

УДК 553.982.23

DOI 10.31087/0016-7894-2019-4-59-78

Типы коллекторов в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и их генезис

© 2019 г. | М.Ю. Зубков

ООО «Западно-Сибирский геологический центр», Тюмень, Россия; ZubkovMYu@mail.ru

Поступила 18.03.2019 г.

Принята к печати 11.04.2019 г.

Ключевые слова: *вторичные коллекторы; тектоногидротермальные процессы; литологические типы пород; ядерный магнитный резонанс; пиролиз.*

Используя результаты детальных литолого-петрофизических исследований выделены основные типы пород-коллекторов, входящих в состав бажено-абалакского комплекса Западной Сибири. Осуществлена реконструкция механизма их формирования. Установлено, что наиболее распространены вторичные коллекторы, образующиеся в кремнистых и карбонатных разновидностях пород, а также в их переходных разновидностях. Реже встречаются так называемые гидротермальные силициты, образующиеся в карбонатно-кремнистых типах пород, псевдогранулярные коллекторы — в фосфоритовых и карбонатных копролитах, а также в породах, обогащенных ихтиодетритом и пиритом. Доказано, что коллекторы в бажено-абалакском комплексе в основном образуются в результате воздействия на верхнеюрские отложения тектоногидротермальных процессов. Выделены следующие разновидности пород-коллекторов: трещинные, трещинно-кавернозные, псевдогранулярные, псевдогранулярно-микрокавернозные и порово-микрокавернозные. Предполагается, что причиной тектоногидротермальных процессов является подъем из астеносферы магматических тел, которые создают напряжения сначала в земной коре, а затем и в осадочной толще, в результате чего происходит их дробление — возникают субвертикальные высокопроницаемые зоны трещинных дислокаций, по которым происходит проникновение в осадочную толщу высокоэнтропийных флюидов кислого состава. Эти высокоэнтропийные флюиды не только участвуют в формировании вторичных коллекторов в бажено-абалакском комплексе, растворяя и выщелачивая неустойчивые в этих условиях компоненты, но и непосредственно принимают участие в нефтегенерационных процессах путем термолиза исходного органического вещества, а также привнесения ювенильного метана, его ближайших гомологов и водорода. Последний вступает в реакцию гидрогенизации с органическим веществом, в результате чего образуется дополнительный объем легких, насыщенных водородом углеводородов.

Для цитирования: Зубков М.Ю. Типы коллекторов в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и их генезис // Геология нефти и газа. — 2019. — № 4. — С. 59–78. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-4-59-78.

Reservoir types in the Bazhenov-Abalak series of Western Siberia and their genesis

© 2019 | M.Yu. Zubkov

West-Siberian Geological Center, Tyumen, Russia; ZubkovMYu@mail.ru

Received 18.03.2019

Accepted for publication 11.04.2019

Key words: *secondary collectors; tectonic-hydrothermal processes; lithological types of rocks; nuclear magnetic resonance; pyrolysis.*

Using the results of detailed lithological and petrophysical studies, the main types of reservoir rocks that compose the Bazhenov-Abalak series of Western Siberia have been identified. The reconstruction of the mechanism of their formation was conducted. It has been established that secondary reservoirs formed in siliceous and carbonate varieties of rocks, as well as in their transitional siliceous-carbonate varieties, are prevailing. Less common are the so-called hydrothermal silicites formed in carbonate-siliceous types of rocks, pseudogranular reservoirs — in phosphate and carbonate coprolites, an also in ichthyodetrite- and pyrite-rich rocks. It is proved that the reservoirs present in the Bazhenov-Abalak series are in most cases secondary and are formed as a result of the tectonic-hydrothermal processes impact on the Upper Jurassic deposits. The following types of reservoir rocks have been identified: fractured, fractured-vuggy, pseudogranular, pseudogranular-micro-vuggy and porous-microvuggy. Unfortunately, the origin of microcracking in various types of rocks is not always clear: either it originated in reservoir conditions under the action of tectonic stresses, or was formed in surface conditions as a result of removal of lithostatic load from samples. It is assumed that the cause of tectonic-hydrothermal processes is ascending of magmatic bodies from asthenosphere, which first create stresses in the earth's crust and then in the sedimentary sequence; as a result, they split up — sub-vertical high-permeable zones of fracture dislocations occur, through which penetration of high-enthalpy acid fluids occurs into the sedimentary layer. These high-enthalpy fluids not only participate in the formation of secondary reservoirs in the Bazhenov-Abalak series dissolving and leaching components that are unstable under these conditions, but also directly take



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

part in the processes of oil generation by organic matter thermolysis, and by introducing juvenile methane, its nearest homologues and hydrogen. The latter reacts with hydrogenation with organic matter, which results in formation of additional amount of hydrogen-saturated hydrocarbons.

For citation: Zubkov M.Yu. Reservoir types in the Bazhenov-Abalak series of Western Siberia and their genesis. Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology. 2019;(4):59–78. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-4-59-78.

Несмотря на то, что отложения баженовской и абалакской свит изучаются более 40 лет, среди исследователей, занимающихся проблемой формирования коллекторов в отложениях бажено-абалакского комплекса, нет единого мнения о типах коллекторов и механизме или механизмах их образования в этих отложениях.

Первоначально среди исследователей, занимавшихся решением этой проблемы, были наиболее широко распространены представления, в соответствии с которыми коллекторы в баженовской свите образовывались в результате флюидоразрыва, вызванного генерацией исходным твердым ОВ жидких и газообразных УВ, которые занимали больший объем, чем исходное ОВ [1–6]. По их представлениям, в результате этого процесса формировался листоватый коллектор, который впоследствии получил название «баженит» [5].

Примерно в это же время был предложен иной механизм формирования коллекторов в баженовской свите, в соответствии с которым в образовании коллекторов принимали участие тектонические силы, а возникающий в результате тектонического дробления коллектор был отнесен к трещинному типу [7–10]. Однако эти публикации были, скорее, декларативного характера и не содержали конкретных сведений ни о механизме образования этого типа коллекторов, ни о породах, в которых возможно их формирование, ни о способах их прогноза.

Поскольку исходное ОВ в процессе термолиза генерирует нафтиды, то в результате этого процесса формируется вторичная пористость, объем которой зависит от качества или типа исходного ОВ, его содержания в породе и, наконец, от степени его термического преобразования или превращения в нафтиды [11–13].

Были предложены и другие механизмы формирования коллекторов в баженовской свите, которые, однако, не получили широкого распространения, поскольку носили лишь умозрительный характер вследствие их слабой обоснованности фактическими данными, а потому и малой достоверности [14–19].

Поскольку без ясного представления о типах коллекторов в бажено-абалакском комплексе и понимания механизма их формирования невозможно успешно вести поиск и разведку УВ-залежей на этом объекте, а также их разработку и подсчет запасов, проведем подробный анализ вещественного состава, емкостных свойств пород-коллекторов, присутствующих в составе комплекса, а также реконструкцию условий их формирования.

Методы исследований

Образцы, отобранные из бажено-абалакского комплекса, изучались визуально, а также с использованием оптической и растровой электронной (РЭМ) микроскопии. Кроме того, выполнялись петрофизические исследования с использованием стандартных методов изучения фильтрационно-емкостных свойств образцов, а также их изучение с помощью релаксометра ядерной намагниченности (ЯМР).

Для установления качественного состава ОВ, содержащегося в образцах бажено-абалакского комплекса, включая присутствующее в поровом пространстве, а также значения коэффициента вторичной пористости, возникающей в результате превращения исходного ОВ ($OB_{исх}$) в нафтиды (по Муратову В.Н., 1954), использовался пиролитический метод.

