

УДК 577:553.983:552.578.061.32:551.762.3(571.1)

DOI: 10.24930/1681-9004-2022-22-4-512-525

О принципиальной возможности использования бактериальной и катагенетической гипотез происхождения нефти при оценке ее ресурсов

В. Ф. Гришкевич

Тюменский индустриальный университет, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38,
e-mail: grishkevich.VF@gmail.com

Поступила в редакцию 21.03.2022 г., принята к печати 05.05.2022 г.

Объект исследования. Оценки ресурсов нефти Западной Сибири в бассейновом моделировании с баженовской свитой в качестве нефтематеринской толщи показали существенный дефицит ее потенциала, вычисленного по пиролитическим исследованиям кинетических параметров катагенеза. Целями исследования стали поиск параллельных катагенезу возможных механизмов генерации дополнительных объемов нефти и уточнение концептуальных основ современной теории ее органического происхождения. *Материалы и методы.* На базе литературных источников формулируется гипотеза эволюции органического вещества от флокул осадочного потока до попадания протонефти в микротрещины автофлюидоразрыва нефтематеринской толщи. *Результаты.* Уже в самых верхних слоях неконсолидированного осадка формируются био пленки, чей полимерный матрикс служит основой будущего керогена. Битумоиды протонефти появляются как побочный продукт метаболизма микробов био пленки. Инкапсуляция и сорбция битумоидов протонефти происходят в анаэробных условиях на стадии диагенеза на поверхности, в камерах и проводящих каналах матрикса био пленок (будущего керогена). Вводится понятие локального сверхвысокого давления как движущей силы экспульсии инкапсулированных в порах зерен керогена битумоидов на заключительной стадии перехода “сметит–иллит” вмещающих глин. На стенках микротрещин битумоиды протонефти подвергаются гидропиролизу, расходуя пленку вязкой воды и меняя фильность поверхности. Приводятся микрофотографии шлифов и сканирующего электронного микроскопа, иллюстрирующие следы ЛСВД-экспульсии. Нефтематеринские породы по признаку возможности такой экспульсии протонефти делятся на два типа: с пластичным и жестким минеральным каркасом. *Выводы.* Показано наличие в керогене незрелых потенциально нефтематеринских пород пористости, заполненной битумоидами. Масса инкапсулированных битумоидов выступает дополнительным источником “генерации” нефти. Их экспульсия может быть оценена по объему и привязана к определенному температурному интервалу. Намечаются направления дальнейших исследований.

Ключевые слова: био пленка, кероген, протонефть, локальное сверхвысокое давление, экспульсия, смена фильности, кинематика катагенеза, пиролиз, бассейновое моделирование

On the fundamental possibility of using the bacterial and catagenetic hypotheses of the origin of oil in assessing its resources

V. F. Grishkevich

Tyumen Industrial University, 38 Volodarsky st., 625000 Tyumen, Russia, e-mail: grishkevich.VF@gmail.com

Received 21.03.2022, accepted 05.05.2022

Research subject. The estimations of oil resources in Western Siberia obtained using a basin modeling of the Bazhenov formation as an oil source stratum indicated a significant deficit of its potential, calculated based on the pyrolytic kinetic parameters of catagenesis. *Aim.* To search for possible additional oil generating mechanisms parallel to catagenesis, thus clarifying the conceptual foundations of the modern theory of the organic origin of oil. *Key points.* Based on a review of literature publications, a hypothesis was formulated about the evolution of organic matter from sedimentary flow floccules to the injection of proto-oil into the microcracks of the autofluid fracturing of source rocks. In the upper unconsolidated bottom sediment layers, biofilms appear whose microbial matrix forms a basis for future kerogen. Proto-oil bitumoids appear as a by-product of biofilm microbial metabolism under the anaerobic conditions at diagenesis stage. Proto-oil bitumoids are encapsulated and absorbed on the surfaces and inside the chambers and conducting channels of the biofilm polymer ma-

Для цитирования: Гришкевич В.Ф. (2022) О принципиальной возможности использования бактериальной и катагенетической гипотез происхождения нефти при оценке ее ресурсов. *Литосфера*, 22(4), 512–525. <https://doi.org/10.24930/1681-9004-2022-22-4-512-525>

For citation: Grishkevich V.F. (2022) On the fundamental possibility of using the bacterial and catagenetic hypotheses of the origin of oil in assessing its resources. *Lithosphere (Russia)*, 22(4), 512–525. (In Russ.) <https://doi.org/10.24930/1681-9004-2022-22-4-512-525>

© В.Ф. Гришкевич, 2022

trix (future kerogen). Local ultra-high pressure (LUHP) inside kerogen grains appears at the final “smectite – illite” transition stage of host clays, acting as a driving force for encapsulated bitumoid expulsion from kerogen grains. On the walls of microcracks, proto-oil bitumoids undergo hydrolysis, consuming cohesive film water and changing the surface philicity. Microphotographs and SEM images of thin sections are provided in order to illustrate LUHP-expulsion traces. Two types of oil source rocks are differentiated based on the possibility of proto-oil LUHP expulsion: those with a plastic mineral framework and a rigid mineral framework. *Conclusion.* The presence of porous spaces filled with bitumoids was established in the kerogen of immature potentially oil source rocks. This mass of encapsulated bitumoids is an additional resource of oil generation within the “oil window”. Their expulsion volume can be estimated and attributed to a certain temperature range. Directions for further research are outlined.

Keywords: biofilm, kerogen, proto-oil, local ultra-high pressure, expulsion, surface philicity changing, catagenesis kinematics, pyrolysis, basin modeling

ВВЕДЕНИЕ

По мнению О.К. Баженовой с соавторами, широко распространенная в 1940–1950-е гг. модель нефтегазообразования, или “органическая” теория, рассматривала процесс образования нефти как преимущественно механическое отжатие глинами битуминозных (липидных) компонентов, уже образовавшихся в живом веществе и диагенезе в процессе погружения и уплотнения этих глинистых нефтематеринских пород (Баженова и др., 2000). Созданная в начале 1960-х гг. и получившая широкое развитие во всем мире в 1970–1980-е гг. термokatалитическая концепция образования нефти в основе имеет химические реакции, протекающие в сравнительно узком температурном интервале; этот главный этап образования углеводородов (УВ) нефти органическим веществом был назван Б.Н. Васюковичем (1986) главной фазой нефтеобразования (ГФН). Нефть образуется *абиогенным* путем, но источником ее является органическое вещество (ОВ), или кероген, захороненный в процессе осадконакопления (Баженова и др., 2000).

В рамках термokatалитической концепции образования нефти “существуют два основных подхода к оценке масштабов новообразования различных продуктов катагенеза РОВ. Условно их можно назвать “балансовым” и “кинетическим”. Балансовый подход дает макроописание процесса и исходит только из рассмотрения начального и конечного состояний, задаваемых элементарным составом керогена, и предположения о составе соединений, образующихся в процессе перехода из первого состояния во второе... Кинетический подход основан на задании начальной массы керогена и ее распределении по компонентам с различающимися химико-кинетическими характеристиками. Он описывает динамику катагенетических превращений керогена и позволяет разделить массу соединений, образующихся в результате катагенетической деструкции керогена... во времени” (Конторович и др., 2021). Следовательно, предполагается, что геохимическая эволюция рассеянного органического вещества (РОВ), или керогена, в зоне “нефтяного окна”

(главной фазы нефтеобразования) предопределена главным образом его кинетическими термokatалитическими характеристиками. Считается, что кинетический подход обладает высокой точностью, так как он базируется на массовых данных пиролитических исследований пород. Попробуем обнажить скрытые проблемы этого метода и наметить возможные пути их разрешения за счет уточнения парадигмы органической теории происхождения нефти.

СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ

Общепризнано, что бассейновое моделирование является эффективным базисом оценки ресурсов и организации поисковых работ на нефть и газ на исследуемых территориях (Тиссо, Вельте, 1981; Гаврилов, Галушкин, 2010). Обязательным этапом бассейнового моделирования выступает описание динамики генерации углеводородов из керогена на протяжении геологической истории. Лабораторное моделирование катагенетического созревания нефтематеринских пород сухим пиролизом и гидропиролизом имеет длительную историю, кинетические характеристики этих лабораторных процессов широко опробованы при бассейновом моделировании (Тиссо, Вельте, 1981; Lewan, 1985; Peters, 1986; Reyes et al., 2016).

В качестве рабочей гипотезы обычно принимается термическая эволюция (крекинг) органического вещества нефтегазоматеринских пород, а кинематические характеристики этого процесса оцениваются в ходе лабораторных пиролитических экспериментов, проводимых в интервале температур 300–700°C. Существующие программные комплексы (Temis, PetroMod и др.) для описания процесса пиролитической деструкции ОВ в УВ требуют оценки константы Аррениуса и распределения генерационного потенциала ОВ по энергиям активации.

