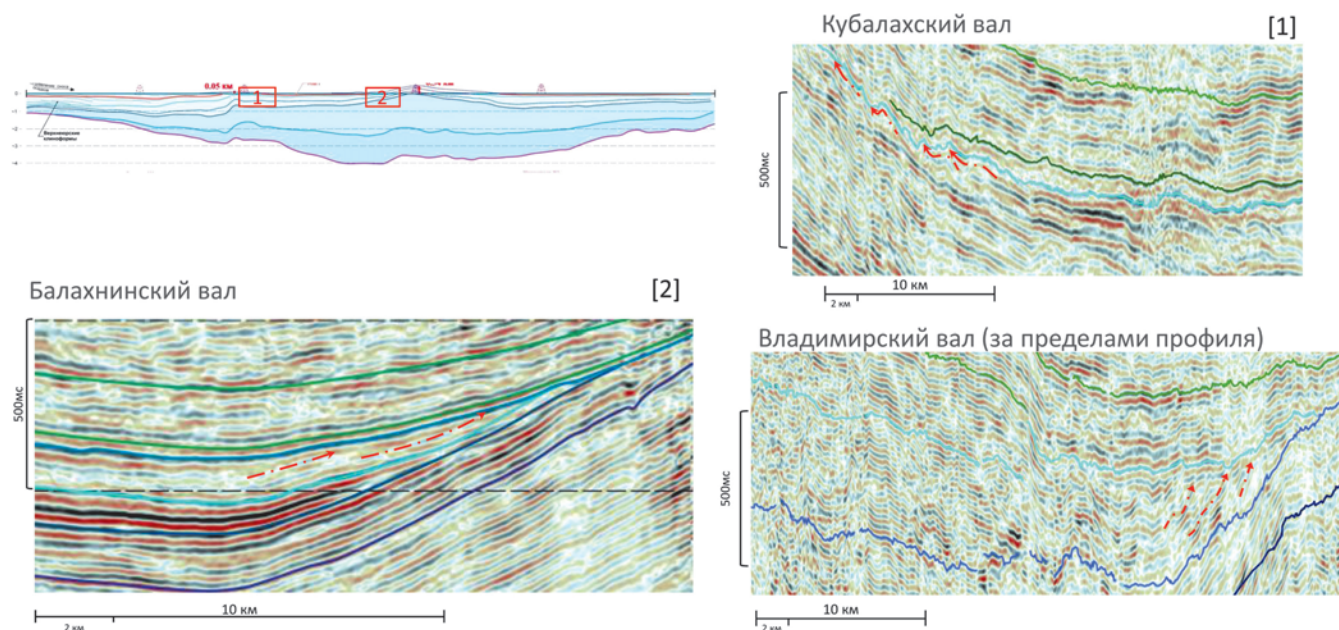


Рис. 6. Примеры эрозионного срезания по кровле гольчихинской свиты на сейсмическом профиле, подтверждающие наличие воздымания на рубеже юрского и мелового периодов

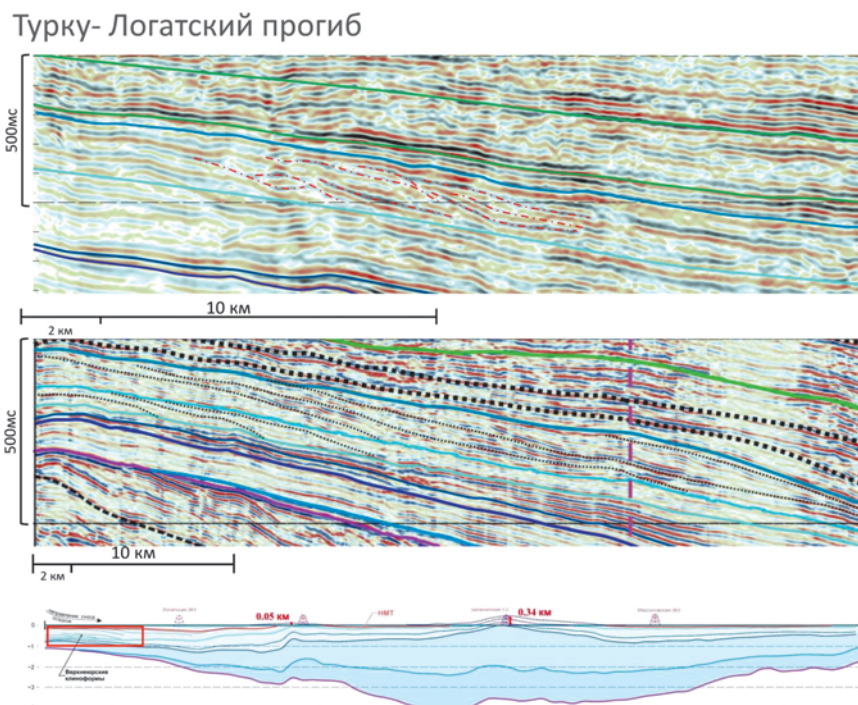


Рис. 7. Примеры выделения клиноформных тел на сейсмической картине в пределах северного склона Турку-Логатского прогиба

Воздымание в начале позднемеловой эпохи также затронуло осевую часть инверсионных валов (рис. 8). Согласно профилю выравнивания на кровлю долганской свиты, постсеноманский аплифт по величине схож с предаптским.

Значительная активизация тектонических процессов произошла в кайнозойское время. Аплифт на рубеже эоценовой и олигоценовой эпох по расчетам достигал 1.3 км в районе Балахнинского вала, сокращаясь до 0.5 км к периферии в районе Кубалахского вала, до полного отсутствия на склонах краевых прогибов (рис. 12). Эрозия способствовала размыву толщи верхнемеловых и палеоцен-эоценовых отложений. Завершающая фаза воздымания произошла в неогене и составила порядка 0.35–0.5 км (рис. 12).

Выявленные рубежи структурных перестроек и характерные им величины эрозий в дальнейшем использованы при построении бассейновой модели. Полученные величины аплифтов, загруженные в модель, представлены в табл. 1.

Анализ влияния аплифтов на работу углеводородных систем методом бассейнового моделирования

Одним из результатов бассейнового моделирования является расчет модели, позволяющей оценить распределение температур по разрезу и выявить очаги газо- и нефтегенерации. Верификация тепловой модели происходит за счет ее калибровки на значения пластовых температур

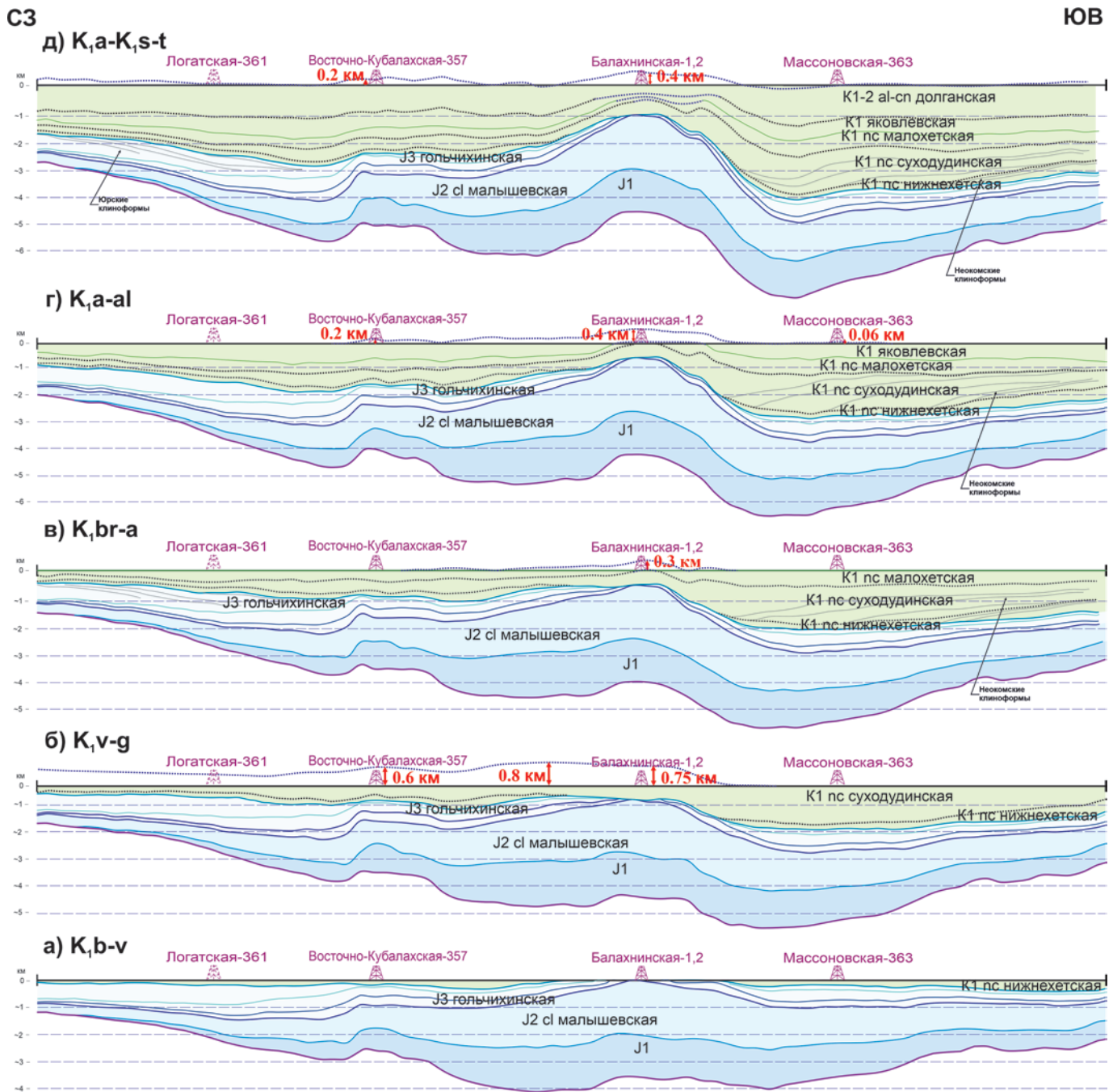


Рис. 8. Серия палео профилей: а) на рубеже берриасского и валанжинского веков раннемеловой эпохи, б) на рубеже валанжинского и готервисского веков раннемеловой эпохи, в) на рубеже барремского и аптского веков раннемеловой эпохи, г) на рубеже аптского и альбского веков раннемеловой эпохи, д) на рубеже альбского века раннемеловой эпохи и сеноманского, туронского веков поздне меловой эпохи

и показателя отражения витринита. Корреляция расчетных температурных значений (наклонные линии, рис. 13) с фактическими данными (точечные замеры, рис. 13) подтверждает корректность ее расчета.

Современные очаги нефтегазогенерации, приуроченные к прогибам и межсводовым впадинам, обусловлены текущим тектоническим строением территории. Главная зона нефтеобразования (ГЗН), соответствующая стадиям градации катагенеза МК₁-МК₃ и R° 0.5–1.15 %, распространяется по профилю неравномерно: в пределах валов и межсводовых впадин ГЗН располагается на глубинах от 3 до 5 км, в пределах крупного вала – 2.5–3.0 км. Главная зона газообразования (ГЗГ), с градиациями катагенеза от МК₄ до АК₂ и R° от 1.15 до 2 %, приурочена к глубинам 6–7 км в пределах сводов и межсводовых впадин и 4–5 км

в пределах крупного вала (рис. 14).

Однако такое распределение очагов генерации было не всегда. В процессе эволюции бассейна их положение смещалось как по вертикали, так и по латерали, захватывая различные по возрасту НГМТ.

Далее рассмотрены свойства основных НГМТ и этапы их работы (генерации и эмиграции УВ-флюидов), напрямую связанные с этапами погружения и значительных структурных перестроек исследуемой территории.

Нижнетриасовые НГМТ

Формирование нижнетриасовых НГМТ происходило при конфигурации бассейна, отличной от современной. В триасовый период бассейн представлял собой глубокий прогиб, с двумя обособленными депоцентрами (рис. 3).

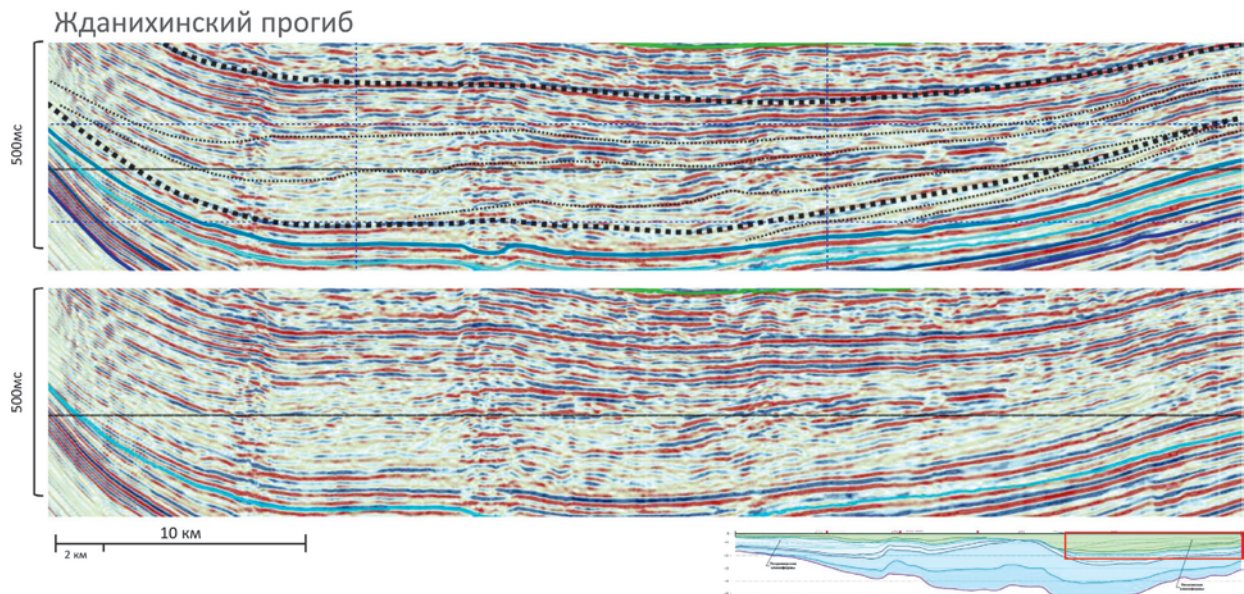


Рис. 9. Интерпретация клиноформенной толщи на юге от Балахнинского вала (Жданихинский прогиб)

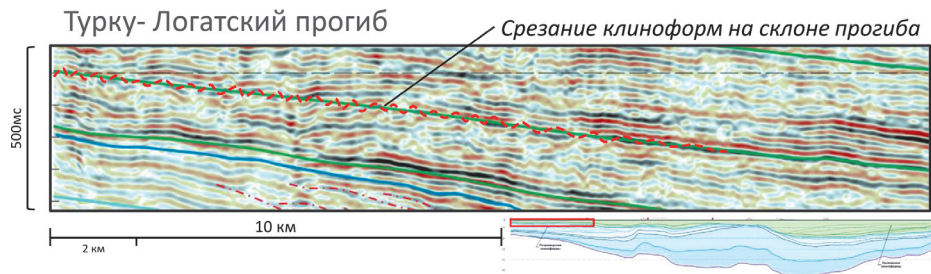


Рис. 10. Пример эрозионного срезания по кровле суходудинской свиты на северном склоне Турку-Логатского прогиба

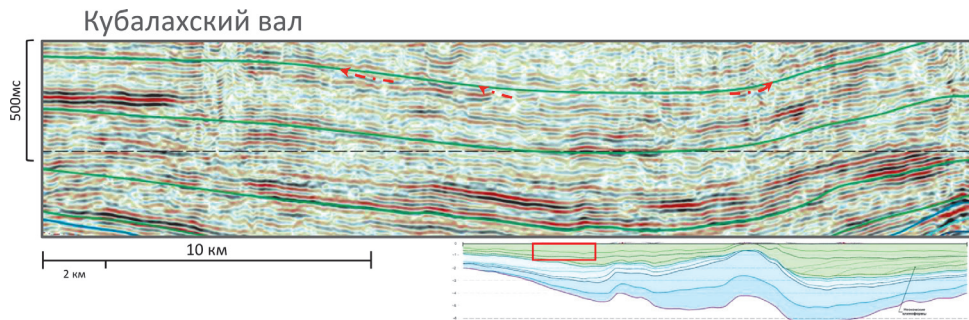


Рис. 11. Пример эрозионного срезания по кровле яковлевской свиты в районе Кубалахского поднятия

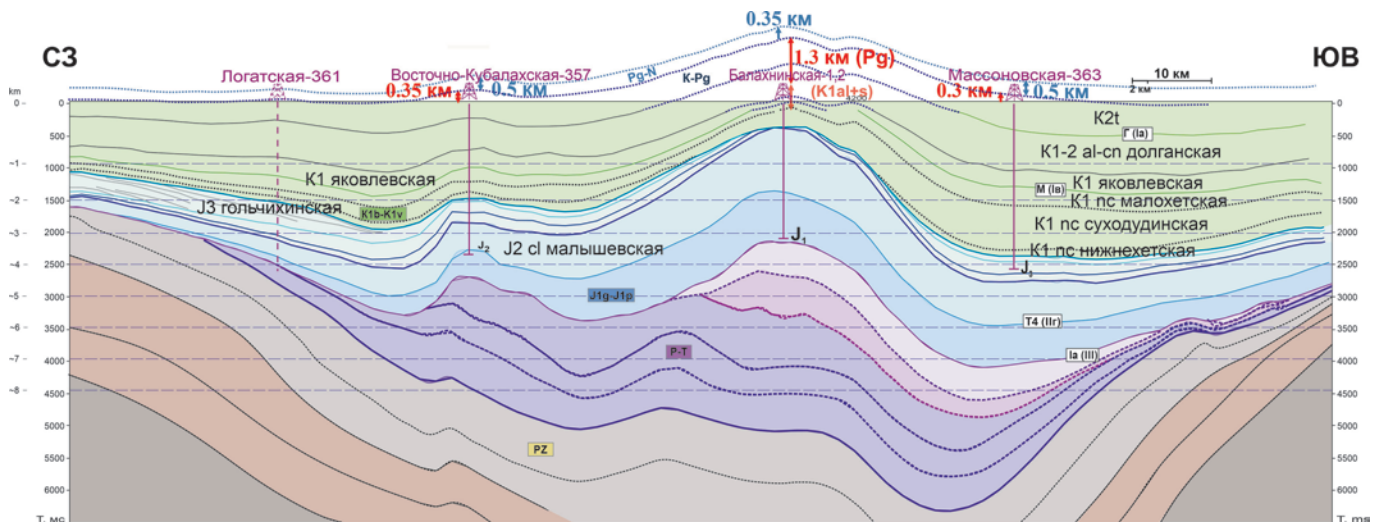


Рис. 12. Расчет кайнозойских аплицтов на основе интерпретации современного профиля

Амплифт	Значения амплитуд амплифтов, км			
	Турку-Логатский прогиб	Кубалахский вал	Балахнинский вал	Жданихинский прогиб
Pg-N	0.5	0.5	0.35	0.5
Pg	0	0.35	1.3	0.3
K _{1a} -K _{1s} -t	0	0.2	0.4	0
K _{1a} -al	0	0.2	0.4	0.06
K _{1br} -a	0	0	0.3	0
K _{1g}	0	0.6	0.75	0
J ₃ tt-v	0	0.05	0.34	0
J ₂ bt-k	0	0.075	0.28	0.04
T ₃ -J ₁	0	1.05	0.26	0.28
T ₂ -T ₃	0	1.5	0	0.5

Табл. 1. Сводная таблица значений амплифтов и эрозий, оцененных при проведении палеореконокструкций

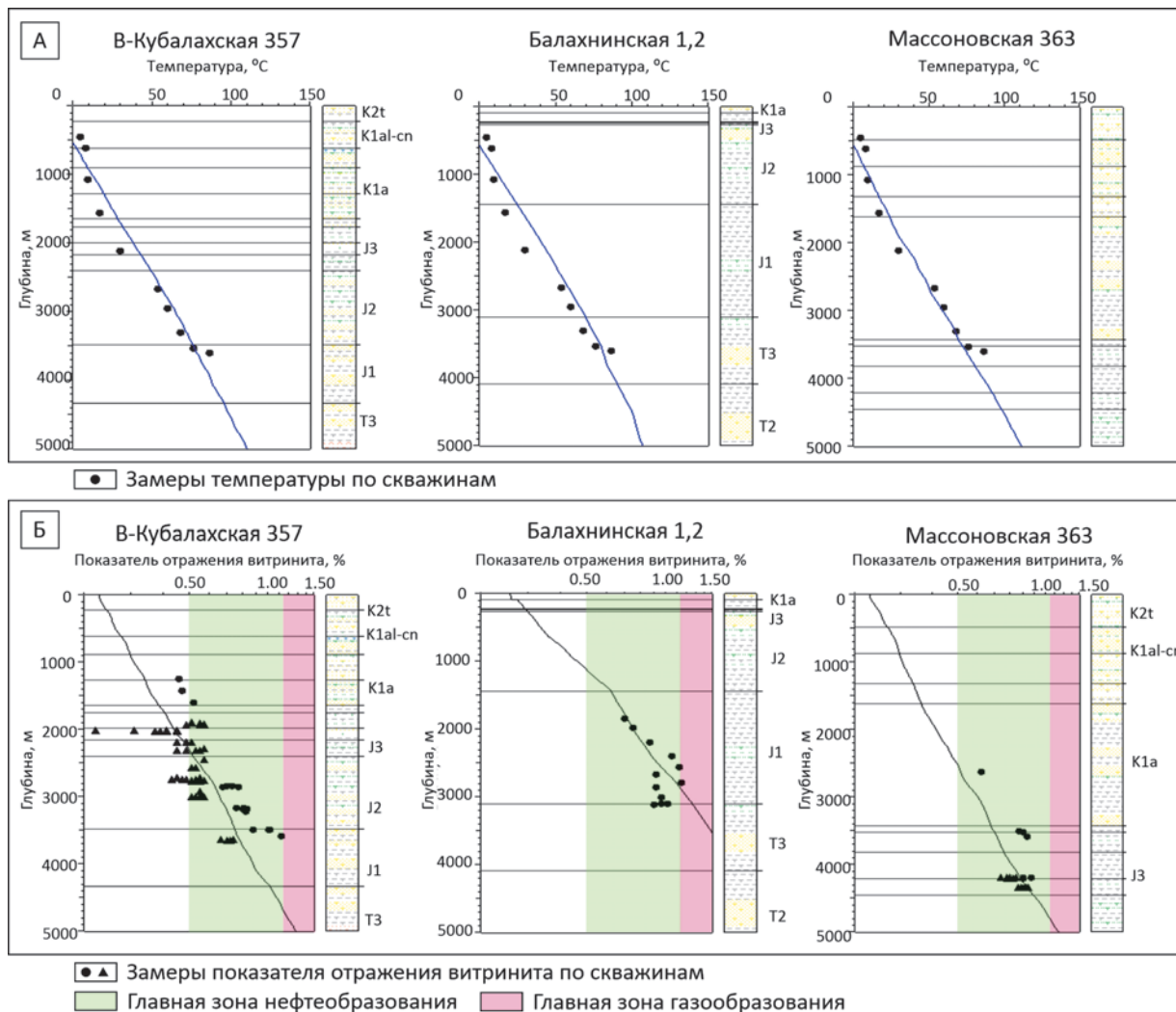


Рис. 13. Сопоставление расчетной температурной модели с фактическими замерами пластовых температур (А) с показателем отражения витринита (Б)

Свойства материнских пород изучены по немногочисленным образцам керна скважин Логатской и Волочанской площадей, расположенных (предположительно) в прибортовых зонах палеопргиба.

Среднее содержание органического углерода здесь составляет 1 % на породу. Выделяются также редкие метровые прослои черных аргиллитов, где концентрация Сор_г превышает 10 % на породу. Однако низкие значения водородного индекса 100–140 мгУВ/г Сор_г при высоких

T_{max} 440 °С характеризуют эти толщи как преимущественно газоматеринские (рис. 15) (Афанасенков, 2019).

Согласно результатам бассейнового моделирования, генерация УВ-флюидов триасовыми НГМТ началась в различных очагах в разное время: с поздне триасового по позднеюрское. Нижнетриасовые НГМТ в наиболее погруженных на тот момент зонах (зоны 2–4, рис. 4) вошли в ГЗН в среднем триасе, в ГЗГ – на рубеже позднего триаса (рис. 16). Толщи на склонах палеопргиба вошли в ГЗГ

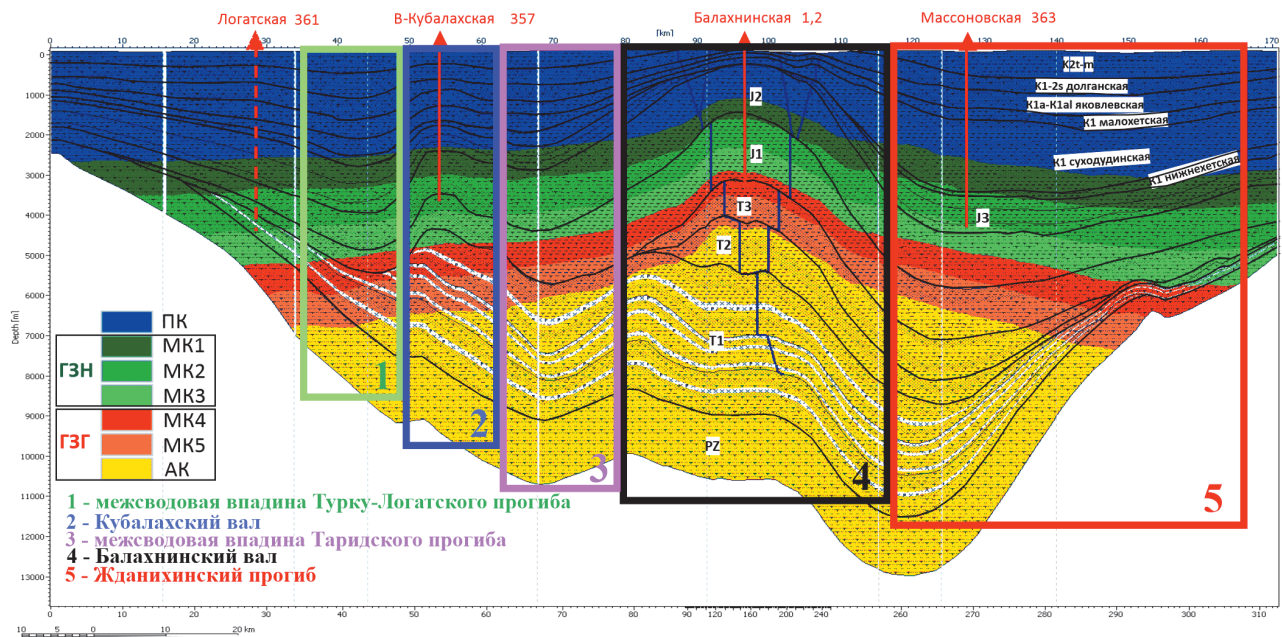


Рис. 14. Модель термической преобразованности разреза, согласно значениям показателя отражения витринита, с разделением разреза на рассматриваемые в работе зоны

в период юрского-раннемелового периодов (зоны 1, 5 на рис. 16). Эмиграция УВ продолжалась с конца среднего триаса до конца позднего мела и достигла пика в ранне-среднеюрское время.

Генерация и эмиграция УВ-флюидов нижнетриасовыми НГМТ прекращались в период крупных перестроек, которые в триасовый период имели широкое распространение и амплитуду (рис. 4). Ввиду активных тектонических движений отсутствовали условия для аккумуляции и сохранности триасовых флюидов, поэтому значительное количество углеводородов мигрировало и рассеивалось.

На данный момент нижнетриасовые НГМТ достигли стадий МК₅-АК в наиболее погруженных зонах и практически полностью исчерпали свой нефтегазогенерационный потенциал, их степень трансформации составляет 90–100 % (рис. 16). Способность генерации сохранилась только в прибортовых зонах, характеризующихся степенью катагенеза МК₁-МК₂ (при T_{max} 440–450 °C)

по данным скважин, т.к. в триасовое время в результате структурных перестроек они вышли из ГЗН и прекратили генерацию, тем самым сохранив свой потенциал. Генерация УВ-флюидов здесь возобновилась позднее в мезозойское время (рис. 16, где стрелками показана миграция флюидов из триасовых НГМТ в прибортовых зонах).

Нижнеюрские НГМТ

Формирование *нижнеюрских* НГМТ происходило на фоне равномерного симметричного погружения бассейна, что отражается в схожих концентрациях Сор_г варьирующих от 0.7 до 1.6 % как в зонах крупных поднятий (скважины Балахнинская-1 и Новая-2, рис. 17), так и небольших валов (Кубалахская-1) (Афанасенков, 2019).

Нижнеюрские НГМТ характеризуются различной степенью преобразованности, отвечающей нефтяному окну в пределах сводов и крупного вала и газовому

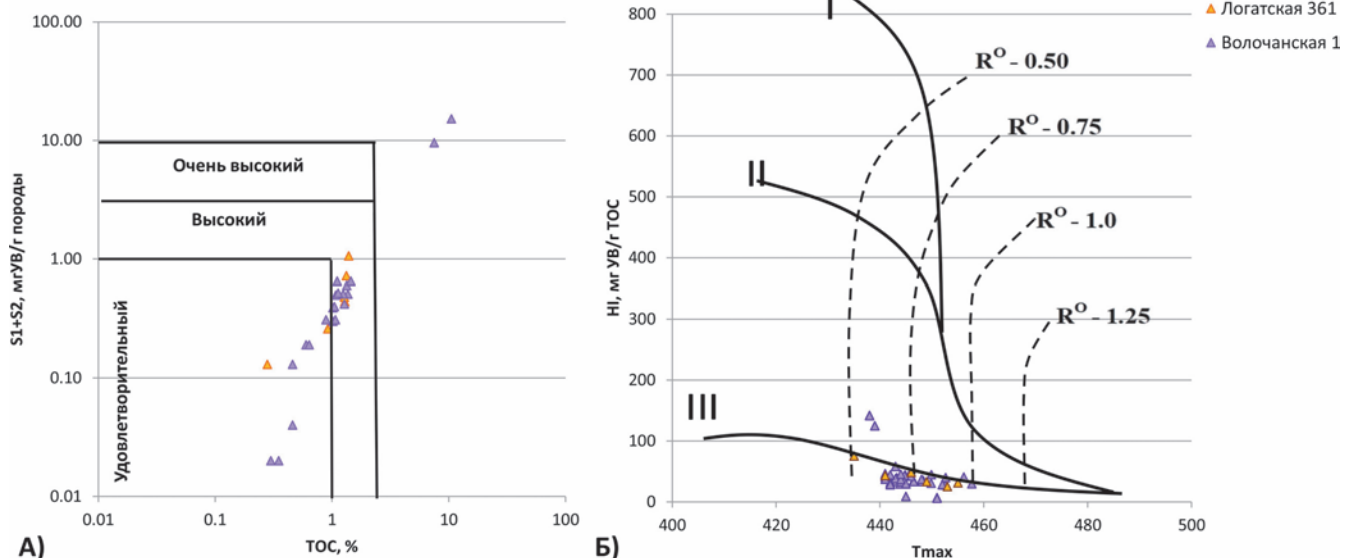


Рис. 15. Отношение общего генерационного потенциала к концентрации Сор_г % (а) и модифицированная диаграмма HI-Tmax (б) триасовых нефтегазоматеринских отложений

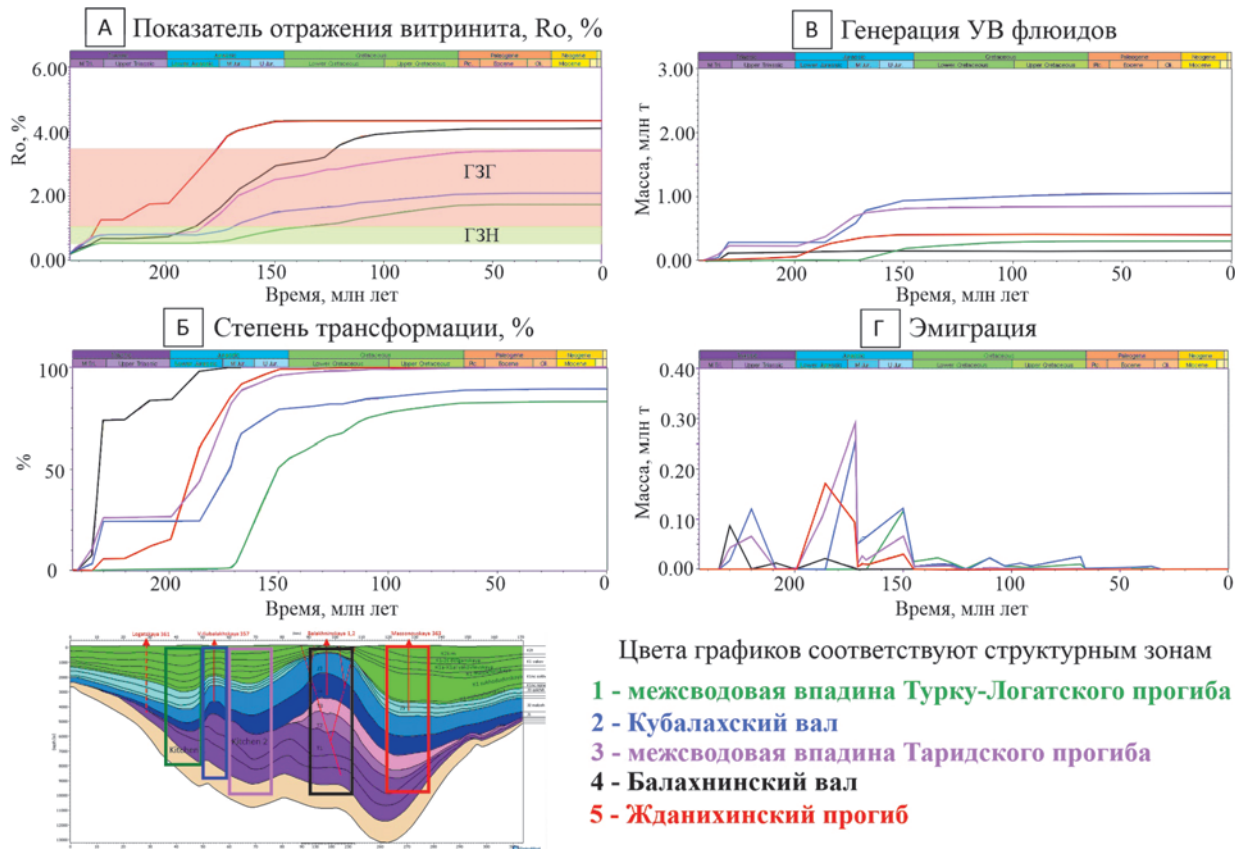


Рис. 16. Изменение основных параметров НГМТ во времени: А) показатель отражения витринита; Б) степень преобразованности; В) количество сгенерированных УВ-флюидов; Г) эмиграция УВ из НГМТ

окну в наиболее погруженных областях – впадинах, по значениям показателя отражения витринита (рис. 18а). В районах крупных поднятий НГМТ характеризуются меньшей преобразованностью (T_{max} 450–465 °С), что соответствует грациям MK_2 – MK_3 . Значения водородного индекса варьируют от 110 до 190 мг УВ/г Сор_г, а по углеводородно-генерационному потенциалу данные материнские толщи характеризуются как удовлетворительные, преимущественно газоматеринские (рис. 17). В районе Кубалахского вала значения водородного индекса

достигают 210 мг УВ/г Сор_г при T_{max} 441–445 °С (MK_1 – MK_2), что указывает на повышенную долю сапропелевых компонентов в составе ОВ.

Коэффициент трансформации НГМТ достигает 5–60 % в пределах сводов и 70–90 % в пределах впадин, причем его наибольшие значения характерны для Жданихинского прогиба (рис. 18б). Генерация УВ началась в ранне-среднеюрское время (рис. 18в), а эмиграция – в позднеюрское время и продолжалась до конца эоцена, прерываясь во времена аплифтов и эрозий (рис. 18г).

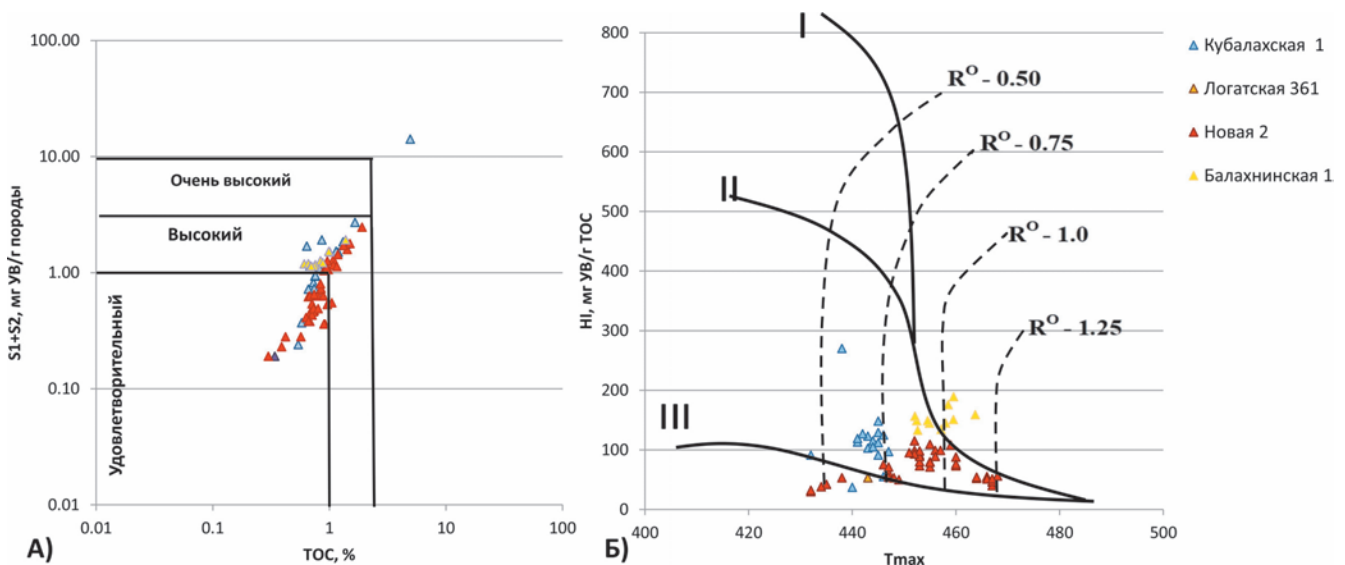


Рис. 17. Отношение общего генерационного потенциала к концентрации Сор_г % (а) и модифицированная диаграмма HI- T_{max} (б) нижнеюрских отложений

Среднеюрские НГМТ

В среднеюрское время продолжалось унаследованное развитие раннеюрского бассейна, а концентрации органического углерода в образованных вымско-лайдинской, леонтьевской и малышевской толщах в среднем составляют 1–3 % (рис. 19а). Максимальное содержание Сор_г приурочено к западной части Кубалахского вала, где достигает 2.5–3.0 %. Зрелость ОВ, охарактеризованных результатами пиролиза районов, изменяется в широких пределах от конца градации катагенеза ПК₃ (T_{max} 424–435 °С) в западной части Кубалахского вала (скв. Западно-Кубалахская-359) до второй половины градации МК₂ (T_{max} 440–445 °С) (рис. 19б) с области скважины Новая 2 (Афанасенков, 2019).

Изменчивость катагенетической преобразованности также прослеживается и по результатам бассейнового моделирования, согласно которому среднеюрские НГМТ приурочены к главной зоне нефтеобразования на большей части территории и достигают ГЗГ лишь в наиболее

погруженных впадинах, где степень их трансформации достигает 55 % (рис. 20а). В остальной части территории степень трансформации варьирует от 5 % в пределах сводов до 45 % в межсводовых впадинах северо-западной части (рис. 20б). Значения водородного индекса (НІ) варьируют от 100 до 200 мг УВ/г Сор_г. Эти величины НІ при данной степени преобразованности свидетельствуют о том, что ОВ среднеюрских отложений в основном представлено гумусовым типом вещества, следовательно, эти толщи преимущественно газопроизводящие.

Генерация УВ флюидов началась в раннемеловое время (рис. 20в). Эмиграция продолжалась с конца раннего мела до конца эоцена, но прерывалась в периоды аплифтов (рис. 20г).

Верхнеюрские НГМТ

В районе исследований отложения верхней юры охарактеризованы керном в районах Жданихинского прогиба (Зона 5, скв. Массоновская-363), Турку-Логатского

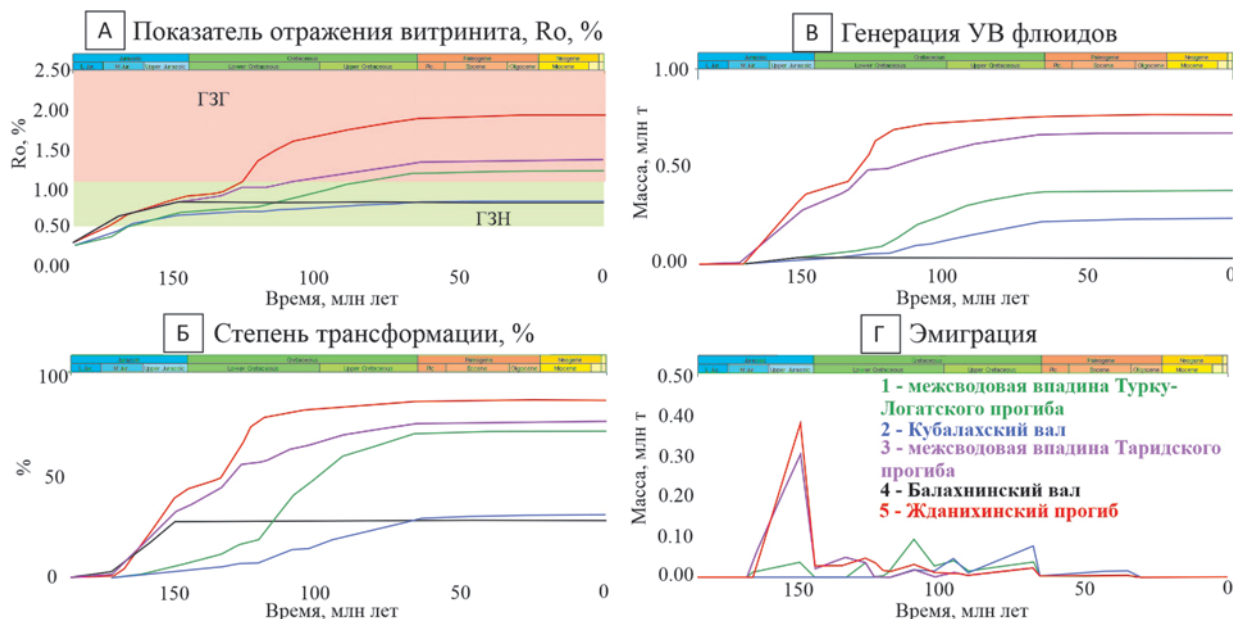


Рис. 18. Изменение основных параметров нижнеюрских НГМТ во времени: А) показатель отражения витринита, Б) степень преобразованности, В) количество сгенерированных УВ флюидов, Г) эмиграция УВ из НГМТ

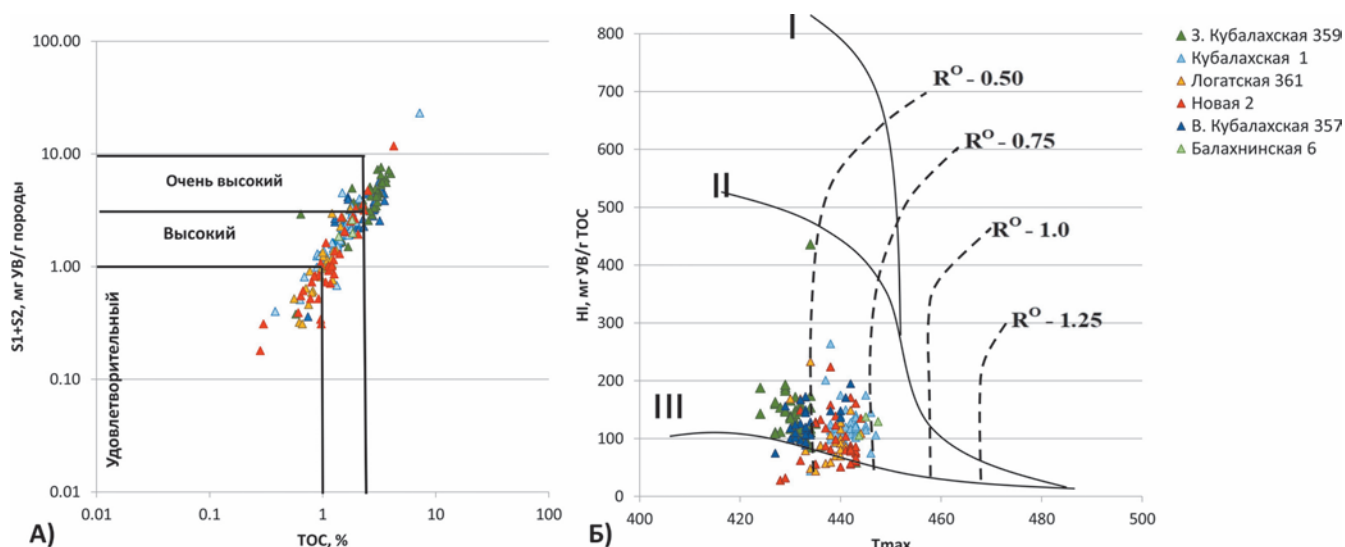


Рис. 19. Отношение общего генерационного потенциала к концентрации Сор_г % (а) и модифицированная диаграмма НІ-T_{max} (б) среднеюрских отложений

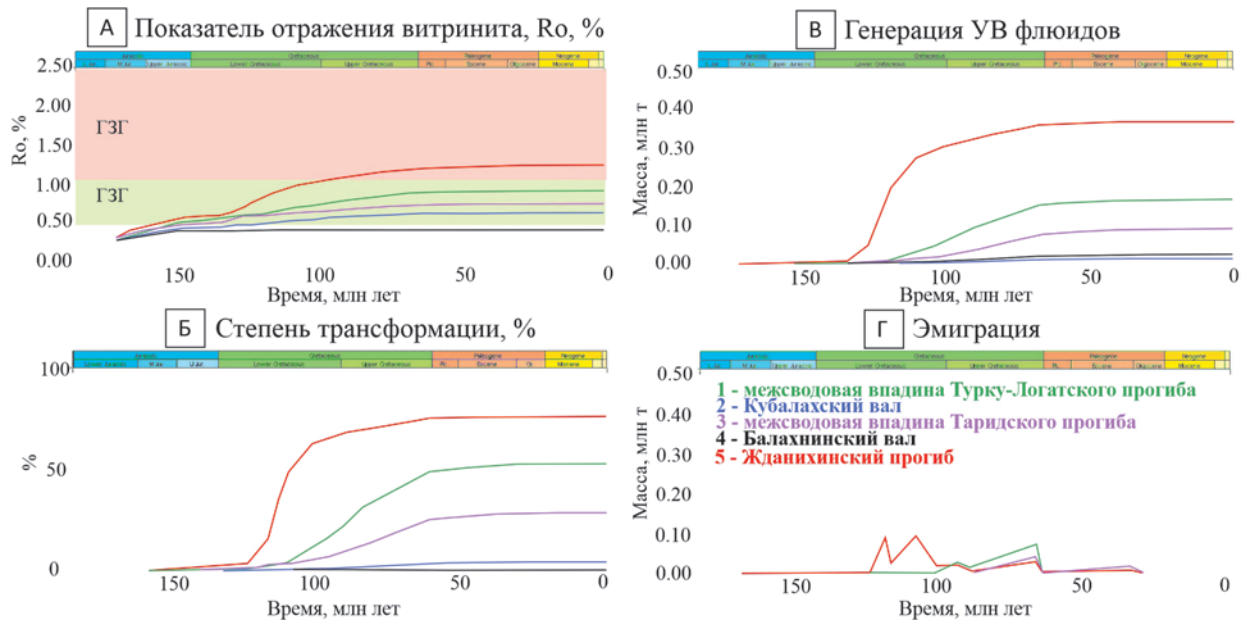


Рис. 20. Изменение основных параметров среднеюрских НГМТ во времени: А) показатель отражения витринита, Б) степень преобразования, В) количество сгенерированных УВ флюидов, Г) эмиграция УВ из НГМТ

прогиба (Зона 1, скв. Логатская-361) и в пределах Кубалахского вала (Зона 2, скважины Кубалахской площади). Наибольшие концентрации органического углерода наблюдаются в прослое аргиллитов верхнеюрских отложений Жданихинского прогиба (скв. Массоновская-363), где составляют 6 % на породу (рис. 21а) (Афанасенков, 2019). Водородный индекс достигает 250 мг УВ/г Сорг при катагенетической зрелости, соответствующей градации $МК_2$ (T_{max} 445 °С), что свидетельствует о значительной сапропелевой составляющей (кероген II-го типа) в органическом веществе данных отложений (рис. 21б) и позволяет отнести данные материнские отложения к нефтепроизводящим. Катагенетическая зрелость ОВ верхнеюрских отложений в восточной части Енисей-Хатангского прогиба, за исключением скважины Массоновская-363, соответствует градациям $ПК_3$ -началу $МК_1$. В отличие от западных площадей в обогащенной пачке аргиллитов органическое вещество здесь имеет незначительные показатели кислородного индекса ОI, что свидетельствует

о восстановительных условиях в процессе диагенеза данных пород. По генерационным характеристикам верхнеюрское ОВ скв. Массоновская-363 имеет сходство с одновозрастным ОВ западных районов (как пример - Озерная площадь).

Во время образования верхнеюрской НГМТ сложились благоприятные тектонические условия, связанные с общим погружением территории. Накоплению органики здесь также могла способствовать удаленность от основных источников сноса гумусового материала в то время. Данные отложения, вполне вероятно, могут являться аналогами яновстановской свиты Тазо-Хетского структурно-фациального района, а также верхней части разреза гольчихинской свиты Гыданского района. Однако последующее воздымание, происходившее на рубеже юрского и мелового периодов, способствовало разрушению НГМТ в районах современных валов (модель эрозии НГМТ показана на рис. 4), поэтому распространение отложений, схожих по геохимическим характеристикам

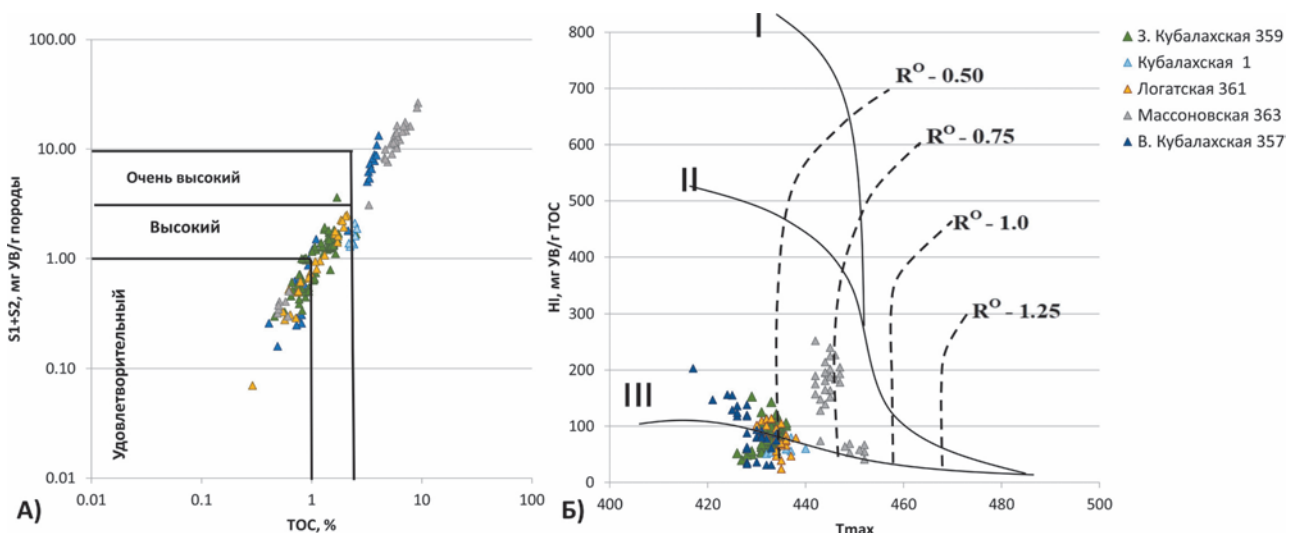


Рис. 21. Отношение общего генерационного потенциала к концентрации Сорг % (а) и модифицированная диаграмма HI- T_{max} (б) верхнеюрских отложений

с верхнеюрскими аргиллитами Массоновской площади, можно предположить также в пределах осевой зоны Агапского мегапрогиба.

Согласно результатам моделирования, в зону нефтяного окна попадают только НГМТ погруженных зон Жданихинского и Турку-Логатского прогибов (рис. 22а), где степень их трансформации достигает 25 %. Остальные НГМТ за пределами данных впадин являются незрелыми (рис. 22б).

Генерация УВ в Жданихинском прогибе началась в раннемеловое время (рис. 22в), эмиграция – в поздне-меловое время и продолжалась до конца эоцена, прерываясь в периоды априфтов (рис. 22г).

Позднеюрское воздымание повлияло не только на формирование верхнеюрских НГМТ, но и на работу ранее образованных НГМТ (их генерацию и эмиграцию). Произошел перерыв в генерации и эмиграции нижнеюрскими НГМТ (рис. 18г), но увеличение миграции преимущественно в пределах инверсионного Балахнинского вала.

Нижнемеловые НГМТ

В меловой период рост инверсионных валов усилился, а структурная перестройка на рубеже валанжинского и готеривского веков привела к смещению депоцентра бассейна от центра к югу в район Жданихинского прогиба, где впоследствии наиболее интенсивно происходило формирование клиноформенной толщи.

ОВ нижнехетской свиты нижнего мела охарактеризовано в пределах Кубалахского вала. Концентрация органического углерода составляет в среднем 1.5–2.0 % (рис. 23). Водородный индекс изменяется от 100 до 190 мг УВ/г Сорг для одной зоны зрелости. Также стоит отметить большие значения кислородного индекса OI, что может говорить об окислении органического вещества на стадии диагенеза. Зрелость ОВ данных отложений в пределах Кубалахского вала соответствует концу градации ПК₃, на что указывают значения T_{max} 428–430 °С.

Нижнемеловые НГМТ находятся в главной зоне нефтеобразования только в пределах Жданихинского

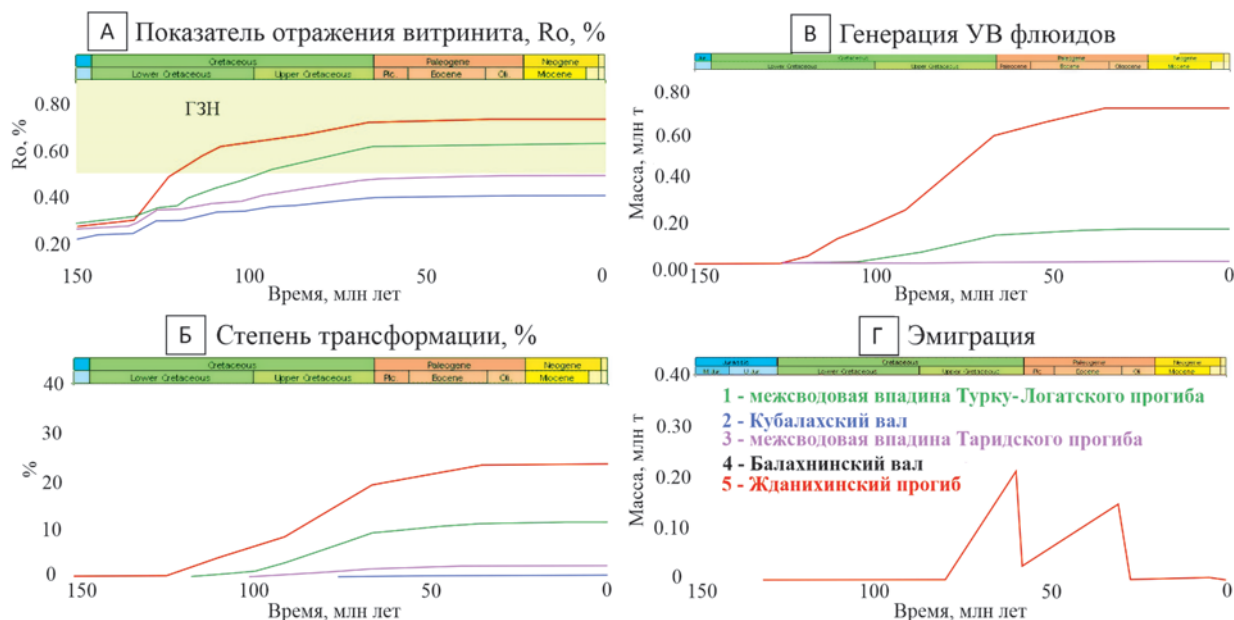


Рис. 22. Изменение основных параметров верхнеюрских НГМТ во времени: А) показатель отражения витринита, Б) степень преобразованности, В) количество сгенерированных УВ флюидов, Г) эмиграция УВ из НГМТ

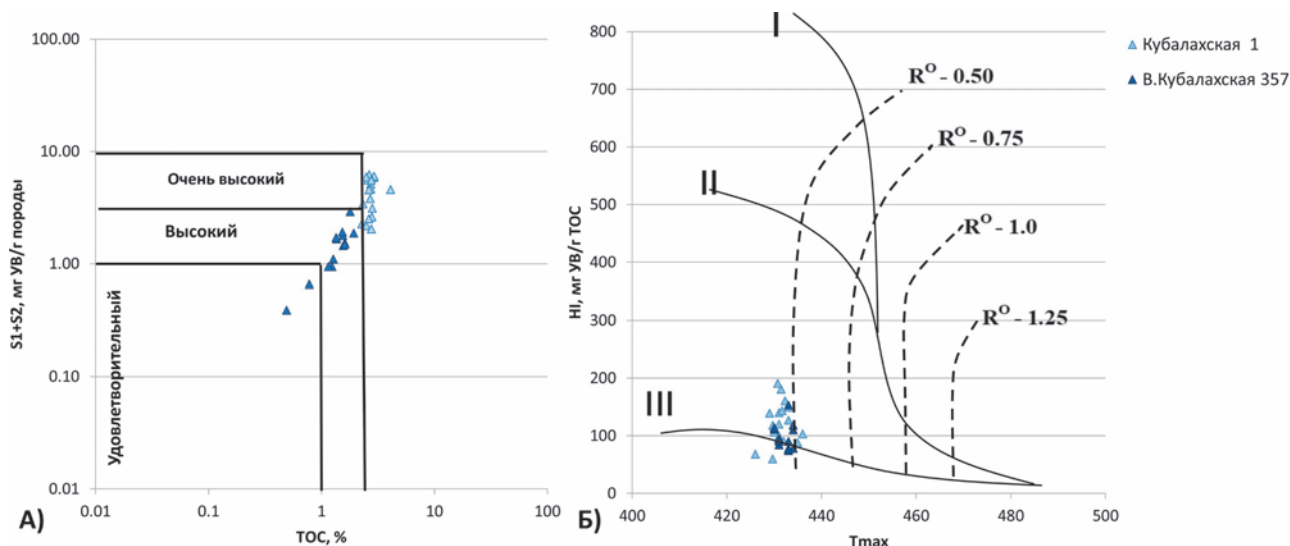


Рис. 23. Отношение общего генерационного потенциала к концентрации Сорг % (а) и модифицированная диаграмма HI-Tmax (б) для нижнемеловых отложений

прогиба (рис. 24а). Генерация УВ флюидов здесь началась в поздне меловую эпоху, но в силу низкой степени зрелости (коэффициент трансформации до 5 %) эмиграция не началась (рис. 24б). В целом вклад меловых НГМТ в нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба незначительный.

Многочисленные и большие по масштабам поздне-меловые-кайнозойские аплифты привели к образованию дизъюнктивных нарушений и зон повышенной трещиноватости преимущественно в пределах Балахинского вала (рис. 25). Это повлияло на снижение сохранности залежей и возникновению локальных тектонически-экранированных ловушек. В пределах Кубалахского вала, наоборот, менее подвергшегося структурным перестройкам в течение мел-кайнозойского времени, наблюдается лучшая

сохранность залежей и наличие пластово-сводовых залежей, близко расположенных к очагам генерации (рис. 25).

Выводы

Понимание механизмов, продолжительности и величины процессов погружения и воздымания играет важную роль в создании геолого-геохимической модели территории. Серия выполненных палеореконов позволила выявить значимые рубежи в геологической эволюции развития восточной части Енисей-Хатангского бассейна.

Помимо формирования структурной конфигурации бассейна перестройки оказали влияние на историю формирования нефтегазоносности региона. Аплифты приводили, во-первых, к приостановке работы углеводородных

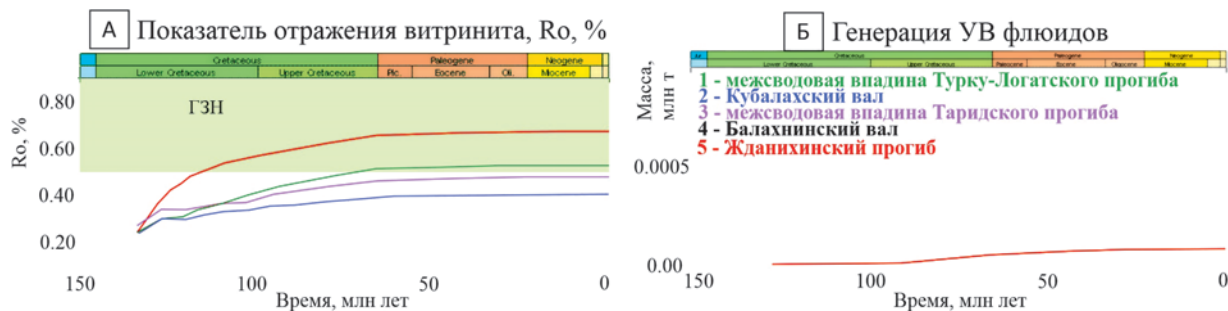


Рис. 24. Изменение основных параметров меловых НГМТ во времени: А) количество сгенерированных УВ флюидов, Б) показатель отражения витринита

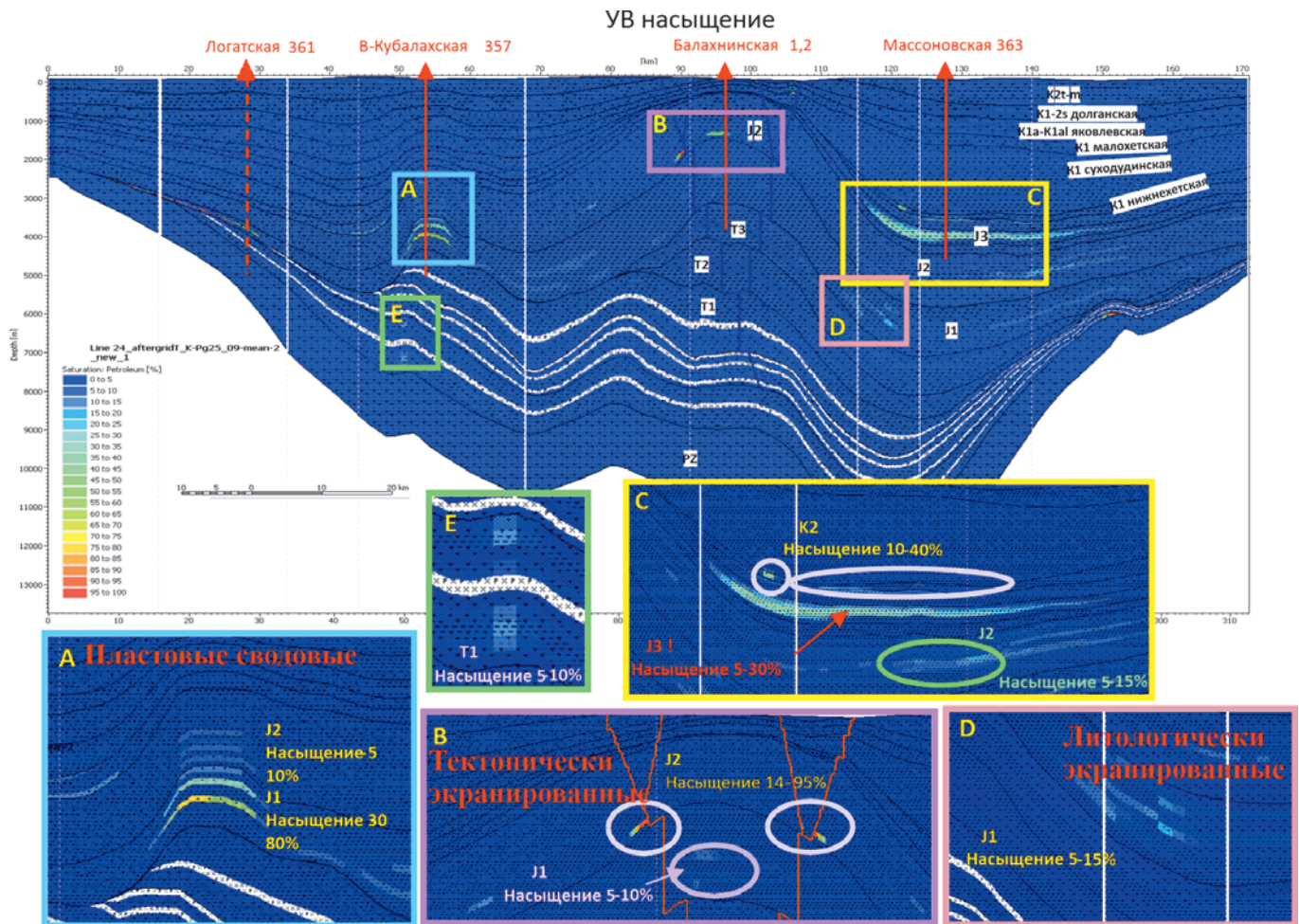


Рис. 25. Распространение ловушек и залежей: А) пластовые сводовые в нижне- и среднеюрских отложениях, В) тектонически-экранированные в пределах инверсионного вала в нижне- и среднеюрских отложениях, С) литологически-экранированные в средне-, верхнеюрских и нижнемеловых отложениях, D) литологически-экранированные в нижнеюрских отложениях, Е) пластово-сводовые в нижнетриасовых отложениях

систем, генерация которыми возобновлялась лишь после значительного перерыва, когда они снова попадали в необходимые термобарические условия. Во-вторых, аплифты приводили к разрушению залежей, приуроченных к ловушкам в пределах инверсионного вала (рис. 26).

Однако структурные перестройки разного возраста оказывали разное влияние на формирование и работу НГМТ. Так, триасовые аплифты привели к разрушению большей части залежей, образованных триасовым НГМТ, и не позволили им сохраниться. Юрские структурные перестройки привели к установлению рельефа бассейна, с благоприятными обстановками для формирования прослоев, богатых сапропелевым материалом. Однако их влияние на формирование залежей не так значительно. Кайнозойские аплифты отразились не только на характере генерации и эмиграции, но и на формировании новых и переформировании существовавших ловушек и залежей. На рис. 27 показаны этапы развития Енисей-Хатангского бассейна для разных его зон.

На основе построенной модели и выполненных расчетов, наибольшие количества УВ флюидов сгенерированы нефтегазоматеринскими породами триасовой и юрской систем. Объем генерации НГМТ меловой системы незначителен.

В настоящее время генерационным потенциалом обладают средне- и верхнеюрские НГМТ в пределах впадин. Нижнеюрская НГМТ имеет потенциал во впадинах. Триасовые НГМТ практически полностью выработали свой генерационный потенциал и, вероятно, способны генерировать газообразные УВ лишь на бортах прогибов. Меловые НГМТ являются недостаточно зрелыми для генерации.

Основные перспективы связаны с поиском пластово-сводовых залежей в пределах Кубалахского и Балахнинского валов, литологически-экранированных залежей в зонах выклинивания и в клиноформах Жданихинского

прогиба и тектонически-экранированных залежей в пределах Балахнинского вала.

Литература

- Атлас. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. (2004). Ред. Ахпателов Э.А., Волков В.А., Гончарова В.Н., Елисеев В.Г., Карасев В.И. и др. Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 148 с.
- Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В. и др. (2016). Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена. *Геотектоника*, 2, с. 23–42. <https://doi.org/10.1134/S0016852116020023>
- Афанасенков А.П. (2019). Геология и перспективы нефтегазоносности севера Сибирской платформы. *Дисс. доктора геол.-мин. наук*. Москва: МГУ, 375 с.
- Бордюг А.А. (2019). Геологическое строение, этапы формирования и модель углеводородных систем в зоне сочленения Таймырского орогена, Западно-Сибирского и Енисей-Хатангского бассейнов. *Дисс. канд. геол.-мин. наук*. Москва: МГУ, 108 с.
- Вассоевич Н.Б. (1967). Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). *Изв. АН СССР, сер. геол.*, 11, 156 с.
- Глаголев П.Л., Мазанов В.Ф., Михайлова М.П. (1994). Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. Москва: ИГИРГИ, 115 с.
- Грамберг И.С., Иванов В.Л., Погребницкий Ю.Е. (2004). Геология и полезные ископаемые России. Арктические и дальневосточные моря. Арктические моря. Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, Т. 5. Кн. 1, 467 с.
- Злобина О.Н. (2010). Литология и палеогеография нижней юры Енисей-Хатангского бассейна. *Сб. матер. VI между. науч. конгресса: ГЕО-Сибирь-2010*, Т. 2, с. 81–85.
- Карагодин Ю.Н. (1980). Седиментационная цикличность. М: Недра, 242 с.
- Конторович В.А. (2011). Тектоника и нефтегазоносность Западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. *Геология и геофизика*, 52(8), с. 1027–1050. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.006>
- Курасов И.А. (2015). Условия формирования и перспективы нефтегазоносности юрских отложений северной части Западной Сибири и прилегающей акватории Карского моря. *Дисс. канд. геол.-мин. наук*. Москва: МГУ, 136 с.
- Мухин В.М., Колотухин А.Т. (2013). Методика палеотектонического анализа при нефтегазопроисковых работах. Саратов: Наука, 67 с.
- Суслова А.А. (2013). Условия формирования природных резервуаров юрского нефтегазоносного комплекса Баренцево-морского шельфа. *Дисс. канд. геол.-мин. наук*. Москва: МГУ, 183 с.

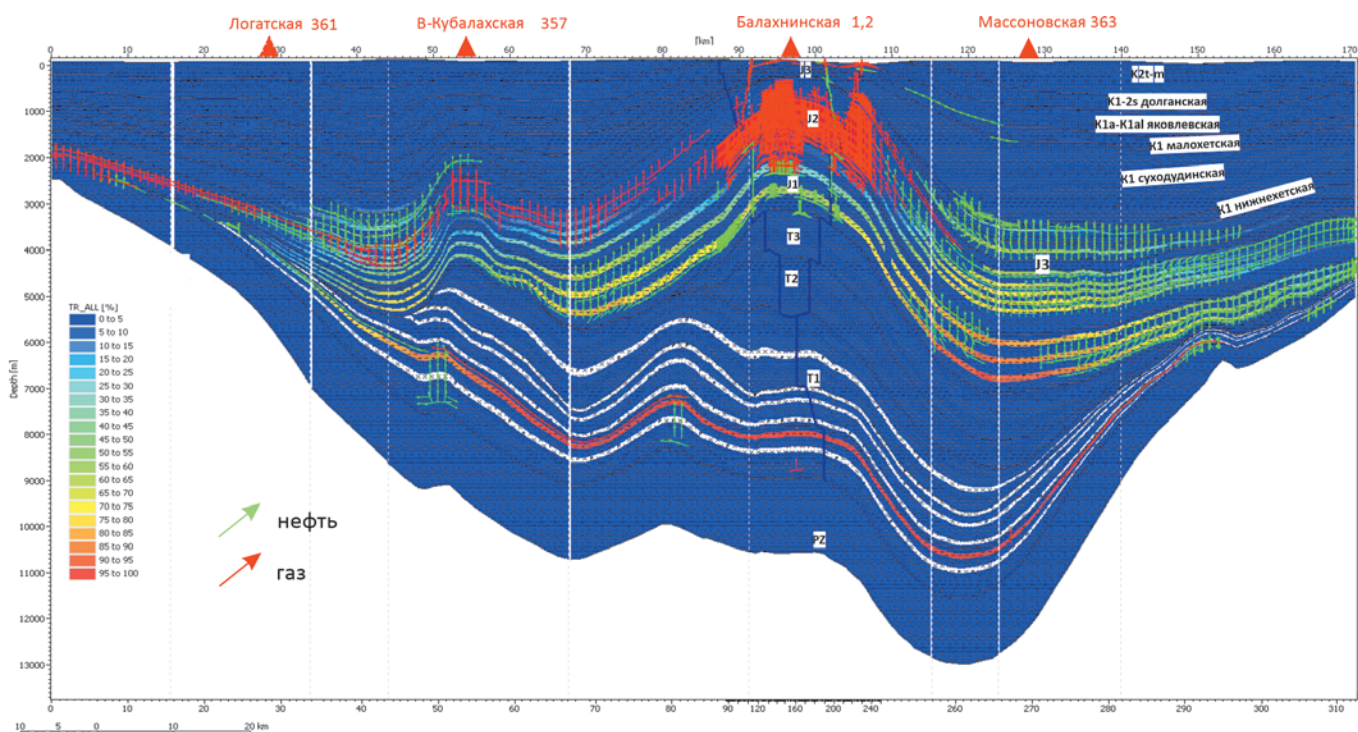


Рис. 26. НГМТ (цвет – коэффициент трансформации) и направления миграции УВ флюидов (стрелки) на современный этап развития бассейна

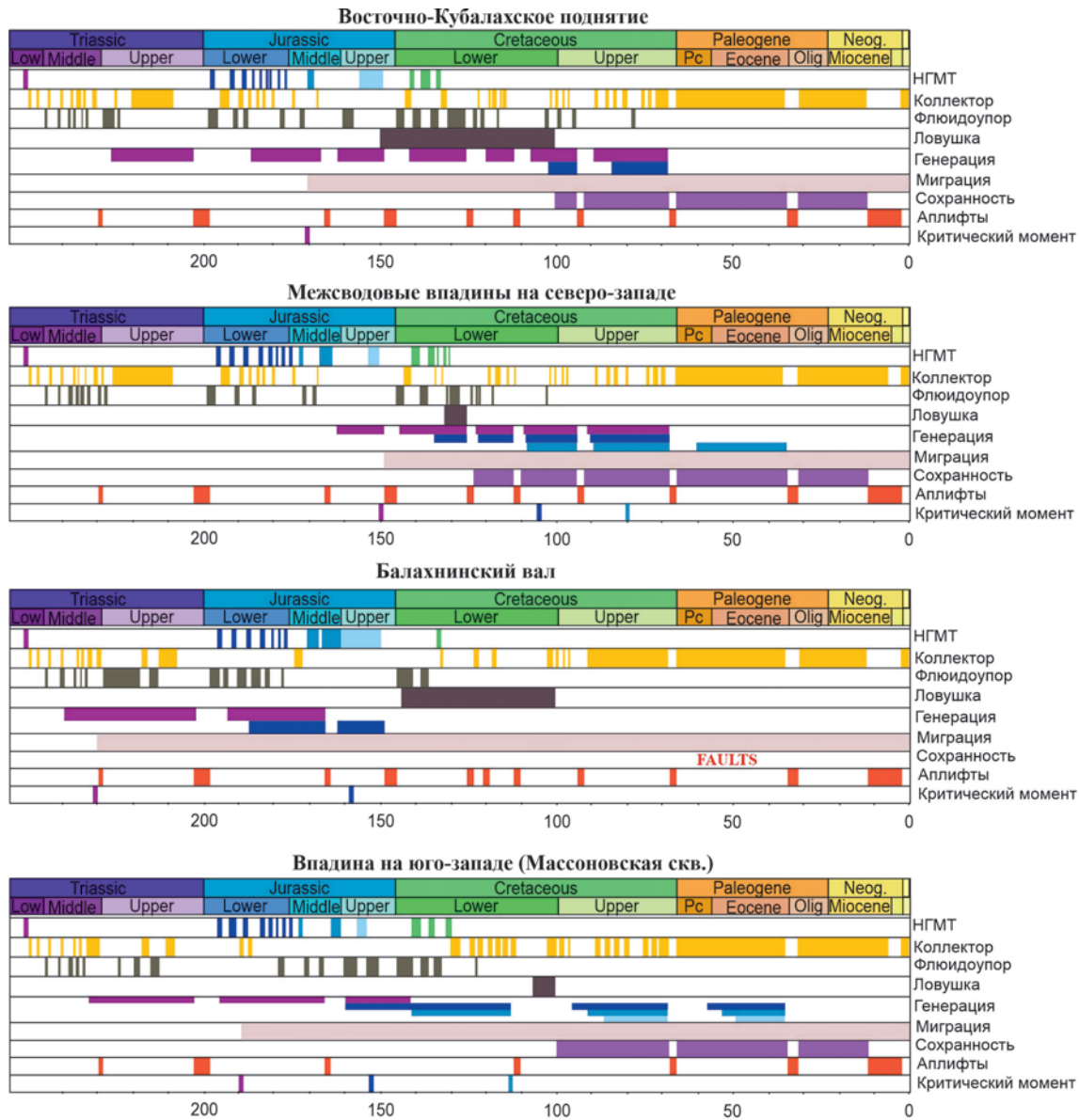


Рис. 27. Шкалы событий УВ-систем разных зон исследуемого профиля

Трофимук А.А. (1982). Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского бассейна. М: Недра, 152 с.

Фомин М.А. (2013). История тектонического развития Енисей-Хатангского регионального прогиба в турон-кайнозойское время. *Интерэкспо Гео-Сибирь*, 1(2), с. 34–39.

Сведения об авторах

Екатерина Дмитриевна Сивкова – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Елена Олеговна Бабина – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Иван Константинович Комков – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Алина Владимировна Мордасова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 08.04.2022;
Принята к публикации 20.04.2022; Опубликована 16.05.2022

Structural reconstructions effect on oil and gas formation of the Yenisei-Khatanga trough eastern part

E.D. Sivkova*, E.O. Babina, A.V. Stoupakova, M.A. Bolshakova, R.S. Sautkin, I.K. Komkov, A.V. Mordasova

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Ekaterina D. Sivkova, e-mail: e.sivkova@oilmsu.ru

Abstract. The article presents the results of research on the influence of structural reconstructions on the hydrocarbon systems evaluation in the eastern part of the Yenisei-Khatanga trough. Based on seismic data interpretation and paleoprofiles construction, several stages of structural reconstructions in the geological evolution of the basin are established: at the Middle and Late Triassic boundary, Late Triassic and Jurassic boundary, in the Bathonian-Callovian time, Tithonian-Valanginian time, in the Barremian-Aptian time, in the Aptian-Albian time, in the Cenomanian time, and powerful reconstructions in the Cenozoic era. Based on interpretation of geochemical information of the well-core and outcrops, the characterization of the type of organic matter, the amount of initial organic carbon, the oil and gas source potential for the Late Triassic, Lower Jurassic, Middle Jurassic, Upper Jurassic, Lower Cretaceous oil and gas source rocks is given. The results of exploration of the geological structure of the region, the geochemical features of oil and gas source rocks became the basis for building a 2D basin model, which made it possible not only to identify generation kitchen, migration routes and accumulation zones of hydrocarbon fluids, but also to estimate the start time of generation and emigration of hydrocarbons, as well as the moments of interruption of these processes during periods of uplifting of the territory. Changes of the structural plan transformed the configuration of the basin, which led, on the one hand, to the formation of areas where rich in organic matter interlayers accumulated, and, on the other hand, to the interruption of hydrocarbon systems evaluation, reconfiguration and even destruction of deposits.

Keywords: Yenisei-Khatanga trough, structural reconstructions, oil and gas source rocks, organic matter, hydrocarbons, uplift calculation, oil and gas potential, Gol'chikha Formation, basin modeling, hydrocarbon systems

Recommended citation: Sivkova E.D., Babina E.O., Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Sautkin R.S., Komkov I.K., Mordasova A.V. (2022). Structural reconstructions effect on oil and gas formation of the Yenisei-Khatanga trough eastern part. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 93–112. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.11>

References

- Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A.V. et al. (2016). The tectonics and stages of the geological history of the Yenisei-Khatanga Basin and the conjugate Taimyr Orogen. *Geotecton.*, 50, pp. 161–178. <https://doi.org/10.1134/S0016852116020023>
- Afanasenkov A. P. (2019). Geology and prospects of oil and gas potential in the north of the Siberian platform. *Dr. geol. and min. sci. diss.* Moscow: Moscow State University, 375 p. (In Russ.)
- Atlas. Geology and oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug. (2004). Eds. Akhpatelov E.A., Volkov V.A., Goncharova V.N. et al. Ekaterinburg: IzdatNaukaServis, 148 p. (In Russ.)
- Bordyug A.A. (2019). Geological structure, stages of formation and model of hydrocarbon systems in the junction zone of the Taimyr orogen, West Siberian and Yenisei-Khatanga basins. *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow: Moscow State University, 108 p. (In Russ.)

Fomin M. A. (2013). History of tectonic development of the Yenisei-Khatanga regional trough in the Turonian-Cenozoic time. *Interexpo Geo-Siberia*, 1(2), pp. 34–39. (In Russ.)

Glagolev P.L., Mazanov V.F., Mikhailova M.P. (1994). Geology and oil and gas potential of the Yenisei-Khatanga trough. Moscow: IGIRGI, 115 p. (In Russ.)

Gramberg I.S., Ivanov V.L., Pogrebitsky Yu.E. (2004). Geology and minerals of Russia. Arctic and Far Eastern seas. Arctic seas. St. Petersburg: VSEGEI, V. 5, Book 1, 467 p. (In Russ.)

Karagodin Yu.N. (1980). Sedimentary cyclicality. Moscow: Nedra, 242 p. (In Russ.)

Kontorovich V.A. (2011). The tectonic framework and hydrocarbon prospectivity of the western Yenisei-Khatanga regional trough. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), pp. 804–824. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.006>

Kurasov I.A. (2015). Conditions of formation and prospects for oil and gas potential of Jurassic deposits in the northern part of Western Siberia and the adjacent waters of the Kara Sea. *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow: Moscow State University, 136 p. (In Russ.)

Mukhin V.M., Kolotukhin A.T. (2013). Methods of paleotectonic analysis in oil and gas prospecting: Textbook for students studying in the specialties "Geology of oil and gas" and "Geology and geochemistry of fossil fuels". Saratov: Nauka, 67 p. (In Russ.)

Trofimuk A.A. (1982). Geology and oil and gas potential of the Yenisei-Khatanga basin. Moscow: Nedra, 152 p. (In Russ.)

Suslova A.A. (2013). Conditions for the formation of natural reservoirs of the Jurassic oil and gas complex of the Barents Sea shelf. *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow: Moscow State University, 183 p. (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1967). Theory of the oil sedimentary-migration origin (historical review and current state). *USSR Academy of Sciences, ser. geol.* 11, 156 p. (In Russ.)

Zlobina O.N. (2010). Lithology and paleogeography of the Lower Jurassic of the Yenisei-Khatanga basin. *Proc. VI Int. Sci. Congress: GEO-Siberia – 2010*, Vol. 2, pp. 81–85. (In Russ.)

About the Authors

Ekaterina D. Sivkova – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Elena O. Babina – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Ivan K. Komkov – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alina V. Mordasova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 08 April 2022;

Accepted 20 April 2022; Published 16 May 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.12>

УДК 553.98(470.4/.5)

Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования)

Д.Д. Кожанов^{1*}, М.А. Большакова¹, И.С. Хопта²

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия

В ходе работы проведено двумерное бассейновое моделирование по региональным профилям (субширотному и субмеридиональному). При моделировании использовался программный комплекс МГУ имени М.В. Ломоносова. В моделях учтены особенности геологического строения отложений рифея северной части Камско-Бельского авлакогена и перестилающих его комплексов венда-палеозоя.

При моделировании использованы полученные в последнее время данные об особенностях развития указанного региона (с учетом оценки мощности эродируемых отложений рифея-венда), а также об особенностях органического вещества древних докембрийских отложений.

В результате, выявлены границы нефтяного и газового окна, геотемпературный градиент. Основной тип залежей согласно результатам 2D бассейнового моделирования – антиклинальные (пластово-сводовые) и стратиграфически экранированные.

Получены данные, свидетельствующие, во-первых, о двух стадиях генерации углеводородов нефтематеринскими толщами рифея-венда (первый этап приходится на конец раннего рифея, второй – на венд-конец позднего карбона), а, во-вторых, о преобладающей доле рифейско-вендского комплекса нефтематеринских толщ в формировании нефтегазоносности осадочного чехла в пределах прибортовых зон северной – северо-западной части Камско-Бельского авлакогена Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

Генерация углеводородов нефтематеринскими толщами рифея-венда и позднего девона-раннего карбона продолжается до сих пор, однако имеет скорее «инерционный характер».

Ключевые слова: Камско-Бельский авлакоген, рифей, венд, моделирование, нефтегазоносность, нефтяная система, Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн

Для цитирования: Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С. (2022). Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования). *Георесурсы*, 24(3), с. 113–128. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.12>

Введение

Моделирование процессов нефтегазообразования, происходивших на территории Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ), является важной задачей при проектировании геологоразведочных работ. Одним из интересных, но слабоизученных объектов являются рифейские отложения прибортовой зоны Камско-Бельского авлакогена (КБА), а также перестилающие их комплексы венда-палеозоя.

Получено много информации о геологическом строении и геохимических особенностях нефтегазоносных комплексов изучаемого бассейна, но они позволяют лишь косвенно судить о масштабах генерации жидких и газообразных углеводородов (УВ), а также об истинных источниках нефти и газа (Баженова, 2016; Башкова, 2009; Белоконов и др., 2001; Гиниятова и др., 2017; Козлова, Шадрина, 2013).

Построение геолого-геохимической бассейновой модели позволит комплексно использовать данные об

углеводородных системах севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, полученные ранее.

Целью данного исследования является оценка влияния нефтематеринских толщ (НМТ) рифея-венда (RF-V) на формирование нефтегазоносности пород палеозоя в пределах прибортовых зон КБА.

Для достижения цели решались следующие задачи:

- 1) Сбор и систематизация геолого-геохимической информации по северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (ВУ НГБ);
- 2) Построение двумерных бассейновых моделей;
- 3) Анализ работы углеводородных систем севера Волго-Уральского НГБ;
- 4) Оценка влияния углеводородов, сгенерированных НМТ рифея-венда, на формирование нефтегазоносности пород палеозоя (в пределах прибортовых зон КБА).

Изучение пород рифейско-вендского комплекса Волго-Уральского субрегиона началось еще в 60-х годах прошлого века. Начиная с этого времени были получены существенные данные о стратиграфии указанных отложений, которые впоследствии дополнялись и уточнялись уже в наше время (2016–2021 гг.). Однако рассмотрение этих толщ как потенциального нефтегазоносного комплекса началось сравнительно недавно.

* Ответственный автор: Дмитрий Дмитриевич Кожанов
e-mail: dimitriykozoz@gmail.com

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Вопросами нефтегазоносности рифейско-вендского осадочного комплекса северной части Волго-Уральского НГБ достаточно подробно занимались такие исследователи, как Т.В. Карасева (Белоконь), С.Е. Башкова, И.А. Козлова, М.А. Шадрина, Р.Х. Масагутов, Т.К. Баженова, Е.В. Лозин и др.

Проведенные нами ранее исследования (Кожанов и др., 2021) показали, что наиболее благоприятными зонами для обнаружения нефти и газа, сгенерированных рифейско-вендскими НМТ, являются внутренние прибортовые зоны Сарапульской палеовпадины, а также зоны развития коллекторов в пределах Орьбаш-Татышлинско-Чернушинской приподнятой зоны фундамента Камско-Бельского авлакогена.

Однако полученные выводы относятся к самому рифейско-вендскому комплексу, тогда как вышележащие комплексы палеозоя в рамках единой углеводородной системы практически не рассматриваются.

Главная роль в формировании нефтегазоносности пород палеозоя большинством современных исследователей отводилась именно НМТ верхнего девона-турне (Сиднев и др., 2016). Однако, возможно, значение доманика в формировании нефтегазоносности всего бассейна стоит подвергнуть серьезной переоценке (с учетом зрелости заключенного в нем ОВ, а также структурно-фациальных зон этого комплекса отложений) (Ступакова и др., 2017). На наш взгляд, особое внимание нужно обратить именно на НМТ рифея-венда, как на один из возможных источников углеводородов бассейна.

Такие работы, в которых показано существенное влияние пород верхнего протерозоя на формирование нефтегазоносности отложений верхнего палеозоя (терригенного девона), начали появляться (Корякин и др., 2021). В этой работе пишется: «...при отсутствии НГМП калтасинской свиты отмечено практически полное отсутствие аккумуляции. Из этого следует, что по результатам бассейнового моделирования именно калтасинская свита играет определяющую роль в нефтегазоносности терригенного девона».

Схожие выводы также получены по результатам наших работ (Кожанов, Хопта 2019 а,б; Кожанов и др., 2021), а проведенное С.Ю. Корякиным с коллегами исследование как нельзя лучше подтверждает этот факт.

В связи с этим, моделирование процессов нефтегазообразования и накопления в пределах северной части Волго-Уральского НГБ становится вновь актуальной задачей при поиске и прогнозе возможных мест скопления жидких и газообразных УВ в исследуемом регионе.

Проблематика, поднимаемая в настоящей статье, является продолжением идей, заложенных нашими великими предшественниками: Н.Б. Вассоевичем, И.О. Бродом и И.В. Высоцким. Благодаря трудам этих корифеев нефтяной промышленности, в работе нашло отражение все – от учения о нефтегазоносных бассейнах и характеристики органического вещества до конкретных поисковых критериев и прогноза нефтегазоносности целого региона.

Материалы и методы

В настоящее время бассейновое моделирование является одним из инструментов, позволяющим объединить массив геолого-геохимических данных при прогнозе нефтегазоносности бассейнов.

В связи с этим для более полного понимания процессов нефтегазообразования в рифейско-вендском комплексе северной части Волго-Уральского бассейна проведено 2D моделирование по двум региональным профилям: субширотному и субмеридиональному (рис. 1).

Региональный профиль Уни-Кленовка – субширотный, (рис. 2) имеет длину 420 км. Максимальная мощность осадочного чехла (Верхнекамская впадина) составляет 7640 м, минимальная (в пределах Северо-Татарского свода – СТС) – 1800 м. Профиль пересекает такие крупные современные структуры, как Северо-Татарский свод, Верхнекамская впадина, Пермский свод, Быско-Кунгурская впадина, Юрзано-Сылвенская депрессия (ЮСД). Среди важнейших палеоструктур в рифейском

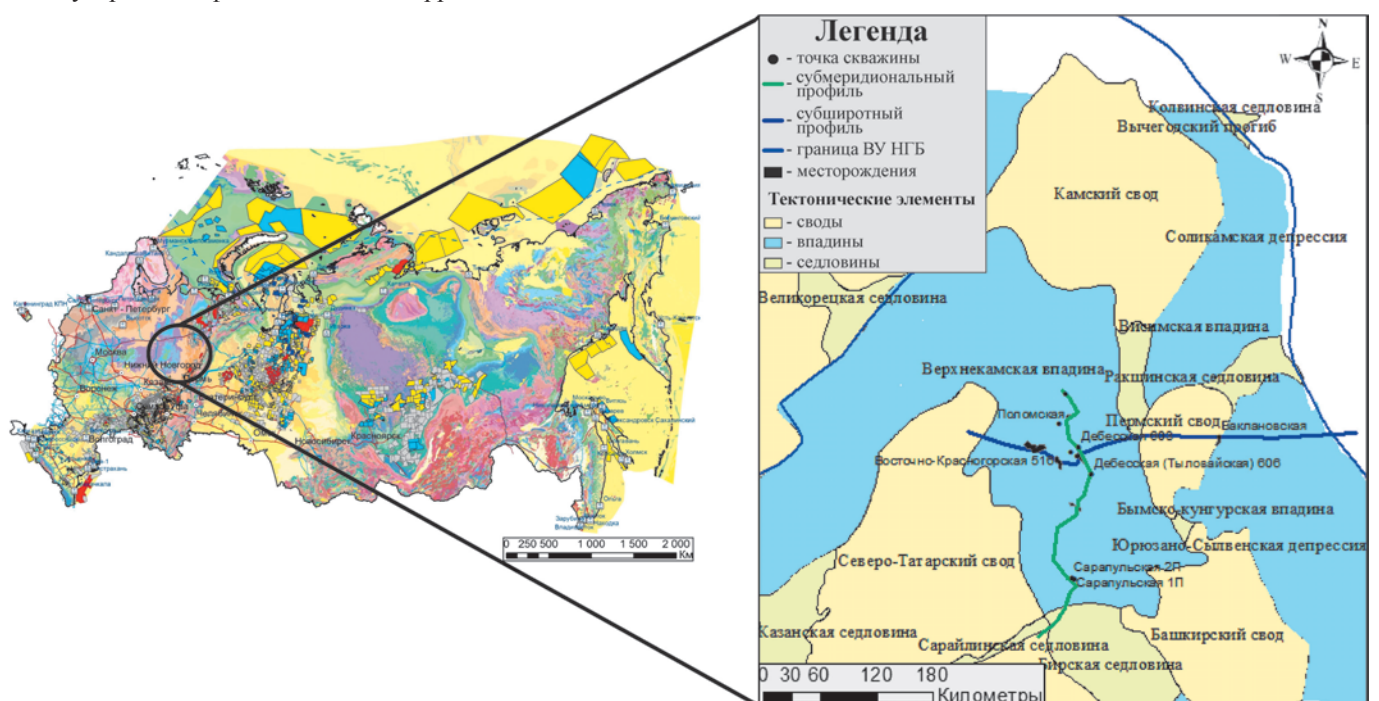


Рис. 1. Положение моделируемых профилей и скважин на тектонической карте палеозойских структур ВУ НГБ

рельефе выделяется Камская впадина Камско-Бельского авлакогена, в вендском – Верхнекамская впадина.

Субмеридиональный региональный профиль (рис. 3), протяженностью 323 километра, с максимальной мощностью осадочного чехла 14 760 м (Верхнекамская впадина), минимальной – 1730 м (Бирская седловина).

Структурно-тектонический облик рифейско-вендской части разреза схож с предыдущим профилем, различия наблюдаются только по верхнепалеозойскому комплексу. Среди крупных тектонических структур, которые пересекают профиль, выделяются Верхнекамская впадина, Северо-Татарский свод и Бирская седловина. В административном плане указанные профили проходят по территориям Республики Удмуртия и Пермского края.