Результаты исследований

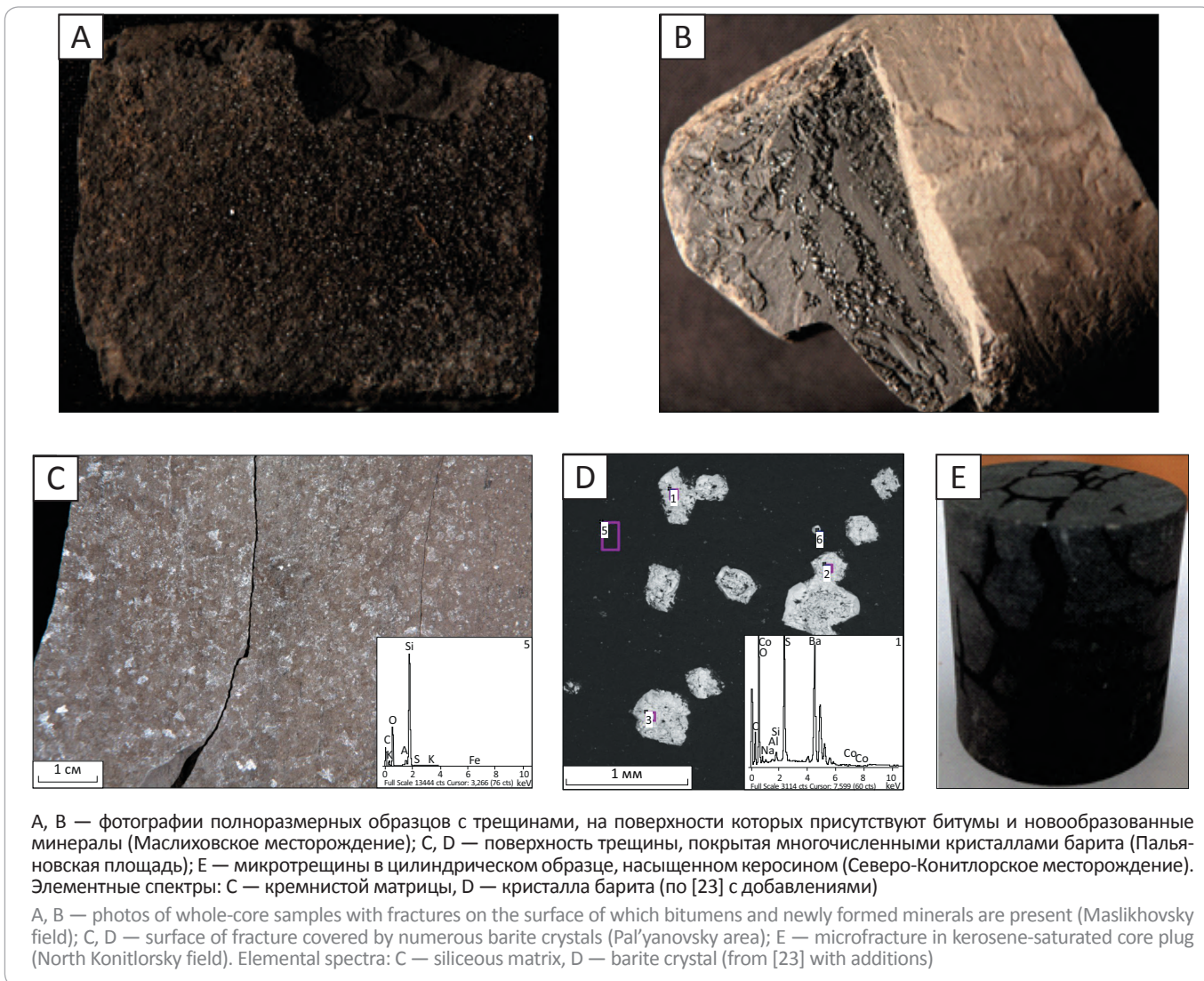
Породы-коллекторы, присутствующие в бажено-абалакском комплексе, имеют различный состав, поэтому при разбиении их на различные классы в качестве основного критерия целесообразно использовать особенности их вещественного состава [20–23].

Кремнистые породы, входящие в состав бажено-абалакского комплекса, представлены *силицитами, радиоляритами и гидротермальными силицитами*, причем в основном они встречаются только в баженовской свите.

Силициты — очень прочные породы темно-серого цвета с почти массивной текстурой. В исходном состоянии они не являются коллекторами. Лишь в результате тектоногидротермального воздействия в них формируются вторичные коллекторы трещинного типа [20–24]. На поверхности трещин, образующихся в этом типе пород, отмечаются многочисленные кристаллы эпигенетических (гидротермального происхождения) минералов, покрытых пленками в различной степени метаморфизованных битумов (рис. 1 А, В). Размеры кристаллов этих минералов соответствуют степени раскрытости образующихся тектоногенных трещин в силицитах, которые обычно не превышают десятых долей миллиметра (см. рис. 1 С, D). Однако в силицитах встречаются трещины гораздо меньшей раскрытости, которые можно наблюдать только при их насыщении, например, керосином (см. рис. 1 Е). Пористость таких образцов составляет около 5–6 %, в то время как тот же параметр у монолитных разновидностей силицитов редко достигает 1–2 %.

Микроскопические исследования показали, что силициты представляют собой породу, состоящую из

Рис. 1. Трещины в силицитах
Fig. 1. Fractures in silicite



A, B — фотографии полноразмерных образцов с трещинами, на поверхности которых присутствуют битумы и новообразованные минералы (Маслиховское месторождение); C, D — поверхность трещины, покрытая многочисленными кристаллами барита (Пальяновская площадь); E — микротрещины в цилиндрическом образце, насыщенном керосином (Северо-Конитлорское месторождение). Элементные спектры: C — кремнистой матрицы, D — кристалла барита (по [23] с добавлениями)
A, B — photos of whole-core samples with fractures on the surface of which bitumens and newly formed minerals are present (Maslikhovsky field); C, D — surface of fracture covered by numerous barite crystals (Pal'yanovsky area); E — microfracture in kerosene-saturated core plug (North Konitlorsky field). Elemental spectra: C — siliceous matrix, D — barite crystal (from [23] with additions)

многочисленных микропролитов или пеллет кремнистого состава. Их образование обязано жизнедеятельности мелких рачков-фильтраторов — эвфаузиид (Зубков М.Ю., Мормышев В.В., 1987). Эти нектонные организмы питались автотрофным планктоном, который по многим признакам мог состоять преимущественно из диктионемовых водорослей, раковинки которых, пройдя через пищеварительный тракт эвфаузиид, разрушались и в виде пеллет опускались на дно верхнеюрского морского бассейна (рис. 2 А, В).