В работах (Кашапов и др., 2019; Конторович и др., 2021) выполнены последние, наиболее тщательные, определения кинетических параметров нефтегенерации баженовской свиты на образцах

керн из скважин Южно-Сургутской и Пермьяковской площадей в центральных районах Западной Сибири. Подчеркнем, что в упомянутых публикациях кинематические исследования проводились на образцах, прошедших стандартную экстракцию.

На образцах керн скв. Пермьяковская-64 (Конторович и др., 2021) “выполнялись серии пиролизических экспериментов с разными скоростями нагрева: 1, 3, 10, 30 и 50°C в минуту и при различных массах навески”. Обобщенные результаты представлены на врезке рис. 1. “Определенное по результатам лабораторных экспериментов распределение масс исходных компонент керогена по энергиям активации было модифицировано путем экспертного увеличения массы компонент, соответствующих низким энергиям активации (<51 ккал/моль)” по аналогии с аквагенным керогеном углеродистых глин тоара Парижского бассейна, известным как Менил-1. Кероген с такими характеристиками назвали “модифицированный кероген ИНГГ СО РАН” (см. рис. 1) и рекомендовали к использованию в региональном прогнозе нефтегазоносности. Стоит отметить, что для двух третей масс керогена энергии активации определены экспертно. По принятой модели термической эволюции компоненты с низкой энергией активации реализуются главным образом на начальных этапах генерации нефти и концентрируются в выявленных залежах нефти, т. е. предлагается анализ распределения залежей проводить не на основании лабора-

торных данных, а с использованием экспертного расширения.

Р.С. Кашапов с коллегами (2019), исследуя керн Южно-Сургутской площади по пиролизическим данным, установил, что он имеет $T_{\max} = 424^\circ\text{C}$, т. е. удовлетворяет условию: “степень зрелости ОБ должна соответствовать этапу вступления материнской породы в зону нефтеобразования ($T_{\max} = 420\text{--}435^\circ\text{C}$, $R_o = 0.5\text{--}0.7\%$)”. “Образец подвергли экстракции хлороформом в аппарате Сокслета в течение 72 ч. После экстракции он сушился при 80°C в течение 8 ч, затем для расчета кинетических параметров анализировался на приборе Rock-Eval 6 Turbo при трех скоростях нагрева” 5, 15 и 25°C/мин. В этой работе тщательно прописана методика проведения экспериментов и обработки полученных результатов. Их проверка осуществлена путем сравнения графиков расчетной траектории эволюции исследуемой нефтематеринской породы с региональной изменчивостью ее пиролизических характеристик (рис. 2). “Массив экспериментальных данных для этой диаграммы содержит результаты пиролизических исследований около 5000 образцов баженовской свиты”. Доверительный интервал графика естественной термической эволюции органического вещества (1) плотно заполнен точками данных. График реализации генерационного потенциала, в соответствии с полученной кинетической моделью (2), дискордантен по отношению к тестовым данным. Для того чтобы он попал в об-

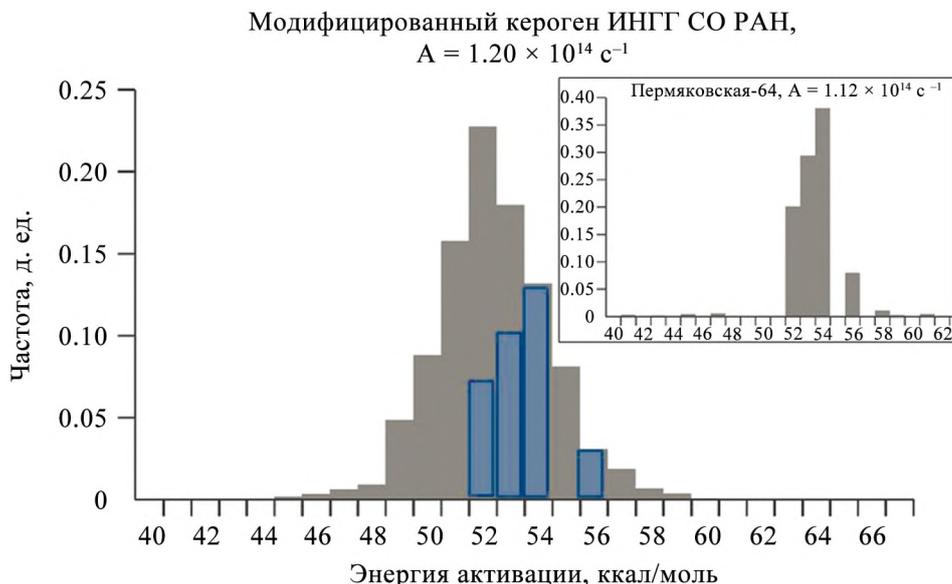


Рис. 1. Сравнение распределений относительных масс компонент керогена – источников генерации нафтидов (с2+) – по энергиям активации в принятой модели и по лабораторным данным (врезка и наложенные колонки) (Конторович и др., 2021).

Fig. 1. Comparison of kerogen component’s relative masses distributions by naphthides (с2+) generation activation energies between accepted model and laboratory data (inset and superimposed columns) (Kontorovich et al., 2021).

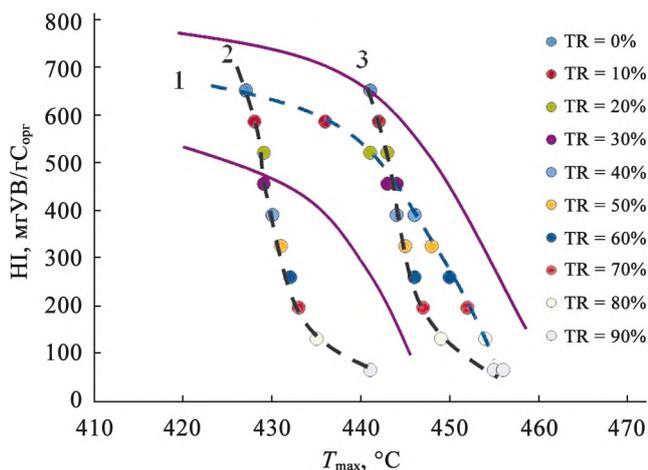


Рис. 2. График реализации генерационного потенциала.

1 – ход естественной термической эволюции органического вещества баженовской свиты и его доверительный интервал; 2 – в соответствии с исходной кинетической моделью; 3 – в соответствии со скорректированной кинетической моделью (Кашапов и др., 2019).

Fig. 2. Generation potential implementation schedule.

1 – Bazhenov formation organic matter natural thermal evolution and its confidence interval; 2 – in accordance with the original kinetic model; 3 – in accordance with the corrected kinetic model (Kashapov et al., 2019).

лако точек, потребовалась “корректировка кинетической модели путем смещения распределения генерационного потенциала в сторону более высоких энергий активации”. В результате график (3) сместился на 15°C по оси T_{max} . “... Скорректированные кинетические модели хорошо описывают реализацию генерационного потенциала при T_{max} более 435–440°C, когда степень трансформации ОВ больше 10–15%. В противном случае наблюдается большое расхождение между лабораторным и природным экспериментами” (Кашапов и др., 2019).

В обеих рассмотренных работах (Кашапов и др., 2019; Конторович и др., 2021) показана неспособность пиролитических данных описать массу генерации низкотемпературных компонентов нефти из оценок кинетики преобразования керогена. Тем не менее перед пиролитическими исследованиями из образцов путем экстракции удаляются именно эти легкие органические вещества. Кероген очищается от подвижных битумоидов как от помех, мешающих изучать кинетику чистой субстанции. Однако выполненная экстракция заведомо неполная. Широко известно, что глубокой и продолжительной экстракцией из рассеянного органического вещества нефтематеринских пород извлекается намного больше битумоидов, чем при стандартной экстракции в течение 72 ч (Баталин, Вафина, 2013; Козлова

и др., 2015). Таким образом, кинетические характеристики реально описывают динамику выделения при нагревании некой суммы новообразованных продуктов крекинга керогена и десорбции недоэкстрагированных битумоидов. В принципе, современные методы исследования нефтематеринских пород (например, “Пиро-ГХ/МС”-цепочка: “пироллизер–хроматограф–масс-спектрометрический детектор” (Герасимов, Свирский, 2019)) позволяют четко отличать продукты пиролитического крекинга от десорбатов, но это резко усложняет технологию экспериментов по исследованию каталитической кинетики. Возможен, однако, и иной подход – отдельный учет вклада сорбированных битумоидов в генерацию нефти.

ИЗВЕСТНЫЕ КОНЦЕПЦИИ БИОГЕОХИМИИ. КРАТКОЕ ИЗЛОЖЕНИЕ

Основная масса органического вещества поступает на дно водных бассейнов в виде переработанной некромассы в пеллетах организмов-фильтраторов зоопланктона или в органоминеральных флоккулах (“морского снега” (Лисицын, 1994)), “слепленных” из остатков организмов и минеральных частиц. Сапропелевый тип осадков предполагает существенное преобладание органического материала в осадочном потоке, а также бескислородный или слабокислородный режим придонного слоя вод. Обилие органических остатков в верхнем, неконсолидированном, слое осадков служит питательной базой (органическим субстратом) для развития бактериальных пленок (Плакунов, Николаев, 2016).