Геологическая основа (рис. 4а,б) моделируемых профилей заимствована из материалов Кулагина А.В (1991) и Меркулова О.И. (2016), литолого-стратиграфической основой послужили региональные данные

(Сергеева, Пучков, 2015, Стратиграфическая схема..., 2000). Калибровка моделей по термике производилась по скважинам Восточно-Красногорская, Дебесская 603, 606, Баклановская, Кулигинская, Сарапульская 1-П, Полумская. Данные по значениям современных пластовых температур взяты из справочника (Нефтяные и газовые месторождения СССР, 1987), показатель отражения витринита из фондового отчета (Проворов и др., 2006). В результате подбора наиболее адекватных параметров тепловой модели, полученной при одномерном моделировании, удалось добиться совпадения между результатами замеров показателя отражения витринита в исследуемых скважинах и расчетных значений в моделях изучаемого разреза.

Отметим, что при моделировании также учтены положения выявленных месторождений (Дебесское, Кезское, Шарканское, Лиственское, Ельниковское, Чутырско-Киегнопское, Елкинское и др.) и тип флюида в них.

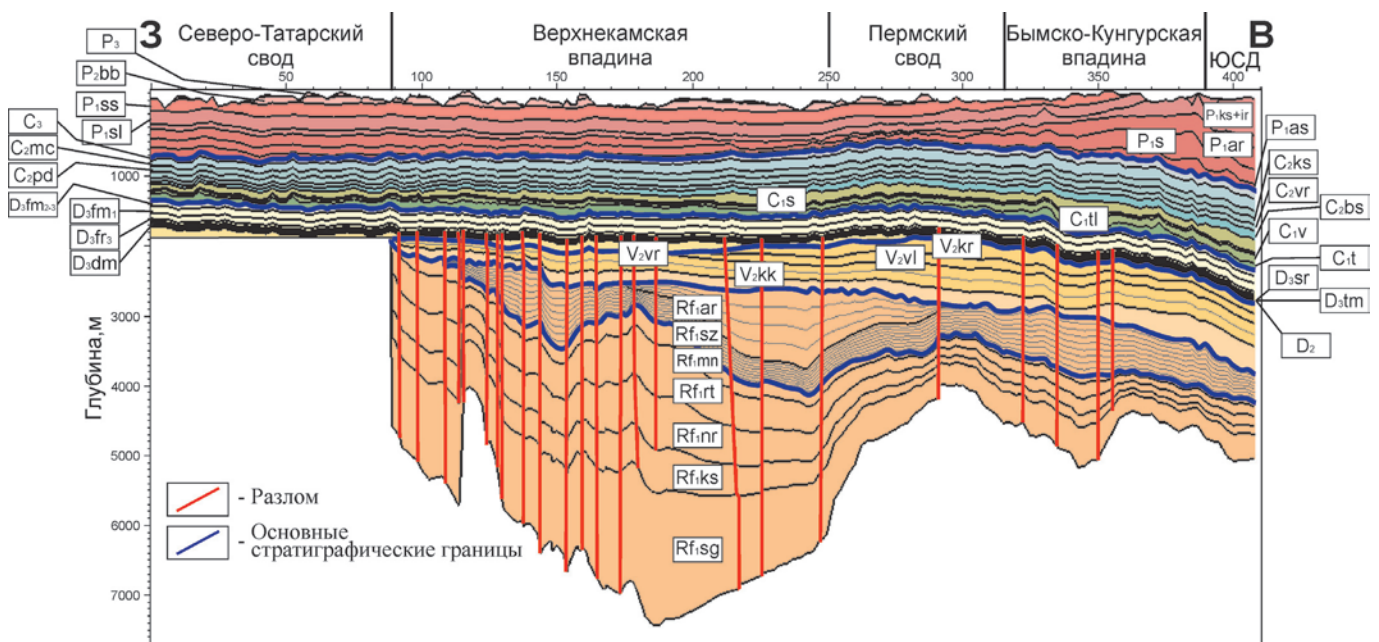


Рис. 2. Геолого-стратиграфический профиль (синий на карте положения профилей на рис. 1)

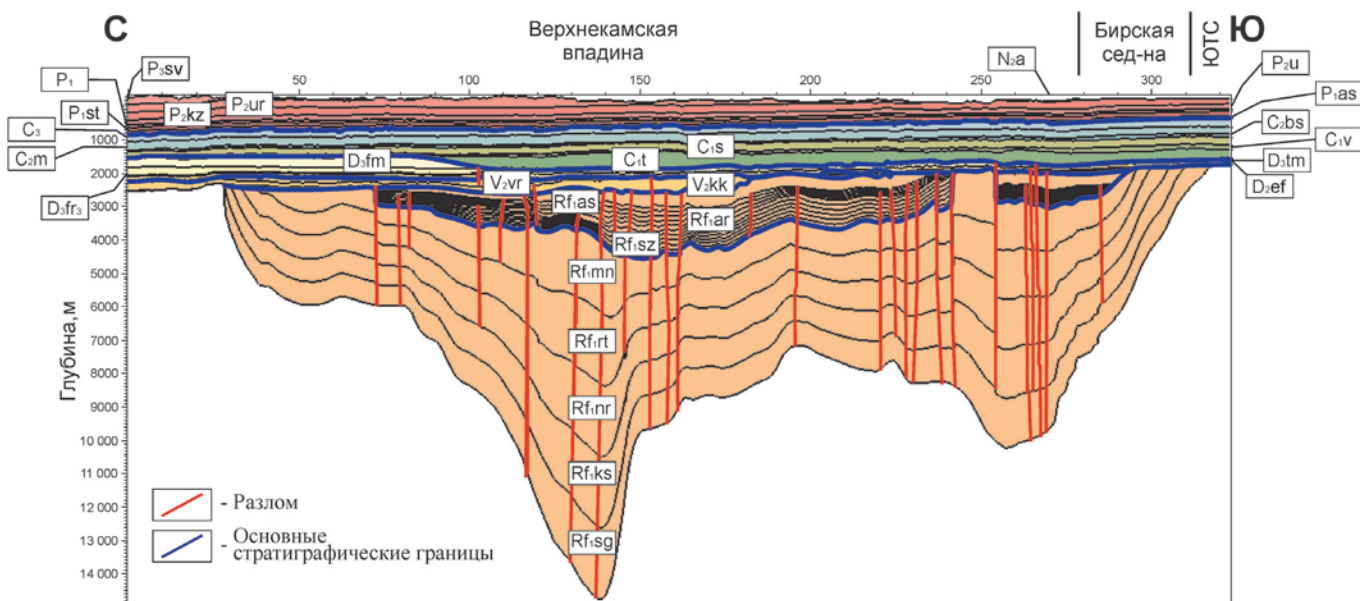


Рис. 3. Геолого-стратиграфический профиль (зеленый на карте положения профилей на рис. 1)

В разрезе моделируемых профилей выделены рифейские, верхневендско-среднедевонские, верхнедевонско-нижнекаменноугольные, средне-верхнекаменноугольные и пермские отложения. В разрезе профиля субширотного также встречены углистые прослои и маломощные прослои солей пермского возраста. Литология выделенных стратиграфических горизонтов при моделировании задана при помощи «смешивания» в

разных процентных соотношениях основных литотипов пород (глины, песчаники, алевролиты, доломиты, соли, известняки, мергели).

Каждый литотип характеризуется собственным набором петрофизических и теплофизических свойств, значения которых в «литологической смеси» рассчитывались программой автоматически, исходя из процентного содержания в ней разных компонентов.

Эратема	Система	Отдел	Серия	Подсерия	Свита	Подсвита	Литология	Элементы нефтяной системы			Литологическое описание				
								Нефтегазо-материнская порода	Коллектор	Флюидоупор					
Нижнерифейская	Вендская	Верхний	Кудьянкарская		Краснокамская				☉		Песчаники и алевролиты с подчиненными прослоями и пачками аргиллитов.				
					Велвинская							Чередующиеся между собой аргиллиты, алевролиты и песчаники.			
		Бородулинская		Верещагинская							Аргиллиты, алевролиты с редкими прослоями песчаников, которые образуют три осадочно-вулканогенных ритма, с тремя подчиненными маркирующими горизонтами туфо-аргиллитов и пелловых туфов.				
				Кыквинская							Чередующиеся между собой песчаники и алевролитовые прослои, пачки конгломератов, гравелитов и аргиллитов.				
	Кыргинская	Орьебашская			Ашитская							Доломиты, доломитовые мергели, аргиллиты. Песчаники. Отмечаются прослои брекчевидных доломитов.			
					Калтасинская									Алевролиты и глинистые сланцы с прослоями известняков, доломитов и доломитовых мергелей.	
					Арланская				TOC ₀ = 2 NI ₀ = 600				Массивные доломитами, нередко органогенные. Присутствуют также подчиненные пачки аргиллитов, мергелей, алевролитов и известняков.		
					Саузовская				TOC ₀ = 4 NI ₀ = 600					Алевролиты с подчиненными прослоями песчаников и доломитов серых.	
					Прикамская	Минаевская									Песчаники мелкозернистые с подчиненными прослоями и линзами гравелитов и конгломератов, а также алевролиты и аргиллиты.
						Ротковская									Аргиллиты, алевролиты с прослоями мелкозернистых песчаников, доломитов и мергелей.
		Сарapulьская		Норкинская									Песчаники, алевролиты, доломиты и аргиллиты (местами углеродистые), доломитизированные мергели, переслаивающимися между собой. Редко отмечается наличие кремнисто-доломитовых литологических разностей.		
				Костинская									Переслаивающиеся между собой песчаники и алевролиты. Вверх по разрезу увеличивается доля карбонатных пород, появляются прослои (до 10см) доломитовых мергелей и доломитов, переслаивающихся с аргиллитами.		
						Сигаевская									

Рис. 4а. Литолого-стратиграфическая колонка с положением элементов нефтяных систем протерозоя, принятых в моделировании

Отдел	Ярус	Горизонт	Литология	Элементы нефтяной системы			Литологическое описание
				Нефтегазо-материнская порода	Коллектор	Флюидоупор	
Q							Глины, суглинки, супеси, песок, гравий, галечник
N2							Глины, прослойки торфа, песчано-галечный материал.
P3	Татарский						Породы представлены глинами, песчаниками, алевролитами с прослоями конгломератов и известняков.
	Уржумский						Песчаники, алевролиты, аргиллиты с прослоями известняков.
P2	Казанский						На юго-западной части карбонатные, терригенно-карбонатные и сульфатно-карбонатные отложения. На остальной части развиты красноцветные песчаники, алевролиты, аргиллиты.
	Уфимский	Шешминский					Песчаники, алевролиты с прослоями глин, известковистых и заглипсованных.
P1	Кунгурский	Соликамский Филлиповский Иренский					Мергели, глинистые известняки и доломиты. Доломиты с прослоями ангидритов и гипсов.
	Сакмарский						Доломиты, известняки и ангидриты.
	Ассельский						Доломиты заглипсованные и известняки с прослоями доломита
							Известняки и доломиты часто окремненные с прослоями ангидрита и гипса .
C3						Известняки и доломиты серые с включением гипса.	
C2	Московский	Мячковский					Известняки и доломиты.
		Подольский					Аргиллиты, известняки с прослоями алевролитов.
		Каширский					Известняки с прослоями доломитов и гравелитов.
	Башкирский					Известняки и доломиты.	
C1	Серпуховский	Венецкий+ Михайловский+ Алексинский					Известняки и доломиты, в основании - невыдержанная по толщине пачка: песчаники, алевролиты, аргиллиты.
		Тулльский Бобриковский+ Радаевский					Песчаники, алевролиты, аргиллиты. В верхней части карбонаты.
	Турнейский						Песчаники, алевролиты, аргиллиты.
							Известняки с прослоями аргиллитов.
D3	Фаменский					Известняки, иногда доломитизированные, неяснослоистые, с включениями ангидритов и доломитов известковистых, светло-серых, прослоями слабоглинистых, местами окремненных.	
	Франский	Lv+ Ev+ Vg Мендымский Доманковский Саргавский, Тимацкий Пашийский					Известняки битуминозные с прослоями биуминозных сланцев, мергелей и доломитов.
D2	Живетский						Песчаники и алевролиты с прослоями аргиллитов.
	Эйфельский						Доломиты глинистые, тонкозернистые. В зонах выклинивания сменяются алевролитами с прослоями аргиллитов, песчаников и известняков. Глинистые известняки, доломиты.

Рис. 4б. Литолого-стратиграфическая колонка с положением элементов нефтяных систем фанерозоя, принятых в моделировании

В моделях учтены мощности размытых отложений. Наибольшая эрозия приходится на рифей-вендское региональное несогласие. Толщина эродированных отложений разнится по площади и составляет в среднем от 1000 (в западных прибортовых зонах КБА) до 1500 метров (в пределах примыкающей зоны Красноуфимского выступа). В целом, полученные данные соответствуют данным, полученным ранее (Постников, Удовиченко, 1969).

Следующий перерыв с размывом накопленных отложений приходится на венд-палеозойское время. Мощность эрозии на этом этапе доходила до 1000 м, что связано с общим воздыманием территории в раннем палеозое и смещением области накопления осадков на запад.

Следующий эрозийный этап связан с предвизейским несогласием, когда в пределах изучаемой площади было размыто до 100 м пород. Предмосковское время также

характеризуется значимым перерывом в осадконакоплении с мощностью эродированных отложений около 50 м.

Нельзя не отметить, что на современном этапе развития бассейна начиная с раннетриасовой эпохи продолжается поднятие территории, в результате чего в западных областях Волго-Уральского НГБ было размывто около 200 м отложений с увеличением мощности размыва в юго-восточном направлении.

Выделение элементов углеводородной системы проводилось по публикациям С.Е. Башковой с соавторами (Башкова, 2009, Башкова и др., 2008, 2017), Л.С. Гиниятовой с соавторами (Гиниятова и др., 2017), Е.В. Лозина (1999, 2002) и др.

Основными нефтематеринскими толщами в пределах северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна являются саузовская и арланская подсвиты нижнего рифея (RF_{1sz} , RF_{1arl}), верещагинская свита бородулинской серии верхнего венда (V_2kk), афонинский горизонт среднего девона (D_2af), саргаевский и доманиковский горизонты франского яруса верхнего девона и верейский горизонт среднего карбона (C_2vr).

Геохимические характеристики НМТ, заложенные в модель, собраны по опубликованным данным (Нефти, газы и битумоиды..., 1977; Башкова, 2009, Башкова и др., 2008, 2017; Гиниятова и др., 2017; Разработать комплекс критериев..., 2006; Козлова, Шадрина, 2013; Казанцева, 2014; и др.), значения исходных содержаний Сорг были «реконструированы» по методике, предложенной С.Г. Неручевым (Справочник..., 1998), значения водородного индекса (НИ, мг УВ/г ТОС) восстанавливались до исходных (на катагенетически непретерообразованное состояние) значений – NI_0 .

Наиболее древними нефтематеринскими отложениями являются толщи саузовской подсвиты калтасинской свиты нижнего рифея (≈ 1470 млн лет). Отложения указанного стратиграфического интервала вскрыты единичными скважинами, геохимические исследования пород проведены лишь точно. Так, на основании данных С.Е. Башковой, Т.В. Белоконь (Башкова, Белоконь, 2008), В.М. Проворова и др. (Проворов и др., 2007) установлено, что саузовские отложения обладают наибольшим нефтематеринским потенциалом среди пород калтасинской свиты нижнего рифея. Содержание Сорг – до 0,87 %, НИ, по представленным данным, варьируется в пределах от 15 до 636 мг УВ/г ТОС, степень зрелости – до $MK_{4.5}$. Исходный водородный индекс использованный при моделировании для этой свиты составляет $NI_0=600$ мг УВ/г ТОС, исходное содержание Сорг принято в значении 4 %. Тип керогена для саузовской свиты в модели принят как ПIS. В литологическом отношении эти отложения представлены глинисто-карбонатными породами, сложены серыми (в различных оттенках) массивными доломитами, нередко органогенными (с наличием строматолитовых и онколитовых разностей) прослоями микро, тонко-, неравномерно кристаллических, иногда окремнелых и пиритизированных прослоев и пачек. Среди отложений саузовской свиты присутствуют также подчиненные пачки аргиллитов и мергелей.

Опираясь на разрез скважины Очёрская 14 (Маслов, 2012), в разрезе арланской подсвиты калтасинской свиты выделен нефтематеринский слой, мощностью до 100 м. В

описании сказано, что он «...представлен темно-серыми тонко- и микрозернистыми доломитами с примесью алевроитового и обломочного материала, ... и темно-серыми плитчатыми доломитовыми мергелями». В целом, нефтематеринская толща арланской подсвиты характеризуется меньшим нефтематеринским потенциалом в сравнении с саузовской. В связи с этим, в модели были приняты следующие входные параметры: $NI_0=600$ мг УВ/г ТОС, Сорг = 4 %.

По мнению исследователей северной части Волго-Уральского НГБ (Белоконь и др., 2001; Карасева, 2006; Башкова, Белоконь, 2008; Башкова, 2009; Гиниятова и др., 2017; Ларочкина и др., 2010; и др.), в вендском комплексе наилучшие нефтематеринские свойства проявляют отложения бородулинской серии, представленные кыквинской и верещагинской свитами. По имеющимся геохимическим данным по скважине Бедряжская, нефтематеринские толщи бородулинской серии не обладают столь явными нефтематеринскими свойствами, даже несмотря на высокие значения Сорг (до 3,95 %, при НИ – до 80 мг УВ/г ТОС). Однако, исходя из диссертации Н.М. Станекзая (Станекзай, 2009), значения водородного индекса могут быть значительно увеличены. Так, согласно приведенным данным ($NI=209-887$ мг УВ/г ТОС), а также с учетом обстановок накопления отложений бородулинской серии (относительно глубоководные и шельфовые), нами выбран исходный водородный индекс, равный 600 мг УВ/г ТОС, тип керогена II. В литологическом отношении изучаемые отложения представлены терригенными разностями.

В среднем девоне также выделяется маломощный нефтематеринский прослой афонинского горизонта («среднедевонский аналог доманикового горизонта») (Казанцева, 2014). Влияние этой НМТ нам видится несущественным, о чем свидетельствуют данные геохимического анализа, проведенного ОАО «КамНИИКИГС», исходя из которых исходный Сорг, задаваемый в модель, равен 1 %, $NI_0=250$ мг УВ/г ТОС, тип керогена определяется как смешанный II/III. Литологический состав преимущественно глинистый, нередко с примесью терригенного материала.

Благодаря значительно большему числу геохимических данных, характеристика доманиковой высокоуглеродистой формации (ВУФ) была задана в модели с учетом ее фациальной изменчивости. На сегодня известно, что литологически среднефранско-турнейские отложения представлены тремя типами разреза: внутренний (НМТ), переходный (НМТ/коллектор), внешний (коллектор). Основываясь на данных Н.К. Фортунатовой и соавторов (Фортунатова и др., 2013а, 2013б; Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема..., 2018), разрез доманиковой ВУФ в качестве нефтематеринских отложений рассматривался в следующем составе:

- Внутренняя зона саргаевского горизонта (D_3sr) – Сорг₀=2,86, $NI_0=710$ мг УВ/г ТОС;
- Внутренняя, переходная и внешняя зоны доманикового горизонта (D_3dm) – Сорг₀=10,70 (внутр.), 5,00 (переход), 8,60 (внеш.), $NI_0=710$ (внутр.), 710 (переход.), 600 (внеш.) мг УВ/г ТОС;
- Внутренняя, переходная и внешняя зоны верхнефранского подъяруса (D_3fr_3) – Сорг₀=8,00 (внутр.), 4,00 (переход), 3,00 (внеш.), $NI_0=710$ (внутр.), 600

- (переход.), 710 (внеш.) мг УВ/г ТОС;
- Внутренняя и переходная зоны нижнефаменского подъяруса ($D_3 fm_1$) – $Corg_0=5,00$ (внутр.), 3,00 (переход), $HI_0=710$ (внутр.), 600 (переход.) мг УВ/г ТОС;
 - Внешняя зона нижнефаменского подъяруса ($D_3 fm_1$) – $Corg_0=3,00$ (внутр.), 2,00 (переход), $HI_0=710$ (внутр.), 600 (переход.) мг УВ/г ТОС.

Тип керогена на основании литературных данных, а также данных пиролиза идентифицируется как II, редко как II/III. В литологическом отношении доманиковая высокоуглеродистая формация представлена глинисто-карбонатно-кремнистым комплексом.

В структурном отношении первый профиль лишь частично пересекает Шалымско-Калининскую ось Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП), тогда как второй профиль напротив, практически полностью находится на территории Фокинской и Сарапульской осей ККСП. Однако несмотря на широкое распространение очагов генерации УВ $D_3 fr_2-C_1 t$ НМТ, зрелость их весьма незначительна – до MK_1 , при превалирующем PK_3 (Канев и др., 2017).

Среди нефтематеринских толщ осадочного чехла Волго-Уральского НГБ также выделяются углистые аргиллиты верейского горизонта (Лозин, 1999, 2002). Согласно данным геохимического анализа (Нефти, газы и битумоиды..., 1977), эти отложения можно охарактеризовать начальными содержаниями $Corg = 0,54 \%$, $HI_0=300$ мг УВ/г ТОС. Тип керогена смешанный II/III, близкий к III.

Одной из важнейших характеристик керогена, которая описывает «запуск» и скорость его разложения, а также скорость образования из него углеводородов и их состав, является кинетический спектр деструкции керогена (Бельшев, 1991).

Проблематичным является подбор кинетических спектров для нефтематеринских толщ рифей-вендского комплекса, что связано, во-первых, с древностью изучаемых отложений, а, во-вторых, с неоднозначностью определения типа ОВ.

Несмотря на это, в литературе встречаются данные о том, что специфичной чертой RF-V органического вещества являлась способность в процессе катагенеза легко превращаться в УВ (Конторович и др., 1996). По всей видимости, указанная особенность является характеристичной типа ОВ IIS, для которого свойственна значительная реализация нефтематеринского потенциала уже на ранних стадиях катагенеза, а иногда и раньше (Бельшев, 1991).

В связи с этим, в качестве аналога для описания преобразования органического вещества RF-V НМТ в углеводородные флюиды выбран кинетический спектр деструкции керогена, приведенный в статье (Kowalewski et al, 2009). Авторы исследовали ОВ протерозойских НГМТ бассейна Персидского залива (формация Ара), которое демонстрирует высокую реакционную способность керогена (начало генерации приходится на 39 kcal/mol, при максимуме генерации в области 50 kcal/mol), превалирующую долю генерируемых УВ нефтяного ряда больше доли газовых (86,8 % к 13,2 %, соответственно). Для остальных НМТ кинетические спектры подобраны в библиотеке кинетических спектров.

Основные резервуары, согласно принятой модели нефтяных комплексов ВУ НГБ (Лозин, 1999, 2002),

приурочены к верхнему венду, коллекторами служат песчаные и алевропесчаные прослои краснокамской свиты верхнего венда. В палеозойском комплексе в качестве коллектора рассматривается терригенная толща среднего девона и карбонатные и терригенные отложения тульского, бобриковского горизонтов и башкирского яруса. Флюидоупорами в рифее-венде могут служить любые прослои аргиллитов в рифее, и верещагинская и велвинская свиты в венде. В палеозое покрывками являются аргиллиты тиманского и саргаевского горизонтов, серпуховского яруса, а также плотные отложения верхнего карбона и глинистые (нередко эвапоритовые) отложения перми.

Одним из входных параметров при построении модели является палеоглубина моря, значения которой для территории исследуемого региона взяты с палеогеографических схем и карт, составленных практически для всех периодов и эпох от рифея до неогена (Атлас литолого-палеогеографических карт СССР, 1969).

Температурная история региона восстанавливалась, исходя из современных значений теплового потока и температуры на поверхности земли и геологической истории развития бассейна. Повышения значений теплового потока были возможны для завершающих этапов байкальской и герцинской складчатых эпох. В настоящее время восточная окраина Восточно-Европейской платформы характеризуется низкими значениями теплового потока от 20 до 50 мВт/м², в среднем – 30–40 мВт/м² (Ященко, Полищук, 2007; Галушкин, 2007). Вариации значений теплового потока разнятся от одного тектонического элемента к другому и регулируются тектонической активностью и длительностью ее протекания. В целом значения современного теплового потока закономерно увеличиваются по направлению с северо-запада на юго-восток.

Палеотемпературы, а также современные и около-современные температуры (в т.ч. связанные с эпохами оледенения) определялись исходя из ретроспективных данных, полученных на основе расчетов И.В. Головановой (Голованова и др., 2009, 2010) и Ю.И. Галушкина (Галушкин, 2007). Исходя из этих работ, можно сделать вывод о том, что самые низкие температуры (до -20 °С) на поверхности осадочный чехол-вода имели место в рифейско-вендское время (Лапландское оледенение), высокие – в раннепермскую эпоху (до +24 °С).

Для калибровки моделей использовались данные (современные пластовые температуры и показатель отражения витринита), полученные по скважинам (рис. 1,5): Восточно-Красногорская, Дебесская, 600, Баклановская, Кулигинская, Сарапульская 1-П, Поломская, Лозолукская, Есенейская (Нефти, газы и битумоиды..., 1977; Нефтяные и газовые месторождения СССР, 1987; Разработать комплекс критериев..., 2006), а также карты катагенеза калтасинских и доманиковых отложений.

Обсуждение полученных результатов

Тепловая модель

Главная зона нефтеобразования (ГЗН) ($R_0=0,5-1,15 \%$) в пределах Верхнекамской впадины приурочена к рифей-девонским толщам и расположена в интервале глубин от 1,1 до 5,2 км. Далее, на восток, идет увеличение стратиграфического интервала, расположенного в зоне нефтяного окна (рис. 6,7).

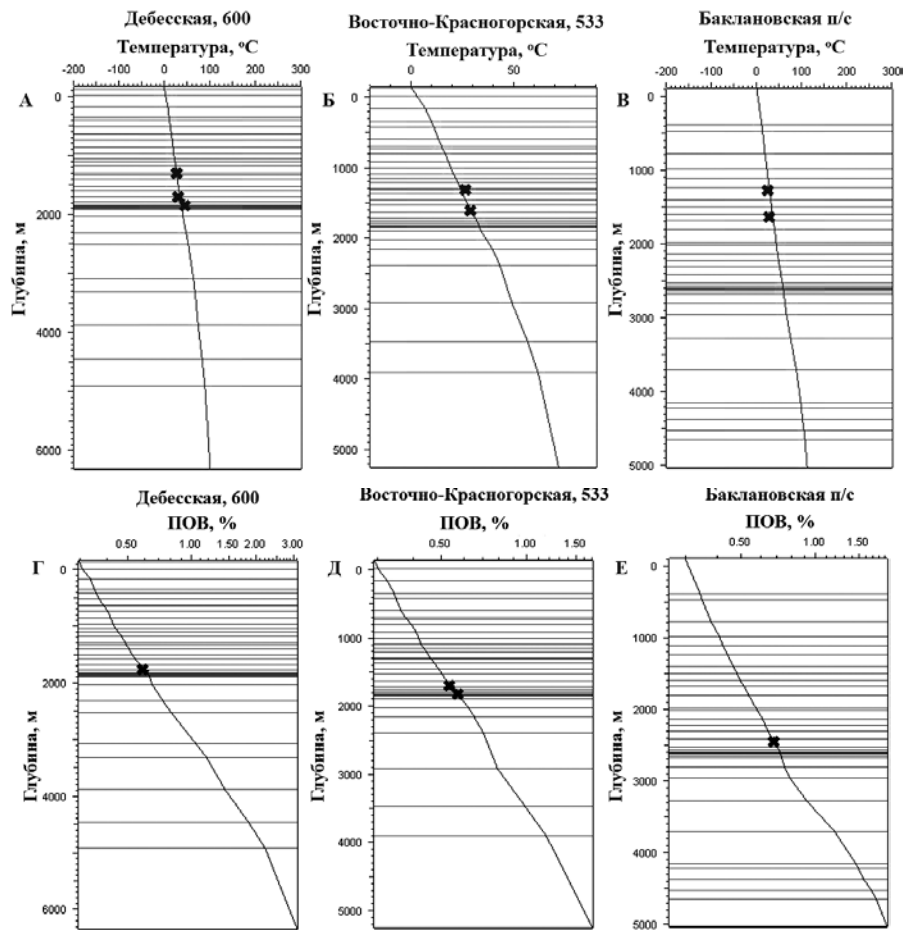


Рис. 5. Сопоставление расчетных (кривые) и замеренных (крестики) значений: А,Б,В – пластовая температура, °С; Г,Д,Е – показатель отражения витринита (ПОВ), %

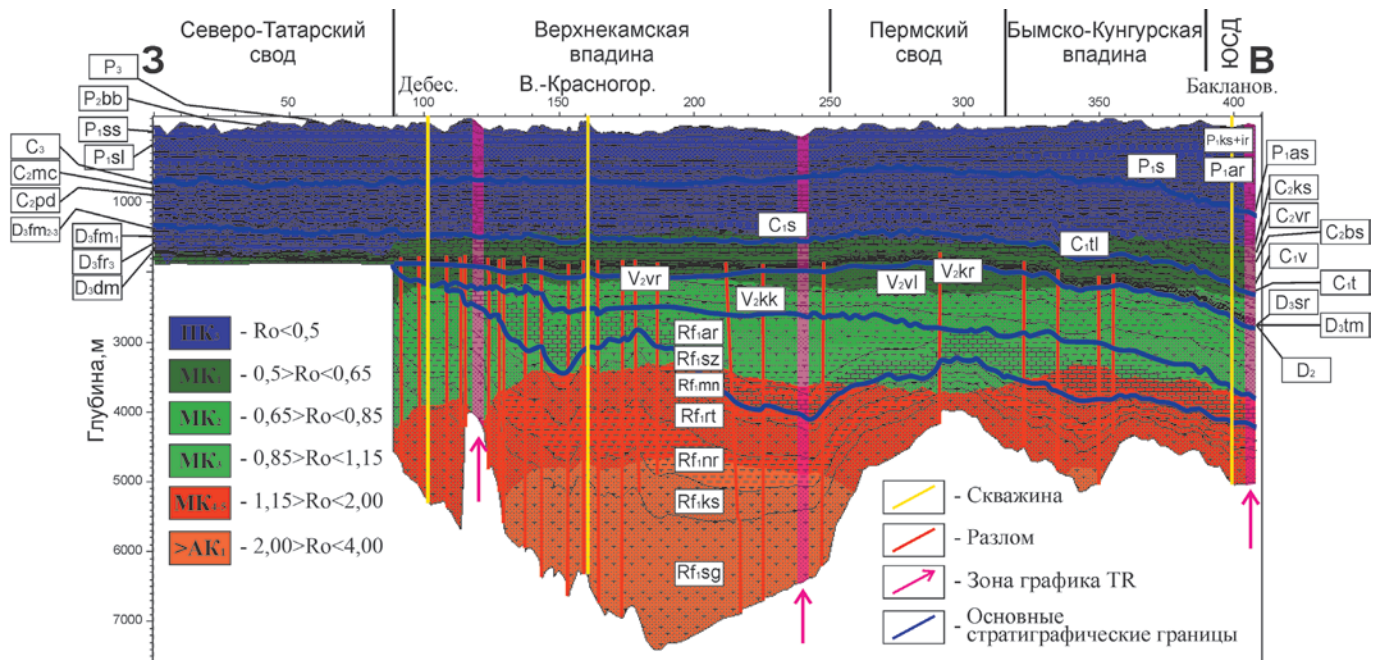


Рис. 6. Степень катагенетической преобразованности осадочной толщи (субширотный профиль)

В Юрзано-Сылвенской депрессии (ЮСД) верхняя граница проводится уже по серпуховским отложениям, при том, что нижняя также расположена в нижнем рифее. Интересно, что на данном участке практически все нефтематеринские толщи потенциально могут генерировать УВ нефтяного ряда. В пределах Северо-Татарского

(СТС) и Южно-Татарского сводов (ЮТС) ни одна НМТ не достигла ГЗН.

Максимальные градации катагенеза (на уровне МК₅-АК_{1,2}) достигаются в пределах Верхнекамской впадины, начиная с глубины 5 км, и ими характеризуются отложения прикамской подсерии нижнего рифея и саузовской

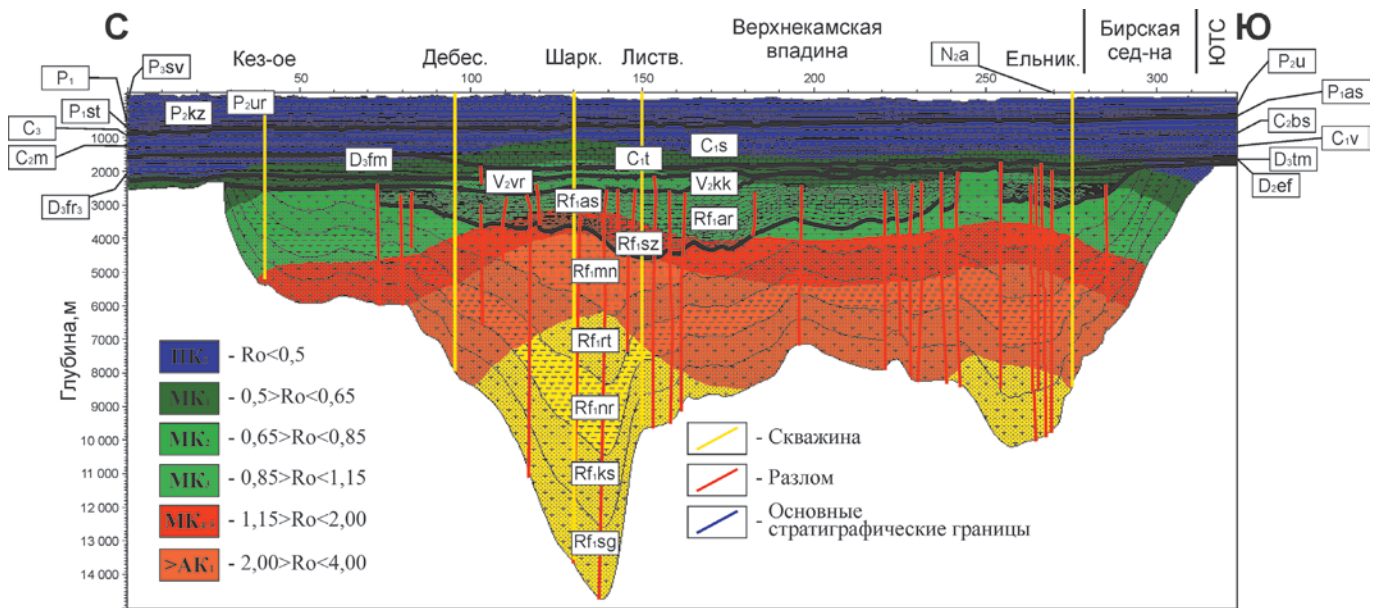


Рис. 7. Степень катагенетической преобразованности осадочной толщи (субмеридиональный профиль)

подсвиты калтасинской свиты нижнего рифея. При этом, толщи, расположенные в пределах южных прогибов второго профиля являются наиболее преобразованными (R_0 – до 4–5 %).

Необходимо заметить, что полученные результаты хорошо коррелируются с определениями градаций катагенеза, проведенными С.Е. Башковой и Т.В. Белоконь (Башкова, Белоконь, 2008). По рассчитанной нами модели, вендские НМТ вошли в ГЗН в тульское время, а рифейские – уже в среднедевонскую эпоху.

Современный температурный градиент равен 1,5–2,0 °C/100 м (рис. 8, 9), что в целом совпадает с литературными данными (Шестов и др., 2007; Баженова, 2016).

Нефтематеринские толщи саузовской подсвиты имеют достаточно высокую степень трансформации: в наиболее погруженных частях значения достигают 95–98 %, на приподнятых блоках и срезах – от 46 до 83 %. На погруженных

сводах индекс трансформации для саузовских и арланских отложений часто не превышает значений 60 %, но может доходить и до 89 % (рис. 10).

Несколько лучше обстоят дела с вендскими НМТ. Индекс трансформации верещагинской толщи в большинстве своем также не превышает 50–60 % (рис. 10).

Увеличение значений происходит в юго-восточном направлении, что связано с региональным наклоном территории. В пределах депрессий индекс трансформации (TR – Transformation Ratio) может достигать 80–90 % (рис. 10).

Для нефтематеринских толщ афонинского горизонта среднего девона и верхнедевонско-турнейской высокоуглеродистой формации значения индекса достигают 30 % лишь в восточной части (Юрзано-Сылвенская депрессия), тогда как в пределах Верхнекамской впадины генерационный потенциал этих толщ не реализован совсем. Выявленная особенность важна для понимания

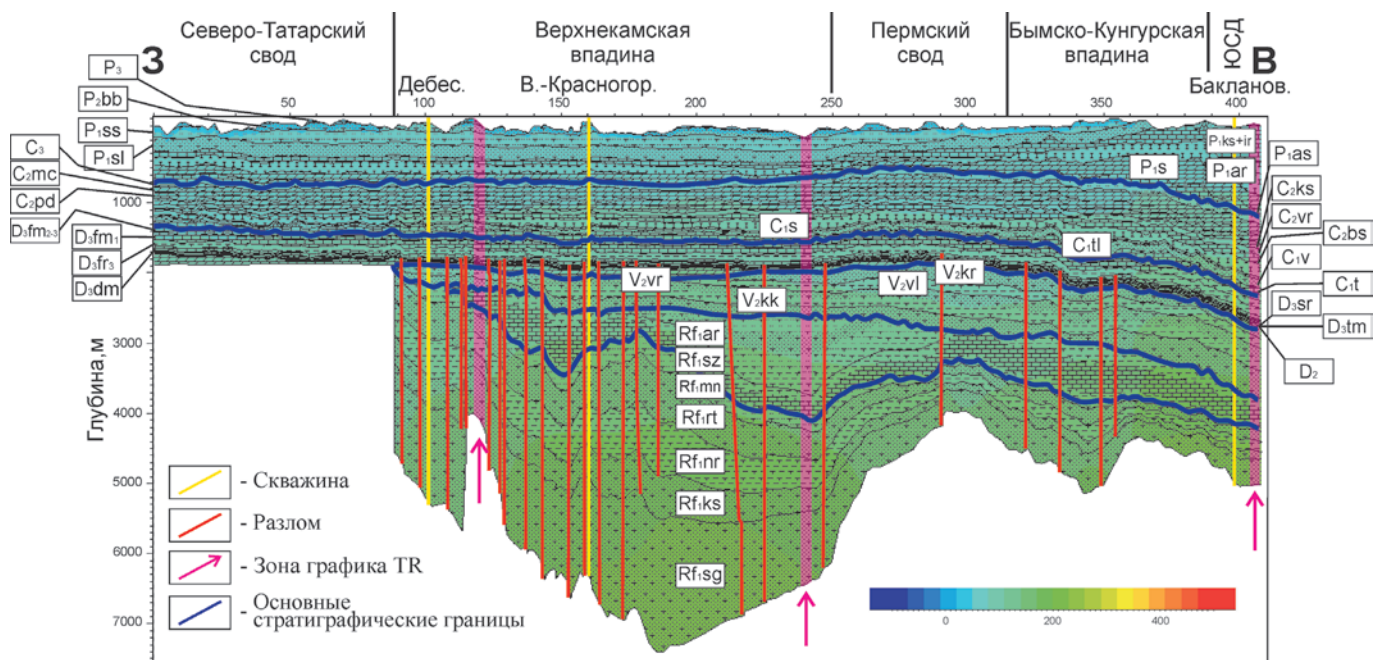


Рис. 8. Расчётные значения современных пластовых температур на моделируемом субширотном профиле

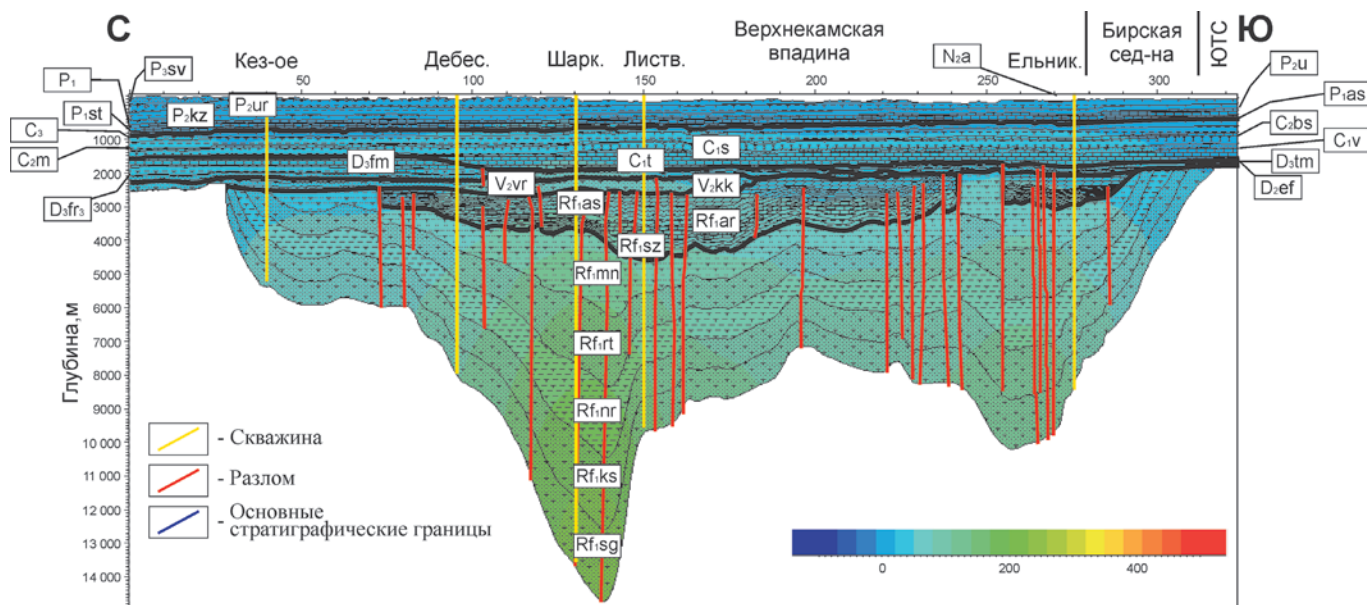


Рис. 9. Расчётные значения современных пластовых температур на моделируемом субмеридиональном профиле

условий формирования нефтегазоносности северной части Волго-Уральского НГБ. Она может указывать на то, что доманиковые толщи в основном проявляют свои нефтематеринские свойства в пределах крупных прогибов (таких, как Предуральский краевой прогиб) и примыкающих к ним структур, тогда как в западных районах основными НМТ по всей видимости являются отложения рифея-венда.

Помимо этого, в истории развития RF-V нефтяной системы можно проследить несколько этапов. Основная генерация рифейскими нефтематеринскими толщами началась в вендском периоде, тогда как сами вендские отложения начали реализовывать свой нефтематеринский потенциал уже в позднедевонскую эпоху. Нефтематеринские толщи доманиковой ($D_3fr_2-C_1t$) высокоуглеродистой формации начали генерировать нефть лишь в ранней перми, при этом критического момента эти отложения не достигли.

Пик генерации УВ практически всеми НМТ RF-V приходится на среднедевонско-раннепермскую эпоху, когда Волго-Уральский НГБ интенсивно прогибался с образованием палеозойских карбонатных платформ. Исключение составляют лишь нижнерифейские толщи, которые достигли максимальной трансформации (до 98 %) также в ранней-средней перми.

Важным вопросом анализа результатов моделирования является определение типов и времени формирования ловушек. Показано, что тектонически экранированные ловушки были образованы в конце раннего карбона. Образование стратиграфически экранированных ловушек связано с крупнейшими эрозионными событиями, происходившими в среднерифейско-ранневендское время, а также в раннем палеозое. Есть ловушки, приуроченные к рифовым постройкам, сформировавшимся в позднем девоне-раннем карбоне (в пределах Камско-Кинельской системы прогибов) и в ранней перми.

Формирование залежей происходило многоэтапно. В южных районах за счет большей мощности осадочного чехла генерация и заполнение начинались раньше, чем на севере. Заполнение коллекторов рифея началось в

раннем палеозое, начиная с 375–372 млн лет. заполняются отложения сначала среднего девона, а затем верхнего девона-турне. В конце карбона-поздней перми происходит миграция в вышележащие нефтегазоносные комплексы нижнего-среднего карбона, которая продолжается и по сей день. Основные прогнозируемые скопления УВ связаны с антиклинальными пластово-сводовыми и стратиграфически экранированными ловушками (рис. 11).

Стоит заметить, что в моделях были учтены дополнительные проводящие пути, которые прогнозирует И.Ю. Хромова (Хромова, 2019). Это достигается использованием более высоких фильтрационно-емкостных свойств для верхнедевонско-турнейских отложений внешней зоны ККСП в пределах прибортовой зоны Камско-Бельского авлакогена.

В реальной геологической среде «...северный склон (Камско-Бельского) авлакогена по системе высокоамплитудных тектонических нарушений опускается ступенями, на каждой из которых накапливались различные по мощности вулканогенно-осадочные породы. Существование зон открытой трещиноватости, параллельных границам ступеней, свидетельствует о продолжающемся и в настоящее время напряжении в результате дифференциального уплотнения», «...на этом этапе сформировавшиеся трещины заполнялись скорее всего пластовой водой, отжимаемой из уплотняющихся доманиковых отложений. Возможно, именно на этом этапе происходит частичное залечивание трещин, часто наблюдаемое в керне» (Хромова, 2019).

При этом основным выводом ее работы является заключение о том, что «...миграция УВ из рифей-вендских прогибов Камско-Бельского авлакогена осуществлялась ранее и продолжает происходить в настоящее время как раз по трещиноватым коридорам, образовавшимся на границах жестких блоков архей-протерозойского складчатого основания и авлакогенов, заполненных терригенными породами рифея-венда».

При учете всех вышеперечисленных фактов, результаты моделирования подтвердили не только возможность для миграции УВ генерированными RF-V НМТ, но и

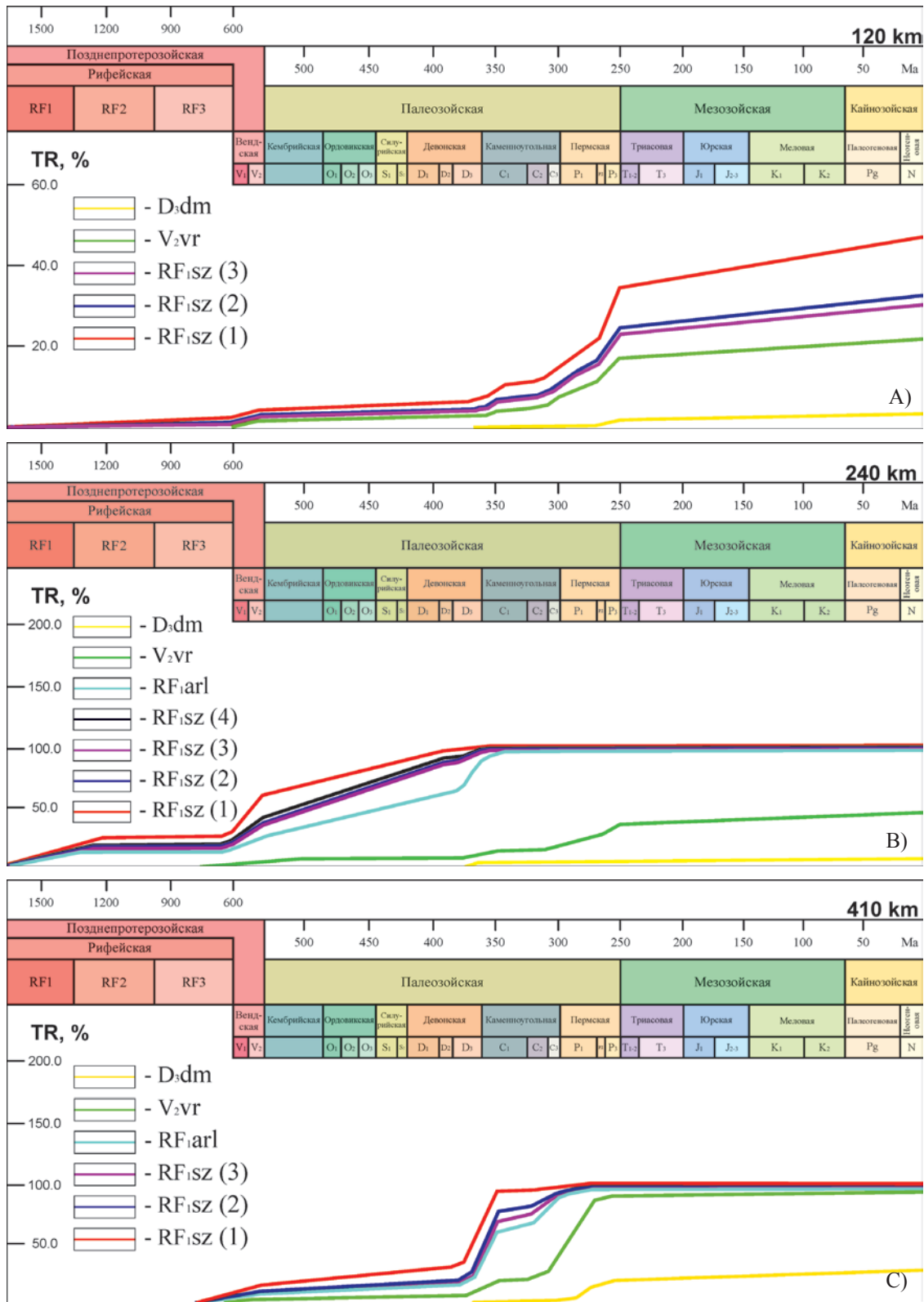


Рис. 10. Графики трансформации: А – 120 км; В – 240 км; С – 410 км

указали на ее необходимость для формирования расчётных месторождений в тех зонах, в которых выявлены современные нефтегазоаккумуляции (напр. Чутырско-Киенгопская зона нефтегазоаккумуляции) (рис. 12).

Анализ биомаркерного и изотопного состава углерода экстрактов из пород протерозоя, а также нефтей протерозоя и палеозоя, проведенный ранее (Кожанов и др., 2021), не противоречит результатам, полученным с помощью моделирования.

Важно отметить, что прогнозируемые скопления УВ в верхнедевонско-турнейском комплексе в пределах внешней структурно-фациальной зоны Камско-Кинельской системы прогибов совпадают с зонами высоких значений миграционного битумоида, идентифицированного по коэффициенту битуминозности ($\beta_{ХВ}$, %) (рис. 12). Связь между рифей-вендским и палеозойским нефтегазоносными комплексами происходит по ослабленным зонам прибортовых частей протерозойских (Камско-Бельский

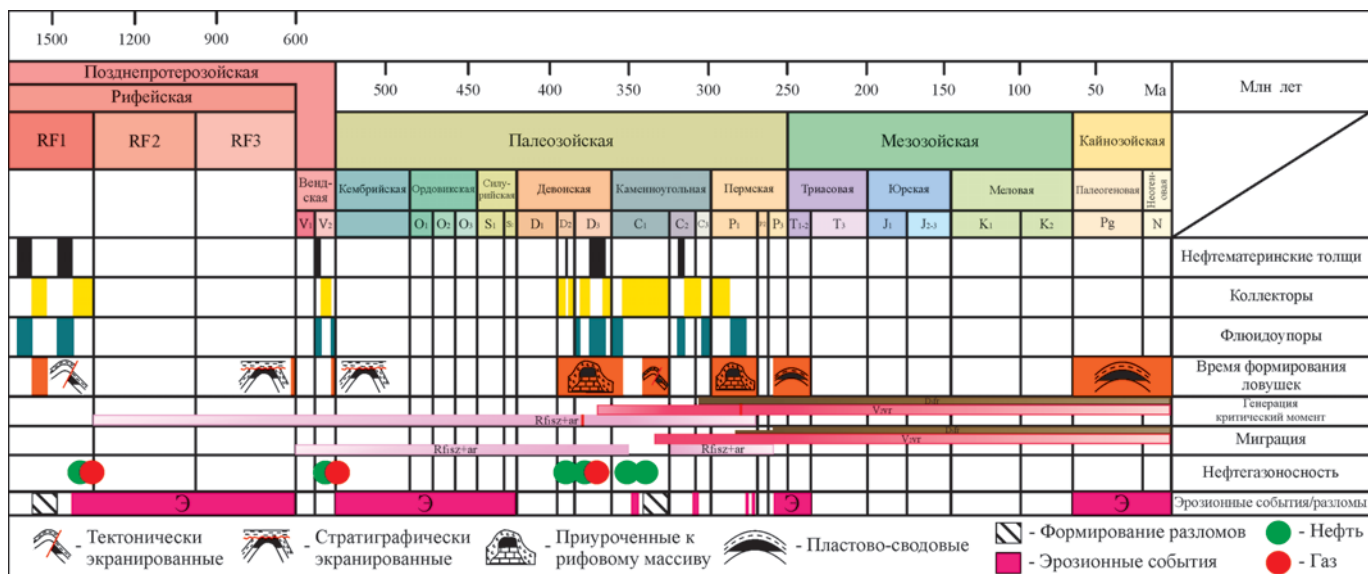


Рис. 11. Шкала событий по результатам 2D бассейнового моделирования

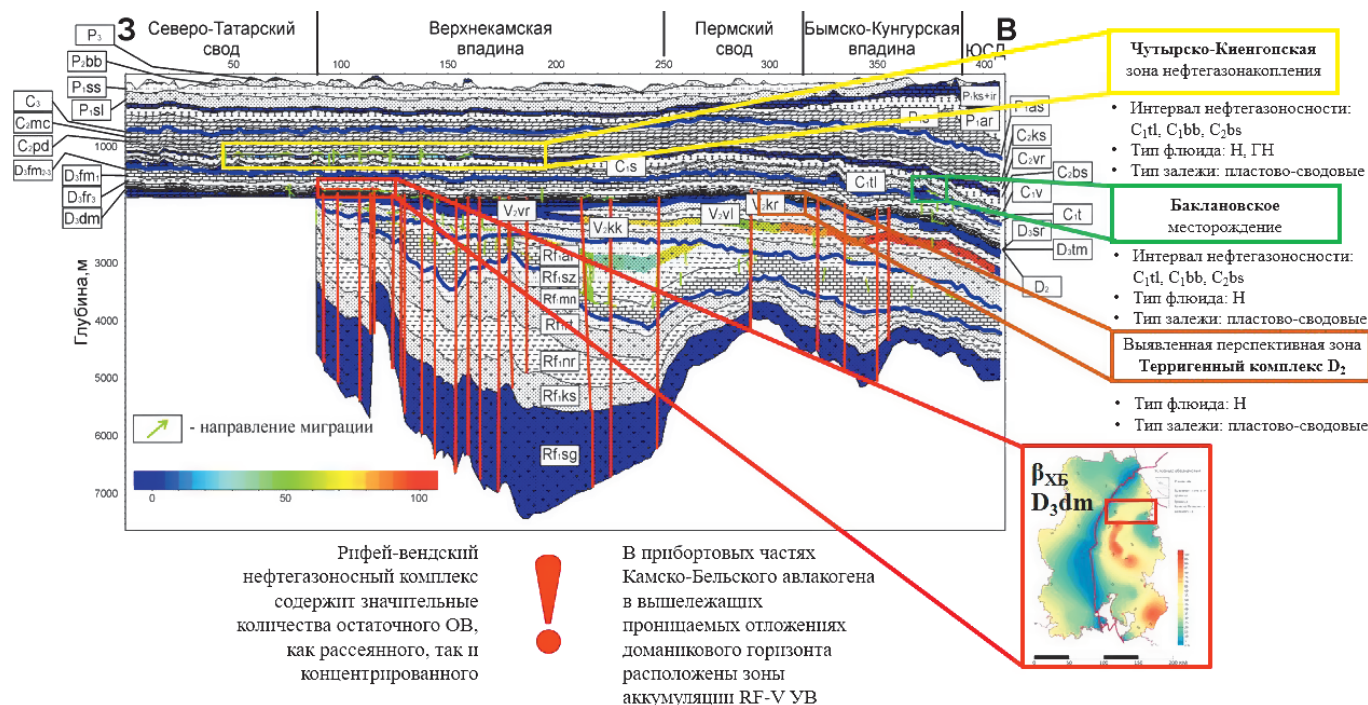


Рис. 12. Степень насыщения жидкими и газообразными углеводородами и направления миграции (субширотный профиль). На рисунке изображена карта распределения коэффициента битуминозности β в пределах Верхнекамской впадины и Северо-Татарского свода с ограничением в виде границы Камско-Бельского авлакогена, демонстрирующая связь между миграционным битумоидом ($\beta > 40\%$ – желтые и красные тона заливки) и миграционными коридорами между грабенообразными прогибами протерозоя и палеозоя.

авлакоген) и палеозойских (ККСП) грабенов (рис. 12, 13). При этом наличие «проницаемых коридоров» является важным критерием, необходимым для формирования имеющейся в реальности нефтегазоносности, который следует учитывать при моделировании.

Подводя итог проведенным исследованиям важно заметить, что модель в целом соответствует реальной нефтегеологической картине, характерной для изучаемой части бассейна. Однако существуют отличия, связанные с типом генерируемого RF-V HMT флюида, а также соотношением типа «нефть/газ», что авторы связывают с отсутствием подходящих кинетических спектров, отражающих специфику преобразования древнего органического вещества. В связи с этим, авторам представляется

необходимым дальнейшее исследование закономерностей преобразования ОВ докембрийских отложений (кинети-ческих спектров деструкции керогена).

Заключение

В рамках проведенного исследования собрана обширная база геолого-геохимических данных, которые в последствии задавались в модель. По результатам работы получены две 2D бассейновые модели по региональным профилям.

В ходе проведения исследования сделаны следующие выводы.

1) Рассчитанное глубинное значение нефтяного окна находится на уровне от 1,8–2,0 до 3,4–4,6 км, далее идет

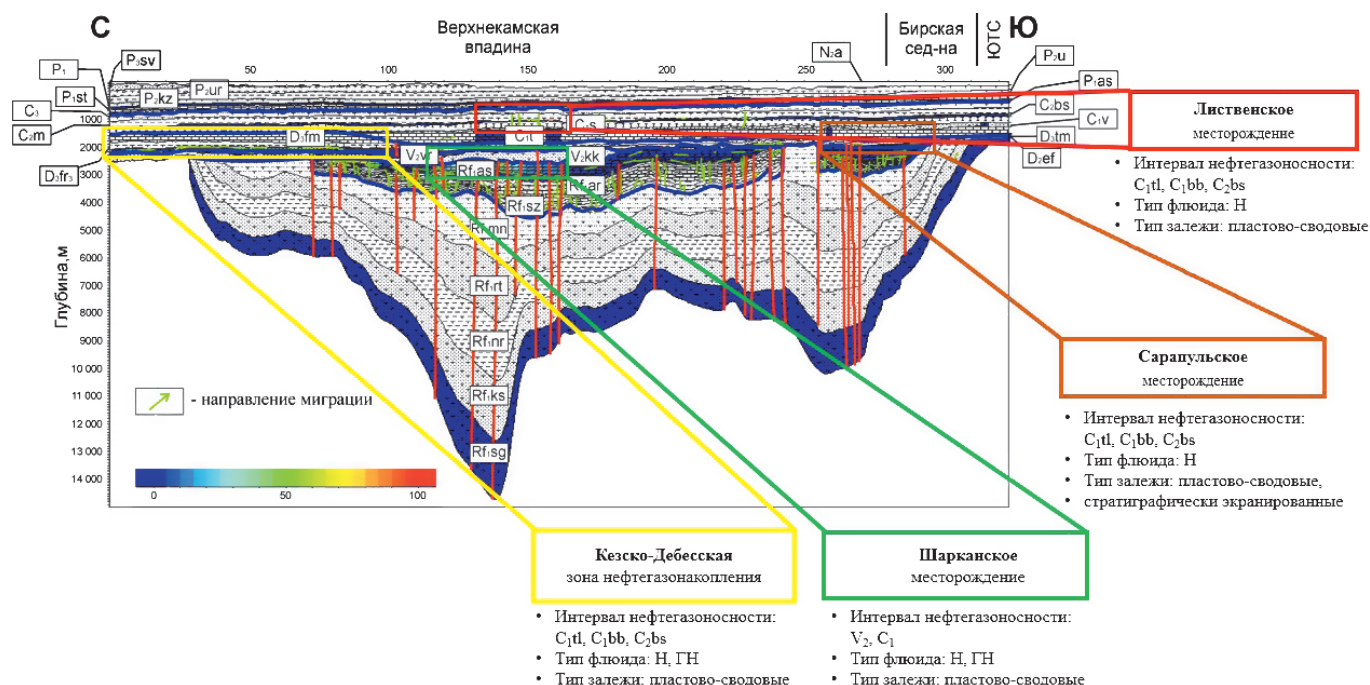


Рис. 13. Степень насыщения жидкими и газообразными углеводородами и направления миграции (субмеридиональный профиль)

ЗГГ. Максимальные градации катагенеза (на уровне АК₁₋₂) достигаются с глубины ≈ 5 км. Современный температурный градиент составляет 2 °С/100 м.

2) Полученные модели отражают современное положение зон нефтегазоаккумуляции (Кезское, Дебесское, Шарканское, Лиственское, Ельниковское, Вятское, Елкинское и Баклановское месторождения, а также Чутырско-Киенгопская зона нефтегазоаккумуляции). Нефтегазоносными являются отложения турнейского и башкирского ярусов нижнего-среднего карбона, остаточное насыщение характерно для пород верхнего девона-турне, а также для коллекторских прослоев серпуховского яруса. Типы залежей: антиклинальные пластово-сводовые, нередко стратиграфически экранированные. Преимущественный тип флюида – нефть, реже нефть и газ.

3) Прогнозируемые скопления УВ связаны со стратиграфически экранированными залежами нижнего рифея и верхнего венда. Наиболее перспективными зонами по результатам моделирования представляются рифейские отложения и перестилающие их комплексы КБА.

4) Интересно, что формирование прогнозируемых скоплений УВ происходило именно за счет нефтематеринских толщ рифея-венда. Небольшой вклад также внесли и D₃fr₂-C₁t НМТ, однако их роль по всей видимости была весьма несущественной, что обусловлено по большей части низкой зрелостью ОВ этих толщ. Важно заметить, что при моделировании разреза без учета НМТ RF-V, формирование залежей не происходит совсем.

5) Доманиковые толщ проявляют свои нефтематеринские свойства в пределах крупных прогибов и прилегающих к ним структур, тогда как в западных районах основными НМТ являются отложения рифея-венда.

6) Для НМТ рифея характерны 2 основные фазы генерации: RF₁ – арланское и ашитское время, V-C₃ с критическим моментом в позднем девоне. Вендские толщ проходят 1 стадию – со среднего карбона до поздней перми, затем генерация становится скорее инерционной (за счет преодоления критического момента в конце ранней перми).

7) Формирование залежей происходило многоэтапно. В южных районах за счет большей мощности осадочного чехла генерация и заполнение начинались раньше, чем на севере. Заполнение коллекторов рифея началось в раннем палеозое, начиная примерно с 375–372 млн лет заполняются отложения сначала среднего девона, а затем верхнего девона-турне. В конце карбона-поздней перми происходит миграция в вышележащие нефтегазоносные комплексы нижнего-среднего карбона, которое продолжается и по сей день.

Таким образом, по результатам проведенных исследований мы можем говорить о существовании нефтяной системы, намного большей по объему, чем предполагалось ранее (от рифея до верхнего девона-турне). По всей видимости, даже при самых негативных прогнозах, мы можем рассчитывать на выявление скопления докембрийских УВ как минимум в терригенных отложениях среднего девона, а скорее всего и выше, в том числе в продуктивных комплексах нижнего и среднего карбона.

Литература

Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. Том 2. Девонский, каменноугольный и пермский периоды (1969). Под ред. Бронова А.Б. и др. Москва.

Баженова Т.К. (2016). Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 11(4). https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016

Башкова С.Е., Карасева Т.В., Гиниятова Л.Ф. (2017). О перспективах нефтегазоносности отложений ниже освоенных промышленностью глубин в Волго-Уральской НПП. Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т. с. 6–15 с.

Башкова С.Е. (2009). Комплексный анализ критериев и показателей прогноза нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Автореф. дис. к. геол.-мин. н.* Пермь: Перм. гос. техн. ун-т, 198 с.

Башкова С.Е., Белоконь Т.В. (2008). Прогноз нефтегазоносности рифейских и вендских отложений Волго-Уральской НПП на основе общей модели формирования месторождений УВ. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 9, с. 11–21.

Белоконь Т. В., Горбачев В. И., Балашова М. М. (2001). Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: ИПК «Звезда».

- Бельшев Б.П. (1991). Оценка перспектив нефтегазоносности рифейско-вендских отложений Удмуртской АССР и Кировской области с целью выбора первоочередных направлений и объектов для проведения поисковых работ. Отчет. Пермь.
- Галушкин Ю.И. (2007). Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. Москва: Научный мир, с. 333–356.
- Гиниятова Л.Ф., Башкова С.Е., Карасёва Т.В. (2017). Анализ развития рифей-вендских отложений северо-восточной части Волго-Уральской НГП в связи с их нефтегазоносностью. *Вестник Пермского университета. Геология*, 16(3), с. 275–282.
- Голованова И.В., Мальманова Р.Ю., Тагирова Ч.Д. (2010). Оценка температуры глубоких горизонтов западной части Республики Башкортостан. *Нефтегазовое дело*, 2, с. 19–31.
- Голованова И.В., Масагутов И.В. (2009). Тепловое поле Башкирского Предуралья. *Пятые научные чтения памяти Ю.П. Булашевича*. Екатеринбург, с. 104–108.
- Казанцева Т.Т. (2014). Среднедевонский доманикит Башкирии. *Георесурсы*, 2(57), с. 17–23. <https://doi.org/10.18599/grs.57.2.4>
- Канев А.С., Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г. (2017). Перспективы нефтеносности отложений доманикового типа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Пермь, с. 141–148.
- Карасева Т.В. (2006). Разработать комплекс критериев количественной оценки прогнозных ресурсов и осуществить прогноз нефтегазоносности рифей-вендского комплекса европейской части России. Отчет. Ярославль, 821 с.
- Кожанов Д.Д., Хопта И.С. (2019а). Биомаркеры и углеводородный состав битумоидов рифей-вендских отложений в пределах Верхнекамской впадины. *II Межд. научная конф.: Новые направления в нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ*. Пермь, с. 213–217.
- Кожанов Д.Д., Хопта И.С. (2019б). Новые данные о перспективах нефтегазоносности доманикового горизонта Удмуртской республики, как элемента генерационно-аккумуляционной углеводородной системы. *Геология, геоэкология и ресурсный потенциал Урала и сопредельных территорий*. Уфа, с. 156–160.
- Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С. и др. (2021). Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 23(2), с. 73–86. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7>
- Козлова И.А., Шадрин М.А. (2013). Геолого-геохимическая оценка возможности нефтегазообразования в верхнепротерозойских отложениях на территории Пермского края. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело*, 12(8), с. 18–27.
- Конторович А.Э., Трофимук А.А., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Фрадкин Г.С. (1996). Глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия Земли. *Геология и геофизика*, 37(8), с. 6–42.
- Корякин С.Ю., Львовская Я.Л., Винокурова Е.Е., Пулина А.С., Кривошекова Н.С. (2021). Прогноз нефтегазоносности девонского терригенного комплекса центральной части Пермского края по результатам седиментационного и бассейнового моделирования. *Геомодель-2021*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157028>
- Кулагин А.В. (1991). Изучение строения терригенно-карбонатных отложений нижнего и среднего карбона на Прикамской площади в пределах ККСВ УАССР и обобщение геолого-геофизических материалов по строению рифейско-вендских отложений (обобщение и переинтерпретация материалов МОГТ). Отчет. Ижевск, 330 с.
- Ларочкина И.А., Сухова В.А., Валева И.Ф. (2010). Некоторые аспекты нефтеносности рифейско-вендских отложений в Камско-Бельском авлакогене. *Георесурсы*, 3(35), с. 10–14.
- Лозин Е.В. (1999). Тектоническое развитие и перспективы нефтегазоносности рифейских и вендских образований юго-востока Восточно-Европейской платформы. *Стратиграфия, палеонтология и перспективы нефтегазоносности рифейских и вендских отложений восточной части Восточно-Европейской платформы*. Ч.1. Уфа: ИГ УНЦ РАН, с. 49–54.
- Лозин Е.В. (2002). Глубинное строение и нефтегазоносность Волго-Уральской области и смежных территорий. *Литосфера*, 3, с. 46–48.
- Маслов А.В. (2012). Литогеохимия терригенных пород верхнего докембрия Волго-Уральской области. Екатеринбург: РИО УрО РАН, 248 с.
- Меркулов О.И. (2016). Проведение геолого-геохимических и геохронологических исследований додевонских отложений восточной части Волго-Уральской НГП с целью оценки перспектив их нефтегазоносности. Геологический отчет. Саратов, 3026 с.
- Нефти, газы и битумоиды Пермского Прикамья и сопредельных районов. Каталог физических свойств (1977). Под ред. С.А. Винниковского, А.З. Кобловой. Пермь, 568 с.
- Нефти, газы и ОВ пород севера Урало-Поволжья. Каталог физико-химических свойств (1989). Под ред. А.З. Кобловой, Ю.А. Дулепова. Вып. III. Пермь: Изд-во КамНИИКИГС, 685 с.
- Нефтяные и газовые месторождения СССР (1987). Под ред. С.П. Максимова. Книга 1. Европейская часть СССР. Москва: Недра, 358 с.
- Постников Д.В., Удовиченко Э.М. (1969). Анатектиты и метасоматиты в составе отложений докембрия северных районов Русской платформы. Москва: АН СССР, 184(3), с. 672–675.
- Проворов В.М., Неганов В.М., Передреева Г.Л., Медведева Н.В., Ехлаков Ю.А., Соснин Н.Е., Мягкова Л.В., Фрик М.Г., Серкин М.Ф., Ишеева Т.Н. (2007). Перспективы нефтегазоносности рифей-вендских отложений Бедряжской площади и сопредельных районов Калтасинского авлакогена. *Вестник Пермского Университета. Геология*, 4(9), с. 32–45.
- Проворов В.М., Соснин Н.Е., Медведева Н.В. (2006). Отчет о тематических работах по объекту «Зонально-региональные площадные сейсмические и гравиметрические съемки на Бедряжской площади (Калтасинский авлакоген) с целью обнаружения и локализации нефтеперспективных объектов в рифей-вендском комплексе для лицензирования». Пермь: Изд-во КамНИИКИГС, 245 с.
- Сергеева Н.Д., Пучков В.Н. (2015). Стратиграфическая схема рифея и венда Волго-Уральской области (изменения и дополнения). *Геологический сборник*, 12, с. 3–22.
- Сиднев А.В., Масагутов Р.Х., Аюпова Е.Н., Баранов Т.С., Габидуллин А.Ф., Хантимирова Л.Р. (2016). Формирование прогибов Камско-Кинельской системы Волго-Урала в герцинскую фазу и проблемы локаций рифогенных массивов при поисках нефти. *Нефтегазовое дело*, 14(1), с. 49–55.
- Справочник по геохимии нефти и газа (1998). Под ред. С.Г. Неручева. Санкт-Петербург: Недра, 576 с.
- Станекзай Н.М. (2009). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности вендских отложений платформенного Башкортостана. Дис. канд. геол.-мин. наук. Уфа, 209 с.
- Стратиграфическая схема рифейских и вендских отложений Волго-Уральской области. Объяснительная записка (2000). Под ред.: Мемихатова М.А., Шик С.М. Уфа, 81 с.
- Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. (2017). Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности. *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 112–124. <https://doi.org/10.18599/grs.19.12>
- Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона. Объяснительная записка (2018). Под ред. Н.К. Фортунатовой, Е.Л. Зайцевой, М.А. Бушуевой и др. Москва: ФГБУ «ВНИГНИ», 64 с.
- Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Карцева О.А. (2013а). Строение девонского терригенного комплекса и положение границы среднего и верхнего девона на западе Татарстана. *Бюлл. МОИП. Отд. геол.*, 88(3), с. 22–41.
- Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Карцева О.А., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г. (2013б). Обоснование положения границы среднего и верхнего девона в Волго-Уральской провинции. Москва: ГИН РАН, 160–162 с.
- Хромова И.Ю. (2019). Трециноватые коридоры и их роль в разработке месторождений углеводородов. *Межд. научно-практ. конф.: Инновации в геологии, геофизике и географии*. Москва: с. 142–144.
- Шестов И.Н., Тюрина И.М., Риянова А.Р. (2007). Геотермические условия газонефтеводоносных комплексов Пермско-Башкирского свода в пределах Пермского края. *Вестник Пермского университета. Геология*, 2(27), с. 75–84.
- Яценко И.Г., Полищук Ю.М. (2007). Анализ взаимосвязи физико-химических свойств тяжелых нефтей и уровня теплового потока на территории Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печерского бассейнов. *Нефтегазовое дело*, с. 2–11.
- Kowalewski I., Carpentier B. et al. (2009). Early Cambrian source rock interval in southern Oman: Implications for oil and gas generation. *Gulf PetroLink, Bahrain. GeoArabia*, 14(4), pp. 53–86. <https://doi.org/10.2113/geoarabia140453>

Сведения об авторах

Дмитрий Дмитриевич Кожанов – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Иван Сергеевич Хопта – старший преподаватель кафедры региональной и нефтегазовой геологии геологического факультета, Пермский государственный национальный исследовательский университет
Россия, 614990, Пермь, ул. Букирева, д. 15

Статья поступила в редакцию 08.04.2022;
Принята к публикации 11.05.2022; Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The role of proterozoic sediments in the formation of oil and gas content in the northern part of the Volga-Ural oil and gas basin (based on the results of basin modeling)

D.D. Kozhanov^{1*}, M.A. Bolshakova¹, I.S. Khopta²

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Perm State University, Perm, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitrii D. Kozhanov, e-mail: dimitriykozz@gmail.com

Abstract. Two-dimensional basin modeling was carried out along regional profiles (sublatitudinal and submeridional). When modeling, the software package of Lomonosov Moscow State University was used. The models take into account the features of geological structure of the Riphean deposits of the Kama-Belsky aulacogene northern part and the Vendian-Paleozoic complexes that overlay it. Recent data on the features of region geology (taking into account the assessment of thickness of the eroded Riphean-Vendian deposits), as well as on the features of organic matter of the ancient Precambrian deposits were used. As a result, boundaries of the oil and gas window and geotemperature gradient were revealed. Main type of deposits according to the results of 2D basin modeling is anticlinal (reservoir-arch) and stratigraphically shielded. Data obtained testify, firstly, to two stages of hydrocarbon generation by the Riphean-Vendian oil source strata (the first stage occurs at the end of the Early Riphean, the second – at the Vendian-end of the Late Carboniferous), and, secondly, to prevailing share of the Riphean-Vendian complex of source strata in the formation of oil and gas content of sedimentary cover within the marginal zones of the Kama-Belsky aulacogen northern-northwestern part of the Volga-Ural oil and gas basin. Generation of hydrocarbons by source strata of the Riphean-Vendian and Late Devonian-Early Carboniferous continues to this day, however, it has rather an «inertial character».

Keywords: Kama-Belsky aulacogen, Riphean, Vendian, oil and gas modeling, oil and gas, Petroleum system, Volga-Ural Basin

Recommended citation: Kozhanov D.D., Bolshakova M.A., Khopta I.S. (2022). The role of proterozoic sediments in the formation of oil and gas content in the northern part of the Volga-Ural oil and gas basin (based on the results of basin modeling). *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 113–128. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.12>

References

Atlas of Lithological and Field Geographic Maps of the USSR. Vol. 2. Devonian, Carboniferous and Permian periods (1969). Ed. Bronov A.B. et al. Moscow. (In Russ.)

Bazhenova T.K. (2016). Oil and gas source formations of ancient platforms of Russia and oil and gas potential. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 11(4). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016

Bashkova S.E., Karaseva T.V., Giniyatova L.F. (2017). Prospects of oil and gas deposits below the depths industrially developed in the Volga-Ural oil and gas province. Perm: Perm State Nat. Research Univer., pp. 6–15. (In Russ.)

Bashkova S.E. (2009). Comprehensive analysis of criteria and indicators for predicting the oil and gas content of the Riphean-Vendian deposits of the Volga-Ural oil and gas province. *Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.* Perm: Perm State Tech. Univer., 198 p. (In Russ.)

Bashkova S.E., Belokon T.V. (2008). Forecast of the oil and gas potential of the Riphean and Vendian deposits of the Volga-Ural oil and gas field based on the general model of the formation of hydrocarbon deposits. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 9, pp. 11–21. (In Russ.)

Belokon T.V., Gorbachev V.I., Balashova M. M. (2001). Structure and oil and gas potential of the Riphean-Vendian deposits in the east of the Russian platform. Perm: IPK Zvezda. (In Russ.)

Belyshev B.P. (1991). Assessment of the Riphean-Vendian oil and gas potential of the Udmurt Autonomous Soviet Socialist Republic and the Kirov region in order to select priority directions and objects for prospecting. Report. Perm. (In Russ.)

Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Kartseva O.A. (2013a). The structure of the Devonian terrigenous complex and the position of the Middle and Upper Devonian boundary in the west of Tatarstan. *Bull. MOIP. Ser. geol.* 88(3), pp. 22–41. (In Russ.)

Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Kartseva O.A., Shvets-Teneta-Gury A.G. (2013b). Substantiation of position of the Middle and Upper Devonian boundary in the Volga-Ural province. Moscow: GIN RAS, pp. 160–162. (In Russ.)

Galushkin Yu.I. (2007). Modeling of sedimentary basins and assessment of their oil and gas potential. Moscow: Nauchny mir, pp. 333–356. (In Russ.)

Giniyatova L.F., Bashkova S.E., Karasyova T.V. (2017). Analysis of the development of the Riphean-Vendian deposits of the Volga-Ural oil and gas province northeastern part in connection with their oil and gas potential. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya = Bulletin of Perm University. Geology*, 16(3), pp. 275–282. (In Russ.)

Golovanova I.V., Malmanova R. Yu., Tagirova Ch.D. (2010). Estimation of the temperature of deep horizons of the Republic of Bashkortostan western part. *Neftegazovoe delo*, 2, pp. 19–31. (In Russ.)

Golovanova I.V., Masagutov I.V. (2009). Thermal field of the Bashkir Cis-Urals. V scientific readings in memory of Yu.P. Bulashevich. Yekaterinburg: pp. 104–108. (In Russ.)

Handbook of Oil and Gas Geochemistry (1998). Ed. S.G. Neruchev. St. Petersburg: Nedra, 576 p. (In Russ.)

Kazantseva T.T. (2014). Middle Devonian Domanikite of Bashkiria. *Georesursy = Georesources*, 2(57), pp. 17–23. (In Russ.)

Kanev A.S., Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Guriy A.G. (2017). Prospects for the oil-bearing capacity of Domanik-type deposits of the Volga-Ural oil and gas province. Perm: pp. 141–148. (In Russ.)

Karaseva T.V. (2006). To develop a set of criteria for the quantitative assessment of forecast resources and to carry out a forecast of the oil and gas potential of the Riphean-Vendian complex of the Russian European part. Report. Yaroslavl: 821 p. (In Russ.)

Khromova I.Yu. (2019). Fractured corridors and their role in the development of hydrocarbon deposits. *Int. Sci.-Pract. Conf.: Innovations in Geology, Geophysics and Geography*. Moscow: pp. 142–144. (In Russ.)

Kozhanov D.D., Khopta I.S. (2019a). Biomarkers and hydrocarbon composition of bitumoids of the Riphean-Vendian deposits within the Upper Kama depression. *II Int. Sci. Conf.: New trends in oil and gas geology and geochemistry. Development of exploration work*. Perm, pp. 213–217. (In Russ.)

Kozhanov D.D., Khopta I.S. (2019b). New data on the prospects for oil and gas potential of the home horizon of the Udmurt Republic as an element of the generation-accumulation hydrocarbon system. *Geology, geoeology and resource potential of the Urals and adjacent observations*, pp.156–160. (In Russ.)

Kozhanov D.D., Bolshakova M.A., Khopta I.S., Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Zaglyadin Ya.A., Borisova M.S., Sakhabov T.R., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V. (2021). Geology and geochemistry of Riphean-Vendian petroleum system (the Northern part of the Volga-Ural Basin). *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 73–86. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.7>

Kozlova I.A., Shadrina M.A. (2013). Geological and geochemical assessment of the possibility of oil and gas formation in the Upper Proterozoic deposits on the territory of the Perm Territory. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya = Bulletin of Perm University. Geology*. 12(8), pp. 18–27. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Trofimuk A.A., Basharin A.K., Belyaev S.Yu., Fradkin G.S. (1996). Global patterns of oil and gas potential of the Earth's Precambrian. *Geologiya i Geophysica*, 37(8), pp. 6–42. (In Russ.)

Koryakin S.Yu., Lvovskaya Ya.L., Vinokurova E.E., Pulina A.S., Krivoshchekova N.S. (2021). Forecast of the oil and gas content of the Devonian terrigenous complex in the central part of the Perm region based on the results of sedimentation and basin modeling. *Geomodel-2021*. (In Russ.)

Kowalewski I., Carpentier B. et al. (2009). Early Cambrian source rock interval in southern Oman: Implications for oil and gas generation. *Gulf PetroLink, Bahrain. GeoArabia*, 14(4), pp. 53–86. <https://doi.org/10.2113/geoarabia140453>

Kulagin A.V. (1991). Study of the structure of terrigenous-carbonate deposits of the Lower and Middle Carboniferous in the Kama area within the KKSU UASSR and generalization of geological and geophysical materials on the structure of the Riphean-Vendian deposits (generalization and reinterpretation of CDP materials). Report. Izhevsk, 330 p. (In Russ.)

Larochkina I.A., Sukhova V.A., Valeeva I.F. (2010). Some aspects of the oil content of the Riphean-Vendian deposits in the Kama-Belsky aulacogen. *Georesursy = Georesources*, 3(35), pp. 10–14. (In Russ.)

Lozin E.V. (2002). Deep structure and oil and gas potential of the Volga-Ural region and adjacent territories. *Lithosphaera*, 3, pp. 46–48. (In Russ.)

Lozin E.V. (1999). Tectonic development and prospects for the oil and gas potential of the Riphean and Vendian formations in the southeast of the East European Platform. *Stratigraphy, paleontology and oil and gas potential of the Riphean and Vendian deposits of the eastern part of the East European Platform*, pp. 49–54. (In Russ.)

Maslov A.V. (2012). Litho-geochemistry of Upper Precambrian terrigenous rocks of the Volga-Ural region. Ekaterinburg: RIO Ural Branch of RAS, 248 p. (In Russ.)

Merkulov O.I. (2016). Carrying out geological, geochemical and geochronological studies of pre-Devonian deposits in the eastern part of the Volga-Ural oil and gas field in order to assess the prospects for their oil and gas potential. Report. Saratov, 3026 p. (In Russ.)

Oils, gases and bitumoids of the Perm Kama region and adjacent areas. Catalog of Physical Properties (1977). Ed. S.A. Vinnikovskiy, A.Z. Koblova. Perm, 568 p. (In Russ.)

Oils, gases and organic matter of rocks in the north of the Ural-Volga region. Catalog of physical and chemical properties (1989). Ed. A.Z. Koblova, Yu.A. Dulepova. Vol. III. Perm: KamNIKIGS, 685 p. (In Russ.)

Oil and gas fields of the USSR (1987). Ed. S.P. Maksimov. Book 1. European part of the USSR. Moscow: Nedra, 358 p. (In Russ.)

Postnikov D.V., Udovichenko E.M. (1969). Anatectites and metasomatites in the composition of the Precambrian deposits of the northern regions of the Russian Platform. Moscow: AS USSR, 184(3), pp. 672–675. (In Russ.)

Provorov V.M., Neganov V.M., Peredreeva G.L., Medvedeva N.V., Ekhlakov Yu.A., Sosnin N.E., Myagkova L.V., Frick M.G., Serkin M.F., Ishcheeva T.N. (2007). Prospects for the oil and gas potential of the Riphean-Vendian deposits of the Bedryazhskaya area and adjacent areas of the Kaltasinsky aulacogen. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya = Bulletin of Perm University. Geology*, 4(9), pp. 32–45. (In Russ.)

Provorov V.M., Sosnin N.E., Medvedeva N.V. (2006). Report on the object “Zonal-regional areal seismic and gravimetric surveys in the Bedryazhskaya area (Kaltasinsky aulacogen) in order to detect and localize oil-promising objects in the Riphean-Vendian complex for licensing”. Perm: KamNIKIGS, 245 p. (In Russ.)

Sergeeva N.D., Puchkov V.N. (2015). Stratigraphic scheme of the Riphean and Vendian of the Volga-Ural region (changes and additions). *Geological collection*, 12, pp. 3–22. (In Russ.)

Shestov I.N., Tyurina I.M., Riyanova A.R. (2007). Geothermal conditions of gas-oil-bearing complexes of the Perm-Bashkir dome within the Perm region. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya = Bulletin of Perm University. Geology*, 2(27), pp. 75–84. (In Russ.)

Sidnev A.V., Masagutov R.Kh., Ayupova E.N., Baranov T.S., Gabidullin A.F., Khantimirova L.R. (2016). Formation of troughs of the Kama-Kinel system of the Volga-Urals in the Hercynian phase and problems of location of reef massifs in the search for oil. *Neftegazovoe delo*, 14(1), pp. 49–55. (In Russ.)

Stenekzai N.M. (2009). Geological structure and prospects of oil and gas potential of the Vendian deposits of platform Bashkortostan. *Cand. geol.-min. sci. diss.* Ufa, 209 p. (In Russ.)

Stratigraphic scheme of the Riphean and Vendian deposits of the Volga-Ural region. Explanatory note (2000). Eds. Memikhatova M.A., Shik S.M. Ufa, 81 p. (In Russ.)

Stoupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Fadeeva N.P., Gatovsky Yu.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Pronina N.V., Bolshakova M.A., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Petrakova N.N., Miftakhova A.A. (2017). Domestic deposits of the Volga-Ural use – types of section, formation of conditions and prospects of the ocean. *Georesursy = Georesources*, Special Issue, pp. 112–124. (In Russ.)

Unified subregional stratigraphic scheme of the Upper Devonian deposits of the Volga-Ural subregion. Explanatory note (2018). Eds. N.K. Fortunatova, E.L. Zaitseva, M.A. Bushueva et al. Moscow: VNIGNI, 64 p. (In Russ.)

Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. (2007). Analysis of the relationship between the physicochemical properties of heavy oils and the level of heat flow in the territories of the Volga-Ural, West Siberian and Timan-Pechersk basins. *Neftegazovoe delo*, pp. 2–11. (In Russ.)

About the Authors

Dmitrii D. Kozhanov – PhD student, Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Ivan S. Khopta – Senior Lecturer, Department of Regional and Petroleum Geology

Perm State National Research University
15, Bukirev st., Perm, 614990, Russian Federation

*Manuscript received 8 April 2022;
Accepted 11 May 2022; Published 16 May 2022*

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна

М.Ю. Карпушин*, А.В. Ступакова, А.П. Завьялова, А.А. Сулова, В.В. Чупахина, К.А. Радченко
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В работе описано строение и условия образования доманикоидной высокоуглеродистой формации (ВУФ) в центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. Строение ВУФ зависит от структурной приуроченности и палеогеографических условий позднедевонского периода, где время максимального стояния вод морского бассейна приводило к образованию интервалов разреза с высоким содержанием органического углерода. Структурно-фациальная зональность области распространения ВУФ связана с зоной относительно глубоководных впадин, склонов, поднятий и мелководно-морского шельфа с многочисленными биогермными постройками. Границы зон определялись положением крупных структурных элементов Татарского и Башкирского сводов и впадин Камско-Кинельской системы прогибов. Эти зоны различаются не только распределением мощности отложений ВУФ, но и характером распределения интервалов разреза, обогащенных органическим веществом. Максимальное количество прослоев, обогащенных органическим веществом в толще кремнисто-карбонатных пород, наблюдается в центральной части Камско-Кинельской системы прогибов в разрезе франских и фаменских отложений. Многочисленные нефтепроявления из интервалов ВУФ говорят о том, что есть потенциал для дальнейшего изучения и локализации перспективных зон для поиска трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Ключевые слова: доманикоидная высокоуглеродистая формация, Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн, нетрадиционный коллектор, геологическое строение, модель формирования

Для цитирования: Карпушин М.Ю., Ступакова А.В., Завьялова А.П., Сулова А.А., Чупахина В.В., Радченко К.А. (2022). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 24(2), с. 129–138. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.13>

Введение

В России одним из перспективных объектов для будущего масштабного освоения является доманикоидная высокоуглеродистая формация (ВУФ), имеющая широкое распространение в пределах Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ).

Доманикоидная ВУФ известна как основная нефтематеринская порода, однако последние 10 лет технологии разработки трудноизвлекаемых запасов из нетрадиционных резервуаров позволили рассмотреть ее не только с позиции ресурса для генерации углеводородов (УВ), но и с позиции замкнутой углеводородной системы, пригодной для поиска и добычи нефти и газа. Интерес к поисковым геологоразведочным работам на трудноизвлекаемые запасы связан с тем, что потенциал традиционных запасов нефти иссякает, и без добычи нефти из трудноизвлекаемых резервуаров поддерживать устойчивый уровень добычи практически невозможно (Варламов и др., 2020)

Волго-Уральский бассейн – известная область развития доманикоидной ВУФ, однако вариации мощности и содержания органического вещества в ней различны, а как следствие, различны и перспективы нефтегазоносности.

Поэтому вопрос о строении и условиях образования ВУФ доманикоидного типа в пределах разных тектонических элементов Волго-Уральского бассейна стоит крайне актуально. В данной работе рассматривается строение позднедевонских отложений центральной части Волго-Уральского бассейна, занимающей восточную часть Татарского свода, Башкирский свод, Восточно-Оренбургское поднятие и разделяющие их впадины и седловины – Благовещенская впадина и Бирская седловина, Бельская и Мраковская депрессии, Шихано-Ишимбайская седловина (рис 1).

Многие исследователи разных направлений занимались изучением среднефранско-турнейских отложений на территории Волго-Уральского бассейна в течение последних лет (Ступакова А.В., Мкртчян О.М., Зейдельсон М.И., Фортунатова Н.К., Беляева Н.В., Варламов А.И., Чижова В.А. и другие). Для изучения строения доманикоидной ВУФ в пределах района исследований были использованы региональные сейсмические профили 2D и данные геофизических исследований скважин (ГИС). В основе исследования разреза среднефранско-турнейского комплекса использовались каротажные данные скважин Республики Башкортостан, Самарской и Оренбургской областей, включающие радиоактивный комплекс ГИС и кривые сопротивления. Кроме того, были задействованы литературные данные с описанием литологического состава пород по результатам изучения керна и выходов среднефранско-турнейского комплекса на дневную поверхность,

* Ответственный автор: Михаил Юрьевич Карпушин
e-mail: m.karpushin@oilmsu

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

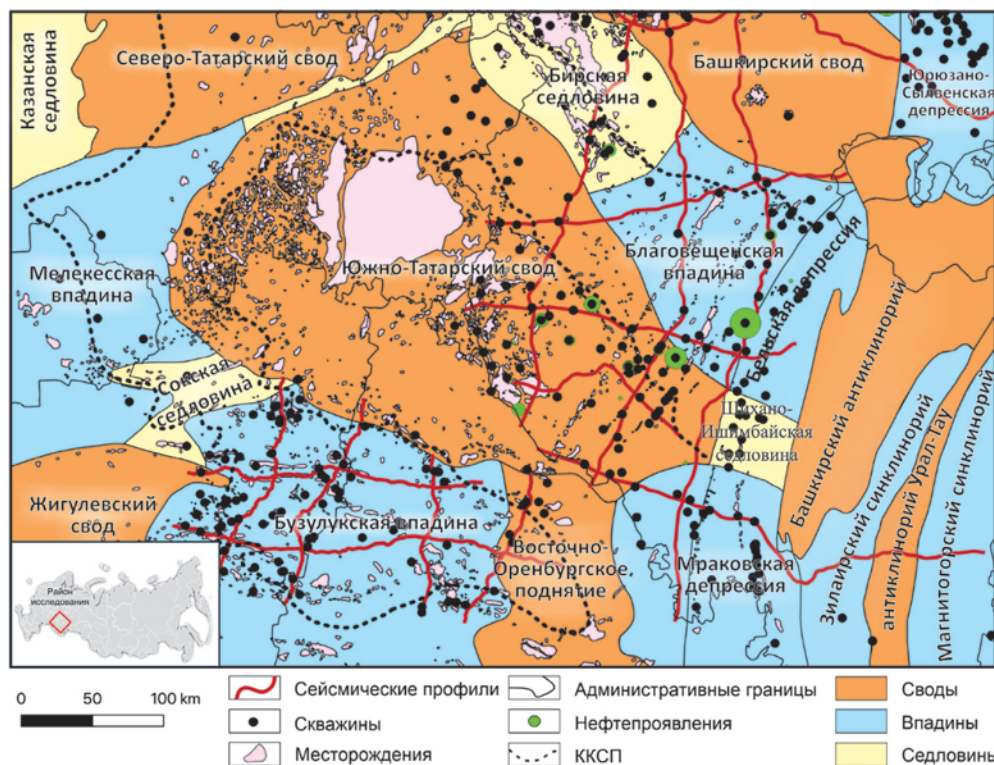


Рис. 1. Структурно-тектоническая карта центральной части Волго-Уральского бассейна с нефтепроявлениями в пределах ВУФ

описанные в публикациях Ступаковой А.В., Завьяловой А.П., Зейдельсоном М.И., Фортунатовой Н.К., Беляевой Н.В., Варламовым А.И. и многими другими (Беляева, 2000; Варламов и др., 2020; Завьялова и др., 2018, 2021; Зейдельсон и др., 1990; Радченко и др., 2019).

Говоря о нефтегазоматеринских толщах (НГМТ), нужно отметить неосценимый вклад, который внес Николай Брониславович Вассоевич. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти связана в первую очередь с проработками вопросов геохимии и нефтяной литологии. Еще в 1954 г. Н.Б. Вассоевич писал о связи катагенеза НГМТ со стадийностью нефтегазообразования. Катагенез связан с термобарическими условиями, которые достигаются на определенной глубине залегания НГМТ. Понимание литологического состава и зависимости катагенеза от глубины являются одними из ключевых факторов успеха для поиска и разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в Волго-Уральском бассейне.

Целью данной работы является выявление особенностей строения ВУФ в пределах территории изучаемого региона, закономерностей распределения и установление связи с нефтегазопроявлениями.