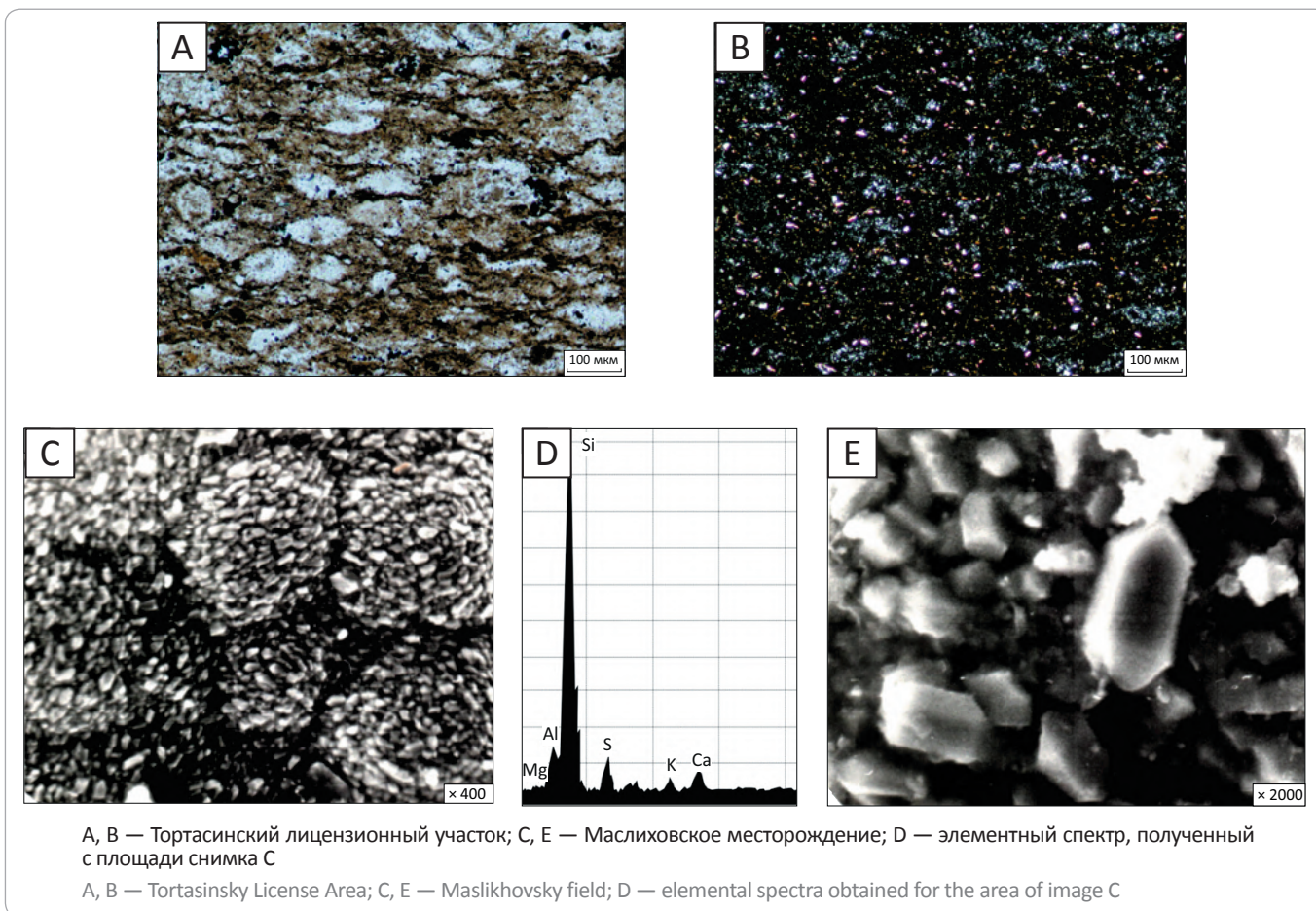
В зависимости от соотношения кремнистого, глинистого и органического материалов в составе пеллет они могли либо сохранять округлую форму (в случае почти чисто кремнистого состава), либо деформироваться под давлением перекрывающих осадков, приобретая линзовидную или даже дискообразную форму, если в их составе, помимо кремнистого, было много пластичного глинистого и органического вещества (см. рис. 2 А, В).

Можно также допустить, что в позднеюрское время на территории Западной Сибири или в близлежащих районах действовали палеовулканы, извергавшие кремнистый пепел (И.В. Лучицкий), который также мог попадать сначала в эпиконтинентальный морской бассейн, а затем и в пищеварительный тракт эвфаузиид и в составе пеллет поступать в осадок, образуя силициты. Таким образом, мощность силицитов напрямую связана именно со степенью активности или количества в морской воде эвфаузиид (Зубков М.Ю., Мормышев В.В., 1987).

Пеллеты состоят из очень мелких (2,5–10 мкм) слабограненных кристаллов кварца, сцементированных глинистыми минералами и метаморфизованным тиобитумом (см. рис. 2 С, Е). Отдельные кристаллики кварца, слагающие кремнистые копролиты или пеллеты, хорошо видны на снимке шлифа, снятого с анализатором (см. рис. 2 В). Микропоры, присутствующие между кристалликами кварца, имеют

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 2. Фотографии шлифа, снятые без (А) и с (В) анализатором, и снимки РЭМ силицитов (С, Е)
 Fig. 2. Photos of thin section taken with (B) and without (A) analyser, and SEM images of silicites (C, E)



размеры около 0,08–0,25 мкм и заполнены преимущественно связанной водой, а также метаморфизованным тиобитумом (см. рис. 2 C, E) [13].

Таким образом, вторичные коллекторы, возникающие в силицитах в результате воздействия на них тектоногидротермальных процессов, можно отнести к трещинному типу, так как их седиментогенная исходная пористость из-за микроскопических размеров полностью занята связанной водой и вязкими или даже твердыми битумами [24].

Радиоляриты. Раковинки радиолярий соответствуют крупнозернистым алевrolитам и даже мелкозернистым песчаникам, поэтому они, обладая достаточной механической прочностью, представляют собой коллектор, который следует отнести к псевдогранулярному типу.

Различия в характере насыщения силицитов и радиоляритов хорошо видны на фотографиях зерна, полученных в ультрафиолетовом свете, на которых люминесцируют только прослойки, сложенные радиоляритами, содержащими, в отличие от силицитов, в поровом пространстве UV нефтяного ряда (рис. 3 А).