Биопленки – совокупность микроорганизмов разных видов, прикрепленных к твердой поверхности посредством выделяемого ими полимерного матрикса. В биопленках разложение ОВ осуществляется не монокультурой бактерий, а саморегулирующимся сообществом микроорганизмов, в котором каждый из видов микроорганизмов специализируется на одной из биохимических реакций. Остатки живых организмов содержат множество различных органических веществ, и даже их расщепление требует участия множества специализированных бактерий. Микробальное сообщество биопленок обладает механизмами поддержания материального и энергетического балансов условий совместного функционирования. При относительной бедности осадков органическим материалом формируются не сплошные пленки, а сгустки, например, вокруг единичных пеллет или флоккул. По мере роста и жизнедеятельности биопленки или сгустка в теле матрикса формируются каналы, полости и поры для водоснабжения, распределения питательных веществ и окислителей между членами сообщества и удаления отходов жизнедеятельности.

Основой для построения матрикса служит алгаэнан – наиболее устойчивый биополимер клеточных оболочек фитопланктона (зеленых водорослей) (Vandenbroucke, Largeau, 2007; Zonneveld et al., 2010). Наименее устойчивы к бактериальному разложению белки и полисахариды. Они разлагаются в водной среде гидратированными экзоферментами бактерий путем последовательного отщепления от конца цепочки биополимера радикалов сахарозы или аминокислот. В водной среде эти радикалы захватываются специальными транспортирующими ферментами – пермиазами – и доставляются в клетку бактерии. По пути через клеточную мембрану радикалы гидрогенизируются, и внутрь клетки попадают уже нейтральные аминокислоты и сахара. Часть радикалов сахарозы и аминокислот в водной среде беспорядочно полимеризуются между собой и сорбируются на алгаэнаге, формируя меланоидины – “продукты поликонденсации аминокислот с сахарами, образующиеся в процессе ферментативного гидролиза углеводов и белков... Селективное сохранение – это другой механизм образования керогена посредством перехода нерастворимых и негидролизуемых компонентов биополимеров водорослей и бактерий (альгенанов и бактеранов в геополимер” (Меленевский и др., 2015). В биомассе отмерших продуцентов имеется большое количество органических соединений, имеющих полиароматические и/или полициклические ядра с прикрепленными к ним цепочками биополимеров. Эти цепочки полностью гидролизуются экзоферментами, а на циклических ядрах остается неспаренный электрон от последней генерации мономер-радикала (сахарида или аминиды). Полициклические ядра становятся моно-, би- или три-радикалами в зависимости от количества полимерных цепочек исходной молекулы, претерпевших расщепление. Полициклические ядра-радикалы полимеризуются между собой, образуя макромолекулы смол и асфальтенов, или соединяются с матриксом, образуя химические связи и таким образом входя в состав макромолекулы будущего геополимера-керогена, или сорбируются макромолекулами смол, асфальтенов либо керогена.

По мере осадконакопления, погружения, уплотнения и дегидратации осадка микробиальное сообщество биопленок изменяется, исчезают сначала аэробные формы, затем сульфатредуценты, ориентированные на минеральные окислители, и, наконец, остаются метангенерирующие археи. В анаэробной среде одним из продуктов метаболизма (отходов жизнедеятельности) бактерий являются, в частности, нормальные предельные углеводороды типично нефтяного спектра – n-алканы (Zobell, 1952; Багаева, 1998). По мере увеличения глубины захоронения снижается численность микроорганизмов от миллионов индивидуальных клеток в кубическом сантиметре наилка до единичных осо-

бей на глубинах в сотни метров (Buongiorno, 2018). Биопленки с глубиной также уплотняются за счет потери воды и селективной сорбции органических продуктов метаболизма в матриксе.

После исчерпания внутримолекулярной сорбционной емкости матрикса происходит заполнение части проводящих каналов матрикса органическими отходами жизнедеятельности – будущими битумоидами. Еще одной распространенной формой биоморфизма битумоидов является заполнение ими сохранившихся алгаэнановых оболочек микроорганизмов, эта биоморфоза имеет обобщенное название – алгинаты (alginate, рис. 3а).

Неорганические минеральные продукты метаболизма (карбонаты, фосфаты) при бурной активности биопленок выводятся за ее пределы (рис. 3б), а при затухании активности откладываются в неиспользуемых проводящих каналах матрикса в виде микроконкреций (рис. 4а).

К концу диагенеза матрикс биопленок превращается в кероген, в существенной части наследующий предшествующие биологические структуры и имеющий стабильную коллоидную мицеллярную структуру. Матрикс керогена выступает в качестве устойчивой полярной оболочки мицелляра, в центрах пустот находятся наименее полярные УВ, смолы и асфальтены образуют слои возрастающей полярности между УВ и матриксом, как в классических нефтяных дисперсных системах (Сюняев и др., 1990).

Изображения, полученные на сканирующем электронном микроскопе (СЭМ) (см. рис. 4), требуют пояснения. Отражающая способность витринита $R_0 = 0.5\%$ соответствует границе зон прото- и мезокатагенеза (ПК₃–МК₁) (Конторович и др., 2009). Все видимые пустоты (поры) в исходном *in situ* состоянии породы заполнены флюидами: минеральные – водными растворами, органические – битумоидами. В СЭМ все компоненты поровых флюидов, имеющие парциальное давление выше давления вакуумирования, испаряются. Из открытых пор органического вещества (Калмыков, 2016; Калмыков, Балущкина, 2017) испаряются легко- и среднемолекулярные УВ, возможно, частично – смолы. Поэтому на снимках СЭМ отображается матрикс керогена с сорбированной на его поверхности асфальтосмолистой частью битумоидов. Естественно предположить, что ранее все поры органического вещества были заполнены жидкими и газообразными УВ. Разумеется, их состав и относительный объем различаются для осадков разного генезиса, но доля их представляется достаточно значительной.

Долю легких УВ в общей массе рассеянного незрелого органического вещества можно попытаться оценить на примере образца из публикации (Рязанова и др., 2020), где рассматриваются результаты изучения РОВ в образцах из ганькинской и бе-

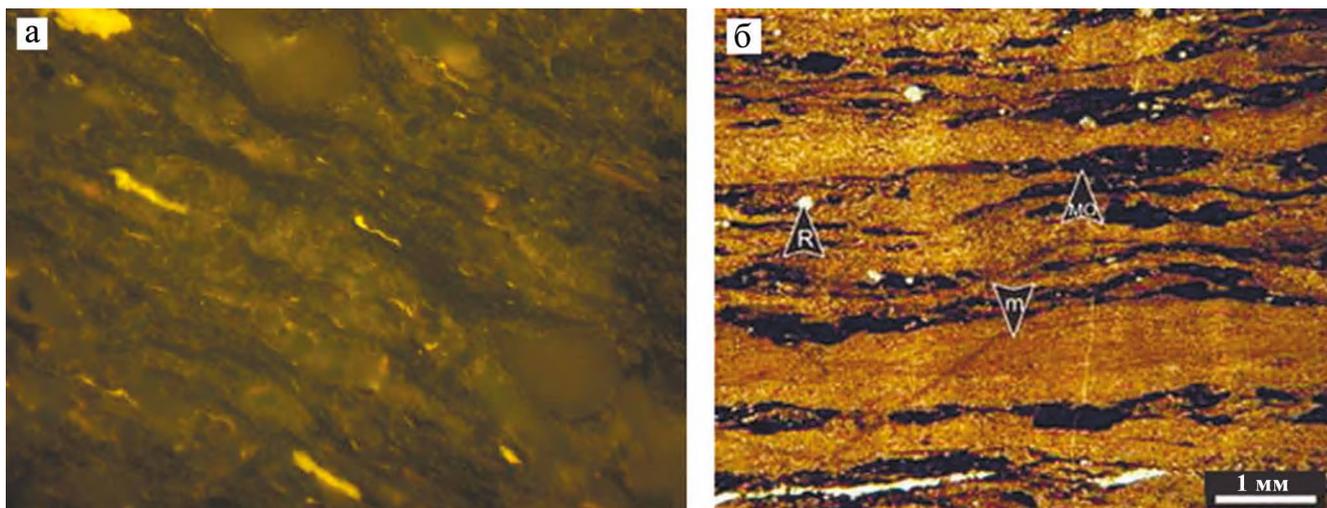


Рис. 3. Микрофотографии шлифа в УФ освещении.

а – яркие люминесцирующие полосы – алганыты, заполненные аморфным битумом: *Tasmanites* sp., *Leiosphaeridia* sp. (Reyes et al., 2016); б – слоистая микробилитовая фация, чередование керогена и тонкослоистых известняков (разрез Canada Ancha в формации Vaca Muerta, средний титон, Аргентина) (Kietzmann et al., 2014)). R – радиолярии, MO – органический материал, m – микробильная слоистость.

Fig. 3. Photomicrograph under UV light.