Геологическое строение высокоуглеродистых формаций

На волновой картине регионального сейсмопрофиля (рис. 2) прослеживается ряд реперных региональных отражающих горизонтов, которые разделяют осадочный чехол на несколько сеймостратиграфических комплексов. В данной работе будет рассматриваться только один из них – верхнедевонско-турнейский комплекс (D3tm-C1t).

Верхнедевонско-турнейский сеймостратиграфический терригенно-карбонатный комплекс расположен между соответствующими отражающими горизонтами:

тиманским (D3tm) и турнейским (C1t). Отражающий горизонт D3tm может располагаться на временах от 0,5–5,0 с. на изучаемой территории. Несмотря на большой разброс, отражение является устойчивым и выраженным в пределах практически всей платформенной части бассейна. Корреляция горизонта становится неуверенной в пределах впадин Предуралья краевого прогиба, где наблюдаются зоны структурно-тектонических перестроек. Также нужно отметить, что на временных разрезах отмечается увеличение разрывных нарушений с запада на восток по отражающему горизонту D3tm.

На большей части Бельской и Мраковской депрессий, а также в районе Шихано-Ишимбайской седловины отражающий горизонт D3tm уверенно прослеживается, однако встречаются участки с частичным или почти полным отсутствием отражения, связанные, как уже отмечалось выше, со сложным тектоническим строением.

Камско-Кинельская система прогибов (ККСП) достаточно отчетливо видна на пересекающих ее вкrest простирания профилях. Система прогибов выделяется по значительному уменьшению мощности отложений среднефранско-нижнетурнейского комплекса, по сравнению с мощностями на палеосводах. По интерпретации сейсмических линий можно выделить основные зоны: платформенная часть, бортовая и осевая зоны. Платформенной части характерно субпараллельное отражение сейсмических фаз. Местами происходит потеря корреляции. Такие участки, особенно если они расположены ближе к бортовой зоне, можно связать с биогенными постройками. Переходя к центру ККСП, на сейсмической картине в пределах выделяемой бортовой зоны наблюдается активное и асимметричное распространение карбонатного клиноформенного комплекса, проградирующего в направлении к осевой зоне прогибов. На рисунке 3 представлен фрагмент регионального сейсмопрофиля

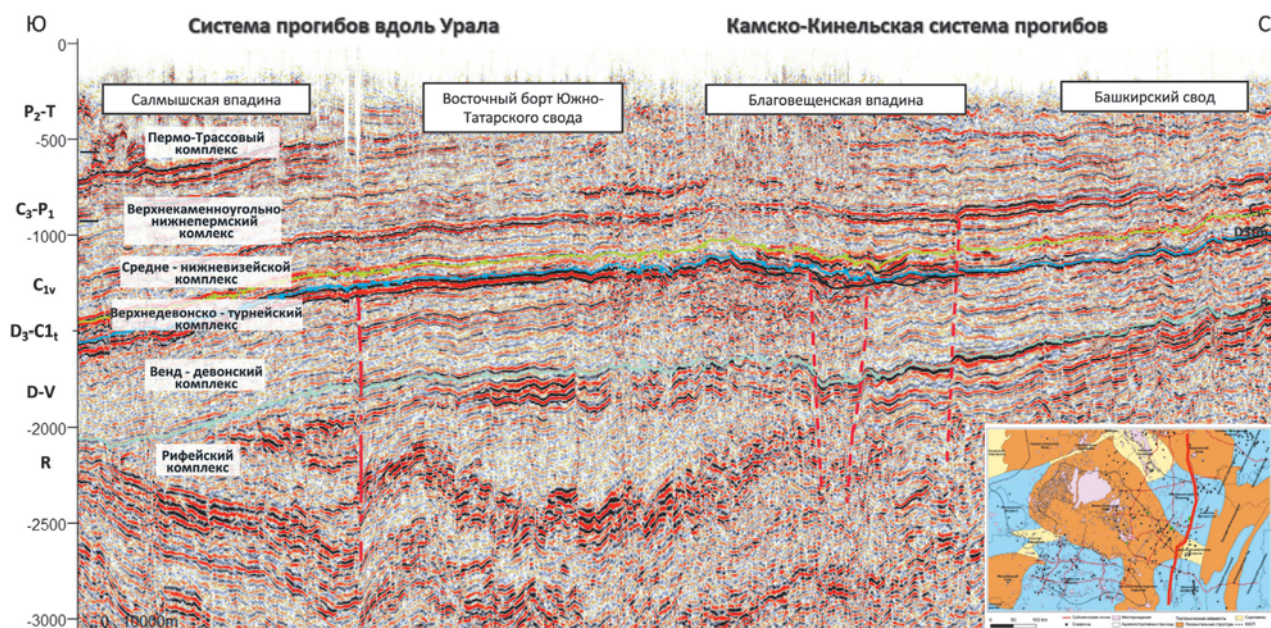


Рис. 2. Сейсмо-геологический разрез вдоль центральной части Волго-Уральского бассейна

по линии 1-1', выровненного на тиманский отражающий горизонт, который иллюстрирует строение ККСП в позднедевонское время в пределах Благовещенской впадины. Осевая часть ККСП – основная некомпенсированная депрессионная зона, где при минимальной мощности среднефранско-турнейского комплекса происходит максимальная концентрация отложений, богатых органическим веществом.

Если строение Благовещенской впадины ККСП по сейсмической картине напоминает строение

Муханово-Ероховского прогиба, описанного в работе (Завьялова и др., 2018), то строение некомпенсированных прогибов зоны Предуралья отличается, что проиллюстрировано на рисунке 3 (разрез по линии 2-2'). В данной бортовой зоне вместо ярко выраженного клиноформенного комплекса наблюдается подошвенное прилегание на тиманский отражающий горизонт среднефранско-турнейского комплекса с уменьшением мощности комплекса в восточном направлении. Осевая зона выделяется на волновой картине нечетко из-за потери

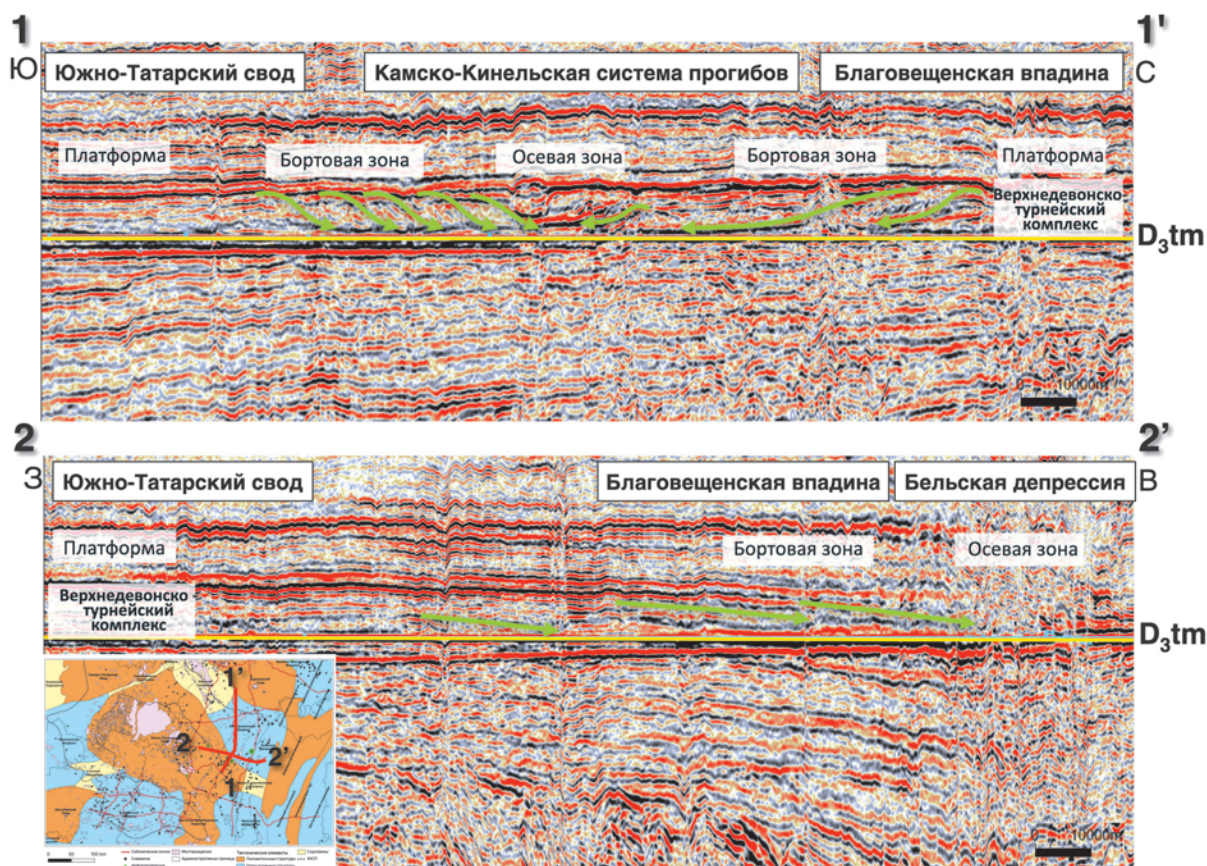


Рис. 3. Сейсмо-геологические разрез через депрессионные области с юга на север (по линии 1-1') и с запада на восток (по линии 2-2')

корреляции турнейского отражающего горизонта. Далее, восточнее, интерпретация еще больше осложняется структурно-тектоническими перестройками региона, местами с полной потерей корреляции отражающих горизонтов.

Условия формирования высокоуглеродистых формаций

Высокоуглеродистые формации накапливались в позднедевонское время в течение нескольких пиков морской трансгрессии в истории развития Земли, в относительно глубоководных условиях (100–300 м глубина моря) с режимом иловых впадин.

По геофизическим данным прослой высокоуглеродистых интервалов разреза отбиваются по резкому увеличению значений гамма-каротажа, сопротивлению и уменьшению значений нейтронно-гамма-каротажа. Границы трансгрессивных и регрессивных циклитов отбиваются по минимальным значениям гамма-каротажа, что соответствует низким точкам положения относительного уровня моря с одной стороны и по поверхности максимального уровня затопления бассейна с другой стороны. Циклы выделяются по смене трансгрессии регрессией.

Маломощный конденсированный пласт, обогащенный органическим веществом (ОВ), представляет максимальный уровень затопления бассейна – максимальная регрессия. Следуя концепции, что увеличение радиоактивности ВУФ соответствует увеличению содержания в них ОВ (Log analysis for unconventional. https://wiki.seg.org/wiki/Log_analysis_for_unconventionals), такие пласты отбиваются по максимальным значениям гамма-каротажа с повышенными значениями сопротивления. Для регрессивной части циклита характерно падение радиоактивности и увеличение карбонатной составляющей вверх по разрезу (рис. 4).

Особенность высокоуглеродистой формации заключается в повышенном содержании карбонатного материала и свободного кремнезема, источником которого могли служить гидротермы или вулканогенные продукты, создавая особый газовый режим атмосферы Земли на данный период времени. Накопление осадков протекало в условиях нормального газового режима. Отсутствие сероводородного заражения придонных вод обосновывается широким распространением остатков сидячего бентоса (пелициподы, замковые брахиоподы) и нектоннобентических головоногих (гониятитов), чувствительных к недостатку кислорода (Беляева, 2000). Геохимическая среда осадконакопления представляла собой восстановительные обстановки. В результате сформировались кремнисто-карбонатные отложения с содержанием $S_{org} > 5\%$.

Максимальная трансгрессия морского бассейна с осадконакоплением ВУФ была достигнута в доманиковое (семилукское) время и охватила практически всю восточную часть Волго-Уральского бассейна. Фации относительно глубоководного шельфа представлены карбонатно-кремнистыми тонкослоистыми породами с миллиметровой слоистостью, обычно горизонтальной, реже линзовидной с многочисленными остатками радиоларий, тентакулит, биокластовых известняков. Эти породы в среднефранское время распространены практически на всей изучаемой территории. Их средняя мощность варьирует от 20 до 40 метров. Увеличение мощности до

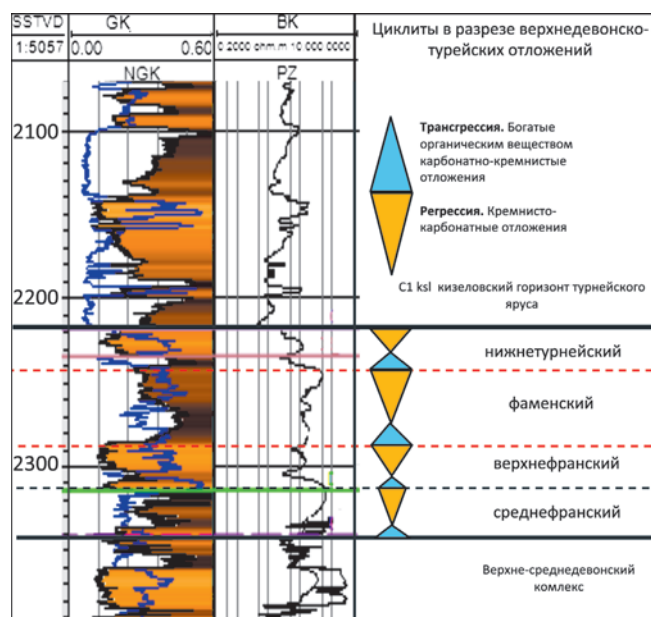


Рис. 4. Циклиты в разрезе верхнедевонско-турнейских отложений

60 метров происходит в небольших палеоморфологических обособленных впадинах. Значительное увеличение мощности во впадинах Предуральского краевого прогиба происходит за счет структурно-надвиговых процессов (рис. 5). Фации мелководно-морского открытого шельфа выделяются в семилукское время на севере Татарского свода и на востоке Башкирского свода, где накапливались преимущественно известняки с примесью глинистого и кремнистого материала.

Позднефранское время знаменует существенную перестройку палеотектонического плана, и на смену относительно глубоководных условий приходят условия мелководного шельфа. Относительно глубоководные условия остаются лишь в прогибах Камско-Кинельской системы, где на территории изучаемого региона выделяются Бельская седловина и Благовещенская впадина, а также на территории впадин Предуральского краевого прогиба, протягивающихся между Татарским сводом и Башкирским мегантиклинорием. В пределах этих прогибов продолжают господствовать относительно глубоководные условия, по сравнению с единым мелководно-морским шельфом и его склоном, где растут отдельные биогермные постройки. Склоны, как правило, ассиметричны, где один является крутым, как например южный и северный склоны Татарского свода, а противоположные склоны пологие, каким является южный склон Башкирского свода. На пологих склонах в позднефранских отложениях выделяются клиноформные структуры, иллюстрирующие снос карбонатно-обломочного материала с карбонатной платформы во впадину (рис. 6). В этой части разреза встречаются обломочные биокластовые известняки, карбонатные брекчии с отдельными интервалами ВУФ и с кремнисто-известковистыми конкрециями.

Таким образом, в позднефранское время на территории Волго-Уральского бассейна всё отчетливее проявлялась тенденция к обособлению палеосводов и палеодепрессий с принципиально различным характером осадконакопления: мелководно-морским, периодически осушаемым на палеосводах, и некомпенсированным в палеодепрессиях.

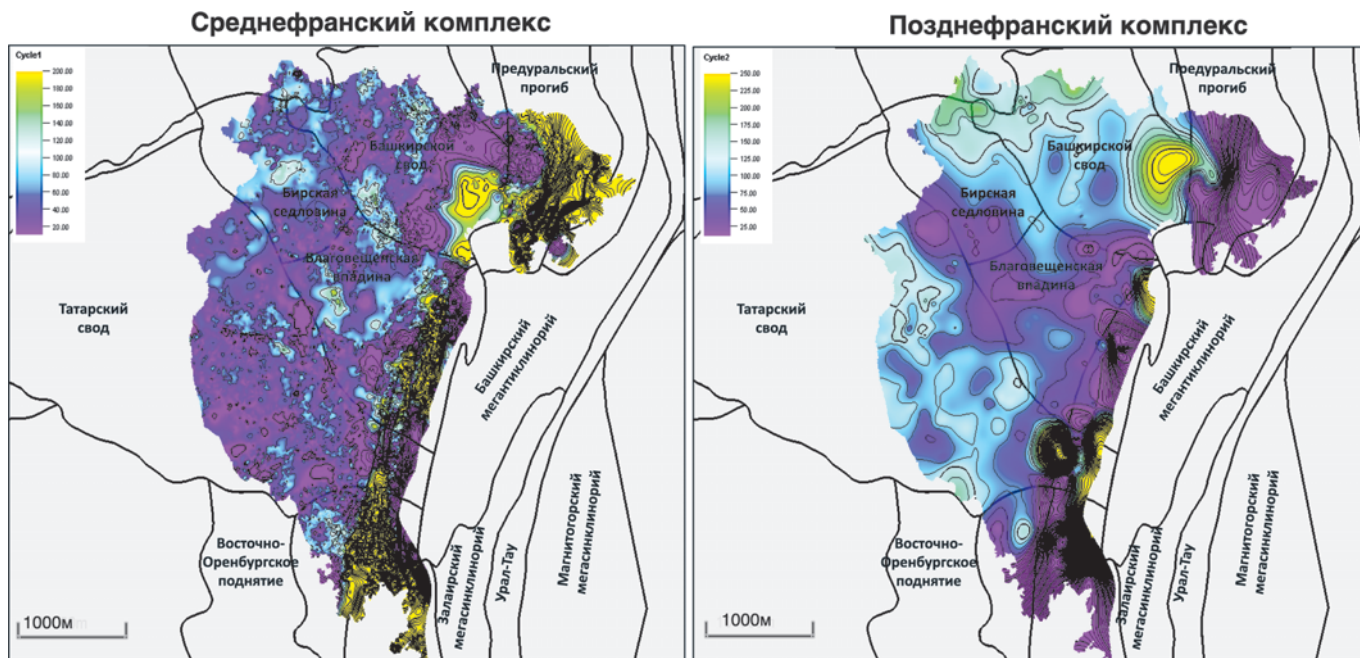


Рис. 5. Карты мощностей отложений среднефранского (цикл 1) и позднефранского (цикл 2) комплексов отложений на территории Республики Башкортостан

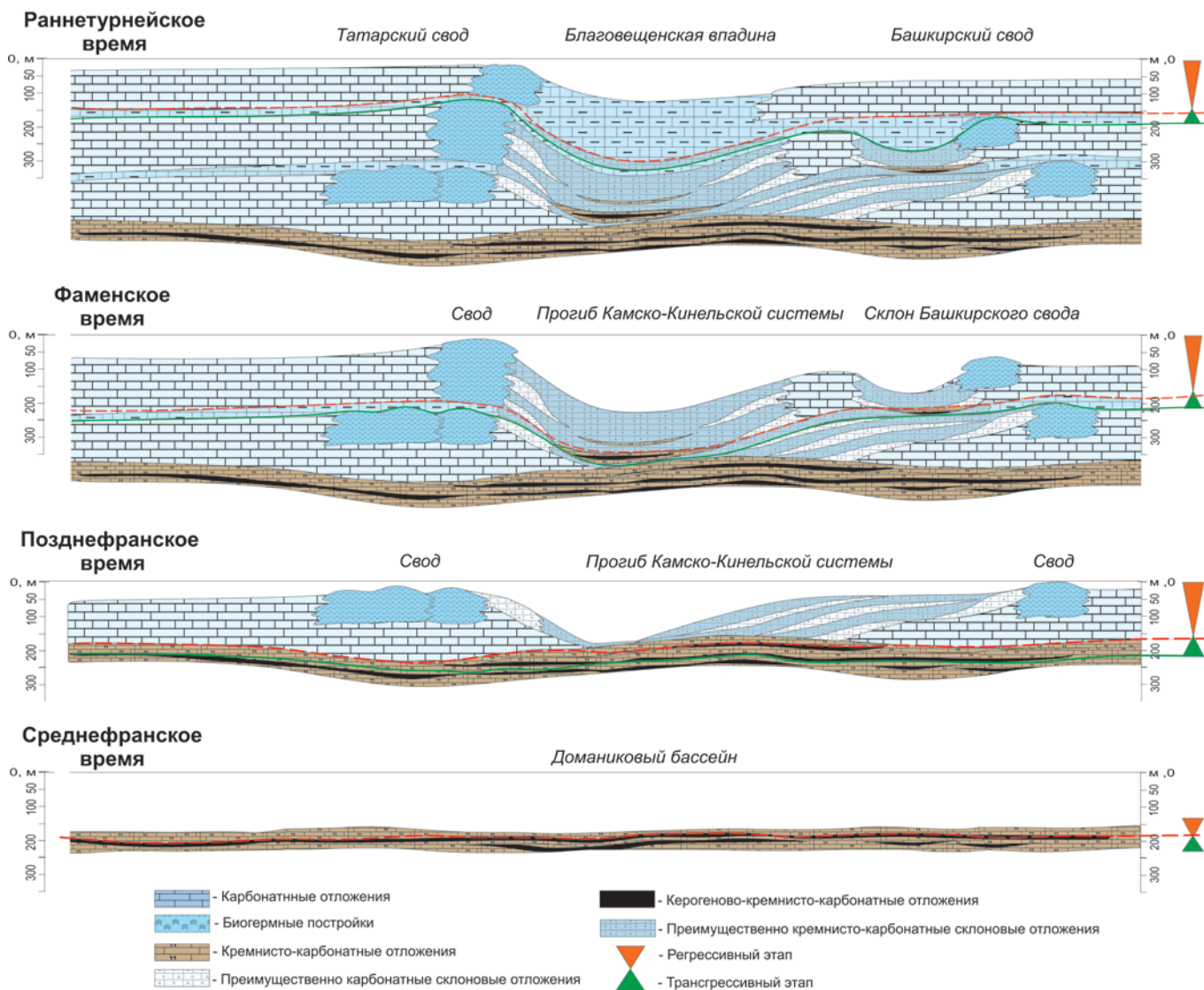


Рис. 6. Модель формирования высокоуглеродистой формации в Благовещенской впадине

В фаменский век, как и в позднефранское время, условия осадконакопления в пределах Волго-Уральского бассейна определялись развитием Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов. Зоны распространения относительно глубоководных фаций по-прежнему контролируются Камско-Кинельской системой некомпенсированных прогибов (мощность фаменских осадков 25–90 м). Однако условия накопления осадков в иловых впадинах, по сравнению с франским временем, изменились. Наряду с кремнисто-глинисто-карбонатными илами накапливались органогенно-детритовые и обломочные известковые осадки, содержащие остатки планктонных и бентосных фораминифер, остракод, сине-зеленых, зеленых и багряных водорослей. Осадки, заполняющие впадину, имели мощность 30–60 м. (рис. 7). Биогермные постройки развивались по склону впадин и могли достигать мощности 200–400 метров. Области Татарского и Башкирского сводов, а также их склоны, вовлечённые в устойчивое погружение, представляли собой обширный мелководный бассейн, видимо, с неспокойным гидродинамическим режимом и нормальной солёностью вод. Здесь, в обширной шельфовой зоне широкое развитие получают водорослево-сферовые и сгустково-комковатые разности известняков (особенно в верхнефаменское время), подтверждающие мелководность бассейна с нормальным солевым и газовым режимом, а также хорошую аэрацию вод.

Турнейский этап знаменует начало раннекаменноугольной эпохи развития территории Волго-Уральского бассейна и характеризуется унаследованностью тектонического режима от позднедевонского времени и сохранением в общих чертах морских условий осадконакопления. Палеоструктурный фактор во многом предопределил характер распределения толщин отложений турнейского яруса. Мощность полных разрезов турнейского яруса в пределах палеосводов колеблется от 20 до 100 м. В осевых частях прогибов мощность нижнетурнейских отложений изменяется от 50 до 150–200 м.

Строение высокоуглеродистой формации в различных палеоструктурных зонах

Строение ВУФ зависит от структурной приуроченности и палеогеографических условий их формирования, что определяет количество интервалов разреза с высоким содержанием органического углерода, фиксирующих периоды максимального стояния вод морского бассейна. По условиям формирования в разрезе высокоуглеродистых формаций выделено три крупных палеогеографических зоны: зона относительно глубоководных впадин, зона склонов поднятий и мелководно-морской шельф с многочисленными биогермными постройками. Границы зон определялись положением крупных структурных элементов Татарского и Башкирского сводов и впадин Камско-Кинельской системы прогибов, а также последовательной регрессивной направленностью развития морского бассейна (рис. 8).

Как следствие, эти зоны различаются не только распределением мощности отложений ВУФ, но и характером распределения интервалов разреза, обогащенных органическим веществом.

Разрезы относительно глубоководных впадин с некомпенсированным осадконакоплением максимально богаты интервалами с высоким содержанием органического вещества на протяжении всего позднедевонского цикла осадконакопления.

Карбонатные прослои накапливаются лишь на завершающей регрессивной стадии развития каждого цикла осадконакопления. В результате, мы имеем преимущественно карбонатно-кремнистый разрез с отдельными прослоями плотных кремнисто-глинисто-карбонатных пород, количество которых увеличивается вверх по разрезу (рис. 9).

Разрезы мелководно-морского шельфа и впадин, с компенсированным осадконакоплением, содержат максимальное количество карбонатного материала. Тонкие прослои карбонатно-кремнистых интервалов разреза характерны только для основания циклита и разделены друг от друга

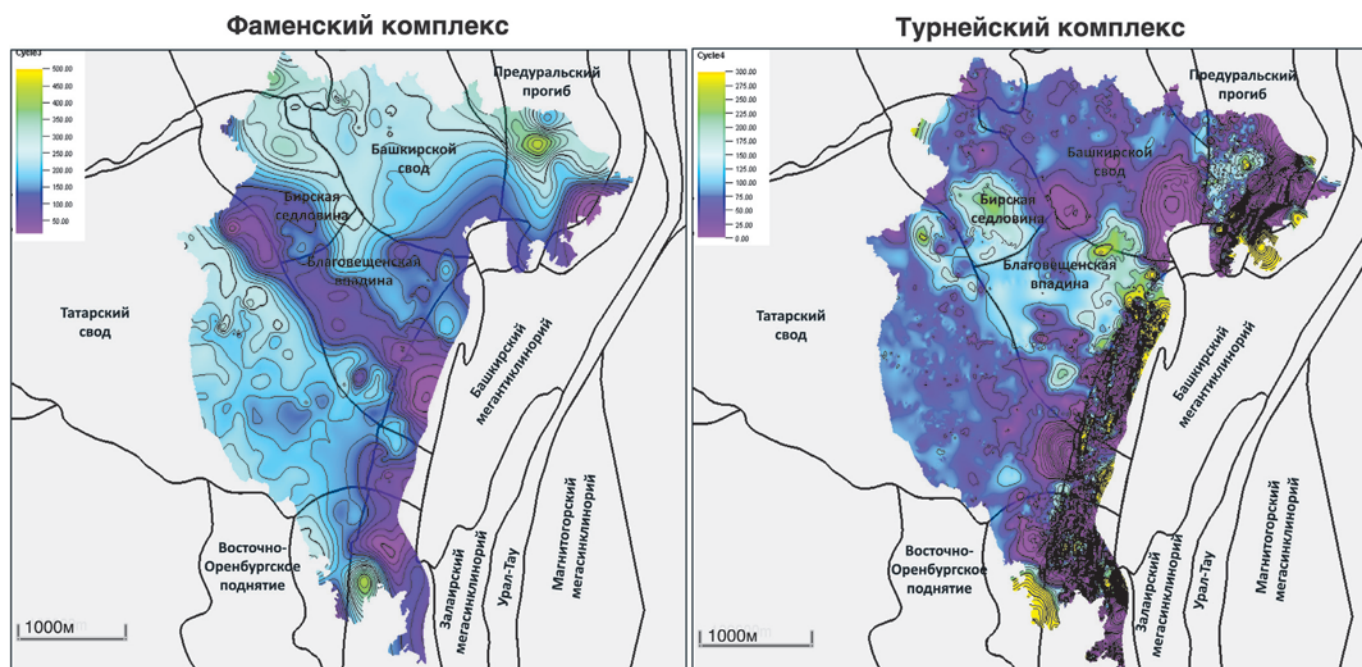


Рис. 7. Карты мощностей отложений фаменского (цикл 3) и турнейского (цикл 4) комплексов отложений

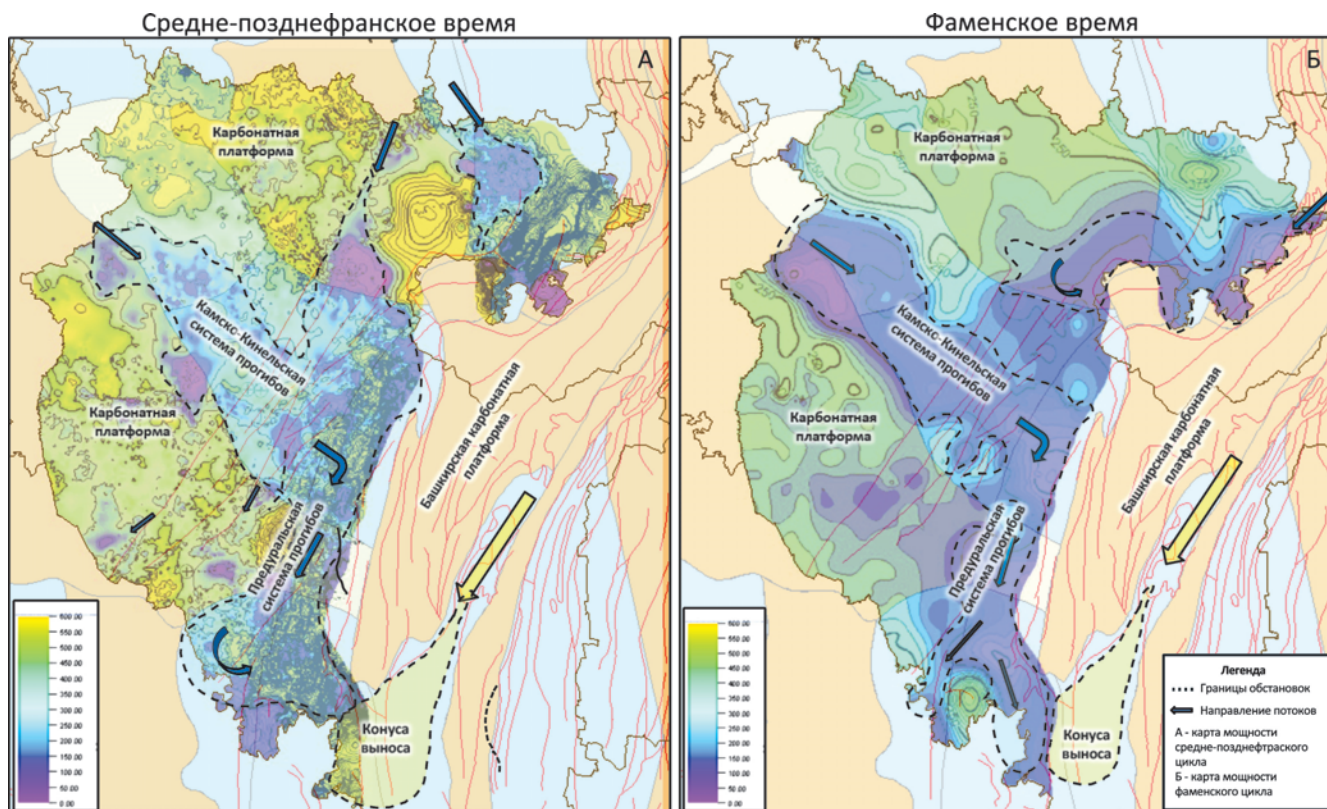


Рис. 8. Обстановки осадконакопления в средне-позднефранское время и фаменское время

мощными пачками карбонатных пород, сформированных за счет активного роста биогермных построек. Для этого типа разреза характерна максимальная толщина пачек – до 150, изредка более.

В разрезах склонов отмечается более частое переслаивание карбонатных и карбонатно-кремнистых интервалов, и появляются клиноформные структуры, в которых отмечается наличие как глинисто-кремнистых интервалов, так и глинисто-карбонатных.

Нефтепроявления ВУФ в центральной части Волго-Уральского бассейна

На изучаемой территории доманикоидная ВУФ вскрыта бурением и хорошо изучена. Об этом свидетельствует объем работ по опробованию и испытанию более 60 скважин. Получены результаты, в которых чаще всего дебиты составляют от первых единиц до 10 т/сут, однако имеются и высокие дебиты со значениями более 100 т/сут, полученные на площадях Бельской депрессии (рис. 1) (Зайдельсон и др., 1990). Без стимуляции резервуара хорошие дебиты могут быть получены только в коллекторах с большой трещиноватостью или сильной локальной доломитизацией. Причем только редкие скважины дали в притоках долю воды.

Нужно также отметить, что было получено много опробований и с отрицательными результатами, вероятнее всего, по причине неправильного выбора интервала перфорации и отсутствия стимуляции пласта. Поэтому к результатам опробования нужно подходить очень аккуратно и детально рассматривать каждый случай отдельно. При всех многочисленных опробованиях нефтеносность франско-фаменских отложений установлена в Бельской впадине на Табынской и Архангельской площадях.

Нефтеносные породы представлены глинистыми доломитизированными, местами окремненными известняками и перекрыты аргиллитами. Карбонатная пачка характеризуется высокой трещиноватостью. Нефтенасыщенность связана с коллекторами трещиноватого типа.

В целом доказанная нефтеносность ВУФ на изучаемой территории связана с тремя основными типами резервуаров: глинисто-кремнисто-битуминозными породами средне-верхнефранского возраста, осветленными кремнисто-карбонатными породами верхнефранского возраста и карбонатно-кремнисто-битуминозными породами в пределах осевых частей некомпенсированных депрессий как ККСП, так и зоны Предуральских прогибов. Также установлены нефтепроявления, связанные с биогенными фациями в комплексах бортовых зон верхнефранско-фаменского возраста.

Испытаниями скважин доказано, что в пределах доманикоидной ВУФ присутствуют подвижные углеводороды, которые возможно извлечь с применением современных подходов стимуляции резервуара (Shaw et al., 2021).

Заключение

Строение и перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации центральной части Волго-Уральского бассейна определяются палеоструктурным планом и количеством интервалов с высоким содержанием органического вещества. На территории района работ выделены три крупные палеогеографические зоны: зона относительно глубоководных впадин, занимающих прогибы Камско-Кинельской системы позднедевонского времени и прогибы передовой части Уральской системы, зона склонов поднятий Татарского и Башкирского сводов и мелководно-морской

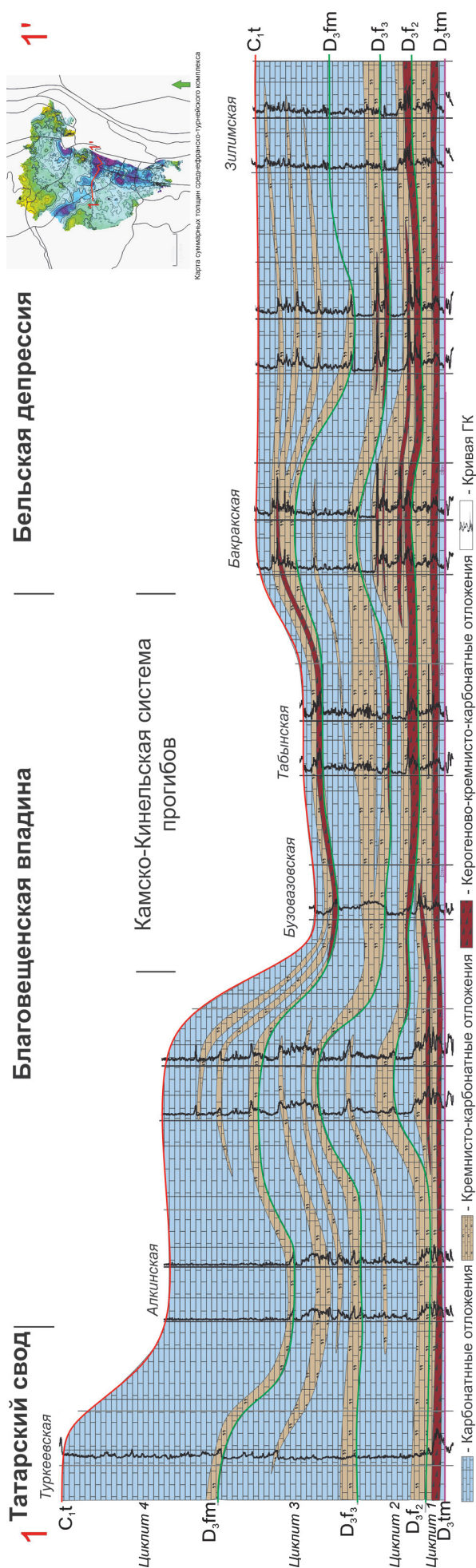


Рис. 9. Принципиальный разрез строения верхнедевонской высокоуглеродистой формации

шельф с многочисленными биогермными постройками, занимавший сводовые части поднятий.

Структурно-фациальные зоны позднедевонского времени различаются не только распределением мощности отложений ВУФ, но и характером распределения интервалов разреза, обогащенных органическим веществом. Разрезы относительно глубоководных впадин, с некомпенсированным осадконакоплением, максимально богаты интервалами разреза с высоким содержанием органического вещества, которые накапливались на протяжении всего позднедевонского цикла осадконакопления. Разрезы мелководно-морского шельфа и впадин, с компенсированным осадконакоплением, содержат максимальное количество карбонатного материала. Тонкие прослои карбонатно-кремнистых интервалов разреза характерны только для основания циклита и разделены друг от друга мощными пачками карбонатных пород. В разрезах склонов отмечается более частое переслаивание карбонатных и карбонатно-кремнистых интервалов, и появляются клиноформные структуры, в которых отмечается наличие как глинисто-кремнистых интервалов, так и глинисто-карбонатных.

Доказанная нефтеносность ВУФ на изучаемой территории связана с тремя основными типами резервуаров: глинисто-кремнисто-битуминозными породами средневерхнефранского возраста, осветленными кремнисто-карбонатными породами верхнефранского возраста и карбонатно-кремнисто-битуминозными породами в пределах осевых частей некомпенсированных депрессий как ККСП, так и зоны Предуральских прогибов. Установлены нефтепроявления, связанные с биогенными фациями в комплексах бортовых зон верхнефранско-фаменского возраста.

Литература

Беляева Н.В. (2000). Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке европейской платформы. *Дисс. доктора геол.-мин. наук.*

Варламов А.И., Мельников П.Н., Пороскуп В.И., Фортунатова Н.К., Петерилье В.И., Иутина М.М., Дахнова М.В., Виценовский М.Ю., Канев А.С., Соболева Е.Н., Шаломеенко А.В. (2020). Результаты изучения и перспективы освоения нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой формации Волго-Уральской провинции. *Геология нефти и газа*, 6, с. 33–52.

Завьялова А.П., Ступакова А.В. (2021). Перспективы нефтегазоносности доманикоидной высокоуглеродистой формации Муханово-Ероховского прогиба. *Нефтяное хозяйство*, 1169, с. 34–39. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-3-34-39>

Завьялова А.П., Чупахина В.В., Ступакова А.В., Гатовский Ю.А., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Сусллова А.А., Большакова М.А., Санникова И.А., Калмыков А.Г. (2018). Сравнение разрезов доманиковых отложений Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов в местах их естественного выхода на дневную поверхность. *Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология*, с. 57–73. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2018-6-57-73>

Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Копрова Н.П. (1990). Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций. М: Наука.

Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В. и др. (2013). Доманиковые отложения Тимано-печорского и Волго-Уральского бассейнов. *Геология нефти и газа*, 3, с. 76–87.

Радченко К.А., Коробова Н.И., Большакова М.А., Ступакова А.В., Завьялова А.П., Чупахина В.В. (2019). Литолого-геохимическая характеристика естественных выходов доманиковых отложений в районах Предуральского краевого прогиба Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 4, с. 28–33. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-4-28-33>

Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И. и др. (2017). Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности. *Георесурсы*, с. 112–124. <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>

Shaw Kevin, Randolph Theodore, Anthony William, Harkrider John D., Gendelman Igor. (2021). Delineating the Multi-Stacked Domanik Play in the Volga-Urals Basin, Russia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/206407-MS>

Сведения об авторах

Михаил Юрьевич Карпушин – ведущий специалист, кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Анна Петровна Завьялова – кандидат геол.-мин. наук, инженер, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Виталия Валерьевна Чупахина – сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Анна Анатольевна Сулова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Кристина Андреевна Радченко – сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 16.03.2022;

Принята к публикации 04.05.2022;

Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geological structure and oil and gas potential of Domanik deposits in the central part of the Volga-Ural oil and gas basin

*M. Yu. Karpushin**, *A. V. Stoupakova*, *A. P. Zavyalova*, *A. A. Suslova*, *V. V. Chupakhina*, *K. A. Radchenko*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: *Mikhail Yu. Karpushin*, e-mail: m.karpushin@oilmsu.ru

Abstract. The paper describes the structure and depositional conditions of a domanicoid high-carbon formation (HCF) in the central part of the Volga-Ural oil and gas basin. The structure of the HCF depends on the structural relatedness and paleogeographic conditions of the Late Devonian period, where the time of maximum sea level standing within the basin led to deposition of high organic carbon content intervals. The structural-facies zonation of the HCF distribution area is associated with the zone of relatively deep-water depressions, the zone of slopes, highs and the shallow water shelf with numerous bioherm buildups. The boundaries of the zones were determined by the position of large structural elements of the Tatar and Bashkir arches and depressions of the Kama-Kinel system of troughs. These zones differ not only in the distribution of the thickness of HCF deposits, but also in the nature of the distribution of intervals of the section enriched in organic matter. The maximum number of interlayers enriched by organic matter of the siliceous-carbonate rocks is observed in the section of the Frasnian and Famennian deposits within the central part of the Kama-Kinel system of troughs. Numerous of oil shows from the HCF intervals indicate the potential for further study and spotting of promising areas for hard-to-recover hydrocarbon reserves exploration.

Keywords: domanicoid high-carbon formation, Volga-Ural oil and gas basin, unconventional reservoir, geological structure, formation model

Recommended citation: Karpushin M. Yu., Stoupakova A. V., Zavyalova A. P., Suslova A. A., Chupakhina V. V., Radchenko K. A. (2022). Geological structure and oil and gas potential of Domanik deposits in the central part of the Volga-Ural oil and gas basin. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 129–138. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.13>

References

Belyaeva N. V. (2000). Sedimentation model of the Frasnian-Tournaisian deposits in the northeast of the European platform. *Dr. geol. and min. sci. diss.* (In Russ.)

Kiryukhina T. A., Fadeeva N. P., Stoupakova A. V. et al. (2013). Domanik deposits of the Timan-Pechora and Volga-Ural basins. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 3, pp. 76–87. (In Russ.)

Radchenko K. A., Korobova N. I., Bolshakova M. A., Stoupakova A. V., Zavyalovova A. P., Chupakhina V. V. (2019). Lithological-geochemical characteristics of natural outcrops of the Domani sediments in the areas of the Pre-Urals regional trough of the Volga-Ural oil and gas basin. *Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology*, 4, pp. 28–33. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-4-28-33>

Stoupakova A. V., Kalmykov G. A., Korobova N. I. et al. (2017). Domanic deposits of the Volga-Ural basin – types of section, formation conditions and prospects of oil and gas potential. *Georesursy = Georesources*, pp. 112–124. (In Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>

Shaw Kevin, Randolph Theodore, Anthony William, Harkrider John D., Gendelman Igor. (2021). Delineating the Multi-Stacked Domanik Play in the Volga-Urals Basin, Russia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/206407-MS>

Varlamov A. I., Melnikov P. N., Poroskun V. I., Fortunatova N. K., Petersilie V. I., Iutina M. M., Dakhnova M. V., Vichenovsky M. Yu., Kanev A. S., Soboleva E. N., Shalomeenko A. V. (2020). Results of the study and prospects for the development of unconventional oil deposits in high-carbon

carbonate-siliceous deposits of the Domanik formation of the Volga-Urals province. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 6, pp. 33–52. (In Russ.)

Zaidelson M.I., Weinbaum S.Ya., Koprova N.P. (1990). Formation and oil and gas potential of domanicoid formations. Moscow: Nauka. (In Russ.)

Zavyalova A.P., Stoupakova A.V. (2021). Oil and gas potential of the domanicoid high-carbon formation of the Mukhanovo-Erokhov trough. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 1169, pp. 34–39. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-3-34-39>

Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Stoupakova A.V., Gatovsky Yu.A., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Suslova A.A., Bolshakova M.A., Sannikova I. A., Kalmykov A.G. (2018). Comparison of sections of Domanic deposits of the Volga-Ural and Timan-Pechora basins in the places of their natural exposure to the day surface. *Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology*, 6, pp. 57–73. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2018-6-57-73>

About the Authors

Mikhail Yu. Karpushin – Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna P. Zavyalova – PhD (Geology and Mineralogy), Engineer, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Vitalia V. Chupakhina – Engineer, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna A. Suslova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Kristina A. Radchenko – Engineer, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 16 March 2022;

Accepted 4 May 2022;

Published 16 May 2022

Генетическая обусловленность различных типов пустотного пространства и оценка качества нетрадиционных коллекторов отложений верхнедевонского доманикоидного комплекса Муханово-Ероховского прогиба

В.В. Чупахина*, Н.И. Коробова, Г.А. Калмыков, А.П. Завьялова,
М.Ю. Карпушин, К.А. Радченко

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Основные особенности формирования доманикоидных толщ, распространенных в широком стратиграфическом диапазоне от среднего франа позднего девона до турнейского яруса раннего карбона, исследованы уже довольно детально. Различные аспекты их изучения изложены во многих исследованиях, но до сих пор эти отложения рассматривались в основном как нефтематеринские породы. В данной статье доманикоидные отложения рассматриваются с точки зрения нетрадиционного коллектора нефти. Из-за сложного и неоднородного строения пород, неравномерного насыщения их органическим веществом и низких значений пористости, методология оценки фильтрационно-емкостных свойств не отработана в полной мере. Комплексный подход в изучении типов пустотного пространства таких отложений, включающий макро- и микроописание керна и аналитические исследования, позволяет прогнозировать зоны улучшенных свойств сложнопостроенных нетрадиционных коллекторов и наиболее успешно проводить их разработку. В результате проведенных исследований выделены основные литотипы, слагающие разрез доманикоидных отложений, и дана характеристика каждого из них. Сопоставление выделенных в шлифах типов пустотного пространства и данных лабораторных исследований позволили классифицировать основные типы коллекторов и провести оценку их качества.

Ключевые слова: доманикоидные отложения, Муханово-Ероховский прогиб, Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн, пустотное пространство, нетрадиционный коллектор

Для цитирования: Чупахина В.В., Коробова Н.И., Калмыков Г.А., Завьялова А.П., Карпушин М.Ю., Радченко К.А. (2022). Генетическая обусловленность различных типов пустотного пространства и оценка качества нетрадиционных коллекторов отложений верхнедевонского доманикоидного комплекса Муханово-Ероховского прогиба. *Георесурсы*, 24(2), с. 139–149. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.14>

Введение

Формирование схожих по литологическому составу и структурным особенностям доманикоидных отложений связано с развитием Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). Она представляет собой тектоно-седиментационную структуру, в формировании которой, наряду с тектоническими движениями, основное значение имел некомпенсированный характер осадконакопления (Мирчинк и др., 1965). На месте обширного относительно глубоководного бассейна, существовавшего в доманиковое время (D_3fr_2) и занимавшего практически всю территорию Волго-Уральского бассейна, в позднефранское время (D_3fr_3) начинается формирование изолированных прогибов, которые продолжают своё существование вплоть до турнейского яруса раннего карбона (C_1t). Это объясняет широкий стратиграфический диапазон развития доманикоидных отложений ($D_3fr_2-C_1t$) в ККСП. Говоря о тектонической составляющей, принимавшей участие в

формировании прогибов, необходимо особо подчеркнуть роль движений крупных блоков фундамента по палеозойским и протерозойским разломам. Морфологически ККСП представляет собой совокупность отрицательных структур, объединенных между собой и распространённых на большой территории Волго-Уральского бассейна.

Коллективом МГУ имени М.В. Ломоносова на протяжении многих лет изучались разрезы доманикоидных отложений в различных частях бассейна. Эти исследования включали в себя как изучение кернового материала, так и естественных выходов пород в Пермском крае, Республике Башкортостан, а также Ухтинском районе (Ступакова и др., 2015; Завьялова и др., 2018). Формирование конденсированного разреза доманикоидных толщ всех изученных разрезов проходило в условиях быстрой морской трансгрессии и некомпенсированного осадконакопления, которое приурочено к относительно глубоководным впадинам на шельфе. При этом выделяется несколько фациальных зон, с которыми связаны различные типы разрезов, – мелководно-шельфовая и склоновая зоны, и зона внутришельфовых впадин (Ступакова и др., 2017).

Исследования, представленные в данной работе, включают изучение кернового материала семи скважин, расположенных в различных частях Муханово-Ероховского

* Ответственный автор: Виталия Валерьевна Чупахина
e-mail: v.chupakhina@oilmsu.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

прогиба, который является южным ответвлением Камско-Кинельской системы прогибов (рис. 1).

Литологическая типизация

В строении разреза доманикоидных отложений участвуют карбонатные, глинистые породы и силициты, которые встречаются в различных сочетаниях. Отличительной особенностью изученных отложений является характер переслаивания пород и наличие высокоуглеродистых прослоев, обогащённых органическим веществом (ОВ).

На основании макро- и микроописания, а также данных рентгенофазового анализа зерна выделены основные литотипы, слагающие разрез доманиковых отложений, и дана характеристика каждого из них (табл. 1, рис. 2).

Литотип 1: известняки микритовые – мадстоуны по усовершенствованной классификации Р. Данема (Embry, 1970), серые, темно-серые, черные, линзовидные и ко-со-линзовиднослоистые, нередко биотурбированные. Основная масса таких пород имеет тонко-микроструктурную структуру, количество биокластов здесь не превышает 10 %. Среди биокластов встречаются раковины тентакулитов.

Литотип 2: известняки органогенно-обломочные (вак-грейнстоун), обладают неравномерным соотношением форменных компонентов и микритового цемента – от 30 % до 50 %. Среди форменных компонентов преобладают биокласты тентакулит и брахиопод, иногда двустворок, а также неопределимый биогенный детрит и шлам. Обладают горизонтально-линзовидной текстурой, часто нарушенной биотурбированием.

Литотип 3: водорослевые известняки (баундстоун), серые, слоистые (горизонтально-волнистослоистые), часто мелкокавернозные и в различной степени нефтенасыщенные. Размер каверн достигает 1–3 мм, нередко внутренние полости каверн инкрустированы черным битумом. Неравномерно перекристаллизованные и в различной степени доломитизированные. Доломиты замещения темно-коричневого цвета, обладающие реликтовой водорослевой структурой.

Литотип 4: известняки обломочные (флоатстоун). Структура пород обломочная, иногда органогенно-обломочная, реже градационная. Часто такие породы выполняют карманообразные врезы, для них характерны нарушенные переотложением текстуры, а также неравномерное битумо-нефтенасыщение. Основными форменными компонентами таких пород являются плохо окатанные обломки известняков диаметром 3–5 мм (видимый) и длиной 0,5–1,5 см (видимый). Их количество составляет 50–60 %. Среди обломков встречаются: известняки слабоалевритистые, известняки водорослевые, известняки органогенно-обломочные, часто неравномерно перекристаллизованные. Цемент таких пород порового типа имеет керогеново-карбонатный и керогеново-карбонатно-кремнистый состав. Здесь же встречаются пустоты и микрокаверны, которые распространены неравномерно в породах. Среди вторичных преобразований преобладают процессы доломитизации (до 5 %), доломит встречается в виде субидиоморфных кристаллов диаметром до 0,1 мм. Реже наблюдаются процессы перекристаллизации, замещения аутигенным кремнеземом (халцедоном) ряда биокластов (до 1 %), а также стяжения аутигенного пирита диаметром до 0,1 мм.



Рис. 1. Карта района исследований

Литотип 5: доломиты замещения, темно-коричневые, неяснослоистые, часто пятнистые, нередко обладающие реликтовой водорослевой структурой, а также неравномерным битумо- и нефтенасыщением. Чаще всего представлены средне-крупнокристаллическими формами.

Литотип 6: силициты (в том числе радиоляриты), обычно содержат биокласты радиолярий, реже тентакулитов, нередко замещенных аутигенным халцедоном. Основная масса таких пород представлена изотропным реликтоморфным халцедоном.

Литотип 7: глинисто-кремнисто-карбонатные породы. Данный тип наиболее редко встречается в изучаемых разрезах и обычно представлен тонкими невыдержанными прослоями от 1 мм до 2 см. Слоистость горизонтальная, волнистая, часто невыдержанная. Нередко к таким прослоям приурочены стяжения пирита, а также скопления биогенного детрита.

Достаточно часто кремнисто-карбонатные (**Литотип 8**) и карбонатно-кремнистые породы (**Литотип 9**) образуют тонкие ритмичные чередования – ритмиты, где толщина каждого простоя может начинаться с нескольких миллиметров. Породы темно-серые и чёрные, с тонко горизонтальной слоистостью, представлены чередованием микрослоев кремнистого и карбонатного состава. Встречаются прослои толщиной до 1 см, к которым приурочены стяжения аутигенного пирита. Часто в таких породах встречаются радиоляриты, формирующие прослои толщиной 1–2 мм. Скелеты радиолярий часто выполнены халцедоном, стенки деформированы и частично растворены. К таким породам приурочены прослои вулканомиктового материала.

В используемой литологической типизации для определения пород с содержанием $C_{орг} > 5\%$ (**Литотипы 10–13**) используется термин «кероген». Как аналитическое понятие кероген – это нерастворимое в органических растворителях углеводородное соединение (Богородская и др., 2005). Но при изучении состава породы стандартными методами тяжело разделить разные компоненты органического вещества без дополнительных исследований. В данной работе под термином «кероген» понимается вся совокупность ОВ, которое может являться как компонентом матрицы, так и занимать поровое пространство породы. Высокоуглеродистые породы (**Литотипы 10–13**) представлены чёрными керогеново-карбонатными, керогеново-кремнисто-карбонатными, керогеново-карбонатно-кремнистыми и керогеново-кремнистыми разностями.

Лито-тип	Название	Характеристика форменных компонентов	Характеристика матрикса	Соотношение форменных компонентов / матрикса (%)	Вторичные преобразования		Пустотное пространство (преобладающее)	Тип коллектора
					Тип	% воздействия		
1	Известняки микритовые (мадстоун)	биокласты двустворок, криноидей зерна кальцита	микритовый до 90-95 %	содержание зерен менее 10 %, матрикса - 90 %	Перекристаллизация, спатиризация, пиритизация	<5 %	Межкристаллические поры	поровый
2	Известняки органогенно-обломочные (вак-грейнстоун)	биокласты двустворок (1*1,5-2 см) перекристаллизованные раковины форменифер (до 1,5 см в диаметре) биокласты тентакулитов (0,5-1 мм) биокласты брахиопод биокласты гасторопод бокасты остракод (0,5 см)	микритовый 60-70 % спаритовый 20-30 %	подразделяются на грейнстоуны, пакстоуны и вакстоуны - (по соотношению форменных компонентов к микритовому цементу, неравномерное от 80 до 30 % соответственно)	Перекристаллизация, спатиризация, растворение, доломитизация	>20 %	Межкристаллические и внутриформенные поры	поровый, трещинно-поровый
3	Известняки водорослевые (баундстоун)	зеленые, сине-зеленые водоросли (пелитоморфные словища) раковины фораменифер (0,5-3 мм) фрагменты члеников криноидей	спаритовый (50-60 %) микритовый (до 20-30 %)	соотношение каркаса и заполнителя 80/20 %	Перекристаллизация, доломитизация	до 20 %	Внутриформенные и межформенные поры и каверны	каверно-поровый
4	Известняки обломочные (флоатстоун)	обломки известняков от 0,5*1,5 мм до 1*5 см биокласты двустворок членики криноидей кристаллы кальцита (до 0,03 мм)	микритовый карбонатный и кремнисто-карбонатный	литокластовые (цемента 10-40 %), кристаллокластовые (цемента 10-20 %),	Доломитизация, перекристаллизация, замещение аутигенным кремнеземом, пиритизация	5-10 %	Межформенные поры и трещины выщелачивания	порово-трещинный
5	Доломиты	зерна от 0,05 мм до 0,4 мм обломки раковин двустворок 0,05 мм (до 5 %)	кристалло-морфная структура, матрикс	доломиты замещения кристаллические разности	Результат вторичных преобразований		Межкристаллические поры	поровый
6	Силициты	реликты раковин радиолярий диаметром до 0,1 мм.	криптозернистая халцедоновая и кварцево-халцедоновая масса	общее содержание форменных компонентов не более 15-20 %, матрикса 80-85 %	Растворение, перекристаллизация, трещиннообразование	до 20 %	Разноориентированные трещины, микрокаверны приуроченные к радиоляриевым прослоям	трещинный, каверно-поровый
7	Смешанные глинисто-кремнисто-карбонатные	раковины тентакулит (0,2-2мм) обломки раковин (до 0,5 мм в диаметре) шламовый детрит (до 0,01 мм) в кремневых слоях биогенные компоненты замещены криптозернистой кварц-халцедоновой массой	пелитоморфная глинисто-кремнисто-карбонатная масса насыщенная бесструктурным ОВ	20-40 % / 80-60 %	Перекристаллизация форменных компонентов, пиритизация	<5 %	Микротрещины параллельные напластованию	трещинно-поровый
8	Карбонатно-кремнистые	раковины тентакулит до 0,5 мм, раковин радиолярий (0,05-0,2 мм), вулканомиктовый материал	криптозернистая халцедоновая и кварцево-халцедоновая масса	40-60 % / 60-40 %	Растворение, перекристаллизация, трещиннообразование, окремнение	10-15 %	Разноориентированные трещины, поры приурочены к участкам перекристаллизации форменных компонентов. Внутриформенные поры, приуроченные к радиоляриевым прослоям	порово-трещинный, трещинно-каверно-поровый

Табл. 1. Литологическая типизация разреза доманикоидных отложений Муханово-Ероховского прогиба (по Завьяловой, 2021, с изменениями)

9	Кремнисто-карбонатные	раковины тентакулит (0,2-2 мм) обломки раковин (до 0,5 мм в диаметре) шламовый детрит (до 0,01 мм)	кремнисто-карбонатная масса изотропная, микрозернистая	содержание форменных компонентов 10-50 %, матрикса – 50-90 %	Растворение, перекристаллизация, трещинообразование	10-15 %	Разноориентированные трещины, поры приурочены к участкам перекристаллизации форменных компонентов	порово-трещинный
10	Керогеново-карбонатные	биокласты раковин тентакулит (0,05 -0,5 мм) остракод (до 0,8 мм), тонкий шламовый детрит	(сапропелевый) поровый, кальцитовый спаритовый	содержание форменных компонентов 50-60 %, матрикса – 50-40 %	Перекристаллизация, пиритизация	до 10 %	Микротрещины параллельные напластованию и развивающиеся вдоль них поры, внутриформенные поры	трещинно-поровый
11	Керогеново-кремнисто-карбонатные	тентакулиты, размерами в продольном сечении до 1,0 мм, в поперечном от 0,1 до 0,5 мм	кремнисто-карбонатная масса изотропная, микрозернистая насыщенная бесструктурным ОБ	40-60 % / 60-40 %	Перекристаллизация, растворение, пиритизация	10-15 %	Вторичные пустоты выщелачивания, сообщающиеся по трещинам	трещинно-поровый
12	Керогеново-карбонатно-кремнистые	кристаллы кальцита 0,005-0,02 мм, биогенный детрит до 0,1 мм	керогеново-кварц-халцедоновая изотропная микрокристаллическая масса насыщена бесструктурным ОБ	40-60 % / 60-40 %	Перекристаллизация, растворение, окремнение	10-15 %	Вторичные пустоты выщелачивания, сообщающиеся по трещинам	трещинно-поровый
13	Керогеново-кремнистые	остатки раковин радиолярий, остатки тентакулит, выполненные халцедоном (0,05-0,2 мм)	битуминозно-халцедоновая пелитоморфная, криптозернистая масса	10-15 % / 90-85 %	Перекристаллизация, растворение, окремнение	до 20 %	Разноориентированные трещины	трещинный

Табл. 1. Продолжение. Литологическая типизация разреза доманикоидных отложений Муханово-Ероховского прогиба (по Завьяловой, 2021, с изменениями).

Все они отличаются различным соотношением пелитоморфного кремнистого, микритового карбонатного и бесструктурного керогенового вещества, тонкой горизонтальной и линзовидно-горизонтальной слоистостью, присутствием биокластов тентакулитов, которые обычно четко приурочены к плоскостям напластования. При этом содержание ОБ в таких породах может быть велико и достигать 25 %. Для более детального изучения органической компоненты в составе матрицы породы рекомендуется изучать образцы в шлифах после экстракции.

Вторичные процессы

Важным фактором, влияющим на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) изучаемых отложений, являются вторичные процессы, которые изменяют первичную структуру пород. Фильтрационные и емкостные свойства доманикоидной высокоуглеродистой толщи определяются структурно-текстурной неоднородностью и напрямую зависят от вторичных процессов: соотношением пустот растворения (микрокаверны), перекристаллизации, трещин и микротрещин.

Среди литогенетических изменений и вторичных процессов в изученных разрезах можно выделить 3 основные группы, объединенные по преобладающему процессу их формирования:

- перекристаллизация;
- метасоматоз и аутигенное минералообразование;
- стиллолит- и трещинообразование.

Для биокластовых известняков обычно характерен микритовый седиментационный цемент. Процессы перекристаллизации здесь приводят к образованию перекристаллизованных известняков, которые утратили свою первичную органогенно-обломочную структуру. Для пород смешанного типа также характерны процессы перекристаллизации, связанные с формированием линзовидных слоев органогенно-обломочных известняков со спаритовым цементом. Перекристаллизация исходного пелитоморфного карбонатного и биогенного кремнистого материала начинает проявляться на самых ранних стадиях диагенеза с образованием микрокристаллических агрегатов карбоната и халцедона. Преобразование же на последующих стадиях приводит к частичной и полной перекристаллизации органогенного и обломочного карбонатного материала вплоть до формирования кристаллических известняков.

Процессы аутигенного минералообразования проявлены во всех литотипах и связаны с образованием пирита, оксидов железа, микроконкреций коллофана. Пиритизация проявлена в виде конкреций пирита, их скоплений, и наиболее часто встречается в разрезе доманикоидной толщи.

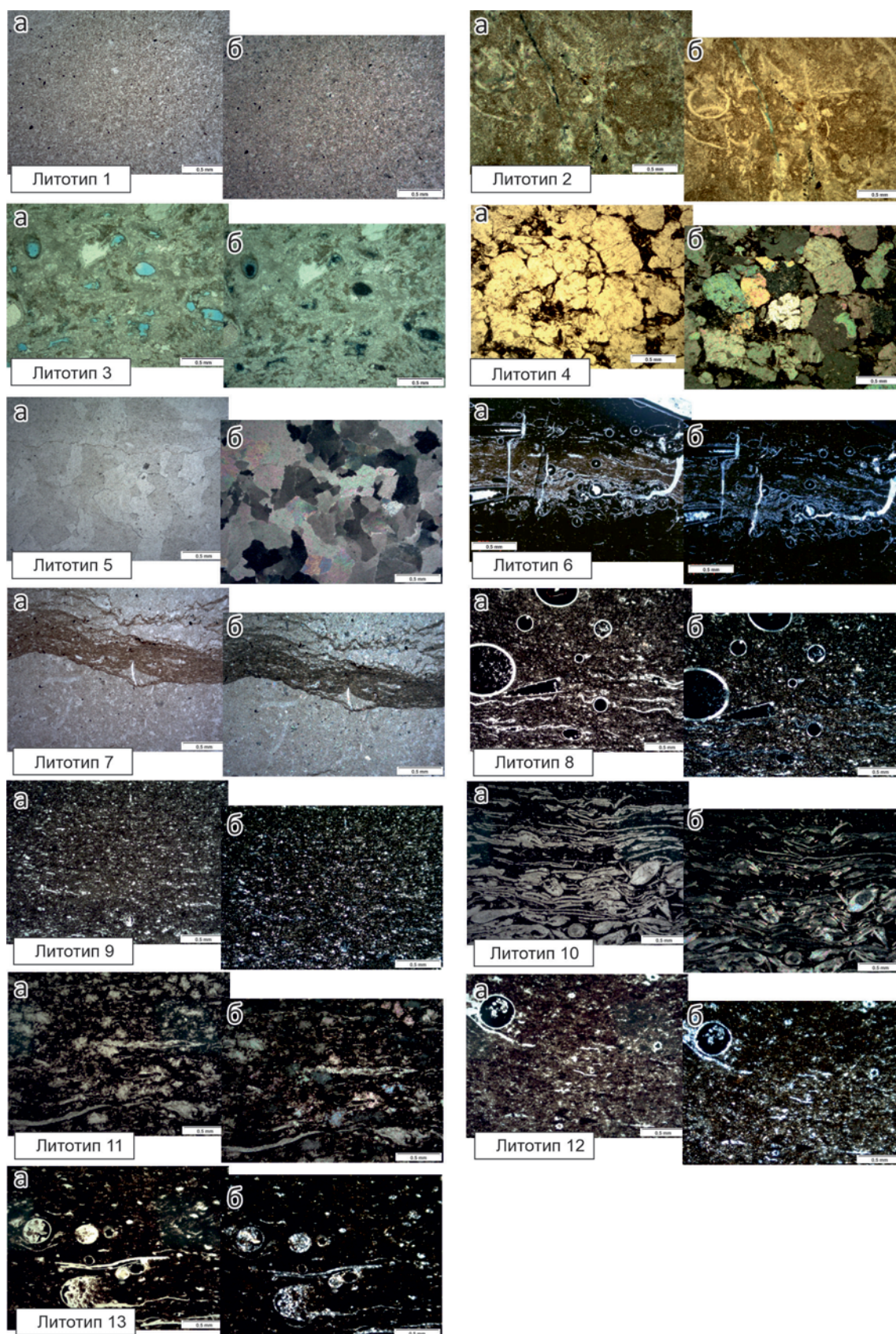


Рис. 2. Фото шлифов литотипов, выделенных в изученных отложениях (а – в проходящем, б – в отраженном свете). Литотип 1 – известняк (мадстоун) неравномерно перекристаллизованный; Литотип 2 – известняк органогенно-обломочный (пакстоун); Литотип 3 – известняк водорослевый (баундстоун); Литотип 4 – известняк обломочный (литокластовый) битумным поровым цементом; Литотип 5 – доломит средне-крупнокристаллический; Литотип 6 – силицит с реликтами тентакулитов; Литотип 7 – контакт известняка (мадстоун) и глинисто-карбонатной породы; Литотип 8 – карбонатно-кремнистая порода с биокластами тентакулитов; Литотип 9 – кремнисто-карбонатная порода; Литотип 10 – керогеново-карбонатная порода с прослоями, обогащенными раковинами двустворок и тентакулитов; Литотип 11 – керогеново-кремнисто-карбонатная порода с биокластами тентакулитов и остракод; Литотип 12 – керогеново-карбонатно-кремнистая порода с биокластами тентакулитов; Литотип 13 – керогеново-кремнистая порода с прослоями, обогащенными раковинами радиолярий и биокластами тентакулитов.

Также широко распространены процессы метасоматоза, которые связаны с взаимодействием минералов породы с флюидом, заполняющим поры, что, в свою очередь, приводит к замещению матрикса горной породы и изменению первичного состава. Продуктом метасоматоза в изученных отложениях является доломитизация и часто встречается в известняках, однако частичная доломитизация отмечается и в смешанных высокоуглеродистых породах. Формы проявления окремнения и его интенсивность изменчивы в разных частях разрезов и литологических типах пород. Окремнение проявляется в виде формирования конкреций, заполнения полостей раковин, очаговым и полным замещением первичной породы/осадка. Основными минералами являются халцедон и кварц.

Трещины в разрезе доманикоидного типа по генезису можно разделить на 2 основные группы: 1) первичные (седиментационные) трещины, приуроченные к процессам уплотнения, кристаллизации вещества, ориентированы параллельно напластованию; 2) вторичные трещины, связанные с различными процессами гипергенеза, катагенеза, метагенеза, а также тектоническими напряжениями. Конфигурация трещин разнообразна. Они часто секут напластование (Бурлин и др., 1991). Трещины первой группы распространены в конденсированном разрезе с преобладанием высокоуглеродистых смешанных пород, имеющих тонкослоистую и сланцеватую текстуру. Эти трещины обусловлены процессами седиментации и приурочены к границам слоев в пласте. Трещины чаще открытые, тонкие (раскрытостью до 0,01 мм), нередко минерализованы микрокристаллическим агрегатом халцедона. Вторичные трещины, секущие напластование, развиты во всех типах пород, но особенно характерны для плотных разностей (известняков и силицитов). В таких породах часто встречаются разнонаправленные трещины, основная часть которых залечена кальцитом и более ранним кварц-халцедоновым агрегатом. В прослоях известняков встречены как редкие открытые трещины шириной до 1 мм, так и более мелкомасштабные, залеченные кальцитом.

Типы коллекторов и их свойства

Доманикоидные толщи долгое время рассматривались исключительно с точки зрения нефтематеринских. Но современные реалии, а именно ежегодное снижение добычи, в том числе в Волго-Уральском бассейне, который находится на поздней стадии разработки, призывают к более эффективному и высокотехнологичному освоению недр. Благодаря современному геолого-техническому оснащению стала возможна разработка низкопроницаемых коллекторов, которая успешно применяется за рубежом (формации Игл Форд «Eagle Ford», Баккен «Bakken»). Помимо доманикоидной формации к нетрадиционным относится также и баженовская высокоуглеродистая формация, изучению которой в последнее время было посвящено много исследований, в том числе работы по изучению литологического строения и коллекторских свойств (Калмыков, 2016; Балушкина, 2012; Немова, 2021 и др.).

Основным критерием, определяющим коллектор, является способность породы вмещать и пропускать через себя флюид. Он характеризуется двумя параметрами – емкостью (пористость) и проницаемостью. Последний

является определяющим для естественных коллекторов. Изучение коллекторских свойств пород обычно основывается на лабораторных данных пористости и проницаемости. Одним из ключевых аспектов, которое достаточно часто упускается из внимания, является микроскопическое исследование пустотного пространства пород в шлифах. Изучение вещественного состава более 350 образцов, характеристика преобладающих литогенетических процессов и вторичных изменений пород в них, позволили выделить различные типы пустотного пространства и их приуроченность к каждому ранее описанному литотипу. Оценка ФЕС проведена на основании комплекса лабораторных исследований, проводившихся сотрудниками кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова. Этот комплекс включал в себя измерение открытой пористости по газу ($K_{пг}$) и абсолютной газопроницаемости ($K_{пр}$).

Использованный комплексный подход для изучения пустотного пространства пород доманикоидной высокоуглеродистой формации позволил классифицировать 5 основных типов коллекторов и провести оценку их качества (рис. 3). Среди них выделяются:

- поровый;
- микро-каверново-поровый;
- трещинно-поровый;
- порово-трещинный;
- трещинный.

К *поровому типу* отнесены породы-коллекторы, в которых мелкие поры (< 1 мм) относительно изометричной формы соединены между собой проводящими (поровыми) каналами. Общей особенностью коллекторов порового типа, если их поровое пространство не заполнено углеводородами, является постепенное понижение коллекторских свойств с глубиной за счет уплотнения пород, минерального новообразования и других процессов. В разрезах высокоуглеродистой формации этот тип пород-коллекторов тесно связан с карбонатными породами. Коллекторы порового типа обычно включают два типа пустот и пор: внутрiformенные и межкристаллические. Следует отметить, что подобные типы пустот могут встречаться совместно в одной породе.

Внутрiformенные поры приурочены к форменным (структурным) компонентам органогенно-обломочных известняков, часто связаны с биокластами остракод, брахиопод и других биогенных и биохемогенных составных частей пород. Диаметр пор составляет 0,05–0,3 мм, значения пористости – 2–3 %, проницаемость редко превышает 0,2–0,5 мД.

Межкристаллические поры связаны с участками перекристаллизации и доломитизации пород, а именно с межкристаллическим пространством. Встречаются в различных литотипах известняков и доломитов. Такие поры часто угловатой и неправильной формы. Их диаметр варьирует от 0,08 мм до 0,25 мм, пористость редко превышает 2 %, а проницаемость – 0,1 мД.

Коллекторы *микро-каверново-порового типа* в разрезах встречаются редко. Обычно приурочены к участкам перекристаллизации кремнистого вещества, где формируются микрокаверны размером до 0,1 мм.

В результате взаимодействия различных литологических процессов формируются сложнопостроенные

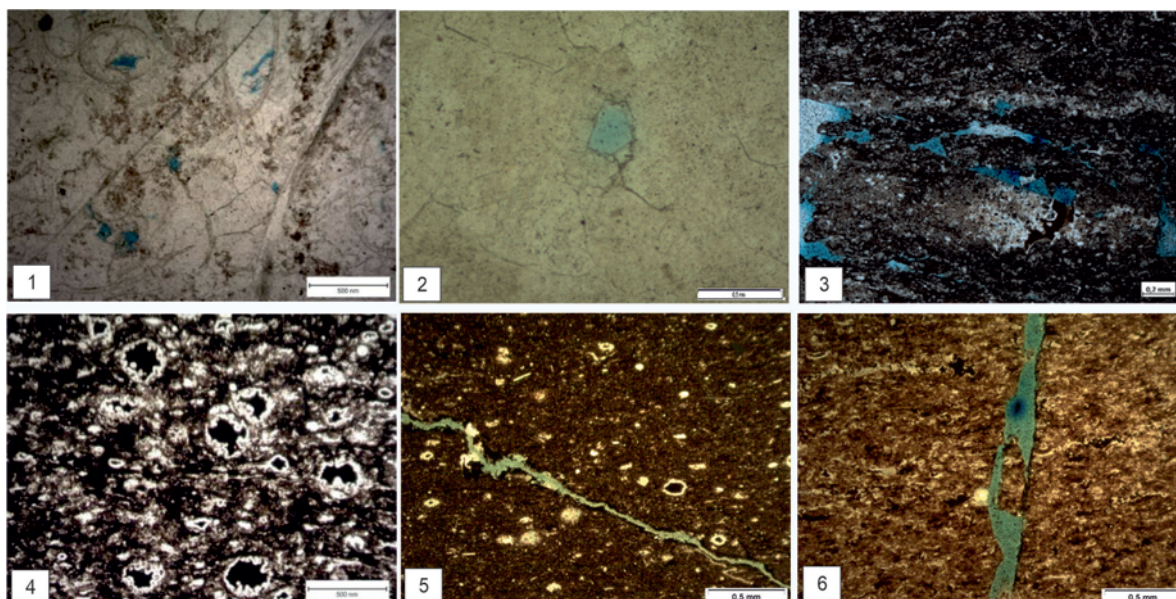


Рис. 3. Типы коллекторов доманикоидных отложений. 1 – поровый тип (внутриформенные поры) в известняках органогенно-обломочных (пакстоун); 2 – поровый тип (межкристаллические поры) в участках перекристаллизации известняка; 3 – трещинно-поровый тип в керогеново-карбонатно-кремнистом ритмите; 4 – каверново-поровый; 5 – порово-трещинный тип в карбонатно-кремнистой породе; 6 – трещинный тип в карбонатно-кремнистом ритмите.

коллектора трещинно-порового, трещинно-каверново-порового, порово-трещинного типов. Появление полезной емкости в таких породах определяется постседиментационными процессами, где исходные значения фильтрационно-емкостные параметров были очень низкими.

Трещинно-каверново-поровый и трещинно-поровый типы коллекторов обычно связаны с участками выщелачивания и трещиноватости пород. Полезная емкость здесь определяется наличием вторичных пустот и микрокаверн выщелачивания, сообщаемость которых обеспечивается трещинами. Значения пористости в среднем составляют 3–4 %, иногда достигают 10 %, а значения коэффициента проницаемости варьирует от 0,5 до 1,5 мД.

Коллекторы трещинно-порового типа в разрезах скважин встречаются значительно чаще остальных. Полезная емкость таких коллекторов определяется наличием вторичных пустот, которые ориентированы вдоль трещин. Значения пористости пород коллекторов невелики и составляют в среднем 1–3,5 %, а значения коэффициента проницаемости варьирует от 0,01 до 1 мД. Такие коллекторы обычно приурочены к неравномерно перекристаллизованным известнякам, смешанным керогеново-карбонатно-кремнистым, керогеново-кремнисто-карбонатным породам и ритмитам. По опубликованным данным (Ульмишек и др., 2017) выявлена «пористость керогена», связанная с процессами генерации нефти и газа. Диаметр таких пор измеряется десятками и первыми сотнями нанометров.

Порово-трещинный тип коллектора наблюдается преимущественно в известняках тентакулитовых (пакгрейнстоунах), а также кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых ритмитах и керогеново-карбонатных породах; связан с процессами перекристаллизации карбонатного вещества, а также постседиментационной трещиноватостью пород.

Коллекторы трещинного типа встречаются в смешанных типах пород, наиболее распространены в

глинисто-карбонатных, плотных карбонатно-кремнистых и кремнистых породах. Здесь трещины определяют фильтрационные свойства пород, при этом значения пористости составляют не более 2 %, а проницаемость варьирует от 15 до 100 мД.

Согласно различным классификациям (Ханин, 1965; Багринцева, 1999), породы с проницаемостью <1 мД относят к коллекторам, не имеющим промышленного значения. Изучаемые породы характеризуются достаточно низкими ФЕС и являются низкопроницаемыми, если рассматривать их с точки зрения традиционных коллекторов. Доманикоидные отложения относятся к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), разработка которых требует дополнительных технических воздействий, как, например, гидроразрыв пласта. В связи с этим, использование стандартных классификаций коллекторов нецелесообразно, а параметр фильтрации для таких отложений можно рассматривать в более широком диапазоне (Прищепа и др., 2014).

Для оценки качества коллекторов предлагается расширить граничные значения пористости и проницаемости. Также важно учитывать литологическую характеристику отложений и тип пустотного пространства. Такое комплексное изучение нетрадиционных коллекторов позволяет наиболее детально и точно осуществлять прогноз развития коллекторов в разрезе. В предложенной классификации (табл. 2) учитываются ФЕС пород, тип породы и преобладающий тип пустотного пространства для каждого из них. По параметру проницаемости изученные породы делятся на 2 группы: технически-стимулируемые и проницаемые. Технически-стимулируемые породы обладают весьма низкими значениями проницаемости – меньше 1 мД, и подразделяются на непроницаемые ($K_{пр} < 0,01$ %) и низкопроницаемые ($K_{пр} = 0,01–1$ мД). Породы, для которых $K_{пр}$ превышает 1 мД, относятся к проницаемым. Емкостные характеристики также учитываются в оценке качества нетрадиционных коллекторов и подразделяются на 4 группы: *очень низкоемкие*, для которых пустотное

		Очень низкоемкий ($K_n < 1\%$)	Низкоемкий ($K_n = 1-3\%$)	Емкий ($K_n = 3-5\%$)	Высокоемкий ($K_n > 5\%$)
Технически- стимулируемые породы	Непроницаемые ($K_{пр} < 0,01$ мД)	Плотные известняки (мадстоуны) <i>поровый тип</i>	Известняки органогенно-обломочные (пак-грейнстоуны) <i>трещинно-поровый тип</i> Керогеново-карбонатные породы <i>трещинно-поровый тип</i>		
	Низкопроницаемые (0,01-1 мД)	Известняки органогенно- обломочные (вак-пастоуны) <i>трещинно-поровый тип</i>	Известняки обломочные <i>порово-трещинный тип</i> Керогеново-карбонатно- кремнистые <i>трещинно-поровый тип</i>	Кремнисто-карбонатные и карбонатно- кремнистые породы, обогащенные вулканомиктовым материалом <i>трещинно-поровый тип</i>	
Проницаемые ($K_{пр} > 1$ мД)	Известняки органогенно- обломочные (вак-пастоуны) <i>трещинно-поровый тип</i>	Карбонатно-кремнистые и кремнисто- карбонатные ритмы <i>порово-трещинный тип</i> Кремнистые породы <i>трещинный тип</i>	Карбонатно-кремнисты и кремнисто- карбонатные породы с прослоями радиоляритов <i>трещинно-каверно-поровый тип</i>		

Табл. 2. Классификация и оценка качества нетрадиционных коллекторов доманикоидных отложений

пространство практически отсутствует ($K_n < 1\%$); *низкоемкие*, для которых K_n варьирует от 1 до 3 %; *емкие*, где открытая пористость изменяется в пределах от 3 до 5 %, и *высокоемкие* породы, для которых K_n больше 5 %.

Оценка качества нетрадиционных коллекторов проводилась на основании взаимосвязи полученных данных литологической типизацией разреза, преобладающих типов пустотного пространства для каждого литотипа, а также сопоставления аналитических данных. Обобщение этих данные дает более полное представление о типах и качестве коллекторов (рис. 4).

К коллекторам с неудовлетворительным качеством относятся различные типы известняков с поровым и трещинно-поровым типом пустотного пространства. Они характеризуются низкой емкостью, при этом проницаемость в редких случаях может превышать 1 мД. Исходные низкие значения пористости, а также вторичные процессы перекристаллизации в значительной мере определяют низкое качество таких коллекторов.

Коллекторы удовлетворительного качества обладают более высокой емкостью ($K_n 1-3\%$). К ним относятся органогенно-обломочные известняки (пак-грейнстоуны), керогеново-карбонатные породы и керогеново-кремнисто-карбонатные породы, в которых преобладает трещинно-поровый тип пустотного пространства, сформировавшийся вследствие неравномерной перекристаллизации пород. Качество коллекторов, приуроченных к обломочным известнякам, также удовлетворительное. Пустотное пространство таких пород обусловлено постседиментационными процессами (перекристаллизация, трещинообразование) и формирует порово-трещинный тип коллектора.

Наилучшими коллекторскими свойствами обладают кремнисто-карбонатные, карбонатно-кремнистые и кремнистые породы. Участки улучшенных ФЕС приурочены к прослоям, обогащенным раковинами радиолярий, а также вулканомиктовым материалом. Пустотное пространство

таких пород связано с формированием вторичных пустот и микрокаверн выщелачивания, связанных между собой трещинами.

Заключение

Доманикоидные отложения долгое время рассматривались исключительно с точки зрения нефтематеринских. Но последние исследования, посвященные перспективам нефтегазоносности пород доманикоидных толщ и полученным притокам нефти из них, заставляют более детально подойти к изучению их коллекторских свойств. Сложность строения разреза до сих пор не позволяет осуществлять постоянную промышленную добычу нефти. Исследования, проведенные в рамках статьи, направлены на детальное изучение этих отложений с точки зрения нетрадиционных коллекторов.

В результате исследований выделены 13 основных литотипов, слагающих разрез доманикоидных отложений, и дана характеристика каждого из них. На основании микроскопического изучения ядра выделены основные типы пустотного пространства, среди которых преобладают сложнопостроенные коллекторы трещинно-порового, трещинно-каверново-порового, порово-трещинного типов. Фильтрационные и емкостные свойства таких коллекторов определяются структурно-текстурной неоднородностью и напрямую зависят от вторичных процессов, которые изменяют первичную структуру пород.

Сопоставление выделенных в шлифах типов пустотного пространства и данных лабораторных исследований позволили классифицировать основные типы коллекторов и провести оценку их качества. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают кремнисто-карбонатные, карбонатно-кремнистые породы и силициты, в которых развиты коллекторы трещинного и порово-трещинного типа, а наибольшие значения пористости приурочены к прослоям, обогащенным раковинами радиолярий и вулканомиктовым материалом. Трещинно-поровые коллекторы,

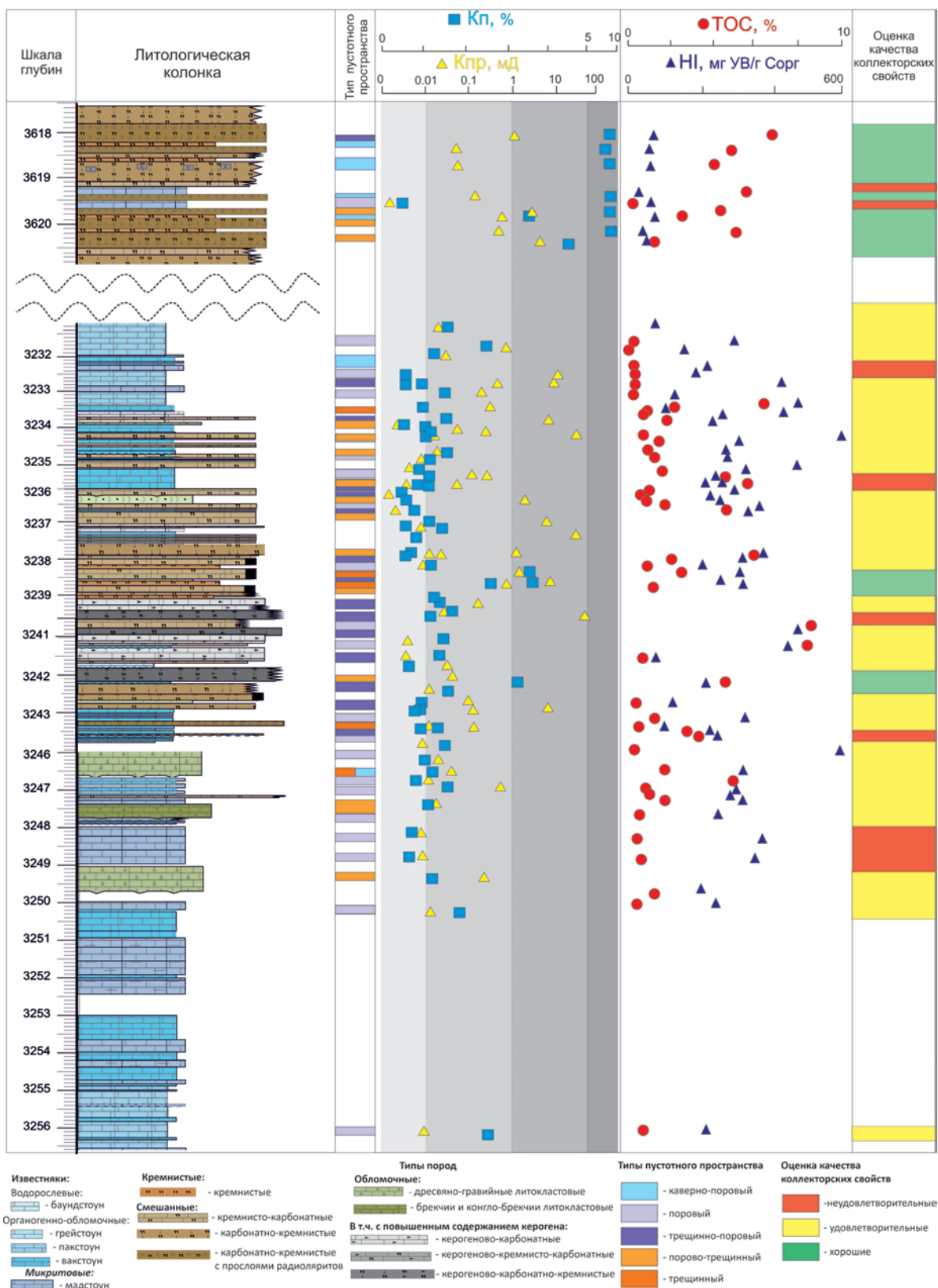


Рис. 4. Сводный литологический разрез доманикоидных отложений с выделением типов пустотного пространства и оценкой качества коллекторов

приуроченные к высокоуглеродистым породам, характеризуются более низкими коллекторскими свойствами. К коллекторам с неудовлетворительным качеством относятся различные типы известняков с поровым и трещинно-поровым типом пустотного пространства.

Анализ распределения типов пустотного пространства в разрезе позволяет генерализировать и определить

преобладающий тип пустотного пространства для каждого типа пород. Для оценки латеральной изменчивости пород необходимо их дальнейшее изучение, а именно увязка полученных данных с более крупномасштабными методами, таким как геофизические методы исследования скважин, что позволит прогнозировать развитие коллекторов с улучшенными свойствами в разрезе и на площади.

Благодарности

Авторы выражают большую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и конструктивные предложения, которые в значительной мере способствовали улучшению работы.

Литература

- Багринцева К.И. (1999). Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М: РГГУ, 285 с.
- Балушкина Н.С. (2012). Литофизическая типизация и нефтеносность пород баженовского горизонта в зоне сочленения Сургутского и Красноленинского сводов. *Дис. канд. геол.-мин. наук*. М: МГУ, 163 с.
- Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. (2005). Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 254 с.
- Бурлин Ю.К., Конохов А.И., Карношина Е.Е. (1991). Литология нефтегазоносных толщ. М: Недра, 286 с.
- Завьялова А.П. (2021). Условия формирования и перспективы нефтегазоносности отложений доманикоидного комплекса франско-турнейского возраста Муханово-Ероховского прогиба. *Дис. канд. геол.-мин. наук*. М: МГУ, 163 с.
- Завьялова А.П., Чупахина В.В., Ступакова А.В., Гатовский Ю.А., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Сусллова А.А., Большакова М.А., Санникова И.А., Калмыков А.Г. (2018). Сравнение разрезов доманиковых отложений Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов в местах естественного выхода на дневную поверхность. *Вестник МГУ, сер. 4. Геология*, 6, с. 57–73. <http://doi.org/10.33623/0579-9406-2018-6-57-73>
- Калмыков Г.А. (2016). Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности. *Дис. докт. геол.-мин. наук*. М: МГУ, 391 с.
- Мирчинк М.Ф., Хачатрян Р.О., Мкртчян О.М. и др. (1965). Перспективы нефтеносности и направление геологопоисковых работ в Камско-Кинельской системе прогибов. *Геология нефти и газа*, 9, с. 1–7.
- Немова В.Д. (2021). Литогенетическая классификация пород и техноморфизм отложений баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. *Дис. докт. геол.-мин. наук*. М: МГУ, 342 с.
- Прищепа О. М., Аверьянова О. Ю., Ильинский А. А., Морариу Д. (2014). Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. СПб: ВНИГРИ, 323 с.
- Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Сусллова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. (2017). Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности. *Георесурсы*. Спецвыпуск, с. 112–124. <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>
- Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Шарданова Т.А., Сусллова А.А., Сауткин Р.С., Полудеткина Е.Н., Козлова Е.В., Митронов Д.В., Коркоц Ф.В. (2015). Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях

Волго-Уральского бассейна. *Георесурсы*, 2(61), с. 77–86. <http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.7>

Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. (2017). Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области. *Геология нефти и газа*, 5, с. 67–77.

Ханин А.А. (1965). Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа. М: Недра, 360 с.

Embry A.F. (1970). A Late devonian reef tract on northeastern Banks Island, N.W.T. (Unpublished master's thesis). University of Calgary, Calgary, AB. <http://dx.doi.org/10.11575/PRISM/22817>

Сведения об авторах

Виталия Валерьевна Чупахина – сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Наталья Ивановна Коробова – ассистент, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, профессор, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Анна Петровна Завьялова – кандидат геол.-мин. наук, инженер, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Михаил Юрьевич Карпушин – сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Кристина Андреевна Радченко – сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 09.04.2022;

Принята к публикации 29.04.2022; Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Different types of void space and quality of unconventional reservoirs in the Upper Devonian domanic high-carbon deposits of Mukhanovo-Erokhovsky trough (Volga-Ural basin)

V.V. Chupakhina*, N.I. Korobova, G.A. Kalmykov, A.P. Zavyalova, M.U. Karpushin, K.A. Radchenko

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Vitaliya V. Chupakhina, e-mail: v.chupakhina@oilmsu.ru

Abstract. Domanic deposits have already been studied in sufficient details. Various aspects of their study were described previously in many works, but so far, these deposits have been considered mainly as source rocks. Domanic deposits are distributed in a wide stratigraphic range from the Middle Frasnian of the Late Devonian to the Tournaisian of the Early Carboniferous. In this paper, domanic formation is considered as an unconventional reservoir. Due to the

complex and heterogeneous structure of rocks, their uneven saturation with organic matter and low porosity values, the methodology for assessing reservoir properties is at a low stage of production. An integrated study of the void space in such deposits, including macro- and microdescription of the core, analytical studies, makes it possible to predict zones with best quality of reservoirs and helped successfully produce such deposits. In the section of domanic formation

were identified the main lithotypes and characterized of each of them. Comparison of the types of void space identified in thin sections and reservoir properties made it possible to classify the main types of reservoirs and assess their quality.