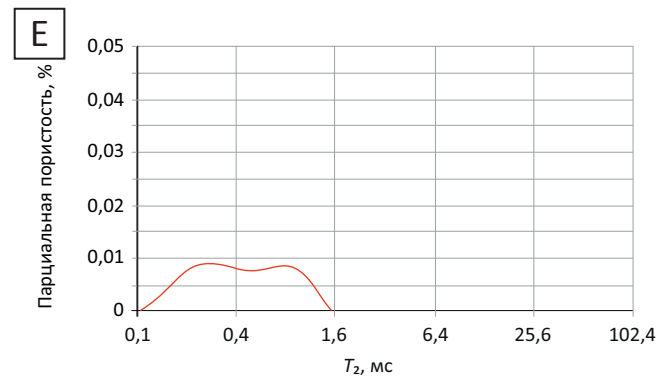
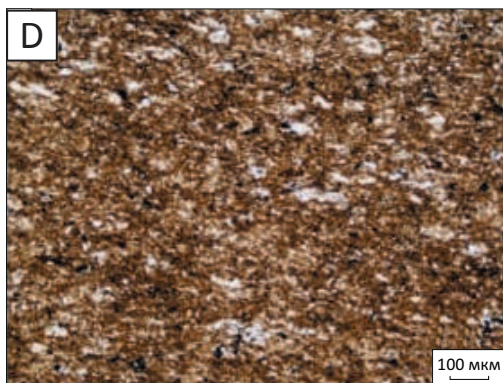
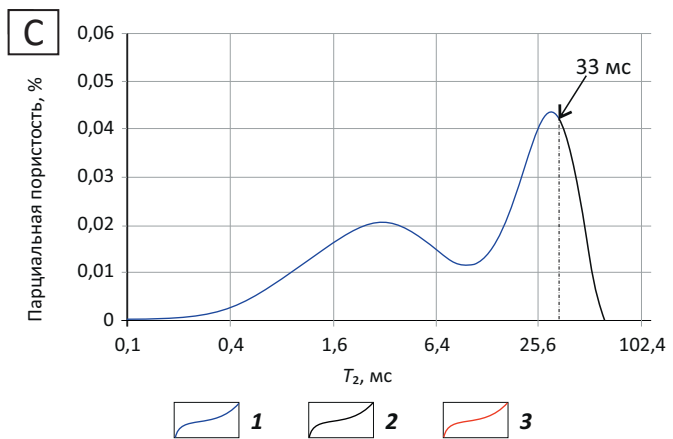
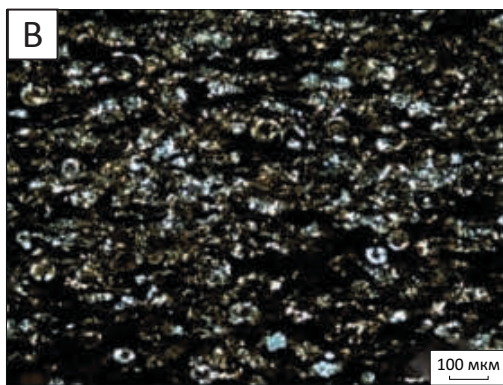
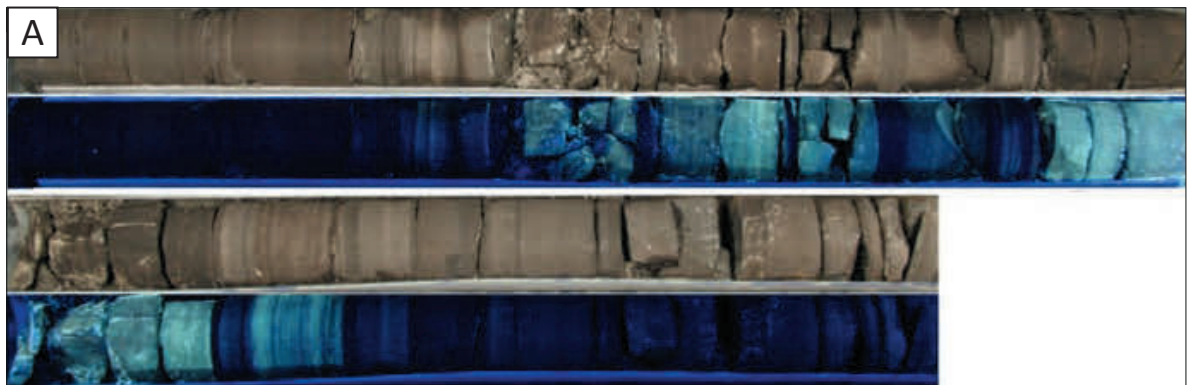
Различия же в структуре порового пространства обеих разновидностей кремнистых пород однознач-

но выявляются на снимках шлифов (см. рис. 3 В, D) и спектрах ЯМР образцов радиолярита (см. рис. 3 С) и силицита (см. рис. 3 Е). По данным ЯМР-исследований, пористость радиолярита составляет 11,4 % и в нем присутствуют пустоты, заполненные свободным флюидом, а поровое пространство, присутствующее в силиците, составляет всего 2,7 %, причем оно полностью занято связанной водой и битумом (см. рис. 3 С, Е). Поры, в которых присутствует свободный флюид, в силиците отсутствуют.

Таким образом, в отличие от силицитов, в которых коллектор трещинного типа является вторичным и образуется в результате тектоногидротермальных процессов, радиоляриты в значительной мере сохраняют первоначальную псевдогранулярную пористость [23].

Гидротермальные силициты — разновидность практически чисто кремнистых пород, широко развитая в пределах Западной Сибири. Они слагают продуктивные отложения в кровле доюрского комплекса, образуясь по кремнистым известнякам раннекаменноугольного и позднедевонского возраста в результате воздействия на них тектоногидротермальных процессов (Зубков М.Ю., 1990, 2015). Этот же тип по-

Рис. 3. Силициты и радиолариты (Тортасинский лицензионный участок)
Fig. 3. Silicite and radiolarite (Tortasinsky License Area)



Фотографии: А — полноразмерного керна, снятые в «белом» и ультрафиолетовом свете, и шлифов: В — радиоларита, D — силицита; спектры ЯМР: С — радиоларита, E — силицита (по [20] с изменениями).

K_p , %: 1 — ЯМР (11,4), 2 — свободного флюида (1,7), 3 — ЯМР (2,7)

A — whole-core photos taken in “white” and UV light, and photos of thin sections: B — radiolarite, D — silicite; NMR spectra: C — radiolarite, E — silicite (from [20], modified).

PHI, %: 1 — NMR (11.4), 2 — free fluid (1.7), 3 — NMR (2.7)

род встречен в пласте Ю₁⁰ в пределах Ахтамарского и Грибного месторождений (Зубков М.Ю., 2017).

Гидротермальные силициты образуются по кремнисто-карбонатным разновидностям пород в результате растворения их карбонатной части гидротермальными флюидами кислого состава и кристаллизации в освобожденном пространстве из

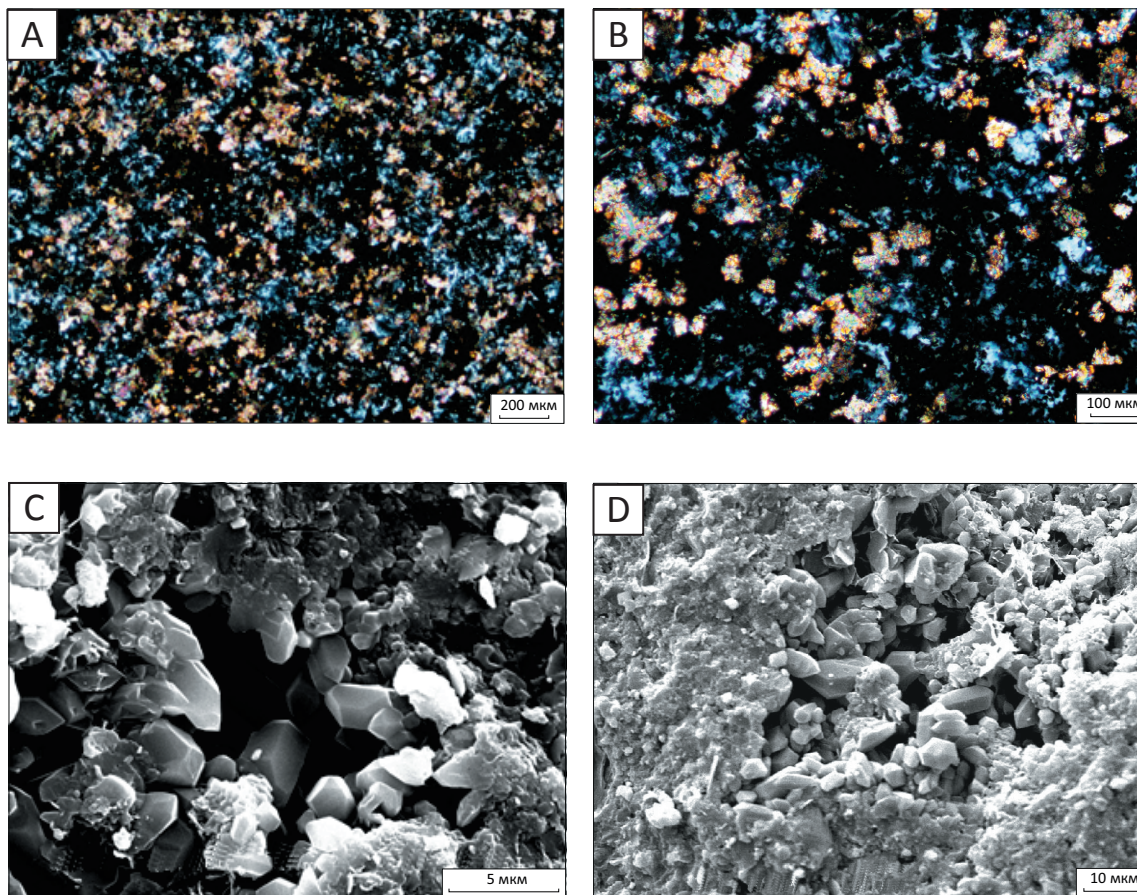
исходного биогенного кремнезема в виде многочисленных отчетливо ограненных мелких кристалликов кварца (Зубков М.Ю., 1990, 2015, 2017).