а – weak yellow fluorescing bituminite alginite: *Tasmanites* sp., *Leiosphaeridia* sp. (Reyes et al., 2016); б – beef fractures having bitumen inclusions within the calcite fibers (Canada Ancha section, Vaca Muerta formation, Middle Titon, Argentine (Kietzmann et al., 2014)). R – radiolarians, MO – organic matter, m – microbial laminae.

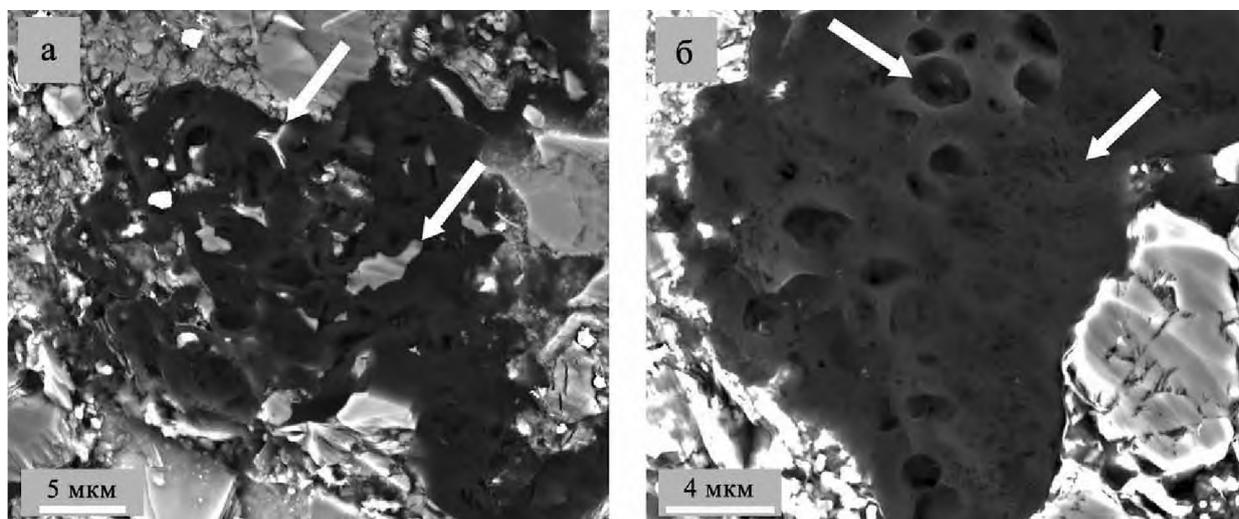


Рис. 4. Микрофотографии РЭМ.

а – органические включения разреза Стюарта, Южная Австралия. Вычисленное $R_o = 0.5\%$. Стрелками показаны поры, заполненные вторичным кварцем или апатитом. б – крупная частица глубоко переработанного ОВ. Вычисленное $R_o = 0.5\%$. Крупные сообщающиеся поры (1–2 мкм) в ней, предположительно, являются проводящими каналами и полостями биопленок, мелкие (50–200 нм) – коллоидными стяжениями (порами) внутри матрикса.

Fig. 4. SEM-images.

а – Stuart Ranges Fm L1, calc. $0.5\% R_o$. Pores are commonly partially filled by secondary cements such as quartz or apatite (arrows). б – Calc. $0.5\% R_o$. Large organic particle of unknown origin. Presumably large communicating pores (1–2 μm) are conducting channels and cavities of biofilms, and small ones (200 to 50 nm) are colloidal constrictions (pores) inside the matrix.

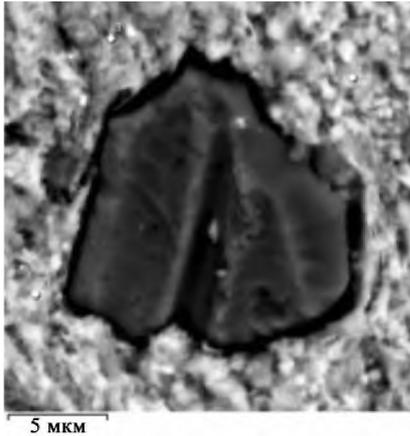


Рис. 5. Битуминозное вещество (14×16 мкм) с трещинами усыхания и порами дегазации (Западно-Игольская площадь, нижнеберезовская подсвита НБ 2-4, обр. 10).

Fig. 5. Bituminous substance (14×16 μm) with drying cracks and degassing pores (Lower Berezovskaya Subformation NB2-4, Zapadno-Igolskaya field).

резовской свит Западно-Игольской площади (юго-восток ЗСП) методами пиролитическим и растровой электронной микроскопии (РЭМ). Образцы нижнеберезовской подсвиты в этой работе имеют значения водородного индекса HI около 75–80 $\text{мгУВ/гC}_{\text{орг}}$, что характеризует начало образования газообразных УВ. T_{max} изменяется в диапазоне значений от 410 до 412°C (ПК) что соответствует началу верхней зоны газообразования. Вмещающие породы – опоковидные глины – имеют прочный силикатный цемент. На всех снимках СЭМ идентифицируются трещины усыхания частиц РОВ за счет испарения летучих компонентов (рис. 5).

Ширина трещин усыхания от 1 до 2 мкм, т. е. около 10% относительно размеров частицы, или около 30% ее общего объема. Если предположить, что ранее объем трещин усыхания был заполнены легким битумоидом, то единица (1 см^3) исходного объема частиц РОВ содержала $0.3 \text{ см}^3 \times 0.7 \text{ г/см}^3 = 0.21 \text{ г}$ улетучившихся УВ. При этом тот же единичный объем содержит около $0.7 \text{ см}^3 \times 1.5 \text{ г/см}^3 = 1.05 \text{ г}$ дегазированного керогена. Объем потерь летучих компонентов составляет $0.21 \text{ г}/1.05 \text{ г} \approx 200 \text{ мг/гC}_{\text{орг}}$, при том что пиролитический выход УВ составляет около $\text{HI} = 75\text{--}80 \text{ мгУВ/гC}_{\text{орг}}$. Однако подвижные (экстрагируемые) битумоиды включают в себя не только летучие УВ, но также смолы и асфальтены. Поэтому долю подвижных битумоидов в РОВ на конец диагенеза и начало катагенеза можно с достаточной степенью осторожности принять равной 1/3.

ИЛЛИТИЗАЦИЯ ГЛИН И ЭКСПУЛЬСИЯ ПРОТОНЕФТИ

Наличие внутри частиц керогена значительных объемов инкапсулированных битумоидов не может не влиять на протекание процессов первичной миграции нефти. Ограничим рассмотрение этого вопроса глинистыми нефтематеринскими толщами.

Основная нефтематеринская толща Западной Сибири – баженовская свита, как известно, имеет силицит-глинистый, карбонат-керогеновый состав (Конторович и др., 2016). Ее силициты наследуют материал опаловых раковин диатомовых водорослей и радиолярий. Основные объемы воды выделяются во время преобразовании аморфного опала раковин микроорганизмов в опал-СТ и тридимит на стадии диагенеза при температурах 20–40°C (Афанасьева, Амон, 2014), когда инкапсулированные в керогене битумоиды пребывали в твердом квазикристаллическом состоянии.

В составе баженовской свиты выделяются верхняя и нижняя подсвиты. Нижнюю формируют сверхконденсированные силицит-карбонат-глинистые осадки центральных районов Западно-Сибирского баженовского палеоморя (Гришкевич, 2022). Верхняя представлена осадками внешней зоны маргинальных фильтров, его нависающего галоклина, поэтому она более глинистая и обогащенная органическим веществом. Контурные и вихревые течения, воздействуя на самый верхний слой осадков (наиллок (Здобин, 2016)), порождали его гидравлическое разделение на слои пелитовой и алевритовой размерности. При этом в разрезе образовывалась тонкая (порядка 1 мм) слоистость чередования глин, обогащенных РОВ, и радиоляритов, составленных из опаловых раковин алевритовой размерности. Глинистые слои являются основными нефтегенерирующими элементами, а радиоляриты – каналами водоотведения в диагенезе и впоследствии промежуточным коллектором нефти (Гришкевич, 2022).

Дегидратация глин происходит в температурном интервале 40–70°C (Баженова и др., 2000). При преобразовании глинистых минералов “смектит-иллит” высвобождаются большие объемы рыхлосвязанной межслойной воды, толщины индивидуальных глинистых частиц уменьшаются, а объемы высвобождаемой воды увеличиваются, так как при переходе из адсорбированного в свободное состояние плотность воды уменьшается от 1.40–1.15 до 1 г/см^3 , а объем, соответственно, увеличивается от 15 до 40%. Упрощенная схема стадий этого процесса показана на рис. 6. Избыток вод отводится главным образом по засорам – трещинам, возникающим между агрегатами и слоями индивидуальных глинистых частиц, соединенных между собой ван-дерваальсовыми силами.



Рис. 6. Схема выделения межслоевой воды при преобразовании смектита в иллит и последующего уплотнения глинистой толщи (Al Duhailan, 2014).