Keywords: domanic deposits, Mukhanovo-Erokhovskiy trough, Volga-Ural basin, void space, unconventional reservoir

Recommended citation: Chupakhina V.V., Korobova N.I., Kalmykov G.A., Zavyalova A.P., Karpushin M.U., Radchenko K.A. (2022). Different types of void space and quality of unconventional reservoirs in the Upper Devonian domanic high-carbon deposits of Mukhanovo-Erokhovskii trough. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 139–149. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.14>

References

- Bagrintseva K.I. (1999). Formation conditions and properties of oil and gas carbonate reservoirs. Moscow: RGGU, 285 p. (In Russ.)
- Balushkina N.S. (2012). Lithophysical typification and oil content of rocks of the Bazhenov horizon in the junction zone of the Surgut and Krasnoleninsky arches. *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow: MSU, 163 p. (In Russ.)
- Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. (2005). Kerogen. Methods of study, geochemical interpretation. Novosibirsk: SB RAS, Geo, 254 p. (In Russ.)
- Burlin Yu.K., Konyukhov A.I., Karnyushina E.E. (1991). Lithology of oil and gas bearing strata. Moscow: Nedra, 286 p. (In Russ.)
- Embry A.F. (1970). A Late devonian reef tract on northeastern Banks Island, N.W.T. (Unpublished master's thesis). University of Calgary, Calgary, AB. <http://dx.doi.org/10.11575/PRISM/22817>
- Kalmykov G.A. (2016). The structure of the Bazhenov oil and gas complex as the basis for the forecast of differentiated oil productivity. *Dr. geol. and min. sci. diss.* Moscow: MSU, 391 p. (In Russ.)
- Khanin A.A. (1965). Fundamentals of the doctrine of reservoir rocks of oil and gas. Moscow: Nedra, 360 p. (In Russ.)
- Mirchink M.F., Khachatryan R.O., Mkrtychyan O.M. et al. (1965). Prospects for oil-bearing capacity and the direction of geological prospecting in the Kama-Kinel system of troughs. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 9, pp. 1–7. (In Russ.)
- Nemova V.D. (2021). Lithogenetic classification of rocks and technomorphism of the deposits of the Bazhenov formation of the West Siberian oil and gas province. *Dr. geol. and min. sci. diss.* Moscow: MSU, 342 p. (In Russ.)
- Prishchepa O. M., Aver'yanova O. Yu., Il'inskiy A. A., Morariu D. (2014). Oil and gas from low-permeability shale formations is a reserve of Russia's hydrocarbon resource base. St. Petersburg: VNIGRI, 323 p. (In Russ.)
- Stoupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Fadeeva N.P., Gatovskiy Yu.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Pronina N.V., Bolshakova M.A., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Petrakova N.N., Miftakhova A.A. (2017). Oil-Domantic deposits of the Volga-Ural basin – types of section, formation conditions and prospects of oil and gas potentia. *Georesursy = Georesources*. Special Issue, pp. 112–124. (In Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>
- Stoupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Bogomolov A.Kh., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Shardanova T.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Poludetkina E.N., Kozlova E.V., Mitronov D.V., Korkots F.V. (2015). Criteria for oil and gas search in domanic deposits of the Volga-Ural basin. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 77–86. (In Russ.) <http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.7>
- Ulmishek G.F., Shalomeenko A.V., Kholton D.Yu., Dakhnova M.V. (2017). Unconventional oil reservoirs in the Domanik formation of the Orenburg region. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 5, pp. 67–77. (In Russ.)
- Zavyalova A.P. (2021). Formation conditions and prospects for oil and gas potential of deposits of the domanic complex of the Francian-Tournaisian age of the Mukhanovo-Erokhov trough. *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow: MSU, 163 p. (In Russ.)
- Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Stoupakova A.V., Gatovskiy Yu.A., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Suslova A.A., Bolshakova M.A., Sannikova I.A., Kalmykov A.G. (2018). Comparison of the Domanic outcrops in Volga-Ural and Timan-Pechora basins. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*, 6. pp. 57–73. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2018-6-57-73>

About the Authors

Vitaliya V. Chupakhina – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia I. Korobova – Assistant, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Georgy A. Kalmykov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna P. Zavyalova – PhD (Geology and Mineralogy), Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Mikhail Y. Karpushin – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Kristina A. Radchenko – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 9 April 2022;

Accepted 29 April 2022; Published 16 May 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.15>

УДК 550.4(470.55)

Условия осадконакопления и закономерности распределения органического вещества ниже-среднеюрского комплекса юго-западной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

И.К. Комков^{1,2*}, А.В. Мордасова¹, М.В. Дахнова², С.В. Можегова², М.А. Большакова¹, Н.В. Пронина¹

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Всероссийский научно-исследовательский геологический институт ФГБУ «ВНИГНИ», Москва, Россия

Статья посвящена анализу закономерностей изменения генерационных характеристик органического вещества ниже-среднеюрских отложений Карабашской зоны (юго-запад Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна) в зависимости от обстановок осадконакопления и цикличности седиментации. По результатам исследований кернового материала комплексом литологических и геохимических методов установлены характерные геохимические характеристики органического вещества отложений типичных обстановок осадконакопления для ранне-среднеюрского времени на территории исследования. Наибольший генерационный потенциал органического вещества приурочен к обстановкам болот, заболоченных и заливаемых пойм, а также к приливно-отливным обстановкам. Эти отложения преимущественно являются газоматеринскими в силу преобладания гумусовой органики, однако по результатам углепетрографических исследований, анализу кинетических спектров и биомаркерному анализу установлено присутствие и сапропелевой составляющей в органическом веществе. Ряд фациальных обстановок, таких как обводненные болота, заболоченные, временно заливаемые поймы, способствовали накоплению и сохранению липтинитовых компонентов органики, обогащенных водородом, что позволяет рассматривать данные отложения и как нефтематеринские. Анализ цикличности отложений с использованием сиквентно-стратиграфической методики для континентальных отложений позволил проследить связь генерационного потенциала отложений в зависимости от этапов изменения относительного уровня моря.

Ключевые слова: генерационный потенциал, геохимия органического вещества, шеркалинская свита, тюменская свита, Карабашская зона, Западная Сибирь, ниже-среднеюрские отложения, обстановки осадконакопления, цикличность континентального осадконакопления

Для цитирования: Комков И.К., Мордасова А.В., Дахнова М.В., Можегова С.В., Большакова М.А., Пронина Н.В. (2022). Условия осадконакопления и закономерности распределения органического вещества ниже-среднеюрского комплекса юго-западной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Георесурсы*, 24(2), с. 150–171. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.15>

Введение

Одним из наименее изученных районов юго-запада Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) является Карабашская зона. На её территории открыты лишь единичные месторождения нефти и газа. Следует отметить, что прилегающие территории – это богатейшие нефтегазоносные районы, такие как Красноленинский, Шаимский, Приобский, где открыто множество месторождений углеводородов (УВ).

Предметом изучения в настоящей работе являются отложения тюменской свиты средней юры, а также нижеюрские отложения, нефтегазогенерационные характеристики которых слабо изучены в данном районе. Наличие в коллекторах нижней и средней юры залежей УВ флюидов позволяет предположить присутствие нефтегазоматеринских толщ в отложениях ниже-среднеюрского комплекса.

Целью работы являлось выделение нефтегазоматеринских толщ данного комплекса отложений, а также выявление закономерностей распределения основных характеристик органического вещества и его генерационных свойств. В настоящей статье приводятся данные о распространении, обстановках осадконакопления, литологическом составе, а также о геохимии органического вещества ниже-среднеюрских отложений и о закономерностях изменения его генерационного потенциала. Данная работа является подготовительной для обоснованного восстановления начальных генерационных свойств материнских пород комплекса, что крайне необходимо для получения корректных результатов как при раздельной (нефть/газ) оценке объёмов генерации и миграции углеводородов объёмно-генетическим методом, так и бассейнового моделирования.

Нужно отметить, что в основе работы лежит комплексное применение принципов осадочно-миграционной («органической») теории происхождения нефти и цикличности образования осадочных пород, у истоков которой стоял Николай Брониславович Вассоевич.

* Ответственный автор: Иван Константинович Комков
e-mail: i.komkov@oilmsu.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Материалы и методы

Работа основана на результатах изучения керна 29 скважин, расположенных в северо-восточной части Карабашской поисковой зоны (рис. 1). Материалом для выполненных работ послужили результаты анализа более 440 образцов пород методом пиролиза «Rock-Eval». Также использованы результаты литологического описания керна, фациального анализа, проведенные коллективом АО «Геологоразведка» (Волков, 2014; Колпенская и др., 2017) в рамках работы по изучению мезозойского комплекса Карабашской поисковой зоны. Используются результаты интерпретации данных ГИС по всем изученным скважинам. Для ряда образцов выполнено микроскопическое описание аншлифов с определением мацерального состава органического вещества (ОВ) и отражающей способности витринита. Исследования проводились в лаборатории угля кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова на установке QD1302 (Craic Technologies) согласно ГОСТ 9414.2-93 (Уголь каменный и антрацит. Методы петрографического

анализа. Ч.2: метод подготовки образцов), ГОСТ 12113-94 (Угли бурые, каменные, антрациты, твердые рассеянные органические вещества. Метод определения показателей отражения соответствует международному стандарту ISO 7404-5).

Выявление цикличности строения ниже-среднеюрского комплекса в данной работе выполнено с использованием методики сиквенс-стратиграфии для прибрежно-континентальных отложений по разрезу трёх скважин – Кашатская-23, Заозерная-17 и Лисорская-42. Данное направление представляет собой методологическую основу изучения строения осадочных комплексов, разделенных на сиквенсы («секвенции», «секвенсы») – толщи генетически взаимосвязанных пластов, ограниченные в кровле и подошве стратиграфическими несогласиями и коррелятивными с ними согласными поверхностями (Mitchum et al., 1977). Каждый сиквенс образуется в течение одного полного эвстатического цикла, который начинается и заканчивается падением относительного уровня моря (Чернова, 2009).

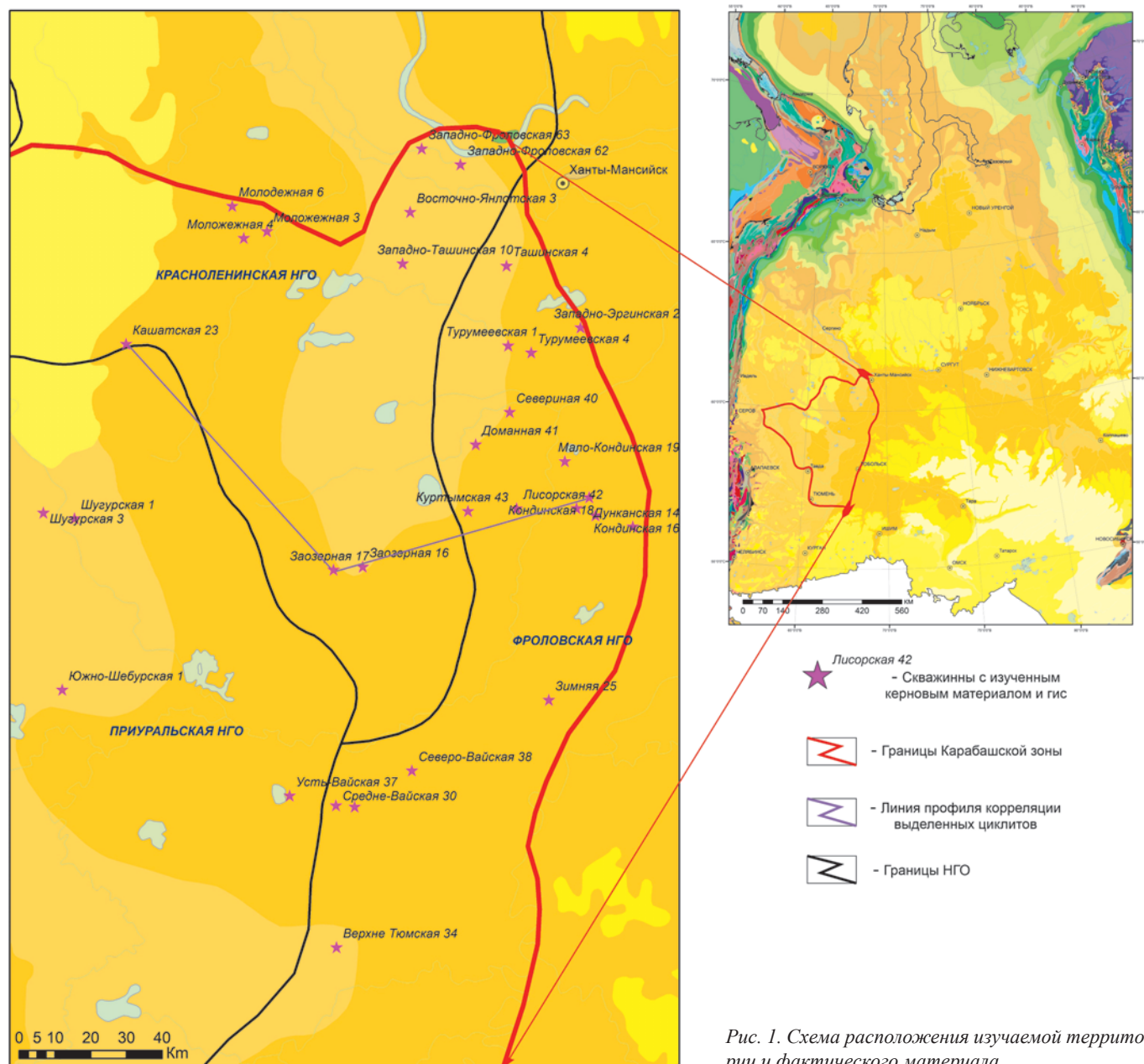


Рис. 1. Схема расположения изучаемой территории и фактического материала

Исследования образцов пород методом Rock-Eval проводились на анализаторе «Rock-Eval 6» версии «Standard» фирмы «VINCI Technologies» при программированном профиле температур нагрева с использованием:

– пламенно-ионизационного детектора (FID) для определения содержания термодесорбированных свободных углеводородов (пик S1) при температуре 300 °С и углеводородов крекинга керогена (пик S2) в диапазоне температур 300–600 °С при скорости нагрева 25 °С/мин;

– инфракрасного детектора (IR) для определения CO и CO₂, выделяющихся при пиролизе (пики S3) образца в диапазоне температур 300–600 °С и последующем окислении (пики S4) в диапазоне температур 300–850 °С со скоростью нагрева 25 °С/мин.

По полученному набору пиков автоматически рассчитывалось общее содержание органического (TOC), минерального (Смин) углерода, водородного (HI), кислородного (OI) индексов и индекса продуктивности (PI).

Результаты и обсуждения

Цикличность строения ниже-среднеюрского комплекса

Осадконакопление на юго-западе Западной Сибири в ранне-среднеюрское время происходило в континентальных условиях, однако процессы седиментации испытывали влияние морского бассейна. С одной стороны, на протяжении юрского периода в Западной Сибири происходила постепенная трансгрессия, достигшая своего максимума в поздней юре-начале берриаса с накоплением глинисто-кремнисто-битуминозных отложений баженовской и тутлеймской свит. С другой стороны, изменения относительного уровня моря где-то за пределами области исследования неуклонно вели к изменению базиса эрозии (Эпов, Жемчугова, 2017).

При падении относительного уровня моря понижался также и базис эрозии, стремление речной системы к равновесию приводило к врезанию речных долин и формированию эрозионных поверхностей – границ циклитов. Рост уровня моря и повышение базиса эрозии приводили к подтоплению и заболачиванию речных долин. Таким образом, изменения относительного уровня моря определили циклическое строение аллювиальных отложений шеркалинской и тюменской свит. Модель цикличности строения аллювиального комплекса отложений представлена на рисунке 2.

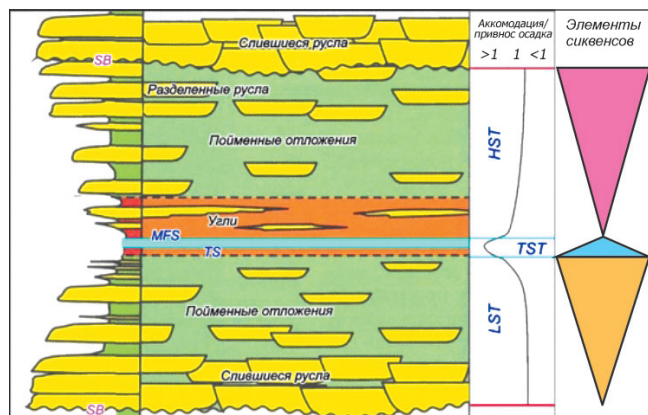


Рис. 2. Распределение песчаных тел аллювиального комплекса в структуре сиквенса (по В.А. Жемчуговой, с дополнениями)

Регрессивный системный тракт (Falling Stage System Tract – FSST). На этапе формирования отложений данного системного тракта регрессией инициируется понижение базиса эрозии, за счет чего уменьшается пространство аккумуляции, что, в свою очередь, приводит к врезанию речного русла и формированию эрозионной поверхности. Как правило, осадки FSST либо отсутствуют в разрезе, либо (при невысокой степени эрозии) формируют маломощные песчаные тела анастомозирующих рек (Зундэ, 2016).

Тракт низкого стояния относительного уровня моря (Lowstand System Tract – LST). Отложения LST формируются на эрозионной поверхности при стабилизации падения относительного уровня моря и в начале его подъема, заполняя образовавшиеся во время регрессии русла. Начало трансгрессии вызывает спад скорости течения реки, что приводит к вертикальной аградации русловых отложений и их латеральному смещению, в результате чего формируются мощные песчаные тела, залегающие с размывом на подстилающих отложениях (Зундэ, 2016; Шишлов, 2010). Породы тракта низкого стояния уровня моря состоят по большей части из крупнозернистых фракций и образуют русловые песчаные тела. Отложения LST, как правило, характеризуются достаточной высокой скоростью седиментации (высокий уровень поступления осадков) и, как следствие, отсутствием в разрезе данного системного тракта прослоев торфа и угля и крайне малой долей пойменных отложений, для которых характерны фации временно заливаемых, заболоченных пойм, маршей. В разрезе исследуемых скважин для данного тракта характерны преимущественно фации песков разливов, русловых отмелей и береговых валов, дельтовых каналов, доля которых составляет порядка 30–40 % (рис. 3).

Типичная для тракта *LST* фация *русловых отмелей* обычно сложена песчаником мелкозернистым, средне-мелкозернистым до тонкозернистым в верхней части. Нередко встречаются прослои гравелитов в нижней части разреза фации, обломки алевролита и аргиллита. Цемент глинистый. Текстуры: массивная, крупная косая, пологонаклонная, сменяющаяся рябью течения и фазерной слоистостью (рис. 4). Контакт с нижезалегающими отложениями *эрозионный*. Характерны включения разнообразных неокатанных, реже полуокатанных, глинистых обломков, реже с сохранившимися первичными текстурами, крупных обломков углефицированной древесины, перенесенные обломки углистого детрита и обугленных остатков высших растений. Присутствуют окатанные и полуокатанные включения сидерита (Колпенская и др., 2017; Волков, 2014).

Фация *песков разливов*, также характерная для тракта низкого стояния уровня моря, чаще всего представлена песчаником тонкозернистым до алевролита в кровле. Цемент преимущественно глинистый. Текстуры: рябь течений, восходящая рябь течений, в верхних частях – волнисто-слоистая, линзовидно-волнисто-слоистая, деформации. Граница с нижезалегающими отложениями *эрозионная*. Характерны мелкие обломки алевролита глинистого, ориентированные по напластованию, растительный детрит. В кровле присутствуют мелкие углефицированные корни растений (рис. 4).

Характерным для *трансгрессивного системного тракта (Transgressive System Tract – TST)* является наличие

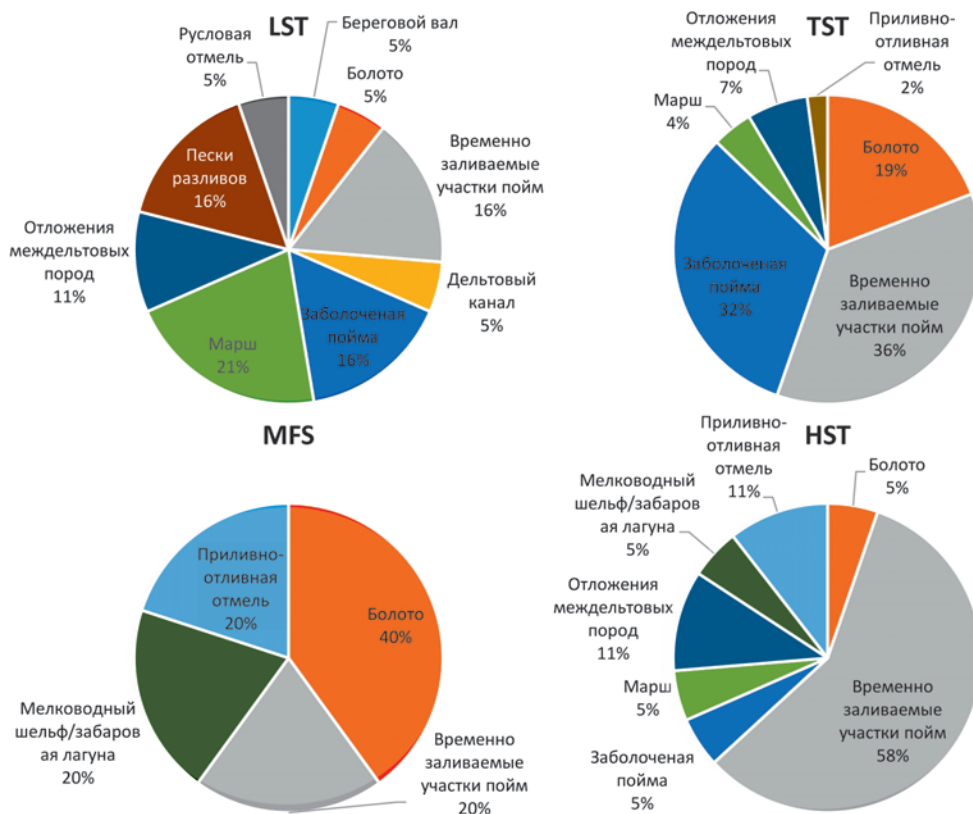


Рис. 3. Наполнение частей сиквенса (трактов LST, TST, HST) типичными фаціальными обстановками, а также фации приуроченные к поверхности максимального затопления (MFS)

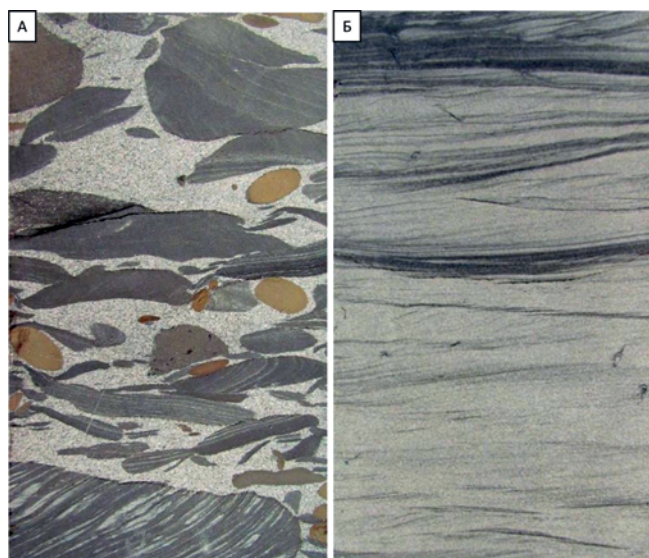
отложений с влиянием приливо-отливных процессов (Catuneanu et al., 2011; Зундэ, 2016) которые образуются в результате затопления речной долины, что связано с высокой скоростью подъема относительного уровня моря. Приливо-отливное воздействие наблюдается на расстоянии до 100 км вглубь континента от береговой линии в современных речных системах и, по меньшей мере, до 40 км в древних отложениях. В основном, трансгрессия в течение аккумуляции осадков TST ассоциируется только с более

высокой частотой появления в разрезе, являющихся экранящими и генерирующими, пойменных отложений.

В разрезе изученных скважин в границах трансгрессивного цикла (TST) значительно увеличивается, по сравнению с LST, доля фаций заболоченных пойм и болот (рис. 3). Почти в два раза увеличивается присутствие фаций временно заливаемых участков пойм в разрезе отложений тракта. Более $\frac{3}{4}$ общей мощности исследованных отложений являются преимущественно алевро-глинистыми, образовавшимися в относительно гидродинамически спокойных пойменных обстановках, благоприятных для накопления и сохранения органического вещества. Присутствие обстановок осадконакопления, способствующих отложению песчаного материала, здесь стремится к своему минимуму в пределах цикла (общие мощности отложений приливо-отливной отмели составляют в среднем 2 % от общей мощности тракта).

Наиболее характерные для данного системного тракта (TST) отложения обстановок **временно заливаемых участков пойм** широко распространены по площади. Обычно они представлены неравномерным переслаиванием песчаника тонкозернистого и алевролита глинистого до аргиллита. Текстуры: волнисто-слоистая, линзовидно-слоистая, рябь течений, деформации, реже тонко-горизонтально-слоистая. Характерны включения углефицированных растительных остатков, углефицированных корней растений (рис. 5А). Присутствуют трещины усыхания. Для пород характерна слабая биотурбация, идентифицирована ихнофация Scoyenia (Колпенская и др., 2017; Волков, 2014). Иногда характерны прослои и пятна сидеритизации.

Также широко представлены **отложения заболоченных пойм**, обычно сложенные алевролитом глинистым,



Скважина Восточно-Якутская 1. Глубина 2755,26 м. Пласт Ю5. Песчаник мелкозернистый, с многочисленными разноразмерными обломками аргиллита, с частично сохранившимися первичными текстурами, нередко сидеритизированными

Скважина ЗАОзерная 17. Глубина 2638,7 м. Пласт Ю2. Песчаник тонкозернистый с восходящей рябью течений.

Рис. 4. Фото керн типичных отложений: А) русловой отмели, Б) песков разлива

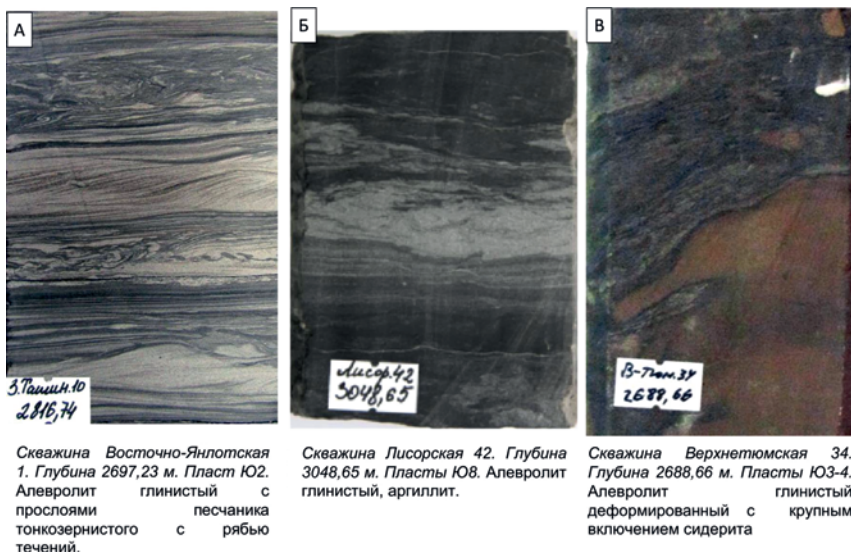


Рис. 5. Фото керн типичных отложений: А) временно заливаемых пойм, Б) заболоченных пойм, В) болот, маршей

аргиллитом алевритистым, аргиллитом углистым массивным с прослоями углей (до 18 см). Характерны включения углефицированных растительных остатков, углефицированных корней растений (рис. 5Б). Наблюдаются многочисленные зеркала скольжения; также характерна сидеритизация.

Не менее присущи для данного тракта (ТСТ) отложения **болот, приморских болот, маршей**. В целом типичные отложения, образованные данными обстановками, достаточно схожи по литологическому составу – это глинистые алевролиты, чаще аргиллиты линзовидно-слоистые, углистые (рис. 5В). Присутствует обилие обугленного детрита, присутствуют вертикальные обугленные корни растений. Очень часто встречаются прослои углей до 20–30 см. Для пород фации характерно преобладание аргиллитовой составляющей.

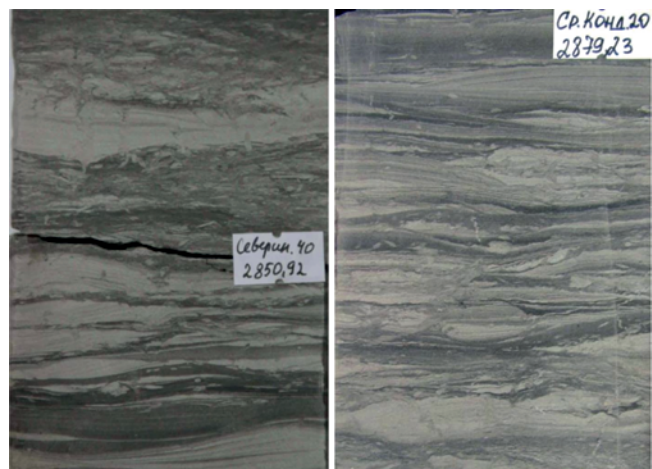
Поверхность максимального затопления характеризуется признаками резкого увеличения глубины бассейна осадконакопления (Zecchin, Catuneanu, 2013; Зундэ, 2016). В условиях озерно-аллювиальной равнины поверхность максимального затопления приурочена к кровле мощных слоев пойменных глин, торфа, пластов угля, имеющих региональное распространение и литологическую выдержанность. В силу хорошей прослеживаемости и выделения на обширных площадях, эта поверхность считается изохронной. Отложения, приуроченные к поверхности максимального затопления в пределах аллювиальной равнины, чаще всего приурочены к обстановкам обводненных болот, временно заливаемых участков пойм. В областях, подверженных периодическому подтоплению и приливно-отливному влиянию, породы часто представлены глинистыми отложениями, фации приливно-отливной отмели (литорали).

Отложения **фации приливно-отливной отмели** характеризуются неравномерным волнистым, линзовидно-волнистым переслаиванием алевролита глинистого и песчаника тонкозернистого, прослоями до аргиллитов алевритистых тонко-линзовидно-слоистых. Текстуры: рябь течения, волнистая слоистость, волновая рябь, линзовидная слоистость, деформации (взмучивание осадка), характерны сдвоенные глинистые слои (рис. 6). Характерно присутствие трещин

синерезиса, свидетельствующих о смешении пресной и соленой воды. Появляется биотурбация. Из растительных остатков встречаются мелкие углефицированные и полые корешки, на плоскостях напластования – мелкий углисто-слоистый материал. Отмечаются мелкие вкрапления пирита, иногда пиритизация по корням, сидеритизация (пятнами) алевролит-глинистых прослоев (Колпенская и др., 2017). Эти обстановки свойственны для верхней части верхнетюменской подсветы, особенно это проявляется в северо-восточных районах исследуемой территории, откуда происходила трансгрессия моря в это время, и области аллювиальной равнины подвергались периодическому подтоплению.

Тракт высокого стояния уровня моря (HST – Highstand Sistem Tract). Фации извилистых речных систем являются доминирующими в связи с тем, что в начале накопления отложений HST уменьшается угол наклона речного профиля (рис. 3). В момент замедления скорости трансгрессии процент песчаных осадков увеличивается. Это происходит за счет того, что площадь аккомодации уменьшается, и снова начинают формироваться мощные русловые тела (Jennings, 2014; Зундэ, 2016). Данные отложения, однако, редко представлены в разрезе, так как они эродируются при последующем падении относительного уровня моря, когда формируется несогласная поверхность регрессивного системного тракта FSST.

По каротажу (рис. 7) граница циклита (граница SB) выделяется по подошве песчаных пластов, имеющих резкую нижнюю границу. По описанию керн, эти пласты характеризуются наличием обломков аргиллитов и алевролитов, обилием углефицированного детрита, что говорит о размыве нижележащих отложений и активной гидродинамике. О начале трансгрессии (граница TS) говорит смена трендов гамма-каротажа (ГК), потенциала собственной поляризации (ПС) и сопротивления (КС) в сторону увеличения глинистости и углистости.



Скважина Северная 40. Глубина 2850,92 м. Плат Ю2. Переслаивание алевролита глинистого и песчаника тонкозернистого с волновой рябью, биотурбацией (Pl, Sk).

Скважина Ср. Кондинская 20. Глубина 2879,23 м. Плат Ю2. Переслаивание алевролита глинистого и песчаника тонкозернистого с волновой рябью, биотурбацией (Pl, Ar) с трещинами синерезиса.

Рис. 6. Фото керн типичных отложений приливно-отливной отмели

Максимуму трансгрессии в области развития континентальных отложений (циклиты 4–12) соответствует углистая пачка и угольный пласт, который выделяется по каротажу отрицательной аномалией по ГК и ростом удельного сопротивления. В области седиментации, периодически заливаемой морем (циклиты 1–3), максимальному затоплению соответствует пачка глин с повышенной радиоактивностью, что выражается ростом значений ГК.

Между границей циклита и трансгрессивной поверхностью выделяются отложения LST. По диаграммам ГК и ПС отложения LST характеризуются блоковым или колоколообразным обликом. В качестве примера можно привести скв. Лисорская-42, циклит 5, подошва пласта Ю4, циклит 7, подошва пласта Ю7; Кашатская-23, циклит 5, подошва пласта Ю4.

Выше залегают отложения, сформированные на этапе роста относительного уровня моря и повышения базиса эрозии – TST. Эти отложения характеризуются трансгрессивным трендом по ГК в прибрежно-морских условиях. В континентальных обстановках накопление TST завершается угленакоплением и резкой отрицательной аномалией по ГК.

Отложения HST характеризуются регрессивным трендом ГК и ПС, верхняя граница, как правило, резкая.

На основе вышеописанных принципов создан циклический каркас изучаемых отложений (рис. 7). Выделенные циклиты представляют собой генетически связанную последовательность отложений, закономерный набор фаций. Как видно из рисунка 7, циклиты неравномерно охарактеризованы керновым материалом и результатами пиролиза. Наиболее полный разрез вскрыт скважиной Лисорская-42, в разрезе ниже-среднеюрских отложений выделено 10 циклитов (3–12), что, в целом, соответствует количеству продуктивных пластов.

Связь генерационного потенциала отложений и обстановок осадконакопления ниже-среднеюрского комплекса

Рассмотрим непосредственно геохимические характеристики ОВ, характерные для основных обстановок осадконакопления раннесреднеюрского времени для территории исследования.

Нужно отметить, что значительная вариация содержания органического углерода, остаточного генерационного потенциала, а также изменений в типе вещества образцов ниже-среднеюрского комплекса, обусловлена прежде всего (учитывая катагенез) значительной фациальной и литологической разнородностью данных отложений.

Для отложений *обстановок русловых отмелей* характерны сравнительно небольшие концентрации органического углерода, для преобладающего количества образцов они составляют 1–5 % (рис. 8А). Значения остаточного генерационного потенциала S2 в среднем составляют 4–5 мг УВ/г породы, для нескольких образцов 10–12 мг УВ/г породы. Водородный индекс для данных отложений изменяется в достаточно широких пределах (90–300 мг УВ/г Сорг). Его значения закономерно снижаются с ростом катагенеза (рис. 8Б). Так для относительно незрелых образцов ($T_{max} < 435$ °С) характерны значения 150–300 мг УВ/г Сорг. Для более зрелых образцов максимум распределения смещается до значений 100–200 мг

УВ/г Сорг а также появляются и более низкие значения < 100 мг УВ/г Сорг для $T_{max} > 440$ °С. Для отложений обстановок русловых отмелей характерен и достаточно повышенный кислородный индекс (до 20–40 мг CO_2 /г Сорг) в некоторых случаях, что может говорить о значительном окислении органики в процессе переноса и размыва нижележащих отложений. Это подтверждается и результатами петрографического изучения аншлифов образцов керна, приуроченных к данным обстановкам. ОВ здесь представлено отдельными обрывками, мельчайшими вкраплениями и слойками мацералов в массе минерального вещества, явно переотложенного (рис. 8В). Об этом же говорит и большой разброс замеренных значений Ro (отражательной способности витринита), характерный для данных образцов. Данные отложения нельзя отнести к нефтегазоматеринским, поскольку значения остаточного генерационного потенциала (S2, HI) здесь обусловлены преобладанием углистого детрита и отдельных обломков аргиллитовых разностей со значительно окисленным ОВ.

В отложениях *песков разливов* среднее содержание Сорг составляет порядка 1–5 %, в среднем – 2 % (рис. 9А, Б). Органика представляет прежде всего обугленный рассеянный детрит. Некоторые образцы имеют большую концентрацию из-за содержания большего количества обугленных растительных остатков. Водородный индекс (HI) изменяется достаточно хаотично. Значения 70–150 мг УВ/г Сорг характерны непосредственно керогену, что очевидно соответствует III гумусовому типу (рис. 9А). В ряде образцов величина HI составляет более 200 мг УВ/Сорг, что обусловлено влиянием миграционного битумоида в песчаных породах фации. Значения пика S1, отражающего количество свободных углеводородов здесь стремится к значениям ТОС (Сорг). Величина отношения S1/Сорг приближается к единице и составляет 0,7–0,8, что говорит о наличии миграционного битумоида в данном интервале.

По данным петрографических исследований для песков разлива характерно преобладание минеральной массы, наличие крупных отдельных линз гелинита (рис. 9 В1), окруженных минеральным веществом, иногда встречается фюзинит до 10 %. Присутствует семифюзинит, витринит (рис. 9 В4) Часто встречается конгломерат, состоящий из обрывков витринита, фюзинита, сапропелита и минеральных обломков (рис. 9 В2,3). Что говорит о привнесенной, по большей части, природе органического вещества отложений данных обстановок.

Для отложений фации *временно заливаемых участков пойм* среднее содержание органического углерода составляет 5–6 %. Чаще всего в разрезе отложений данной обстановки встречаются образцы с концентрацией Сорг от 1 до 5 %. В единичных случаях встречаются образцы углистых аргиллитов с концентрацией 20 % и более (рис. 10). Стоит отметить, что концентрации от 1 до 3 в основном приурочены именно к песчаным литотипам. Остаточный генерационный потенциал S2 также изменяется от 0,5–2 мг УВ/г породы для алевролитово-песчанистой составляющей до значений более 100 мг УВ/г, характерный для аргиллитов и углистых прослоев. Значения водородного индекса также находятся в достаточно широких пределах от 100 до 450 мг УВ/г Сорг, что характерно практически для всего диапазона зрелости ОВ данных отложений (рис. 10).

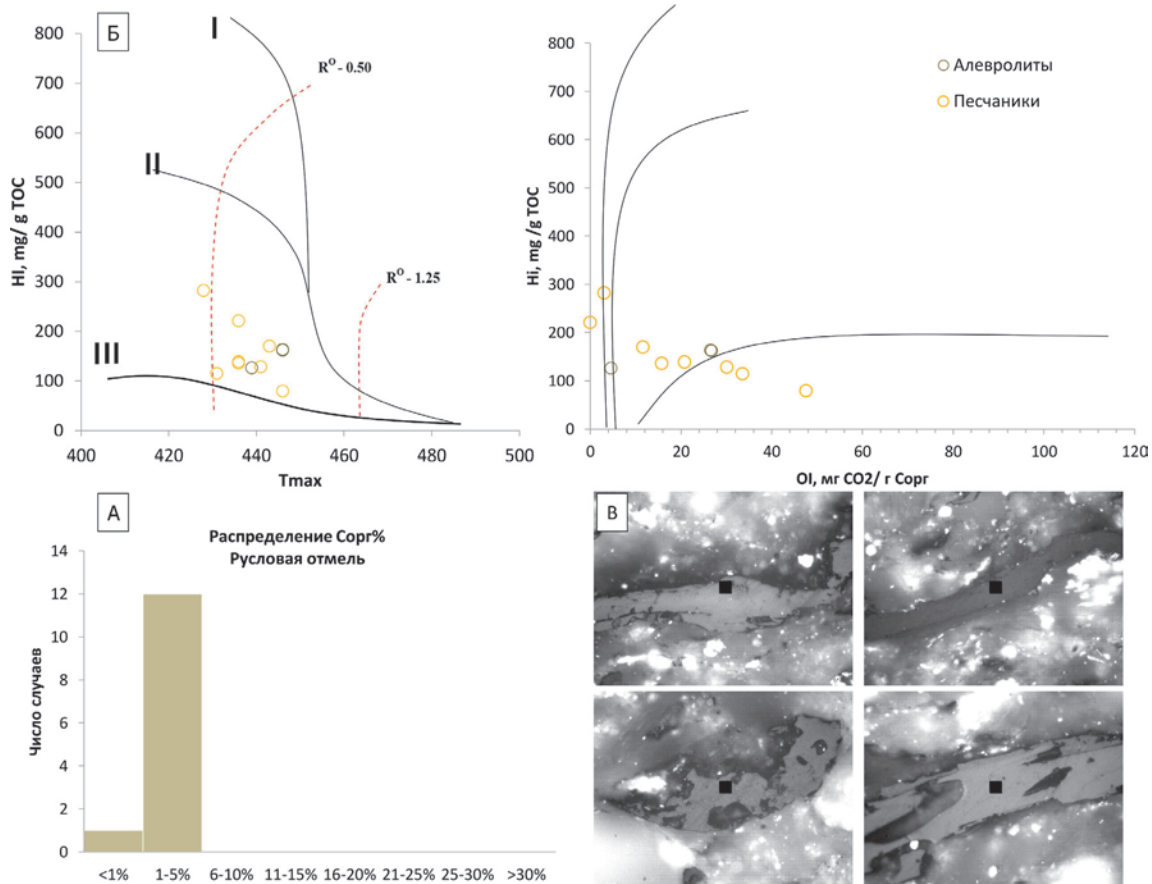


Рис. 8. А) распределение концентраций Сорgh %, Б) Зрелость и тип ОВ, В) фото анилифов в отраженном свете (Небольшие линзы гелинита, включения и слойки в общей массе минерального вещества. Большая часть органики – в виде мельчайших вкраплений. Большой разброс в R⁰)

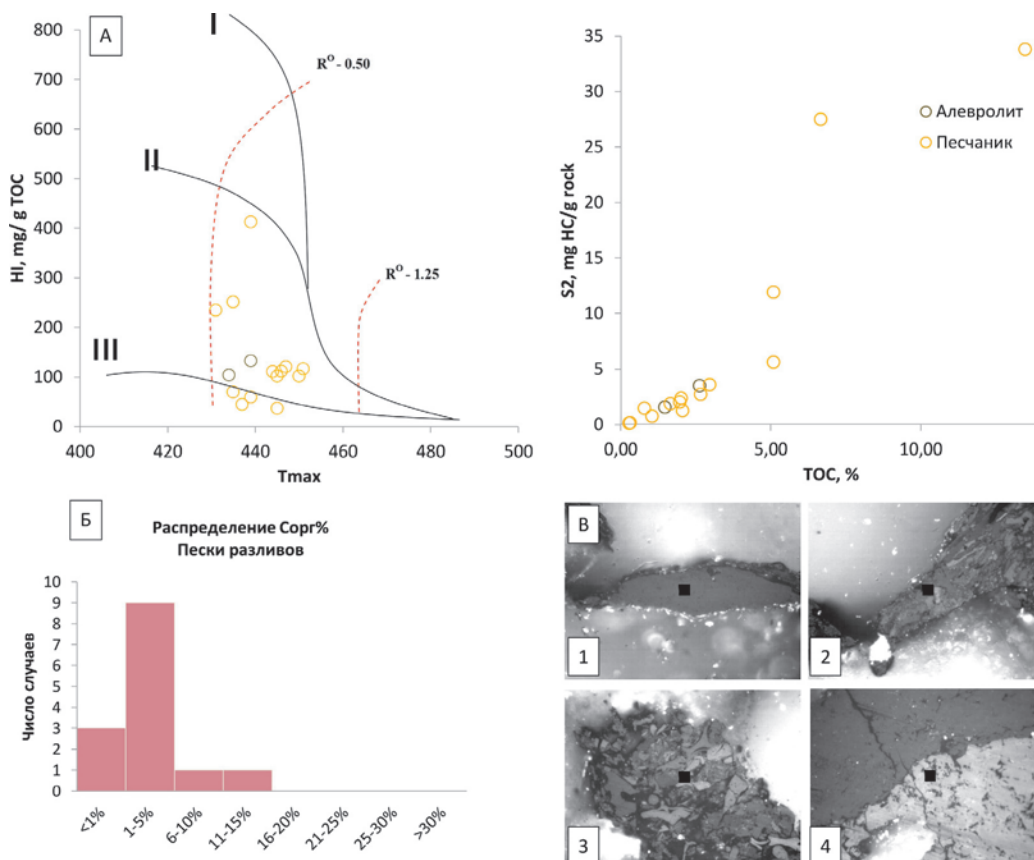


Рис. 9. А) Зрелость и тип ОВ песков разливов, Б) распределение концентраций Сорgh %, В) фото анилифов в отраженном свете: 1 – линза гелинита в минеральной массе, 2, 3 – конгломерат, состоящий из обрывков витринита, фюзинита, сапропелита и минеральных обломков, 4 – контакт семифюзинита и витринита

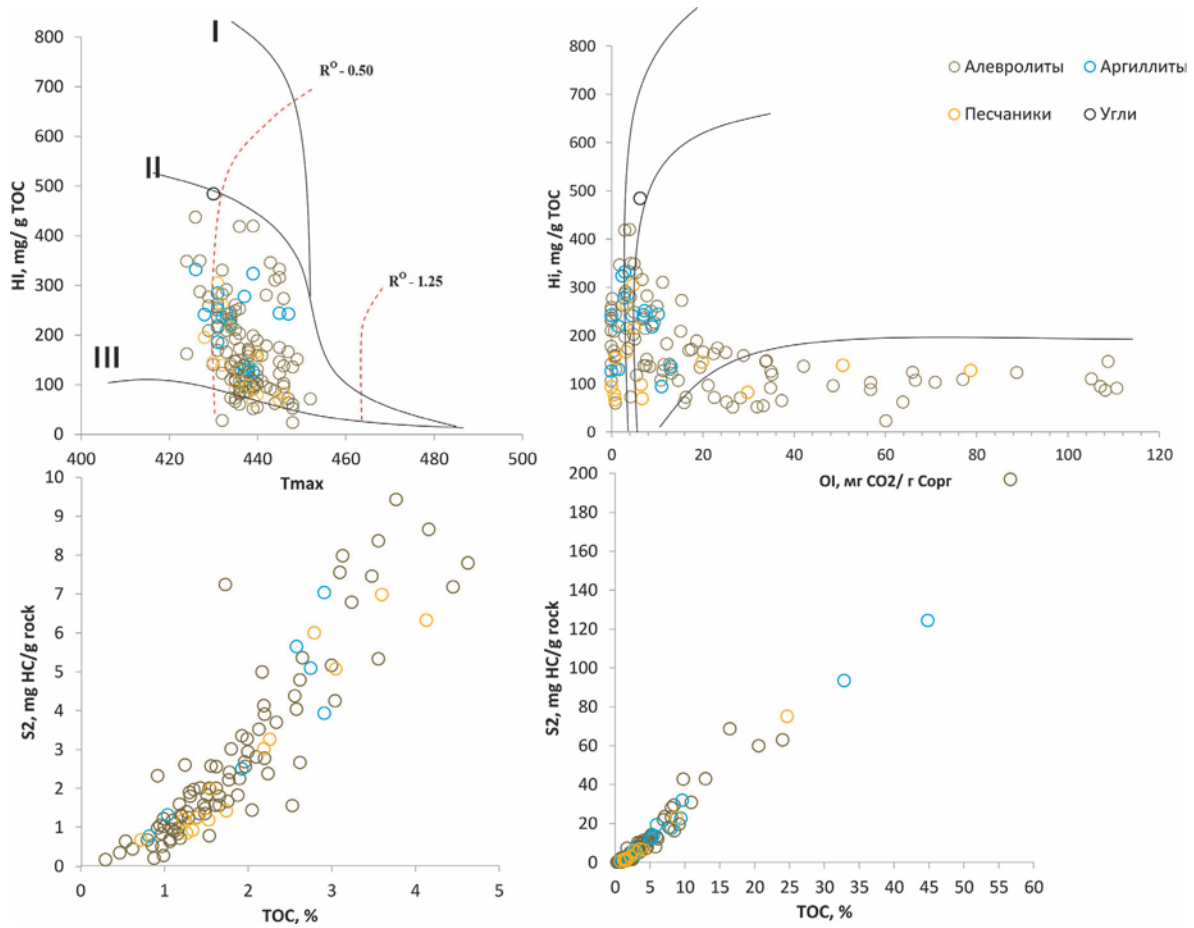


Рис. 10. Преобразованность и тип ОБ, а также генерационный потенциал отложений временно заливаемых участков пойм

К аргиллитам обстановок временно заливаемых участков пойм приурочены значения HI от 250 мг УВ/г Сорг и более. Для аргиллитовой составляющей отложений свойственен относительно невысокий кислородный индекс (OI) до 15 мг CO₂/г Сорг. Преимущественно для песчаников и алевролитов OI составляет 20–80 мг CO₂/г Сорг и более при HI до 200 мг УВ/г Сорг.

Очевидно, что для данных обстановок осадконакопления характерно как гумусовое органическое вещество (III тип), так и смешанное ОБ II-III типа гумусово-сапропелевое. Что подтверждается и углететрографическими

исследованиями образцов пород, образовавшихся в данных обстановках осадконакопления. Так, для интервалов переслаивания алевролитов и песчаников характерно присутствие фюзинита, витринита, часто в форме отдельных линз и зерен в преобладающей минеральной массе, часто переотложенных (рис. 11(6)). Значения водородного индекса для таких интервалов невысокие, обычно не превышают 150–180 мг УВ/г Сорг при значениях Tmax 430–440°C (градация катагенеза МК1).

Для образцов углистых аргиллитов с повышенным водородным индексом (HI > 250 мг УВ/г Сорг) и малой

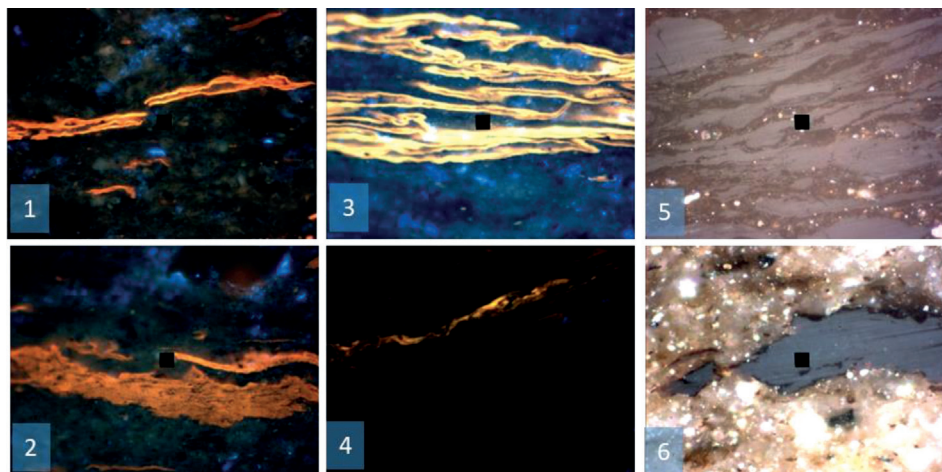


Рис. 11. Временно заливаемые участки пойм. Фото анилифов в отраженном дневном и ультрафиолетовом свете: 1,2,3 – свечение липтинита (кутинит) в УФ свете (обр. №12248); 4 – липтинит (кутинит) в УФ свете (обр. № 1275); 5 – предположительно сапропелевое ОБ (обр. № 1275); 6 – зерно витринита в минеральной массе (обр. № 13159).

величиной кислородного индекса ($OI < 10\text{--}15 \text{ мг CO}_2/\text{г Сорг}$) установлено наличие мацералов группы липтинита с характерным свечением в УФ свете (до 15 %), обычно представленных кутинитом (остатки кутикул высших наземных растений) (рис. 11(1–4)). В отдельных образцах аргиллитов, обычно с концентрацией Сорг 5–15 %, присутствует и сапропелевое органическое вещество (возможно водорослевого происхождения) (рис. 11(5)).

Среднее содержание органического углерода в отложениях **заболоченных пойм** составляет 5–7 %. Встречаются нередко и угольные прослои с Сорг от 30 до 60 %. Остаточный генерационный потенциал S2 для основной массы образцов изменяется от 0 до 20 мг УВ/г породы (рис. 12.) Для углистых аргиллитов и углей эти значения выше и в отдельных случаях достигают 50–60 мг УВ/г породы. Присутствует большой разброс значений водородного индекса (от 50 до 450 мг УВ/г Сорг).

Величина водородного индекса (HI) изменяется в широких пределах от 110 до 450 мг УВ/г Сорг при степени зрелости, соответствующей стадии МК1 ($T_{\max} 430^\circ\text{C}$) (рис. 12). Отметим, что для основной массы алевролитов и песчаников величина HI составляет 80–200 мг УВ/г Сорг, а для аргиллитовой составляющей и углей характерны большие значения (HI 250–450 мг УВ/г Сорг). Большинство образцов имеют кислородный индекс в пределах от 0 до 20 мг $\text{CO}_2/\text{г Сорг}$, что в целом говорит об умеренном гидродинамическом режиме, достаточно восстановительных условиях и хорошей сохранности органики в диагенезе. Большой разброс значений параметров водородного и кислородного индексов при одном уровне катагенеза свидетельствует о наличии смеси типов ОВ в отложениях данных обстановок.

Так, по видимому, существовали условия для накопления, как рассеянного гумусовое наземного вещества, так и в большей степени возможного преобладания липтинитовой составляющей в концентрированном ОВ (рис. 13 (6)). В отложениях заболоченных пойм нередко присутствуют прослои аргиллитов с концентрацией Сорг 3–15 % и HI 250–400 мг УВ/г Сорг с заметно меньше выраженным присутствием обугленного детрита. ОВ этих образцов возможно отнести к сапропелевому типу, что подтверждается и кинетическими исследованиями керогена из этих образцов (рис. 14). Однокомпонентные кинетические спектры имеют типичный облик, свойственный керогену второго типа: наблюдается максимум выхода продуктов при относительно небольшой реакции активации (50–52 ккал/моль).

Содержание органического углерода в данных отложениях **болот, маршей** – 5–10 % Сорг. Встречаются образцы углистых аргиллитов и углей со значениями Сорг 40 % и более. Особенно это характерно для выделенной фации болот. Значения водородного индекса также изменяются достаточно в широких пределах от 100–150 мг УВ/г Сорг, в основном в алевролитовых разностях пород, до 400–480 мг УВ/г Сорг для аргиллитов, аргиллитов углистых и углей (рис. 15). Для образцов с повышенным HI также характерен и небольшой кислородный индекс (OI) в пределах 0–7 мг $\text{CO}_2/\text{г Сорг}$. Для основной массы образцов с пониженным HI до 150 мг УВ/г Сорг, представленных по большей части алевролитами, характерен кислородный индекс 15–20 мг $\text{CO}_2/\text{г Сорг}$ и более.

В целом отложения болотистых и маршевых обстановок, как и заболоченных пойм характеризуются

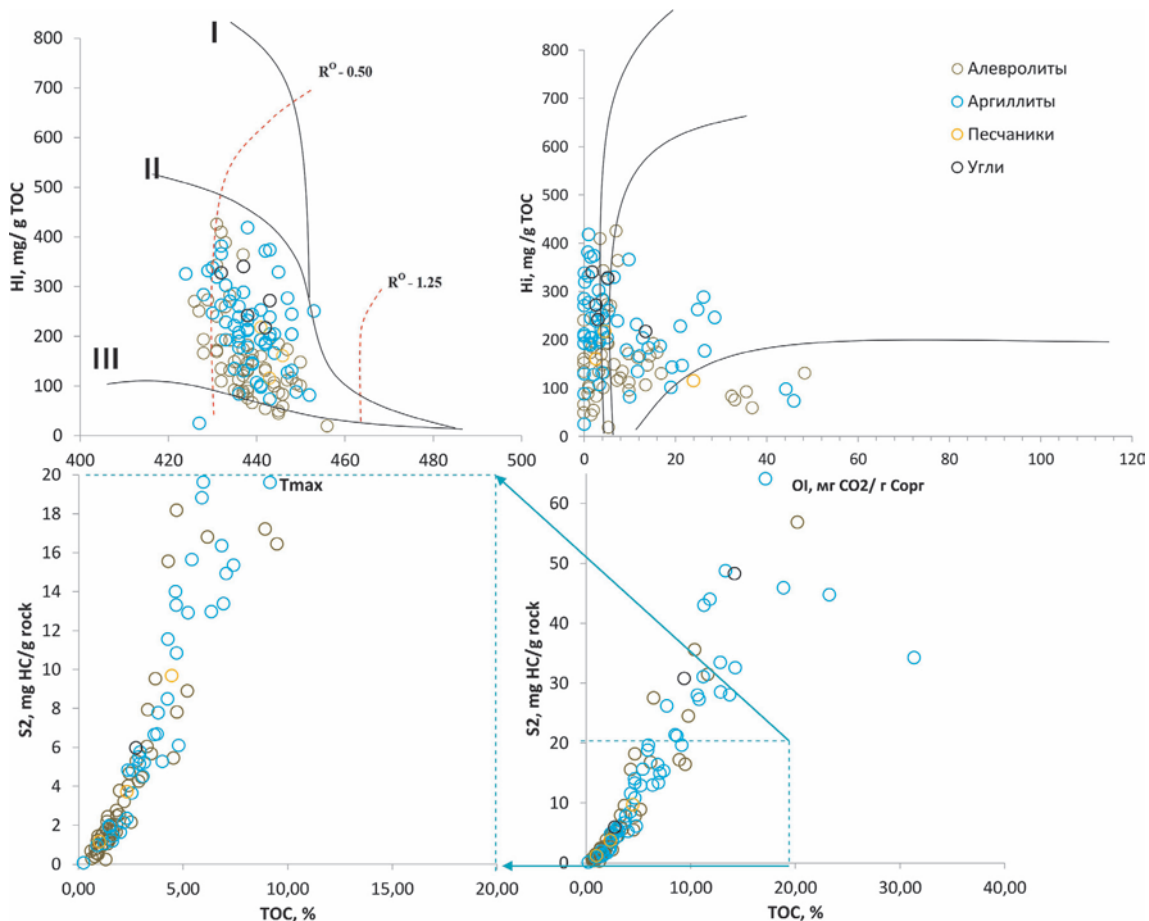


Рис. 12. Преобразованность и тип, а также генерационный потенциал ОВ отложений заболоченных пойм

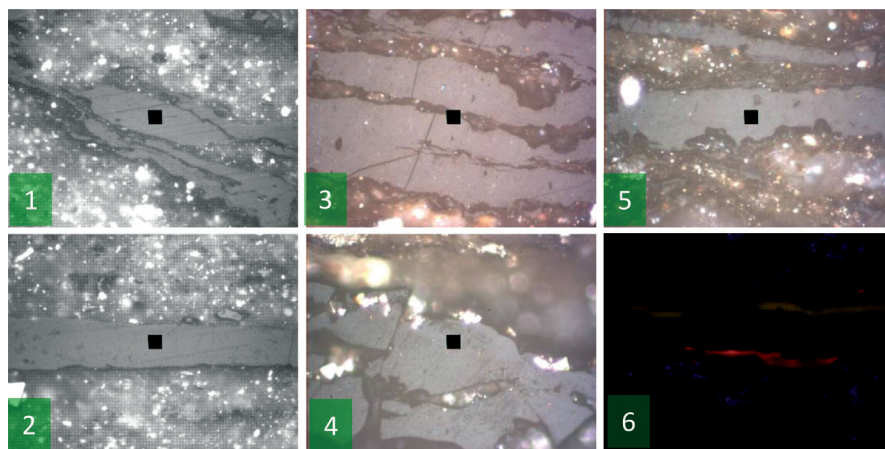


Рис. 13. Отложения заболоченных пойм. Фото анишлифов в отраженном дневном и ультрафиолетовом свете: 1–5 – линзы витринита; 6 – липтинит (кутинит) в УФ свете.

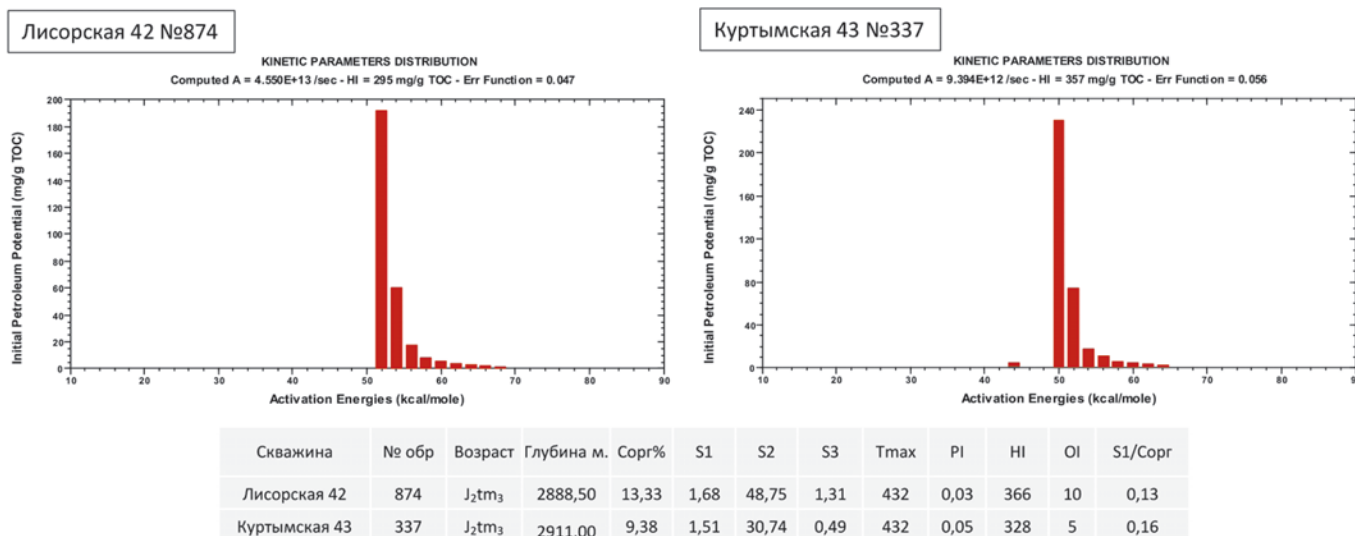


Рис. 14. Кинетические спектры разложения гумусово-сапропелевого органического вещества отложений фации заболоченных пойм

наилучшим генерационным потенциалом. Их возможно рассматривать не только как газоматеринские, но и как возможные нефтематеринские отложения.

Для отложений **приливоно-отливной отмели** характерны концентрации органического углерода от 1 до 5 % для преобладающей массы образцов (рис. 16А) Концентрации 6–8 % Сорг приурочены к глинистым аргиллитам. Также встречаются единичные образцы углей и углистых аргиллитов с Сорг > 25 %. Водородный индекс для данных отложений сильно меняется от 100 до 450 мг УВ/г Сорг (рис. 16Б, 17). Стоит отметить, что наиболее низкие значения до 200 мг УВ/г Сорг свойственны песчаной составляющей. Для алевролитов-глинистых разностей характерен HI 100–320 мг УВ/г Сорг. Максимальные значения более 400 мг УВ/г Сорг характерны для глинистых аргиллитов с редким углефицированным растительным детритом (УРД). Для них же характерен и пониженный OI (до 15 мг CO₂/г Сорг) (рис. 17).

По результатам петрографических исследований органическое вещество отложений приливоно-отливной отмели представлено в основном геленитом, коллотеленитом, инертенитом. Характерно преобладание кварцевой минеральной массы в поле зрения анишлифов. Часто мацералы присутствуют в виде обрывков, частичек, не редко явно привнесенных (рис. 16 В1–5). Иногда можно наблюдать

каемки битуминита коричневого цвета вокруг зерен ОВ (рис. 16 В7–8). Для некоторых образцов аргиллитов характерно небольшое присутствие мацералов группы липтинита, конкретно кутинита, но в небольшом количестве 5–10 % (рис. 16 В6).

При сопоставлении основных средневзвешенных пиролизических параметров относительно малозрелого ОВ (начало градации МК1, Tmax 430–435°C) отложений соответствующей обстановки осадконакопления отмечается следующее. Наибольшей концентрацией Сорг % характеризуются отложения континентальных болот, где средневзвешенные значения Сорг составляют 25,6 % (рис. 18). Для отложения заболоченных пойм и приливоно-отливных отмелей Сорг составляет 6,7 и 5,9 %, соответственно. Наименьшие концентрации характерны для песков разливов и песчаных отложений русловых отмелей с Сорг 1,26 и 1,87 %. Отметим, что именно аргиллитовые и углистые разности в составе отложений фаций характеризуются наибольшими концентрациями Сорг % (рис. 19).

Наибольшие средневзвешенные значения водородного индекса также приурочены к углистым аргиллитам болотистых обстановок (HI 355 мг УВ/г Сорг). Отложения временно заливаемых, заболоченных пойм, а также приливоно-отливной отмели имеют примерно сопоставимые значения HI – 187, 207 и 205 мг УВ/г Сорг, соответственно.

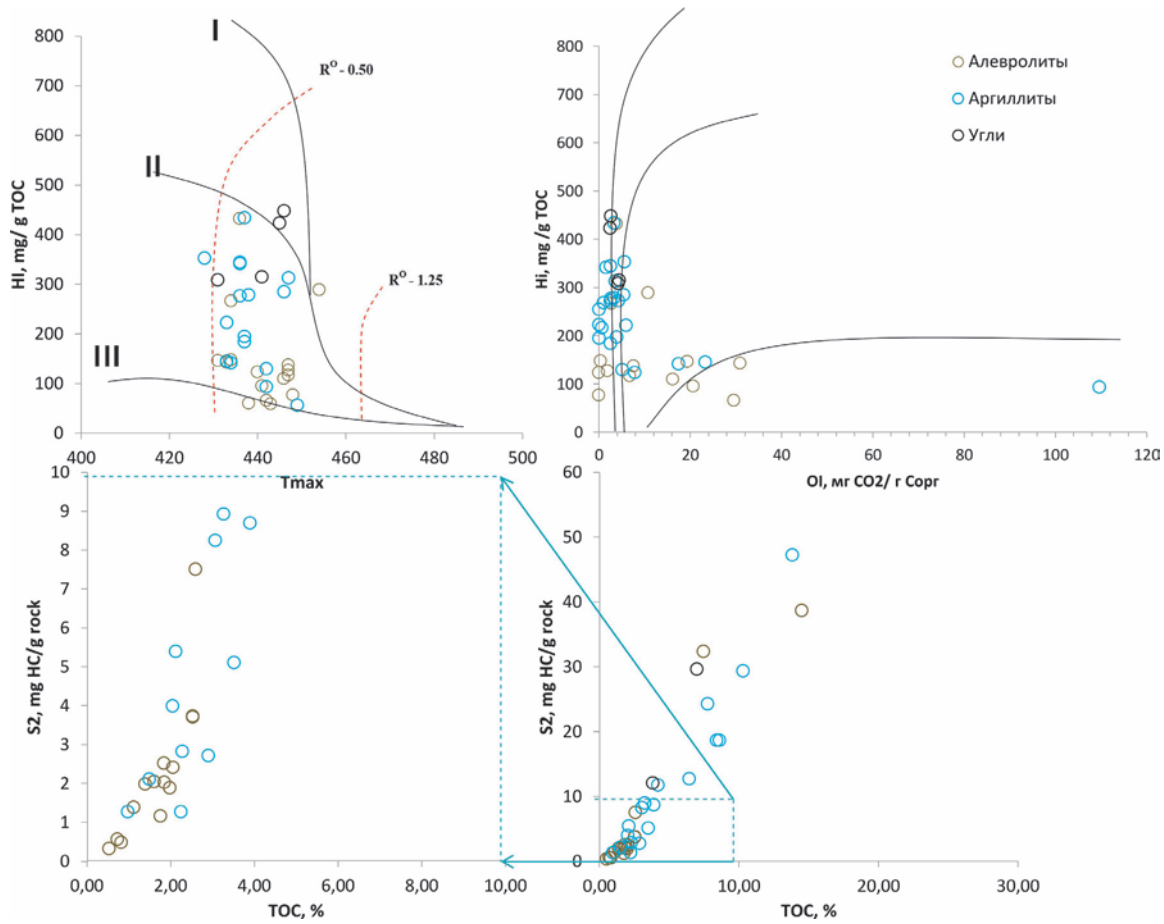


Рис. 15. Преобразованность и тип ОВ, а также генерационный потенциал отложений болот, приморских болот, маршей

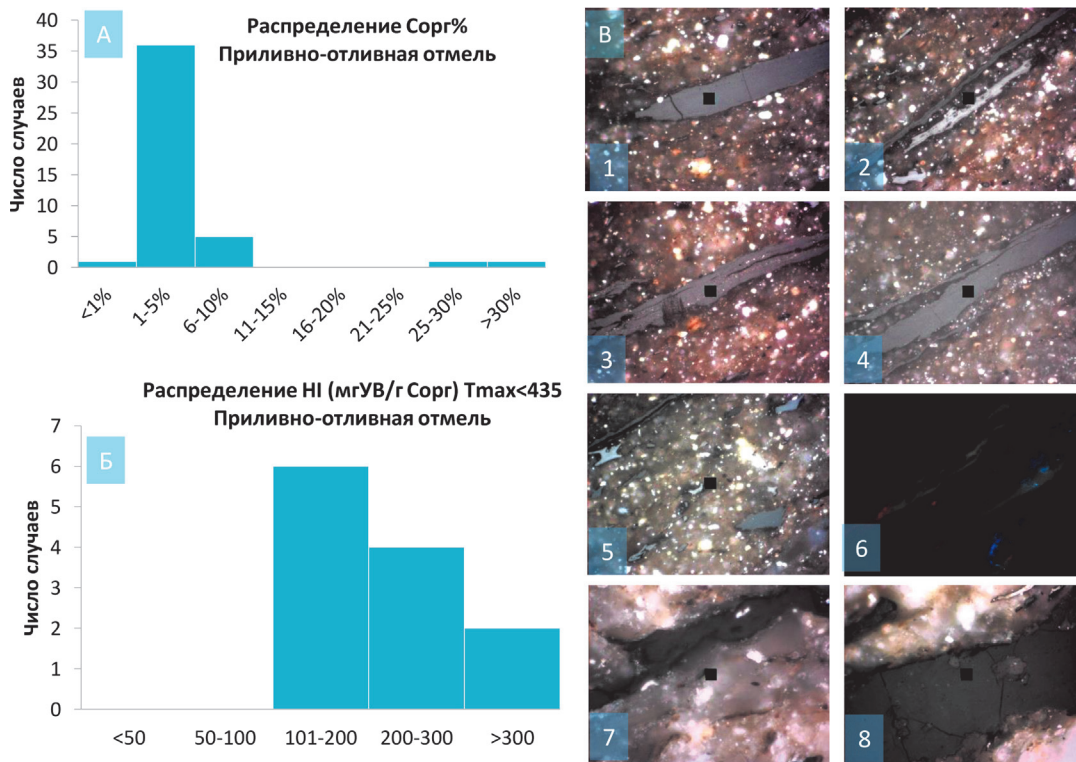


Рис. 16. А) Распределение концентраций органического углерода, Б) Распределение величин водородного индекса (HI) для малозрелого ОВ, В) 1–5 – линзы гелинита, коллотелинита, инертинита, в том числе привнесенного в общей минеральной массе, 6 – свечение липтинита (возможно кутинита) в УФ свете, 7,8 – Кварцевый алевролит, редко – витринит (гелинит), на границе органического вещества видны тонкие каемки аморфного бируминита коричневого цвета.

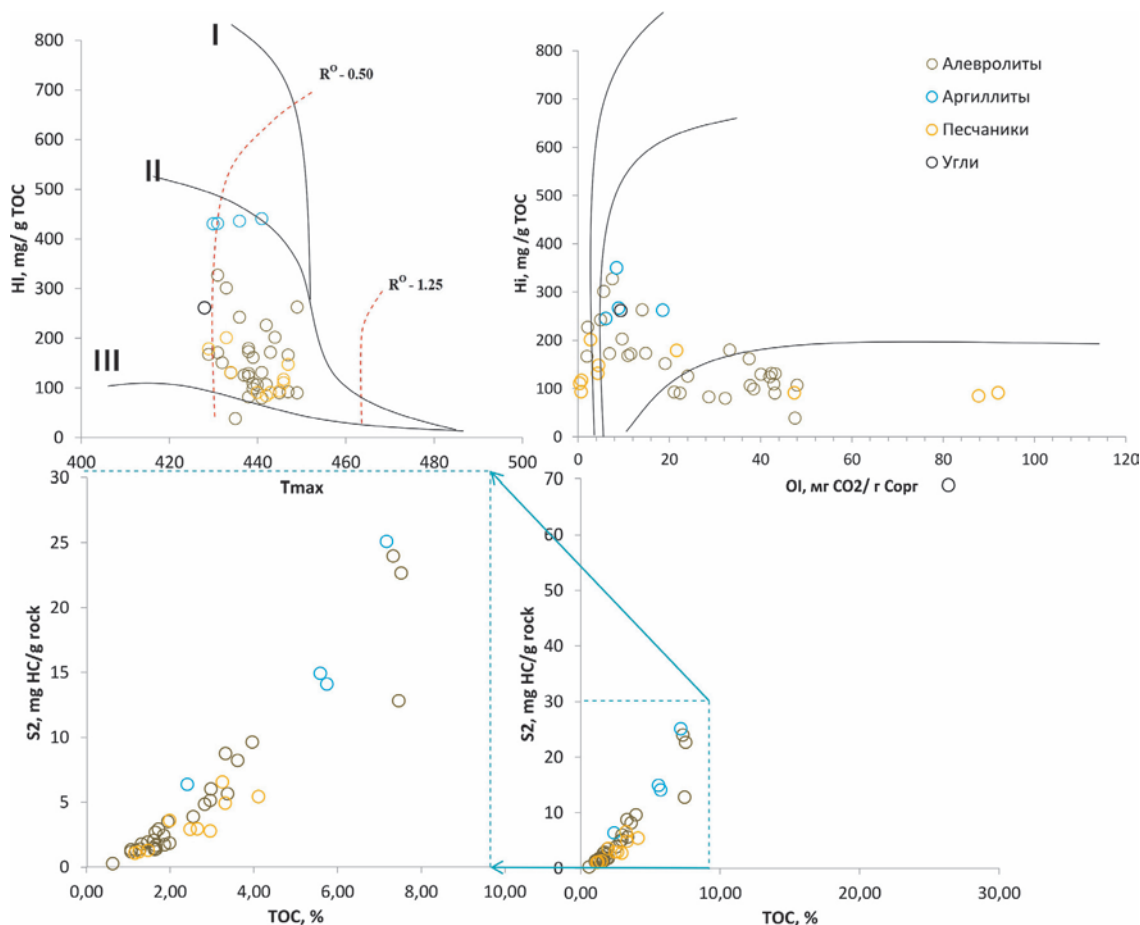


Рис. 17. Преобразованность и тип, а также генерационный потенциал ОБ отложений приливно-отливной отмели

Породы русловых отмелей и пески разливов имеют наименьшие значения водородного индекса 139 и 89 мг УВ/г Сорг (рис. 18).

Значения кислородного индекса весьма неравномерно распределены по фациям. Наибольшими значениями ожидаемо характеризуются пески разливов (ОИ 41 мг $\text{CO}_2/\text{г Сорг}$) и отложения русловых отмелей (ОИ 21 мг $\text{CO}_2/\text{г Сорг}$). Что отражает повышенную гидродинамическую активность данных условий и более окислительный характер обстановок. Для отложений временно заливаемых и заболоченных пойм характерны достаточно высокие значения кислородного индекса (ОИ 30–31 мг $\text{CO}_2/\text{г Сорг}$) (рис. 18).

Отметим, что наиболее окисленная органика содержится в песчано-алевролитовой составляющей пород данных фаций (рис. 19), что сильно влияет на средневзвешенное значение для отложений этих обстановок в целом. Для алевролитов заливаемых и заболоченных пойм ОИ составляет 38–40 мг $\text{CO}_2/\text{г Сорг}$. Для песчаников временно заливаемых пойм средневзвешенный кислородный индекс составляет 17 мг $\text{CO}_2/\text{г Сорг}$. Предположительно наиболее восстановительные условия в силу преобладания спокойного гидродинамического режима характерны для обстановок болот, где величины ОИ наименьшие – 4 мг $\text{CO}_2/\text{г Сорг}$.

Таким образом наибольший генерационный потенциал ОБ ниже-среднеюрского комплекса отложений приурочен к обстановкам болот заболоченных и заливаемых пойм, а также к приливно-отливным обстановкам. Эти отложения преимущественно являются газоматеринскими

в силу преобладания гумусовой органики, но ряд фациальных обстановок, такие как обводненные болота, заболоченные временно заливаемые поймы способствовали накоплению и сохранению липтинитовых компонентов органики, обогащенных водородом, что позволяет рассматривать данные отложения и как нефтематеринские.

По результатам немногочисленным петрографических исследований и анализа кинетических спектров ОБ, установлено присутствие и сапропелевой составляющей в органическом веществе в отложениях обстановок временно заливаемых, заболоченных пойм, а также приливно-отливной отмели.

Рассмотрим результаты биомаркерного анализа автохтонных битумоидов из отложений обстановок с предполагаемым присутствием морского сапропелевого ОБ. Проанализированы 7 образцов битумоидов: из образцов пород обстановок временно заливаемых участков пойм (обр. № 47 скв. Ташинская-4), заболоченной поймы (обр. № 54 скв. Западно-Ташинская-10, обр. № 55,56 скв. Шугурская-1), приливно-отливной отмели (обр. № 46 скв. Ташинская-4, обр. № 57 скв. Кашатская-23), приморского болота (обр. № 45 скв. Ташинская-4).

Изученные битумоиды ниже-среднеюрского возраста несколько отличаются по распределению н- и изо-алканов. Так, согласно полученным результатам, для большинства из них характерно преобладание гумусового ОБ в составе исходной биомассы, в то время как два образца – обр. 55 скв. Шугурская-1 и обр. 57 скв. Кашатская-23 – отличаются от остальных повышенной долей морского ОБ. Об этом свидетельствует ряд признаков: характер кривой

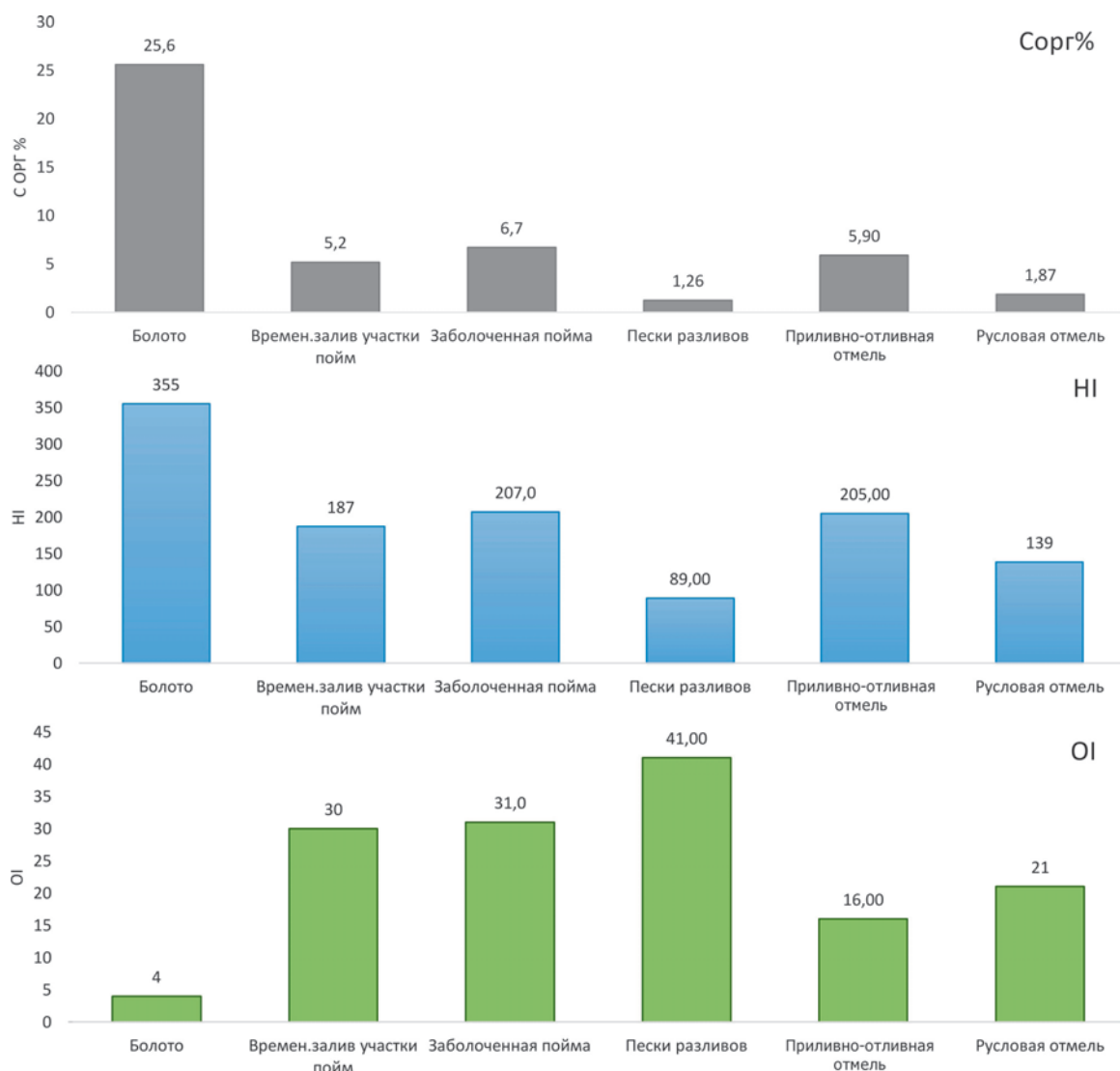


Рис. 18. Средневзвешенные значения основных пиролитических показателей для малозрелого ОБ типичных обстановок осадконакопления ниже-среднеюрского комплекса

распределения *n*-алканов с максимумом в среднемoleкулярной области (*n*-C15-*n*-C17); более низкие значения, по сравнению с остальными битумоидами, параметра P_g/P_h не превышающие 2; низкие значения отношения C₂₇/C₁₇; а также положение точек, соответствующих выше указанным битумоидам в области смешанного ОБ на диаграмме Кеннона-Кессоу (рис. 20). Все указывает на повышенный вклад морского материала в составе ОБ этих битумоидов.

Вместе с тем, по распределению полициклических нафтенных различия между битумоидами проявляются слабо. В составе всех изученных битумоидов ниже-среднеюрского возраста преобладают пентациклические тритерпаны, их доля в среднем составляет около 80 %, что характерно для преимущественно бактериального типа ОБ. При этом доля стеранов и трициклических тритерпанов в составе битумоидов не велика, и в среднем составляет 9 %. Лишь два образца – обр. 57 скв. Кашатская-23 и обр. 46 скв. Ташинская-4 – выделяются несколько повышенным содержанием стеранов, что может свидетельствовать о большем содержании водородолевого материала в составе их исходной биомассы.

В распределении стеранов среди гомологов C₂₇, C₂₈ и C₂₉ как регулярного строения, так и изо-стеранов, преобладает гомолог C₂₉, что характерно для

преимущественно гумусового ОБ. Однако в битумоиде из обр. 57 скв. Кашатская-23 его доля несколько ниже по сравнению с остальными изученными. Это в совокупности с приведенными выше данными по составу полициклических нафтенных указывает на повышенный вклад морского материала в его ОБ.

Значения гомоганового отношения для изученных битумоидов ниже-среднеюрского возраста hC₃₅/hC₃₄ ≈ 0,5 свидетельствуют о слабо-восстановительном характере обстановок осадконакопления их ОБ. Наряду с этим, несколько битумоидов (обр. 55 скв. Шугурская-1 и обр. 57 скв. Кашатская-23) выделяется среди остальных изученных этого возраста несколько повышенными значениями параметра P_{reg}/C₂₇, что характерно для ОБ, накапливавшегося в обстановках с повышенной солесностью вод бассейна.

Связь этапов осадконакопления и геохимических характеристик нефтегазоматеринских пород

Анализ цикличности в скважинах позволил проследить связь между генерационными характеристиками ниже-среднеюрских НГМТ и этапами осадконакопления, что может лечь в основу площадного прогноза свойств НГМТ.

На примере 9 циклита в скважине Лисорская-42 показано (рис. 21), что отложения разных системных трактов характеризуются различными усреднёнными пиролитическими характеристиками: ТОС, HI, OI.

Рассмотрим геохимические параметры, определяющие генерационный потенциал дифференцированно для каждой части циклита.

Содержание органического углерода Сорг в отложениях *тракта низкого стояния* (LST) в разрезах исследуемых скважин (с определенными границами системных трактов) изменяется от 0,2 до 5,0 % и в среднем составляет 1,9 %.

Наименьшие концентрации органического углерода зафиксированы в приподошвенных частях тракта, представленных русловыми песчаными отложениями песков разливов, русловых отмелей. Средние значения Сорг здесь составляют 0,3–1,0 % (рис. 22).

Максимальные концентрации приурочены, главным образом, к верхней границе тракта, маломощным алевролитовым прослоям пойменным отложениям (фаши заболоченных и временно заливаемых пойм, маршей) и составляют 2–3 %. Исключение составляет один образец верхнетюменской подсвиты из скважины Кашатская-23 (Сорг 5,5 %) из песчаного прослоя отложений дельтового канала, обогащенный переотложенным углистым детритом, вероятно, перенесенным при размыве более древних пойменных отложений.

Для отложений данной части циклита (LST) характерен преимущественно гумусовый тип органического вещества, III тип керогена. Значения водородного индекса (HI) в среднем составляют 50–200 мг УВ/г Сорг. Наименьший остаточный генерационный потенциал имеет органическое вещество русловых отложений. Минимальные значения водородного индекса приурочены главным образом к пескам разливов и русловых отмелей (HI 50–80 мг УВ/г Сорг) при степени преобразованности ОВ, соответствующей градации МК1-МК2 (Tmax 435–445 °C). Для ОВ данных отложений характерны повышенные значения кислородного индекса (OI 20–80 мг CO₂/г Сорг), что, возможно,

связано с окислением в диагенезе, а также с процессами переноса и перезахоронения исходной органики, что ожидаемо для данных палеогеографических условий (рис. 22). Повышенные значения остаточного генерационного потенциала (HI) приурочены к ОВ отложений маршей и заболоченных пойм. Значения водородного индекса здесь меняются достаточно в широких пределах от 223 мг УВ/г Сорг при значениях Tmax 430–435 °C (начало градации катагенеза МК1) до 80–100 мг УВ/г Сорг при Tmax 435–440 °C. Значения водородного индекса закономерно уменьшается при нарастании степени катагенеза.

В целом в пределах тракта низкого стояния уровня моря к газоматеринским породам возможно отнести лишь отдельные прослои отложений, имеющих пойменный генезис, но их суммарная мощность и выдержанность по латерали крайне невелики.

Обогащенность отложений *трансгрессивного системного тракта TST* органическим углеродом изменяется в широких пределах, от 1 до 80 % Сорг. Средневзвешенные концентрации (Сорг) составляют 10–11 %. Наибольшие концентрации Сорг % характерны для небольших по мощности прослоев углей (до 0,5 метра), где концентрации Сорг % составляют 70–80 %, а также прослоев углистых аргиллитов с концентрацией Сорг 30–40 % (рис. 23), образовавшихся в условиях маршей и болот. Содержание органического углерода в диапазоне 10–25 % характерно для алевролитоглинистых разностей с присутствием обугленного растительного детрита (ОРД) заболоченных пойм и пойм, подверженных периодическому подтоплению. ОВ отложений, накопленных в данных фашиальных обстановках, также обладает повышенными значениями пиков S₂ (100–300 мг УВ/г породы), что характерно для углистых пород. Концентрации до 5 % Сорг приурочены к междельтовым отложениям, а также менее обогащенным углистым материалам породам, накопившимся в обстановках временно заливаемых пойм (рис. 23).

Степень преобразованности ОВ отложений трансгрессивного тракта на модифицированной диаграмме

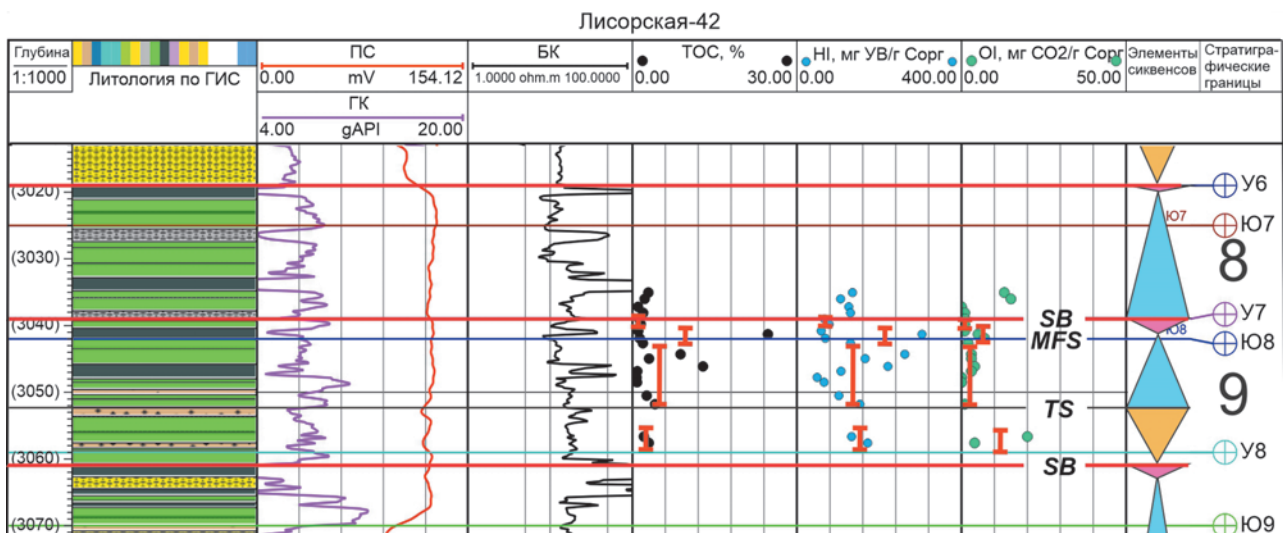


Рис. 21. Распределение средних значений Сорг, HI и OI в различных системных трактах на примере циклита 9 в скважине Лисорская-42. Средние значения обозначены красными отрезками. Отложения LST характеризуются пониженными средними значениями Сорг и HI, повышенным средним значением OI. Отложения TST обладают повышенными средними значениями Сорг и HI, пониженным средним значением OI. Отложения, приуроченные к максимуму затопления, характеризуются максимальными средними Сорг и HI. Отложения HST характеризуются пониженными средними значениями Сорг, HI и OI. Условные обозначения для литотипов приведены на рис. 7.

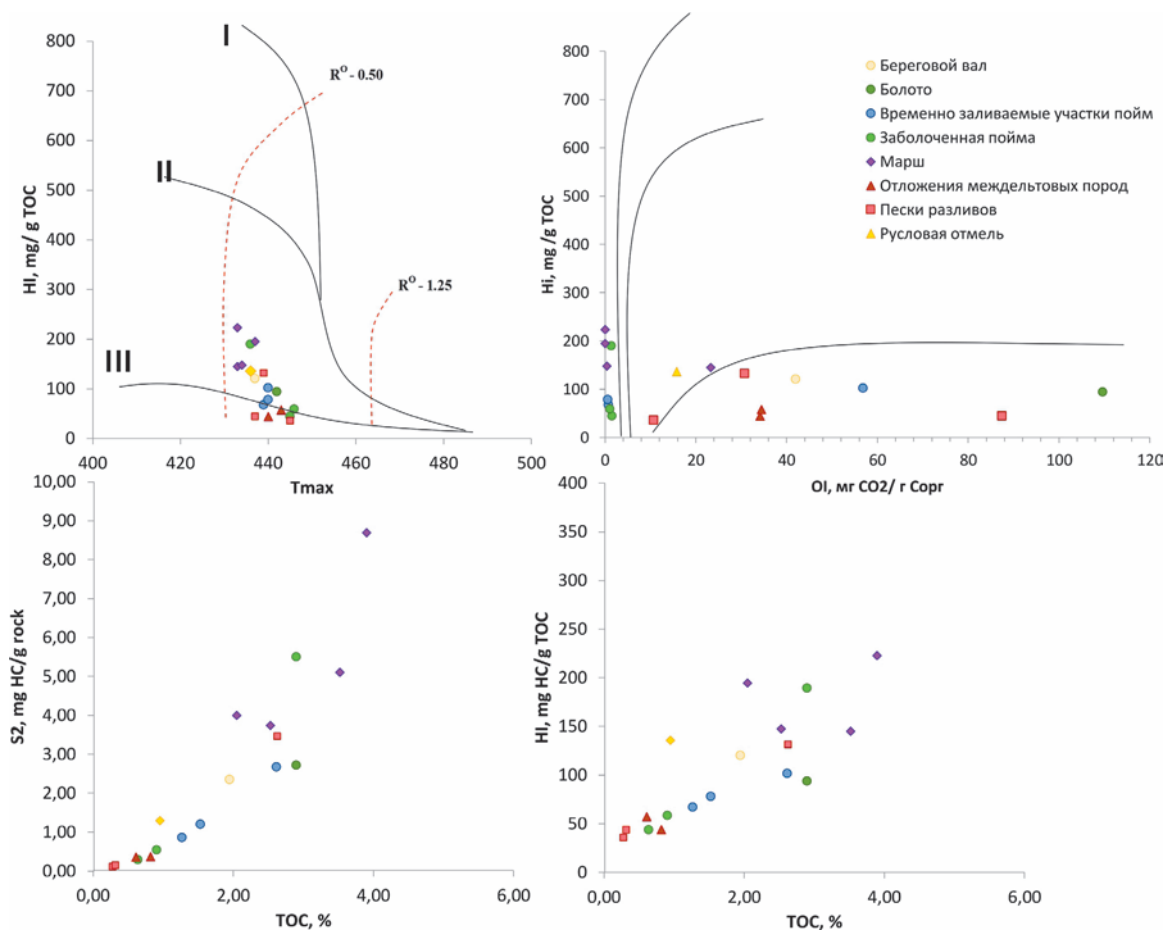


Рис. 22. Геохимическая характеристика органического вещества и фациальные обстановки накопления отложений системного тракта низкого стояния уровня моря (LST)

Ван-Кревелена меняется в широких пределах, от начала мезокатагенеза МК1 (T_{max} 428–435 °C) до нижней границы стадии МК2–началу МК3 (T_{max} 445–450 °C). Это обусловлено нарастанием катагенеза с глубиной, так как по всему разрезу скважин выделяется несколько трансгрессивных трактов, имеющих разную глубину. А также изменения катагенеза по латерали внутри одного циклита от скважины к скважине. Это также учитывается и при оценке типа ОВ, используя пиролитические показатели и величину (HI). Величина водородного индекса (HI) для обстановок седиментации, таких как болота, заболоченные поймы и временно заливаемые участки пойм, изменяется от значений 100–450 мг УВ/г Сорг. Это может быть обусловлено как изменением степени зрелости, так и вариацией типов вещества и их сочетаний внутри одной фациальной зоны. Стоит заметить, что большинство образцов с повышенным содержанием Сорг (10 % и более) также характеризуется и относительно высокими значениями водородного индекса (>200 мг УВ/г Сорг) и небольшим кислородным индексом ОI – до 10 мг CO_2 /г Сорг (рис. 23).

Несмотря на некоторую особенность пиролитического метода Rock-Eval (завышенный значений водородного индекса, HI, мг УВ/г Сорг при анализе углей (Peters, 1986)), исследователями (Гончаров и др., 2006; Sykes et al., 2004; Sykes, 2004) показана прямая зависимость между величиной HI и содержанием мацералов группы липтинита, а следовательно и возможная способность генерировать жидкие углеводороды. Ряд образцов с

содержанием органического углерода до 10 % также имеет относительно повышенный HI >300 мг УВ/г Сорг. Для них характерен пониженный кислородный индекс, что указывает на возможные слабоокислительные условия в диагенезе. Это главным образом относится к аргиллитам и алевроаргиллитам, образовавшимся в обстановках участков речной поймы, подверженной периодическому затоплению. Можно предположить, что к концу периода, относящегося к образованию верхней части трансгрессивного тракта, в пределах алювиальной равнины при образовании озерных водоемов могли образоваться обстановки, благоприятные к накоплению сапропелевой, водорослевой органики II-типа.