Такой же механизм их образования типичен для пород баженовской свиты, имевших первоначально кремнисто-карбонатный состав (рис. 4 А, В), которые в результате воздействия на них гидротермальных

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 4. Фотографии шлифов кремнисто-карбонатной породы Маслиховского (А, В) и образовавшихся по аналогичным породам гидротермальных силицитов Верхне-Салымского (С) и Приобского (D) месторождений

Fig. 4. Photos of thin sections of siliceous-carbonate rock, Maslikhovskiy field (A, B), and hydrothermal silicite formed from the similar rocks, Upper Salymskiy field (C) and Priobskiy field (D)



флюидов кислого состава теряют карбонатную часть, выщелачиваемую этими флюидами, а оставшийся легко растворимый биогенный кремнезем переотлагается в виде мелких кристаллов кварца (см. рис. 4 С, D). Образующийся в результате описанных процессов коллектор в гидротермальных силицитах относится к псевдогранулярно-микрокавернозному типу.

Максимальную пористость и проницаемость имеют *карбонатные коллекторы*, образующиеся в результате тектонического дробления и последующей гидротермальной проработки первоначально монолитных карбонатных пластов, которые до этого не обладали коллекторскими свойствами (рис. 5). Этот тип коллектора более характерен для абалакской свиты. Образующиеся в карбонатных пластах бажено-абалакского комплекса вторичные коллекторы тектоногидротермального происхождения относятся к трещинно-кавернозному типу [20–24].

Участие в формировании описываемых коллекторов гидротермальных флюидов подтверждается наличием на поверхности трещин и каверн, кристаллов разнообразных минералов и их ассоциаций, а также пленок в различной степени метаморфизованных тиобитумов (рис. 6, 7) [20–24]. Каверны, об-

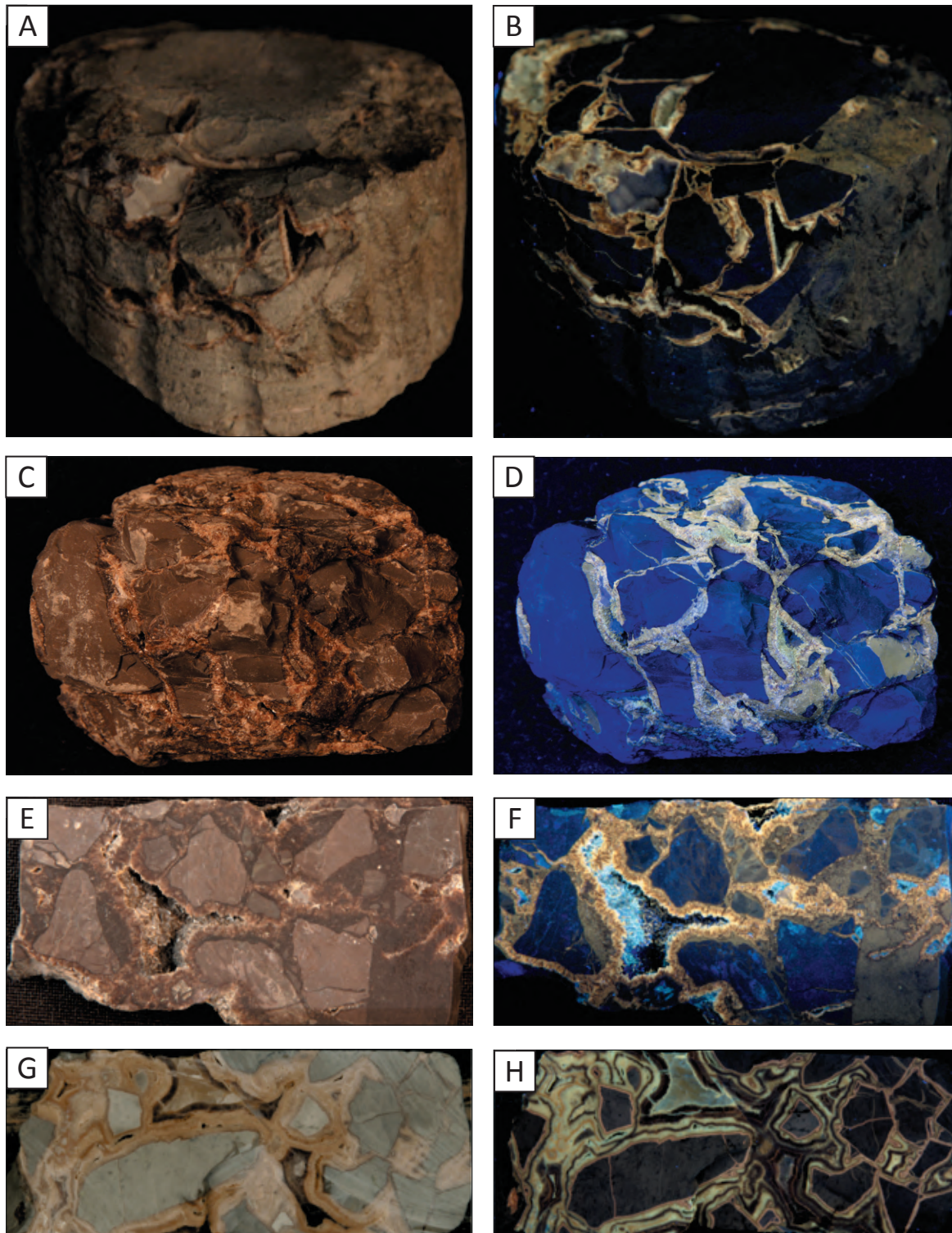
разующиеся в этих породах, часто заполнены нефтенасыщенным эпигенетическим (гидротермальным) каолинитом и/или дикситом. В таких коллекторах присутствуют мелкие кристаллы гидротермального кварца (см. рис. 7 С, D). Раскрытость трещин в этом типе коллекторов достигает 0,5–1 см, а каверн — 2–2,5 см.

Фильтрационно-емкостные свойства этих образцов определить трудно, так как они чаще всего извлекаются из керноприемника в виде обломков, распавшихся по зияющим трещинам. Однако, если считать правильными замеры пустотности, выполненные с помощью геофизических исследований скважин (ГИС) по комплексу ядерно-физических методов, то ее объем может достигать в таком типе пород-коллекторов 15–20 % (Зубков М.Ю., Сосланд М.И., 1995).

Копролиты встречаются в западной части бассейна (Пальяновская площадь). Они входят в состав тутлеймской свиты и представлены двумя разновидностями, имеющими фосфоритовый и карбонатный состав (рис. 8 А, В) [20, 23]. Их насыщение УВ подтверждается люминесценцией в ультрафиолетовом свете (см. рис. 8 В).