Fig. 6. Late diagenesis causing shrinkage and more interlayer water expulsion due to transformation of smectite to illite (Al Duhailan, 2014).

Межагрегатные зазоры, по которым отводится избыток вод, обычно проходят параллельно напластованию, иногда соединяются между собой классическими трещинами гидроразрыва, секущими напластование. Секущие и параллельные трещины могут заполняться аутигенными карбонатами выносимых десорбированных ионов. В керне нефтематеринских глинистых толщ диагностируются незалеченные трещины и залеченные аутигенными карбонатами и битумом трещины (рис. 7). Порода с многочисленными залеченными белым кальцитом параллельными трещинами получила название “биф-трещиноватая” за сходство ее текстуры с мраморной говядиной.

Опираясь на описанный механизм образования биф-трещин, попробуем описать возможную модель поведения зерен керогена, содержащего инкапсулированные битумоиды и заключенного в глинистую толщу, во время дегидратации ее глин. Отметим, что чистые парафины при температуре порядка 70–80°C плавятся: переходят из твердого кристаллического в жидкое состояние с увеличением объема на 2–4%. Температура плавления, а также объемное расширение зависят от средней молекулярной массы парафинов и присутствия примесей легких УВ. Наиболее вероятно, что инкапсулированные битумоиды приобретают свойства жидкости еще до полного завершения процесса трансформации “смектит–иллит”.

Будем считать, что глинистая толща состоит из отдельных слоев, которые прерываются точно на границе зерна керогена (рис. 8а). Это зерно равномерно зажато со всех сторон глинами и не может изменять форму. После выделения из глинистых минералов рыхлосвязанной воды между слоями глин возникают зазоры, по которым воды отжимаются. Так как зерно керогена зафиксировано с боков, оно не может расплющиться и ведет себя как упругое тело фиксированного объема и высоты, а глинистые слои прогибаются и смыкаются

вокруг него, образуя кольцевой клиновидный зазор (рис. 8б).

Жесткосвязанная вода глинистых слоев принимает на себя геостатическое давление. Освобождаемые десорбированные воды при переходе в микротрещины теряют исходное геостатическое давление на гидравлическое сопротивление, постепенно переходя в область классического anomalно высокого пластового давления уплотняющихся глин (АВПД) (Зхус, Бахтин, 1979). Равновесие сил обеспечивается за счет медленного опускания толщи и смыкания трещины. Однако наличие внутри трещины инородного упругого тела препятствует ее смыканию, а само тело на площади его контакта с перекрывающим и подстилающим слоями испытывает локальное сверхвысокое давление (ЛСВД): геостатическое плюс силы сопротивления смыканию трещины. Инородное упругое тело может быть минеральной частицей алевроитовой размерности, минерализованной раковиной микроорганизма (Немова, 2012) или зерном керогена.

В отличие от минеральных частиц зерно керогена содержит в себе инкапсулированную жидкость – битумоиды, поэтому оболочка из матрикса керогеновой частицы испытывает перепад давлений ЛСВД–АВПД. Если перепад на стенке зерна керогена превышает его предел прочности, то стенка разрушается, происходит выталкивание (экспульсия) инкапсулированных битумоидов в кольцевой зазор щели (см. рис. 8в). В щели битумоиды занимают весь объем, свободный от аутигенных карбонатов, показанных на рис. 8в белым цветом. При этом выталкиваемые в кольцевой зазор битумоиды преодолевают только капиллярное давление, не производя гидравлического разрыва пород. Это подтверждается петрографическими данными: примазки битума обнаруживаются внутри трещин нефтематеринских пород, частично залеченных аутигенным кальцитом (Al Duhailan, 2014; Шайхутдинова, 2020) (рис. 9).



Рис. 7. Образец керна с тремя типами трещин.

1 – неминерализованные закрытые трещины, параллельные напластованию (светло-коричневые линейменты); 2 – заполненные битумом, параллельные напластованию трещины (черные); 3 – параллельные напластованию трещины, заполненные кальцитом (белые) (Al Duhailan, 2014).

Fig. 7. Core slab piece showing the three fracture types.

1 – non-mineralized, closed bedding-parallel fractures (light brown lineaments); 2 – bitumen-filled, bedding-parallel fractures (black); 3 – bedding-parallel, calcite-filled fractures (white) (Al Duhailan, 2014).

Извергнутый из керогена битумоид является наименее полярным ядром мицелляра и представляет собой смесь парафиновых УВ с различными соединениями, содержащими гетероатомные функциональные группы, характерные для протонефти. В кольцевом зазоре полярные гетероатомные группы сорбируются на слой сорбированной воды, покрывающей граничные минеральные (глинистые) частицы. В условиях непосредственного контакта реагентов быстро происходит реакция “гидропириза”: замещения функциональных групп водо-

родом связанной воды. Пленка связанной воды расходуется на химическую реакцию “дозревания” протонефти, за счет этого происходит смена фильности пород: полярные гетероатомные группы молекул битумоидов сорбируются непосредственно на полярные поверхности минеральных частиц. На рис. 8 пленки связанной воды показаны тонкими синими линиями на границах слоев глин, в то время как на контакте вытесненного битумоида и глин отсутствует синяя линия пленки связанной воды.

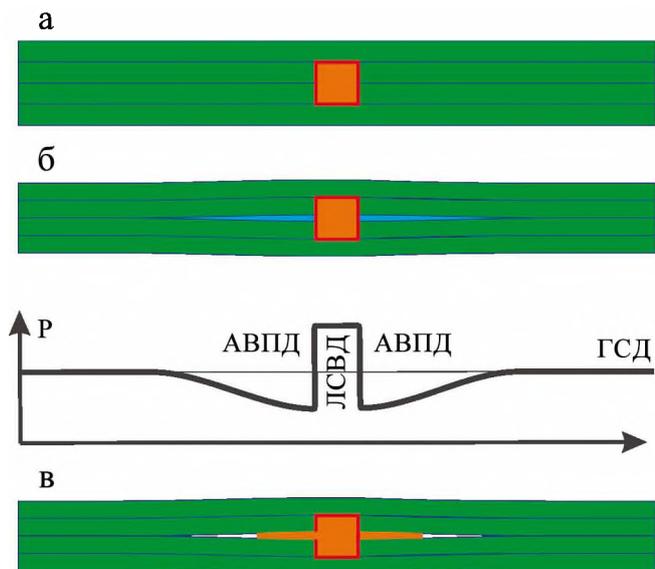


Рис. 8. Кинематическая схема экспульсии протонефти из керогена.

а – равновесное включение зерна керогена в толщу глин-сметита; б – напряженное включение зерна керогена в слое глин после преобразования “сметит–иллит”; в – прорыв протонефти в трещину усадки глин. Р – давление водной фазы, ГСД – геостатическое давление, АВПД – anomalously high formation pressure, ЛВСД – локальное сверхвысокое давление.

Fig. 8. Kinematic scheme of expulsion of proto-oil from kerogen.

а – equilibrium inclusion of kerogen grains in the shale-smectite layer; б – stressed inclusion of kerogen grains in the clay layer after “smectite-illite” transformation; в – breakthrough of proto-oil into the clay shrinkage fracture. Р – water phase pressure, ГСД = GSP – geostatic pressure, АВПД = AHFP – anomalously high formation pressure, ЛВСД = LUSP – local ultrahigh pressure.

ОБСУЖДЕНИЕ

По мнению многих авторов, одним из наиболее вероятных механизмов отрыва протонефти и последующего образования микротрещин является увеличение объема битумоидов и нефти, генерированных из керогена в результате его катагенетического разложения (Lewan, 1985). Однако имеются наблюдения, не согласующиеся с таким утверждением (Löhr et al., 2015). На рис. 10 представлены изображения СЭМ нефтематеринских пород стадии “нефтяного окна” ($0.51\% < R_o < 1\%$). По утверждению авторов исследования, на снимках изображены типичные структуры пород, претерпевших первичную миграцию нефти, вследствие чего частицы ОВ могут быть лишены видимой пористости (см. рис. 10б), но могут и частично сохранить ее (см. рис. 10а) с инкапсулированными битумоидами внутри зерен керогена. Видимое различие

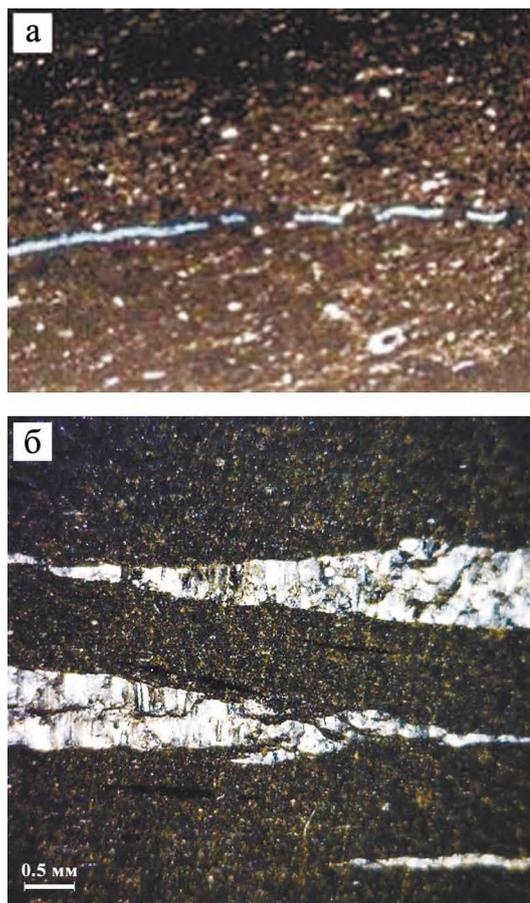


Рис. 9. Микрофотографии шлифов.