Отложения *трансгрессивного тракта* (TST) можно охарактеризовать как хорошие материнские породы. Преобладает рассеянная гумусовая органика, имеют место и прослойки углей, обогащенные липтинитовой составляющей. В пониженных участках палеорельефа при периодическом затоплении могли образовываться локальные континентальные озерные водоемы, где накапливалась гумусово-сапропелевая органика (водорослевого генезиса).

В болотной обстановке осадконакопления поверхность максимального затопления (MFS – maximum flooding surface) соответствует самому высокому уровню грунтовых вод и ассоциируется с пластами угля (Зундэ, 2016). Несколько образцов из разреза изученных скважин приурочены непосредственно к границам максимального затопления. Наибольшие концентрации Сорг 9–11 % характерны для углистых аргиллитов образовавшихся в

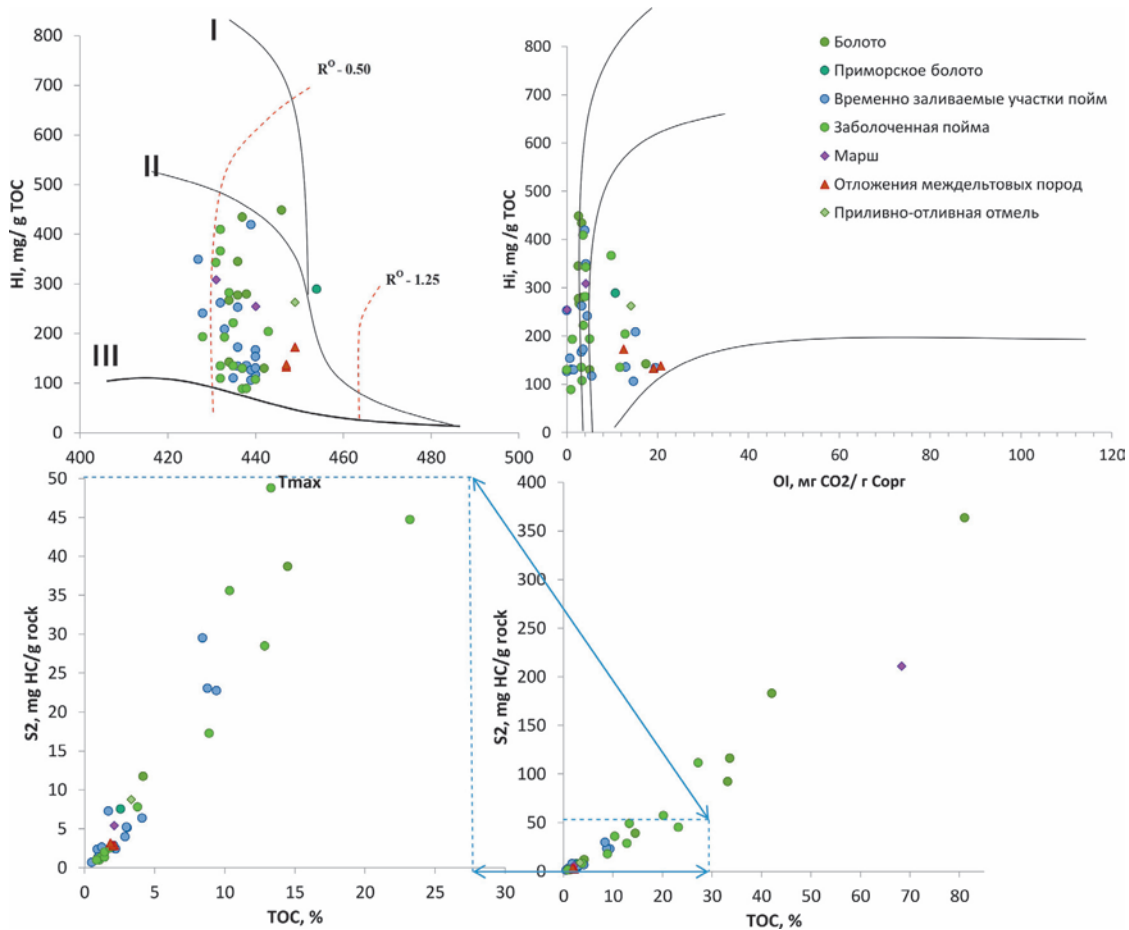


Рис. 23. Геохимическая характеристика органического вещества и фациальные обстановки накопления отложений трансгрессивного системного тракта (TST)

обстановках приморских болот. Значения водородного индекса 300–320 мг УВ/г породы при зрелости ОВ, соответствующей концу градации МК2 (T_{max} 445–447 °С), говорят о значительном генерационном потенциале данных отложений (рис. 24).

В периоды подъема грунтовых вод в максимально обводненных болотах формируются условия для концентрации липтинитовой составляющей углей, так как этот компонент является наиболее устойчивым, а доля вещества, являющегося исходным для других мацералов, менее обогащенных водородом, подвержена вымыванию (Алексеев, 2006). Таким образом повышенный остаточный генерационный потенциал ОВ, образовавшегося в данных условиях, возможно обусловлен повышенной концентрацией липтинитовой составляющей в его составе. В прибрежно-континентальных условиях осадконакопления MFS также может быть представлена горизонтом, который характеризуется влиянием моря. Так, образец массивного пиритизированного аргиллита из скважины Заозерная-17 (прикровельная часть верхнетюменской подсвиты J_2tm_3) сформировался при максимальном подъеме относительного уровня моря вероятно в прибрежно-морских условиях. Данный образец характеризуется содержанием органического углерода 3,4 %. Величина HI составляет 477 мг УВ/г Сорг при T_{max} 435 °С (рис. 24), что говорит о принадлежности данного ОВ к сапропелевому типу.

При обстановках, связанных с максимальным уровнем затопления формируются максимально благоприятные условия для накопления и сохранения исходного

органического вещества. В условиях аллювиальной равнины-это максимальное обводнение болот и заболоченных пойм и, как следствие, образование и концентрация липтинитовой составляющей угольных мацералов. В прибрежно-континентальных условиях это периоды морской трансгрессии и привнос сапропелевого материала.

Тракт высокого стояния (HST). Содержание органического углерода в отложениях тракта в среднем составляет 1,5–2,0 %. Наибольшие концентрации характерны для отложений, образовавшихся в обстановках временно заливаемых участков пойм (Сорг 2–4 %). Значения водородного индекса – от 95–100 мг УВ/г Сорг при значениях T_{max} 445–447 °С (конец градации МК2) до 195–200 мг УВ/г Сорг при T_{max} 430–435 °С (начало МК1) (рис. 25).

Ряд образцов с относительно невысоким водородным индексом и значениями Сорг % характеризуется повышенным кислородным индексом, в некоторых случаях достигающим более 100 мг CO_2 /г Сорг. Что может косвенно говорить о более гидродинамически активных обстановках и окислении органики в процессе диагенеза. В отложения тракта HST ОВ представлено смешанным сапропелево-гумусовым типом с преобладанием наземной органики.

В результате проведенных исследований и корреляции данных геохимических исследований с результатами определения границ сиквенсов и их составляющих частей (трактов) установлена дифференциация геохимических характеристик и генерационного потенциала ОВ в зависимости от приуроченности к определенной части циклита.

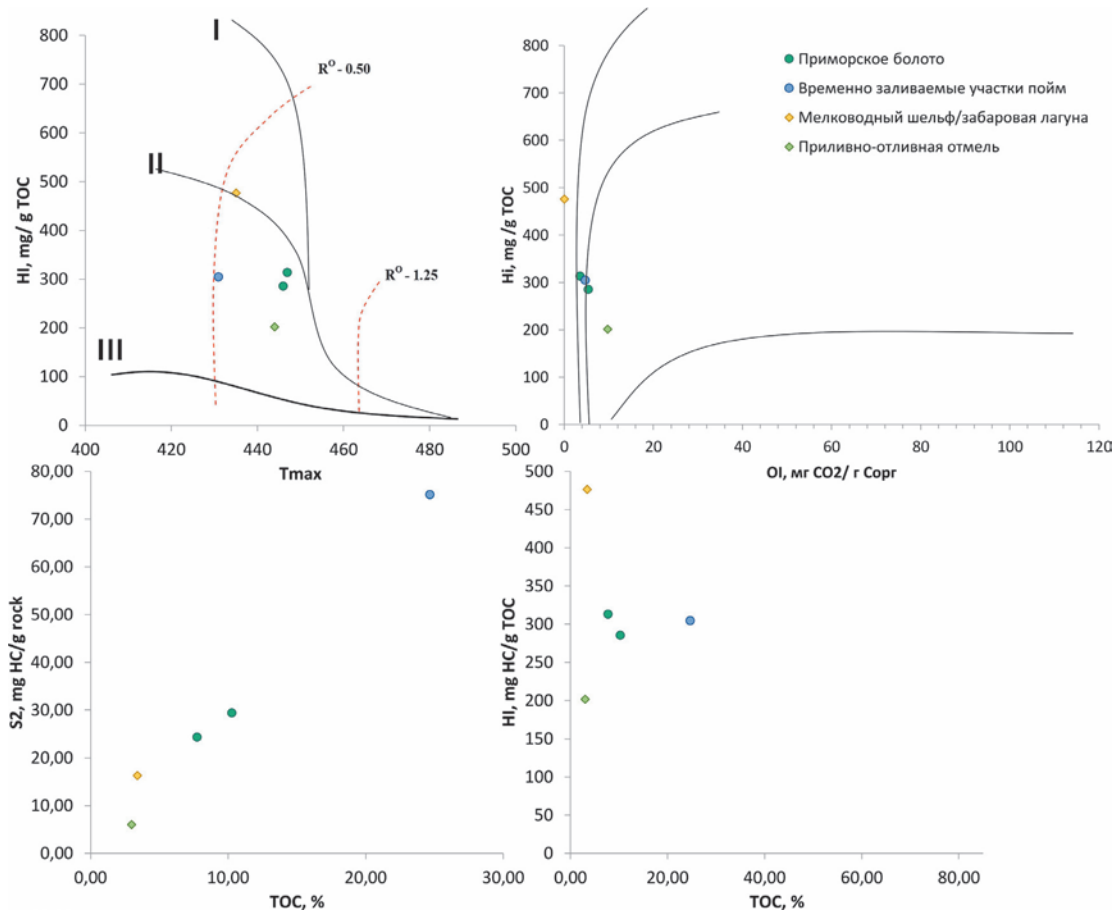


Рис. 24. Геохимическая характеристика органического вещества и фациальные обстановки накопления отложений, приуроченных к границе максимального затопления (MFS)

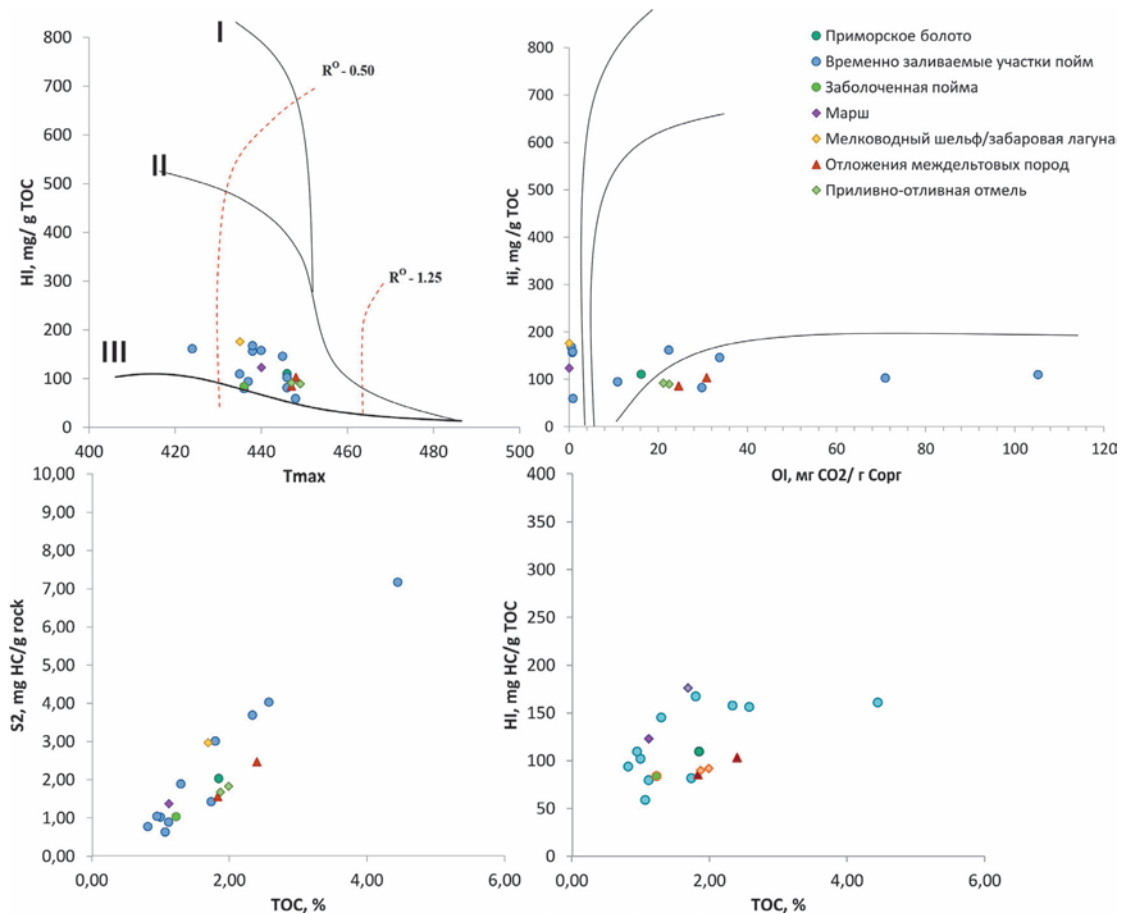


Рис. 25. Геохимическая характеристика органического вещества и фациальные обстановки накопления отложений тракта высоко-го стояния уровня моря (HST)

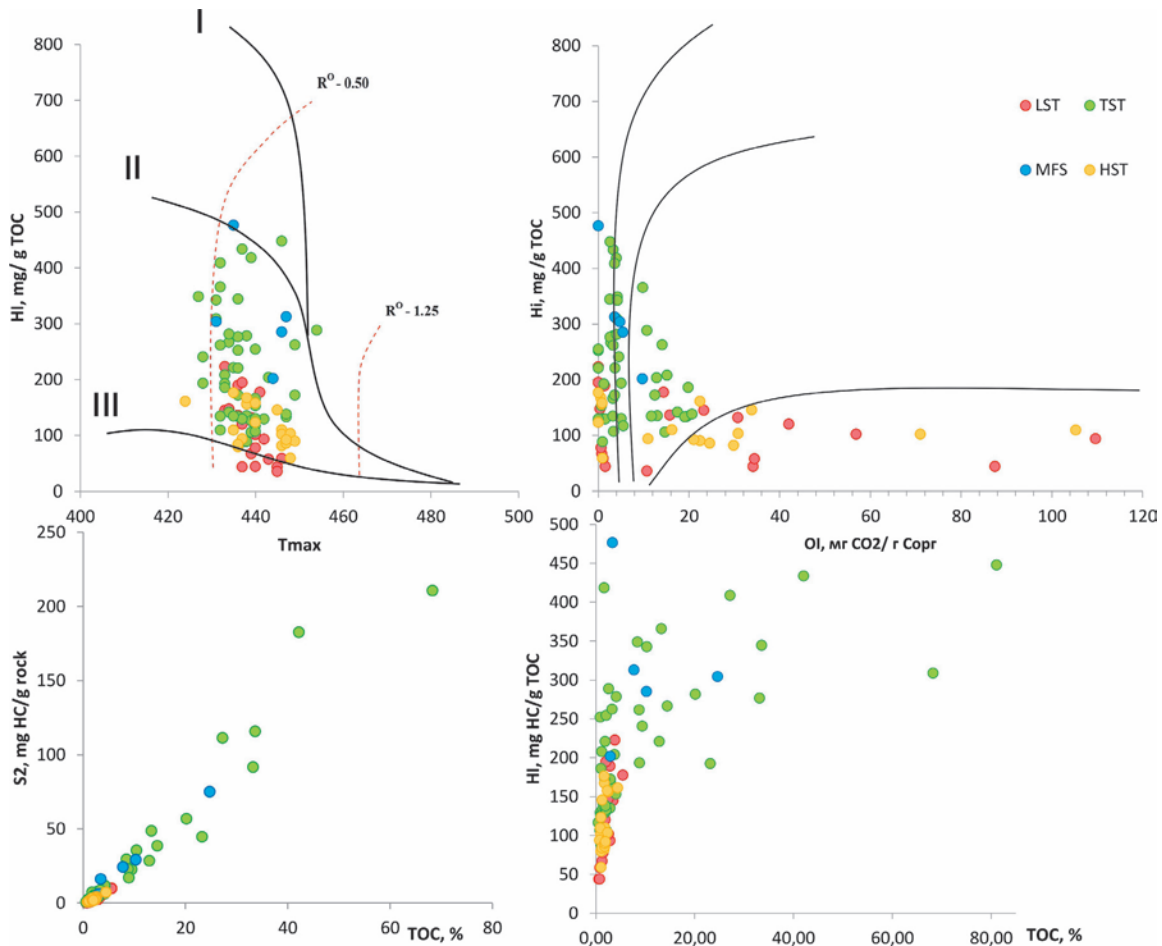


Рис. 26. Преобразованность и тип, а также генерационный потенциал ОБ отложенных элементов сиквенса

Наименее обогащенными органическим веществом являются отложения тракта высокого стояния уровня моря (HST). Средневзвешенные концентрации Sorg здесь составляют 1,7 % (рис. 26, 27).

Достаточно обеднены органическим углеродом и отложения тракта низкого стояния уровня моря (LST), где концентрации Sorg в среднем – 1,9 % (рис. 26, 27). Максимальные концентрации Sorg % характерны для отложений трансгрессивного тракта (TST), а также для пород, приуроченных к границе максимального затопления (MFS) (Sorg – 10,6 % и 9,8 %, соответственно). Схожий характер имеет и распределение значений водородного индекса (HI), а также остаточного генерационного потенциала S2 (рис. 26, 27). Наименьшие средневзвешенные значения HI 110–115 мг УВ/г Сорг фиксируются в отложениях LST и HST. Для этих же интервалов разреза характерны высокие значения кислородного индекса (OI 25 и 56 мг CO₂/г Сорг, соответственно). Что может объясняться повышенной гидродинамической активностью, обусловленной преобладанием речных русловых обстановок в данные периоды цикла осадконакопления.

Интервалы трансгрессивного тракта, а также максимального затопления характеризуются повышенными средними значениями HI (TST – 222 мг УВ/г Сорг; MFS – 316 мг УВ/г Сорг) и значений пика S2 (TST и MFS – 31 и 30 мг УВ/г, соответственно) (рис. 27), что связано с преобладанием пойменных глин и прослоев углей в разрезе и указывает на наличие липоидной составляющей в гумусовом ОБ, а также возможное присутствие сапропелевой органики в этих отложениях.

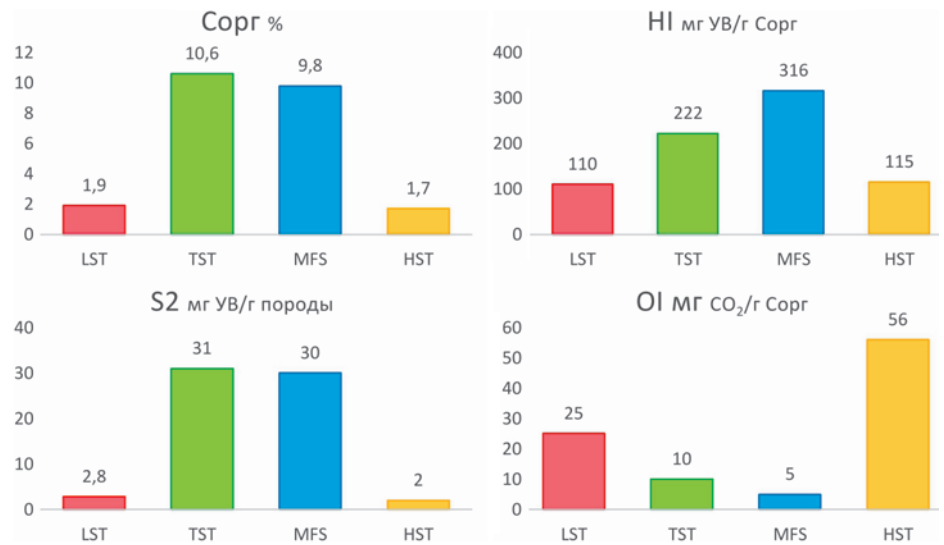


Рис. 27. Средневзвешенные значения основных пиролитических параметров для отложений составляющих частей сиквенсов осадконакопления нижне-среднеюрского комплекса

Выводы

В результате комплексных исследований установлено, что цикличность осадконакопления в континентальных и переходных условиях является контролирующим фактором в распределении и дифференциации генерационного потенциала материнских толщ ниже-среднеюрского комплекса. Отложения с наибольшим генерационным потенциалом приурочены, главным образом, к обстановкам временно заливаемых, заболоченных пойм, болот, маршей. Данные отложения могут не только производить газообразные УВ, но и являются нефтематеринскими, за счет повышенной доли липоидных составляющих в ОВ. В верхних горизонтах средней юры при смене областей аллювиальной равнины областями, подверженными периодическому подтоплению морем, в органическом веществе также присутствует и сапропелевая составляющая. Анализ цикличности в скважинах позволил проследить связь между генерационными характеристиками ниже-среднеюрских НГМТ и этапами осадконакопления, что может лечь в основу площадного прогноза свойств НГМТ, а также может быть использовано для корректной и обоснованной оценки объемов генерации как газообразных, так и жидких УВ материнскими породами ниже-среднеюрского комплекса.

Литература

- Алексеев В.П., Русский В.И. (2006). Угленасыщенность, петрографический состав и метаморфизм углей тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: УГТУ, 158 с.
- Волков В.А. (2014). Уточнение геолого-геофизической модели строения, выявление и картирование нефтеперспективных зон в отложениях осадочного чехла и доюрского основания, оценка ресурсов выявленных объектов и обоснование первоочередных участков к программе лицензирования Карабашской зоны. Отчет. Тюмень: АУ НАЦРН им. В.И. Шпилемана.
- Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Носова С.В. (2006) Угlistое органическое вещество нижней и средней юры Западной Сибири и его роль в формировании углеводородных скоплений. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 19–23.
- Зундэ Д.А. (2016). Разработка методики дифференциации континентальных отложений с использованием сиквенс-стратиграфической модели на примере пластов покурской свиты месторождений Западной Сибири. *Дисс. канд. геол.-мин. наук*. Тюмень.
- Колпенская Н.Н., Танинская Н.В., Шиманский В.В. (2017). Прогноз зон развития коллекторов углеводородов в юрских отложениях Карабашской зоны Западной Сибири. *Разведка и охрана недр*, 7, с. 44–48.
- Чернова О.С. (2009). Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ. Томск: Изд-во ЦППС НД, 250 с.
- Шишлов С.Б. (2010) Структурно-генетический анализ осадочных формаций. СПб: С.-Петербург. горн. ин-т; ЛЕМА, 276 с.
- Эпов К.А., Жемчугова В.А. (2017). Количественный учет априорной геологической информации при сейсмической инверсии. Часть 2. пример практического применения. *Технологии сейсморазведки*, 2, с. 28–48.
- Catuneanu O. et al. (2011). Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature. *Stuttgart: Newsletters on Stratigraphy*, 44/3, pp. 173–245. <https://doi.org/10.1127/0078-0421/2011/0011>

Jennings G. (2014). Facies Analysis, Sequence Stratigraphy and Paleogeography of the Middle Jurassic (Callovian) Entrada Sandstone: Traps, Tectonics, and Analog.

Mitchum R.M. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part 11: glossary of terms used in seismic stratigraphy. *Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration*, Payton, C.E. (Ed.), pp. 205–212. <https://doi.org/10.1306/M26490C13>

Peters Kenneth (1986). Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 70. <https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D>

Sykes R. (2004). Peat biomass and early diagenetic controls on the paraffinic oil potential of humic coals, Canterbury Basin, New Zealand. *Petroleum Geoscience*, 10, pp. 283–303. <https://doi.org/10.1144/1354-079302-568>

Sykes R., Snowdon L.R. and Johansen P.E. (2004). Leaf biomass – a new paradigm for sourcing the terrestrial oils of Taranaki Basin. Eastern Australasian Basins Symposium II. Petroleum Exploration Society of Australia, Special Publication, Boulton, P.J., Johns, D.R., Lang, S.C. (Eds), pp. 553–574.

Zecchin M., Catuneanu O. (2013). High-resolution sequence stratigraphy of clastic shelves I: Units and bounding surfaces. *Marine and Petroleum Geology*, 39, pp. 1–25. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.08.015>

Сведения об авторах

Иван Константинович Комков – инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Алина Владимировна Мордасова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Марина Виссарионовна Дахнова – доктор геол.-мин. наук, заведующая отделом геохимических методов прогноза нефтегазоносности, Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»)

Россия, 105118, Москва, Шоссе Энтузиастов, д. 36

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Светлана Васильевна Можегова – старший научный сотрудник отдела геохимических методов прогноза нефтегазоносности, Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»)

Россия, 105118, Москва, Шоссе Энтузиастов, д. 36

Наталья Владимировна Пронина – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 28.02.2022;

Принята к публикации 28.04.2022; Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Conditions of sedimentation and distribution of organic matter in the Lower-Middle Jurassic complex of the South-Western part of the West Siberian oil and gas basin

I.K. Komkov^{1,2}, A.V. Mordasova¹, M.V. Dakhnova², S.V. Mozhegova², M.A. Bolshakova¹, N.V. Pronina¹*

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIIGNI), Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Ivan K. Komkov, e-mail: i.komkov@oilmsu.ru

Abstract. The article is devoted to the variation of generation potential of the Lower-Middle Jurassic organic matter in the Karabash area (South-Western part of the West Siberian basin) depending on facies and sedimentary cyclicity. Based on geochemical and lithological core studies, specific geochemical features of organic matter established for main facies groups of Early-Middle Jurassic in the study area. The best generation potential inherent in deposits of swamps, swampy floodplains and tidal plains. These facies groups characterized by predominance of the continental organic matter and considered to gas source rocks. However, macerals composition, kinetic spectra and biomarker analysis show the presence also of marine organic matter. Some facies groups, such as flooded swamps and swampy floodplains has potential to generate hydrocarbons due to preservation of liptinites with high hydrogen index. Cyclic analysis with basics of sequence stratigraphy of the continental deposits allow tracing the correlation between generation potential and relative sea level changes.

Key words: generation potential, geochemistry of organic matter, Shercalin formation, Tyumen formation, Karabash area, West Siberian basin, Lower-Middle Jurassic, facies, cyclicity of the continental sedimentation

Recommended citation: Komkov I.K., Mordasova A.V., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Bolshakova M.A., Pronina N.V. (2022). Conditions of sedimentation and distribution of organic matter in the Lower-Middle Jurassic complex of the South-Western part of the West Siberian oil and gas basin. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 150–171. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.15>

References

- Alekseev V.P., Russkii V.I. (2006). Coal saturation, petrographic composition and metamorphism of coals of the Tyumen suite of the Shaim oil and gas region (Western Siberia). Ekaterinburg: UGGU, 158 p. (In Russ.)
- Catuneanu O. et al. (2011). Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature. *Stuttgart: Newsletters on Stratigraphy*, 44/3, pp. 173–245. <https://doi.org/10.1127/0078-0421/2011/0011>
- Chernova O.S. (2009). Lithofacies and formational analysis of oil and gas bearing strata. Tomsk: TsPPS ND, 250 p. (In Russ.)
- Epov K.A., Zhemchugova V.A. (2017). Quantitative incorporation of a-priori geological information into inversion of seismic amplitudes. Part 2. *Technologii seismorazvedki*, 2, pp. 28–48. (In Russ.)
- Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoilenko V.V., Nosova S.V. (2006) Carbonaceous organic matter of the Lower and Middle Jurassic of Western Siberia and its role in the formation of hydrocarbon accumulations] *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 8, pp. 19–23. (In Russ.)
- Jennings G. (2014). Facies Analysis, Sequence Stratigraphy and Paleogeography of the Middle Jurassic (Callovian) Entrada Sandstone: Traps, Tectonics, and Analog.
- Kolpenskaya N.N., Taninskaya N.V., Shimanskii V.V. (2017). Forecast of development zones of hydrocarbon reservoirs in the Jurassic deposits of the Karabash zone of Western Siberia. *Razvedka i okhrana nedr*, 7, pp. 44–48. (In Russ.)
- Mitchum R.M. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part 11: glossary of terms used in seismic stratigraphy. *Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration*, Payton, C.E. (Ed.), pp. 205–212. <https://doi.org/10.1306/M26490C13>

Peters Kenneth (1986). Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 70. <https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D>

Shishlov S.B. (2010) Structural genetic analysis of sedimentary formations. St.Petersburg: S.-Petersb. gorn. in-t; LEMA, 276 p. (In Russ.)

Sykes R. (2004). Peat biomass and early diagenetic controls on the paraffinic oil potential of humic coals, Canterbury Basin, New Zealand. *Petroleum Geoscience*, 10, pp. 283–303. <https://doi.org/10.1144/1354-079302-568>

Sykes R., Snowdon L.R. and Johansen P.E. (2004). Leaf biomass – a new paradigm for sourcing the terrestrial oils of Taranaki Basin. Eastern Australasian Basins Symposium II. Petroleum Exploration Society of Australia, Special Publication, Boulton, P.J., Johns, D.R., Lang, S.C. (Eds), pp. 553–574.

Volkov V.A. (2014). Refining the geological and geophysical model of the structure, identifying and mapping of oil-promising zones in the sedimentary cover and pre-Jurassic deposits, assessing the resources of the identified objects and substantiating priority areas for the Karabash zone licensing program. Report. Tyumen. (In Russ.)

Zecchin M., Catuneanu O. (2013). High-resolution sequence stratigraphy of clastic shelves I: Units and bounding surfaces. *Marine and Petroleum Geology*, 39, pp. 1–25. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.08.015>

Zunde D.A. (2016). Development of a technique for differentiation of continental deposits using a sequence-stratigraphic model on the example of Pokurskaya suite deposits in Western Siberia. *Cand. geol.-min. sci. diss.* Tyumen. (In Russ.)

About the Authors

Ivan K. Komkov – Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alina V. Mordasova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Marina V. Dakhnova – DSc (Geology and Mineralogy), Head of the Department of Geochemical Methods for Prediction of Oil and Gas Potential, All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI)

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Svetlana V. Mozhegova – Senior Researcher, Department of Geochemical Methods for Prediction of Oil and Gas Potential, All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI)

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russian Federation

Natalia V. Pronina – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Manuscript received 28 February 2022;
Accepted 28 April 2022; Published 16 May 2022*

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.16>

УДК 553.982

Типизация отложений тюменской свиты по степени гидродинамической активности условий осадконакопления при создании петрофизической модели и дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин

Т.Г. Исакова^{1*}, А.С. Персидская¹, О.В. Хотылев¹, Ю. А. Коточкова¹, А.Д. Егорова¹,
Т.Ф. Дьяконова¹, А.С. Мозговой¹, В.В. Чуркина¹, С.В. Козаков², Н.В. Кожевникова²,
Р.З. Ливаев², В.С. Дручин², Н.В. Белов³, Г.А. Калмыков¹

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень, Россия

³ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», Когалым, Россия

В статье рассмотрен фациальный анализ и применение его результатов для типизации пород тюменской свиты. Целью работы являлось создание алгоритмов для дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) тюменской свиты на основе детального изучения керна.

По керновым исследованиям, а также геолого-геофизической и промысловой информации по тюменской свите ряда месторождений Западной Сибири выявлены основные группы фаций, отражающие гидродинамическую активность условий осадконакопления: 1 группа – высокодинамические условия, 2 группа – переходные условия, 3 группа – низкодинамические условия.

На основе этой типизации созданы петрофизические модели отложений тюменской свиты: построены петрофизические зависимости с дифференциацией по фаціальным зонам, получены граничные значения петрофизических параметров для выделения коллекторов в разных условиях осадконакопления, предложены алгоритмы дифференцированной интерпретации ГИС, в результате анализа испытаний и промыслово-геофизических исследований выявлены различия промысловых характеристик для разных условий седиментации, посчитаны линейные запасы нефти по новой петрофизической модели.

Освоение и внедрение комплексного подхода к интерпретации ГИС с учетом условий осадконакопления позволяет повысить достоверность определения свойств коллекторов тюменской свиты, эффективность подсчета запасов нефти.

Ключевые слова: Западная Сибирь, тюменская свита, фациальный анализ, петрофизическая модель, геофизические исследования скважин

Для цитирования: Исакова Т.Г., Персидская А.С., Хотылев О.В., Коточкова Ю.А., Егорова А.Д., Дьяконова Т.Ф., Мозговой А.С., Чуркина В.В., Козаков С.В., Кожевникова Н.В., Ливаев Р.З., Дручин В.С., Белов Н.В., Калмыков Г.А. (2022). Типизация отложений тюменской свиты по степени гидродинамической активности условий осадконакопления при создании петрофизической модели и дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин. *Георесурсы*, 24(2), с. 172–185. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.16>

Введение

В настоящее время большое внимание уделяется изучению низкопроницаемых сложно построенных отложений тюменской свиты, имеющих региональное распространение на месторождениях Западной Сибири и содержащих большие запасы нефти.

Несмотря на длительный срок изучения геологии и нефтегазоносности тюменской свиты в Западной Сибири, все равно остается много нерешенных проблем, влияющих на эффективность разработки месторождений.

Близость Уральских гор и Казахского нагорья сформировала сложный структурный план территории, который, в свою очередь, стал важнейшим фактором, определяющим условия осадконакопления в юрско-нижнемеловое время. Расчлененность рельефа обусловила вариативность палеогеографических обстановок и оказала большое влияние на формирование, распространение и строение отложений. Важно отметить, что тектонический режим повлиял и на дальнейшее преобразование толщ – гидротермальные процессы и повышенный тепловой поток оказали влияние на формирование и сохранность залежей углеводородов, на активное развитие вторичных преобразований пород-коллекторов.

Значительный вклад во всестороннее изучение юрских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна внесли многие авторы (Конторович и др., 1975;

* Ответственный автор: Татьяна Геннадьевна Исакова
e-mail: t.isakova@oilmsu.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Нестеров, 1979; Вассоевич, 1983; Сурков, 1986; Гурари, 2005; Алексеев и др., 2009; Конторович и др., 2013 и др.).

Коллекторы тюменской свиты приурочены к осадочным толщам с частой сменой литологических типов пород по вертикали и латерали, характеризующихся существенными вторичными преобразованиями и, как следствие, сложным строением пустотного пространства. Разработка достоверной петрофизической модели таких коллекторов требует углубленных подходов к их изучению с привлечением широкого комплекса современных методов лабораторных исследований керн.

Тюменская свита, как объект разработки, из-за сложности геологического строения, низкой проницаемости коллекторов и неоднозначности прогноза их насыщенности относится к категории объектов с трудно извлекаемыми запасами, на которые распространяются льготные государственные дотации на разработку и добычу нефти. Поэтому детальное изучение тюменской свиты на основе современных подходов получения исходной информации и ее глубокой интерпретации является весьма актуальной задачей.

Целью данной работы являлось представление полного цикла обработки геолого-геофизических материалов тюменской свиты по ряду тестовых месторождений Западной Сибири, который включал детальные седиментологические исследования керн, изучение строения пород современными лабораторными методами, создание петрофизической основы интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) с учетом и по результатам седиментологических и петрофизических исследований керн, разработку алгоритмов интерпретации материалов ГИС с дифференциацией разреза по фаціальным условиям осадконакопления для определения пористости, проницаемости, нефтенасыщенности. Все приведенные в статье результаты работы выполнены на основе авторского изучения керн, интерпретации ГИС, анализа испытаний и промыслово-геофизических исследований с учетом особенностей осадконакопления, что имело целью повышение прогноза коллекторских свойств пород тюменской свиты и уточнения геологических запасов

сложно построенных низкопроницаемых отложений тюменской свиты.

Данная работа посвящена памяти Н.Б. Вассоевича, который всегда считал, что литологические исследования должны лежать в основе всех геологических построений.

Материалы и методы

Работа основана на комплексном изучении и обобщении литологического, седиментологического макро- и микроописания пород по колонкам каменного материала, результатов лабораторных исследований образцов керн, выполненных авторами в рамках данной статьи, ГИС, результатов испытаний и промысловых характеристик тюменских отложений. В работе использованы также результаты исторических исследований керн, представленные, как правило, стандартными видами изучения пород. Применялись различные авторские и исторические методики интерпретации материалов ГИС, выполнялся статистический анализ исходных и результирующих данных, сопоставление параметров, полученных авторами в результате работы, с величинами подсчетных параметров ранее опубликованных работ по изучаемым месторождениям.

Результаты и обсуждение

Особенности формирования и литолого-фаціальные характеристики тюменской свиты

Исследуемый участок находится в западной части Западно-Сибирской плиты и приурочен к Новомостовскому локальному поднятию, расположенному в центральной части Яхлинской седловины. В разрезе тюменской свиты выделяются нижняя (пласты Ю_{7,9}), средняя (пласты Ю_{5,6}) и верхняя (пласты Ю_{2,4}) подсвиты. Нижняя и средняя подсвиты формировались в континентальных обстановках, в то время как верхняя часть свиты формировалась преимущественно в переходных и морских условиях.

Разнообразие структурных особенностей палеорельефа при формировании осадков в континентальных, переходных и морских условиях существенно повлияло на распределение фаций и, соответственно, строение разрез тюменской свиты (рис. 1).

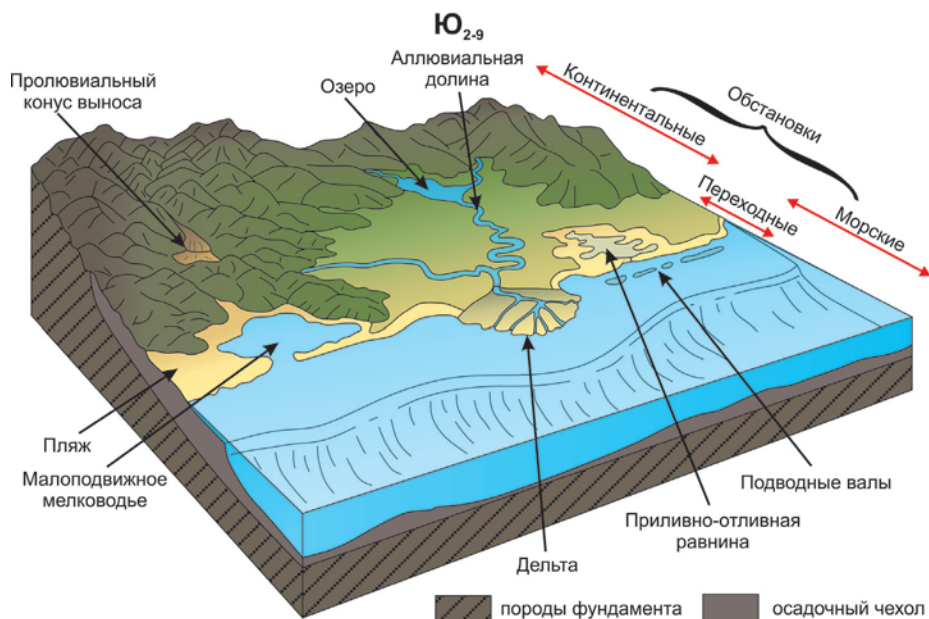


Рис. 1. Обобщенная схема условий формирования тюменской свиты с основными фациями (по Hentz et al., 1997, с дополнениями)

Выделение фаций основано на ряде характерных признаков, некоторые из которых напрямую зависят от активности водной среды (Рединг и др., 1990). На основании детального описания керна, дополненного описанием петрографических шлифов, выделены следующие фации: русловые, пойменные, озёрные, пролювиального конуса выноса, мелководно-морские. По гидродинамической активности обстановки разделены на три основные группы: с *низкой, средней (переходной) и высокой активностью*. На рис. 2 приведена сводная систематизированная информация по фациям и выделенным гидродинамическим группам, полученная по результатам авторских современных специальных исследований керна.

Поровое пространство пород тюменской свиты представлено межзерновыми пустотами, а также участками в виде округлых, эллипсоидных, причудливых форм внутри зерен полевых шпатов (ПШ) (или по границам зерен ПШ) и в виде пустот, появившихся в результате полного выщелачивания зерен ПШ. По компьютерной томографии удалось проследить и оценить связанность пор между собой. Сообщаемость пор обусловлена многочисленными каналами и описывается специальным параметром, ACN (Average Connection Number), рассчитанным при помощи компьютерного моделирования образцов (Иванов и др., 2008). Для образцов из *гидродинамически активных фаций* радиус пор изменяется от 5 мкм до 230 мкм, в среднем равен 80–120 мкм. Параметр ACN 0,09–0,87, в среднем равен 0,28, а радиус каналов в среднем – 60–90 мкм (рис. 2).

В виду тонкозернистого строения межкомпонентное поровое пространство практически отсутствует, прослеживаются лишь единичные зерна ПШ со следами выщелачивания. Отсюда следует меньший радиус пор и каналов относительно пород *из группы фаций с низкой гидродинамической активностью*, для которых радиус пор равен 5–80 мкм, средний радиус каналов 10–30 мкм. Параметр сообщаемости (ACN) для таких пород варьирует в пределах 0–0,09.

Из авторских специальных исследований следует, что именно гидродинамическая обстановка в совокупности со структурным планом территории повлияли на распределение фаций и, соответственно, на формирование фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород.

Петрофизическая характеристика отложений с привязкой к литолого-фациальным особенностям

Обычно в практике подсчета запасов углеводородов петрофизическая основа для обоснования алгоритмов интерпретации материалов ГИС создается по подсчетным объектам (продуктивным пластам) или группам подсчетных объектов без детализации по лито-фациальным характеристикам. Это связано, во-первых, с тем, что по массовым стандартным исследованиям керна зачастую не удается выявить значимые различия во взаимосвязях петрофизических параметров по керну дифференцированно по фациальным зонам единого пласта или по каким-либо другим особенностям рассматриваемых отложений. Во-вторых – наиболее распространенный случай – когда при выявленных закономерностях изменения свойств пород по керну с дифференциацией по определенным признакам, не удается найти их отражение в показаниях методов ГИС. В связи с этим, часть информации об объекте, полученная

при исследованиях на керне (микроуровень), теряется и обобщается (усредняется), что не всегда оправдано (Исакова и др., 2020).

Комплексная интерпретация специально выполненных авторами лито-фациальных, петрофизических исследований керна с геофизической характеристикой разреза в скважинах позволяет построить петрофизическую модель коллектора и учесть его фациальные особенности.

Анализ петрофизических параметров по выделенным фациальным обстановкам показал и подтвердил их закономерное ухудшение со снижением гидродинамической активности среды (переход от высокодинамических обстановок осадконакопления к низкодинамическим) (рис. 3).

По выделенным фациальным группам были построены основные петрофизические зависимости. Это связи между коэффициентами пористости (K_n), проницаемости ($K_{пр}$), остаточной водонасыщенности ($K_{во}$). Зависимости между петрофизическими свойствами позволяют судить о модели коллектора.

Особенностью данной работы является дифференциация петрофизических зависимостей по разным фациальным условиям осадконакопления пород тюменской свиты. Все петрофизические зависимости приведены на сводном рис. 4 и подтверждают возможность и необходимость дифференциации связей на группы.

Зависимость проницаемости $K_{пр}$ от коэффициента пористости K_n в целом по всем образцам дает широкий разброс проницаемости при одной пористости. При разделении образцов на три группы по условиям осадконакопления разброс точек существенно снижается. Примечательно, что при совмещении уравнений оказалось, что связи, полученные для группы 2 и группы 3, практически идентичны, а уравнение для группы 1 резко отличается (рис.4).

Зависимость проницаемости от остаточной водонасыщенности, как правило, имеет довольно высокую тесноту связи для основной массы точек по всем продуктивным пластам, что закономерно, так как изменение $K_{пр}$ зависит от изменения удельной поверхности фильтрации $S_{ф}$, когда в поровом пространстве находятся только углеводороды и связанная вода. Определяющим фактором является структура порового пространства коллектора, которая усложняется в глинистых и карбонатизированных породах из-за увеличения удельной поверхности и усложнения связи $S_{ф}$ и $K_{во}$. По графику $K_{пр}(K_{во})$ (рис.4) для всех групп видна достаточно тесная единая связь. Получены уравнения, практически не различающиеся между собой.

Зависимость остаточной водонасыщенности $K_{во}$ от пористости K_n имеет достаточно тесную связь по высокодинамическим отложениям первой и второй групп, более широкий разброс точек – по низкодинамическим отложениям третьей группы. Для $K_{во}$ определяющим фактором являются размеры поровых каналов ($R_{пор}$) и, если они имеют широкий диапазон изменения, то при одной и той же пористости величины $K_{во}$ будут различными, что увеличивает разброс точек при сопоставлении $K_{во}$ с K_n . Для пористости размер поровых каналов не играет роли, важным является количество пор. Уравнения, описывающие связи для второй и третьей групп, близки, уравнение для первой группы отличается в области $K_n > 15\%$ (рис. 4).

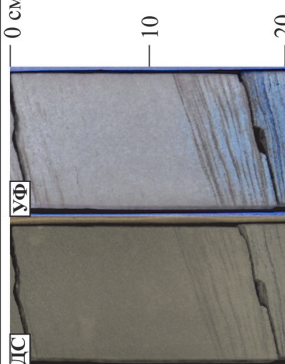
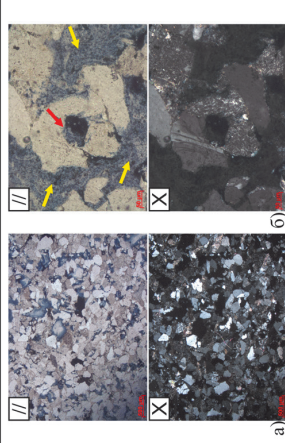
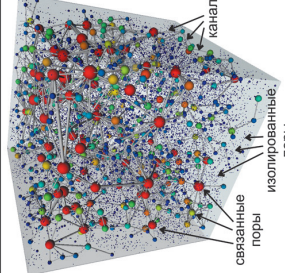
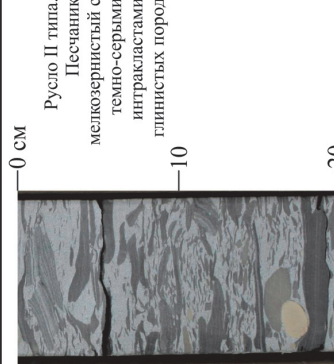
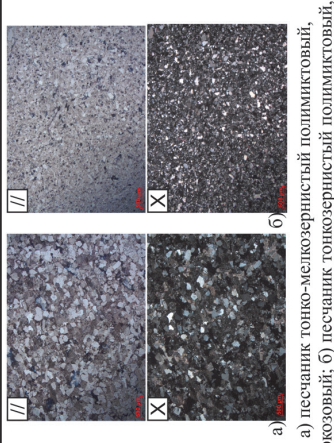
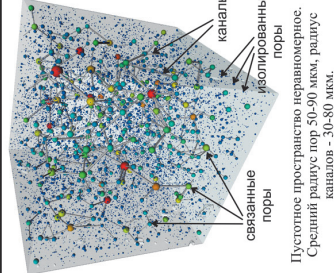
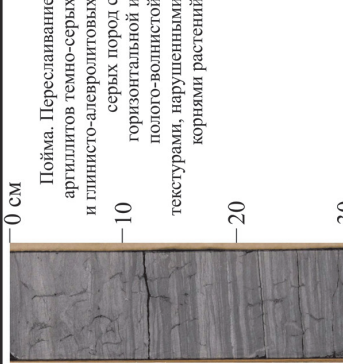
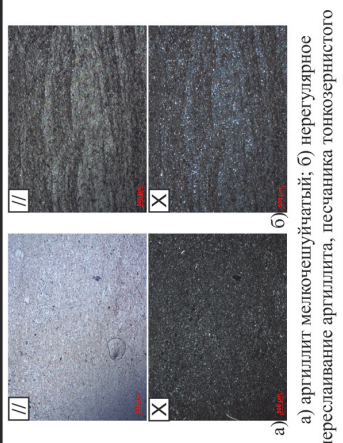
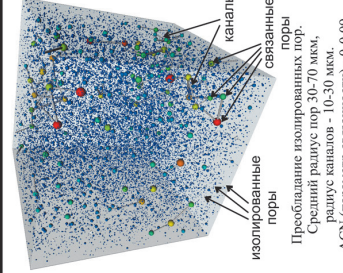
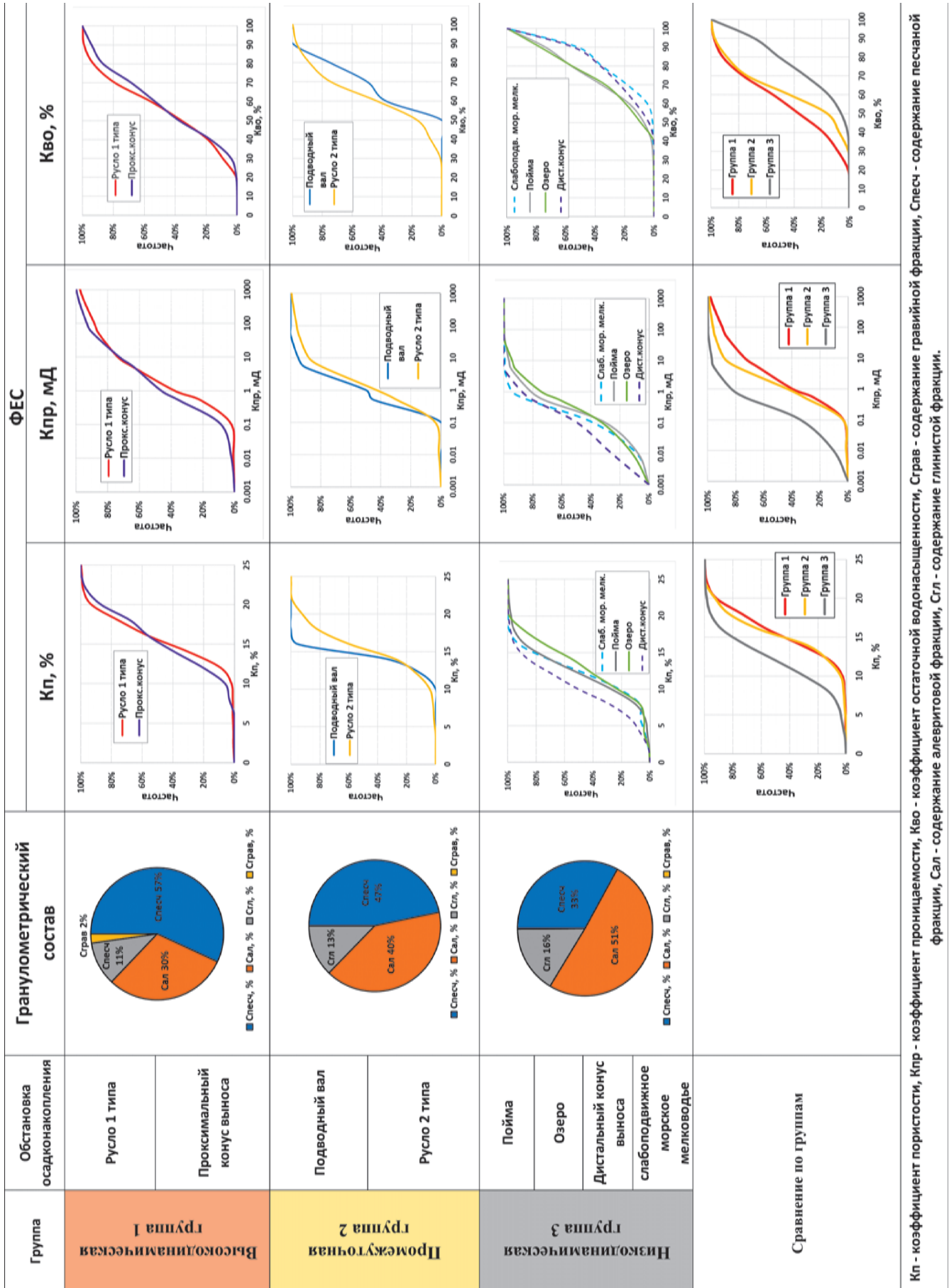
Гидродинамика	Обстановки	Керн	Шлифы	Микротомография	Общее описание
Высокая	<p>Русловые (I тип)</p> <p>Проксимальная часть пролювиального конуса выноса</p>	 <p>Русло I типа. Песчаники средне-мелкозернистые бежеватые с косой параллельной слоистостью</p>	 <p>а) песчаник крупно-среднезернистый полимиктовый, аркозовый; б) межзерновое (желтые стрелки) и внутризерновое (красные стрелки) поровое пространство</p>	 <p>Поры связаны многочисленными каналами. Средний радиус пор 80-120 мкм, радиус каналов - 60-90 мкм. ACN (параметр связности) - 0,28</p>	<p>Песчаные и алевро-песчаные породы со структурами от тонко- до крупнозернистой. В виду активности водной среды формируются характерные текстуры: косая параллельная, полого-волнистая, линзовидно-волнистая. Поровое пространство присутствует в виде межзерновых пустот, а также - в виде округлых участков внутри (или по границе) зерен ПШ, появившихся в результате выщелачивания зерен ПШ.</p>
Средняя (поверхностная)	<p>Русловые (II тип)</p> <p>Подводные валы</p>	 <p>Русло II типа. Песчаник мелкозернистый с темно-серыми интракластами глинистых пород</p>	 <p>а) песчаник тонко-мелкозернистый полимиктовый, аркозовый; б) песчаник тонкозернистый полимиктовый, аркозовый</p>	 <p>Пустотное пространство неравномерное. Средний радиус пор 50-90 мкм, радиус каналов - 30-80 мкм. ACN (параметр связности) - 0,05-0,15</p>	<p>Алевро-песчаные, песчано-алевролитовые, породы, алевролиты. Непостоянная, импульсивная активность водной среды приводит к формированию беспорядочных, линзовидных, волнистых текстур. Поровое пространство неравномерное, чаще всего представлено редкими межзерновыми пустотами.</p>
Низкая	<p>Дистальная часть пролювиального конуса выноса</p> <p>Пойма</p> <p>Озера</p> <p>Слабоподвижное морское мелководье</p>	 <p>Пойма. Переслаивание аргиллитов темно-серых и глинисто-алевролитовых пород с горизонтальной и полого-волнистой текстурой, нарушенными корнями растений</p>	 <p>а) аргиллит мелкозернистый; б) нерегулярное переслаивание аргиллита, песчаника тонкозернистого и алевролита</p>	 <p>Преобладание изолированных пор. Средний радиус пор 30-70 мкм, радиус каналов - 10-30 мкм. ACN (параметр связности) - 0-0,09</p>	<p>Песчано-алевролитовые, алевро-глинистые и глинисто-алевролитовые, углистые породы, алевролиты, аргиллиты. В виду низкой гидродинамики формируются массивная, горизонтальная параллельная, полого-волнистая текстуры. Как правило, отмечаются растительные остатки в разных формах: отпечатки, корни, детрит, прослои углей. Поровое пространство представлено единичными межзерновыми пустотами.</p>

Рис. 2. Литологические и структурные характеристики фаций, сгруппированных по гидродинамической активности



Кп - коэффициент пористости, Кпр - коэффициент остаточной водонасыщенности, Кво - коэффициент проницаемости, Спесч - содержание гравийной фракции, Сграв - содержание песчаной фракции, Сал - содержание алевроитовой фракции, Сгл - содержание глинистой фракции.

Рис. 3. Сопоставление литофациальных характеристик параметров отложений тюменской свиты с дифференциацией по обстановкам гидродинамической активности

Сравнивая все рассмотренные петрофизические зависимости по выделенным группам условий осадконакопления, можно отметить, что по группе 3 низкодинамических отложений зависимости имеют больший разброс точек, чем по группам 1 и 2. Это связано с разной динамикой водной среды осадконакопления: при высокой динамике осадки включают преимущественно песчаные фракции с минимальным содержанием алевритовой и глинистой, породы представлены песчаниками и песчаниками алевритистыми; при низкой динамике крупнозернистые фракции уступают место мелкозернистым песчаным и алевритовым, породы представлены алевролитами и алевролитами глинистыми. При этом также отмечены

изменения в минеральном составе глин. Итогом является усложнение структуры порового пространства, что подтверждает общеизвестные закономерности ухудшения ФЕС по мере уменьшения зернистости пород.

Фациальные группы, четко выделяемые по керну, также хорошо подтверждаются по промысловым характеристикам (результатам промыслово-геофизических исследований и испытаний объектов), что свидетельствует о важности и необходимости разделения пород по условиям осадконакопления.

Анализ результатов испытаний проводился с использованием информации о работе пласта на естественном режиме без методов воздействия. При испытании в

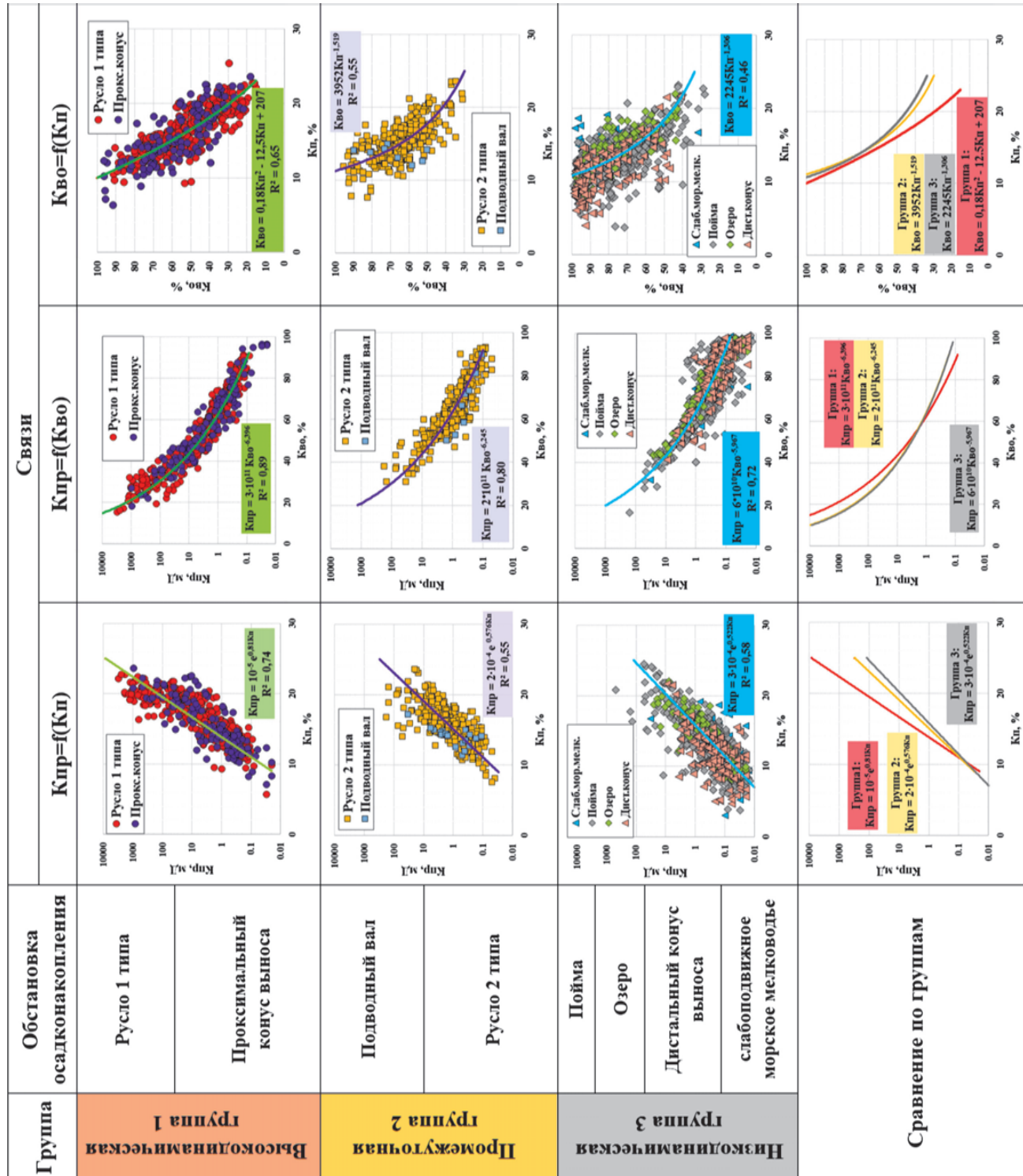


Рис. 4. Петрофизические зависимости $K_{пр} = f(K_{п})$, $K_{пр} = f(K_{во})$, $K_{во} = f(K_{п})$ по керну пластов тюменской свиты с дифференциацией по условиям осадконакопления

закрытом стволе мощность интервала испытаний менялась от 1 м до 40 м. В каждом интервале перфорации была определена обстановка осадконакопления по ГИС. Если в интервал перфорации попадали высоко- и низкодинамические обстановки, то полученный приток относился к высокодинамическим фациям.

Анализ испытаний отложений тюменской свиты в закрытом стволе (табл. 1, рис. 5А) показал следующее:

- для высокодинамических отложений характерны повышенные дебиты при испытаниях: в высокодинамических отложениях дебит в среднем составлял 17,6 м³/сут, в низкодинамических – 4,9 м³/сут, в промежуточной группе 2 средний дебит равен 7,9 м³/сут;

- в высокодинамических отложениях гораздо ниже вероятность отсутствия притока: при испытании интервалов в 1 и 2 группах результат «сухо» составляет 14 %, в 3 группе – 25 %.

Анализ промыслово-геофизических исследований (ПГИ) заключался в выявлении работающих прослоев коллекторов в интервале перфорации с привязкой к условиям осадконакопления (табл. 1, рис. 5Б). Наибольший охват интервалов перфорации работающими толщинами характерен для отложений первой группы, в меньшей степени – для отложений второй группы и минимальный процент – для отложений третьей группы, что закономерно согласуется со значениями ФЕС и степенью неоднородности коллекторов из разных групп осадконакопления.

Критерии выделения обстановок осадконакопления тюменской свиты по данным ГИС

По результатам прямой информации исследований керна была установлена дифференциация взаимосвязей

ФЕС пород по степени гидродинамической активности среды осадконакопления. В связи с этим, необходимо идентифицировать фациальные условия по косвенным геофизическим признакам в скважинах без отбора керна для создания индивидуальных алгоритмов интерпретации ГИС с определением подсчетных параметров – эффективной толщины $H_{эф}$, коэффициентов пористости K_p , проницаемости $K_{пр}$ и нефтенасыщенности K_n .

Особенности характеристик ГИС разных фациальных типов отложений рассматривал Муромцев В.С. в своей работе «Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа» (Муромцев, 1984). Типовые виды кривых метода самопроизвольной поляризации (СП) по Муромцеву В.С. приведены на сводном рисунке 6, из которого видно, что при высокодинамической активности формируются мощные песчаные пачки с большими амплитудами СП, при низкодинамической – преимущественно маломощные прослои с малыми амплитудами СП, при промежуточной активности формируется осадки с комбинацией геофизических образов. Т.е. Муромцевым В.С. сформулированы основные *качественные признаки фациальных условий по методу СП* – форма амплитуды, расчлененность кривой СП, выдержанность аномалии СП по разрезу. В данной работе, кроме метода СП, были рассмотрены показания других геофизических методов с привязкой к фациальным условиям и установлены *количественные критерии* для выделения групп фаций в разрезах скважин.

Лучшие результаты для дифференциации изучаемого разреза на обстановки осадконакопления дало комплексирование методов СП, гамма-каротажа (ГК) и эффективной толщины непрерывного коллектора ($H_{эф,непр}$).

Обстановка	Испытания без интенсификации			Доля работающих прослоев от интервала перфорации, %	
	Кол-во	Дебит, м ³ /сут			Отсутствие притока
		мин-макс	ср.знач		
Группа 1 - высокодинамическая	37	0,4-74	17,6	6 (16%)	9,2-56,6 36,4
Группа 2 - промежуточная	14	1,0-16,0	7,9	5 (35%)	8,9-37,5 20,2
Группа 3 - низкодинамическая	20	2,2-16,0	4,9	3 (15%)	0,0-20,0 5,6

Табл. 1. Результаты анализа испытаний пластов тюменской свиты

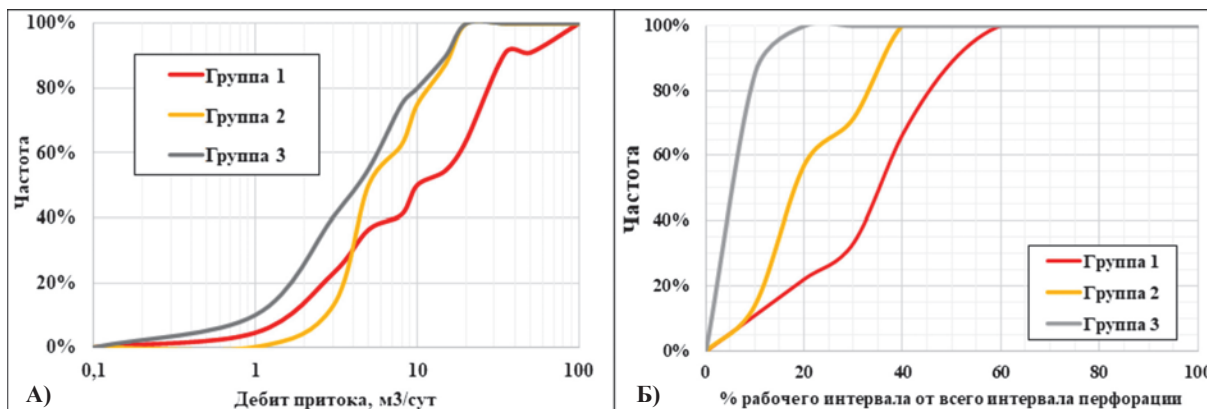


Рис. 5. Анализ доли работающих толщин для разных групп условий осадконакопления в интервалах перфорации тюменской свиты (А) и дебитов притоков при испытании пластов тюменской свиты в закрытом стволе (Б)

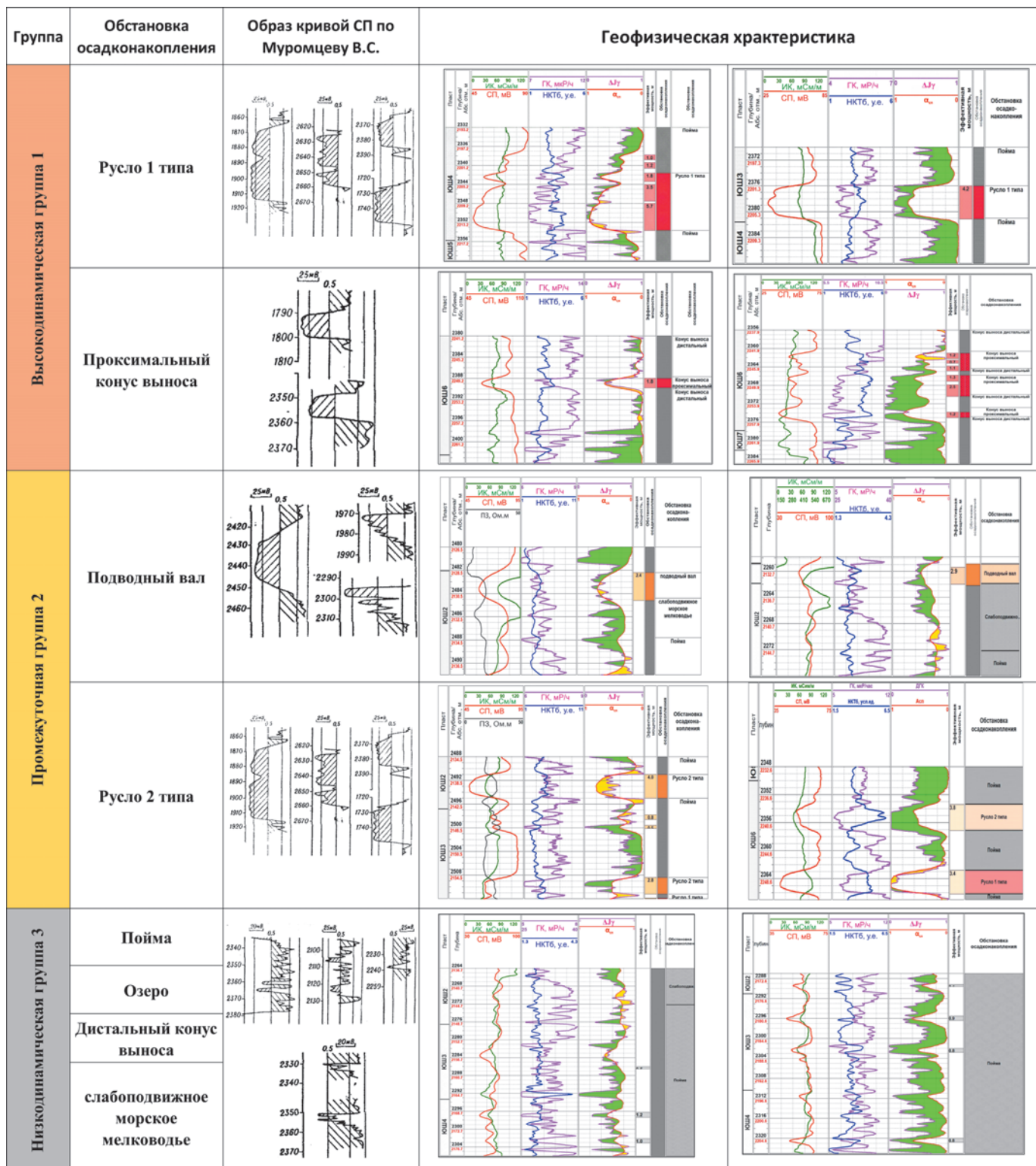


Рис. 6. Характеристика по методам ГИС гидродинамических групп отложений тюменской свиты

Метод ГК характеризуется минимальными показателями не только в коллекторах первой, но и второй, и третьей групп, и в итоге может быть использован только для выделения коллекторов в целом по разрезу. Для дифференциации разреза по типам отложений необходимо к ГК привлекать показания СП (рис. 7).

При сопоставлении относительных параметров – двойного разностного параметра ГК ($\Delta\gamma$) и относительной амплитуды СП ($\alpha_{СП}$) однозначно выделяются отложения 1 группы – породы высокотемпературной обстановки. Для дальнейшей дифференциации условий

осадконакопления необходимо привлекать граничные значения $N_{эф,непр}$. Последовательность действий для выделения условий осадконакопления по ГИС показана на рис. 8, на котором приведены граничные значения геофизических параметров одного из месторождений Западной Сибири.

В результате комплексирования методов ГИС с данными по керну установлены количественные критерии геофизических параметров для сегментации разреза скважин по фаціальным группам с целью дифференцированной интерпретации по разрезу скважин.

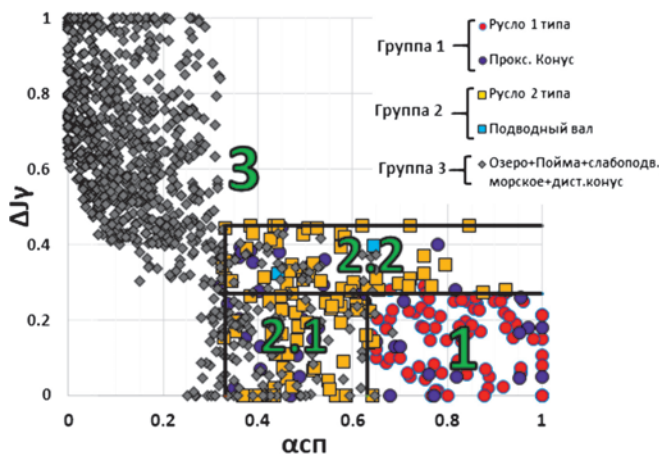


Рис. 7. Сопоставление $\Delta J\gamma$ и $\alpha_{сп}$ для отложений тюменской свиты с выделением групп осадконакопления

Для интерпретации материалов ГИС разработаны следующие методики и алгоритмы в рамках установленных групп.

Получены дифференцированные граничные значения коэффициентов пористости и проницаемости ($K_{п,гр}$, $K_{пр,гр}$) по сопоставлениям с динамической пористостью ($K_{п,дин}$) для выделения коллекторов в разных условиях осадконакопления: для высокодинамических отложений (группа 1) – $K_{п,гр}=12,3\%$, $K_{пр,гр}=0,21$ мД; для промежуточных и низкодинамических отложений (группы 2, 3) – $K_{п,гр}=13,5\%$, $K_{пр,гр}=0,42$ мД. Очевидно, что при использовании усредненных (без дифференциации по типам) граничных значений параметров будет происходить необоснованное завышение эффективных толщин в породах низкодинамических отложений и занижение в породах высокодинамических отложений.

Получены индивидуальные зависимости для расчета коэффициента пористости по методам ГИС – $K_n=f(\alpha_{сп})$, $K_n=f(\delta_n - \text{плотность})$, $K_n=f(\Delta J\gamma, \Delta \ln - \text{двойной разностный параметр нейтронного каротажа})$.

Выявлены различия в типе смачиваемости: породы высокодинамической группы имеют негидрофильную

смачиваемость, породы промежуточной и низкодинамической групп характеризуются преимущественно гидрофильной смачиваемостью.

Для определения коэффициента нефтенасыщенности по электрической модели с использованием методики Дахнова-Арчи по данным керна получены индивидуальные зависимости P_n-K_n (параметр насыщения P_n – коэффициент водонасыщенности K_n), отражающие разные типы смачиваемости по показателю степени n в уравнении $P_n=f(K_n)$: для высокодинамических отложений $n=1,7$; для низкодинамических – $n=1,58$. Выполнен расчет коэффициента нефтенасыщенности коллекторов с использованием петрофизических зависимостей «кern-кern» и сравнение величин K_n по ГИС с керном (табл. 2).

Сравнение показало, что в среднем по разрезу K_n по керну равен 47,2 %; по ГИС (по связям P_n-K_n «кern-кern» с дифференциацией по фациям) – 58,1 %. Расхождение – 10,9 % абсолютных или 23,1 % относительных, что составляет очень большую величину различия среднего значения коэффициента нефтенасыщенности (K_n ср).

Без дифференциации зависимостей по условиям осадконакопления также велика разница между величинами K_n по керну и ГИС – 6,4 % абс. или 13,6 % отн.

Существенное увеличение K_n по ГИС (58,1 %) относительно керна (47,2 %) связано с неучетом характера смачиваемости пород тюменской свиты. В результате стандартного экстрагирования образцов искусственно занижается удельное электрическое сопротивление (УЭС) по керну по сравнению с УЭС по ГИС, а, следовательно, занижается и величина P_n , что вносит искажение (снижение) в значение показателя смачиваемости « n » зависимости P_n-K_n . В итоге это приводит к существенному увеличению K_n по электрической модели ГИС.

Для проверки неучета влияния смачиваемости образцов построена зависимость P_n-K_n типа «кern-ГИС», при построении которой $K_{во}$ принимается по керну, K_n и удельное электрическое сопротивление нефтенасыщенных пород – по геофизическим исследованиям скважин, расположенных в зоне предельного насыщения нефтью.

Схема деления на условия осадконакопления по ГИС

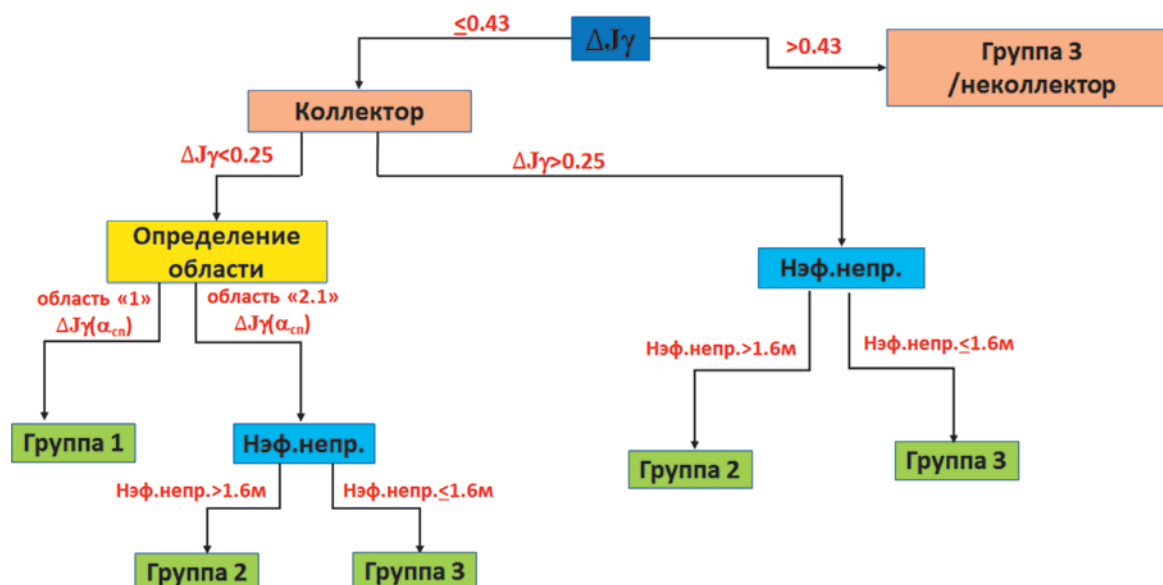


Рис. 8. Схема дифференциации отложений тюменской свиты на условия осадконакопления по данным ГИС

Получена зависимость $P_n - K_n$ с показателем степени $n=2,209$.

Сопоставление K_n по керну и ГИС ($P_n - K_n$ «кern-ГИС») показало (табл. 2), что в высокодинамических отложениях K_n по керну равен 50,3 %, по ГИС – 49,4 %. Расхождение невелико: -0,9 % абс. или -1,8 % отн. По керну в переходных отложениях 2-ой группы $K_n = 43,4$ %, по ГИС – 46,9 %. Расхождение равно 3,5 % абс. или 8,1 % отн. В низкодинамических отложениях K_n по керну составляет 41,2 %, по ГИС – 42,5 %, расхождение 1,3 % абс. или 3,2 % отн.

В среднем по всему разрезу K_n по керну равен 47,2 %, по ГИС – 48 %. Расхождение незначительное – 0,8 % абс. или 1,7 % отн.

Сходимость величин K_n по связи $P_n - K_n$ «кern-ГИС» с керном, а не со стандартной зависимостью $P_n - K_n$ «кern-кern» – это достаточно сильный аргумент в доказательство частичной гидрофобизации терригенных коллекторов тюменской свиты в высокодинамических условиях осадконакопления, что необходимо принимать во внимание и выполнять исследования керна по специальной программе для определения K_n по ГИС. Критерием достоверности полученных величин коэффициента нефтенасыщенности по ГИС являются значения УЭС коллекторов, отражающие природную смачиваемость пород в разрезе скважин.

По разработанным методикам и алгоритмам с дифференциацией по условиям осадконакопления выполнена интерпретация материалов ГИС тестовых скважин: идентифицированы фациальные обстановки, выделены коллекторы, определены коэффициенты пористости и нефтенасыщенности коллекторов (рис. 9). На рисунке видна хорошая сходимость расчетных данных по ГИС с данными исследований керна. Проведено сравнение с результатами интерпретации по ранее принятой модели 2014 года (рис. 10, табл. 3). Сопоставление параметров эффективной толщины ($H_{эф}$), пористости (K_n) и нефтенасыщенности (K_n)

происходило в границах фациальных обстановок, установленных в данной работе. Видно, что при уточнении петрофизической модели коллектора, линейные запасы ($H_{эф} \cdot K_n \cdot K_n$) существенно изменились за счет снижения величин K_n , K_n и $H_{эф}$.

Заключение

Выполненный всесторонний детальный анализ исследований керна сложно построенных низкопроницаемых отложений тюменской свиты продемонстрировал возможность успешной практической дифференциации методик и алгоритмов интерпретации данных ГИС по фациальным условиям осадконакопления. Количественные оценки подсчетных параметров коллекторов тюменской свиты по методикам ГИС с учетом основополагающих генетических условий отложения осадков имеют более высокую достоверность получаемых величин и позволяют повысить эффективность подсчета начальных запасов нефти. При условии создания геологической и гидродинамической моделей с учетом генезиса осадков появляется возможность адресно подбирать эффективные способы воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи.

Таким образом, в рамках исследований по тюменской свите получены следующие результаты:

- Выполнен детальный анализ кернового материала с целью дифференциации пород по условиям осадконакопления – выделением высоко- и низкодинамических признаков формирования осадков.
- Проведены специальные детальные исследования керна для изучения минерального состава пород, структуры порового пространства, капилляриметрические исследования, замеров показателей смачиваемости.
- Установлены зависимости между петрофизическими характеристиками отложений и их фациальной природой.

Группы отложения по гидродинамической активности	Керн	Кн.ср, %		
		ГИС		
		Электрическая модель (Pн-Кв "кern-кern")	Электрическая модель (Pн-Кв "кern-ГИС")	Электрическая модель (Pн-Кв "кern-кern") без дифференциации зависимостей
группа 1 (высокотдинамическая)	50,3	58,5	49,4	53,9
Δ^* , %		8,2	-0,9	3,6
δ^{**} , %		16,3	-1,8	7,2
группа 2 (промежуточная)	43,4	58,5	46,9	54
Δ , %		15,1	3,5	10,6
δ , %		34,8	8,1	24,4
группа 3 (низкоддинамическая)	41,2	53,8	42,5	47,1
Δ , %		12,6	1,3	5,9
δ , %		30,6	3,2	14,3
итого по разрезу	47,2	58,1	48	53,6
Δ , %		10,9	0,8	6,4
δ , %		23,1	1,7	13,6

* Δ - абсолютное расхождение Кн

** δ - относительное расхождение Кн

Табл. 2. Сопоставление величин K_n по керну и разным способам расчета по ГИС

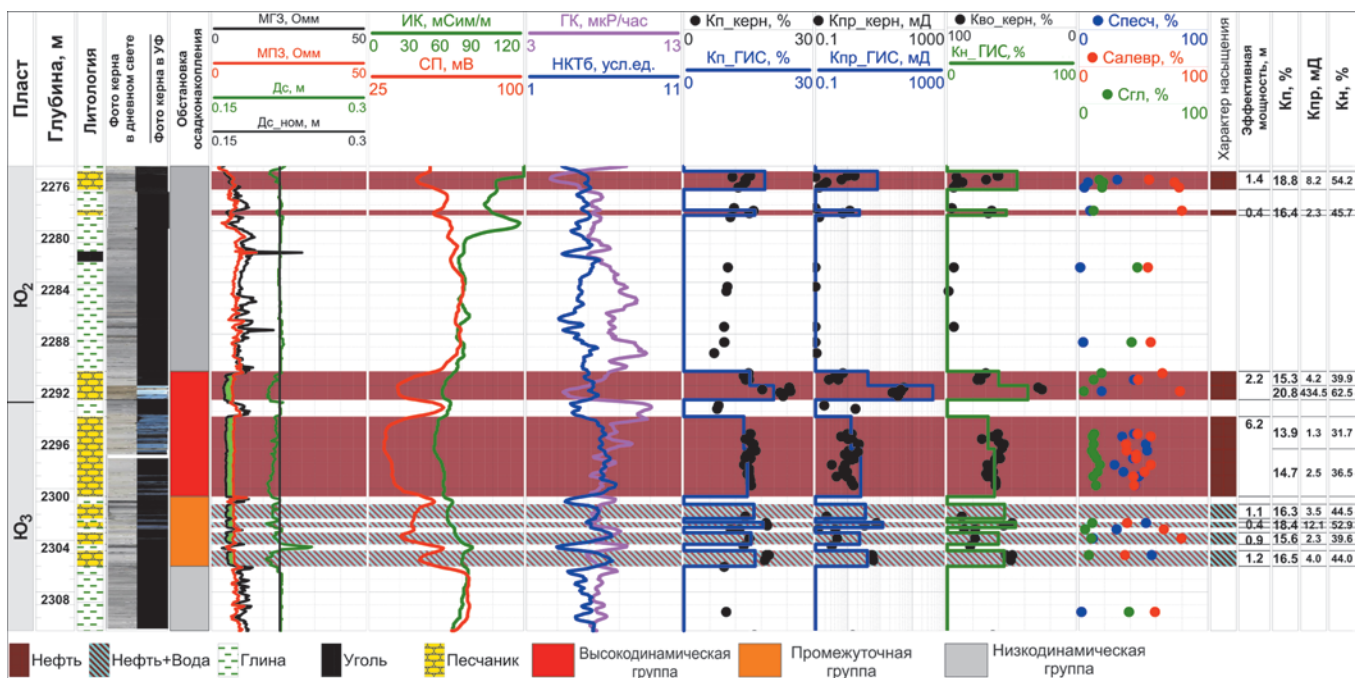


Рис. 9. Анализ полученных результатов интерпретации данных ГИС по тестовому массиву скважин

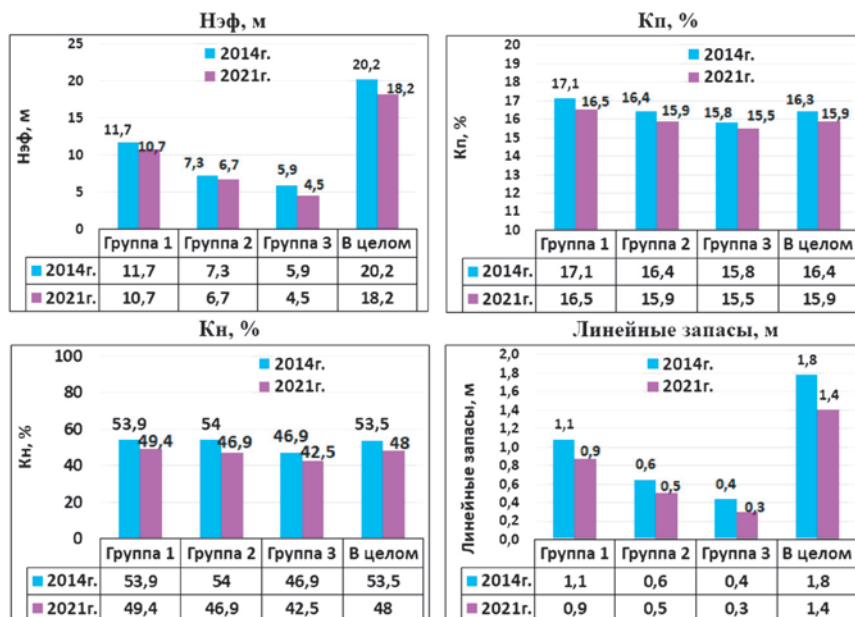


Рис. 10. Геолого-геофизический разрез пластов тюменской свиты по скв. 1 с результатами интерпретации по новой петрофизической модели

Отложения	Линейные запасы	
	2014 г.	2021г.
Высокодинамическая группа 1	1,1	0,9
Расхождение:	абс.: -0,21	отн.: -19,1
Переходная группа 2	0,6	0,5
Расхождение:	абс.: -0,15	отн.: -22,7
Низкодинамическая группа 3	0,4	0,3
Расхождение:	абс.: -0,15	отн.: -33,4
Итого группа 1+2+3	1,8	1,4
Расхождение:	абс.: -0,39	отн.: -21,8

Табл. 3. Сопоставление линейных запасов тюменской свиты

- По данным геофизических исследований скважин обоснованы количественные критерии дифференциации отложений тюменской свиты на высоко- и низкодинамические, сделаны оценки граничных значений геофизических параметров для выделения коллекторов и оценки характера насыщенности с учетом принадлежности к фациальным зонам.

- Показана нестабильность показателя смачиваемости терригенных коллекторов тюменской свиты в зависимости от фациальных условий: изменение смачиваемости происходит от гидрофильной в пойменных низкодинамических отложениях до промежуточной смачиваемости в русловых высокодинамических осадках.

- Создана методика определения коэффициента нефтенасыщенности по электрической модели для высокодинамических коллекторов тюменской свиты путем построения индивидуальной зависимости.

• Сравнение цифр линейных запасов при стандартном подходе к определению свойств для подсчета запасов коллекторов низкопроницаемых отложений тюменской свиты с авторским способом дифференциации отложений по условиям осадконакопления показало существенное снижение линейных запасов за счет уточнения подсчетных параметров при учете фациальных критериев на всех этапах обработки и интерпретации данных керна и ГИС.

Литература

Алексеев В.П., Федоров Ю.Н., Савенко В.А. (2009). Строение и корреляция отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 227 с.

Вассоевич Н.Б. (1983). Справочник по литологии. М: Недра, 509 с.

Гурари Ф.Г. (2005). Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции. Новосибирск: Наука, 156 с.

Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. (2008). Петрофизические методы исследования кернового материала (Терригенные отложения). Москва: Изд-во МГУ, 112 с.

Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д., Савченко Д.С., Коробова Н.И., Сауткин Р.С., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А. (2020). Новые представления о модели коллектора викуловской свиты Красноленинского месторождения (Западная Сибирь). *Вестник МГУ. Серия 4: Геология*, 3, с. 66–74. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-3-66-74>

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972–1012. <https://doi.org/10.1016/j.ggg.2013.07.002>

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. (1975). Геология нефти и газа Западной Сибири. М: Недра, 680 с.

Нестеров И.И. (1979). Новый тип коллектора нефти и газа. *Геология нефти и газа*, 10, с. 26–29.

Муромцев В.С. (1984). Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л: Недра, 260 с.

Рединг Х.Г., Коллинсон Дж. Д., Аллен Ф.А. (1990). Обстановки осадконакопления и фации. М: Мир, 352 с.

Сурков В.С. (1986). Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. М: Недра, 149 с.

Hentz M., Ellsworth P., Naranjo S. (1997). Biology and morphology of *Chelonus* sp. nr. *curvimaclulatus* (Hymenoptera: Braconidae) as a parasitoid of *Pectinophora gossypiella* (Lepidoptera: Gelechiidae). *Annals of the Entomological Society of America*, 90(5), pp. 631–639. <https://doi.org/10.1093/aesa/90.5.631>

Сведения об авторах

Татьяна Геннадьевна Исакова – ведущий геофизик кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Анна Сергеевна Персидская – ведущий геофизик кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Олег Владимирович Хотылев – кандидат геол.-мин. наук, геолог кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Юлия Александровна Коточкова – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Алёна Дмитриевна Егорова – аспирант кафедры сейсмометрии и геоакустики, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Татьяна Фёдоровна Дьяконова – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Алексей Сергеевич Мозговой – магистрант кафедры сейсмометрии и геоакустики, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Валерия Вадимовна Чуркина – аспирант кафедры нефтегазовой седиментологии и морской геологии

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Сергей Викторович Козаков – начальник отдела приемки, систематизации и хранения керна, управление комплексных исследований керна ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, д. 143а

Наталья Владимировна Кожевникова – начальник отдела первичной обработки и профильных исследований керна, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, д. 143а

Равиль Зульфирович Ливаев – начальник отдела петрофизического моделирования, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, д. 143а

Виталий Сергеевич Дручин – кандидат геол.-мин. наук, заместитель директора филиала по научной работе в области геологии, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, д. 143а

Николай Валерьевич Белов – начальник отдела запасов углеводородов, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Россия, 628486, Когалым, ул. Прибалтийская, д. 20

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 10.04.2022;

Принята к публикации 27.04.2022;

Опубликована 16.05.2022

Typification of the deposits of the Tyumen Formation according to the degree of hydrodynamic conditions of sedimentation to create a petrophysical model and differentiated interpretation of well log data

T.G. Isakova^{1*}, A.S. Persidskaya¹, O.V. Khotylev¹, Ju.A. Kotochkova¹, A.D. Egorova¹, T.F. Dyakonova¹, A.S. Mozgovoy¹, V.V. Churkina¹, S.V. Kozakov², N.V. Kozhevnikova², R.Z. Livaev², V.S. Druchin², N.V. Belov³, G.A. Kalmykov¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Branch of the Lukoil-Engineering OOO in Tyumen – KogalymNIPIneft, Tyumen, Russian Federation

³Lukoil-Zapadnaya Sibir OOO, Kogalym, Russian Federation

*Corresponding author: Tatiana G. Isakova, e-mail: t.isakova@oilmsu.ru

Abstract. The article considers facies analysis and the application of its results for the typification of rocks of the Tyumen Formation. The aim of the article is to create algorithms for the differentiated interpretation of geophysical studies of well log data of the Tyumen formation based on a detailed study of the core.

Based on core studies, as well as geological, geophysical data and field information on the Tyumen Formation of some deposits in Western Siberia, the main groups of facies were identified, reflecting the hydrodynamic activity of sedimentation conditions: group 1 – high-dynamic conditions, group 2 – transitional conditions, group 3 – low-dynamic conditions.

On the basis of this typification, petrophysical models of the deposits of the Tyumen Formation were created: petrophysical functions were built with differentiation by facies zones, boundary values of petrophysical parameters were obtained to identify reservoirs of different sedimentation conditions, algorithms for differentiated interpretation of well log data were proposed, also based on test results and field geophysical survey, differences in field characteristics for different sedimentation conditions were revealed, linear oil reserves were calculated using a new petrophysical model.

The development and implementation of an integrated approach to the interpretation of well log data, taking into account the conditions of sedimentation, make it possible to increase the reliability of determining the properties of the reservoirs of the Tyumen Formation, and the efficiency of calculating the oil reserves.