Рис. 5. Фотографии полноразмерных образцов карбонатных коллекторов трещинно-кавернозного типа, снятые в «белом» (А, С, Е, G) и ультрафиолетовом (В, D, F, H) свете

Fig. 5. Photos of whole-core samples of fractured-vuggy carbonate reservoirs, which were taken in "white" light (A, C, E, G) and UV light (B, D, F, H)



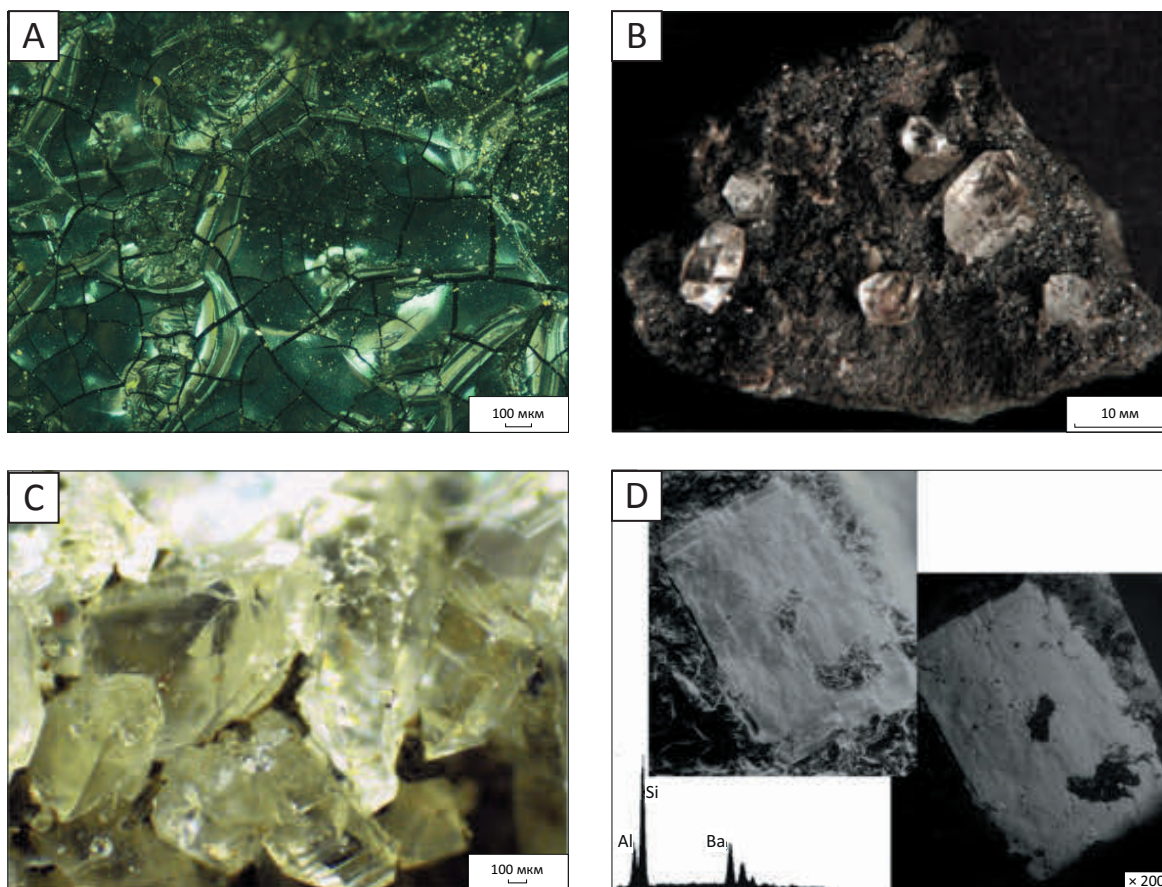
Месторождения: А, В — Усть-Балыкское, С, D — Северо-Конитлорское, Е, F — Салымское, G, H — Сыморьяхское (по [20] с добавлениями)

Fields: A, B — Ust'-Balyksky, C, D — North Konitlorsky, E, F — Salymsky, G, H — Symoryakhsy (from [20] with additions)



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 6. Битумы и минералы гидротермального происхождения на поверхности трещин и каверн в карбонатных породах
Fig. 6. Bitumens and minerals of hydrothermal origin on the surface of fractures and vugs in carbonate rocks



А — метаморфизованный битум; В — метаморфизованный битум и две генерации кристаллов кварца (Ем-Еговская площадь); С — микродрюза кварца (Пальяновская площадь); D — кристаллы гармотома (Маслиховское месторождение)

A — metamorphosed bitumen; B — metamorphosed bitumen and two generations of quartz crystals (Em-Egovsky area); C — microdruse of quartz (Pal'yanovsky area); D — harmotome crystals (Maslikhovsky field)

Копролиты, как и рассмотренные ранее типы пород, подвергались воздействию гидротермальных флюидов, вызвавших частичную перекристаллизацию фосфатов, а также образование в поровом пространстве каолинита и/или диккита, кристаллов кальцита, доломита, кварца и барита (см. рис. 8 С, D).

Копролиты подобно радиоляритам характеризуются псевдогранулярной межзерновой емкостью, т. е. в значительной степени унаследованной со стадии их седиментации благодаря крупноалевритовой и мелкозернистой песчаной размерности, а также достаточно высокой механической прочности (рис. 9 А, С).

Фосфоритовые копролиты обладают гораздо более высокими фильтрационно-емкостными свойствами, чем их карбонатные разновидности, что подтверждается ЯМР-исследованиями. Так, пористость первых составляет около 15 %, а вторых — всего 4,4 % (см. рис. 9 В, D). В первых также гораздо выше значение индекса свободного флюида. Заметно более низкие фильтрационно-емкостные свойства карбонатных копролитов по сравнению с фосфоритовыми

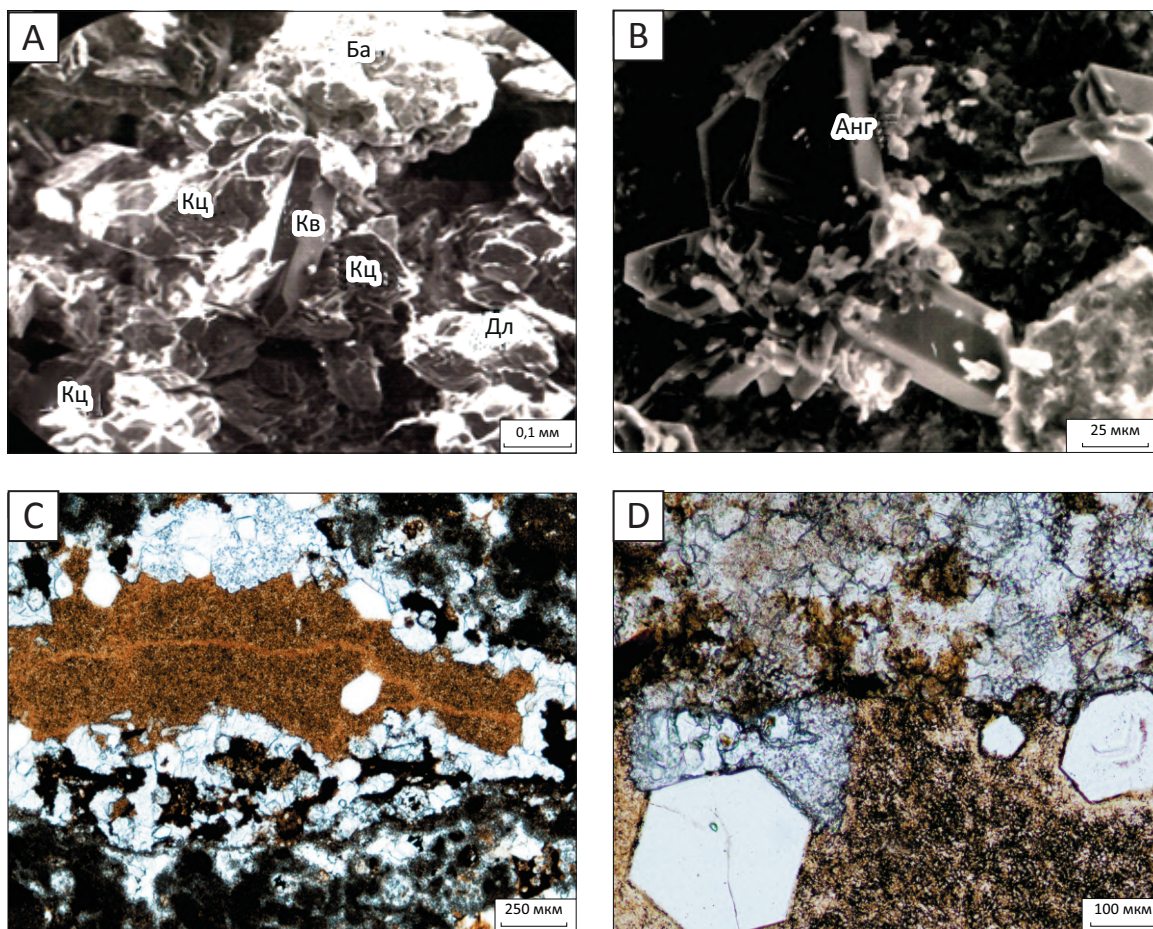
объясняются тем, что карбонаты замещают не только копролиты, но и значительную часть пустотного пространства, расположенного между ними (см. рис. 9 С).