а – трещина с комбинированным карбонатно-битумным заполнением (баженовская свита, Западная Сибирь) (Шайхутдинова, 2020); б – биф-трещины с включениями битума в кальцитовых волокнах (Neuquén Basin, Аргентина) (Pamell, Carey, 1995).

Fig. 9. Micrographs of thin sections.

а – fracture with a combined carbonate-bitumen filling (Bazhenovskaya formation, Western Siberia) (Shaikhutdinova, 2020); б – beef fractures having bitumen inclusions within the calcite fibers (Neuquén Basin, Argentina) (Pamell, Carey, 1995).

между пористыми и сплошными разностями заключается в наличии внутри последних прочного минерального каркаса из зерен кварца, который сохранил ОВ от деформаций. При этом инкапсулированные глинами частицы деформированы, лишены видимой пористости и окружены по напластованию тонкими прослоями сорбированных битумоидов. Если предположить, что структура и состав всех частиц изначально были одинаковыми, то из этого следует, что простого увеличения их объема за счет температурного расширения или генерации битумоидов **недостаточно** для прорыва инкапсулята через оболочку матрикса керогена при отсутствии механического сдавливания ча-

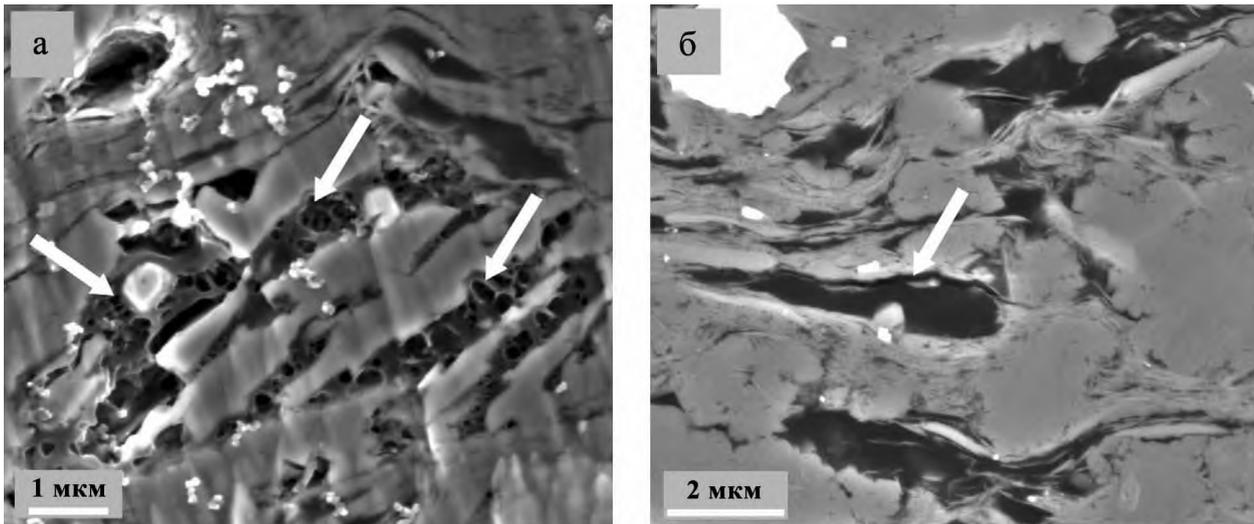


Рис. 10. Микрофотографии СЭМ образцов из “нефтяного окна”.

а – обильные поры в ОВ, находящиеся между удлиненными зернами кварца (на поры указывают стрелки); в верхней части в доменах ОВ, инкапсулированных глинами, поры отсутствуют (образец сланца Вудфорд, Австралия, вычисленное $R_o = 0.51$). б – аморфное, непористое ОВ, вычисленное $R_o = 0.66\%$; щелевидные поры, указывающие на потенциальное иссушение, имеются только на границе раздела ОВ и минерала (стрелка) (Löhr et al., 2015).

Fig. 10. SEM-images.

а – woodford shale samples of oil maturity, calc. 0.51% R_o ; abundant OM (OB)-hosted pores where OM is located between elongate quartz grains; pores are not evident in the OM domains encapsulated by clays, upper part. б – Pritchard, Australia, calc. 0.66% R_o ; amorphous OM is non-porous apart from slit-like pores at OM-mineral interfaces (arrows), these are potential desiccation artifacts (Löhr et al., 2015).

стиц и без возникновения локального сверхвысокого давления.

Можно предположить, что кероген сапропелевого типа, состоящий из двух компонент: матрикса и битумоидов, обладает и двумя типами “генерации” нефти – экспульсивным и катагенетическим. Экспульсивный тип является, по геологическим меркам, относительно быстротекущим процессом, основным на ранних стадиях “нефтяного окна” или главной фазы нефтеобразования (Вассоевич, 1986). Существенная доля ее запасов в выявленных залежах молодых нефтеносных провинций сформирована из битумоидов, имеющих бактериальное происхождение и лишь слегка облагороженных каталитическим воздействием вмещающих пород.

Индивидуальное зерно керогена в зависимости от термобарической истории и геомеханических свойств локального окружения может (1) иметь событие экспульсии за счет ЛСВД или же (2) разрыв геополимерного матрикса его оболочки за счет термобарического расширения внутренних битумоидов – инкапсулятов и десорбатов, плюс их катагенетической генерации из ОВ керогена. Классические нефтематеринские породы по преобладанию условий экспульсии делятся на два класса: с пластичным (глины, угли и сланцы) и жестким (карбонаты и силициты) минеральными каркасами. В разрезе нижнебаженовской подсвиты преобладают

нефтематеринские породы с жестким каркасом, а в разрезе верхней подсвиты преобладают нефтематеринские слои с пластичным глинистым каркасом.

В пластичных нефтематеринских породах “органическая” пористость на верхней кромке “нефтяного окна” резко уменьшается за счет экспульсии инкапсулированных битумоидов, а затем постепенно восстанавливается благодаря катагенетической переработке вещества матрикса керогена. В работе (Löhr et al., 2015) факт такого изменения органической пористости зафиксирован и получил содержательное объяснение. В работах (Калмыков, 2016; Калмыков, Балущкина, 2017; и др.) исследуется наблюдаемая органическая пористость керогена баженовской свиты в интервале МК₁–МК₃, при этом подтверждено ее увеличение при повышении степени катагенетического преобразования пород.

Катагенетическое созревание нефтематеринских пород – более медленный процесс, требующий к тому же более высоких температур. Тем не менее и матрикс керогена с сорбированными на нем, не отжатыми битумоидами, и битумоиды, сорбированные на путях первичной миграции, и нефть, содержащаяся в порах путей первичной миграции, все они подвергаются медленному катагенетическому воздействию, оставаясь в нефтематеринской толще после ухода нефти, рожденной из битумоидов-инкапсулятов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В свете изложенного наиболее логичным представляется одновременное участие в бассейновом моделировании двух моделей: ЛСВД-экспульсии и катагенетической генерации нефти. Насколько возможно и обосновано такое расширение модели?

1. Можно считать доказанным наличие в керогене незрелых потенциально нефтематеринских пород пористости, заполненной битумоидами, но, к сожалению, отсутствуют систематические количественные и качественные характеристики этого явления, что делает невозможным обоснованный выбор геологических аналогов целевых нефтематеринских толщ.

2. Выполнение массовых геохимических анализов незрелых потенциально нефтематеринских пород может осуществляться пиролитическими методами с небольшим уточнением методики интерпретации: содержание сорбатов и инкапсулятов, “законсервированных” в керогене, может быть оценено в миллиграммах на грамм породы по сумме пиков S_1 и S_{2a} , а по пику S_{2b} – объем продуктов крекинга из вещества керогена (Козлова и др., 2015). К сожалению, в большинстве описаний незрелых нефтематеринских пород, нефтяных и газовых сланцев приводится только обобщенный параметр $S_2 = S_{2a} + S_{2b}$, что исключает возможность оценки вкладов крекинга и десорбции. Однако при наличии исходных пирограмм возможна и требуемая более подробная интерпретация.