Keywords: West Siberia, Tyumen Formation, facies analysis, petrophysical model, well log data

Recommended citation: Isakova T.G., Persidskaya A.S., Khotylev O.V., Kotochkova Yu.A., Egorova A.D., D'yakonova T.F., Mozgovoy A.S., Churkina V.V., Kozakov S.V., Kozhevnikova N.V., Livaev R.Z., Druchin V.S., Belov N.V., Kalmykov G.A. (2022). Typification of the deposits of the Tyumen Formation according to the degree of hydrodynamic conditions of sedimentation to create a petrophysical model and differentiated interpretation of well log data. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 172–185. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.16>

References

- Alekseyev V.P., Fedorov Yu.N., Savenko V.A. (2009). Structure and correlation of deposits of the Tyumen Formation of the Shaim oil and gas region (Western Siberia). Yekaterinburg: USGU, 227 p. (In Russ.)
- Akhpatelov E.A., Volkov V.A., Goncharov V.N. (2004). Atlas "Geology and oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug". Yekaterinburg: IzdatNaukaService, 148 p. (In Russ.)
- Vassoevich N.B. (1983). Handbook of lithology. Moscow: Nedra, 509 p. (In Russ.)
- Gurari F.G. (2005). Geological structure and oil and gas potential of the Lower – Middle Jurassic of the West Siberian province. Novosibirsk: Nauka, 156 p. (In Russ.)
- Goncharov I.V. (1987). Geochemistry of oils in Western Siberia. Moscow: Nedra, 181 p. (In Russ.)
- Hentz M., Ellsworth P., Naranjo S. (1997). Biology and morphology of *Chelonus* sp. nr. *curvimaculatus* (Hymenoptera: Braconidae) as a parasitoid of *Pectinophora gossypiella* (Lepidoptera: Gelechiidae). *Annals of the Entomological Society of America*, 90(5), pp. 631–639. <https://doi.org/10.1093/aesa/90.5.631>
- Ivanov M.K., Burlin Yu.K., Kalmykov G.A., Karnyushina E.E., Korobova N.I. (2008). Petrophysical methods for studying core material (terrigenous deposits). Moscow: Moscow University Publ., 112 p. (In Russ.)
- Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Pisetsky V.B. (2012). New data on the structure of the basement of the West Siberian plate. *Litosfera = Lithosphere*, 4, pp. 91–105. (In Russ.)
- Isakova T.G., Dyakonova T.F., Nosikova A.D., Savchenko D.S., Korobova N.I., Sautkin R.S., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A. (2020). New ideas about the reservoir model of the Vikulovskaya suite of the Krasnoleninskoye field (Western Siberia). *Bulletin of Moscow University. Series 4: Geology*, 3, pp. 66–74. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-3-66-74>
- Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54, pp. 747–779. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002>
- Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. (1975). Geology of oil and gas in Western Siberia. Moscow: Nedra, 680 p. (In Russ.)
- Nesterov I.I. (1979). A new type of oil and gas collector. *Geologiya nefi i gaza*, 10, pp. 26–29. (In Russ.)
- Muromtsev V.S. (1984). Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas. Leningrad: Nedra, 260 p. (In Russ.)
- Reading H.G., Collinscon J.D., Allen F.A. (1990). Sedimentary environments and facies. Moscow: Mir, 352 p. (In Russ.)
- Surkov V.S. (1986). Megacomplexes and deep structure of the Earth's crust of the West Siberian plate. Moscow: Nedra, 149 p. (In Russ.)
- Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Devyatov V.P. (2000). Stratigraphy of oil and gas bearing basins of Siberia. Jurassic system. Novosibirsk: SB RAS, GEO, 480 p. (In Russ.)

About the Authors

Tatyana G. Isakova – Leading Geophysicist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna S. Persidskaya – Leading Geophysicist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Oleg V. Khotylev – PhD (Geology and Mineralogy), Senior geologist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Julia A. Kotochkova – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alena D. Egorova – PhD student, Seismic and Geoacoustic Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatyana F. Dyakonova – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Aleksei S. Mozgovoy – Graduate student, Seismic and Geoacoustic Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Valeria V. Churkina – PhD student, Petroleum Sedimentology and Marine Geology Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Sergey V. Kozakov – Head of the Department of Acceptance, Systematization and Storage of Core, Department of Integrated Core Research, Branch of the Lukoil-Engineering OOO in Tyumen – KogalymNIPIneft

143a, Respublika st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Natalia V. Kozhevnikova – Head of the Department of Primary Processing and Core Research, Branch of the Lukoil-Engineering OOO in Tyumen – KogalymNIPIneft

143a, Respublika st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Ravil Z. Livaev – Head of Petrophysical Modeling Department, Branch of the Lukoil-Engineering OOO in Tyumen – KogalymNIPIneft

143a, Respublika st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Vitalii S. Druchin – PhD (Geology and Mineralogy), Deputy Director for Geology, Branch of the Lukoil-Engineering OOO in Tyumen – KogalymNIPIneft

143a, Respublika st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Nicolai V. Belov – Head of Hydrocarbon Reserves Department, Lukoil-Zapadnaya Sibir OOO

20, Pribaltiyskaya st., Kogalym, 628486, Russian Federation

Georgii A. Kalmykov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 9 March 2022;

Accepted 15 April 2022; Published 16 May 2022

О «палеозойских корнях» нефтей Восточного Предкавказья

Н.Ш. Яндарбиев^{1*}, Р.Ф. Заксенхофер², А.Н. Степанов³, Д.Н. Яндарбиева¹

¹Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Горный университет Леобен, Леобен, Австрия

³Волгоградское научно-техническое общество нефтяников и газовиков имени акад. И.М. Губкина, Волгоград, Россия

Статья посвящается светлой памяти моего учителя, выдающегося ученого, геолога-геохимика, одного из создателей нефтегазогеологической науки в Московском университете, чл.-корр. АН СССР, профессора Николая Брониславовича Вассовича

В работе рассматриваются геохимические данные о биомаркерном составе нефтей месторождений Терско-Каспийского нефтегазоносного бассейна. Изучены пробы нефтей месторождений основных нефтегазоносных районов Восточного Предкавказья – Терско-Сунженского, Прикумского вала, Предгорного Дагестана и акватории Среднего Каспия. Для определения «геохимического» возраста нефтей анализировались соотношения регулярных стеранов в насыщенных фракциях углеводородных флюидов. Установлено, что значение биомаркерного параметра C28/C29, определяющего геологический возраст исходного для нефтей органического вещества, варьирует в широких пределах – 0,36–1,47. Наиболее «древний» возраст (девон-карбон) определен для нефтей Прикумского вала и акватории Среднего Каспия. В Терско-Сунженской зоне и Предгорном Дагестане в нефтях фиксируется возрастание доли стерана состава C28, что указывает на более молодой возраст генерации (вплоть до палеогена). Полученные данные могут быть использованы для уточнения истории формирования углеводородных скоплений в данном регионе.

Ключевые слова: Терско-Каспийский нефтегазоносный бассейн, Терско-Сунженская зона, Предгорный Дагестан, Прикумский вал, акватория Каспия, геохимия, нефтяные месторождения, биомаркерные показатели, возраст нефтей, стераны

Для цитирования: Яндарбиев Н.Ш., Заксенхофер Р.Ф., Степанов А.Н., Яндарбиева Д.Н. (2022). О «палеозойских корнях» нефтей Восточного Предкавказья. *Георесурсы*, 24(2), с. 186–191. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.17>

Введение

К настоящему времени в пределах Восточного Предкавказья выявлено более 200 месторождений нефти и газа (рис. 1). Из них около 50 приурочено к Терско-Каспийскому передовому прогибу, остальные сосредоточены на Скифской плите. Стратиграфический диапазон нефтегазоносности охватывает природные резервуары от каменноугольного(?) до плиоценового возраста; глубины залегания продуктивных отложений изменяются от первых сотен метров (Южный Дагестан) до 5800 м (Терско-Сунженская зона).

Геохимическому изучению нефтей региона посвящены работы, Т.А. Ботневой, Н.Н. Волгина, А.В. Меркулова, Ал.А. Петрова, В.А. Чахмахчева, А.Я. Куклинского, А.Н. Степанова, Н.Ш. Яндарбиева, А.А. Ярошенко и др. В последние годы с целью изучения генетических особенностей углеводородных залежей сотрудниками МГУ имени М.В. Ломоносова и ВНИГНИ проводилось углубленное геохимическое изучение нефтей на молекулярном уровне, включающее газо-хроматографические, хромато-масс-спектрометрические и изотопные методы исследований (Яндарбиев и др., 2017; Yandarbiev et al., 2021).

Целью данного исследования является изучение биомаркерных особенностей нефтей Восточного Предкавказья для выяснения их сходств и различий с позиций геохимического возраста исходных нефтематеринских толщ.

Материалы и методы

Закономерности качественного и количественного распределения биомаркеров (хемофоссилий) в прикладной геохимии используются для реконструкции процесса формирования молекулярного состава нефтей и исходного органического вещества: геохимических условий осадконакопления; типа, литологического состава и степени катагенеза исходных нефтематеринских толщ; термической зрелости нефтей; возраста исходного органического вещества и различных генетических интерпретаций и корреляций в системах «нефть-органическое вещество (ОВ), «нефть-нефть» и т.д. Результаты этих исследований отражены в нескольких наших последних публикациях (Яндарбиев и др., 2017; Yandarbiev et al, 2021).

В данной работе мы акцентировали внимание на результатах интерпретации закономерностей изменений концентраций стеранов состава C27-C29 в насыщенных фракциях нефтей. Изучено более 100 проб нефтей из разновозрастных залежей месторождений основных нефтегазоносных районов региона – Терско-Сунженского, Предгорного Дагестана, Прикумского вала и акватории Каспия (использованы материалы

* Ответственный автор: Нурдин Шамаевич Яндарбиев
e-mail: yandarbiev@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

«Лукойл-ВолгоградНИПИморнефть») (табл. 1).

По мнению некоторых геохимиков (Grantham, Wakefield, 1988; Петров, 1991, 1994; Чахмахчев, 1993), особый практический интерес представляет использование стерановых биомаркеров для определения геологического возраста исходного рассеянного ОВ. В частности, установлено, что для нефтей морского генезиса наблюдается определенная корреляционная связь между геологическим возрастом исходных нефтематеринских отложений и соотношением стеранов C28/C29. Возрастание доли стерана C28 объясняется не химической эволюцией стеролов, а расширением видового разнообразия фитопланктона в более позднее геологическое время (Grantham, Wakefield, 1988).

Результаты исследований

Согласно полученным результатам исследований изученные образцы нефтей на диаграмме Кеннона-Кессоу (Connan, Cassou, 1980) (пристан/н-C17 и фитан/н-C18) располагаются в поле развития нефтей, генерированных из исходного органического вещества морского генезиса (мелководно-морские и лагунные условия осадконакопления) (рис. 2), что позволяет использовать биомаркерный параметр C28/C29 («критерий Грэхэма») для определения «геохимического возраста» рассматриваемых нефтей.

На диаграмме видно, что почти все изученные нефти (Терско-Сунженской зоны, Предгорного Дагестана, Прикумского вала и акватории Каспия) располагаются в поле развития зрелых и постзрелых нефтей, источником для которых является ОВ морского генезиса. Лишь несколько проб нефтей, отобранных из караган-чокракских залежей Старогрозненского и Гойт-Кортковского месторождений Терско-Сунженской зоны, попадают в поле незрелых биодegradированных нефтей.

На преобладание морского водородоносного ОВ в исходных нефтематеринских породах указывают также результаты хромато-масс-спектрометрических исследований

насыщенной и ароматической фракций нефтей. В частности, в нефтях Терско-Сунженской зоны, как правило, фиксируется доминирование стеранов C27 (более 60 %), что указывает на значительный вклад водородоносного ОВ, а в неогеновых нефтях (Старогрозненское, Гойт-Корт) наблюдается относительно равные содержания стеранов C27:C28:C29 (40:28:32), что свидетельствует о присутствии в изначально морском ОВ незначительной наземной составляющей (Яндарбиев и др., 2017).

Таким образом, доказав преимущественно морской генезис изучаемых нефтей, нами были рассчитаны соотношения регулярных стеранов C28/C29 (табл. 1).

Анализ таблицы показывает, что величина параметра C28/C29 в изученных нефтях варьирует от 0,44 до 1,47. Согласно литературным данным в среднем для нефтей морского генезиса отношения регулярных стеранов C28/C29 следующие: для докембрия – 0,2; для ордовика-перми – 0,3–0,5; для юры и мела – 1,0; для кайнозоя – более 1. Следовательно геохимический возраст изученных нефтей охватывает возрастной интервал от кайнозоя до палеозоя.

На рис. 3 приведено распределение исследованных нефтей по нефтегазоносным районам (форма значка), глубине их залегания, возрасту вмещающих отложений (цвет соответствующего значка) и «геохимическому возрасту» по биомаркерным параметрам (цветные поля, соответствующие принятой геохронологической шкале).

Изученные нефти по геохимическому возрасту, идентифицированному по биомаркерным характеристикам («критерий Грэхэма»), характеризуются существенными различиями независимо от возраста и глубины залегания вмещающих отложений (залежей) (рис. 4).



Рис. 1. Схема расположения месторождений в Терско-Каспийском НГБ (Яндарбиев и др., 2014)

Месторождение	№ скв.	Возраст резервуара	C28/C29	«Геохимический возраст» по критерию Грэхема
Предгорный Дагестан				
Димитровское	9	K ₂	0,9	ранний мел
Димитровское	7	K ₂	0,89	ранний мел
Димитровское	19	K ₂	0,9	ранний мел
Димитровское	38	K ₂	0,92	ранний мел
Димитровское	4	K ₂	0,94	ранний-поздний мел
Димитровское	42	K ₂	1,0	ранний-поздний мел
Димитровское	30	K ₂	1,0	ранний-поздний мел
Димитровское	37	K ₂	0,87	ранний мел
Махачкала-Тарки	7	K ₂	0,9	ранний мел
Махачкала-Тарки	220	K ₂	0,9	ранний мел
Махачкала-Тарки	228	K ₂	0,9	ранний мел
Махачкала-Тарки	10	N ₁ ch	1,1	поздний мел
Избербаш	248	K ₂	1,0	ранний-поздний мел
Избербаш	270	N ₁ ch	1,0	ранний-поздний мел
Шамхал-Булак	18	K ₂	0,78	поздняя юра
Терско-Сунженская зона				
Старогрозненское	713	K ₁	1,27	палеоген
Андреевское	1007	K ₂	1,21	палеоген
Северная Джалка	4	K ₂	1,17	поздний мел
Брагунское	87	K ₂ +Pg	1,39	палеоген-неоген
Петропавловское	3	K ₂ +Pg	1,47	неоген
Гойт-Корт	93	N ₁ ch	1,30	палеоген
Старогрозненское	395	N ₁ ch	1,06	поздний мел
Старогрозненское	662	N ₁ kg	1,37	палеоген-неоген
Прикумский вал				
Юбилейное	29	C(?)	0,54	пермь
Озек-Суат	248	J ₃	0,56	пермь
Озек-Суат	262	J ₃	0,72	поздняя юра
Озек-Суат	260	J ₃	0,6	пермь
Русский Хутор	76	K ₁	0,55	пермь
Русский Хутор	77	K ₁	0,56	пермь
Русский Хутор	90	K ₁	0,48	девон-карбон
Зимне-Ставкинско-Правобережное	177	J ₁	0,5	девон-карбон
Зимне-Ставкинско-Правобережное	124	K ₁	0,44	девон-карбон
Урожайненское	92	J ₁	0,47	девон-карбон
Урожайненское	52	K ₂	1,03	поздний мел
Величаевско-Колодезное	43	T ₁	1,0	ранний-поздний мел
Восточно-Безводненское	84	K ₁	0,94	ранний мел
Ракушечно-Широтная зона (акватория Среднего Каспия)				
Ракушечное	1	K ₁ al-a	0,54	пермь
Ракушечное	1	K ₁ h	0,54	пермь
Ракушечное	3	J ₃ vl	0,58	пермь
Широтное	1	J ₃ t	0,44	девон-карбон
Широтное	2	J ₂ bt	0,63	пермь
Центрально-Каспийская зона (акватория Среднего Каспия)				
Хвалынское	3	J ₃ t	0,34	девон
Хвалынское	3	J ₃ ox	0,73	поздняя юра
Хвалынское	3	J ₂ kl	0,37	девон
Хвалынское	3	J ₂ bt	0,62	пермь
Хвалынское	1	J ₂ bj	0,47	девон-карбон
Хвалынское	1	J ₂ bj	0,8	поздняя юра-ранний мел
Хвалынское	1	J ₂ bt	0,88	ранний мел
Хазри	1(конд)	J ₃ t	0,68	триас
Хазри	1(конд)	J ₃ t	0,55	пермь
Хазри	1(нефт)	J ₃ t	0,58	пермь
Хазри	1(нефт)	J ₃ km	0,59	пермь

Табл. 1. Соотношения регулярных стеранов C28/C29 в нефтях Восточного Предкавказья. В таблице геохимический возраст нефтей выделен цветом согласно геохронологической шкале.

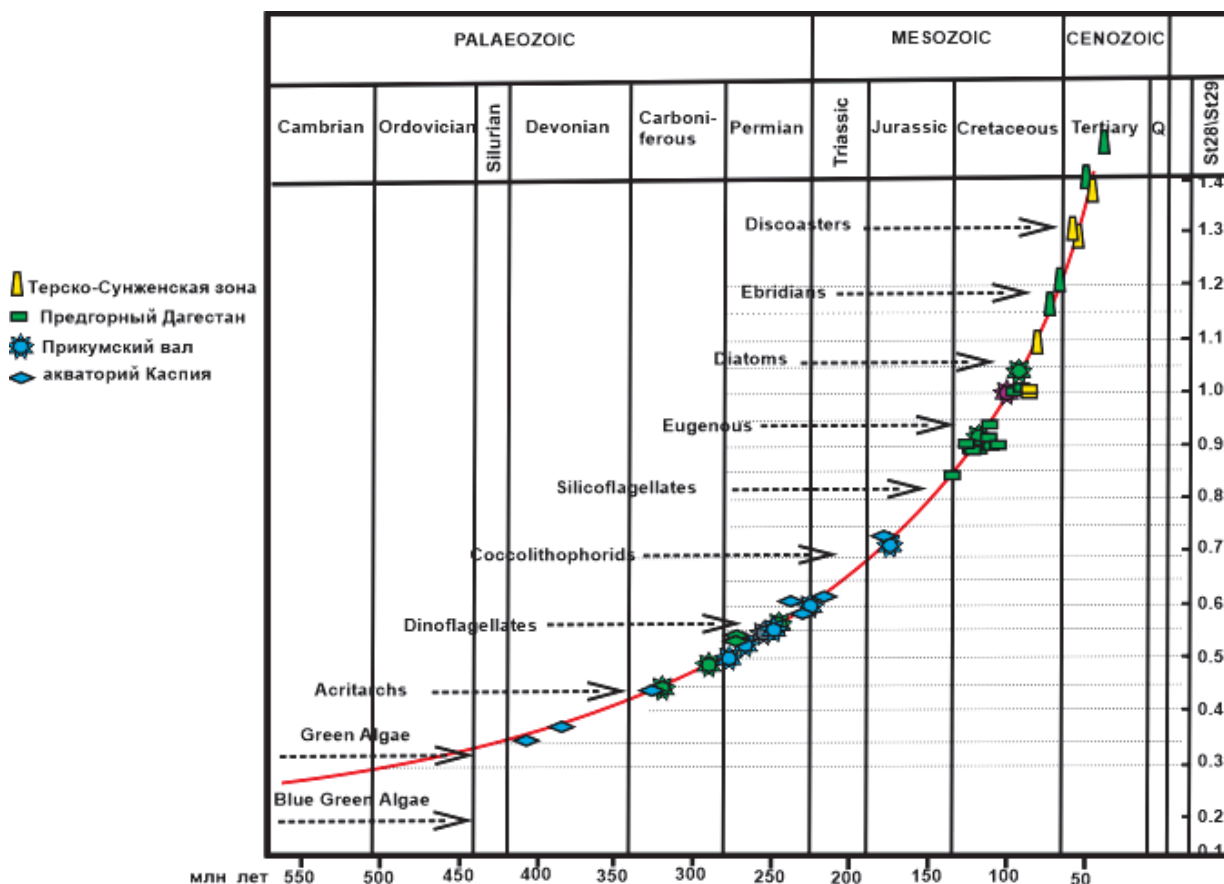


Рис. 4. Распределение нефтей Терско-Каспийского НГБ на адаптированном графике Грэхема (Grantham, Wakefield, 1988) для определения геологического возраста нефтей по соотношению стеранов C28\C29

«Лукойл-ВолгоградНИПИморнефть»), возраст по Грэхему – от девона до раннего мела. Более высокие значения (0,8–0,88), соответствующие меловому возрасту, отмечаются для среднеюрских (бат-байосских) проб. Возможно, генерация углеводородов происходила в несколько фаз из разных нефтематеринских толщ.

Заключение

Таким образом, биомаркерные исследования позволяют сделать вывод о генетической полихронности формирования углеводородных скоплений исследуемого региона.

Предположительно в истории нефтегазообразования в данном бассейне существовало два очага генерации: северный палеозойский ранний, связанный с Урало-Казахским палеоокеаном; и южный мезозойско-кайнозойский молодой, развивавшийся в зоне Неотетиса. Наиболее молодой (мел-палеоген) очаг генерации нефти был приурочен к южному складчатому борту Терско-Каспийского передового прогиба – Терско-Сунженская зона и Сулакская впадина. Независимо от возраста природных резервуаров, содержащих в настоящее время промышленные скопления углеводородных флюидов, время генерации нефтей идентифицируется не древнее мелового. Источниками генерации служили альб-аптская глинистая, эоценовая глинисто-карбонатная и олигоценовая глинистая нефтематеринские толщи. В пределах Предгорного Дагестана процессы нефтегазообразования начались несколько раньше (юра-мел) и генераторами являлись бат-байосские и альб-аптские глинистые нефтематеринские толщи.

Северный более древний очаг нефтегенерации формировался в Манычско-Хвалынской зоне, смежных депрессиях Прикаспия и в погруженных частях Прикумского вала. Процессы нефтегазообразования, судя по полученным биомаркерным данным, происходили, начиная с позднепалеозойского времени (девон-пермь). Позже начали генерировать и мезозойские нефтематеринские свиты. Одновременно происходит миграция образовавшихся «палеозойских» углеводородов в вышележащие мезозойские природные резервуары. Возможно, остаточные объемы углеводородов могли сохраниться и в палеозойском комплексе, что указывает на их перспективность для дальнейших геологоразведочных работ.

Литература

Петров Ал.А. (1991). Геохимическое значение стеранов. Научно-прикладные аспекты геохимии нефти и газа. М: ИГИРГИ, с. 21–30.
 Петров Ал.А. (1994). Биометки и геохимические условия преобразования нефтей России. *Геология нефти и газа*, 6, с. 13–19.
 Чахмахчев А.В. (1993). Углеводороды-биомаркеры как показатели геологического возраста нефти. *Геохимия*, 12, с. 1806–1813.
 Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Крылов О.В., Наумчев Ю.В. (2017). Геохимия углеводородов Терско-Каспийского прогиба. *Георесурсы*. Спецвыпуск, с. 227–239. <https://doi.org/10.18599/grs.19.22>
 Connon J., Cassou A.M. (1980). Properties of gases and petroleum lipids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 44, pp. 1–23. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(80\)90173-8](https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8)
 Grantham P.J., Wakefield L.L. (1988). Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. *Org. Geochem.*, 12, pp. 61–73. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90115-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90115-5)
 Yandarbiev N.Sh, Sachsenhofer R.F., Ajuaba S., Bechtel A., Yandarbieva D.Y. (2021). Geochemistry of oils in the Terek-Caspian foredeep and Prikumsk swell, NE Greater Caucasus, Southern Russia. *Journal of Petroleum Geology*, 44(3), pp. 317–348. <https://doi.org/10.1111/jpg.12796>

Сведения об авторах

Нурдин Шамаевич Яндарбиев – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119333, Москва, Ленинский проспект, д. 60\2

Райнхард Заксенхофер – профессор, заведующий кафедрой нефтяной геологии, факультет прикладных геонаук и геофизики, Горный университет Леобен

Австрия, 8700, Леобен, ул. Петер-Тюннер, д. 5

Андрей Николаевич Степанов – кандидат геол.-мин. наук, председатель правления Волгоградского научно-технического общества нефтяников и газовиков имени акад. И.М. Губкина

Россия, 400001, Волгоград, ул. Канунникова, д. 6, оф. 220

Диана Нурдиновна Яндарбиева – магистрант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119333, Москва, Ленинский проспект, д. 60\2

Статья поступила в редакцию 18.02.2022;

Принята к публикации 03.05.2022; Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

About “Paleozoic roots” of the oils of the Eastern Ciscaucasia

N.Sh. Yandarbiev^{1*}, *R.F. Sachsenhofer*², *A.N. Stepanov*³, *D.N. Yandarbieva*¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Montanuniversitaet Leoben, Leoben, Austria

³Gubkin Scientific and Technical Society of Oil and Gas Workers in Volgograd, Volgograd, Russian Federation

*Corresponding author: Nurdin Sh. Yandarbiev, e-mail: yandarbiev@mail.ru

Abstract. The paper considers geochemical data on the biomarker composition of oils from the fields of the Terek-Caspian oil and gas basin. Samples of oils from the fields of the main oil and gas bearing regions of the Eastern Ciscaucasia – Terek-Sunzha zone, Prikumsky swell, Piedmont Dagestan and the Middle Caspian Sea were studied. To determine the “geochemical” age of oils, the ratios of regular steranes in saturated oil fractions were analyzed. It was found that the value of the biomarker parameter St28/St29, which determines the geological age of the original organic matter for oils, varies widely – 0.36–1.47. The most “ancient” age (Devonian-Carboniferous) was determined for the oils of the Prikumsky swell and the water area of the Middle Caspian; in the Terek-Sunzha zone and Piedmont Dagestan, an increase in the proportion of St28 sterane is recorded in oils, which indicates a younger generation age (up to the Paleogene). The data obtained can be used to clarify the history of the formation of hydrocarbon accumulations in this region.

Keywords: Terek-Caspian oil and gas basin, Terek-Sunzha zone, Piedmont Dagestan, Prikumsky swell, middle Caspian, geochemistry, oil fields, biomarkers, oil age, steranes

Recommended citation: Yandarbiev N.Sh., Sachsenhofer R.F., Stepanov A.N., Yandarbieva D.N. (2022). About «Paleozoic roots» of the oils of the Eastern Ciscaucasia. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 186–191. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.17>

References

- Chahmahchev A.V. (1993). Hydrocarbons-biomarkers as indicators of the geological age of oil. *Geokhimiya*, 12, pp. 1806–1813. (In Russ.)
- Cannon J., Cassou A.M. (1980). Properties of gases and petroleum lipids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 44, pp. 1–23. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(80\)90173-8](https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8)
- Grantham P.J., Wakefield L.L. (1988). Variations in the sterane

carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. *Org. Geochem.*, 12, pp. 61–73. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90115-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90115-5)

Petrov A.A. (1991). Geochemical significance of steranes. Scientific and applied aspects of oil and gas geochemistry. Moscow: IGIRGI, pp. 21–30. (In Russ.)

Petrov A.A. (1994). Biomarkers and geochemical conditions for the transformation of Russian oils. *Geologiya nefi i gaza*, 6, pp. 13–19. (In Russ.)

Yandarbiev N.Sh, Sachsenhofer R.F., Ajuaba S., Bechtel A., Yandarbieva D.Y. (2021). Geochemistry of oils in the Terek-Caspian foredeep and Prikumsk swell, NE Greater Caucasus, Southern Russia. *Journal of Petroleum Geology*, 44(3), pp. 317–348. (In Russ.) <https://doi.org/10.1111/jpg.12796>

Yandarbiev N.Sh., Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Krylov O.V., Naumchev J.V. (2017). Geochemistry of hydrocarbons of the Terek-Caspian trough. *Georesursy = Georesources*. Special Issue, pp. 227–239. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.19.22>

About the Authors

Nurdin Sh. Yandarbiev – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

60/2, Leninsky ave., Moscow, 119234, Russian Federation

Reinhard F. Sachsenhofer – Professor, Head of Petroleum Geology, Montanuniversitaet Leoben

5, Peter-Tunner st., Leoben, 8700, Austria

Andrey N. Stepanov – PhD (Geology and Mineralogy), Chairman of the Board, Gubkin Scientific and Technical Society of Oil and Gas Workers in Volgograd

of. 220, 6, Kanunnikov st., Volgograd, 400001, Russian Federation

Diana N. Yandarbieva – Graduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University.

60/2, Leninsky ave., Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2022;

Accepted 3 May 2022; Published 16 May 2022

Условия накопления олигоцен-нижнемиоценовых майкопских клиноформ Центрального и Восточного Предкавказья как ключевой критерий прогноза природных резервуаров

Е.О. Бабина^{1*}, А.В. Мордасова¹, А.В. Ступакова¹, И.А. Титаренко², Р.С. Сауткин¹, М.Е. Воронин¹,
М.А. Величко¹, М.Л. Махнутина¹, Т.О. Колесникова¹, А.А. Цыганкова¹

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, Саратов, Россия

Олигоцен-нижнемиоценовые клиноформы майкопской серии Центрального и Восточного Предкавказья обладают доказанной нефтегазоносностью на ряде площадей. Но несмотря на полученные промышленные притоки и давнюю историю исследований, данные отложения слабо охарактеризованы бурением в глубоких прогибах, таких как Терско-Каспийский прогиб. Также остаются нерешенными вопросы детального стратиграфического расчленения майкопской серии в прогибах, корреляции отложений, условий накопления и критериев прогноза природных резервуаров.

На основе исследования сейсмических, каротажных данных созданы сейсмо-стратиграфический и цикло-стратиграфический каркасы, определены области распространения, направления проградации, характер границ и мощности 17 клиноциклов майкопской серии. На основе замеров высоты клиноформ оценена глубина их накопления и уточнены палеогеографические условия в Предкавказье в олигоцене-раннем миоцене.

Клиноформы М1-М7 проградировали с северо-востока, глубины моря при этом увеличились от порядка 300 м до 450 м. На момент накопления клиноформы М8 появился западный источник сноса, а глубина депоцентра осадконакопления увеличилась более чем на 800 м. Клиноформы М12-М16 проградировали с севера, глубина депоцентра сокращалась от 480 до 270 м. К концу накопления циклита М17 произошла полная компенсация относительно глубоководной впадины на шельфе.

Анализ геометрии и морфологии клиноформ позволил выделить 3 сейсмических типа: I – тангенциальные клиноформы субаквальной дельты высотой до 75 м, II – сигмовидные клиноформы шельфа высотой до 800 м, III – полого-косослоистые клиноформы склона и подножия впадины на шельфе высотой до 270 м. В мелководной части клиноформ шельфа прогнозируется развитие песчаных пластов прибрежно-морского генезиса и пластово-сводовых ловушек, а в подножии – конусы выноса и литологически экранированные ловушки. С клиноформами субаквальной дельты могут быть связаны литологически экранированные ловушки. Клиноформы склона и подножия впадины сложены преимущественно глинистыми отложениями.

Ключевые слова: Центральное и Восточное Предкавказье, клиноформы, майкопская серия, нефтегазоносный бассейн, палеогеография, прогноз природных резервуаров, сеймо-стратиграфический анализ

Для цитирования: Бабина Е.О., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Титаренко И.А., Сауткин Р.С., Воронин М.Е., Величко М.А., Махнутина М.Л., Колесникова Т.О., Цыганкова А.А. (2022). Условия накопления олигоцен-нижнемиоценовых майкопских клиноформ Восточного и Центрального Предкавказья как ключевой критерий прогноза природных резервуаров. *Георесурсы*, 24(2), с. 192–208. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.18>

Введение

Толщи с крупным косослоистым или клиноформенным строением привлекают внимание учёных-нефтяников после открытия уникальных нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. И клиноформенное строение нижнемеловых (т.н. неокомских) клиноформ Западной Сибири исторически принимается в качестве ключевой предпосылки для открытия залежей в песчаных «шельфовых» пластах ундаформы (мелководной части клиноформы) и

в конусах выноса плотностных потоков в фондоформе (глубоководной части клиноформы) (Карогодин, Ершов, 1996; Бородкин, Курчиков, 2015). Однако существует ряд примеров, показывающих, что наличие клиноформенного строения толщи отнюдь не даёт гарантию обнаружить в ней природные резервуары нефти и газа, подобные тем, что продуктивны в Западной Сибири. В качестве примера можно привести свиту снадд, приуроченную к ундаформе триасовых клиноформ Баренцевоморского шельфа, где в преимущественно глинистой толще обнаружены лишь шнурковые залежи в ундаформе (Klausen et al., 2017; Gilmullina et al., 2021).

Майкопские клиноформы обладают доказанной нефтегазоносностью на ряде площадей Прикумской системы поднятий, Восточно-Ставропольской впадины и Ставропольского свода – Каменно-Балковской,

* Ответственный автор: Елена Олеговна Бабина
e-mail: eo.babina@oilmsu.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Поварковской, Величаевской, Воробьевской, Журавской, Русский Хутор (Центральный и Северный) и других (Кунин и др., 1987; Евдокимова, 2004). Интервал получения притоков – от -450 до -2500 м. Однако отбор керн в интервале майкопской серии практически не проводился, так как скважины бурились в основном для разведки юрских и меловых отложений и поиска антиклинальных ловушек (Кунин и др., 1987; Шарафутдинов, 2003). Интервал майкопской серии охарактеризован в основном стандартными методами каротажа, что позволяет выделить интервалы коллекторов, но не позволяет оценить их минералогические, гранулометрические и петрофизические характеристики.

Существует также проблема создания детальной стратиграфической схемы расчленения майкопских отложений в силу отсутствия разнообразия руководящих видов фауны (Музылев, Табачникова, 1987). Затруднительной является и корреляция разрезов из-за отсутствия регионально выдержанных пластов или пачек, отличающихся определенным литологическим составом. Существует довольно большое количество местных стратиграфических схем для обнажений в различных регионах Предкавказья и Северного Кавказа, которые трудно сопоставимы между собой (Семенов, Столяров, 1970; Шарафутдинов, 2003; Столяров, Ивлева, 2004; Попов и др., 2019).

Несмотря на большое количество исследований палеоген-неогеновых отложений Центрального и Восточного Предкавказья дискуссионным остается вопрос палеогеографии и условий осадконакопления. Некоторые исследователи выдвигают гипотезу о существовании в олигоценное время островов Кавказской суши на месте Центрального Кавказа (Холодов, Недумов, 1996; Шарафутдинов, 2003). Глубина бассейна в олигоцене оценивается, согласно (Кунин и др., 1987), порядка 300–400 м, а в работе (Ershov et al., 1998) – 500–800 м в Центральном Предкавказье и до 1200 м на юго-востоке.

Анализ временных сейсмических разрезов и характеристика волнового поля в клиноформенных комплексах с целью картирования неантиклинальных ловушек и выделения поисковых объектов выполнялись в работах (Кунин и др., 1987, 1989; Евдокимова, 2004; Земцова и др., 2008). Во многом критерии прогноза новых поисковых объектов в клиноформах майкопской серии были заимствованы из методики анализа нижнемеловых клиноформ Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна несмотря на разный возраст, разные источники сноса и разные геодинамические условия их формирования.

В рамках проведенных исследований мы постарались абстрагироваться от аналогий с нижнемеловыми клиноформами, а выработать критерии прогноза природных резервуаров на основе анализа геометрии клиноформ и цикличности.

Исследование направлено на выявление закономерностей геологического строения и региональный прогноз развития природных резервуаров в олигоцен-нижнемиоценовых майкопских клиноформенных комплексах.

Для этого созданы сейсмо-стратиграфический и цикло-стратиграфический каркасы, проведена корреляция основных отражающих горизонтов (ОГ) – границ клиноциклитов на временных сейсмических разрезах (ВСП); на основе привязки скважин к ВСП выявлены

границы циклитов по кривым геофизических исследований скважин (ГИС), проанализирована эвстатическая кривая; определены области распространения, характер границ, возраст и мощности основных клиноциклитов, направления проградации; охарактеризованы геометрия и морфология клиноформ, проведена их типизация; оценена глубина накопления разных типов клиноформ; уточнены палеогеографические условия накопления клиноформ, и выполнен прогноз песчаных фаций и коллекторов в каждом клиноциклисте.

Методика исследования и база данных

Подход к изучению клиноформенных отложений основан на комплексном анализе сейсмических, каротажных данных и, при наличии, каменного материала. Клиноформы характеризуются циклическим строением, которое определяется изменениями относительного уровня моря во время их накопления (Vail et al., 1977; Henriksen et al., 2009; Patruno, Helland-Hansen, 2018).

Общая последовательность действий представляется следующим образом.

1) Выполняется сеймостратиграфический анализ – создается структурный каркас по опорным отражающим горизонтам, ограничивающим клиноформенные комплексы в кровле и подошве, на основе увязанных скважинных (ГИС, стратиграфические разбивки, палеонтологические находки) и сейсмических данных.

2) Внутри клиноформенного комплекса выявляются ОГ, связанные с поверхностями максимального затопления – наиболее высокоамплитудные и протяженные отражения. Эти ОГ коррелируются по сети профилей и соответствуют границам циклитов более низкого порядка, выделяемым по скважинным данным. Дальнейшая корреляция отложений внутри клиноформенного комплекса проводится исключительно в пределах поверхностей максимального затопления (Мордасова и др., 2017).

3) Проинтерпретированные профили выравниваются на кровлю клиноформенного комплекса (поверхность компенсации), и для каждого ОГ, связанного с поверхностью максимального затопления, определяется положение точек перегиба – бровки и подошвы. Точки перегиба клиноформ определяют положение основных палеогеографических границ: наиболее мелководной части (ундаформа), склоновой части (клиноформа) и наиболее глубоководной части (фондоформа) осадочного бассейна. Точки перегиба картируются для одновозрастных клиноформ и в комплексе с анализом сейсмических профилей дают представление о направлении сноса осадочного материала и ограничивают различные палеогеографические зоны (Henriksen et al., 2009).

5) При наличии глубинных сейсмических разрезов возможно оценить высоту клиноформенных тел, которая отражает палеоглубину бассейна осадконакопления. В результате анализа высоты, угла наклона, характера внутренних отражений и направления проградации выделяются сейсмические типы клиноформных тел (Patruno, Helland-Hansen, 2018).

6) С помощью скважинных данных, а именно характера изменения диаграмм ГИС, литологического состава отложений, по текстурно-структурным особенностям, фаунистическим находкам, положению изучаемых разрезов

скважин по профилю ундаформа-клиноформа-фондоформа, проводится геологическая интерпретация сейсмических типов клиноформ. При этом высота клиноформ будет определяющим фактором для палеогеографической интерпретации.

Область исследования охватывает обширную площадь Центрального и Восточного Предкавказья: Ставропольский свод, Восточно-Ставропольскую впадину, Прикумскую систему поднятий, восточную часть Восточно-Кубанской впадины и Терско-Каспийский передовой прогиб.

Для исследования клиноформенных комплексов собрана база данных (рис. 1), которая включает: 16 скважин с каротажными диаграммами (в форме las-файлов) в интервале майкопской серии (кажущееся сопротивление (КС), потенциал собственной поляризации (ПС), гамма-каротаж (ГК)); стратиграфические отбивки по 10 скважинам; колонки с литологической характеристикой разреза и результатами испытания интервалов по 8 скважинам; 8 скважин с литологическими колонками в цифровом виде на основе результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС); 23 региональных сейсмических профиля (восточная часть) общей длиной порядка 5000 погонных км; по 9 скважинам проведён расчёт псевдо-акустического каротажа (АК), и произведена привязка к сейсмическим данным.

Геологическое строение клиноформ майкопской серии

Разделение майкопской серии на свиты предложено К.А. Прокоповым в 1936 г. Снизу вверх в майкопской

серии были выделены: хадумский, баталпашинский, септариевый, зеленчукский, караджалгинский, ольгинский, ритцевский горизонты (Прокопов, 1938). В настоящее время майкопская серия подразделяется на три подсерии в Центральном Предкавказье и две подсерии в Терско-Сунженской зоне (Евдокимова, 2004; Яндарбиев и др., 2017) (рис. 2).

Хадумский горизонт рассматривается отдельно от вышележащей толщи майкопской серии в связи с отличительными особенностями литологического состава и характерным распространением в пределах больших территорий (Прокопов, 1938; Краснова и др., 2021). Хадумский горизонт в значительной мере представлен тонким переслаиванием алевритового и глинистого материала. Общая толщина хадумского горизонта колеблется от 20 до 120 м и зависит, в основном, от степени размыва пород белоглинского горизонта, подстилающего хадум. На диаграммах электрических методов каротажа хадумский горизонт выделяется по повышению кажущегося сопротивления, а на диаграмме гамма-каротажа – по увеличенной естественной радиоактивности.

Баталпашинский горизонт и септариевая свита представлены аргиллитами с зеленоватым оттенком, плотными, некарбонатными, слабо слюдыстыми с редкими включениями кристаллического пирита и конкрециями сидерита.

Вышележащие отложения представлены мощной толщей глин, зеленых, темных с коричневатым и шоколадным оттенком, слоистых и плохо слоистых, плотных, обладающих различной степенью песчаности (заметно

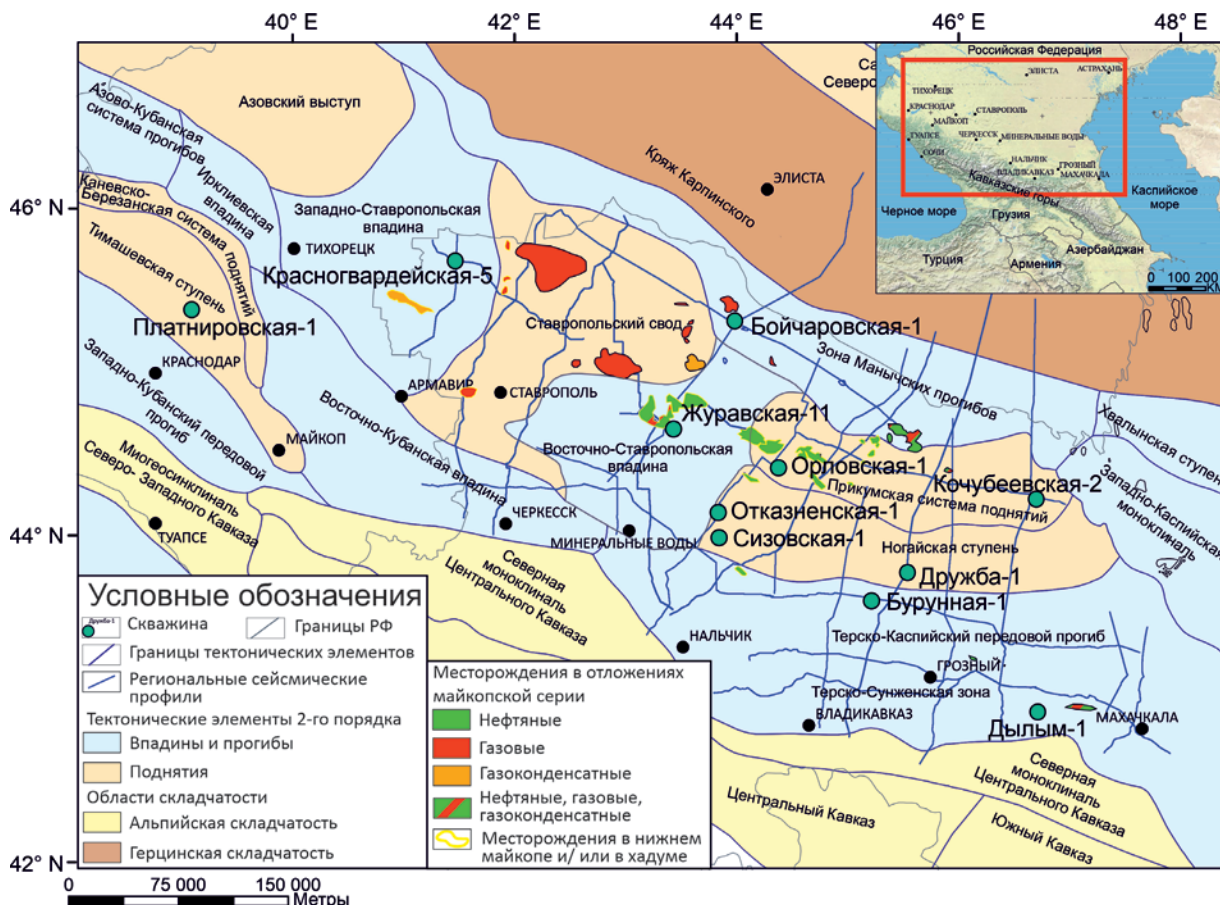


Рис. 1. Карта фактического материала: скважины с каротажными диаграммами в интервале майкопской серии и с наличием стратиграфических отбивок, региональные сейсмические профили

Эратема	Система	Отдел	Ярус	Свита, горизонт, толща		Волновая картина и отражающие горизонты	Литологическая характеристика				
				Центральное Предкавказье (Евдокимова, 2004)	Терско-Сунженская зона (Сомов, 1965, Станулис и др., 1988)						
Кайнозойская	Палеогеновая	Миоцен	Нижний	Майкопская серия (268-1115 м)	Верхний	Зурамакентская свита	3	Толща серых и буровато-серых слюдистых аргиллитов с прослоями песчаников мелкозернистых серых и алевролитов. В основании - пачка листоватых темно-серых битуминозных радиоактивных аргиллитов.			
					Верхний	Свита Ритцевская			Верхний (550-650 м)	Свита Ризи (Ассинские+Сулакские слои)	M12-M16
					Верхний	Ольгинская свита			Верхний	Алкунская свита	M11, M10
					Средний	Караджалгинская свита			Нижний	Миятлино-Мутсидакальская свита (2-300 м)	M9
					Средний	Зеленчукская свита					M8, M1-M7
		Средний	Септариевый горизонт	Средний	Аргунские слои	M11					
		Средний	Баталпашинский горизонт	Средний	Мутсидакальские слои	M10					
		Средний	Хадумский горизонт	Средний	Нижне-глинистые слои	M9					
		Средний	Хадумский горизонт	Средний	Миатлинские слои	M1-M7					
		Нижний	Хадумский горизонт	Нижний	Рошненская свита	Pg3chd - Chd_top					
Нижний	Хадумский горизонт	Нижний	Свита Гехи								
Нижний	Хадумский горизонт	Нижний	Остракодовый слой								
Нижний	Хадумский горизонт	Нижний	Хадумская свита								

несогласное залегание

Рис. 2. Стратиграфическая колонка олигоцен-нижнемиоценовых отложений майкопской серии Центрального и Восточного Предкавказья с привязкой отражающих горизонтов (по Яндарбиеву и др., 2017; Евдокимовой, 2004; Красновой и др., 2021; с дополнениями)

уменьшающейся к кровле слоев) и содержащих конкреции сидерита. По электрокаротажным диаграммам граница между ними либо не обнаруживается, либо проводится весьма условно.

На ВСП проведена интерпретация 17 отражающих горизонтов, соответствующих кровлям 16 региональных клиноформ (M1-M16) и толще заполнения (M17) (рис. 3). По направлению проградации выделяется 3 системы клиноформ.

Клиноформы M1-M7 распространены преимущественно в северо-восточной области изучаемой территории (рис. 4). Данные клиноформы проградируют с северо-востока на юго-запад. Каждая последующая клиноформа

покрывает все большую территорию, а клиноформа M7 достигает зоны складчатости Большого Кавказа. В северной части района исследований кровли клиноформ залегают на временах от -700 мс (M1) до -500 мс (M7), по мере проградации кровли клиноформ погружаются на восток, достигая времен до -4000 мс. Снос осадочного материала в бассейн седиментации был с востока, северо-востока (рис. 5). При выравнивании временного сейсмического профиля на кровлю майкопской свиты оценивалась высота клиноформ M3-M7 от бровки до подошвы, она изменяется от 250 мс (клиноформа M3) до 460 мс (клиноформа M7) (табл. 1). Бровка клиноформ плоская и полого восходящая – регрессивная.

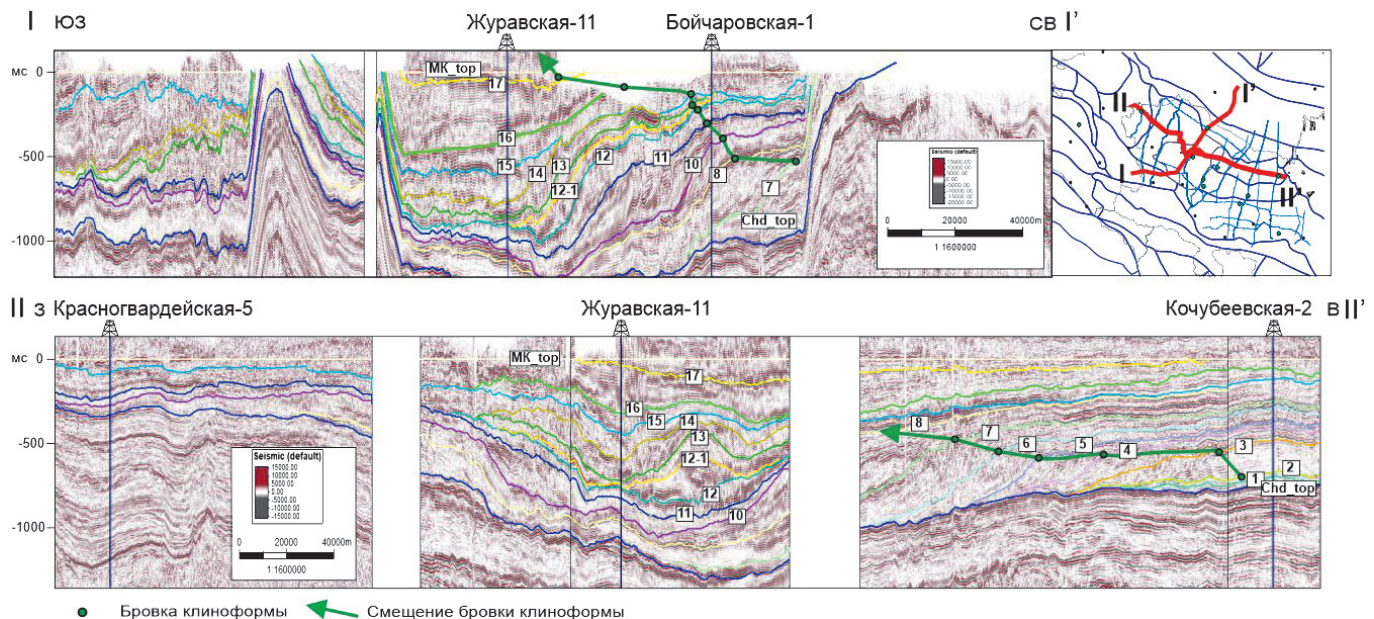


Рис. 3. Результаты интерпретации майкопского клиноформенного сейсмо-стратиграфического комплекса на композитных региональных временных сейсмических профилях по линиям I и II

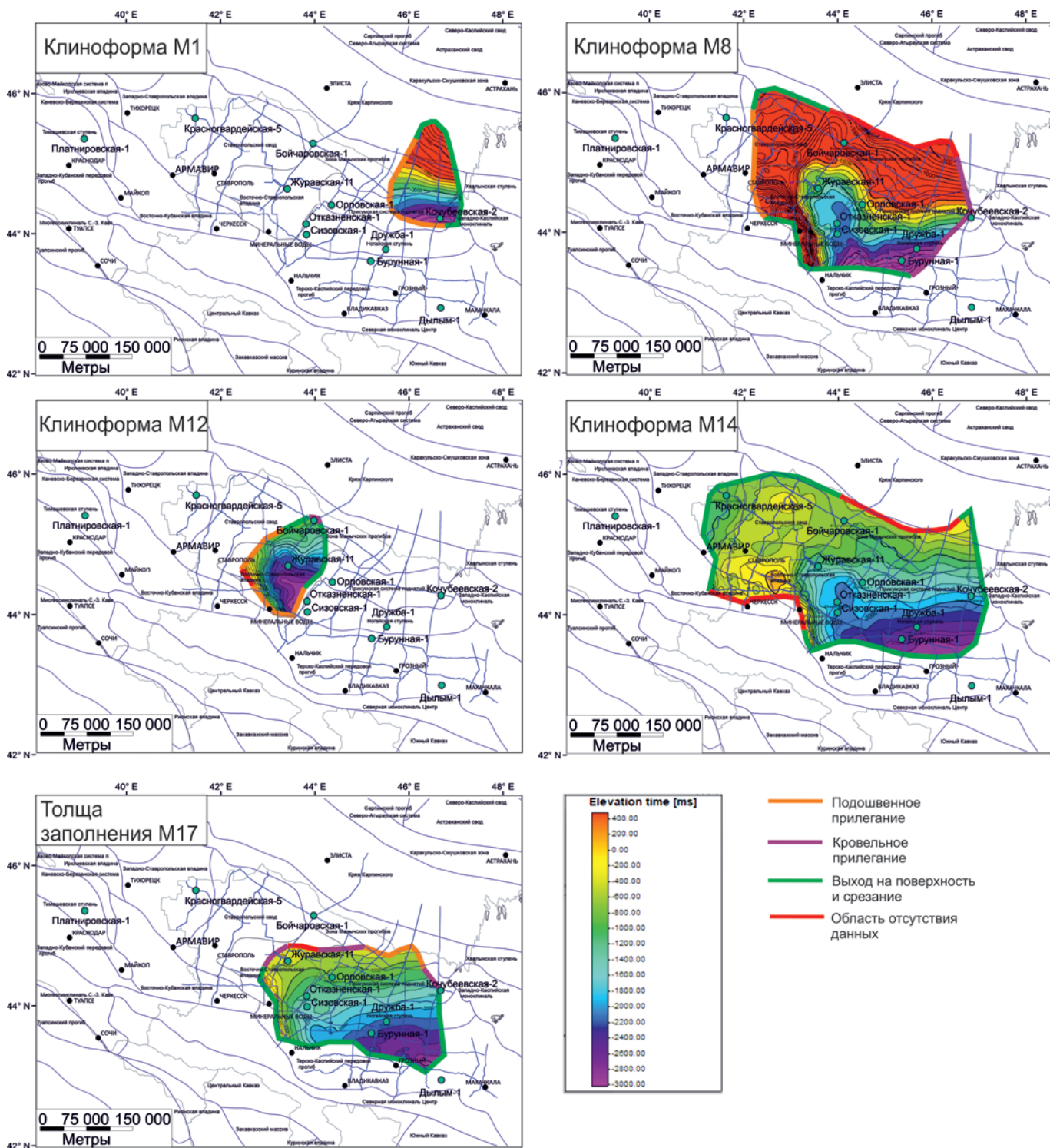


Рис. 4. Временные структурные карты клиноформ М1, М8, М12, М14 и толщи заполнения М17, иллюстрирующие области распространения клиноформ и погружение структурного плана с северо-запада на юго-восток

Клиноформы М8 и М10 проградируют как с востока на запад в восточной части территории, так и с запада на восток – в западной (рис. 4). Клиноформы М9, М11, М12 проградируют в бассейн с запада на восток также в западной части района исследований. Кровли клиноформ расположены на временах от -1600 мс на севере, северо-востоке и западе до -2500 мс на востоке, в наиболее погруженных областях. Снос материала был с востока и с запада для клиноформ М8 и М10, для клиноформ М9, М11, М12 – только с запада (рис. 5). Высота клиноформ

составляет 350–550 мс (табл. 1). Бровка клиноформ плоская и полого восходящая – регрессивная.

Клиноформы М13-М16 проградируют с севера на юг. Кровли клиноформ расположены на временах от -400 мс на северо-западе мс до -3000 мс на юге, погружаются в юго-восточном направлении (рис. 4). Снос осадочного материала был с севера (рис. 5). Высота клиноформ изменяется от 323 до 160 мс (табл. 1). Бровка клиноформ плоская и полого восходящая – регрессивная. М17 – циклит, окончательно заполняющий бассейн осадконакопления.

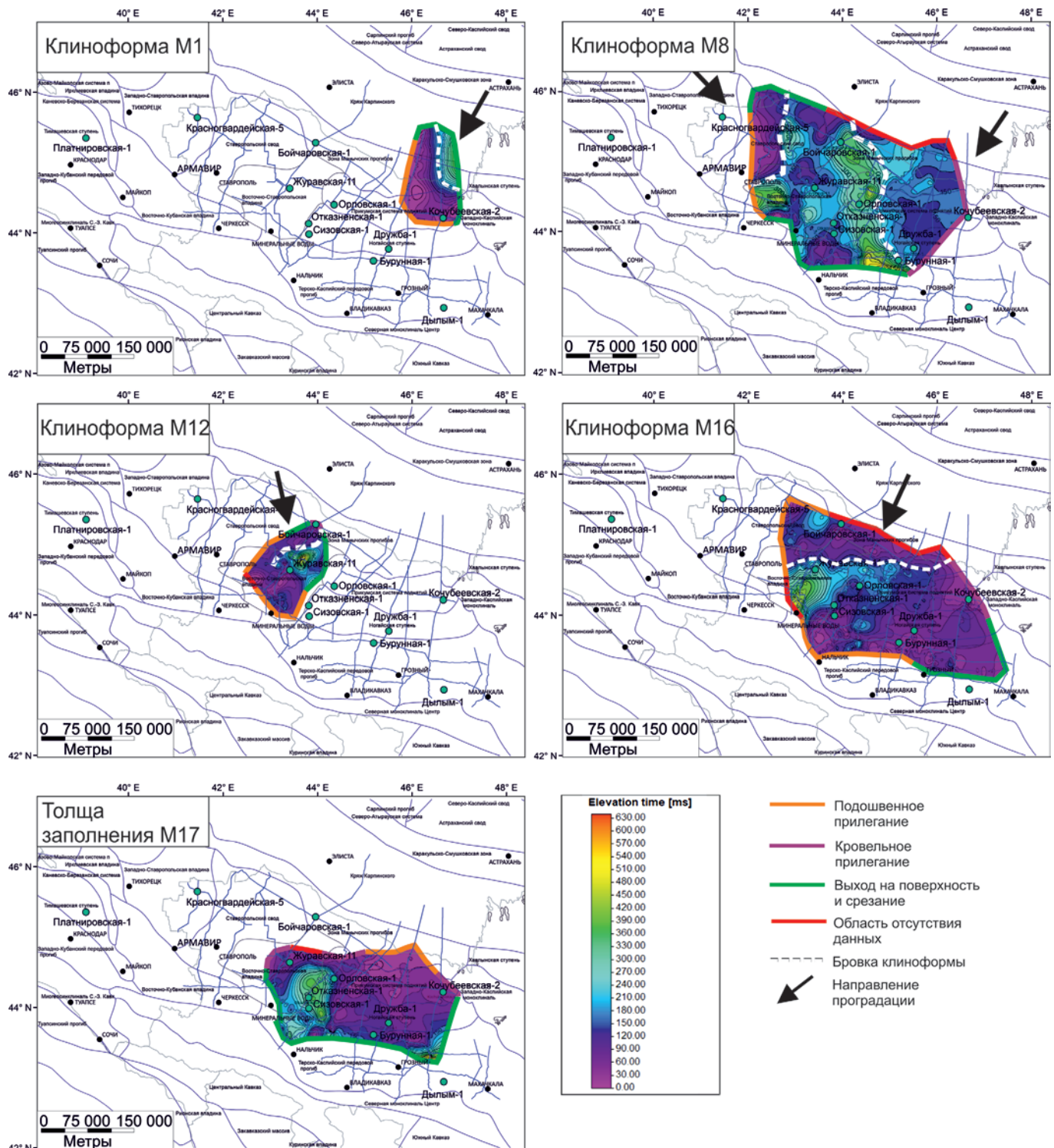


Рис. 5. Карты временных толщин, построенные для клиноформ М1, М8, М12, М16, толщи заполнения М17

Палеогеографические условия накопления майкопской серии

Высота клиноформ отражает палеобатиметрию бассейна, где они формировались (Laurson et al., 1997), что позволило составить палеогеографические карты.

Исходные данные для построения палеогеографических карт включали карты временных толщин и бровок по клиноформам М1-М16 и толще заполнения М17, опубликованные литолого-фациальные карты по хадумскому горизонту (Краснова и др., 2021), палеогеографические карты Восточного Паратетиса на сакараульское и калмыкское время (Попов и др., 2009), палеогеографические

схемы Предкавказья на олигоценное-раннемиоценовое время (Шарафутдинов, 2003) и структурно-тектоническую схему формирования майкопских отложений (Патина, 2013 (рис. 6)).

Выделенные в восточном и центральном Предкавказье по региональным сейсмическим данным клиноформы М1-М17 являются единой системой выноса огромных объёмов осадочного, преимущественно глинистого, материала вместе с клиноформами, закартированными И.С. Патиной в Среднем Каспии (Патина, 2013).

На основе анализа литологического состава пород и глинистых минералов майкопской серии А.И. Конохов

Клиноформа	Высота, мс	Глубина моря, м	Клиноформа	Высота, мс	Глубина моря, м
M1	200	300	M10	350	525
M2	175	262	M11	388	582
M3	250	375	M12	372	558
M4	260	390	M13	323	484
M5	294	441	M14	225	337
M6	400	600	M15	220	330
M7	460	690	M16	178	267
M8	550	825	M17	Толща заполнения	

Табл. 1. Высота клиноформ на основе интерпретации сейсмических разрезов и глубина моря при накоплении данных клиноформ

и Б. Малеки (Конюхов, Малеки, 2007) делают вывод, что минеральный состав майкопских глин не претерпевает значительных изменений в разных районах Терско-Каспийского прогиба в связи с удалённостью источника сноса. Увеличение доли каолинита, хлорита и смешанно-слоистых разбухающих глинистых минералов по сравнению с нижележащими палеоцен-эоценовыми отложениями обусловлено господством гумидного климата и размывом кор выветривания в южных районах Русской равнины.

По совокупности направления сноса осадочного материала и особенностей литологического состава пород майкопской серии (Конюхов, Малеки, 2007), мы предполагаем, что майкопские клиноформы являются подводной частью дельты палео-Волги и палео-Дона, куда поступал осадочный материал с обширной области водосбора в южной части Восточно-Европейской платформы.

В майкопское время на территории восточного, центрального Предкавказья и в Среднем Каспии господствовали морские обстановки осадконакопления (Сабанаев, Черкашин, 2008; Scotese, 2014). Согласно анализу высоты клиноформ M1-M16, можно выделить следующие палеогеографические зоны: мелководно-морскую (25–100 м), склоновую (100–400 м), относительно глубоководную (200–400 м) и глубоководную (>400 м). Мелководно-морская зона совпадает с ундаформой, склоновая – с клиноформой (ортоформой), относительно глубоководная и глубоководная – с фондоформой.

Согласно интерпретации сейсмических данных и анализу карт временных толщин, осадочный материал, слагающий клиноформы M1-M7, сносился с северо-востока, бровки клиноформ M1-M7 последовательно проградировали со стороны кряжа Карпинского. На конец накопления клиноформы M1 (примерно соответствует миатлинской свите северо-восточного Предкавказья) на территории Восточного и Центрального Предкавказья господствовали относительно глубоководные обстановки осадконакопления, унаследованные от хадумского времени; не исключено существование двух полуизолированных относительно глубоководных впадин с глубинами порядка 300 м (рис. 6). Склоновые обстановки прогнозируются на северо-востоке района исследования, в то время как на Ставропольском своде и к востоку от него были обстановки мелкого шельфа. В районе Северной моноклинали Кавказа существовала область размыва, а в восточной части Терско-Каспийского прогиба – склоновые обстановки, на что указывает широкое развитие олистолитов в миатлинской свите, впервые описанных Н.С. Шатским в 1929 г. (Шарафутдинов, 2003; Конюхов, Малеки, 2007).

К концу накопления клиноформы M5 область склоновой седиментации продвинулась на юго-запад, а полуизолированные относительно глубоководные впадины объединились в одну с глубинами моря до 400–450 м (рис. 6). Область мелкого шельфа сохранилась в северо-западной части Ставропольского свода и на востоке Прикумской системы поднятий.

На момент накопления клиноформы M8 появляется новый источник сноса на западе, область некомпенсированной седиментации сужается до Терско-Каспийского прогиба и Восточно-Ставропольской впадины (рис. 6). При этом глубина депоцентра осадконакопления увеличивается до 800 м. Область мелкого моря охватывает западную часть Ставропольского свода, большую часть Прикумской системы поднятий и Ногайской ступени.

К концу накопления клиноформы M10 происходит дальнейшее расширение области мелководно-морской седиментации (рис. 6). Налегание более молодых подразделений майкопской свиты на разновозрастные отложения мела-палеогена, отмеченное В.Ф. Шарафутдиновым (2003), указывает на трансгрессию и затопление большей части Кавказской суши, приподнятой в миатлинское время. Глубоководная впадина сокращается, её глубина достигает 500 м.

На момент накопления клиноформы M12 появляется новый источник сноса на севере, что также подтверждается данными С.С. Косовой (1993). Эти клиноформы заполняют остаточный узкий прогиб на территории Восточно-Ставропольской впадины, при этом глубина депоцентра сокращается от 480 до 270 м ко времени накопления клиноформы M16 (рис. 6). К концу накопления циклита M17 происходит полная компенсация относительно глубоководной впадины в Предкавказье, а на бортах происходит эрозия, которая маркируется на временных сейсмических разрезах срезанием ундаформенных частей 13, 14, 15 и 16 клиноформ (рис. 7).

Прогноз природных резервуаров в клиноформах майкопской серии

Согласно результатам анализа временных сейсмических разрезов, особенностей сейсмической записи внутри выделенных клиноформ и геометрии клиноформ, их можно разделить на 3 сейсмических типа (рис. 8).

I тип. Сигмовидно-тангенциальные клиноформы высотой 25–50 мс (37–75 м). Верхняя граница – несогласная по типу кровельного прилегания, или реже – согласная. Нижняя граница – несогласная по типу подошвенного прилегания. В таких клиноформах все их части – ундаформа, клино- (орто-)форма и фондоформа – четко выражены.

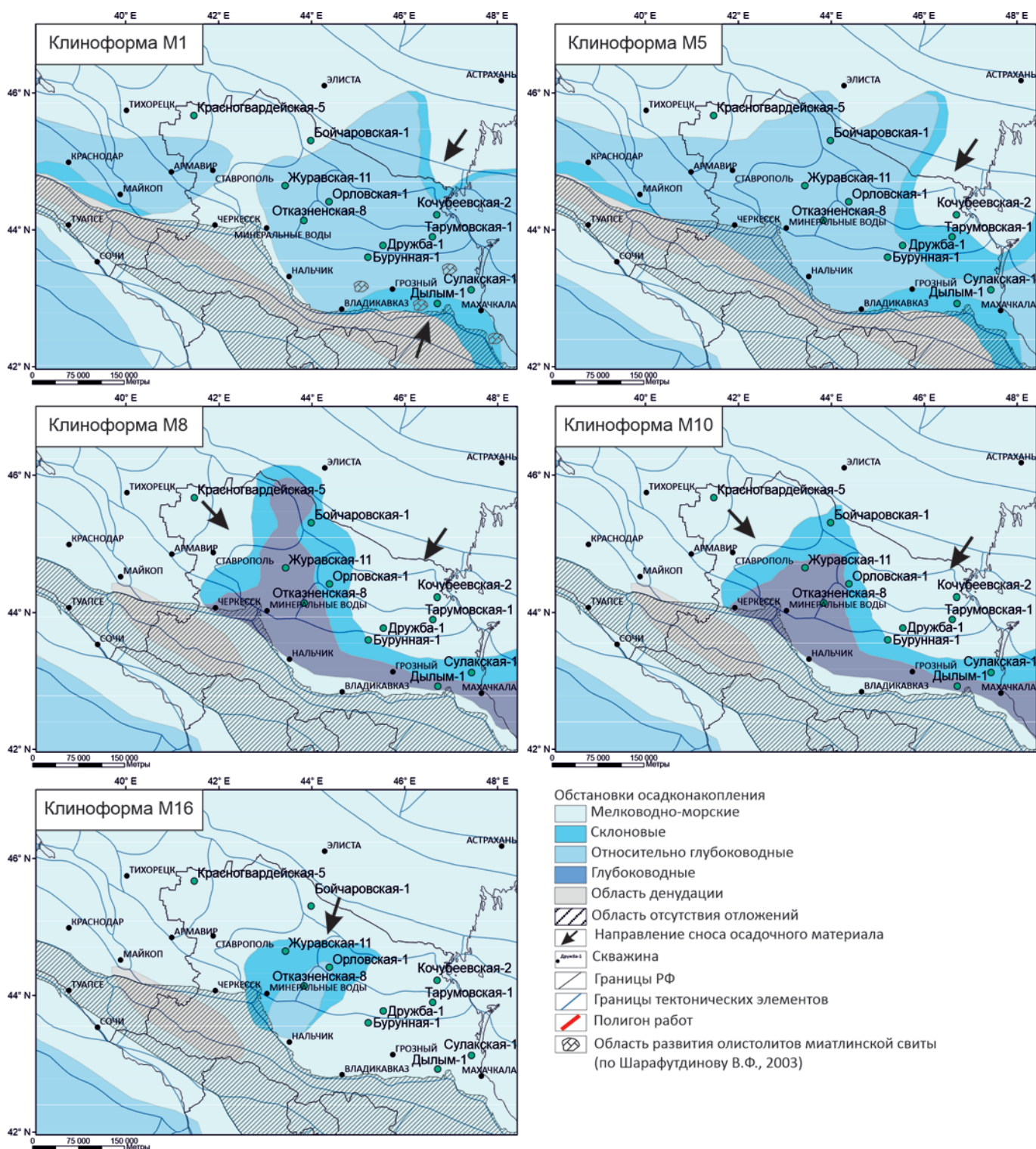


Рис. 6. Палеогеографические карты Предкавказья на конец накопления клиноформ М1, М5, М8, М10 и М16 (с использованием карт по Шарфутдинову, 2003; Попову и др., 2009; Патиной, 2013; Красновой и др., 2021). Черными стрелками показано направление сноса осадочного материала.

Траектория бровки, как правило, полого восходящая. Угол перегиба бровки до 0.5° .

Сейсмическая волновая картина клиноформ характеризуется субпараллельными полого наклонными отражениями, в клиноформе (ортоформе) характерно наличие расходящихся отражений. Такая конфигурация отражений характерна для обстановок седиментации с постоянной транспортировкой осадочного материала в высокоэнергетических средах (Vail et al., 1977).

Представленная архитектура клиноформ позволяет отнести их к клиноформам субаквальной дельты, которые формировались в прибрежно-морских обстановках.

II тип. Тангенциально-сигмовидные клиноформы высотой 100–550 мс (150–825 м). Верхняя граница – несогласная по типу кровельного прилегания или срезания. Нижняя граница – несогласная по типу подошвенного прилегания. Части клиноформы – (орто-) клиноформа и фондоформа – четко выражены.

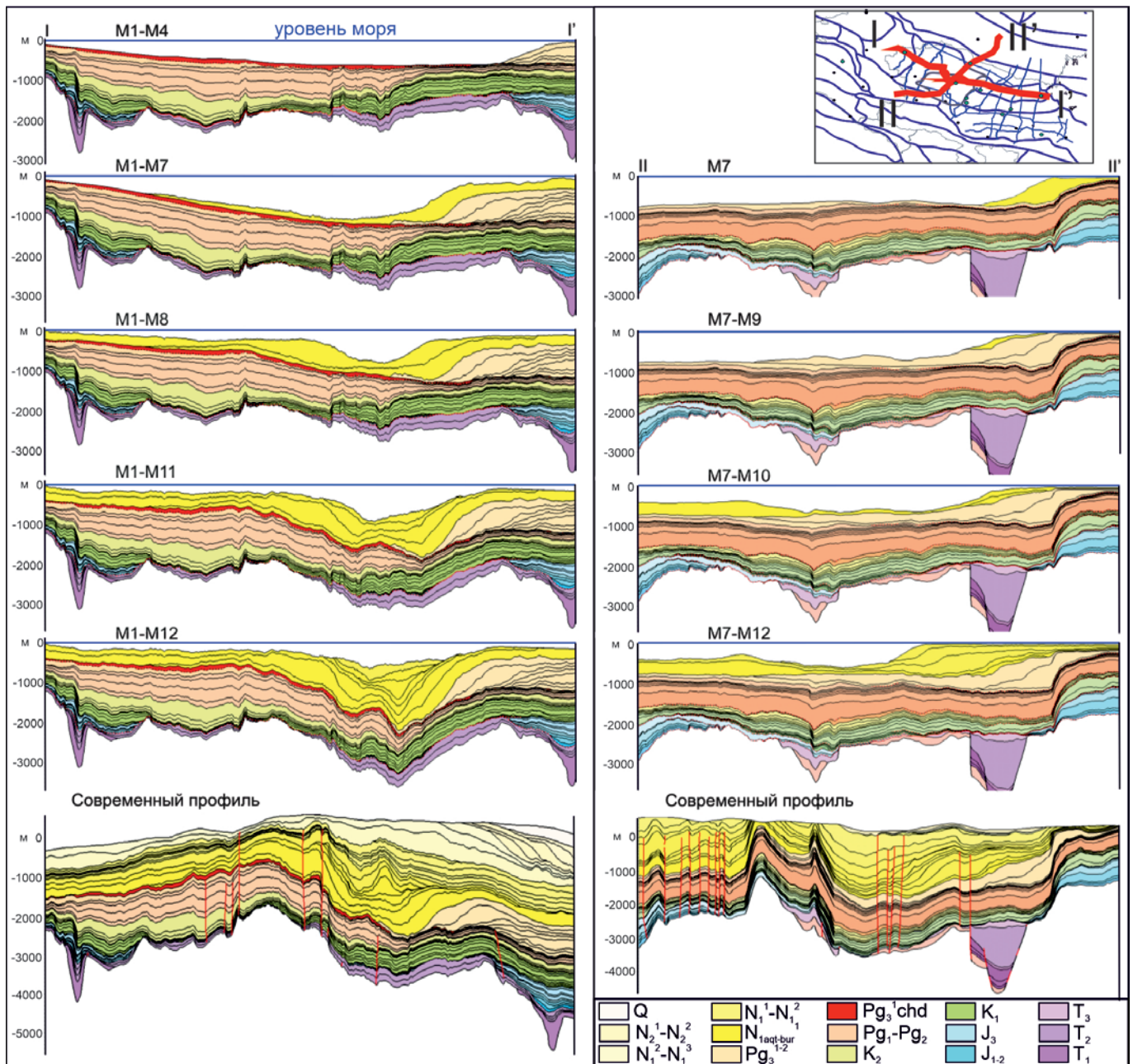


Рис. 7. Палеорекострукции бассейна осадконакопления для олигоцен-раннемиоценового времени по двум профилям

Тип	Высота	Геометрия	Интерпретация	Пример на временном разрезе	Схема строения
I	25-50 мс (37-75 м)	- Сигмовидно-тангенциальные клиноформы - Угол наклона бровки клиноформы до 0.5° - Полого восходящая траектория бровки	Клиноформы субаквальной дельты		
II	100-550 мс (150-825 м)	- Тангенциально-сигмовидные клиноформы - Угол наклона бровки клиноформы до 2° - Полого восходящая, плоская, полого нисходящая траектория бровки	Клиноформы шельфа, формировавшиеся при высоком стоянии относительного уровня моря и при его падении		
III	80-180 мс (120-270 м)	- Полого-косослоистые клиноформы - Отсутствие выраженной бровки	Клиноформы склона и подножия шельфа, формировавшиеся при низком стоянии относительного уровня моря и при его росте		

Рис. 8. Сейсмические типы клиноформ майкопской серии и их характеристики

Ундаформа бывает как выраженной, так и редуцированной. Траектория бровки клиноформ полого восходящая, плоская и полого-нисходящая. Угол перегиба бровки до 2°.

Сейсмическая волновая картина клиноформ характеризуется субпараллельными субгоризонтальными отражениями в ундаформе и полого наклонными отражениями в клиноформе и фондоформе.

Такая архитектура клиноформ позволяет отнести их к клиноформам шельфа, которые формировались в периоды высокого стояния относительного уровня моря и последующего его медленного падения.

III тип. Полого-косослоистые клиноформы высотой 80–180 мс (120–270 м). Верхняя граница – несогласная по типу кровельного налегания. Нижняя граница – несогласная по типу подошвенного прилегания. Части клиноформы трудно выделяемы, нет выраженной бровки. Рисунок осей синфазности в клиноформах – линзовидный. Такие клиноформы могли формироваться в склоне и подножии шельфа в периоды низкого стояния относительного уровня моря и последующего его медленного роста.

Внутри клиноформенных сейсмокомплексов на ВСП выделяются клиноформы, относящиеся как к одному сейсмическому типу, так и к нескольким (рис. 9). Клинформы М1-М3 по своей архитектуре отнесены к II типу, М4 – к I и II типам, М5 – I-III типам, М6-М8 – I и II типам, М9-М15 – II типу, М16 – ко всем типам.

Большинство клиноформ относится к II сейсмическому типу. Такие клиноформы вскрыты всеми скважинами. В разрезе скважин Бурунная-1 (ундаформа клиноформы М8), Дружба-1 (ундаформа клиноформы М8), Кочубеевская-2 (ундаформа клиноформы М2), Красногвардейская-5 (ундаформа клиноформы М10) в клиноформенных интервалах вскрыты песчаники (рис. 10).

Клинформы I сейсмического типа встречаются в ундаформе клиноформ I сейсмического типа М4-М8 и М16. Песчаники в таких клиноформах вскрыты скважиной Бойчаровская-1 в клиноформе М16 (рис. 11).

Песчаники вскрыты также в фондоформе клиноформ II сейсмического типа. В скважине Журавская-11 в песчаниках фондоформенной части клиноформ М8 и М10 получены притоки газа (рис. 12).

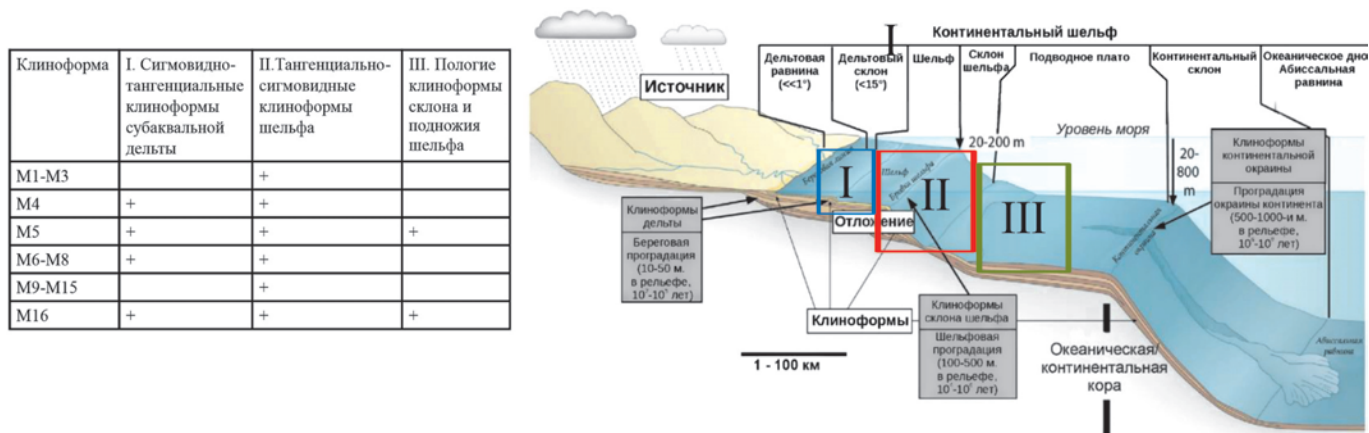


Рис. 9. Типизация клиноформ майкопской серии (схема сопоставления клиноформ по Patrino, Helland-Hansen, 2018; Pellegrini et al., 2020; Фрейману, 2021; с изменениями)

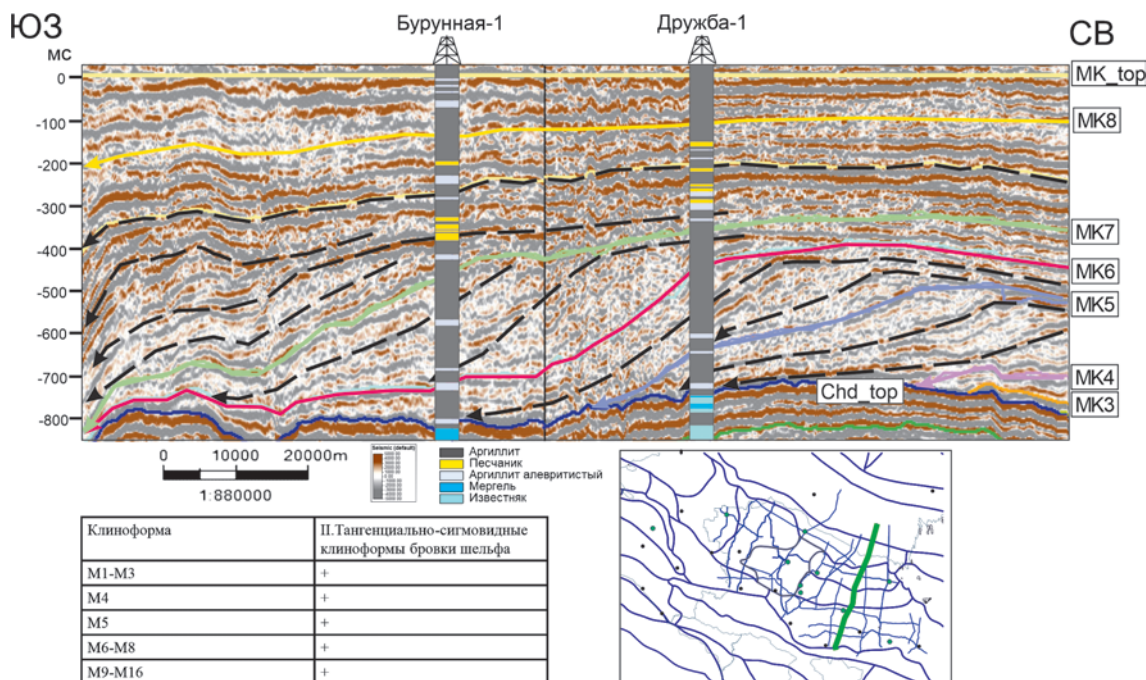


Рис. 10. Распределение природных резервуаров в ундаформе тангенциально-сигмовидных клиноформ шельфа (II тип). Условные обозначения на рис. 1, 2.

Предположительно, песчаники фондоформы относятся к конусам выноса, которые формировались при падении относительного уровня моря.

В клиноформах III сейсмического типа песчаников в разрезе скважин не обнаружено.

Разрез скважины Бойчаровская-11, вскрывшей пологослоистые клиноформы М16, представлен аргиллитами, реже – аргиллитами алевритистыми.

Таким образом, песчаные отложения встречаются только в двух типах клиноформ: субаквальной дельты и тангенциально-сигмовидных клиноформах шельфа.

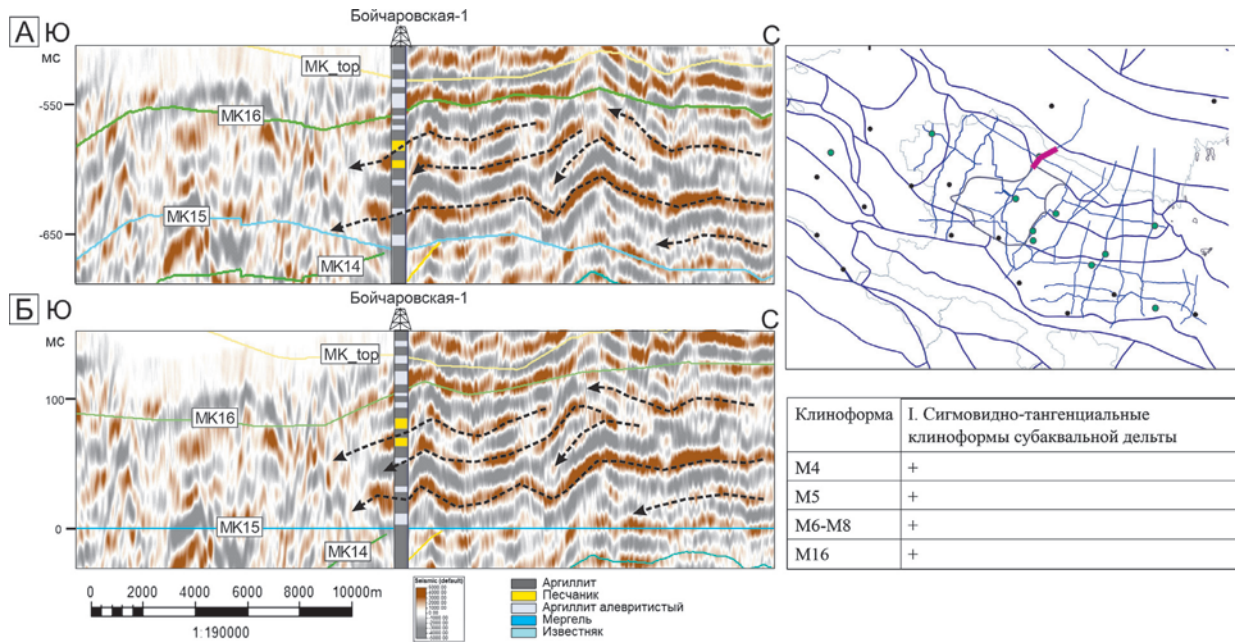


Рис. 11. Распределение природных резервуаров в тангенциальных клиноформах субаквальной дельты (II тип): А) фрагмент временного сейсмического профиля; Б) фрагмент временного сейсмического профиля, выравненного на подошву клиноформы М16. Условные обозначения на рис. 1, 2.

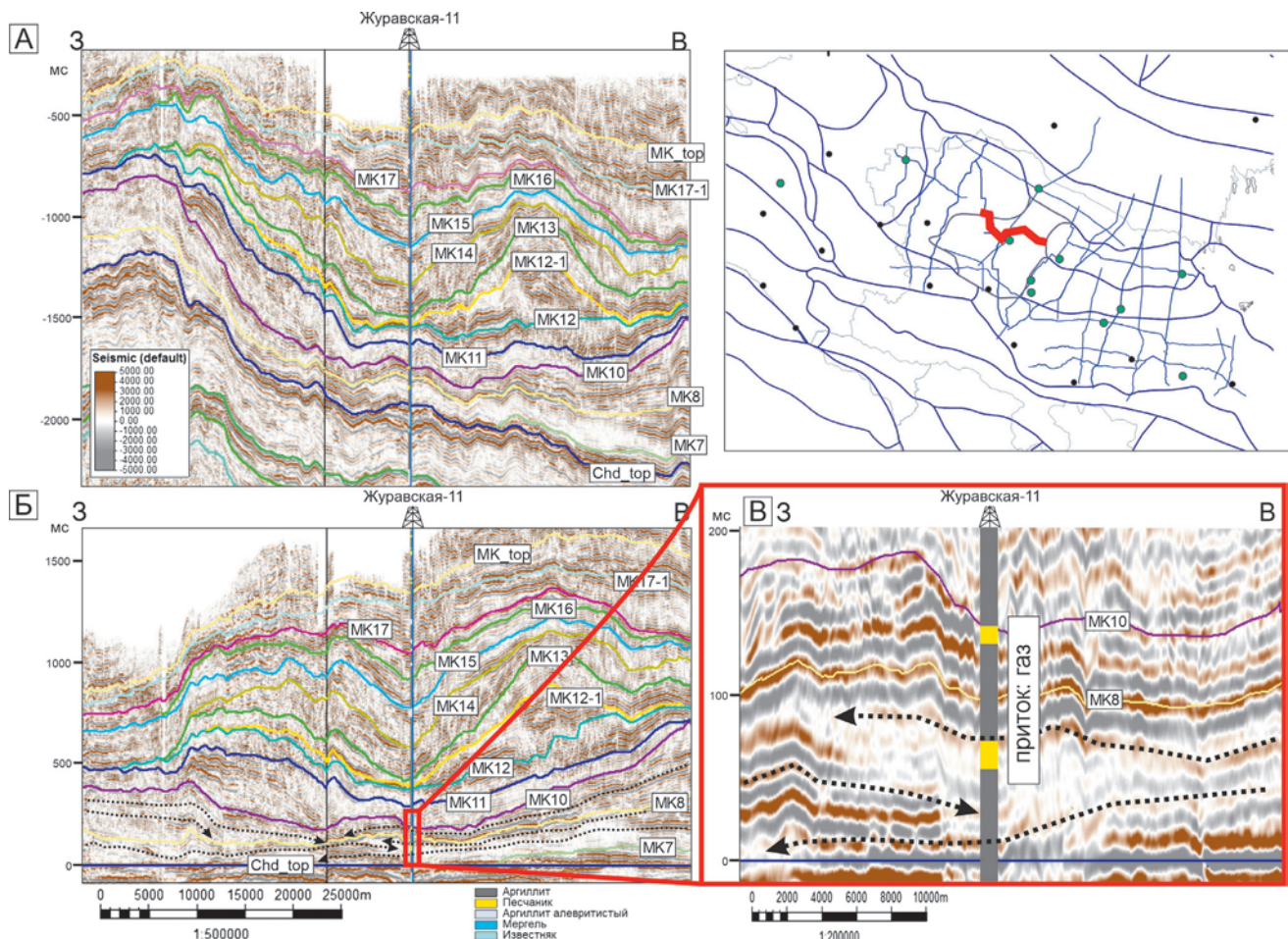


Рис. 12. Распределение природных резервуаров в фондоформе тангенциально-сигмовидных клиноформ шельфа (I тип). Условные обозначения на рис. 1, 2.

На основе анализа разрезов скважин выявлено, что песчаники приурочены к регрессивным частям циклов клиноформ М2, М3, М8, М10, М16.

Наибольшим количеством песчаных пропластков в наибольшем количестве скважин характеризуется 8 клиноформа, которая относится к II типу. Песчаники приурочены как к ундаформе, так и к фондоформе.

На временных сейсмических разрезах в ундаформе клиноформы М8 наблюдается увеличение амплитудности осей синфазности, что может быть связано с наличием выдержанных песчаных пропластков (рис. 13).

С учетом скважинных данных, интерпретации сейсмических данных и анализа цикличности создана концептуальная модель распределения литотипов в клиноформах (рис. 14).

В мелководной части тангенциально-сигмовидных клиноформ II сейсмического типа прогнозируется развитие песчаных пластов прибрежно-морского генезиса, в подножии таких клиноформ – конусов выноса. В клиноформах субаквальной дельты I типа – литологически экранированные ловушки. При этом глинистые отложения будут играть роль локальных флюидоупоров.

Развитие пластово-сводовых ловушек предполагается в ундаформенной части тангенциально-сигмовидных клиноформ шельфа II сейсмического типа – М8, М10, М16 – в

северо-западной, северной и северо-восточной областях изучаемого региона (рис. 15А).

Развитие литологически экранированных ловушек предполагается в сигмовидно-тангенциальных клиноформах субаквальной дельты I сейсмического типа М4-М8, М16 и конусах выноса фондоформы тангенциально-сигмовидных клиноформ М8, М10 бровки шельфа II сейсмического типа (рис. 15Б).

Согласно проведенным исследованиям, основные перспективы в клиноформенных отложениях майкопской серии приурочены к клиноформам М8, М10 и М16. В этих клиноформах прогнозируются пластово-сводовые ловушки в ундаформе, литологически ограниченные ловушки, связанные с конусами выноса в фондоформе и дельтовыми отложениями в ундаформе.

Основным риском при поисках новых месторождений нефти и газа в майкопской серии является наличие ловушки, так как в современном структурном плане наблюдается моноклинальное залегание ундаформы практически всех майкопских клиноформ, и существует сложность поиска замкнутых локальных поднятий. Другим фактором, усложняющим создание критериев поиска, являются многочисленные перестройки структурного плана, происходившие на фоне альпийской складчатости и горообразования на Кавказе, что могло привести к разрушению или

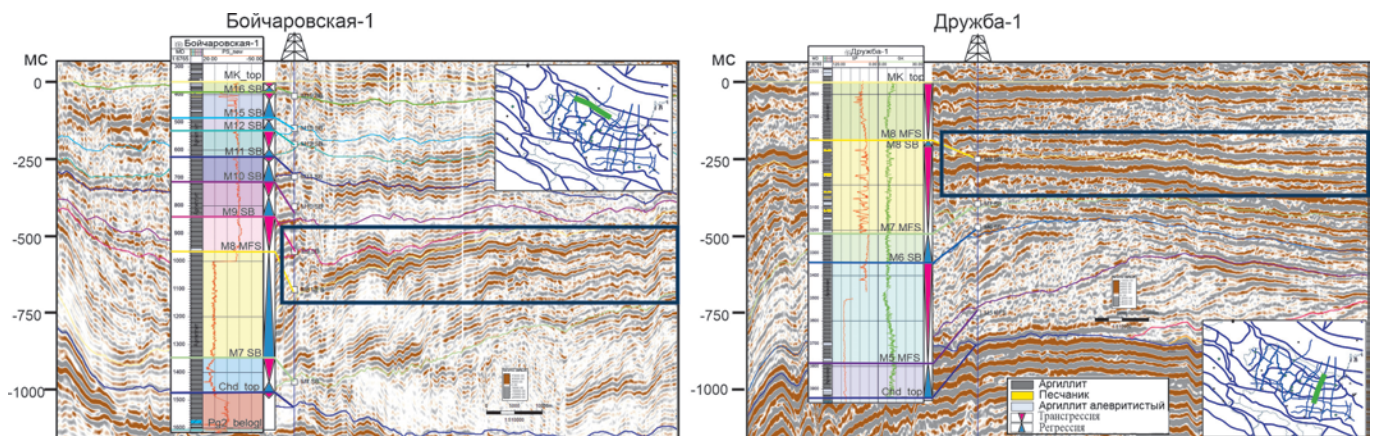


Рис. 13. Выделение циклов в майкопских клиноформах по данным каротажа и временных сейсмических разрезов. Синими прямоугольниками выделены области увеличения амплитуд осей синфазности, что может быть связано с наличием песчаных прослоев в ундаформенной части клиноформы М8.