Таким образом, копролиты можно отнести к коллекторам с псевдогранулярным типом пористости. Эта разновидность пористости в значительной степени является первичной, хотя отложение в поровом пространстве вторичных копролитов, в том числе гидротермального происхождения, минералов в большей или меньшей степени уменьшает их первоначальную псевдогранулярную пористость.

Высокорadioактивные породы. В разрезе скв. 554Э Салымского месторождения, вскрывшей бажено-абалакский комплекс, встречены два высокоradioактивных пласта, которые интересны не только из-за их высокой radioактивности, но и тем, что они продуктивны — из них получены малодебитные при-токи УВ (Зубков М.Ю., 2015).

Верхний «radioактивный» пласт мощностью около 30–35 см сложен главным образом доломито-

Рис. 7. Минералы гидротермального происхождения на поверхности трещин (А, В) и в микрокавернах (С, D) карбонатных пород
Fig. 7. Minerals of hydrothermal origin on the surface of fractures (A, B) and in micro-vugs (C, D) of carbonate rocks



А, В — Ем-Егловская площадь; С — Пальяновская площадь; D — Южно-Ягунское месторождение.
 Анг — ангидрит; Ба — барит; Дл — доломит; Кв — кварц; Кц — кальцит (по [23] с добавлениями)
 A, B — Em-Egovsky area; C — Pal'yanovsky area; D — South Yagunsky field.
 Анг — anhydrite; Ба — barite; Дл — dolomite; Кв — quartz; Кц — calcite (from [23] with additions)

вым радиоляритом с небольшой примесью кальцита (около 12–14 %), незначительным содержанием фрамбоидального пирита (около 3 %), остатками незамещенного карбонатами биогенного кремнезема (8–10 %) и высоким содержанием ихтиодетрита (около 10–12 %), который в большинстве случаев имеет почти черный цвет вследствие его обуглероживания (рис. 10 А, В). В рассматриваемой карбонатной породе $ОВ_{исх}$ полностью отсутствует, а вместо него присутствует черный керитоподобный сильнометаморфизованный почти твердый битум, заполняющий пустоты между раковинками радиолярий и частично выщелоченные остатки ихтиодетрита (см. рис. 10 А, В). Открытая пористость в рассматриваемой породе составляет в среднем 8–10 %.

Описываемая карбонатная порода может быть отнесена к псевдогранулярному коллектору (как обычные радиоляриты), но с признаками микрокавернозного типа (из-за частично выщелоченных гидротермальными флюидами раковинок радиолярий и ихтиодетрита).

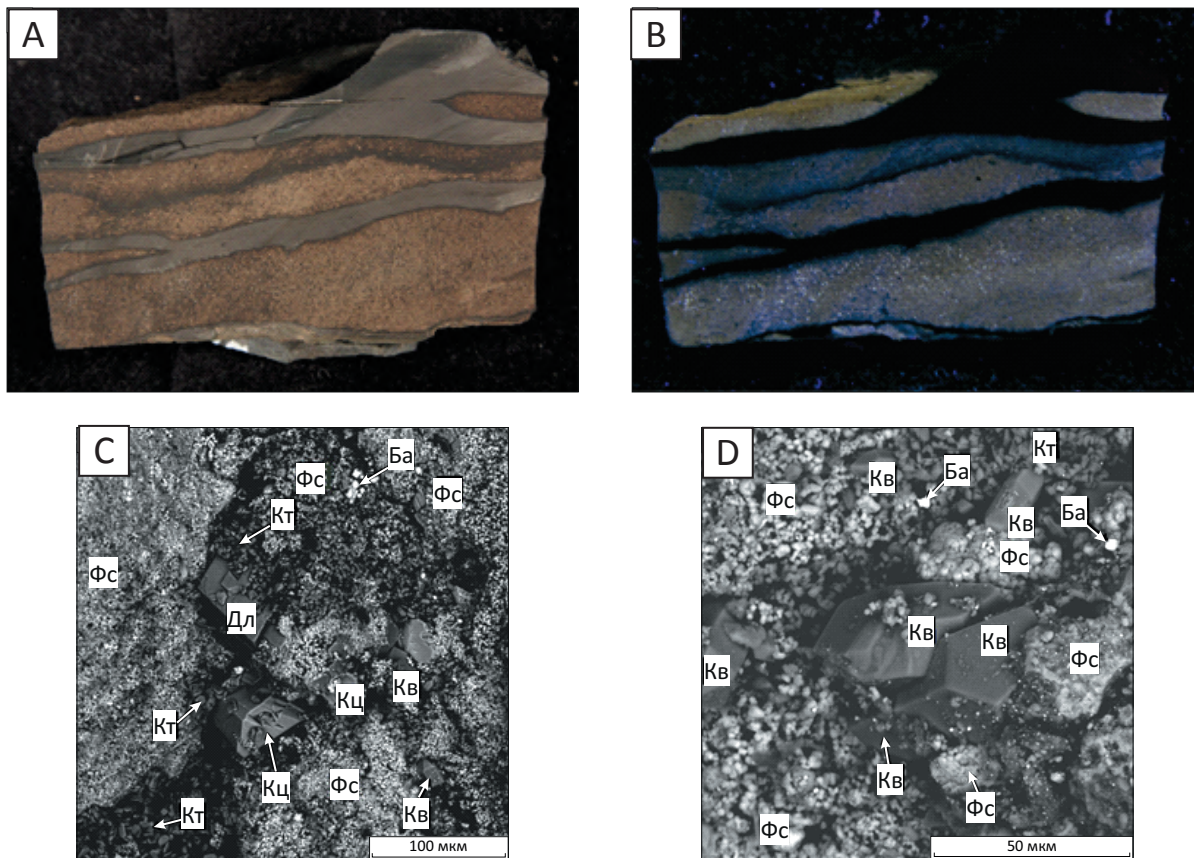
Нижний «радиоактивный» пласт имеет мощность около 1 м и более экзотический вещественный состав. Он представляет собой «пиритовый» пласт, состоящий главным образом из мелкозернистого пирита (обычно фрамбоидального), содержание которого варьирует в пределах 45–65 % (см. рис. 10 С, D). Кроме того, в его составе присутствуют: доломит (10–15 %), кальцит (5–7 %), сидерит (6–8 %) и немного кварца (3–5 %). Исходное $ОВ$ полностью отсутствует, но, как и в рассмотренном ранее пласте, присутствует керитоподобный сильнометаморфизованный с высоким содержанием серы битум, содержание которого составляет около 2–3 % (см. рис. 10 С, D).