3. Математически масса инкапсулированных битумоидов может быть описана как произведение концентрации частиц РОВ в породных разностях и их битумонасыщенной пористости. Тогда простейшая оценка удельных объемов экспульсии может быть получена из коэффициента уплотнения вмещающей породной разности в температурном интервале 40–80°C. Эти оценки масс одноразового выделения нефти могут быть привязаны к некоему фиксированному интервалу палеотемператур. Более точные оценки потребуют разработки адекватной геохимической и геомеханической модели уплотнения потенциально нефтематеринской породы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Афанасьева М.С., Амон Э.О. (2014) Фоссилизация скелетов радиолярий. *Становление скелета у различных групп организмов и биоминерализация в истории Земли. Сер.: Геобиологические системы в прошлом*. М.: Палеонтол. ин-т РАН, 104-131.
- Багаева Т.В. (1998) Сульфатредуцирующие бактерии – продуценты углеводородов. Дис. ... докт. биол. наук. Казань: КГУ, 320 с.
- Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2000) Геология и геохимия нефти и газа. (Ред. Б.А. Соколов). М.: МГУ, 384 с. URL: <https://www.geokniga.org/books/4543>
- Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. (2013) Формы захвата свободных углеводородов керогеном. *Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований*, (10), 418-425. URL: <https://applied-research.ru/ru/article/view?id=4221>
- Вассоевич Н.Б. (1986) Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. (Ред. В.В. Меннер, В.Е. Хаин). М.: Наука, 367 с. URL: <https://www.geokniga.org/books/16562>
- Гаврилов В.П., Галушкин Ю.И. (2010) Геодинамический анализ нефтегазоносных бассейнов (бассейновое моделирование). М.: Недра, 227 с. URL: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-geodinamicheskiiy-analiz-neftegazonosnyh-basseynov-basseynovoe-modelirovanie.pdf>
- Гришкевич В.Ф. (2022) Баженовский горизонт Западной Сибири: поиски новой гармонии. Тюмень: ТИУ, 279 с.
- Здобин Д.Ю. (2016) Морские органо-минеральные грунты. Условия образования, состав, строение, физико-химические свойства. Дис. ... докт. геол.-мин. наук. СПб.: СПбГУ, 584 с.
- Зхус И.Д., Бахтин В.В. (1979) Литологические преобразования глин в зонах аномально высоких пластовых давлений. (Ред. М.М. Алиев). М.: Наука, 133 с. URL: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-litogeneticheskie-preobrazovaniya-glin-v-zonah-avpd.pdf>
- Калмыков Г.А. (2016) Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности. Дис. ... докт. геол.-мин. наук. М.: МГУ, 391 с.
- Калмыков Г.А., Балущкина Н.С. (2017) Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. М.: ГЕОС, 247 с. URL: https://www.rfbr.ru/rffi/ru/books/o_2052694
- Кашапов Р.С., Обласов Н.В., Гончаров И.В., Самойленко В.В., Гринько А.А., Фадеева С.В. (2019) Определение кинетических параметров пиролитической деградации органического вещества нефтегазоматеринских пород. *Нефтегаз. геология. Теория и практика*, 14(1), 1-20. https://doi.org/10.17353/2070-5379/6_2019
- Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Балущкина Н.С., Пронина Н.В., Полудеткина Е.Н., Костенко О.В., Юрченко А.Ю., Борисов Р.С., Бычков А.Ю., Калмыков А.Г., Хамитуллин Р.А., Стрельцова Е.Д. (2015) Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогеносыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь). *Вестн. Московского ун-та*, 4(5), 44-53.
- Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р. (2021) Теория нафтидогенеза: количественная модель эволюции аквагенного органического вещества в катагенезе. *Геология и геофизика*, 62(8), 1026-1047. <https://doi.org/10.15372/gig2021119>
- Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. (2009) Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна. *Геология и геофизика*, 50(11), 1191-1200.
- Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. (2016) Классификация пород баженовской свиты. *Геология и геофизика*, 57(11), 2034-2043.
- Лисицын А.П. (1994) Маргинальный фильтр океанов. *Океанология*, 34(5), 735-747.

- Меленевский В.Н., Леонова Г.А., Бобров В.А., Каширцев В.А., Кривоногов С.К. (2015) Трансформация органического вещества в голоценовых осадках озера Очки (Южное Прибайкалье) по данным пиролиза. *Геохимия*, **10**, 925-944. <https://doi.org/10.7868/S0016752515080051>
- Немова В.Д. (2012) Литология и коллекторские свойства отложений баженовского горизонта на западе Широкого Приобья. Дис. ... докт. геол.-мин. наук. М.: МГУ, 171 с.
- Плакунов В.К., Николаев Ю.А. (2016) Основы динамической биохимии. М.: Логос, 214 с.
- Рязанова Т.А., Павлуткин И.Г., Кудаманов А.И., Марков В.В. (2020) Морфологическое разнообразие планктона и битуминозного вещества в верхнемеловых породах березовской и ганькинской свит юга Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Нефтяная провинция*, **24**(4), 21-45. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.21-45>
- Сюняев З.И., Сафиева Р.З., Сюняев Р.З. (1990) Нефтяные дисперсные системы. М.: Химия, 226 с. <https://www.twirpx.com/file/1038891>
- Тиссо Б., Вельте Д. (1981) Образование и распространение нефти. М.: Мир, 504 с. URL: <https://www.geokniga.org/books/163>
- Шаихутдинова Г.Х. (2020) Петрографическое изучение миграции нефти на примере Имилорского месторождения (Когалымский нефтегазоносный район, Западная Сибирь). *Литосфера*, **20**(4), 592-600. <https://doi.org/10.24930/1681-9004-2020-20-4-592-600>
- Al Duhailan M. (2014) Petroleum-expulsion fracturing in organic-rich shales: genesis and impact on unconventional pervasive petroleum systems. Colorado School of Mines; Arthur Lakes Library, 206 p. URL: <https://mountainscholar.org/handle/11124/17003>
- Buonigiorno J. (2018) Microbial Communities and Biogeochemistry in Marine Sediments of the Baltic Sea and the High Arctic, Svalbard. Knoxville, University of Tennessee, 299 p. https://trace.tennessee.edu/utk_graddiss
- Kietzmann D.A., Palma R.M., Riccardi A.C., Martín-Chivilet J., López-Gómez J. (2014) Sedimentology and sequence stratigraphy of a Tithonian-Valanginian carbonate ramp (Vaca Muerta Formation): A misunderstood exceptional source rock in the Southern Mendoza area of the Neuquén Basin, Argentina. *Sedimentary Geol. J.*, **302**, 64-86. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2014.01.002>
- Lewan M.D. (1985) Evaluation of petroleum generation by hydrous pyrolysis experimentation. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London. Series A, Math. Phys. Sci.*, **A315**(1531), 123-134. <https://doi.org/10.1098/rsta.1985.0033>
- Löhr S.C., Baruch E.T., Hall P.A., Kennedy M.J. (2015) Is organic pore development in gas shales influenced by the primary porosity and structure of thermally immature organic matter? *Organic Geochem.*, **87**, 119-132. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2015.07.010>
- Parnell J., Carey P.F. (1995) Emplacement of bitumen (asphaltite) veins in the Neuquen Basin, Argentina. *AAPG Bull.*, **79**(12), 1798-1816. <https://doi.org/10.1306/7834DF08-1721-11D7-8645000102C1865D>
- Peters K.E. (1986) Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *AAPG Bull.*, **70**(3), 318-329. <https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D>
- Reyes J., Jiang C., Lavoie D., Milovic M., Robinson R., Zhang S., Armstrong D., Mort A. (2016) Determination of hydrocarbon generation and expulsion temperature of organic-rich Upper Ordovician shales from Hudson Bay and Foxe basins using modified hydrous pyrolysis, organic petrography, Rock-Eval analysis and organic solvent extraction. *Geol. Surv. Canada, open file 8049*, 1-60. <https://doi.org/10.4095/299254>
- Vandenbroucke M., Largeau C. (2007) Kerogen origin, evolution and structure. *Org. Geochem.*, **38**, 719-833. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2007.01.001>
- Zobell C.E. (1952) Part played by bacteria in petroleum formation 1. *J. Sediment. Petrol.*, **22**(1), 42-49. <https://doi.org/10.1306/D42694B3-2B26-11D7-8648000102C1865D>
- Zonneveld K.A.F., Versteegh G.J.M., Kasten S., Eglinton T.I., Emeis K.-C., Huguet C., Koch B.P., de Lange G.J., de Leeuw J.W., Middelburg J.J., Mollenhauer G.F., Prahl G., Rethemeyer J., Wakeham S.G. (2010) Selective preservation of organic matter in marine environments: Processes and impact on the sedimentary record. *Biogeosciences*, **7**(2), 483-511. <https://doi.org/10.5194/bg-7-483-2010>