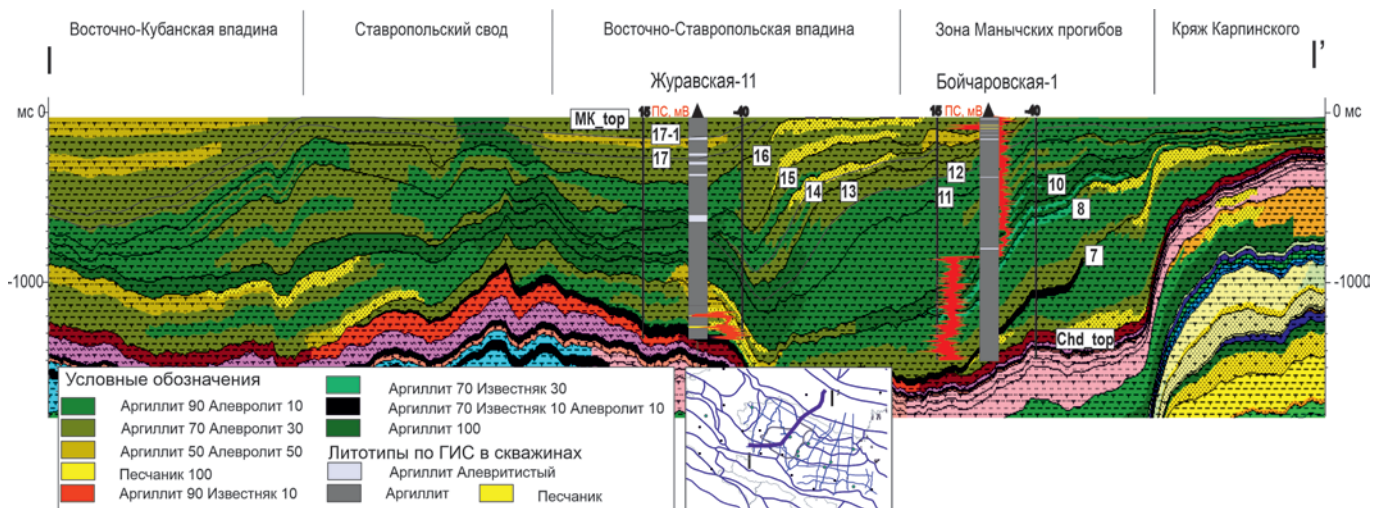


Рис. 14. Особенности распределения литотипов в клиноформенном комплексе в межскважинном пространстве: интерпретация профиля субмеридионального простираения, выровненного на кровлю майкопской серии

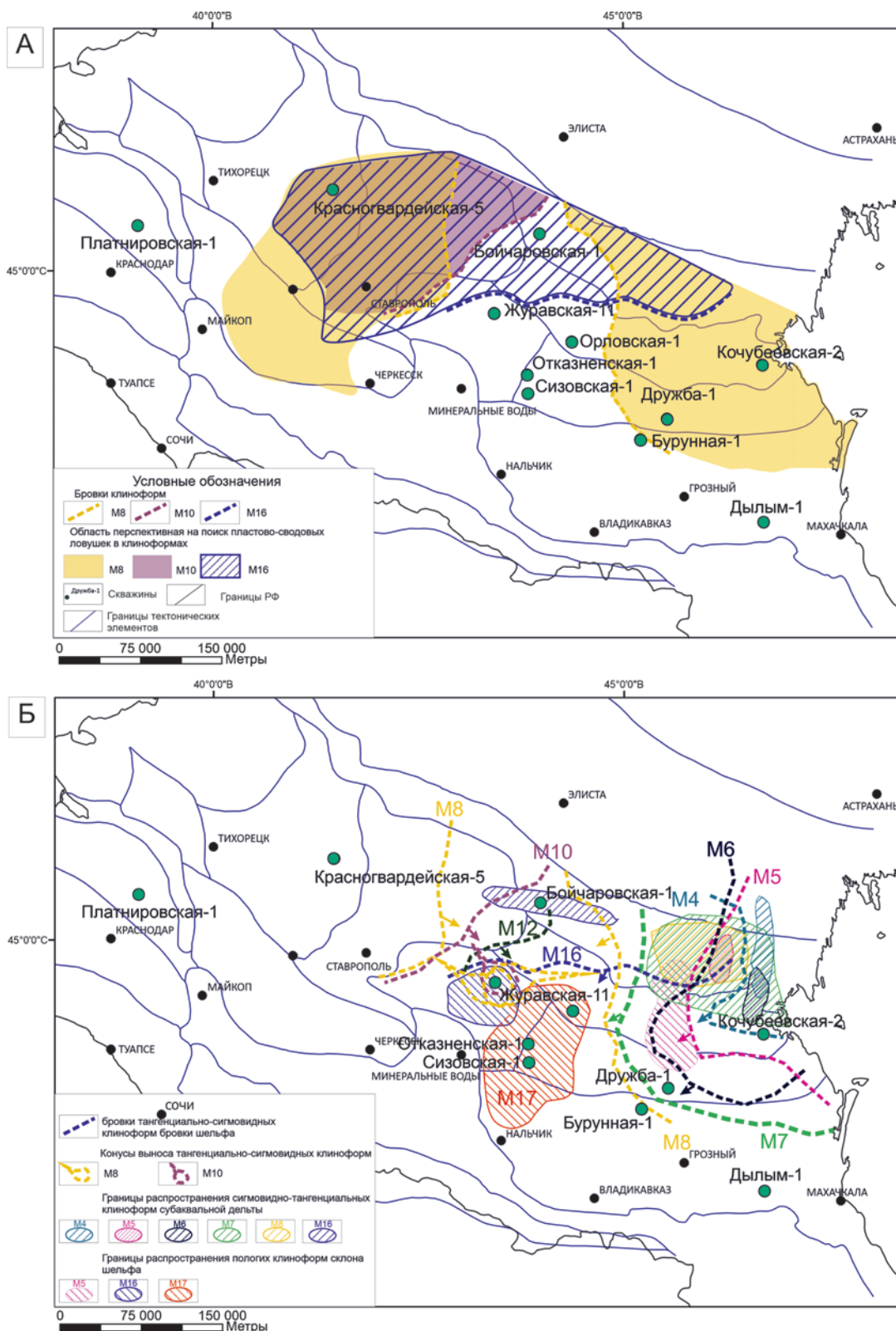


Рис. 15. Карта с областями развития: А) пластово-сводовых ловушек в ундаформе клиноформ II типа, Б) литологически экранированных ловушек в клиноформах всех типов

переформированию залежей (Хаин, 1953; Шарфутдинов, 2003; Соборнов, 2019).

Сравнивая олигоцен-нижнемиоценовые клиноформы центрального и восточного Предкавказья и нижнемеловые клиноформы Западной Сибири, можно сделать вывод о различии глубин бассейнов седиментации, геометрии клиноформ, состава источников сноса и критериев поиска природных резервуаров.

Нижнемеловые клиноформы Западной Сибири формировались в некомпенсированной внутришельфовой впадине. Высоты клиноформ изменяются от 150 до 280 мс, что позволяет предположить глубины бассейна седиментации от 200 до 400 м. Седиментационные углы наклона клиноформ составляют 0.5–1.0° (Карогодин, Ершов, 2006; Курчиков, Бородкин, 2011, 2015; Ершов, 2016).

По литологическому составу отложения клиноформ представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. По минералогическому составу породы, слагающие нижнемеловые клиноформы, относятся к аркозам, присутствуют акцессорные минералы: гранат, апатит, циркон. Предположительно, источник сноса был сложен гранитами и гнейсами. Поступление осадочного материала в бассейн происходило за счет разветвленных речных систем преимущественно с востока на запад, менее распространены клиноформы восточного падения (Курчиков, Бородкин, 2011).

Залежи нефти и газа связаны с различными частями Западно-Сибирских клиноформ: как с ундаформой (мелководной частью), так и фондоформой (более глубоководной частью) (Карогодин, Ершов, 2006; Курчиков, Бородкин, 2011, 2015). На примере клиноформ Фроловской мегавпадины возможно выделение двух сейсмических типов клиноформ. Первый тип – тангенциально-сигмовидные клиноформы, с выраженными унда-, клино-(орто-) и фондоформой. Они формировались на этапах высокого стояния относительного уровня моря и при последующем его падении. В таких клиноформах встречаются природные резервуары в ундаформе (вдольбереговые бары и валы, распределительные каналы авандельты, сформированные при высоком стоянии уровня моря при нормальной регрессии) и природные резервуары в клино-(орто-)форме и фондоформе, образовавшиеся на этапе падения относительного уровня моря и форсированной регрессии (подводные русла на склоне и относительно глубоководные конусы выноса плотностных потоков). Второй тип – полого-косослоистые клиноформы без выраженных унда-, клино-(орто-) и фондоформы, которые формировались при понижении относительного уровня моря, приостановке понижения и последующем медленном повышении. В данном типе клиноформ природными резервуарами являются отложения подводных конусов выноса и подводящих каналов (Бабина и др., 2022, в печати).

Олигоцен-нижнемиоценовые клиноформы центрального и восточного Предкавказья представлены в большей степени глинистым материалом, встречаются прослои песчаников и алевролитов. Однако клиноформы более разнообразны по высоте, направлениям проградации и позволяют отнести их к большому количеству сейсмических типов. Высоты варьируют от 178 до 550 м, а глубины их накопления – приблизительно от 300 до 800 м. Положение источников сноса различно для трех выделенных систем клиноформ (с северо-востока – М1-М7, с востока и запада – М8-М12 и с севера – М13-М16). На основе анализа геометрии клиноформ выделяется 3 сейсмических типа: клиноформы субаквальной дельты, сформировавшиеся в прибрежно-морских обстановках, и 2 типа клиноформ шельфа – тангенциально-сигмовидные, сформировавшиеся при высоком стоянии относительного уровня моря и последующем его падении, и полого-косослоистые, сформировавшиеся при низком стоянии и последующем медленном росте). По сопоставлению разрезов скважин с выделенными сейсмическими типами сделан вывод, что природные резервуары локализованы преимущественно в клиноформах субаквальной дельты и ундаформе, и фондоформе тангенциально-сигмовидных клиноформ шельфа.

Выводы

Изучение олигоцен-нижнемиоценовых клиноформ майкопской серии Центрального и Восточного Предкавказья позволило уточнить палеогеографические условия, в которых они формировались, предположить глубину осадочного бассейна, установить направление сноса осадочного материала, выполнить прогноз природных резервуаров на региональном уровне.

Источником сноса преимущественно глинистого материала в Предкавказский бассейн, глубина которого составляла 300 м в раннем олигоцене, около 800 м в конце позднего олигодона и полностью заполненного осадочным материалом в раннем миоцене, были предположительно палео-Дон и палео-Волга.

Перспективными объектами для открытия скоплений нефти и газа могут рассматриваться песчаные отложения прибрежно-морского генезиса и конусов выноса в тангенциально-сигмовидных клиноформах шельфа, а также песчаные отложения субаквальной дельты. Области их распространения закартированы на региональном уровне.

При сравнении условий формирования, геометрии и литологического состава клиноформ майкопской серии Центрального и Восточного Предкавказья и нижнемеловых клиноформ Западной Сибири, сделан вывод о различии в них критериев поиска природных резервуаров.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензенту за уделенное время и ценные комментарии, которые позволили улучшить данную статью.

Литература

- Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. (2015). К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 56(9), с. 1630–1642. DOI: 10.15372/GiG20150905
- Бабина Е.О., Калмыков Г.А., Ступакова А.В., Мордасова А.В., Коробова Н.И., Хотылев О.В., Шарданова Т.А., Хромова Е.В., Гиляев Р.М. (2022). Анализ геометрии и прогноз природных резервуаров в нижнемеловых клиноформах северной части Приобского месторождения. *Вестник Московского университета, Серия 4: Геология*, 4. (В печати)
- Евдокимова М.Л. (2004). Условия формирования и нефтегазоносность Майкопской серии Центрального и Восточного Предкавказья. *Дис. к.г.-м.н.* Москва.
- Ершов С.В. (2016). Палеобатиметрия позднеюрско-неокомского бассейна севера Западной Сибири и влияние на нее природных процессов. *Геология и геофизика*, 57(8), с. 1548–1570. DOI: 10.15372/GiG20160808
- Земцова и др. (2008). Региональные сейсморазведочные работы в пределах Терско-Сулакской перспективной зоны нефтегазоаккумуляции с целью подготовки участков недр к лицензированию. Отчет.
- Карогодин Ю.Н., Ершов С.В. (1996). Приобская нефтеносная зона. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГТМ, 252 с.
- Конюхов А.И., Малеки Б. (2007). Сравнительный анализ геологического строения, обстановок седиментации и нефтегазоносности Месопотамского и Терско-Каспийского передовых прогибов. *Литология и полезные ископаемые*, 5, с. 451–467. <https://doi.org/10.1134/S002449020705001X>
- Косова С.С. (1993). Сейсмопалеогеоморфологические аспекты сейсмостратиграфического анализа клиноформных комплексов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*, 3, с. 20–25.
- Краснова Е.А., Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Фадеева Н.П., Яндарбиев Н.Ш., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Воронин М.Е., Степанов П.Б., Книппер А.А., Шитова Я.А. (2021). Геологическое строение и палеогеографическая зональность хадумского горизонта Предкавказского региона. *Георесурсы*, 23(2), с. 99–109. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.9>
- Кунин Н.Я., Косова С.С., Блохина Г.Ю. (1989). Прогнозирование неантиклинальных ловушек нефти и газа на основе сейсмостратиграфического анализа (на примере Восточного Предкавказья). Москва: ВНИИОЭНТ, 16(36), 44 с.

Кунин Н.Я., Косова С.С., Медведев Е.Н., Пустойт О.Ю. (1987). Изучение клиноформ майкопа в Восточном Предкавказье. *Геология нефти и газа*, 10, с. 18–24.

Курчиков А.Р., Бородкин В.Н. (2011). Стратиграфия и палеогеография берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири в связи с клиноформным строением разреза. *Геология и геофизика*, 52(8), с. 1093–1106.

Мордасова А.В., Сулова А.А., Ступакова А.В. (2017). Сеймо-стратиграфические комплексы нижнемеловых отложений Баренцева моря. *Георесурсы*. Спецвыпуск, с. 36–42. <http://doi.org/10.18599/grs.19.5>

Музыльв Н.Г., Табачникова И.П. (1987). Зональное деление нижнемайкопских отложений Предкавказья и смежных регионов по наннопланктону. *Советская геология*, 1, с. 65–74.

Патина И.С. (2013). Геологическое строение майкопских отложений Каспийского сектора восточного Паратетиса по результатам сеймо-стратиграфических исследований. *Дис. к.г.-м.н. Москва*.

Попов С.В., Ахметьев М.А., Лопатин А.В., Бутрова Э.М., Сычевская Е.К., Щерба И.Г. (2009). Палеогеография и биогеография бассейнов Паратетиса. Ч. 1. Поздний эоцен – ранний миоцен. М: Научный мир, 178 с.

Попов С.В., Табачникова И.П., Банников А.Ф., Сычевская Е.К., Пинчук Т.Н., Ахметьев М.А., Запорожец Н.И., ван ден Боон А., Крайшман В., Столяров А.С., Крховски Я. (2019). Лектостратотип майкопской серии по р. Белая выше г. Майкопа (Западное Предкавказье) в его олигоценовой части. *Стратиграфия. Геологическая корреляция*, 27(3), с. 70–92. <https://doi.org/10.31857/S0869-592X27370-92>

Прокопов К.А. (1938). Краткий очерк о верхнепалеогеновых и нижнемиоценовых отложениях Северного Кавказа. *Труды НГРИ. Сер. А*, 104, с. 3–14.

Сабанаев К.А., Черкашин В.И. (2008). Геологическое строение и нефтегазоносность осадочного комплекса Российского сектора Каспийского моря. Махачкала, 208 с.

Семенов Г.И., Столяров А.С. (1970). О корреляции разрезов разнофашиальных отложений олигоцена Мангышлака и Предкавказья. *Бюлл. МОИП. Отд. геол.*, 45(1), с. 84–95.

Соборнов К.О. (2019). Вдвиговые деформации южного борта Терско-Каспийского прогиба: строение, формирование и нефтегазоносный потенциал. *Геология нефти и газа*, 6, с. 19–30. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-6-19-30>

Столяров А.С., Ивлева Е.И. (2004). Верхнеолигоценные отложения Предкавказья, Волго-Дона и Мангышлака. *Литология и полезные ископаемые*, 3, с. 252–270.

Фрейман С.И. (2021). Сеймо-стратиграфия и геологическая история Северо-Чукотского бассейна и сопряженных районов Северного Ледовитого океана. *Дис. к.г.-м.н. Москва*.

Хаин В. Е. (1953). Новые данные по геологии Предкавказья и их значение для геологии Кавказа. *Доклады АН СССР*, 90(2), с. 132–133.

Холодов В.Н., Недумов Р.И. (1996). К проблеме существования Кавказской суши в олигоцен-миоценовое время. *Стратиграфия. Геологическая корреляция*, 4(2), с. 80–90.

Шарафутдинов В.Ф. (2003). Геологическое строение и закономерности развития майкопских отложений Северо-Восточного Кавказа в связи с нефтегазоносностью. *Дис. д.г.-м.н. Москва*.

Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В. (2017). Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья – как потенциального источника «сланцевых» углеводородов. *Георесурсы*. Спецвыпуск, с. 208–226. <http://doi.org/10.18599/grs.19.21>

Ershov A. V., Brunet M. E., Nikishin A. M., Bolotov S. N., Korotaev M. V., Kosova S. S. (1998). Evolution of the eastern Fore-Caucasus basin during the Cenozoic collision: burial history and flexural modelling. In: Peri-Tethys Memoir 4. Eds. S. Crasquin-Soleau, E. Barrier. Paris: Memoires du Museum National d'Histoire Naturelle, v. 179, pp. 111–130.

Gilmullina Albina, Klausen Tore Grane, Doré Anthony George, Rossi Valentina Marzia, Suslova Anna, Eide Christian Haug. (2021). Linking sediment supply variations and tectonic evolution in deep time, source-to-sink systems—The Triassic Greater Barents Sea Basin. *GSA Bulletin*. <https://doi.org/10.1130/B36090.1>

Henriksen Sverre, Hampson Gary J., Helland-Hansen William, Johannessen Erik P., Ron J. Steel. (2009). Shelf edge and shoreline trajectories, a dynamic approach to stratigraphic analysis. *Basin research*, pp. 445–453. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2117.2009.00432.x>

Klausen T.G., Müller R., Slama J., Helland-Hansen W. (2017). Evidence for Late Triassic provenance areas and Early Jurassic sediment supply turnover in the Barents Sea Basin of northern Pangea. *Lithosphere*, 9, pp. 14–28. <https://doi.org/10.1130/L556.1>

Laursen G.V., Konradi P.B., Bidstrup T. (1997). Foraminiferal and seismic interpretations of the palaeoenvironment of a profile in the North Sea. *Bull. Geol. Soc. France*, 168, pp. 187–196.

Patrino S., Helland-Hansen W. (2018). Clinoform systems: Review and dynamic classification scheme for shorelines, subaqueous deltas, shelf edges and continental margins. *Earth-Science Reviews*, 185, pp. 202–233. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2018.05.016>

Scotese C.R. (2014). Atlas of Neogene Paleogeographic Maps (Mollweide Projection), Maps 1-7, Volume 1, The Cenozoic, PALEOMAP Atlas for ArcGIS, PALEOMAP Project, Evanston, IL.

Vail P.R. et al. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level Seismic stratigraphy-Applications to Hydrocarbon Exploration. *American Association of Petroleum Geologist (AAPG)*, 26, pp. 49–212.

Сведения об авторах

Елена Олеговна Бабина – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Алина Владимировна Мордасова – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, заведующая кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Игорь Анатольевич Титаренко – директор по геофизике, Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики

Россия, 410012, Саратов, ул. Московская, д. 70

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Михаил Евгеньевич Воронин – научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Максим Артемович Величко – студент бакалавриата кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Мария Леонидовна Махнутина – студент магистратуры кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Татьяна Олеговна Колесникова – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Анастасия Алексеевна Цыганкова – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 18.02.2022;

Принята к публикации 20.04.2022; Опубликована 16.05.2022

Sedimentation of the Oligocene-Lower Miocene clinofolds of the Maikop formation in the Eastern and Central Pre-Caucasus region as a key criteria for reservoir exploration

E.O. Babina^{1*}, A.V. Mordasova¹, A.V. Stoupakova¹, I.A. Titarenko², R.S. Sautkin¹, M.E. Voronin¹, M.A. Velichko¹, M.L. Makhnutina¹, T.O. Kolesnikova¹, A.A. Tsygankova¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Nizhne-Volzhsky Research Institute of Geology and Geophysics, Saratov, Russian Federation

*Corresponding author: Elena O. Babina, e-mail: eo.babina@oilmsu.ru

Abstract. Oligocene-Lower Miocene clinofolds of the Maikop formation are productive in the Eastern and Central Pre-Caucasus region. In spite of commercial discoveries and long exploration history, Maikop formation is poor characterized by borehole data in the deep basins such as Terek-Caspian trough. Furthermore, there are challenges of the detail stratigraphic subdivision in the deep basins, correlation, sedimentary conditions and criteria of reservoirs exploration.

Based on seismic and borehole data analysis, sequent-stratigraphic framework, distribution area, progradation direction, seismic unconformities and thicknesses of the 17 Maikop sequences are established. Estimation of the clinofolds height allowed reconstructing paleobathymetry and paleogeography of the Pre-Caucasus region in the Oligocene – Early Miocene.

Clinofolds M1-M7 prograded from the northeast, sea depth increased from 300 to 450 m. During clinofolds M8 sedimentation, new provenance area appeared on the west, sea depth increases up to 800 m. Clinofolds M12-M16 prograded from the north, sea depth decreases from 480 to 270 m. To the end of the M17 sequence deposition, starved deep basin was totally compensated.

Three morphologic types of the clinofolds are identified. Type I represents by tangential clinofolds up to 75 m of height, that interpreted as subaqueous delta. Type II are the sigmoid shelf-edge delta clinofolds up to 800 m of height. Clinofolds of type III are low-angle wedges, confined to the slope and floor of the deep basin. Height of the wedges does not exceed 270 m. In the topset of the shelf-edge deltas, shallow-marine sandstones and structural traps predicted, while basin floor fans and stratigraphic traps expected in the bottomset. Subaqueous deltas are regarded to stratigraphic traps, while the wedges are predominantly mud-prone.

Keywords: Central and Eastern Pre-Caucasus region, clinofolds, Maikop formation, oil and gas basin, paleogeography, reservoirs prediction, seismic stratigraphy

Recommended citation: Babina E.O., Mordasova A.V., Stoupakova A.V., Titarenko I.A., Sautkin R.S., Voronin M.E., Velichko M.A., Makhnutina M.L., Kolesnikova T.O., Tsygankova A.A. (2022). Sedimentation of the Oligocene-Lower Miocene clinofolds of the Maikop formation in the Eastern and Central Pre-Caucasus region as a key criteria for reservoir exploration. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 192–208. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.18>

References

Babina E.O., Kalmykov G.A., Stoupakova A.V., Mordasova A.V., Korobova N.I., Khotylev O.V., Shardanova T.A., Khromova E.V., Gilaev R.M.

(2022). Geometry analysis and oil reservoirs prediction in the Lower Cretaceous clinofolds of the northern Priobskoe field. *Moscow University Bull. Geol.*, 4. (In Russ.) (In press)

Borodkin V.N., Kurchikov A.R. (2015). To the problem of refining the western and eastern boundaries of the Achimov clinofold complex (West Siberia). *Russ. Geol. Geophys.*, 56(9), pp. 1281–1291. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2015.08.005>

Ershov A.V., Brunet M.E., Nikishin A.M., Bolotov S.N., Korotaev M.V., Kosova S.S. (1998). Evolution of the eastern Fore-Caucasus basin during the Cenozoic collision: burial history and flexural modelling. In: Peri-Tethys Memoir 4. Eds. S. Crasquin-Soleau, E. Barrier. Paris: Memoires du Museum National d'Histoire Naturelle, v. 179, pp. 111–130.

Ershov S.V. (2016). Paleobathymetry of the Late Jurassic–Neocomian basin in northern West Siberia and the impact of natural processes. *Russ. Geol. Geophys.*, 57(8), pp. 1221–1238. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.08.008>

Evdokimova M. L. (2004). Formation conditions and oil and gas content of the Maikop formation of the Central and Eastern Ciscaucasia. *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow. (In Russ.)

Freiman S.I. (2021). Seismostratigraphy and geological history of the North Chukchi Basin and adjacent regions of the Arctic Ocean. *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow. (In Russ.)

Gilmullina Albina, Klausen Tore Grane, Doré Anthony George, Rossi Valentina Marzia, Suslova Anna, Eide Christian Haug. (2021). Linking sediment supply variations and tectonic evolution in deep time, source-to-sink systems—The Triassic Greater Barents Sea Basin. *GSA Bulletin*. <https://doi.org/10.1130/B36090.1>

Henriksen Sverre, Hampson Gary J., Helland-Hansen William, Johannessen Erik P., Ron J. Steel. (2009). Shelf edge and shoreline trajectories, a dynamic approach to stratigraphic analysis. *Basin research*, pp. 445–453. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2117.2009.00432.x>

Karogodin Yu.N., Ershov S.V. (1996). Priobskaya oil-bearing zone. Novosibirsk: SB RAS, NRC OIGGM, 252 p. (In Russ.)

Khain V. E. (1953). New data on the geology of Ciscaucasia and their significance for the geology of the Caucasus. *Doklady AN USSR*, 90(2), pp. 132–133. (In Russ.)

Kholodov V.N., Nedumov R.I. (1996). Problems of the Caucasus paleoland existence during the Oligocene-Miocene time. *Stratigraphiya. Geologicheskaya korrelyatsiya*, 4(2), pp. 80–90. (In Russ.)

Klausen T.G., Müller R., Slama J., Helland-Hansen W. (2017). Evidence for Late Triassic provenance areas and Early Jurassic sediment supply turnover in the Barents Sea Basin of northern Pangea. *Lithosphere*, 9, pp. 14–28. <https://doi.org/10.1130/L556.1>

Konyukhov A.I., Maleki B. (2007). Comparative analysis of the geological structure, sedimentation conditions, and petroleum potential of the Mesopotamian and Terek-Caspian Foredeeps. *Lithology and Mineral Resources*, 42(5), pp. 405–419. <https://doi.org/10.1134/S002449020705001X>

Kosova S.S. (1993). Seismopaleogeomorphological aspects of seismostratigraphic analysis of clinofold complexes. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 3, pp. 20–25. (In Russ.)

Krasnova E.A., Stoupakova A.V., Stafeev A.N., Fadeeva N.P., Yandarbiev N.Sh., Suslova A.A., Sautkin R.S., Voronin M.E., Stepanov P. B., Knipper A.A., Shitova Ya.A. (2021). Geological structure and paleogeographic zoning of the Khadam formation in Pre-Caucasus. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 99–109. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.9>

Kunin N.Ya., Kosova S.S., Blokhina G.Yu. (1989). Prediction of non-anticlinal oil and gas traps based on seismostratigraphic analysis (on the example of the Eastern Ciscaucasia). Moscow: VNIIOENT, 16(36), 44 p. (In Russ.)

Kunin N.Ya., Kosova S.S., Medvedev E.N., Pustovoi O.Yu. (1987). Study of Maikop clinoforms in the Eastern Ciscaucasia. *Geologiya nefi i gaza*, 10, pp. 18–24. (In Russ.)

Kurchikov A.R., Borodkin V.N. (2011). Stratigraphy and paleogeography of Berriasian-Lower Aptian deposits of West Siberia in connection with the clinoform structure of the section. *Russ. Geol. Geophys.*, 52(8), pp. 859–870. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.009>

Laursen G.V., Konradi P.B., Bidstrup T. (1997). Foraminiferal and seismic interpretations of the palaeoenvironment of a profile in the North Sea. *Bull. Geol. Soc. France*, 168, pp. 187–196.

Mordasova A.V., Suslova A.A., Stupakova A.V. (2017). Seismostratigraphic complexes of the Lower Cretaceous deposits of the Barents Sea. *Georesury = Georesources*. Special Issue, pp. 36–42. (In Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.5>

Muzylev N.G., Tabachnikova I.P. (1987). Zonal division of the Lower Maikop deposits of Ciscaucasia and adjacent regions according to nannoplankton. *Sovetskaya geologiya*, 1, pp. 65–74. (In Russ.)

Patina I.S. (2013). Geological structure of the Maikop deposits of the Caspian sector of the eastern Paratethys according to the results of seismic stratigraphic studies. *Cand. geol. and min. sci. diss.* Moscow. (In Russ.)

Patruno S., Helland-Hansen W. (2018). Clinoform systems: Review and dynamic classification scheme for shorelines, subaqueous deltas, shelf edges and continental margins. *Earth-Science Reviews*, 185, pp. 202–233. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2018.05.016>

Popov S.V., Akhmetiev M.A., Lopatin A.V., Bugrova E.M., Sychevskaya E.K., Shcherba I.G. (2009). Paleogeography and biogeography of the Paratethys basins. Part 1 Late Eocene – Early Miocene. Moscow: Nauchny Mir, 178 p. (In Russ.)

Popov S.V., Tabachnikova I.P., Bannikov A.F., Sychevskaya E.K., Pinchuk T.N., Akhmetiev M.A., Zaporozhets N.I., van den Boon A., Kraishman V., Stolyarov A.S., Krhovsky J. (2019). Lectostratotype of the Maikopian Group in the Belaya River Section Upstream of the Town of Maikop (Western Ciscaucasia) in the Oligocene Part. *Stratigr. Geol. Correl.* 27, pp. 339–360. <https://doi.org/10.1134/S0869593819030043>

Prokopov K.A. (1938). Brief essay on the Upper Paleogene and Lower Miocene deposits of the North Caucasus. *Trudy NGRI*, 104, pp. 3–14. (In Russ.)

Sabanaev K.A., Cherkashin V.I. (2008). Geological structure and oil and gas content of the sedimentary complex of the Russian sector of the Caspian Sea. *Makhachkala*, 208 p. (In Russ.)

Scotese C.R. (2014). Atlas of Neogene Paleogeographic Maps (Mollweide Projection), Maps 1-7, Volume 1, The Cenozoic, PALEOMAP Atlas for ArcGIS, PALEOMAP Project, Evanston, IL.

Semenov G.I., Stolyarov A.S. (1970). On the correlation of sections of different facies deposits of the Oligocene of Mangyshlak and Ciscaucasia. *Bull. MOIP. Ser. geol.*, 45(1), pp. 84–95. (In Russ.)

Sharafutdinov V.F. (2003). Geological structure and patterns of development of the Maikop deposits of the North-Eastern Caucasus in connection with oil and gas potential. *Dr. geol. and min. sci. diss.* Moscow. (In Russ.)

Sobornov K.O. (2019). Thrust deformations of the southern side of the Terek-Caspian trough: structure, formation and oil and gas potential. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 6, pp. 19–30. (In Russ.) <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-6-19-30>

Stolyarov A.S., Ivleva E.I. (2004). Upper Oligocene Sediments of the Ciscaucasia, Volga–Don, and Mangyshlak Regions (Central Eastern Paratethys): Communication 1. Main Compositional and Structural Features. *Lithology and Mineral Resources*, 39, pp. 213–229. <https://doi.org/10.1023/B:LIMI.0000027608.49563.9b>

Vail P.R. et al. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level Seismic stratigraphy-Applications to Hydrocarbon Exploration. *American Association of Petroleum Geologist (AAPG)*, 26, pp. 49–212.

Yandarbiev N.Sh., Fadeeva N.P., Kozlova E.V., Naumchev Yu.V. (2017). Geology and geochemistry of the Khadam suite of Ciscaucasia as a potential source of «shale» hydrocarbons. *Georesury = Georesources*. Special issue, pp. 208–226. (In Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.21>

Zemtsova et al. (2008). Regional seismic surveys within the Tersko-Sulak prospective zone of oil and gas accumulation in order to prepare subsoil plots for licensing. Report. (In Russ.)

About the Authors

Elena O. Babina – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alina V. Mordasova – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Igor A. Titarenko – Director for Geophysics, Nizhne-Volzhsy Research Institute of Geology and Geophysics
70, Moscovskaya st., Saratov, 410012, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Mikhail E. Voronin – Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maksim A. Velichko – Undergraduate student of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria L. Makhnutina – Graduate student of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatiana O. Kolesnikova – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anastasia A. Tsygankova – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2022;

Accepted 20 April 2022;

Published 16 May 2022

Различия в молекулярном и изотопном составе газов зон фокусированной разгрузки, расположенных в северо-западной и юго-восточной частях озера Байкал

О.Н. Видищева^{1*}, Г.Г. Ахманов^{1,2}, Е.В. Кислицына³, А. Маццини⁴, А.Ю. Мальцева⁵,
Е.Н. Полудеткина¹, Е.А. Бакай¹, И.Э. Манько¹, Д.В. Корост¹, О.М. Хлыстов⁶

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Севастопольский государственный университет, Севастополь, Россия

³ООО «Бейсип-ГеоТехнологии», Москва, Россия

⁴Университет Осло, Осло, Норвегия

⁵Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

⁶Лимнологический институт СО РАН, Иркутск, Россия

В работе рассмотрены результаты газогеохимических исследований донных осадков озера Байкал, и проанализированы перспективы нефтегазоносности Байкальской рифтовой впадины. В основу работы положен материал, собранный в 2014–2019 гг. во время научно-исследовательских экспедиций по Международному проекту Class@Baikal. Молекулярные и изотопные исследования флюидов из донных отложений озера выявили различия в составе газов донных осадков северо-западной и юго-восточной частей озера. Газы донных отложений северо-западной части озера обогащены метаном и характеризуются пониженным содержанием соединений C₂₊. Углерод метана обогащен легким изотопом ($\delta^{13}\text{C}$ CH₄ изменяется от -72,7 до -50,1 ‰ VPDB), а изотопный состав углерода этана варьирует в широких пределах ($\delta^{13}\text{C}$ C₂H₆ от -65 ‰ до -22 ‰ VPDB). Газы донных отложений юго-восточной части озера характеризуются повышенным содержанием соединений C₂₊ и обогащены тяжелым изотопом углерода метана ($\delta^{13}\text{C}$ CH₄ варьирует от -57,2 до -41,0 ‰ VPDB). Изотопный состав углерода этана изменяется от -32 до -25 ‰ VPDB. Такие отличия в составе газов, скорее всего, отражают асимметричное строение Байкальской рифтовой впадины и обусловлены особенностями миграции газа в пределах её разных частей. Предполагается более существенный вклад диффузионного механизма в массоперенос в северо-западной части озера, что приводит к обогащению легким изотопом углерода газов и повышению концентрации метана в смеси углеводородных компонентов (молекулярное и изотопное фракционирование) на путях миграции через осадочную толщу от источника генерации к поверхности дна озера. Такое геохимическое фракционирование необходимо учитывать при анализе и интерпретации данных геохимических съемок, направленных на оценку потенциала и характеристик нефтегазоматеринских пород осадочных бассейнов.

Ключевые слова: озеро Байкал, континентальный рифтогенез, газовая геохимия, нефтяные системы, метановые сипы, газовые гидраты

Для цитирования: Видищева О.Н., Ахманов Г.Г., Кислицына Е.В., Маццини А., Мальцева А.Ю., Полудеткина Е.Н., Бакай Е.А., Манько И.Э., Корост Д.В., Хлыстов О.М. (2022). Различия в молекулярном и изотопном составе газов зон фокусированной разгрузки, расположенных в северо-западной и юго-восточной частях озера Байкал. *Георесурсы*, 24(2), с. 209–216. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.19>

Введение

Озеро Байкал занимает центральную часть Байкальской рифтовой зоны, самой крупной в России и второй по величине на суше в мире (Хаин, 2005). Озеро Байкал – самое большое и самое глубокое озеро на Земле (Галазий, 1993), его осадочное выполнение формируется более 25 млн лет (Hutchinson et al., 1992; Mats et al., 2000).

Согласно осадочно-миграционной теории происхождения нефти Н.Б. Вассоевича (Вассоевич, 1967), источником нефти является органическое вещество или кероген, захороненный в процессе осадконакопления, а залежи нефти формируются в процессе миграции

рассеянных битумоидов (микронепти). В осадочном бассейне Байкальского рифта идет генерация углеводородных флюидов (Конторович и др., 2007) и их миграция к поверхности в настоящее время. Это делает озеро интереснейшим объектом для изучения процессов образования и миграции нефти и газа, которые формируют геохимические поля в донных осадках. Инструмент изучения геохимических полей – газогеохимическая съемка поверхностных отложений. Научной основой геохимических поисковых методов является учение о миграции, рассеянии и концентрации химических элементов в земной коре, заложенное трудами В.И. Вернадского, В.М. Гольдшмидта и А.Е. Ферсмана. Статистическая оценка применения геохимических методов для поисков месторождений нефти и газа доказывает их эффективность.

Основными объектами исследования при использовании геохимических методов являются поверхностные донные осадки и придонная вода. Газовый метод основан

* Ответственный автор: Олеся Николаевна Видищева
e-mail: vid6877@yandex.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

на изучении концентрации и состава газов, извлеченных из донных отложений.

Угледородные газы (УВ), находящиеся в донных осадках и придонно-пограничном слое водной толщи, поступают из различных источников. Миграционная составляющая газовой смеси представлена компонентами из глубинных источников, в том числе месторождений нефти и газа. По данным большинства исследователей (Старобинец и др., 1993; Етиоре, 2015), миграция происходит двумя способами – посредством диффузии и фильтрации. Помимо диффузионно-фильтрационного массопереноса углеводородов из их скоплений под влиянием перепада давлений или концентраций большую роль в миграции углеводородов при формировании и рассеянии залежей нефти и газа играют неотектонические движения и даже напряженное состояние локальных зон земной коры (Старобинец и др., 1993). Среди углеводородных газов метан обладает наиболее высокой миграционной способностью, которая обусловлена повышенным коэффициентом диффузии, низкой (по сравнению с другими углеводородами) сорбционной способностью по отношению к породам, сравнительно небольшой его растворимостью в воде. Важно, что в сравнении с гомологами метан диффундирует более интенсивно (Старобинец и др., 1993).

Кроме того, метан образуется непосредственно в донных осадках и морской воде в результате жизнедеятельности микроорганизмов (Исидоров, 1985). В целом, метан обычно количественно преобладает в газовой фазе донных осадков, составляя около 90 % от суммы углеводородных газов (Габриэлянц, 2003).

Данная работа посвящена анализу и интерпретации данных газеохимических исследований донных отложений озера Байкал с целью выяснить происхождение УВ газов и объяснить природу различий в их молекулярном и изотопном составе.

Геологическое строение

Район исследования приурочен к Байкальскому рифту. Его расположение, морфология и история развития определяются, в первую очередь, связью с полосой сочленения двух крупных контрастных структур земной коры – Сибирского кратона и Центрально-Азиатского подвижного пояса (Логачев, 2003).

Байкальская впадина расположена вдоль юго-восточного края Сибирской платформы и составляет приблизительно треть полной длины рифтовой зоны.

Впадина Байкальского рифта характеризуется асимметричным строением (рис. 1). Её северо-западный борт отличается значительной крутизной и развитием крупных долгоживущих разломов. Юго-восточный борт впадины более пологий и, вероятно, осложнен многочисленными малоамплитудными разновозрастными сбросами (Hutchinson et al., 1992; Логачев, 2003).

Фундамент Байкальского рифта сложен архей-протерозойскими метаморфизованными породами. Осадочное выполнение формировалось в кайнозойскую эру и представлено, главным образом, полимиктовыми, бескарбонатными глинисто-песчано-алевритовыми отложениями прибрежно-озерных, дельтовых и собственно озерных фаций с многочисленными угольными пластами поздне-олигоценного-раннеплиоценового возраста (Мац, 2015).

Максимальная мощность (7,5 км) осадочных накоплений рифта определяется в Центральной и Южной котловинах озера (Hutchinson et al., 1992).

Геологические особенности Байкальской впадины создают благоприятные предпосылки для нефтегазообразования: слоистое строение осадочного комплекса, чередование потенциальных коллекторов и флюидоупоров. Глинистые отложения и углисто-глинистые толщи выполнения рифта могут рассматриваться в качестве потенциальных нефтегазоматеринских пород (Конторович и др., 2007). Аномальный тепловой поток, который привел к значительному прогреву района, должен способствовать генерации УВ флюидов (Конторович и др., 2007). Так, средний геотермический градиент Южного и Среднего Байкала варьирует в пределах 7 ± 2 °C и 6 ± 2 °C на 100 м, соответственно (Гольмшток, 1997).

Известно множество выходов УВ газов на дне озера Байкал. На данный момент известно 54 структуры выхода газа на дне озера, с которыми ассоциированы скопления газовых гидратов (Khlystov et al., 2018). УВ газы представлены преимущественно метаном с небольшим количеством его гомологов. При этом метан имеет как биогенное, так и термогенное происхождение (Калмычков и др., 2006, 2017, 2019). Кроме того, на озере Байкал известны несколько нефтепроявлений в виде пленок на поверхности воды: в 7 км к северо-западу от мыса Горевой Утес; в прибрежной части акватории озера – севернее залива Провал, напротив устьев р. Стволовая, Большая и Малая Зеленовские (Конторович и др., 2007). В начале XX столетия были описаны находки углеводородов в твердом виде, представленных озокеритами, на побережье Байкала, вблизи станции Танхой, поселка Ключи-Стволовая, а также бухты Песчаной. Найденные кериты имеют явное генетическое родство с байкальской нефтью (Исаев, 2013). В 2007 году были обнаружены на дне озера, на глубине свыше 700 м на траверсе мыса Горевой Утёс, и впервые детально исследованы придонные битумные постройки. Характерной чертой «свежих» построек являлось наличие на их вершине «капельницы», через которую периодически высачивались отдельные капли нефти (Хлыстов и др., 2009). Предполагается, что основным исходным органическим веществом для Байкальских нефтегазоматеринских пород (НГМП) являются остатки

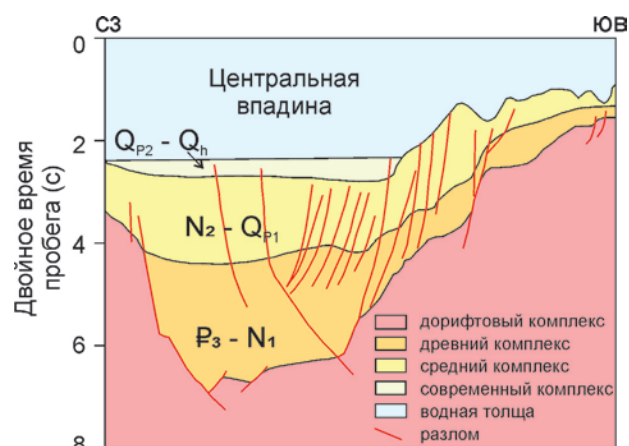


Рис. 1. Схематический профиль, основанный на интерпретации данных непрерывного сейсмического профилирования (Hutchinson et al., 1992, с изменениями)

высшей растительности и озерного планктона. Так как в байкальских нефтях был обнаружен олеанан, считается, что возраст нефтематеринских отложений Байкальского рифта меловой или моложе (Конторович и др., 2007).

Материалы и методы

Во время экспедиций Международного научно-образовательного проекта Class@Baikal, в 2014–2019 гг., на борту НИС «Г.Ю. Верещагин» на акватории озера Байкал проводились газогеохимические исследования донных отложений (отбор осадков, дегазация, хроматографический и изотопный анализ газа, выделение полей аномальных концентраций метана). Пробоотбор грунтов осуществлялся с использованием 3-х и 5-ти метровой гравитационной трубки с внутренним пластиковым вкладышем. Пробы осадка для извлечения газа отбирались вдоль всего полученного керна с интервалом около 30 см. Дегазация проб осадка проводилась согласно стандартной методике «Head-space» (Большаков, Егоров, 1968).

Молекулярные исследования УВ газов были выполнены на приборе Trace GC Ultra Thermo Finnigan, колонка Sol Varian, длина – 50 м, диаметр – 0,53 мм, сорбционный слой – 0,25 мкм. Материал напыления – $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{Na}_2\text{SO}_4$. Температура испарителя – 225 °С, детектора – 250 °С, температурный режим колонки – ступенчатый, от 40 °С до 120 °С. Идентификация и интеграция пиков проводилась в программе Chrom-Card for Trace.

Изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$) компонентов газа измерялся на масс-спектрометре изотопных отношений Delta V Advantage (Finnigan, Бремен, Германия) с пробоподготовкой на линии GC Isolink, включающей газовый

хроматограф Trace GC Ultra и приставку Isolink с окислительным реактором. Воспроизводимость результатов анализа не выходит в среднем за пределы $\pm 0,2\%$.

В основу работы легли материалы, собранные в ходе экспедиций проекта Class@Baikal. Всего было отобрано и изучено более 4000 образцов УВ газов из донных осадков озера Байкал в пределах 16 крупных структур центральной и южной котловин озера (рис. 2). Анализ изотопного состава углерода метана был выполнен для 140 образцов. В 50 образцах концентрация этана также была достаточной для выполнения изотопных исследований.

Результаты исследований

Как показали результаты наших исследований, донные накопления озера Байкал в целом довольно газонасыщены. Преобладающим компонентом газовой смеси является метан (99–100 %). Наибольшие концентрации CH_4 характерны для зон фокусированной углеводородной разгрузки – газовых сипов, грязевых вулканов (Видищева и др., 2021; Khlystov et al., 2019; Ахманов и др., 2018). Обычно содержание метана возрастает с увеличением глубины отбора пробы газа из поднятого керна. В подчиненном количестве в образцах обнаруживаются предельные УВ газы – этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}) и изобутан ($i\text{C}_4\text{H}_{10}$), неопентан (C_5H_{12}), и непредельные – этилен (C_2H_4), пропилен (C_3H_6), бутилен (C_4H_8).

Для определения фоновых значений газонасыщения донных илов Байкала были проанализированы газы образцов из районов, где фокусированная разгрузка флюидов не регистрируется: полигон Еловский и полигон Хурай. Изучение молекулярного состава отобранных УВ газов

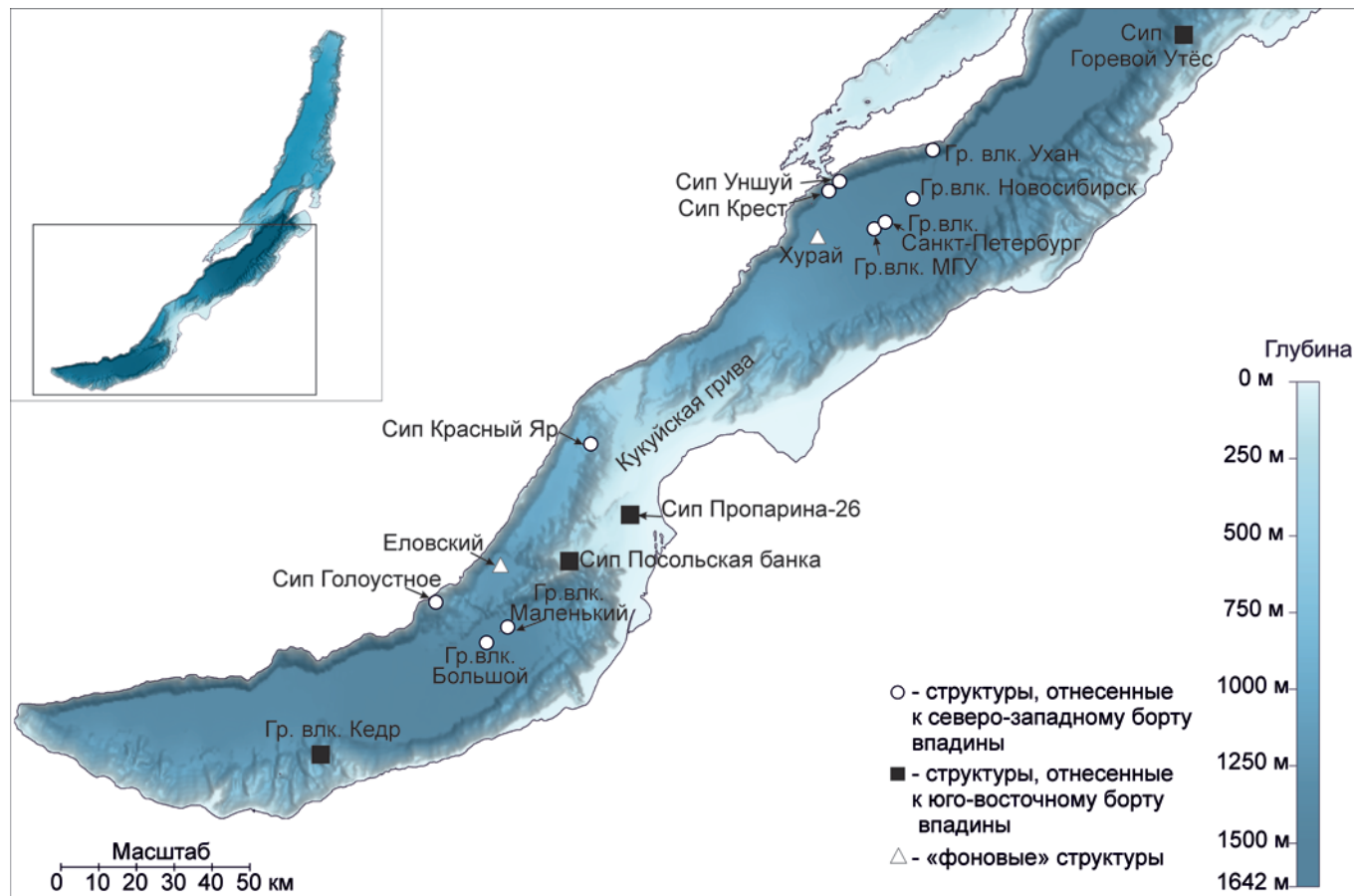


Рис. 2. Карта района исследования с положением структур опробования: Гр. влк. – грязевой вулкан

показало, что они на 100 % состоят из метана. Изотопный состав углерода метана изменяется от $-88,7$ до $-66,0$ ‰ VPDB, указывая на биогенное происхождение газов.

При изучении молекулярного состава газов из донных осадков отмечено, что в пробах, отобранных из структур разгрузки газа, расположенных вдоль юго-восточного борта байкальской впадины, содержится большое количество компонентов C_2-C_5 , тогда как в газе северо-западного борта количество гомологов метана значительно меньше. Посчитанные отношения количества метана к количеству его гомологов в исследованных пробах, наряду с анализом изотопного состава углерода метана, позволили определить природу газа и оценить вклады сингенетической и эпигенетической составляющих в его составе.

Как известно, изотопный состав углерода метана определяется условиями генерации газа (Галимов, 1989). В самой верхней части осадочного разреза основная роль принадлежит процессам бактериального разложения органического вещества (ОВ), и образуется изотопно легкий метан с $\delta^{13}C(CH_4)$ от -105 до -75 ‰ VPDB (Milkov, Etiope, 2005). С глубиной в осадочном бассейне происходит затухание активности микроорганизмов, главенствующую роль начинают играть процессы термokatалитического преобразования ОВ. Изотопный состав углерода вырабатываемого термогенного метана утяжеляется, значения $\delta^{13}C(CH_4)$ варьируют от -55 до -25 ‰ VPDB (Milkov, Etiope, 2005). При этом, замечено, что гумусовое органическое вещество генерирует УВ газы изотопно более тяжелые, чем органическое вещество сапропелевого типа (Whiticar, 1994). Значения $\delta^{13}C$ метана, из байкальских донных илов в местах разгрузки газа на дне, варьируют от $-41,0$ до $-72,7$ ‰ VPDB, указывая на смешанную природу изучаемых газов – на присутствие в пробах как биогенных, так и термогенных углеводородов. Также определено, что метан, разгружающийся из структур, расположенных вдоль юго-восточного борта байкальской впадины, показывает в целом относительно тяжелый изотопный состав углерода (от $-57,2$ до $-41,0$ ‰). В то же время изотопный

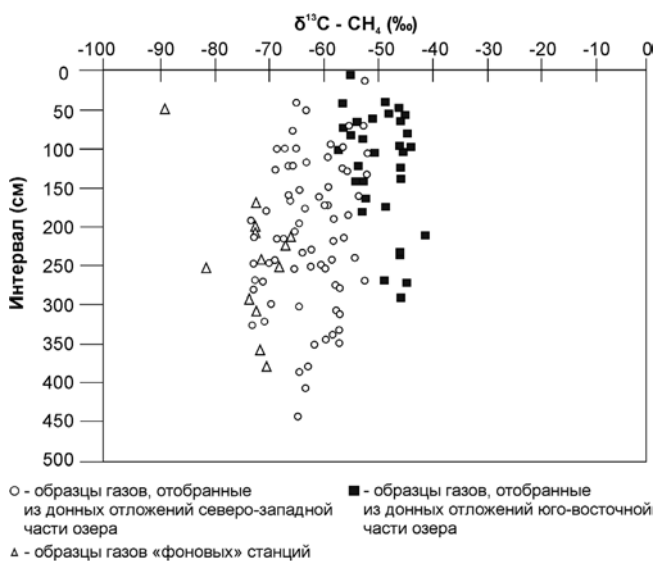


Рис. 3. Изотопный состав углерода метана газов из разных интервалов керна, отобранного в районах разгрузки УВ флюидов, тяготеющих к юго-восточному и северо-западному бортам впадины озера Байкал

состав углерода метана из прочих опробованных структур изотопно более легкий, и $\delta^{13}C$ в нем варьирует в пределах от $-72,7$ до $-50,1$ ‰ (рис. 3).

Также весьма показательны выглядят результаты комбинированного анализа молекулярного ($C_1/(C_2+C_3)$) и изотопного состава ($\delta^{13}C(CH_4)$) углеводородных газов на модифицированной диаграмме Бернарда (рис. 4). Большинство изученных образцов на диаграмме расположены в центральной части со значениями $C_1/(C_2+C_3)$ от 50 до 1000 и $\delta^{13}C(CH_4)$ от -60 ‰ до -40 ‰ VPDB. Однако, образцы газов, отобранных из донных отложений юго-восточной части озера, имеют более тяжелый изотопный состав и большое количество компонентов C_{2+} в составе, в связи с чем эти газы в основном сконцентрированы в зоне, отвечающей нефтяным газам. Образцы газов, отобранных из донных осадков северо-западной части озера, имеют более легкий изотопный состав и содержат меньшее количество компонентов C_{2+} , в связи с чем большинство из них попадает в зону бактериального газа.

Однако не стоит судить о происхождении УВ газов исходя только из их молекулярного состава и изотопного состава углерода метана. Термогенные газы могут обогащаться метаном при молекулярном фракционировании в процессе миграции (Etiope et al., 2009). На значение изотопного состава углерода метана также сильное влияние оказывает бактериальная деятельность в донных осадках. Это связано в первую очередь с тем, что при наличии интенсивного восходящего потока природного газа создаются благоприятные условия для развития микробных процессов, и изотопное соотношение $^{13}C/^{12}C$ термогенного метана маскируется добавлением значительной доли микробного газа из верхних горизонтов осадка. Для уточнения природы газа были проведены

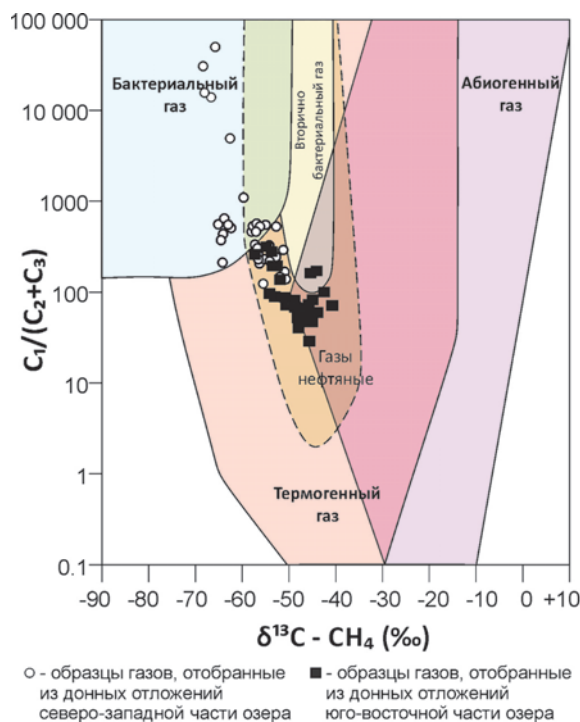


Рис. 4. Модифицированная диаграмма Бернарда – зависимость $\delta^{13}C(CH_4)$ от C_1/C_{2+} , отражающая происхождение газа (Milkov, Etiope, 2018) – с нанесенными данными исследований газов донных илов озера Байкал

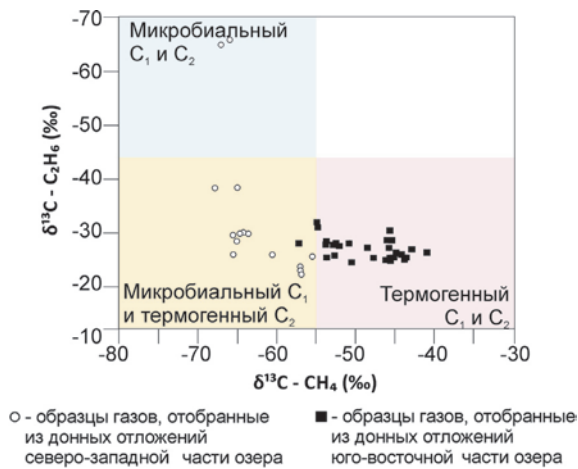


Рис. 5. Диаграмма зависимости $\delta^{13}C (CH_4)$ от $\delta^{13}C (C_2H_6)$, отражающая происхождение газов (Milkov, Etiore, 2005), с нанесенными данными исследований газов донных шлов озера Байкал

исследования изотопного состава углерода этана (рис. 5). Изотопный состав этана почти для всех изучаемых образцов изменяется от -38 до -22 ‰ VPDB, свидетельствуя о его термогенном происхождении. Лишь для нескольких проб значения $\delta^{13}C(C_2H_6)$ указывают на микробиальный этан, который встречается в некоторых районах оз. Байкал (Nuchikubo et al., 2020).

Углерод этана образцов газов, отобранных из осадков юго-восточной части озера, показывает менее изменчивый изотопный состав, варьирующий в пределах от -32 до -25 ‰ VPDB, в то время как изотопный состав углерода этана, отобранного из осадков северо-западной части озера, изменяется в очень больших пределах от -65 до -22 ‰ VPDB. Подобные значения изотопного состава углерода этана также могут свидетельствовать о смешанном типе органического вещества в газоматеринской породе (Faber et al., 1988). Наши заключения об исходном органическом веществе не противоречат проведенным ранее исследованиям нефтей (Конторович и др., 2007).

Выводы

Проведенные газогеохимические исследования донных осадков, а также анализ литературных данных позволили установить, что УВ газы и нефти Байкала, возможно, имеют общий источник с исходным органическим веществом смешанного сапропелево-гумусового типа. Определены и проанализированы особенности молекулярного и изотопного состава УВ газов из донных отложений северо-западной и юго-восточной частей озера:

1) В газах, отобранных из структур юго-восточной части озера, присутствует большее количество гомологов метана, чем в газах, отобранных из структур северо-западной части озера;

2) Для газов из осадков юго-восточных структур характерен более тяжелый изотопный состав углерода метана (от -57,2 до -41,0 ‰ VPDB), а для газов из структур северо-западной части – более легкий (от -72,7 до -50,1 ‰ VPDB).

3) Изотопный состав углерода этана в газах, отобранных из донных отложений северо-западной части озера, варьирует в широких пределах от -65 до -22 ‰ VPDB,

в отличие от газов, отобранных из донных отложений юго-восточной части озера, в которых изотопный состав углерода этана изменяется от -32 до -25 ‰ VPDB.

Столь существенное различие в молекулярном и изотопном составе газов северо-западной и юго-восточной частей озера может быть связано со сложным асимметричным строением Байкальского рифта, что влияет на основные механизмы миграции газов из глубин к поверхности дна. Так, юго-восточная часть озера характеризуется менее мощным осадочным чехлом, а также наличием большого количества разломов, что позволяет газам мигрировать путем фильтрации, при этом газы претерпевают меньшие изменения в процессе молекулярного и изотопного фракционирования. А в северо-западной части озера, напротив, наибольшая мощность осадочного наполнения определяет миграцию газа преимущественно диффузионным способом, что приводит к значительным изменениям в его составе.

Молекулярное и изотопное фракционирование, связанное с геохимическими процессами, может предоставить полезную информацию для лучшего понимания корреляций между газами на дневной поверхности и подповерхностными резервуарными газами, а также дает представление о значимости геохимических характеристик газов при оценке миграции углеводородов.

Финансирование/Благодарности

Организация и проведение экспедиционных работ проекта Class@Baikal финансируются за счет средств геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, международного проекта Норвежского Исследовательского Совета HOTMUD (проект № 288299), ЛИН СО РАН (проект №121032300223-1) и спонсорской поддержки ООО «ЦМИ МГУ». Анализ собранного материала частично выполнен в рамках стратегического проекта №3 Программы Приоритет-2030 СевГУ.

Авторы признательны рецензенту за подробный разбор статьи и приведенные замечания.

Литература

- Ахманов Г.Г., Хлыстов О.М., Соловьева М.А. и др. (2018). Открытие новой гидратоносной структуры на дне оз. Байкал. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 5, с. 111–116. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2018-5-111-116>
- Большаков А.М., Егоров, А. В. (1987). Об использовании методики фазово-равновесной дегазации при газометрических исследованиях. *Океанология*, 27(5), с. 861–862.
- Вассоевич Н.Б. (1967). Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). *Изв. АН СССР. Сер. Геол.*, 11, с. 135–156.
- Вицищева О.Н., Ахманов Г.Г., Соловьева М.А. и др. (2021). Особенности разгрузки углеводородных газов вдоль разлома Гидратный (озеро Байкал). *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, 3, с. 3–16. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2021-3-3-16>
- Габриэлянц Г.А. (2003). Геология нефтяных и газовых месторождений. М: Недра, 65 с.
- Галазий Г.И. (1993). Байкал: Атлас. М: Изд-во Федеральной службы геодезии и картографии России.
- Галимов Э.М. (1989). Источники и механизмы образования углеводородных газов в осадочных породах. *Геохимия*, 2, с. 163–180.
- Гольмштотк А.Я., Дучков А.Д., Хатчинсон Д.Р. и др. (1997). Оценки теплового потока на озере Байкал по сейсмическим данным о нижней границе слоя газовых гидратов. *Геология и геофизика*, 38(10), с. 1677–1691.

- Исаев В.П. (2013). Иркутская нефть. *Известия Иркутского государственного университета. Серия: Науки о Земле*, 1, с. 80–90.
- Исидоров В.А. (1985). Органическая химия атмосферы. Химия. Ленингр. отд-ние. 264 с.
- Калмычков Г.В., Егоров А.В., Кузьмин М.И., Хлыстов О.М. (2006). Генетические типы метана озера Байкал. *Доклады академии наук*, 411(5), с. 672–675. <https://doi.org/10.1134/S1028334X06090285>
- Калмычков Г.В., Покровский Б.Г., Хачикубо А., Хлыстов О.М. (2017). Геохимические характеристики метана из осадков подводной возвышенности Посольская Банка (озеро Байкал). *Литология и полезные ископаемые*, 2, с. 121–129. <https://doi.org/10.7868/S0024497X17020057>
- Калмычков Г.В., Егоров А.В., Хачикубо А., Хлыстов О.М. (2019). Угледородные газы подводного нефтегазового проявления Горевой утес (оз. Байкал, Россия). *Геология и геофизика*, 60(10), с. 1488–1495. DOI: 10.15372/GiG2019110
- Конторович А.Э., Каширцев В.А., Москвин В.И. и др. (2007). Нефтегазоносность отложений озера Байкал. *Геология и геофизика*, 48(12), с. 1346–1357.
- Логачев Н.А. (2003). История и геодинамика Байкальского рифта. *Геология и геофизика*, 44(5), с. 391–406.
- Мац В.Д. (2015). Байкальский рифт: плиоцен (миоцен)-четвертичный эпизод или продукт длительного развития с позднего мела под воздействием различных тектонических факторов. Обзор представлений. *Геодинамика и тектонофизика*, 6(4), с. 467–489. <http://dx.doi.org/10.5800/GT-2015-6-4-0190>
- Старобинец И.С., Петухов А.В., Зубайраев С.Л. (1993). Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений. М: Недра.
- Хаин В.Е. (2005). Байкальская рифтовая система. Большая российская энциклопедия. Гл. ред. Ю. С. Осипов. Москва, 662 с.
- Хлыстов О.М., Земская Т.И., Ситникова Т.Я. и др. (2009). Донные битумные постройки и населяющая их биота по данным обследования озера Байкал с глубоководных обитаемых аппаратов “МИР”. *Доклады Академии наук*, 428(5), с. 682–685. <https://doi.org/10.1134/S1028334X09080200>
- Etioppe G., Feyzullayev A., Milkov A. V., et al. (2009). Evidence of subsurface anaerobic biodegradation of hydrocarbons and potential secondary methanogenesis in terrestrial mud volcanoes. *Marine and Petroleum Geology*, 26(9), pp. 1692–1703. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.03.001>
- Faber E., Gerling P., Dumke I. (1988). Gaseous hydrocarbons of unknown origin found while drilling. *Organic Geochemistry*, 13(4-6), pp. 875–879. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90240-9](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90240-9)
- Hachikubo A., Minami H., Yamashita S. et al. (2020). Characteristics of hydrate-bound gas retrieved at the Kedr mud volcano (southern Lake Baikal). *Scientific reports*, 10(1), pp. 1–12. <https://doi.org/10.1038/s41598-020-71410-2>
- Hutchinson D.R., Golmshtok A.J., Zonenshain L.P. et al. (1992). Depositional and tectonic framework of the rift basins of Lake Baikal from multichannel seismic data. *Geology*, 20(7), pp. 589–592. <https://doi.org/10.1130/0091-7613>
- Khlystov O., Khabuev A.V., Minami H., et al. (2018). Gas hydrates in Lake Baikal. *Limnology and Freshwater Biology*, 1, pp. 66–70. <https://doi.org/10.31951/2658-3518-2018-A-1-66>
- Khlystov O.M., Poort J., Mazzini A. et al. (2019). Shallow-rooted mud volcanism in Lake Baikal. *Marine and Petroleum Geology*, 102, pp. 580–589. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.01.005>
- Mats V.D., Khlystov O.M., De Batist M. et al. (2000). Evolution of the Academian Ridge Accommodation Zone in the central part of the Baikal Rift, from high-resolution reflection seismic profiling and geological field investigations. *International Journal of Earth Sciences*, 89(2), pp. 229–250. <https://doi.org/10.1007/s005310000094>
- Milkov A.V., Etioppe G. (2005). Global methane emission through mud volcanoes and its past and present impact on the Earth's climate—a comment. *International Journal of Earth Sciences*, 94(3), pp. 490–492. <https://doi.org/10.1007/s00531-005-0480-5>
- Milkov A.V., Etioppe G. (2018). Revised genetic diagrams for natural gases based on a global dataset of > 20,000 samples. *Organic Geochemistry*, 125, pp. 109–120. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2018.09.002>
- Whiticar M.J. (1994). Correlation of Natural Gases with Their Sources. <https://doi.org/10.1306/M60585C16>

Сведения об авторах

Олеся Николаевна Видищева – ведущий инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Григорий Георгиевич Ахманов – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова; ведущий научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории «Региональные климатические системы», Севастопольский государственный университет

Россия, 299053, Севастополь, ул. Университетская, д. 33

Екатерина Валерьевна Кислицына – специалист по моделированию углеводородных систем, ООО «Бейсип-GeoТехнологии»

Россия, 117312, Москва, ул. Вавилова, д. 47а

Адриано Маццини – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник Центра эволюции Земли и динамики, Университет Осло

Норвегия, 0316, Осло, Сем Саеландсвей 2А, Блиндерн

Анна Юрьевна Мальцева – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник центра добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 143026, Москва, ул. Нобеля, д. 3

Елена Николаевна Полудеткина – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Елена Андреевна Бакай – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Ирина Энверовна Манько – специалист кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Дмитрий Вячеславович Корост – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник Учебно-научного Центра ЮНЕСКО-МГУ по морской геологии и геофизике, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Олег Михайлович Хлыстов – заведующий лабораторией геологии оз. Байкал, Лимнологический институт СО РАН

Россия, 664033, Иркутск, ул. Улан-Баторская, д. 3

Статья поступила в редакцию 09.04.2022;
Принята к публикации 04.05.2022; Опубликована 16.05.2022

Variations in molecular and isotopes composition of seepage gases in the north-western and south-eastern parts of Lake Baikal

O.N. Vidishcheva^{1*}, G.G. Akhmanov^{1,2}, E.V. Kislitsyna³, A. Mazzini⁴, A.Yu. Mal'tseva⁵, E.N. Poludetkina¹, E.A. Bakay¹, I.E. Man'ko¹, D.V. Korost¹, O.M. Khlystov⁶

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Sevastopol State University, Sevastopol, Russian Federation

³Beicip-Franlab, Moscow, Russian Federation

⁴University of Oslo, Oslo, Norway

⁵Skolkovo Institute of Science and Technology (Skoltech), Moscow, Russian Federation

⁶Limnological Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russian Federation

*Corresponding author: Olesya N. Vidishcheva, e-mail: vid6877@yandex.ru

Abstract. The paper presents results of gas-geochemical studies of bottom sediments and petroleum potential assessment of Baikal Rift Basin. During the expeditions of the Class@Baikal project in 2014–2019, gases from the Lake Baikal bottom sediments were analyzed. The results showed a clear difference in chemical and isotopic composition of the seeping gases collected in the northwestern and southeastern parts of the lake. The seepage released from northwest part were relatively enriched by methane and had a low concentration of C₂₊ compounds. The seepage gases had relatively lighter carbon isotopes composition of CH₄ (from -72,7 to -50,1 ‰ VPDB) and the high variability of δ¹³C in C₂H₆ (from -65 to -22 ‰ VPDB). The gases released from southeastern part of the lake had an increase in C₂₊ compounds and had relatively lighter carbon isotopes composition of methane (from -57,2 to -41,0 ‰ VPDB). The carbon isotopes composition of ethane varies from -32 to -25 ‰ VPDB. Asymmetric structure of the Baikal rift basin and various processes of gas migration within it might cause the variations. Diffusive process led to the lighter carbon isotopes composition of the seepage gases from the northwestern part of lake and the gas molecular composition enrichment by methane. Such molecular and isotopic fractionations caused by geochemical processes helps to understand the migration of gas from source rocks to the earth's surface. Similar geochemical indicators of fractionation should be taken into consideration when assessing oil and gas source rocks and basin potential from gas geochemical studies data.

Keywords: Lake Baikal, continental rifting, gas geochemistry, methane seeps

Recommended citation: Vidishcheva O.N., Akhmanov G.G., Kislitsyna E.V., Mazzini A., Mal'tseva A.Yu., Poludetkina E.N., Bakay E.A., Man'ko I.E., Korost D.V., Khlystov O.M. (2022). Variations in molecular and isotopes composition of seepage gases in the north-western and south-eastern parts of Lake Baikal. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 209–216. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.19>

Acknowledgements

The Class@Baikal program and its expeditions were supported by the Geological Faculty of Lomonosov Moscow State University, the Research Council of Norway (NFR) through the HOTMUD project (no. 288299), LIN SB RAS (project no. 121032300223-1) and by Marine Research

Center of Lomonosov Moscow State University. Collected data analysis was, in part, carried out within the program 'Prioritet-2030' of Sevastopol State University (strategic project no. 3).

References

- Akhmanov G.G., Khlystov O.M., Solovyeva M.A. et al. (2018). Newly discovered hydrate-bearing structure in Lake Baikal. *Moscow University Geology Bulletin*, 73(6), pp. 582–587. <https://doi.org/10.3103/S0145875218060029>
- Bolshakov A.M., Egorov A.V. (1987). On the use of the technique of phase-equilibrium degassing in gasometric studies. *Okeanologiya*, 27(5), pp. 861–862. (In Russ.)
- Etiopie G., Feyzullayev A., Milkov A.V., et al. (2009). Evidence of subsurface anaerobic biodegradation of hydrocarbons and potential secondary methanogenesis in terrestrial mud volcanoes. *Marine and Petroleum Geology*, 26(9), pp. 1692–1703. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.03.001>
- Faber E., Gerling P., Dumke I. (1988). Gaseous hydrocarbons of unknown origin found while drilling. *Organic Geochemistry*, 13(4-6), pp. 875–879. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90240-9](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90240-9)
- Gabrielyants G.A. (2003). *Geology of oil and gas fields*. Moscow: Nedra, 65. (In Russ.)
- Galaziy G.I. (1993). *Baykal: Atlas*. Moscow: Federal Service for Geodesy and Cartography of Russia. (In Russ.)
- Galimov E. M. (1988). Sources and mechanisms of formation of gaseous hydrocarbons in sedimentary rocks. *Chemical Geology*, 71(1–3), pp. 77–95. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(88\)90107-6](https://doi.org/10.1016/0009-2541(88)90107-6)
- Golmshtok A.Y., Duchkov A.D., Hutchinson D.R. et al. (1997). Estimation of heat flow on Baikal from seismic data on the lower boundary of the gas hydrate layer. *Geologiya i geofizika*, 38(10), pp. 1677–1691. (In Russ.)
- Hachikubo A., Minami H., Yamashita S. et al. (2020). Characteristics of hydrate-bound gas retrieved at the Kedr mud volcano (southern Lake Baikal). *Scientific reports*, 10(1), pp. 1–12. <https://doi.org/10.1038/s41598-020-71410-2>
- Hutchinson D.R., Golmshtok A.J., Zonenshain L.P. et al. (1992). Depositional and tectonic framework of the rift basins of Lake Baikal from multichannel seismic data. *Geology*, 20(7), pp. 589–592. <https://doi.org/10.1130/0091-7613>
- Isaev V.P. (2013). Oil of Irkutsk. *Izvestiya Irkutskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya Nauki o Zemle = The Bulletin of Irkutsk State University. Series Earth Sciences*, 1, pp. 80–90. (In Russ.)
- Isidorov V.A. (1985). *Organic chemistry of the atmosphere*. Leningrad. (In Russ.)
- Kalmychkov G.V., Egorov A.V., Kuz'min M.I., Khlystov O.M. (2006). Genetic types of methane from Lake Baikal. *Dokl. Earth Sc.*, 411, pp. 1462–1465. <https://doi.org/10.1134/S1028334X06090285>
- Kalmychkov G.V., Pokrovsky B.G., Hachikubo A., Khlystov O.M. (2017). Geochemical characteristics of methane from sediments of the underwater high Posolskaya Bank (Lake Baikal). *Lithol Miner Resour.*, 52, pp. 102–110. <https://doi.org/10.1134/S0024490217020055>
- Kalmychkov G.V., Egorov A.V., Hachikubo A., Khlystov O.M. (2019). Hydrocarbon Gases of the Gorevoi Utes Underwater Oil-Gas Seep (Lake Baikal, Russia). *Russian Geology and Geophysics*, 60(10), pp. 1188–1194. <https://doi.org/10.15372/RGG2019110>

- Khain V.E. (2005). Baikal Rift System. Great Russian Encyclopedia. Ed. Yu.S. Osipov. Moscow, 662 p. (In Russ.)
- Khlystov O.M., Zemskaya T.I., Sitnikova T.Y. et al. (2009). Bottom bituminous constructions and biota inhabiting them according to investigation of Lake Baikal with the Mir submersible. *Doklady Earth Sciences*, 429(1), p. 1333. <https://doi.org/10.1134/S1028334X09080200>
- Khlystov O., Khabuev A.V., Minami H., et al. (2018). Gas hydrates in Lake Baikal. *Limnology and Freshwater Biology*, 1, pp. 66–70. <https://doi.org/10.31951/2658-3518-2018-A-1-66>
- Khlystov O.M., Poort J., Mazzini A. et al. (2019). Shallow-rooted mud volcanism in Lake Baikal. *Marine and Petroleum Geology*, 102, pp. 580–589. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.01.005>
- Kontorovich A.E., Kashirtsev V.A., Moskvina V.I. et al. (2007). Petroleum potential of Baikal deposits. *Russian geology and geophysics*, 48(12), pp. 1046–1053. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2007.11.004>
- Logachev N.A. (2003). History and geodynamics of the Baikal rift. *Geologiya i Geofizika*, 44(5), pp. 391–406 (373–387). (In Russ.)
- Mats V.D. (2015). The Baikal rift: Pliocene (Miocene) – Quaternary episode or product of extended development since the Late Cretaceous under various tectonic factors. A review. *Geodynamics & Tectonophysics*, 6(4), pp. 467–490. <https://doi.org/10.5800/GT-2015-6-4-0190>
- Mats V.D., Khlystov O.M., De Batist M. et al. (2000). Evolution of the Academian Ridge Accommodation Zone in the central part of the Baikal Rift, from high-resolution reflection seismic profiling and geological field investigations. *International Journal of Earth Sciences*, 89(2), pp. 229–250. <https://doi.org/10.1007/s005310000094>
- Milkov A.V., Etiope G. (2005). Global methane emission through mud volcanoes and its past and present impact on the Earth's climate—a comment. *International Journal of Earth Sciences*, 94(3), pp. 490–492. <https://doi.org/10.1007/s00531-005-0480-5>
- Milkov A.V., Etiope G. (2018). Revised genetic diagrams for natural gases based on a global dataset of > 20,000 samples. *Organic Geochemistry*, 125, pp. 109–120. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2018.09.002>
- Starobinets I.S., Petukhov A.V., Zubayraev S.L. (1993). Fundamentals of the theory of geochemical fields of hydrocarbon accumulations. Moscow: Nedra. (In Russ.)
- Vasoevich N.B. (1967). Theory of sedimentary-migration origin of oil (historical review and current state). *Izv. AN SSSR. Ser. Geol*, 11, pp. 135–156. (In Russ.)
- Vidishcheva O.N., Akhmanov G.G., Solovyeva M.A. et al. (2021). Hydrocarbon Gas Seepage along the Gydratny Fault (Lake Baikal). *Moscow University Geology Bulletin*, 76(4), pp. 353–365. <https://doi.org/10.3103/S0145875221040116>
- Whiticar M.J. (1994). Correlation of Natural Gases with Their Sources. <https://doi.org/10.1306/M60585C16>
- About the Authors**
- Olesya N. Vidishcheva* – Engineer, Petroleum Geology Department
Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Grigori G. Akhmanov* – PhD (Geology and Mineralogy); Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University; Senior Researcher, Laboratory of Regional Climate Systems, Sevastopol State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
33, Universitetskaya st., Sevastopol, 299053, Russian Federation
- Ekaterina V. Kislitsyna* – Expert, Hydrocarbon systems modeling, Beicip-Franlab
47a, Vavilova st., Moscow, 117312, Russian Federation
- Adriano Mazzini* – PhD (Geology and Petroleum Geology), Leading Researcher, Centre for Earth Evolution and Dynamics (CEED), University of Oslo
Sem Sælands vei 2A, Blindern, Oslo, 0316, Norway
- Anna Yu. Mal'tseva* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Center for Hydrocarbon Recovery, Skolkovo Institute of Science and Technology (Skoltech)
3, Nobelya st., Moscow, 143026, Russian Federation
- Elena N. Poludetkina* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Elena A. Bakay* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Irina E. Man'ko* – Expert, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Dmitriy V. Korost* – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
- Oleg M. Khlystov* – Head of the Laboratory, Geology of the Lake Baikal, Limnological Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.
Ulan-Batorskaya st., 3, Irkutsk, 664074, Russian Federation

Manuscript received 9 April 2022;

Accepted 4 May 2022; Published 16 May 2022

Выявление особенностей органического вещества нефтей и нефтегазоматеринских толщ путём сопоставления результатов геохимического анализа со статистическим анализом, основанным на методах машинного обучения (на примере одного из месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна)

К.О. Осипов*, Э.А. Абля, Р.С. Сауткин, М.А. Большакова, А.А. Сулова, А.П. Антонов
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Идеей данной работы является сравнение результатов двух видов анализа – геохимического и статистического – при изучении органического вещества экстрактов нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) и образцов нефтей. Объектом исследования послужили НГМТ тутлеймской и тюменской свит и нефти викуловской свиты и юрско-доюрских отложений в западной части Западно-Сибирского бассейна. Среди методов статистического анализа НГМТ использовались метод главных компонент и метод случайного леса, а в качестве средств визуализации – тепловая карта корреляций. Метод главных компонент помог обнаружить явное различие органического вещества тутлеймской и тюменской НГМТ, а привлечение метода случайного леса и тепловой карты корреляций позволило не только выявить геохимические параметры, по которым наблюдаются наибольшие различия толщ, но и расшифровать геологические факторы, из-за которых это различие стало явным. Так, тюменская НГМТ имеет большую зрелость и относительно больший вклад наземной растительности относительно тутлеймской НГМТ. Тот же набор методов вместе с методом k-ближайших соседей применен для корреляции нефть-НГМТ. Нефти викуловской свиты по типу керогена, очевидно, происходят из тутлеймской НГМТ. Нефти юрских и доюрских пластов близки к тутлеймской НГМТ, хотя схожесть с тюменской НГМТ может достигать 30% в отдельных образцах. Нефти викуловских пластов менее зрелые, чем нефти из юрских и доюрских пород. Это может свидетельствовать о продолжающейся подпитке углеводородами юрских и доюрских отложений и о прекращении миграции в прошлом в вышележащие апт-альбские отложения (викуловская свита). Геохимический анализ также позволил выявить свойства НГМТ, отвечающие за зрелость и тип органического вещества. Он подтвердил выводы, сделанные на основе применения методов статистического анализа.

Ключевые слова: сопоставление исследований, геохимический анализ, методы статистического анализа, нефтегазоматеринская толща, корреляция нефть-нефтегазоматеринская порода

Для цитирования: Осипов К.О., Абля Э.А., Сауткин Р.С., Большакова М.А., Сулова А.А., Антонов А.П. (2022). Выявление особенностей органического вещества нефтей и нефтегазоматеринских толщ путём сопоставления результатов геохимического анализа со статистическим анализом, основанным на методах машинного обучения (на примере одного из месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна). *Георесурсы*, 24(2), с. 217–229. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.20>

Введение

Высокие темпы роста объема цифровых данных являются нормой современного мира. Эта тенденция не обходит стороной геологию, в частности, геохимию горючих ископаемых. Препятствием во многом рутинный подход к анализу геохимических данных требует если не пересмотра, то альтернативы в виде оперативного, экспрессного анализа, позволяющего работать с большими данными, опираясь на современные научные знания в геохимии органического вещества (ОВ). Речь идёт о статистическом анализе, который обладает богатым выбором методов, каждый из которых по-своему уникален и имеет определенную область применимости.

Целью данной работы является сравнение методов статистического анализа с геохимическим анализом для выявления различий двух нефтегазоматеринских толщ, (НГМТ) и для корреляции нефть-НГМТ.

Хотя почти все из задействуемых в работе методов статистического анализа по отдельности давно используются в геохимии органического вещества (Peters и др., 2005), но их комплексное применение для многогранного изучения ОВ является нетривиальным и новым.

Данное исследование является частью процесса изучения органического вещества и углеводородов (УВ), начатого Н.Б. Вассоевичем и В.А. Успенским – основателями осадочно-миграционной теории происхождения нефти. На этапе создания и развития теории Николай Брониславович призывал к тщательной работе с результатами исследования вещества и уже тогда использовал элементы математической статистики, например, коэффициент ранговой корреляции Спирмена для установления связи УВ с НГМТ.

* Ответственный автор: Константин Олегович Осипов
e-mail: k.osipov@oilmsu.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Материалы и методы

Объектом исследования послужили НГМТ тутлеймской и тюменской свит и нефти викуловской свиты и юрско-доюрских отложений в западной части Западно-Сибирского бассейна (рис. 1). Исходный материал состоял из 50 экстрактов из тутлеймской и 40 из тюменской НГМТ, приблизительно 20 и 30 образцов нефтей из викуловской свиты и юрско-доюрских отложений соответственно. Для анализа НГМТ использовалось около 50 свойств и отношений свойств, а для проведения корреляции нефть-НГМТ – 35.

Геохимический анализ органического вещества нефтей и экстрактов НГМТ заключается в интерпретации величин геохимических параметров и их отношений по графикам, треугольным и звёздчатым диаграммам.

Для методов статистического анализа первым этапом работы с данными является их предварительная подготовка, которая зависит от используемых в работе методов (рис. 2). Первоначально данные хранятся в виде таблиц. В табличных данных могут встречаться выбросы, то есть anomalно низкие или anomalно высокие значения признаков. Используемые в работе методы линейной регрессии (для заполнения пустых ячеек), главных компонент чувствительны к таким значениям, и такие ячейки в таблице необходимо отсеивать.

В статье использовался ручной способ обнаружения аномалий по всем возможным парным графикам, хотя существуют автоматические способы обнаружения выбросов, как, например, поиск аномалий по одному

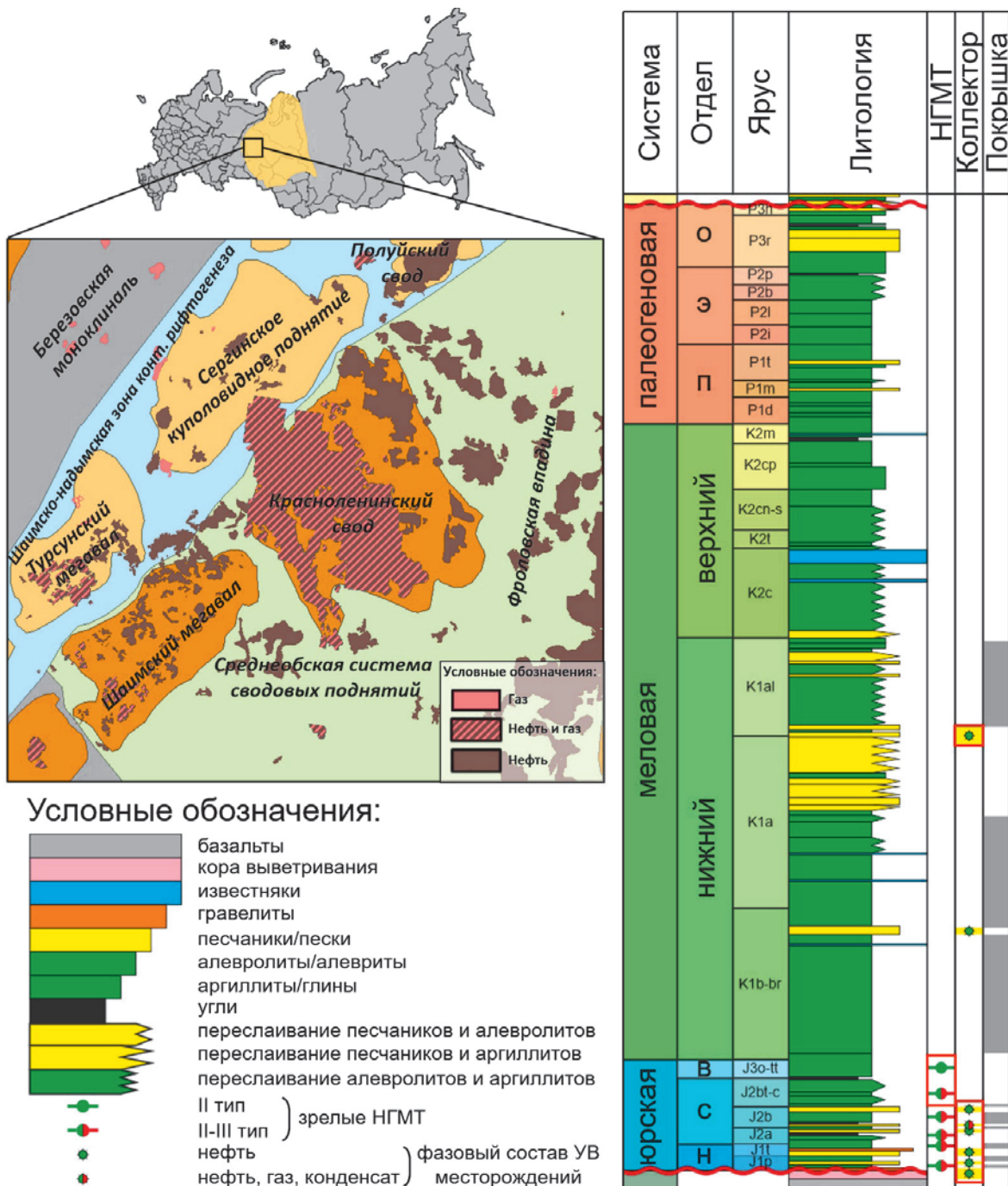


Рис. 1. Расположение района исследования (слева) на фрагменте тектонической карты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (Ступакова, 2011) и литолого-стратиграфическая колонка (справа) изучаемой территории (стилизованна на основе Атласа «Геология и нефтегазоносность...», 2004) с указанием в виде красных прямоугольников изучаемых НГМТ и нефтей в пластах коллекторов

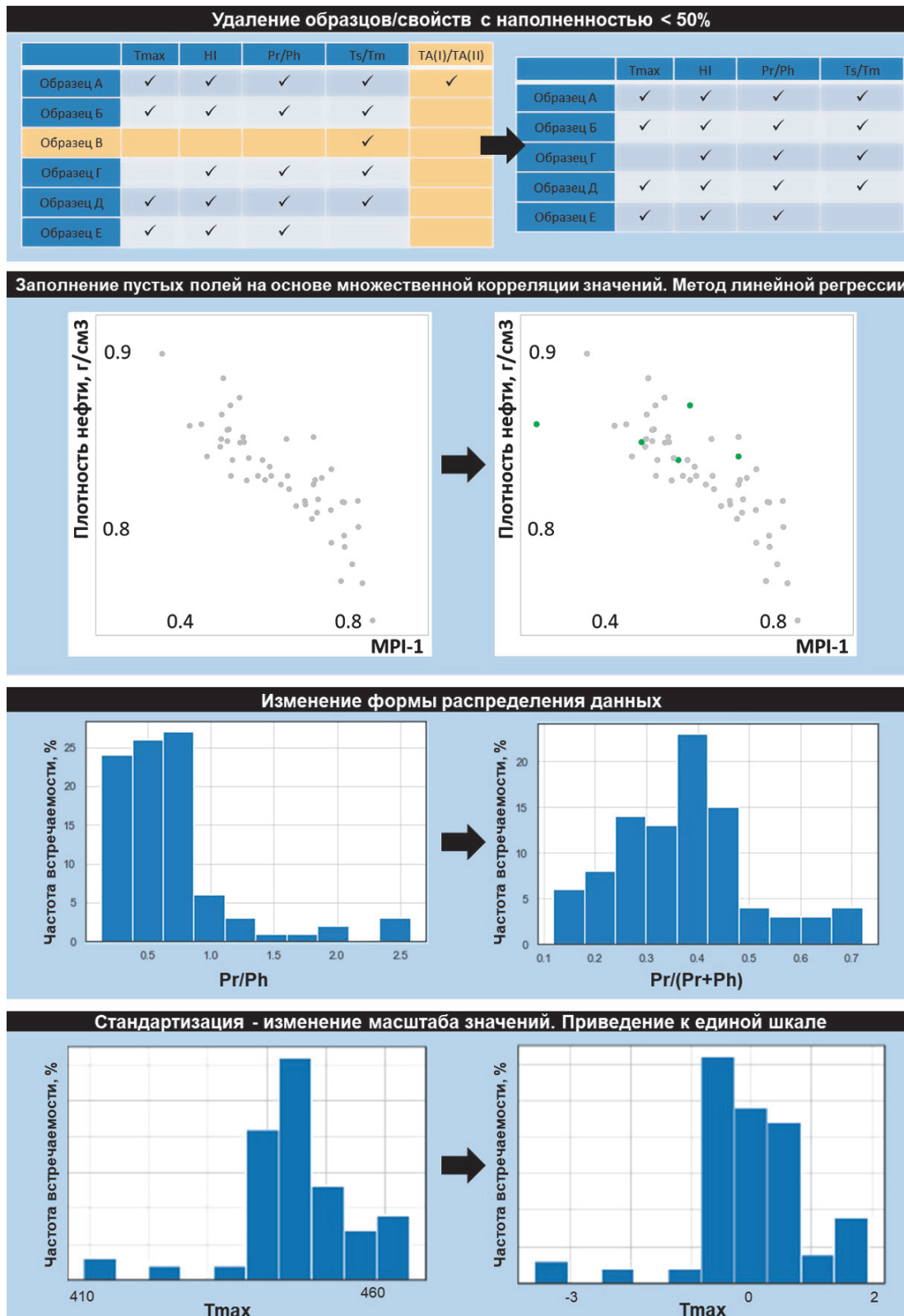


Рис. 2. Предварительная подготовка данных для применения метода главных компонент

признаку на основе квартилей или по нескольким признакам методом изолированного леса.

В табличных данных могут присутствовать пустые ячейки. Используемый в работе метод главных компонент не работает с данными, в которых присутствуют пропущенные значения. Образцы и геохимические параметры с высокой долей (обычно более 50 %) пустых полей являются непредставительными, и заполнение данных в них может привести к ухудшению качества работы

метода главных компонент. Такие образцы и свойства отсеиваются.

В оставшейся таблице всё еще могут присутствовать пустые поля. Способы их заполнения можно разделить на 2 группы – не учитывающие взаимосвязь признаков и учитывающие. Применение алгоритмов первой группы является нежелательным, поскольку они ухудшают корреляцию взаимосвязанных признаков. Примером алгоритмов из этой группы является заполнение медианным

значением признака. В работе применен метод из второй группы – метод линейной регрессии. В его основе лежит знание о взаимосвязи (множественной корреляции) признаков. То есть заполнение пустого поля производится согласно множествам трендов (линий корреляций или регрессий). При этом влияние остальных признаков (их вес) на заполняемое значение тем больше, чем выше коэффициент корреляции с признаком, в котором заполняется поле.

Метод главных компонент также чувствителен к масштабу признаков. Чем больше по модулю значения принимает признак, тем большую важность метод главных компонент придает ему. Если бы мы подали на вход таблицу без дальнейшей обработки, то метод главных компонент обращал бы большее внимание на HI (водородный индекс) со значениями от 50 до 700 мг уВ/г Сор_g, и ничтожное влияние на его работу оказывали бы признаки с небольшими по модулю значениями, например, Pr/(Pr+Ph) (пристан/(пристан+фитан)) – от 0 до 1. Чтобы уравновесить влияние признаков их приводят к единому масштабу. Такая операция называется стандартизацией. Она удобна тем, что позволяет уравнивать между собой признаки, имеющие разные единицы измерения. Смысл алгоритма заключается в замене шкалы значений свойства, что иллюстрируется на рис. 2. Так, среднее значение T_{max} на новой шкале – 0, а величина стандартного отклонения – 1. Стандартизация предельно выполняется для каждого свойства.

Более сложным для понимания является необходимость изменения гистограммы распределения геохимических параметров. На рисунке 2 слева значения Pr/Ph концентрируются в узком диапазоне значений от 0 до 1, а при больших величинах редки. Это связано с самим отношением Pr/Ph: при Pr < Ph, значения укладываются в диапазон от 0 до 1, а при Pr > Ph – растягиваются в диапазоне от 1 до бесконечности. При различии Pr от Ph в 10 раз мы бы получили значения 0.1 и 10. Но 10 намного дальше от основной массы точек, чем 0.1. Перед использованием метода главных компонент нам необходимо уравнивать 0.1 и 10 относительно основной массы точек, иначе это явным образом ухудшит работу метода, так как образец с Pr/Ph = 10 чрезвычайно выделяется относительно других, а образец с Pr/Ph = 0.1 – нет. Для этого применен подход, когда в знаменатель помещается сумма делимого и делителя, то есть Pr/Ph преобразуется в Pr/(Pr+Ph). Операция предельно выполняется для всех подобных отношений свойств вроде Pr/C17, H29Ts/H29, T24/H30 и т.д.

Приведем ещё один пример: сравним размеры Гренландии и Африки в цилиндрической проекции Меркатора и в реальности (рис. 3). В проекции Меркатора они сопоставимы, а в действительности Гренландия в 14 раз меньше Африки. Как картографы выбирают для отображения объектов подходящую проекцию, минимизирующую искажения (в данном случае размер), так и статистики преобразуют гистограммы распределения свойств для более корректного сравнения их величин.

Перейдём к описанию используемых методов статистического анализа – метода главных компонент, случайного леса, k-ближайших соседей (рис. 4).