REFERENCES

- Afanas'eva M.S., Amon E.O. (2014) Fossilization of radiolarian skeletons. *Skeleton formation and biomineralization of various organisms groups for Earth history. Series. Past geo-biological systems*. Moscow, Paleontological Inst. RAS, 104-131. (In Russ.)
- Al Duhailan M. (2014) Petroleum-expulsion fracturing in organic-rich shales: genesis and impact on unconventional pervasive petroleum systems. Golden, Colorado School of Mines; Arthur Lakes Library, 206 p. URL: <https://mountainscholar.org/handle/11124/17003>
- Bagaeva T.V. (1998). Sulfate-reducing bacteria – hydrocarbons producers. Dr. boil. sci. diss. Kazan, KSU, 320 p. (In Russ.)
- Batalin O.Yu., Vafina N.G. (2013) Forms of free-hydrocarbons capture by kerogen. *Mezhdunarodnyi zhurnal prikladnykh i fundamental'nykh issledovaniy*, (10), 418-425. (In Russ.) URL: <https://applied-research.ru/ru/article/view?id=4221>
- Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Hain V.E. (2000) Geology and geochemistry of oil and gas. (Ed. B.A. Sokolov). Moscow, Moscow State Univ. Publ., 384 p. (In Russ.) URL: <https://www.geokniga.org/books/4543>
- Buonigiorno J. (2018) Microbial Communities and Biogeochemistry in Marine Sediments of the Baltic Sea and the High Arctic, Svalbard. Knoxville, The University of Tennessee, 299 p. https://trace.tennessee.edu/utk_graddiss
- Gavrilov V.P., Galushkin Yu.I. (2010) Geodynamic analysis of oil and gas basins (basin modeling). Moscow, Nedra Publ., 227 p. (In Russ.) URL: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-geodinamicheskij-analiz-neftegazonosnyh-bassey-nov-bassey-novoe-modelirovanie.pdf>
- Grishkevich V.F. (2021) Bazhenov horizon of Western Siberia: in search for new harmony. Tyumen, TIU Publ., 279 p. (In Russ.)
- Kalmykov G.A. (2016) Bazhenov oil and gas complex structure as differentiated oil productivity forecasting basis. Dr. geol. and min. sci. diss. Moscow, MSU, 391 p. (In Russ.)

- Kalmykov G.A., Balushkina N.S. (2017) West Siberian Bazhenov formation rock's pore space oil saturation model and its usage for resource potential evaluating. Moscow, GEOS Publ., 247 p. (In Russ.) URL: https://www.rfbr.ru/rffi/ru/books/o_2052694
- Kashapov R.S., Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Grin'ko A.A., Fadeeva S.V. (2019) Determination of source rocks kinetic parameters using the destruction pyrolysis method. *Oil and gas geology. Theory and practice*, **14**(1), 1-20. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/6_2019
- Kietzmann D.A., Palma R.M., Riccardi A.C., Martín-Chivilet J., López-Gómez J. (2014) Sedimentology and sequence stratigraphy of a Tithonian-Valanginian carbonate ramp (Vaca Muerta Formation): A misunderstood exceptional source rock in the Southern Mendoza area of the Neuquén Basin, Argentina. *Sediment. Geol. J.*, **302**, 64-86. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2014.01.002>
- Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Livshits V.R. (2021) The theory of naphthidogenesis: a quantitative model of the catagenetic evolution of aquatic organic matter. *Geol. Geofiz.*, **62**(8), 1026-1047. (In Russ.) <https://doi.org/10.15372/gig2021119>
- Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. (2009) Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Geol. Geofiz.*, **50**(11), 1191-1200. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamirailova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. (2016) Classification of rocks of the bazhenov formation. *Geol. Geofiz.*, **57**(11), 2034-2043. (In Russ.) <https://doi.org/10.15372/GiG20161106>
- Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Pronina N.V., Poludetkina E.N., Kostenko O.V., Yurchenko A.Yu., Borisov R.C., Bychkov A.Yu., Kalmykov A.G., Hamidullin R.A., Strel'tsova E.D. (2015) Kerogen-saturated deposit's organic matter geochemical parameters studying technology (on the West Siberia Bazhenov formation example). *Vest. Mosk. Univ., Ser. 4, Geol.*, **4**(5), 44-53. (In Russ.)
- Lewan M.D. (1985) Evaluation of petroleum generation by hydrous phrolysis experimentation. *Philosophical Trans. Royal Soc. London. Series A, Math. Phys. Sci.*, **A315**(1531), 123-134. <https://doi.org/10.1098/rsta.1985.0033>
- Lisitsyn A.P. (1994) The marginal filter of oceans. *Okeanologiya (Moscow)*, **34**(5), 735-747. (In Russ.)
- Löhr S.C., Baruch E.T., Hall P.A., Kennedy M.J. (2015) Is organic pore development in gas shales influenced by the primary porosity and structure of thermally immature organic matter? *Org. Geochem.*, **87**, 119-132. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2015.07.010>
- Melenevskii V.N., Leonova G.A., Bobrov V.A., Kashirtsev V.A., Krivonogov S.K. (2015) Transformation of organic matter in the holocene sediments of Ochki lake (southern Baikal region) according to pyrolysis data. *Geokhimiya*, (10), 925-944. (In Russ.) <https://doi.org/10.7868/S0016752515080051>
- Nemova V.D. (2012) Lithology and reservoir properties of the Bazhenov horizon deposits in the west of Ob Latitudinal region. Cand. geol. and min. sci. diss. Moscow, MSU, 171 p. (In Russ.)
- Parnell J., Carey P.F. (1995) Emplacement of bitumen (asphaltite) veins in the Neuquen Basin, Argentina. *AAPG Bull.*, **79**(12), 1798-1816. <https://doi.org/10.1306/7834DF08-1721-11D7-8645000102C1865D>
- Peters K.E. (1986) Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *AAPG Bull.*, **70**(3), 318-329. <https://doi.org/10.1306/94885688-1704-11D7-8645000102C1865D>
- Plakunov V.K., Nikolaev Yu.A. (2016) Fundamentals of dynamic biochemistry: textbook. Moscow, Logos Publ., 214 p. (In Russ.)
- Reyes J., Jiang C., Lavoie D., Milovic M., Robinson R., Zhang S., Armstrong D., Mort A. (2016) Determination of hydrocarbon generation and expulsion temperature of organic-rich Upper Ordovician shales from Hudson Bay and Foxe basins using modified hydrous pyrolysis, organic petrography, Rock-Eval analysis and organic solvent extraction. *Geol. Surv. Canada, open file* 8049, 1-60. <https://doi.org/10.4095/299254>
- Ryazanova T.A., Pavlutkin I.G., Kudamanov A.I., Markov V.V. (2020) Morphological diversity of plankton and bituminous matter in the Upper Cretaceous Berezyan and Gankinskian formations in the south of West-Siberian basin. *Neftyanaya Provintsiya*, **24**(4), 21-45. (In Russ.) <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.21-45>
- Shaikhutdinova G.H. (2020) Petrographic study of oil migration on the example of Imilorskoye field (Kogalymsky petroleum region, Western Siberia). *Lithosphere (Russia)*, **20**(4), 592-600. (In Russ.) <https://doi.org/10.24930/1681-9004-2020-20-4-592-600>
- Syunyaev Z.I., Safieva R.Z., Syunyaev R.Z. (1990) Petroleum dispersive system. Moscow, Khimiya Publ., 226 p. (In Russ.) <https://www.twirpx.com/file/1038891>
- Tisso B., Welte D. (1978) Petroleum formation and occurrences. N. Y., Spinger-Valas, 504 p.
- Vandenbroucke M., Largeau C. (2007) Kerogen origin, evolution and structure. *Org. Geochem.*, **38**, 719-833. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2007.01.001>
- Vasoevich N.B. (1986) Selected studies. Geochemistry of organic matter and oil origin. (Eds V.V. Menner, V.E. Khain). Moscow, Nauka Publ., 367 p. (In Russ.) URL: <https://www.geokniga.org/books/16562>
- Zdobin D.Yu. (2016) Marine organo-mineral soils. Formation conditions, composition, structure, physical and chemical properties. Dr. geol. and min sci. diss. St.Petersburg, SPbSU, 584 p. (In Russ.)
- Zkhus I.D., Bakhtin V.V. (1979) Clay lithological transformation within abnormal high pressure zones. (Ed. M.M. Aliev). Moscow, Nauka Publ., 133 p. (In Russ.) URL: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-litogeneticheskie-preobrazovaniya-glin-v-zonah-avpd.pdf>
- Zobell C.E. (1952) Part played by bacteria in petroleum formation I. *J. Sediment. Petrol.*, **22**(1), 42-49. <https://doi.org/10.1306/D42694B3-2B26-11D7-8648000102C1865D>
- Zonneveld K.A.F., Versteegh G.J.M., Kasten S., Eglinton T.I., Emeis K.-C., Huguet C., Koch B.P., de Lange G.J., de Leeuw J.W., Middelburg J.J., Mollenhauer G.F., Prahl G., Rethemeyer J., Wakeham S.G. (2010) Selective preservation of organic matter in marine environments; Processes and impact on the sedimentary record. *Biogeosciences*, **7**(2), 483-511. <https://doi.org/10.5194/bg-7-483-2010>