Метод главных компонент применяется, когда данных много, и существует потребность в упрощении их анализа. Смысл метода заключается в создании синтетических

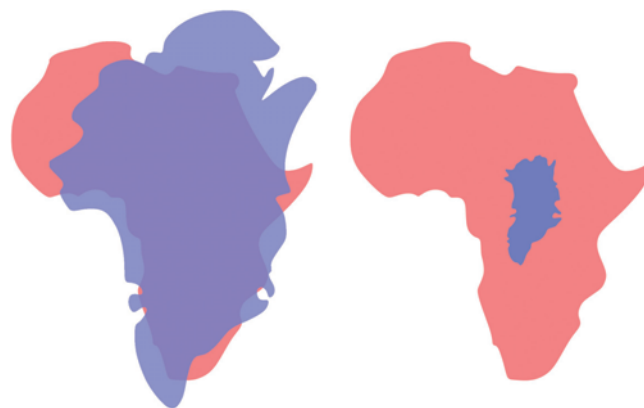


Рис. 3. Сравнение размеров Гренландии (сине-фиолетовая) с Африкой (кирпично-красная) в проекции Меркатора (слева) и в действительности (справа). Искажение размеров в проекции Меркатора явным образом проявляется на высоких широтах и обусловлено особенностями цилиндрической проекции

свойств, которые обобщают группы связанных между собой исходных свойств. Такие синтетические свойства еще называют главными компонентами. В целом, главные компоненты не интерпретируемы, но мы предполагаем, что каждый из них может отвечать за определенный геологический фактор, когда имеется сильная корреляция между главной компонентой и группой свойств, реагирующих на один фактор. В статье рассматриваются 3 геологических фактора – зрелость, тип органического вещества и состав НГМТ.

Следует отметить, что многие индивидуальные свойства зависимы также от биodeградации. Её проявление заключается в необычном изменении ОВ. По имеющимся образцам нефтей тяжелая степень биodeградации не наблюдается, поэтому исследование только этих 3 факторов (зрелость, тип, состав) является допустимым.

Чтобы понять, с каким геологическим фактором возможно ассоциировать каждую главную компоненту, в исследовании используется тепловая карта корреляций, призванная в виде интенсивности цвета запечатлеть степень взаимосвязи геохимических параметров и главных компонент (рис. 5). Рядом с тепловой картой корреляций находится таблица, показывающая какие факторы в теории (Peters et al., 2005a,b; Tissot, Velte, 1984) могут влиять на каждый признак.

До того, как приступить к корреляции нефтей с НГМТ необходимо определить, существуют ли различия между НГМТ, в каких свойствах это выражается, и с какими геологическими факторами связано. С решением всех этих вопросов может помочь метод случайного леса (рис. 4).

Для нашей задачи метод случайного леса оптимален, поскольку он не зависит от масштаба признаков, позволяя отображать на графиках геологические параметры в привычных для геохимиков шкалах значений. Поскольку мы знаем, на какие геологические факторы могут реагировать свойства, по которым толщи лучше всего отличаются, то мы способны раскрыть природу различий НГМТ и воспользоваться этим знанием как для расшифровки главных компонент, так и во время корреляции нефть-НГМТ (рис. 6).

Метод k-ближайших соседей способен количественно оценить схожесть образцов нефтей с экстрактами НГМТ (рис. 4, внизу) по всему набору геохимических параметров.

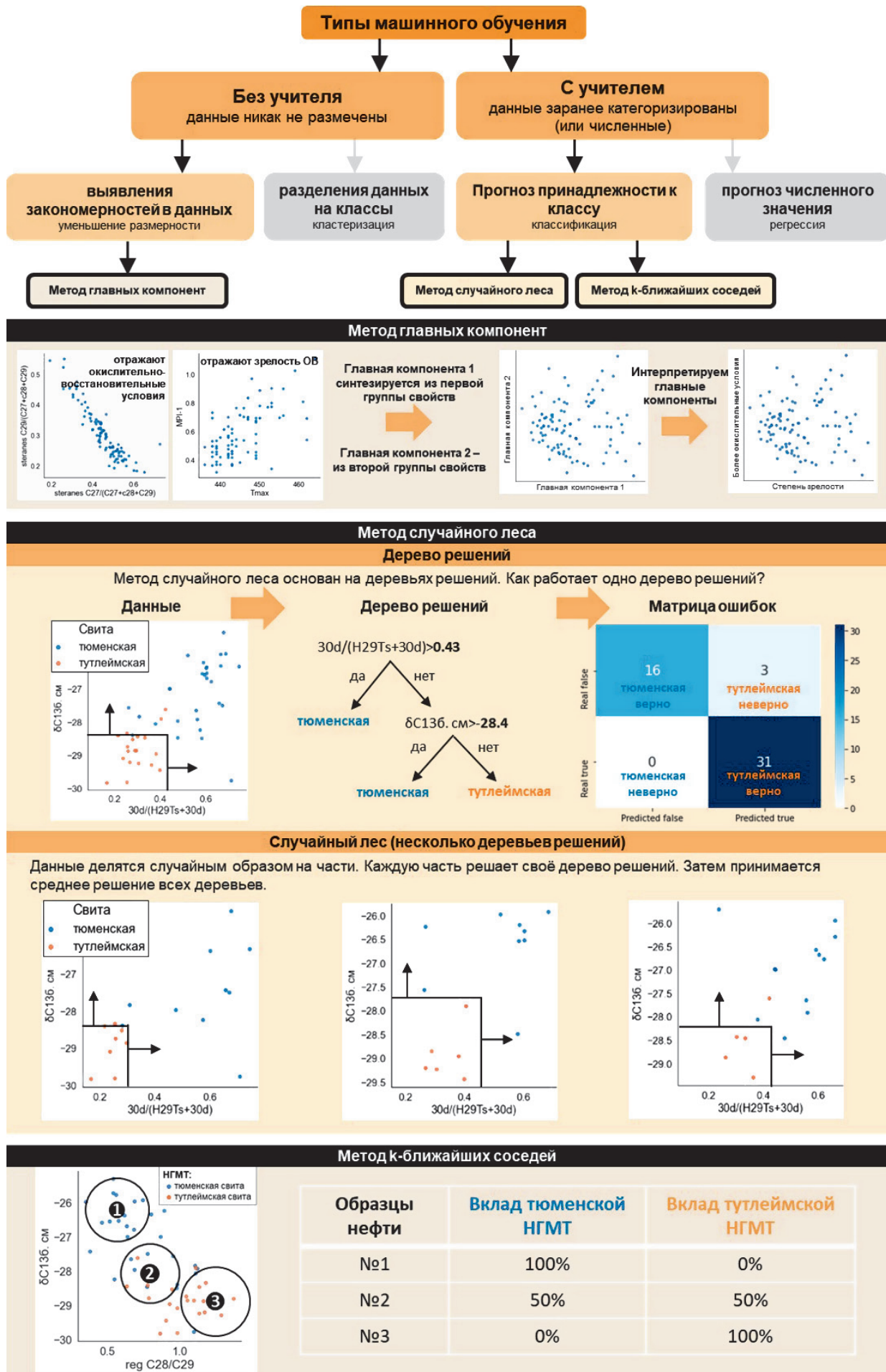


Рис. 4. Обзор применяемых в работе методов статистического анализа

Его смысл заключается в поиске ближайших к экстрактов нефтегазоматеринских толщ для каждого образца нефти. Среди ближайших к экстрактов часть из них (назовём это числом а) относятся к одной НГМТ, часть (назовём это числом b) – к другой. Отношения a/k и b/k определяют вероятность отнесения (схожести) образца нефти к одной или другой нефтегазоматеринской толще. Чтобы анализ был более достоверным, рассмотрено 2 случая: при $k=7$ и $k=11$.

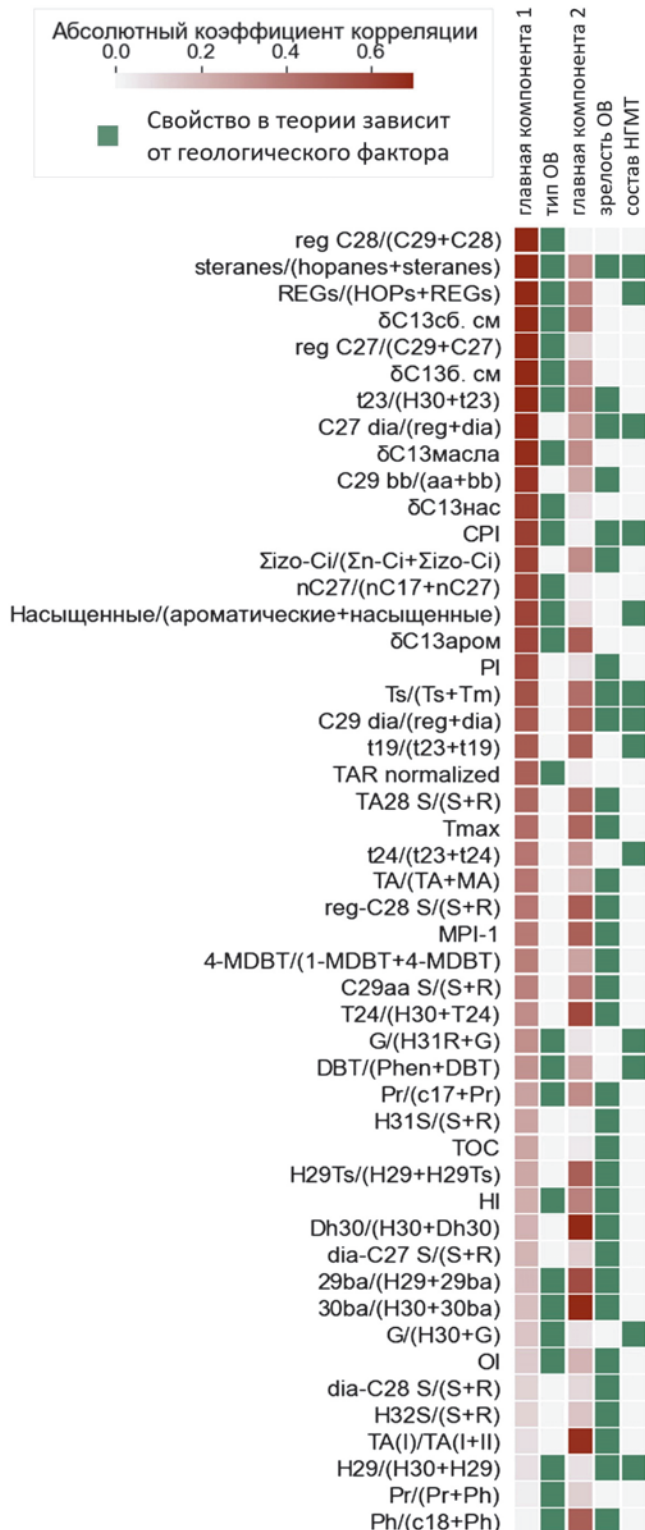


Рис. 5. Тепловая карта корреляций геохимических параметров и главных компонент и таблица теоретической зависимости свойств от зрелости, типа ОБ и состава НГМТ

Результаты

Статистический анализ органического вещества нефтей и экстрактов

Для проведения независимого и непредвзятого исследования изначально было принято решение проводить статистический анализ.

Выявление различий НГМТ

После предварительной подготовки данных были рассчитаны 2 главные компоненты, и по ним построен (рис. 7, слева) и далее проинтерпретирован (рис. 7, справа) график. Точками на графике показаны экстракты двух НГМТ. Облака точек НГМТ практически не пересекаются, что говорит о значительном различии тутлеймской и тюменской НГМТ. По тепловой карте корреляций (рис. 5) главная компонента 1 обобщает геохимические параметры, реагирующие на тип ОБ, а главная компонента 2 – параметры, чувствительные к зрелости НГМТ.

Тюменская и тутлеймская НГМТ различаются визуально по графику главных компонент. Для количественной оценки возможности разделения этих НГМТ применен метод случайного леса. Качество построенной модели оценивалось по общей точности, точности, полноте, F-мере и площади под ROC-кривой (рис. 8). Большинство из этих показателей за исключением ROC-кривой рассчитываются на основе матрицы ошибок. Чем выше эти показатели, в особенности F-мера и площадь под ROC-кривой, тем отчетливее различия между толщами. В нашем случае случайный лес обучался на 34 % данных (33 образца – 18 из тутлеймской и 15 из тюменской свит), а оценивал качество разделения на оставшихся 66 % (64 образца – 37 из тутлеймской и 27 из тюменской свит). Во избежание переобучения модели использовалась кросс-валидация по k блокам, в нашем случае $k=5$. Граничное значение для вероятности отнесения к той или иной НГМТ выбиралось исходя из максимизации F-меры (рис. 8 внизу) – средневзвешенной величины точности и полноты. F-мера стремится разом минимизировать 2 рода ошибок классификации – ложноположительные и ложноотрицательные. Общая точность на тестовой выборке составила 91 %, точность – 89 %, полнота – 89 %, F-мера – 89 %, площадь под ROC-кривой – 97 %, что свидетельствует о безусловном различии изучаемых НГМТ.

Метод случайного леса также помог выявить геохимические параметры, по которым наблюдаются различия НГМТ (рис. 6 слева). В основном, они реагируют на зрелость и тип ОБ. По графикам этих параметров (рис. 6 справа) НГМТ тутлеймской свиты является менее зрелой и имеет меньший вклад континентальной растительности по сравнению с тюменской НГМТ.

Комбинация тепловой карты корреляций и метода случайного леса позволила определить геологический смысл главных компонент (рис. 7 справа).

Корреляция нефть-НГМТ

Изучаемые НГМТ отличаются явным образом, что открыло окно возможностей для проведения корреляции нефть-НГМТ. Данные экстрактов и образцов нефтей прошли аналогичный этап обработки. Для анализа использовался тот же набор методов (рис. 9) плюс метод k-ближайших соседей (рис. 10).

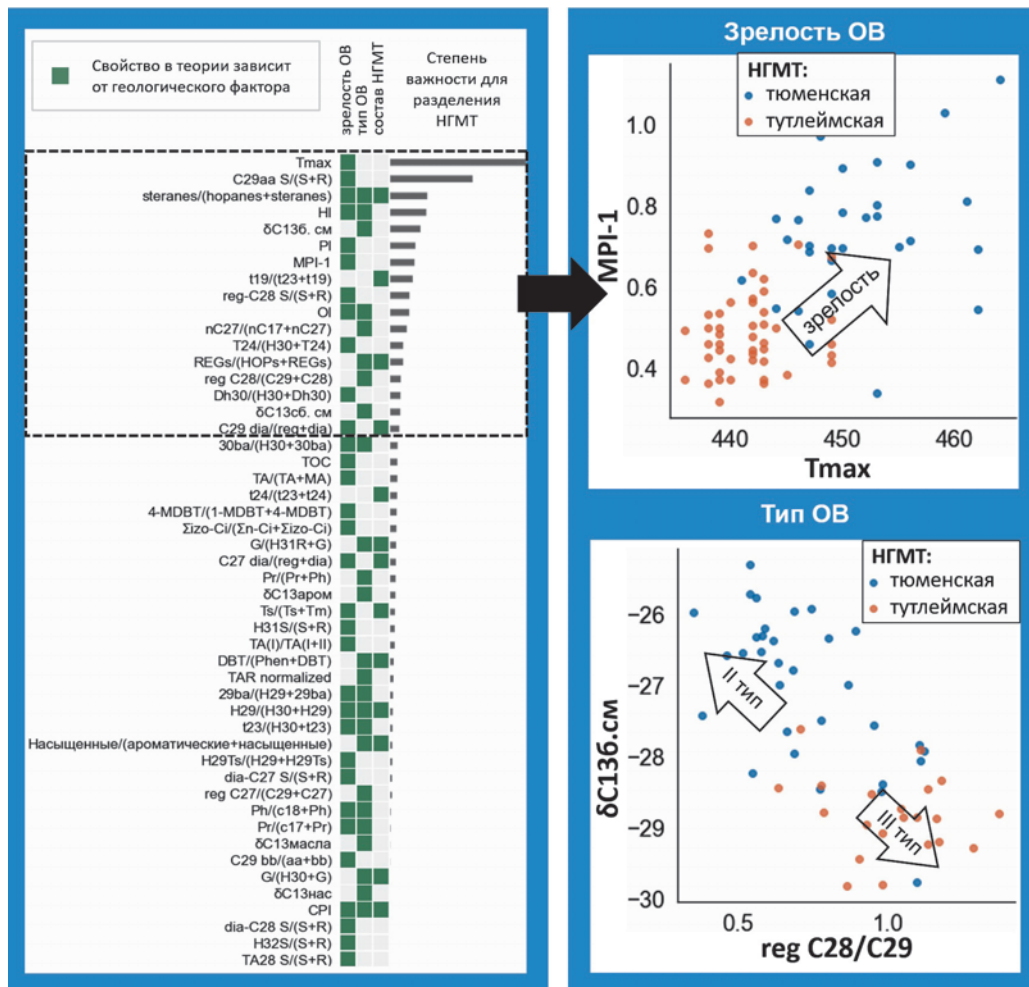


Рис. 6. Сортировка геохимических параметров по силе различий между тутлейвской и тюменской свитами (слева) инструментом важность признаков (feature importance) метода случайного леса. Этот инструмент оценивает вклад конкретного признака в качество предсказания метода случайного леса. Справа показаны графики отношений параметров, по которым наблюдаются различия двух НГМТ по зрелости, по типу ОВ

По тепловой карте корреляций (рис. 9 слева) главная компонента 1 коррелирует в основном со свойствами, реагирующими на тип ОВ, а главная компонента 2 – с геологическими параметрами, отвечающими за зрелость ОВ.

Метод случайного леса (рис. 9 по центру и справа) определил свойства, по которым отличаются лучше всего 4 группы образцов: НГМТ тутлейвской свиты, тюменской свиты, нефтей викуловской свиты, юрских и доюрских отложений. По графикам свойств нефти на качественном уровне больше приурочены к тутлейвской НГМТ по типу ОВ, хотя для юрских и доюрских пластов, вероятно, существует вклад из тюменской НГМТ. Нефти викуловской свиты обладают относительно меньшей зрелостью, чем нефти юрских и доюрских пластов, что может свидетельствовать о прекращении миграции УВ в пласты викуловской свиты в прошлом и о продолжении миграции в юрские и доюрские отложения по мере увеличения зрелости тутлейвской и тюменской НГМТ.

Тепловая карта корреляций и метод случайного леса позволили расшифровать оси главных компонент (рис. 9 внизу): главная компонента 1 уверенно ассоциируется с типом ОВ, а главная компонента 2 – со степенью зрелости. Чем выше значение главной компоненты 1, тем ближе к III типу ОВ, чем выше величина главной компоненты 2, тем выше зрелость отложений.

Количественная оценка принадлежности образцов нефтей к той или иной НГМТ производилась методом k-ближайших соседей с k=7 (рис. 10 слева) и k=11 (рис. 10 справа). Согласно его результатам ОВ нефтей викуловской толщи происходит из тутлейвской НГМТ, т.к. все ближайшие соседи к образцам нефтей викуловской свиты являются экстракты тутлейвской НГМТ. Схожесть нефтей юрских и доюрских пород с тюменской НГМТ достигает 30 % для отдельных образцов (2 ближайших соседа при k=7 или 3 ближайших соседа при k=11).

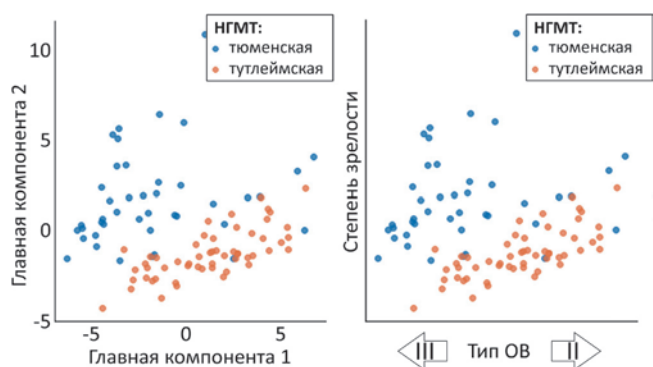


Рис. 7. График двух главных компонент до (слева) и после (справа) их расшифровки

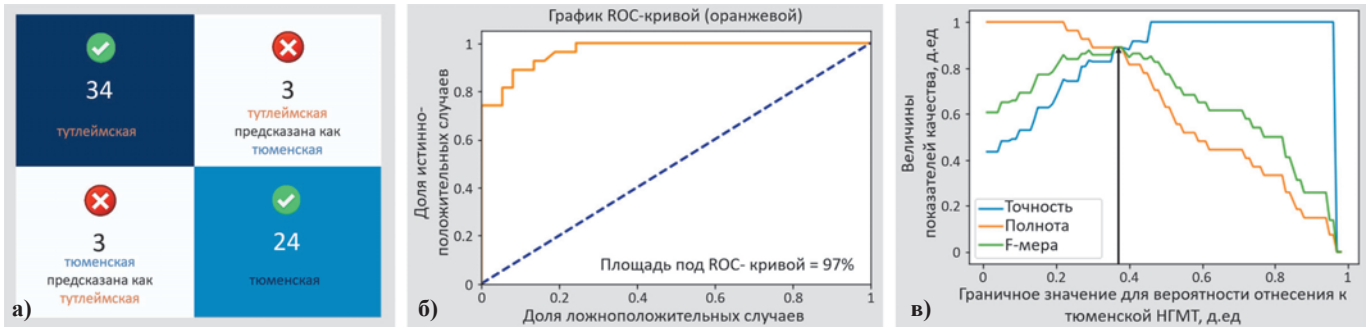


Рис. 8. а) Матрица ошибок, б) ROC-кривая и в) график зависимости F-меры, точности и полноты от граничного значения вероятности отнесения к тюменской НГМТ

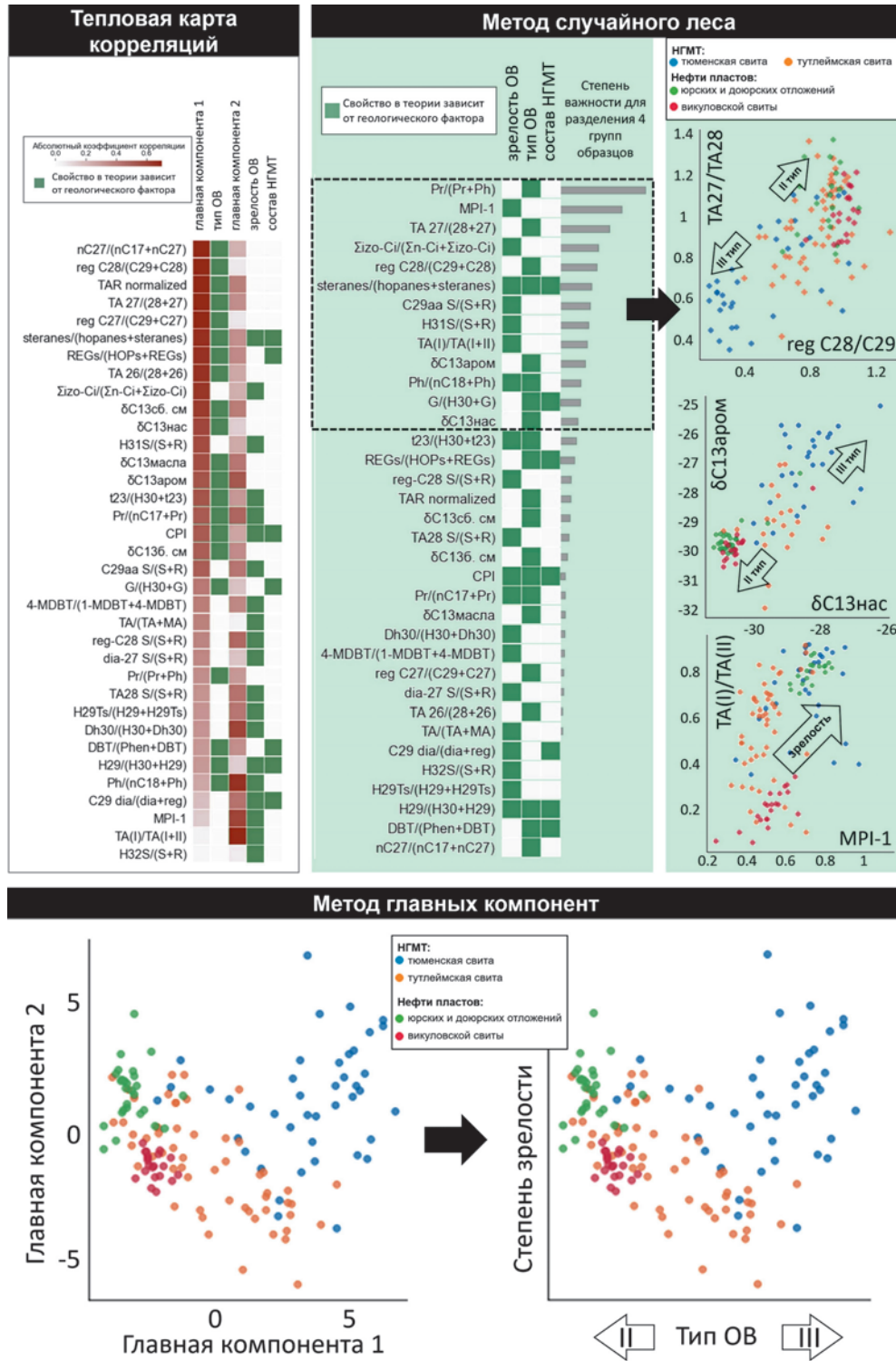


Рис. 9. Корреляция нефть-НГМТ с помощью тепловой карты корреляций, метода случайного леса и метода главных компонент

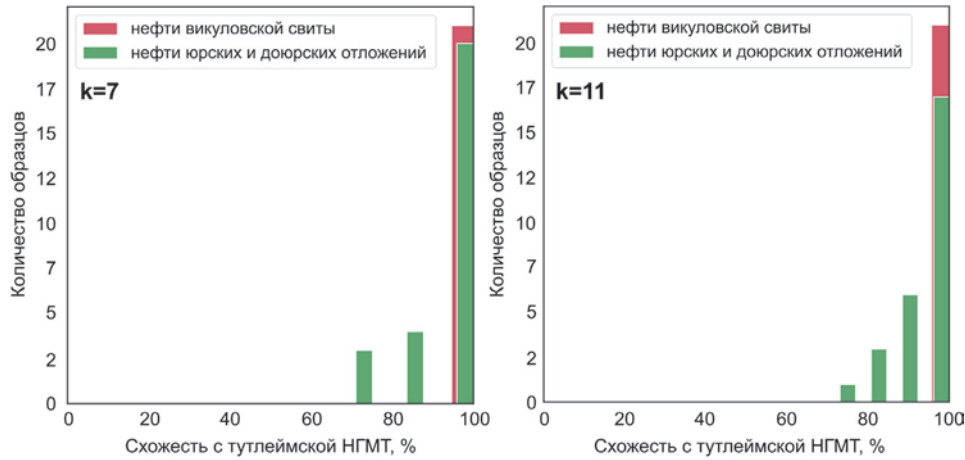


Рис. 10. Схожесть нефтей викуловских, юрских и доюрских отложений с тутлеймской НГМТ относительно тюменской, рассчитанная методом *k*-ближайших соседей: на левом графике гистограмма для *k*=7, на правом *k*=11

Геохимический анализ органического вещества нефтей и экстрактов

При проведении геохимического анализа важным является нахождение среди множества геохимических параметров опорных, которые с высокой долей уверенности отвечают определенному геологическому фактору.

Так, после анализа всевозможных графиков выявлено, что зрелость лучше всего отражают MPI-1, Tmax, плотность нефти, TA(I)/TA(I+II), TA28S/(S+R) (рис. 11).

Тип ОВ отображают треугольные диаграммы регулярных стеранов, изостеранов, триароматических стероидов TA26-TA27-T28, гомогопанов H33-H34-H35, парные графики изотопного состава углерода δC13 насыщенные с δC13 ароматические и TA26/TA28 с reg-C27/reg-C29 (рис. 12).

Согласно рис. 11 НГМТ тюменской свиты имеет более высокую зрелость по сравнению с тутлеймской. ОВ нефтей юрских и доюрских отложений относительно более зрелое, чем ОВ нефтей викуловской свиты.

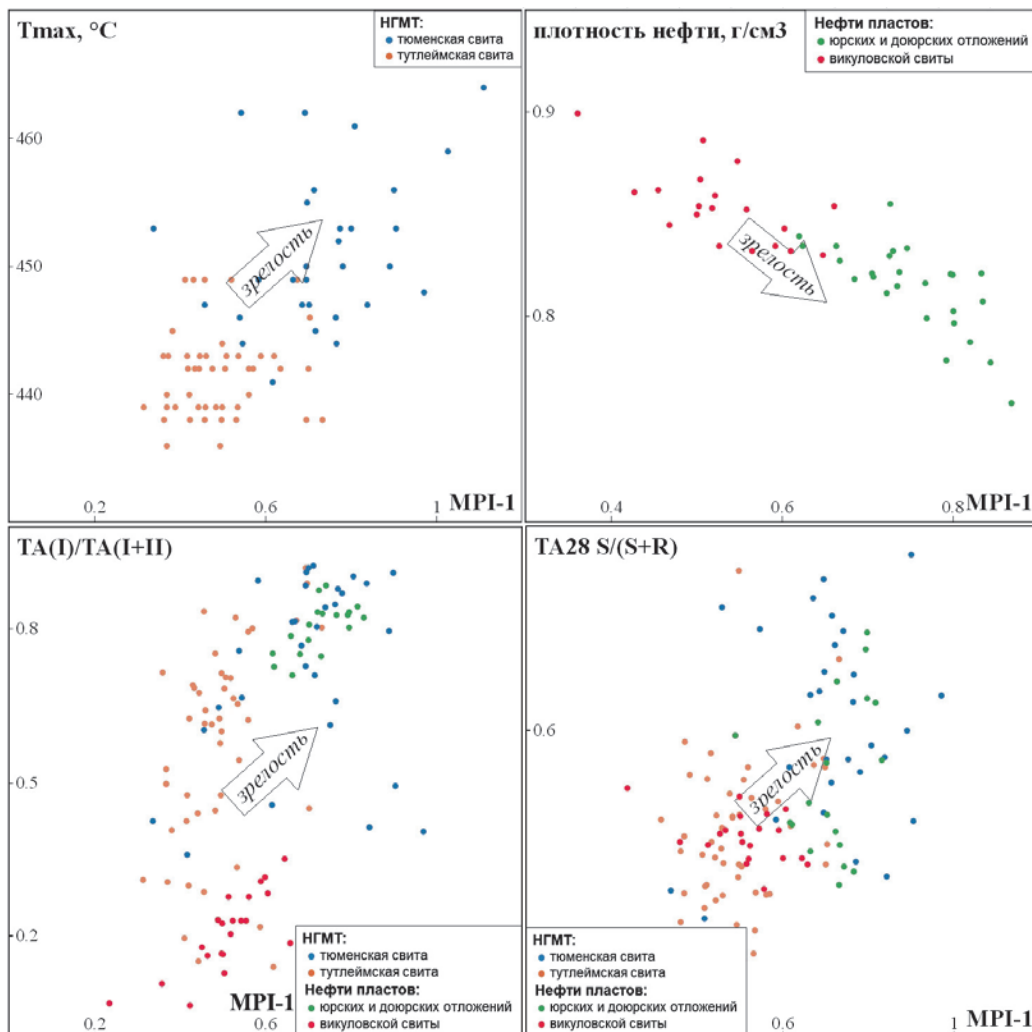


Рис. 11. Графики геохимических параметров, реагирующих на зрелость ОВ

Графики и треугольные диаграммы свойств, реагирующих на тип ОВ (рис. 12), отчетливо показывают, что органическое вещество тюменской свиты имеет больший вклад континентального ОВ по сравнению с остальными образцами. Это свидетельствует о близости нефтей к тутлеймской нефтегазоматеринской толще. В целом, имеющиеся графики не исключают наличие некоторого вклада тюменской НГМТ в нефтях юрских и доюрских отложений.

Результаты геохимического и статистического анализов сходятся.

Обсуждение

В данной работе в основном наблюдается линейное изменение геохимических параметров по мере воздействия геологических факторов. Но не стоит забывать, что развитие состава ОВ зачастую импульсивно. Импульсивность связана с биогеохимическими барьерами, позволяющими геохимическим параметрам не реагировать на геологические факторы до определенного предела. Например, $dia/reg\ C29$ начинает отражать зрелость НГМТ при значениях >2 , а до этих значений нет возможности судить о каком-либо её влиянии.

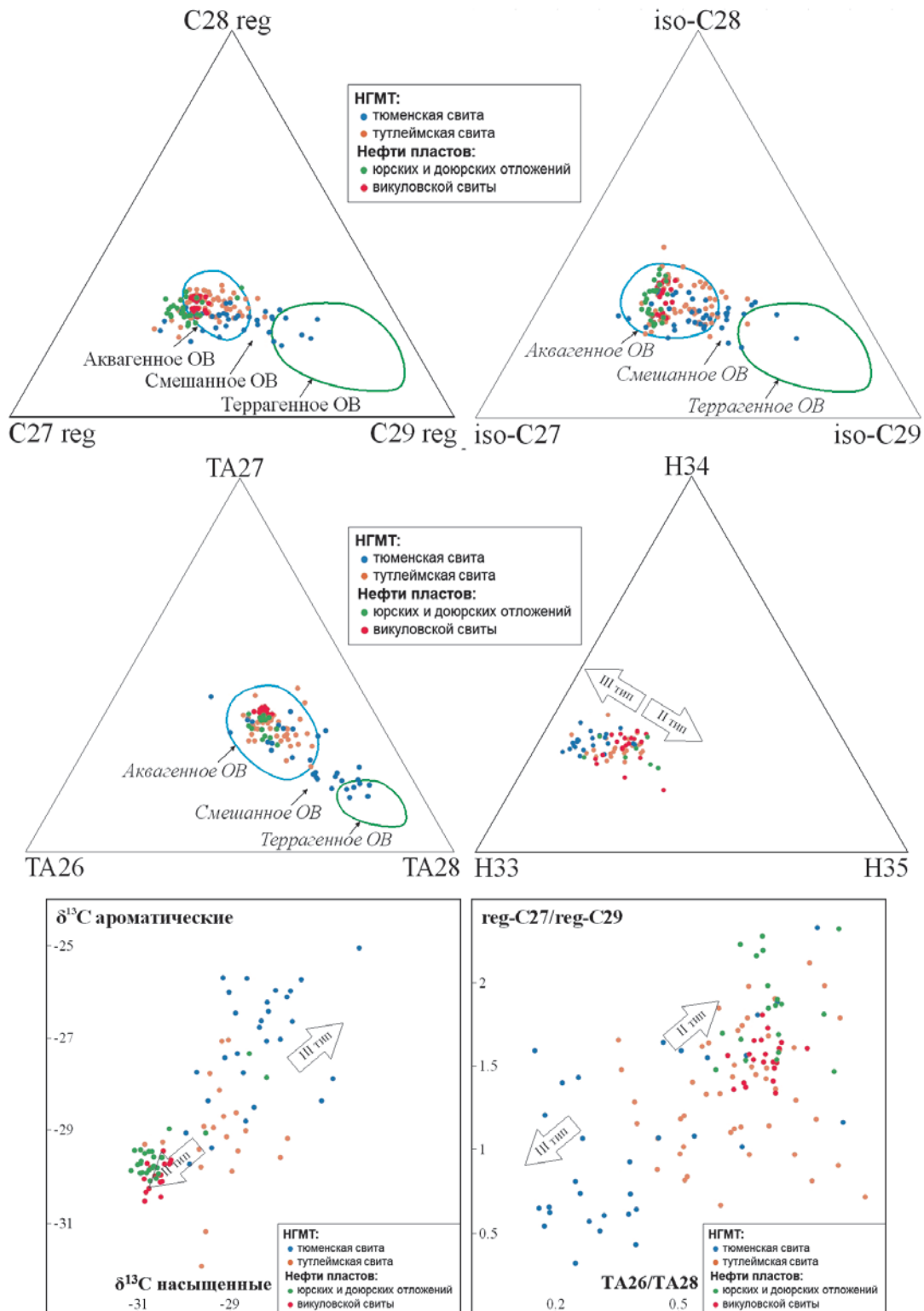


Рис. 12. Графики геохимических параметров, реагирующих на тип ОВ

Необходимо упомянуть, что каждый геохимический параметр имеет свои границы использования. Так, отношение нечетных *n*-алканов к ближайшим четным (OEP – odd even predominance) применимо в целом к палеозойским нефтям и ОВ, а изомеризация гопанов Н30-Н35 наблюдается с ростом зрелости в основном до градации катагенеза ПК3.

По мере развития науки некоторые теоретические знания устаревают. Так, в настоящее время статистический параметр (CV – canonical variable), рассчитываемый по изотопному составу ароматической и насыщенной фракций ОВ, не несёт полезной нагрузки.

Особенно важным при проведении анализа является понимание степени доверия к тем или иным данным. В частности, существуют трудности идентификации dia-C28, поэтому отношение dia/reg C28 считается менее надежным, чем dia/reg C29 или dia/reg C27. Другой пример, нормальные стераны часто с чем-то коэллинируют, а изостераны нет, следовательно, к последним доверие при прочих равных больше.

Хотя в ходе исследования не были выявлены недостатки методов статистического анализа, но следует отметить, что само по себе заполнение пустых ячеек на этапе обработки данных может ухудшать качество результатов. Поэтому необходимо тщательно выбирать методы заполнения пустых полей и в целом уделять большое внимание обработке данных перед применением методов статистического анализа.

Возможность автоматизации геохимических исследований с помощью статистического анализа

Необходимая для проведения анализа единая таблица для НГМТ и нефтей собрана в ручном режиме из множества таблиц по каждому образцу. В целом, этот процесс можно автоматизировать, но для этого необходимо заранее договориться о единой внутренней структуре всех файлов.

Длительность расчётов, представленных в работе, зависит от вычислительных мощностей ПК, даже на слабом ноутбуке они заняли менее 10 минут. Необходимо понимать, что львиную долю времени занимают не столько расчёты, сколько разработка методики исследования и написание кода. Их наличие, а также возможность в автоматическом режиме собирать отдельные таблицы в единую позволяют производить подобный статистический анализ в день получения исходных данных.

Геохимический анализ не стоит на месте, какие-то знания устаревают, обнаруживаются новые геохимические параметры, в будущем, вероятно, появится возможность оценивать новые геологические факторы, о которых ранее не задумывались. Деятельность экспертов-геохимиков является творческим процессом, поскольку каждый образец ОВ является по-своему уникальным. Геохимик, помещающий данные в таблицу, понимает, каким образом они получены, можно ли им доверять, то есть он является первой инстанцией в вопросах качества входных данных.

В связи с вышеперечисленным, инструмент статистического анализа предлагается использовать в качестве экспресс оценки, а финальное слово оставлять за экспертами-геохимиками, работающими с веществом.

Заключение

Геохимический и статистический анализы используют один и тот же набор входных данных, но работают с ними по-разному. Для проведения геохимического анализа нет необходимости устранять все аномальные значения, заполнять пустые поля в таблице, изменять масштаб и форму распределения геохимических параметров в отличие от статистического анализа.

Геохимический анализ имеет в значительной степени экспертную оценку, наработанную многими годами. Для применения методов статистического анализа требуется формализация этого опыта в виде таблиц. Например, теоретическое влияние геологических факторов на каждый геохимический параметр (рис. 5 зеленые ячейки).

Методам статистического анализа на вход подаются все имеющиеся геохимические параметры, и чем их больше, тем лучше. В то же время геохимический анализ направлен на поиск надёжных и отсеивание нерабочих свойств, то есть проявляется принцип отделения зёрен от плевел.

Геохимический анализ позволяет оценивать имеющиеся исходные данные, визуализируя их на парных графиках, треугольных или лепестковых диаграммах. С помощью методов статистического анализа создаются синтетические свойства на основе имеющихся, обычным является использование тепловой карты корреляции, а для оценки способности методов классификации к разделению нескольких групп образцов используется матрица ошибок, и строится ROC-кривая (кривая, которая наиболее часто используется для представления результатов бинарной классификации в машинном обучении).

В работе использовано 3 метода статистического анализа. Каждый из них имеет определенную область применимости (рис. 4), а потому их прямое сравнение друг с другом не имеет смысла. Даже при решении какой-либо одной задачи одни методы могут показывать большую точность на одном наборе данных и меньшую на другом. В работе намеренно используются базовые методы статистического анализа, поскольку в их основе лежат простые принципы, и чтобы показать осуществимость решения геохимических задач без использования более тяжелых технологий – ансамблей алгоритмов или нейронных сетей.

Хотя существует множество различий между статистическим и геохимическим анализами, они пришли к одним и тем же выводам:

- тутлеймская НГМТ менее зрелая и имеет меньший вклад континентального ОВ относительно тюменской НГМТ;
- ОВ нефтей викуловской свиты имеет явное сходство с тутлеймской НГМТ;
- нефти юрских и доюрских отложений имеют большую схожесть с тутлеймской, чем тюменской НГМТ (до 30% в некоторых образцах);
- нефти викуловской свиты менее зрелые по сравнению с нефтями юрских и доюрских отложений. Причина такого различия может состоять в прекращении миграции УВ в прошлом в вышележащие апт-альбские викуловские пласты и продолжающейся на сегодняшний день подпитке УВ в юрские и доюрские отложения.

Таким образом, современные методы исследований в ближайшем будущем позволят проводить автоматическую интерпретацию результатов уже в первые минуты после проведения исследований, при условии создания единых баз данных, в том числе и обезличенных. Прототипом такой базы данных может стать платформа <https://mygeomar.ru>.

Данная статья показывает, что интерпретацию сложных геолого-геохимических исследований можно внедрять непосредственно на дочерних обществах и корпоративных научно-исследовательских предприятиях нефтегазовых компаний, для оперативного решения актуальных производственных задач энергетической отрасли.

Литература

Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» (2004). Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова, В.Г. Елисеев, В.И. Карасев, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, Е.А. Тепляков, Ф.З. Хафизов, А.В. Шпильман, В.М. Южакова. Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 148 с.

Ступакова А.В. (2011). Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий. *Геология нефти и газа*, 6, с. 99–115.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005a). The Biomarker Guide. Second Edition. I. Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. New York: Cambridge University Press, 492 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868>

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005b). The Biomarker Guide. Second Edition. II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. New York: Cambridge University Press, 704 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107326040>

Tissot B.P., Welte D.H. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Second Revised and Enlarged Edition. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 702 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>

Статья поступила в редакцию 09.03.2022;

Принята к публикации 15.04.2022;

Опубликована 16.05.2022

Сведения об авторах

Константин Олегович Осипов – выпускник аспирантуры, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Энвер Алексеевич Абля – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Алексей Петрович Антонов – кандидат физ.-мат. наук, доцент кафедры математического анализа, руководитель НОЦ ПАО «НК «Роснефть» по цифровым технологиям в нефтегазовой отрасли на базе кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Identification of the features of the organic matter of oils and source rocks based on a comparison of the results of geochemical analysis with statistical analysis built upon machine learning methods: the case of one field of the West Siberian basin

K.O. Osipov, E.A. Ablya, R.S. Sautkin, M.A. Bolshakova, A.A. Suslova, A.P. Antonov*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

**Corresponding author: Konstantin O. Osipov, e-mail: k.osipov@oilmsu.ru*

Abstract. The idea of this work is to compare the results of geochemical and statistical analyzes in the study of organic matter in extracts of oil and gas source rock. The object of the study were the samples of oil and gas source rocks of the Tutleim and Tyumen Formations, as well as oil samples of the Vikulov Formation and Jurassic and pre-Jurassic deposits in the western part of the West Siberian basin.

Among the methods of statistical analysis, the principal component method and the random forest method were used. A heat map of correlations was used as visualization tools.

The principal component method helped us to reveal a clear difference between the organic matter of the Tutleim and Tyumen source rocks. The random forest method and the heat map made it possible not only to identify the distinctive

geochemical properties for this strata, but also reveals the geological factors of their distinction. Thus, the organic matter of Tyumen source rock turned out to be more mature and it has relatively larger contribution of terrestrial organic matter compared to the Tutleim one. The same set of methods is applied to oil-source rock correlation. The oils of the Vikulov Formation obviously originate from the Tutleim source rock. Oils of Jurassic and pre-Jurassic reservoirs have a predominant contribution of the Tutleim source rock and some similarity (up to 30 %) with the Tyumen one. Oils from the Vikulov Formations are less mature than oils from the Jurassic and pre-Jurassic rocks. This may indicate the continued migration of hydrocarbons to Jurassic and pre-Jurassic deposits and the cessation of migration in the past to the overlying

Aptian–Albian Vikulov Formation. Geochemical analysis also revealed the geochemical properties responsible for the maturity of source rocks and the type of organic matter. It confirmed the conclusions made on the basis of the application of methods of statistical analysis.

Keywords: comparison of studies, geochemical analysis, methods of statistical analysis, identification of differences in source rocks, oil-source rock correlation

Recommended citation: Osipov K.O., Stoupakova A.V., Ablya E.A., Sautkin R.S., Bolshakova M.A., Suslova A.A., Antonov A.P. (2022). Identification of the features of the organic matter of oils and source rocks based on a comparison of the results of geochemical analysis with statistical analysis built upon machine learning methods: the case of one field of the West Siberian basin. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 217–229. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.20>

References

- Geology and oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug. Atlas (2004). Ed. E.A. Akhpatelov, V.A. Volkov, V.N. Goncharova, V.G. Eliseev, V.I. Karasev, A.G. Mukher, G.P. Myasnikova, E.A. Teplyakov, F.Z. Khafizov, A.V. Shpil'man, V.M. Yuzhakova. Ekaterinburg: IzdatNaukaServis, 148 p. (In Russ.)
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005a). The Biomarker Guide. Second Edition. I. Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History. New York: Cambridge University Press, 492 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868>
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005b). The Biomarker Guide. Second Edition. II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. New York: Cambridge University Press, 704 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107326040>
- Stoupakova A.V. (2011). Structure and petroleum potential of the Barents-Kara shelf and adjacent territories. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 6, pp. 99–115. (In Russ.)

Tissot B.P., Welte D.H. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Second Revised and Enlarged Edition. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 702 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>

About the Authors

Konstantin O. Osipov – PhD student, Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Enver A. Ablya – PhD (Geology and Mineralogy), Associate professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna A. Suslova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alexey P. Antonov – PhD (Physics and Mathematics), Associate Professor of Mathematical Analysis Department, Head of Rosneft Research Center, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Manuscript received 9 March 2022;
Accepted 15 April 2022; Published 16 May 2022*

Применение методов машинного обучения в обработке данных геофизических исследований скважин отложений викуловской свиты

В.И. Сахнюк*, Е.В. Новиков, А.М. Шарифуллин, В.С. Белохин, А.П. Антонов, М.Ю. Карпушин,
М.А. Большакова, С.А. Афонин, Р.С. Сауткин, А.А. Сулова
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

В настоящее время интерпретация результатов геофизических исследований скважин производится геофизиками-интерпретаторами, которые предварительно обрабатывают данные и нормируют кривые. Процесс подготовки каротажных кривых может занимать большое количество времени особенно в случаях, когда приходится интерпретировать данные по сотням и тысячам скважин. В данной работе исследуется применимость методов машинного обучения в задаче определения литофизических типов по каротажным кривым. В статье рассмотрены три группы алгоритмов: случайный лес, градиентный бустинг и нейронные сети, а также разработана собственная метрика, которая учитывает особенности литофизической типизации исследуемого объекта и основывается на мере близости литофизических типов для фиксированного комплекса методов геофизических исследований скважин.

В результате исследования показано, что алгоритмы машинного обучения способны предсказывать литологию по стандартному набору каротажных диаграмм без нормировки на опорные пласты, что может существенно сократить время на предварительную подготовку кривых.

Ключевые слова: машинное обучение, геофизические исследования скважин, интерпретация каротажа

Для цитирования: Сахнюк В.И., Новиков Е.В., Шарифуллин А.М., Белохин В.С., Антонов А.П., Карпушин М.Ю., Большакова М.А., Афонин С.А., Сауткин Р.С., Сулова А.А. (2022). Применение методов машинного обучения в обработке данных геофизических исследований скважин отложений викуловской свиты. *Георесурсы*, 24(2), с. 230–238. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.21>

Введение

Одним из основных источников информации при поиске и разведке на нефть и газ являются методы геофизических исследований в скважинах (ГИС). Интерпретация данных каротажа подразумевает преобразование геофизических параметров, определяемых геофизической аппаратурой в скважине, в «геологические» данные, такие как литологический тип породы, пористость, насыщенность и т.п. Подобное преобразование возможно при соблюдении ряда условий. Во-первых, количество и качество кривых ГИС должно быть достаточным для решения задачи интерпретации. Во-вторых, должен быть разработан алгоритм перехода от физических свойств, измеренных прибором в скважине, к геологическим параметрам. Как правило, это означает наличие установленной связи типа «кern-ГИС».

Процесс интерпретации состоит в тонкой, индивидуальной для каждого пласта или подсчетного объекта настройки зависимостей и критериев, по которым присваивается тип пород, характеризующий литологию в определенном отрезке глубин. Предварительно определяются опорные пласты, в которых снимаются показания кривых для нормирования кривых ГИС и расчета дополнительных

параметров. На геологическую интерпретацию ГИС по одной скважине может уйти от нескольких часов до полного рабочего дня, а если речь идет о месторождении, в стадии полномасштабной разработки с тысячами скважин, то и месяцы.

Для оптимизации временных затрат, учитывая индивидуальность (уникальность) скважинных данных, могут использоваться алгоритмы *машинного обучения*. Явным преимуществом предсказательных моделей машинного обучения является тот факт, что на вход в модель могут идти необработанные каротажные кривые. Этот исходный набор данных называется «признаками» в машинном обучении. Данный подход не требует определения опорных пластов по каждой скважине, калибровки и подсчета новых кривых, таких как aPS (двойной разностный параметр кривой собственной поляризации), dGK (нормализованная кривая гамма-каротажа) и т.д, что существенно снижает объем работ, который необходим для решения этой задачи геофизикам-интерпретаторам.

Рассматриваемая проблема является широко изученной: существующие подходы базируются как на классических моделях машинного обучения (Merembayev et al., 2018; Mohammed et al., 2019; Wu et al., 2018), так и на глубоких нейронных сетях (Peuret et al., 2019; Viggen et al., 2020). В данных работах авторы отталкиваются от имеющегося набора данных, тестируя модели машинного обучения на различных объектах. Вместе с тем следующие важные вопросы – какие данные на конкретном объекте

* Ответственный автор: Владлен Игоревич Сахнюк
e-mail: vladlensakhnyuk@yandex.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

представительны, насколько объективно выделение тех или иных классов на основе существующих методов ГИС, какие кривые на исследуемом объекте наиболее информативны – остаются неосвещёнными.

Целью данной работы является построение механизма предсказания литофизических типов породы.

Для достижения цели были поставлены следующие **задачи**:

1. Подготовить набор данных, включающий комплекс ГИС и результаты определения литофизических типов, и провести первичный анализ подготовленных данных;
2. Выбрать алгоритмы машинного обучения;
3. Обучить модели на имеющихся данных;
4. Проанализировать эффективность работы каждого алгоритма на основании метрик качества;
5. Выбрать лучшую модель и методику её дальнейшего применения.

Данная работа посвящена выдающемуся ученому и великому геологу Николаю Брониславовичу Вассоевичу, который внес неоценимый вклад в развитие нефтяной геологии.

Материалы и методы

Геологическим объектом, на котором отрабатывалась предлагаемая методика, являются породы верхней части викуловской свиты раннемелового возраста (K_1a), распространенные в Западной Сибири (рис. 1) и представленные алевро-песчаными, песчано-алевритовыми,

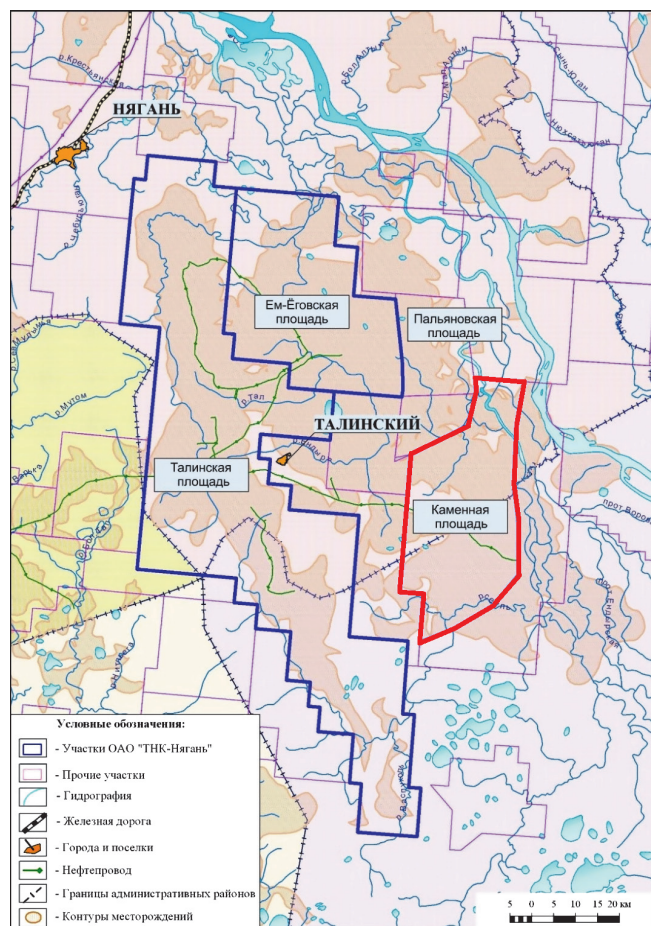


Рис. 1. Обзорная карта исследуемого района (Отчет ТННЦ, 2013 г.)

глинисто-алевролитовыми разностями, неравномерно чередующимися и переслаивающимися по разрезу.

Принятой моделью коллектора является коллектор с микрослоистой текстурной неоднородностью и чередованием слоев алевролитов и песчаников с разной степенью зрелости, при этом глинистая составляющая развита по поровому пространству и цементирующей части, а не в виде отдельных прослоев (Исакова и др., 2020). Породы формировались в прибрежно-морских мелководных и штормовых условиях, при этом по комплексу геофизических данных и сейсмостратиграфическим исследованиям были найдены врезанные речные долины, которые развиты в разных частях Краснотуркменского свода.

В работе использовались следующие данные по 349 скважинам, вскрывшим викуловские отложения:

1. Результаты проведения геофизических исследований в скважинах, содержащие кривые, представленные в таблице 1;

2. Табличные значения интервалов литологического расчленения разреза и значения литофизических типов (или классов), определенных для каждого интервала.

В результате масштабных лабораторных исследований керна и обработки данных ГИС, группой геофизиков-интерпретаторов была предложена и реализована схема определения литофизических типов интервалов скважин, основанная на значениях двойного разностного параметра кривых гамма-каротажа GK, нейтронного каротажа NK и каротажа собственно поляризации SP (Исакова и др., 2021). К особенностям данного подхода стоит отнести трудоемкость построения двойного разностного параметра, что требует определения в скважинах опорных пластов. А также неудобство использования более полного набора кривых каротажа, что связано с трудностями ручной интерпретации, включающей настройку макросов обработки, содержащих набор условий для различных кривых.

В таблице (табл. 2) представлен набор литофизических типов (классов), используемый в данной работе, а также доля каждого литотипа от общего количества точек литологии. В работе по петрофизической интерпретации

Название кривой	Полное наименование
BK	Кривая бокового каротажа
GR	Кривая гамма-каротажа
SP	Кривая собственных потенциалов
NK	Кривая нейтронного каротажа
GZ 1, 2, 3, 4, 5	Кривые градиент-зондов разной длины
IK	Кривая индукционного каротажа
VIKIZ 1, 2, 3, 4, 5	Кривые высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования
ANK, DGR, ASP, RT	Нормированные на основе опорных пластов кривые нейтронного каротажа ANK, гамма-каротажа DGR, собственных потенциалов ASP и комбинированная кривая сопротивления горной породы RT

Табл. 1. Расшифровка аббревиатур, соответствующих каротажным кривым исследуемого набора данных

Литофизический тип	Доля от общего числа классов литологии, %
Алевро-глинистая порода	24
Алевролит	20
Глина	19
Песчано-алевролитовая порода	11
Песчаник	9
Глинисто-алевролитовая порода	8
Карбонатная порода	5
Алевро-песчаная порода	4

Табл. 2. Литофизические типы (классы) вукуловской свиты и их доля от общего количества литотипов

каротажных диаграмм данного района (Исакова и др., 2021) был использован схожий набор литологии. В основном авторы использовали упомянутую статью как пример и работали со своими данными, что и объясняет расхождение в количестве представленных литотипов.

Предварительный анализ данных

На первом этапе анализа данных была построена усредненная матрица корреляции Пирсона для всех методов ГИС (рис. 2), которая отражает степень линейной зависимости между кривыми (Рашка, Мирджалили, 2020). При этом методы сопротивления (БК, ИК, VIKIZ1-5, GZ1-5) были переведены в логарифмический масштаб.

Из данной матрицы видно, что методы сопротивлений сильно коррелируют друг с другом (коэффициент больше 0.7). Линейная зависимость признаков является нежелательным фактором в задаче предсказания литологии, так как может негативно сказываться на разделимости классов. Таким образом, для решения задачи определения литофизических типов целесообразно исключить из дальнейшего рассмотрения линейно зависимые методы, поэтому далее авторы решили использовать набор наименее коррелируемых кривых: SP, GR, NK и BK.

Затем все кривые были стандартизованы следующим образом: из всех значений каждого метода ГИС вычиталось среднее значение, и проводилась нормировка

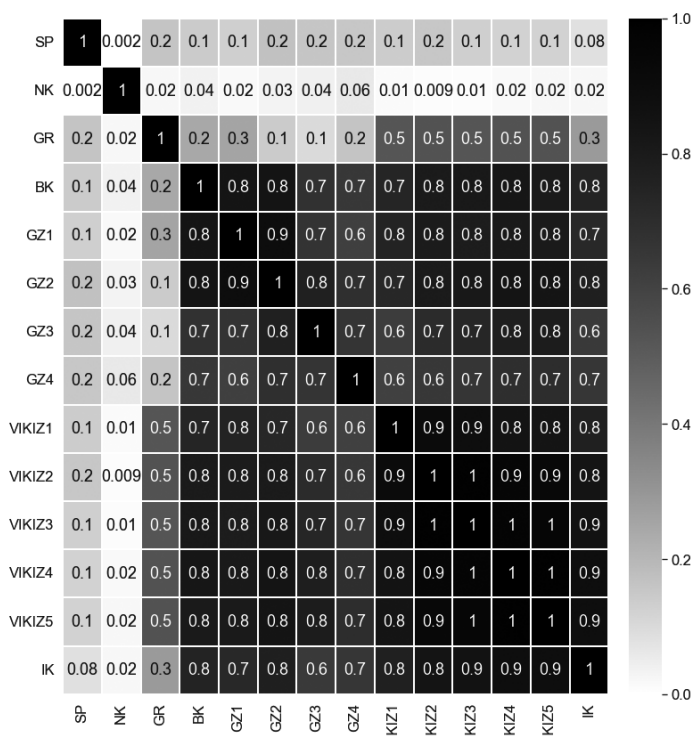


Рис. 2. Матрица корреляции Пирсона для методов ГИС

на стандартное отклонение этого метода, взятое в интервале исследования. Такая процедура позволяет привести все методы к единому масштабу значений, что с одной стороны позволяет учесть различия в калибровках геофизических методов каротажа, а с другой проводить сравнение и математические операции между различными методами ГИС.

Далее для стандартизованных кривых были вычислены средние значения для каждого литофизического типа (рис. 3).

Визуальный анализ графика показал, что классы в основном разделимы, т.е. характеризуются различными значениями признаков, но при этом наблюдается явная «близость» одних классов и «удаленность» других. Так, наиболее удалены друг от друга карбонатная порода и

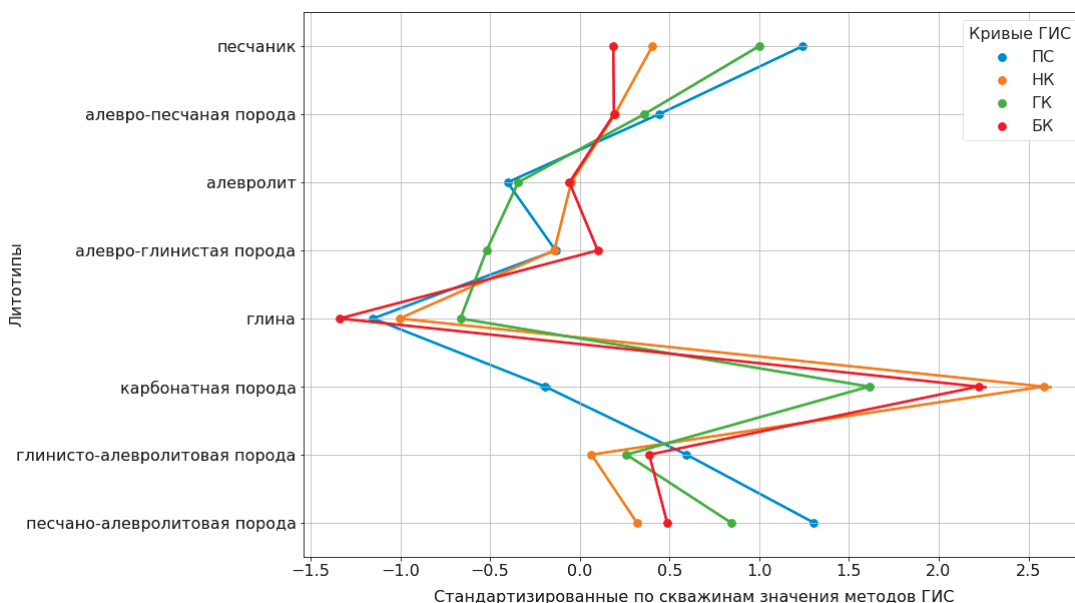


Рис. 3. Средние по классам стандартизованные в пределах скважин значения методов ГИС

глина. А например, песчаник и песчано-алевролитовая порода напротив близки.

Для численной оценки расстояния между классами были рассчитаны коэффициенты «близости», представляющие собой евклидово расстояние в 4-мерном пространстве средних значений методов ГИС для каждого класса. Другими словами, каждый класс охарактеризован 4 средними значениями методов ГИС, и эти значения определяют вектор в четырехмерном пространстве, базисом в котором служат методы ГИС. А расстояние между векторами, как раз и характеризует меру близости литофизических типов (рис. 4).

Значения, изображенные на рисунке 4, тем больше, чем больше разница между классами на основе исследуемых данных, что в целом соответствует гипотезе о том, что выбранный подход позволяет учесть «близость» рассматриваемых классов. Согласно рассчитанному параметру наиболее близкими оказались алевро-глинистая порода и алевролит (значение 0.15), дальше всего – глина и карбонатная порода (значение 3.6).

Полученные результаты далее использовались в специально разработанной для задачи предсказания литологии метрике качества, где учитывалась «близость» рассматриваемых классов исходя из значений кривых ГИС с использованием рассчитанных весов. Для визуализации эмпирически было установлено граничное значение, с которым сравнивался каждый вес (1.5). В случае, если вес больше граничного, предсказанная литология помечалась флагом «разделимый класс», в ином случае – «неразделимый» (рис. 5).

Методика

Для решения задачи предсказания литологии по коротажным кривым были использованы алгоритмы

машинного обучения. В данной работе использовалось 3 группы моделей: случайный лес (реализация при помощи открытой библиотеки scikit-learn), градиентный бустинг (реализация Catboost) и нейронные сети (собственной архитектуры).

Случайный лес (Random Forest) (Breiman, 2001). Главная идея метода заключается в построении множества независимых деревьев решений, обучении их на тренировочной выборке и получении предсказания литологии. Алгоритм использует метод выборки с возвращением: из исходного набора данных извлекается некоторое их количество, на котором обучается простой алгоритм решающих деревьев, далее процесс повторяется. Эта методика применяется для предотвращения переобучения математической модели, то есть чтобы модель предсказывала приблизительно одинаково любые тестовые данные. Итоговое предсказание основано на усреднении предсказаний простых алгоритмов.

Градиентный бустинг (Gradient Boosting) (Friedman, 2001). В настоящее время данная группа алгоритмов пользуется популярностью в силу своей надежности и предсказательной способности. Метод также основан на решающих деревьях: простые алгоритмы комбинируются последовательно, причем следующий учится на основе ошибок предыдущего. В данной работе используется модель CatBoost (Prokhorenkova et al., 2019), которая, по сравнению с другими реализациями, является наиболее эффективной и показывает себя отлично в задачах классификации и регрессии.

Нейронные сети (Artificial Neural Networks) (Haykin, 1994; Schmidhuber, 2015). Нейронные сети являются алгоритмическим аналогом простейшей модели работы мозга, они состоят из нескольких связанных друг с другом слоев, которые позволяют постепенно находить сложные

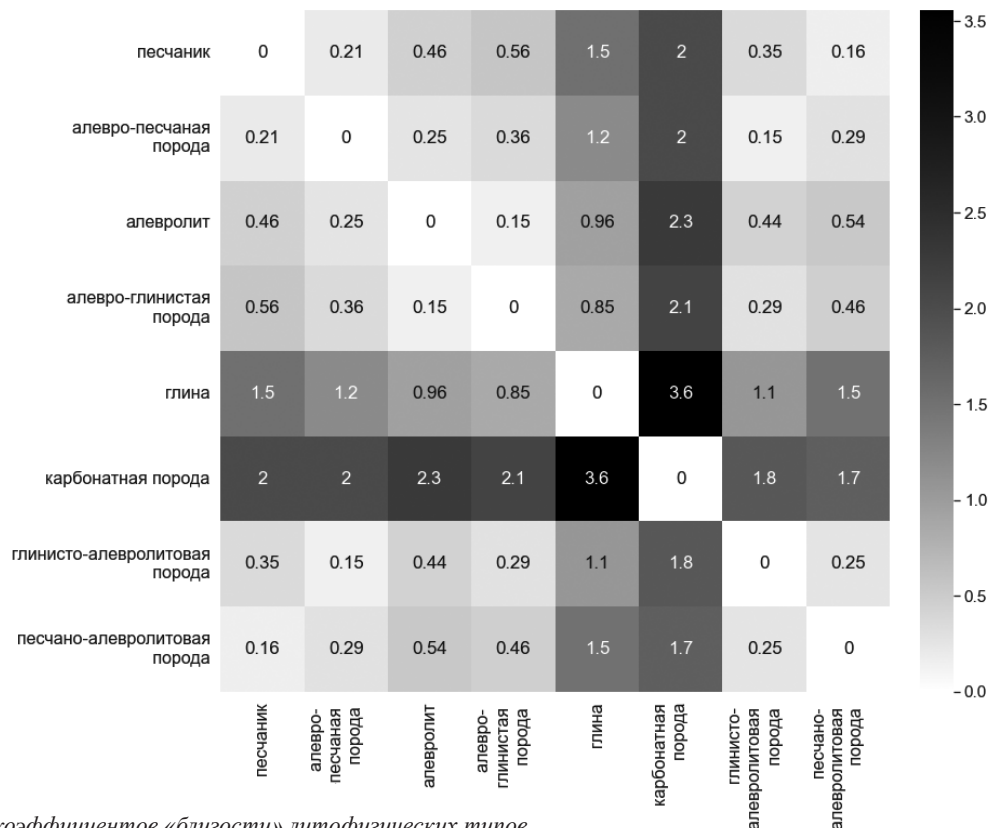


Рис. 4. Значения коэффициентов «близости» литофизических типов

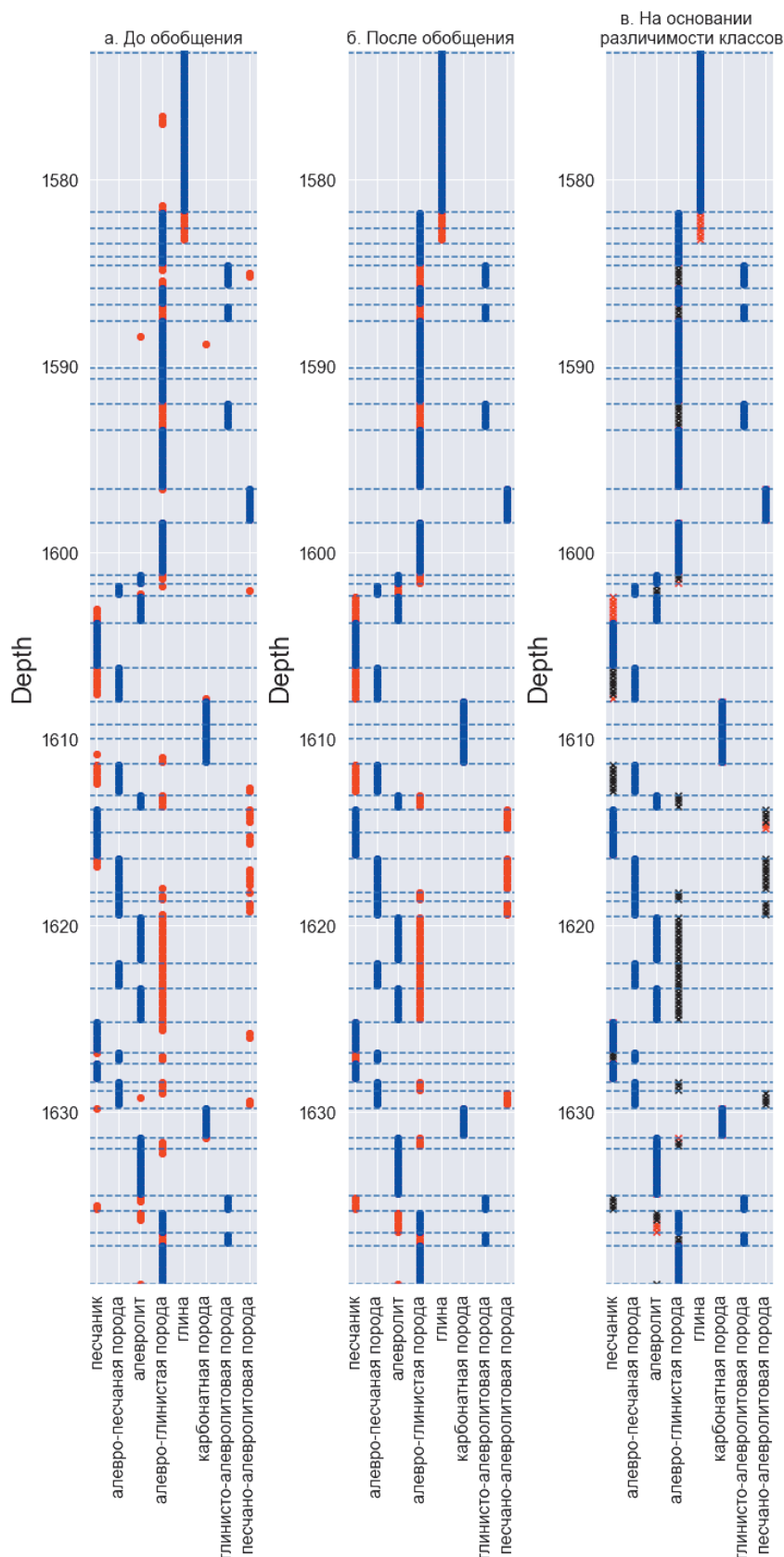


Рис. 5. Результаты работы алгоритма предсказания литологии (Random Forest): а) без учета разделимости классов до обобщения предсказаний литологии (красные точки – неверные предсказания, синие – верные); б) без учета разделимости классов после обобщения (красные точки – неверные предсказания, синие – верные); в) на основании разделимости классов после обобщения (черные точки – предсказание неверное, но «близкое» (мера «близости» менее 1.5), красные точки – предсказание неверное, классы обладают большим значением меры «близости» (более 1.5), синие – верные).

зависимости. В данной работе для классификации используется многослойный перцептрон (*Multilayer Perceptron – MLP*) с архитектурой, включающей 3 последовательно соединенных полносвязных слоя нейронов.

В качестве метрик, по которым можно оценить работу алгоритмов, были использованы доля верных ответов (accuracy) и F1-мера:

$$accuracy = \frac{\sum_{i=1}^n [y_i = \bar{y}_i]}{n}$$

где y_i – действительное значение, \bar{y}_i – предсказанное на основе модели значение, n – количество измерений;

$$F1 = 2 * \frac{precision * recall}{precision + recall}$$

где *precision* – точность модели (доля действительных значений литологии среди всех предсказанных значений данного класса), *recall* – её полнота (доля найденных классификатором литотипов, принадлежащих к классу, относительно всех литотипов этого класса).

Помимо этого, дополнительно было принято решение ввести адаптивную метрику, которая учитывает геологические особенности исследуемого объекта. В разделе «Предварительный анализ данных» была произведена оценка сходства литологии (рис. 4), в результате чего разработана матрица весов (как ранее уже говорилось, представляющих собой оценку меры «близости» рассматриваемых литотипов на основании наблюдаемых физических значений) для разных литотипов. Данная метрика штрафует предсказания алгоритма тем больше, чем больше значение оценки меры «близости» литофизических типов. Так, если используемый алгоритм предсказал значение, которое статистически разделимо с действительным типом литологии (к примеру, модель предсказала карбонат, тогда как на деле это песчаник), то метрика штрафует такое предсказание. В ином случае (алевроитистый песчаник и песчаник) метрика реагирует слабо. Финальное значение варьируется от 0 до 1 и интерпретируется как близость предсказанной литологии к истинной, где 0 – модель не может предсказывать даже близкие литотипы, 1 – модель точно предсказывает всю литологию, включая неразделимые классы:

$$accuracy' = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (e^{ij} / \max(e^i))}{n}$$

где *accuracy'* – суммарный итоговый результат оценки, e^{ij} – значение из матрицы весов e на пересечении i -того истинного класса и j -того предсказанного,

e^i – значение из матрицы весов e на пересечении i -того истинного класса и класса, являющегося самым далеким от i -го истинного и, тем самым, дающего максимальную ошибку в сумму.

Результаты и обсуждение

В данном разделе приведены результаты, а также сравнительный анализ работы алгоритмов машинного обучения с ненормированными кривыми и нормированными в задаче предсказания литотипов.

Важно отметить, что геофизик-интерпретатор выполняет интерпретацию ГИС попластово. Алгоритм машинного обучения же выдает предсказание для каждой точки кривых ГИС, не учитывая их принадлежность к пласту. Поэтому было принято решение обобщить предсказания для одного пласта по принципу наиболее часто встречающегося класса литологии (таким образом, если в пласте предсказаны 10 точек песчаника, 2 точки аргиллита и 5 точек алевролита, то обобщенным будет предсказание песчаника).

Помимо этого, для оценки качества применялась специально разработанная адаптивная метрика (раздел «Методы»), учитывающая разделимость классов.

Пример предсказания литологии и визуализации применяемых метрик представлен на рис. 5.

Тест проводился на 61 скважине (22561 точка) с полным набором кривых (ненормированных – SP, GR, NK, BK, преобразованных (нормированных + кривая RT) – ANK, DGR, ASP, RT), а также глубины пластов и метки литологии для каждого пласта. Метрики качества, полученные по каждой скважине, усреднялись. Обучение производилось на 242 скважинах (86191 точка).

Результаты работы классификационных алгоритмов представлены в таблице 3.

Исходя из этого можно сделать выводы, что во всех алгоритмах предсказания на ненормированных кривых метрики качества относительно равны метрикам при предсказании литологии на нормированных. Разница предсказания не столь велика, при этом время, потраченное на нормирование кривых, существенно. Следовательно, алгоритмы машинного обучения способны при минимальной потере качества работы повысить эффективность за счет сокращения времени на работы интерпретатора. Также подход с использованием машинного обучения является

помощником для интерпретатора при оперативном просмотре качества данных.

На крайних правых графиках рис. 6 представлены литологические колонки предсказаний для одной скважины разными методами. Надо отметить, что от скважины к скважине показатели точности варьируются в среднем от 0.7 до 0.9. Это объясняется тем, что в наборе данных есть скважины, в которых некоторые типы литологии не представлены, однако алгоритм научен выделять данные типы (поскольку в тренировочных данных эти типы есть).

Важной особенностью алгоритмов случайного леса и градиентного бустинга является возможность определить вклад каждой кривой в предсказательную способность моделей при помощи встроенного атрибута feature importances (рис. 7). Величины значимости каждой кривой на рисунках показывают, на какие кривые алгоритмы акцентируют свое внимание в первую очередь при предсказании литологии.

Малые показатели значимости кривой свидетельствуют о том, что точность алгоритма незначительно уменьшится при исключении данной кривой из списка входных параметров. К примеру, для градиентного бустинга метрика (доля ошибок после попластового округления) без кривой PS будет составлять 0.61, что всего лишь на 3 % меньше предсказания со всеми четырьмя кривыми.

Заключение

По итогам проведенных исследований получены следующие результаты.

По данным корреляционного анализа представленных методов ГИС, установлено, что линейно независимыми, а значит, пригодными для математического моделирования, являются кривые GR, BK, SP, NK.

Все рассматриваемые алгоритмы машинного обучения (случайный лес, градиентный бустинг и многослойный перцептрон) в целом способны улавливать основные закономерности и пригодны для задачи предсказания литотипов. В дальнейшем рекомендуется настройка параметров выбранных алгоритмов, что гарантированно повлияет на качество работы алгоритмов.

Предсказание литологии на ненормированных кривых (GR, SP, NK, BK) не сильно отличается от предсказания на нормированных (DGR, ASP, ANK, RT).

Модель (метрика)	Нормированные кривые, в д.е.	Ненормированные (“сырые”) кривые, в д.е.
CatBoost (accuracy)	0.65	0.60
CatBoost (accuracy после попластового округления)	0.69	0.64
CatBoost (адаптивная метрика)	0.93	0.91
CatBoost (F1)	0.45	0.52
Random Forest (accuracy)	0.63	0.58
Random Forest (accuracy попластового округления)	0.69	0.63
Random Forest (адаптивная метрика)	0.93	0.90
Random Forest (F1)	0.43	0.49
MLP (accuracy)	0.60	0.58
MLP (accuracy после попластового округления)	0.62	0.62
MLP (адаптивная метрика)	0.91	0.91
MLP (F1)	0.37	0.43

Табл. 3. Результаты работы алгоритмов классификации на двух наборах кривых (преобразованных (ANK, DGR, ASP, RT) и ненормированных (SP, NK, BK, GR))

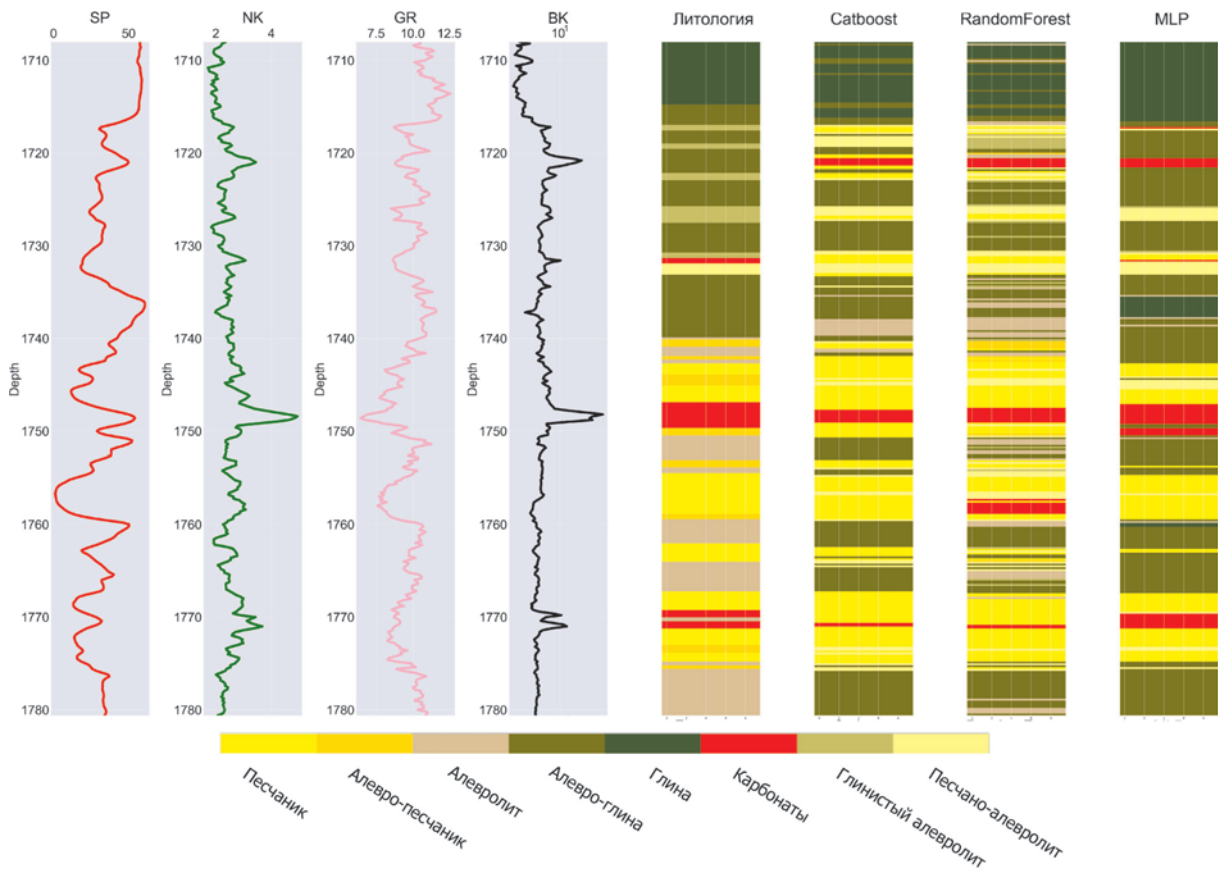


Рис. 6. Результат работы алгоритмов: справа – колонки литологии для каждого метода, слева – каротажные диаграммы 4-х нормированных кривых

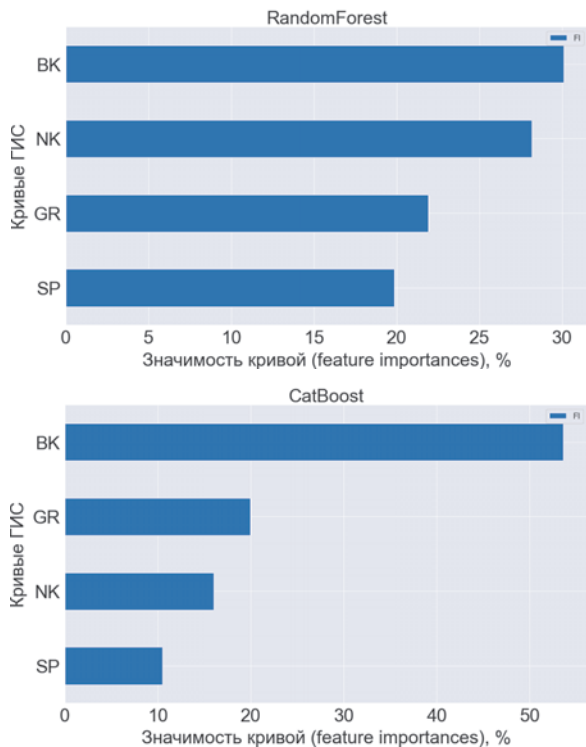


Рис. 7. Значения важности кривых для алгоритмов случайного леса RandomForest и градиентного бустинга CatBoost.

Для оценки работы алгоритмов разумно использовать метрику, которая учитывает степень различия литотипов и штрафует за предсказание литотипов, которые далеки друг от друга по значениям кривых.

Финансирование/Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке ПАО «НК «Роснефть» в рамках научного проекта – грант на тему «Применение методов машинного обучения в обработке данных геофизических исследований скважин».

Авторы статьи признательны рецензенту за потраченное время и рецензию.

Литература

Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д., Калмыков Г.А., Акиншин А.В., Яценко В.М. (2021). Прогнозная оценка фильтрационной способности тонкослоистых коллекторов викуловской свиты по результатам исследования керна и ГИС. *Георесурсы*, 23(2), с. 170–178. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17>

Рашка С., Мирджалили В. (2020). Python и машинное обучение: машинное и глубокое обучение с использованием Python, scikit-learn и TensorFlow 2. 3-е изд. СПб: ООО «Диалектика», 848 с.

Breiman L. (2001). Random Forests. *Machine Learning* 45, p. 5–32. <https://doi.org/10.1023/A:1010933404324>

Friedman J. (2001). Greedy function approximation: A gradient boosting machine. *Ann. Statist.*, 29(5), pp. 1189–1232. <https://doi.org/10.1214/aos/1013203451>

Haykin S. (1994). *Neural Networks: A Comprehensive Foundation*. Prentice Hall PTR, Upper Saddle River.

Merembayev T. Yunussov R. and Amirgaliyev Y. Machine learning algorithms for classification geology data from well logging. *14th International Conference on Electronics Computer and Computation (ICECCO)*, pp. 206–212. <https://doi.org/10.1109/ICECCO.2018.8634775>

Mohamed I.M., Mohamed S., Mazher I. et al. (2019). Formation lithology classification: insights into machine learning methods. *SPE Annual Technical Conference*. <https://doi.org/10.2118/196096-MS>

Peypret A.P., Ambía J., Torres-Verdín C. et al. (2019). Automatic Interpretation of Well Logs with Lithology-Specific Deep-Learning Methods. *SPWLA 60th Annual Logging Symposium*. https://doi.org/10.30632/T60ALS-2019_SSSS

Prokhorenkova L., Gusev G., Vorobev A., Dorogush A.V., Gulin A. (2019). CatBoost: unbiased boosting with categorical features. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1706.09516>

Schmidhuber J. (2015). Deep learning in neural networks: An overview. *Neural Networks*, 61, pp. 85–117. <https://doi.org/10.1016/j.neunet.2014.09.003>

Viggen E.M., Merciu I.A., Løvstakken L. et al. (2020). Automatic interpretation of cement evaluation logs from cased boreholes using supervised deep neural networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107539>

Wu P., Jain V., Kulkarni M.S. et al. (2018). Machine learning-based method for automated well log processing and interpretation. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. <https://doi.org/10.1190/segam2018-2996973.1>

Сведения об авторах

Владлен Игоревич Сахнюк – магистрант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Евгений Владимирович Новиков – магистрант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Александр Маратович Шарифуллин – магистрант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Василий Сергеевич Белохин – кандидат физ.-мат. наук, научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Алексей Петрович Антонов – кандидат физ.-мат. наук, доцент кафедры математического анализа, руководитель НОЦ ПАО «НК «Роснефть» по цифровым технологиям в нефтегазовой отрасли на базе кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Михаил Юрьевич Карпушин – геолог, сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Сергей Александрович Афонин – кандидат физ.-мат. наук, доцент кафедры вычислительной математики, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Анна Анатольевна Суслова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 28.02.2022;

Принята к публикации 19.04.2022; Опубликовано 16.05.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Machine learning applications for well-logging interpretation of the Vikulov Formation

V.I. Sakhnyuk, E.V. Novickov, A.M. Sharifullin, V.S. Belokhin, A.P. Antonov, M. U. Karpushin, M.A. Bolshakova, S.A. Afonin, R.S. Sautkin, A.A. Suslova*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

**Corresponding author: Vladlen I. Sakhnyuk, email: vladlensakhnyuk@yandex.ru*

Abstract. Nowadays well logging curves are interpreted by geologists who preprocess the data and normalize the curves for this purpose. The preparation process can take a long time, especially when hundreds and thousands of wells are involved. This paper explores the applicability of Machine Learning methods to geology tasks, in particular the problem of lithology interpretation using well-logs, and also reveals the issue of the quality of such predictions in comparison with the interpretation of specialists. The authors of the article deployed three groups of Machine Learning algorithms: Random Forests, Gradient Boosting and Neural Networks, and also developed its own metric that takes into account the

geological features of the study area and statistical proximity of lithotypes based on log curves values.

As a result, it was proved that Machine Learning algorithms are able to predict lithology from a standard set of well logs without calibration on reference layers, which significantly saves time spent on preliminary preparation of curves.

Keywords: machine learning, well logging, logging interpretation

Acknowledgements

The study was carried out with the financial support of Rosneft Oil Company as part of the scientific project – a grant

on the topic “Application of machine learning methods in the processing of well logging data”.

Recommended citation: Sakhnyuk V.I., Novickov E.V., Sharifullin A.M., Belokhin V.S., Antonov A.P., Karpushin M. U., Bolshakova M.A., Afonin S.A., Sautkin R.S., Suslova A.A. (2022). Machine learning applications for well-logging interpretation of the Vikulov Formation. *Georesury = Georesources*, 24(2), pp. 230–238. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.21>

References

- Breiman L. (2001). Random Forests. *Machine Learning* 45, p. 5–32. <https://doi.org/10.1023/A:1010933404324>
- Friedman J. (2001). Greedy function approximation: A gradient boosting machine. *Ann. Statist.*, 29(5), pp. 1189–1232. <https://doi.org/10.1214/aos/1013203451>
- Haykin S. (1994). *Neural Networks: A Comprehensive Foundation*. Prentice Hall PTR, Upper Saddle River.
- Isakova T.G., Dyakonova T.F., Nosikova A.D., Kalmykov G.A., Akinshin A.V., Yatsenko V.M. (2021). Predictive assessment of the fluid loss properties of thin-layer reservoirs of Vikulovskaya series based on the results of core and well logs. *Georesury = Georesources*, 23(2), pp. 170–178. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.17>
- Merembayev T. Yunussov R. and Amirgaliyev Y. Machine learning algorithms for classification geology data from well logging. *14th International Conference on Electronics Computer and Computation (ICECCO)*, pp. 206–212. <https://doi.org/10.1109/ICECCO.2018.8634775>
- Mohamed I.M., Mohamed S., Mazher I. et al. (2019). Formation lithology classification: insights into machine learning methods. *SPE Annual Technical Conference*. <https://doi.org/10.2118/196096-MS>
- Peyret A.P., Ambía J., Torres-Verdín C. et al. (2019). Automatic Interpretation of Well Logs with Lithology-Specific Deep-Learning Methods. *SPWLA 60th Annual Logging Symposium*. https://doi.org/10.30632/T60ALS-2019_SSSS
- Raschka S., Mirjalili V. (2019). *Python machine learning. Machine Learning and Deep Learning with Python, scikit-learn and TensorFlow 2*. Birmingham: Packt Publishing Ltd, 741 p.
- Prokhorenkova L., Gusev G., Vorobev A., Dorogush A.V., Gulina A. (2019). CatBoost: unbiased boosting with categorical features. <https://doi.org/10.48550/arXiv.1706.09516>
- Schmidhuber J. (2015). Deep learning in neural networks: An overview. *Neural Networks*, 61, pp. 85–117. <https://doi.org/10.1016/j.neunet.2014.09.003>
- Viggen E.M., Merciu I.A., Løvstakken L. et al. (2020). Automatic interpretation of cement evaluation logs from cased boreholes using supervised deep neural networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107539>
- Wu P., Jain V., Kulkarni M.S. et al. (2018). Machine learning-based method for automated well log processing and interpretation. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. <https://doi.org/10.1190/segam2018-2996973.1>

About the Authors

Vladlen I. Sakhnyuk – Graduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Evgeniy V. Novikov – Graduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alexander M. Sharifullin – Graduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Vasilij S. Belokhin – PhD (Physics and Mathematics), Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alexey P. Antonov – PhD (Physics and Mathematics), Associate Professor of Mathematical Analysis Department, Head of Rosneft Research Center, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Mikhail U. Karpushin – Geologist, Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Sergey A. Afonin – PhD (Physics and Mathematics), Associate Professor, Department of Computational Mathematics, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna A. Suslova – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Manuscript received 28 February 2022;
Accepted 19 April 2022; Published 16 May 2022*



Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова
Геологический факультет

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

ОЧНОЕ / ДИСТАНЦИОННОЕ

www.geol.msu.ru

dopobr@geol.msu.ru

Профессиональная переподготовка

Получение компетенций для нового вида профессиональной деятельности, приобретения новой квалификации.

- Программы по основным направлениям нефтегазовой тематики (геология и разработка, геофизика, петрофизика, геохимия, инженерная геология и гидрогеология).
- Приобретение актуальных востребованных компетенций.
- Специализированные программы (нефтегазовая геология шельфов РФ и др.).

Успешно освоившим соответствующую дополнительную профессиональную программу выдается документ о переподготовке (диплом) или о повышении квалификации (удостоверение) установленного образца с внесением сведений в Федеральную информационную систему «Федеральный реестр сведений о документах об образовании».

Корпоративные программы

Нефтегазовая и междисциплинарная тематика, с учетом специфики отдельных производственных задач.

Повышение квалификации

Повышение профессионального уровня в рамках имеющейся квалификации.

- Широкий спектр программ нефтегазовой тематики (в том числе вопросы цифровизации, нетрадиционные объекты, охрана окружающей среды и промышленная экология и др.).
- Комплексные программы, охватывающие не только геологические аспекты, но и экономические, юридические, мировой политики и др.

Стажировка по индивидуальной программе

Приобретение практических навыков для эффективного использования знаний при исполнении своих должностных обязанностей.

- Индивидуально разработанная программа стажировки.
- Отработка последовательности методик в разнопрофильных циклах лабораторных исследований, в т.ч. по литологическому, петрофизическому, геохимическому направлениям.
- Отработка методики комплексного исследования нетрадиционных объектов.

Полевые научно-образовательные семинары

Изучение разрезов -аналогов для повышения достоверности геологических моделей поисковых объектов.

MyGeoMap

 mygeomap.ru

- ✓ готовая структурированная база данных энергетической отрасли РФ с возможностью расширения в любую географическую точку мира;
- ✓ библиотека научных и операционных знаний с геопривязкой;
- ✓ инструмент аналитики в том числе с возможностью применения искусственного интеллекта;
- ✓ экспертиза и консалтинг ведущими экспертами МГУ;
- ✓ платформа объединения науки, бизнеса и государства;
- ✓ отечественное решение без санкционных ограничений.



Что мы делаем для Вас?

- ✓ открываем доступ к собранным данным по регионам РФ и зарубежным странам
- ✓ оперативно собираем данные из доступных открытых источников по гибким параметрам запроса
- ✓ оцифровываем и структурируем исторические данные (отчеты, карты, ГИС, данные СРР 2Д и тд)
- ✓ подключаем данные MyGeoMap к вашим системам по API
- ✓ безопасно размещаем Ваши данные на MyGeoMap для Вашей совместной работы
- ✓ разворачиваем систему MyGeoMap во внутреннем контуре с визуализацией Ваших данных из разных источников
- ✓ анализируем и интерпретируем данные с использованием инструментов машинного обучения
- ✓ проводим независимые консультации, всегда придерживаясь самых строгих стандартов конфиденциальности

Научно-образовательный консорциум Вернадский

- повышение роли университетов
в научно-технологическом
и социально-экономическом развитии регионов России.



**ИНСТИТУТ
ПЕРСПЕКТИВНЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА МГУ**