Несмотря на то, что в шлифах хорошо видны обломочные фрагменты черного цвета, напоминающие по внешнему виду ихтиодетрит, по результатам химического анализа выявлено низкое содержание P_2O_5 в составе рассматриваемой породы. Очевидно, что исходный ихтиодетрит был практически полностью растворен и вынесен из рассматриваемого «радиоактивного» пласта гидротермальными растворами.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 8. Фотографии полноразмерных образцов копролитов фосфорито-карбонатного состава, снятых в «белом» (А) и ультрафиолетовом (В) свете, снимки РЭМ фосфоритовых копролитов (С, D), Пальяновская площадь

Fig. 8. Photos of whole-core samples of phosphorite-carbonate coprolites taken in “white” (A) and UV (B) light; SEM images of phosphoritic coprolites (C, D) from Pal'yanovskiy area



Кт — каолинит (диккит); Фс — фосфорит.
Остальные усл. обозначения см. на рис. 7
Кт — caolinite (dickite); Фс — phosphorite.
The rest of the legend is in Fig. 7

ми кислого состава, а его «отрицательные» формы оказались в значительной степени заполненными сильнометаморфизованным керитоподобным битумом (см. рис. 10 С, D).

Открытая пористость образцов, отобранных из рассматриваемого «пиритового» пласта, составляет 15–17 %, а проницаемость — $(13-15) \cdot 10^{-5}$ мкм². Основная часть пустотного пространства образовалась за счет выщелачивания гидротермальными флюидами кислого состава неустойчивых в этих условиях компонентов, представленных главным образом карбонатами и ихтиодетритом, что хорошо видно в шлифах, прокрашенных красной смолой (см. рис. 10 С, D).

Уран, содержащийся в повышенных концентрациях в рассматриваемых «радиоактивных» интервалах, связан в верхнем интервале с остатками ихтиодетрита и метаморфизованным битумом, а в нижнем — практически полностью с метаморфизованным керитоподобным битумом.

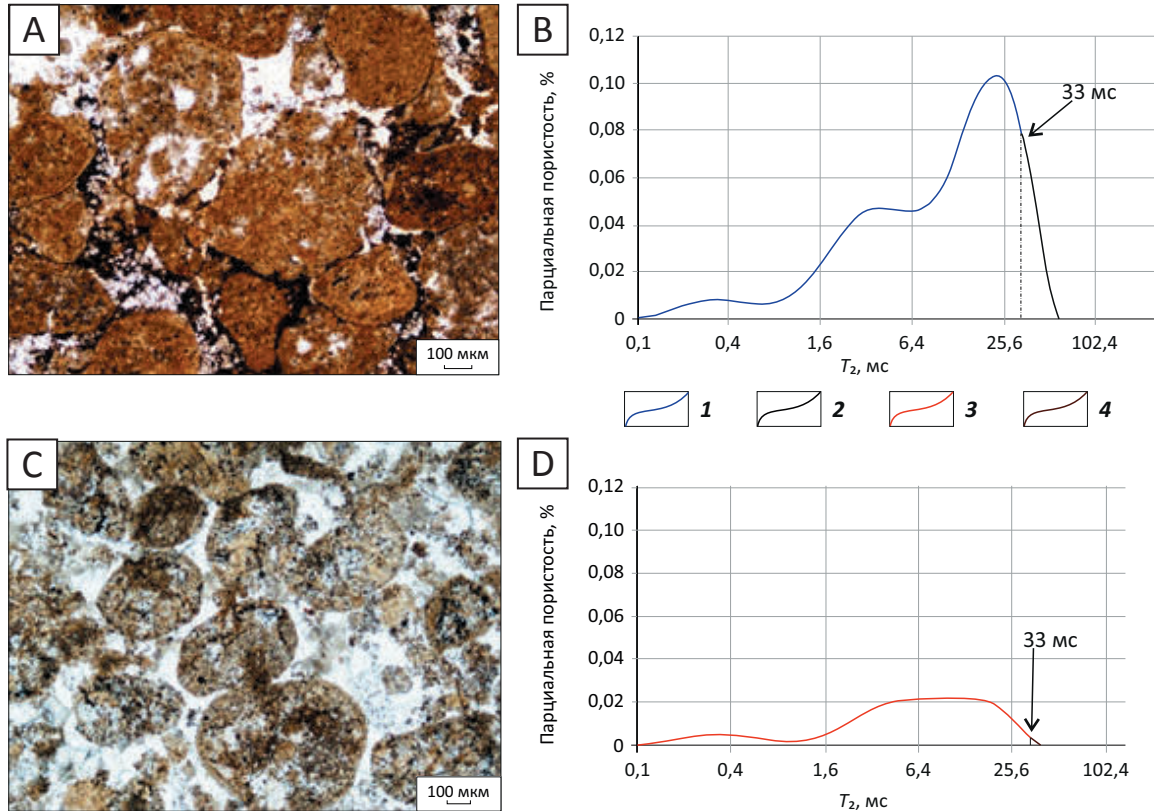
Вторичный коллектор, образовавшийся в этом радиоактивном пласте, можно условно отнести к порово-микрокавернозному типу¹.

Органическое вещество. В результате термолиза $ОВ_{исх}$, вызванного воздействием на него тектоногидротермальных процессов, оно в большей или меньшей степени превращается в нефтиды и неуглеводородные летучие, в результате чего формируется вторичная пористость. Ее объем зависит от типа $ОВ_{исх}$, его количества в составе бажено-абалакского комплекса и степени превращения в нефтиды и летучие компоненты [11–13, 25]. Этот тип вторичной пористости имеет большое значение для отложений баженовской свиты, а в абалакской свите она имеет

¹ В данной статье в термин «кавернозный» вкладывается не геометрический (пустота, имеющая размер более 1–2 мм), а генетический смысл (вторичная емкость, образовавшаяся вследствие растворения или выщелачивания исходной породы).

Рис. 9. Снимки шлифов фосфоритовых (А) и карбонатных (С) копролитов, их спектры ЯМР: В — фосфоритового, D — карбонатного состава, Пальяновская площадь (по [23] с изменениями)

Fig. 9. Images of thin sections of phosphoritic (A) and carbonate (C) coprolites, their NMR spectra: B — phosphoritic, D — carbonate composition, Pal'yanovsky area (from [23] modified)



K_p , %: 1 — ЯМР (14,98), 2 — свободного флюида (1,38), 3 — ЯМР (4,4), 4 — свободного флюида (0,02)
 PNI, %: 1 — NMR (14.98), 2 — free fluid (1.38), 3 — NMR (4.4), 4 — free fluid (0.02)

минимальный вклад в суммарную емкость этих отложений из-за низкой концентрации $OB_{исх}$. Вторичная пористость и генерация УВ — это два одновременно или параллельно протекающих и взаимосвязанных друг с другом процесса.

Оценим величину вторичной емкости, возникающей за счет превращения $OB_{исх}$ в нефтиды вследствие воздействия на него гидротермальных флюидов, а также количество образовавшихся нефтидов [11–13, 25].

По результатам пиролитических исследований, выполненных различными исследователями, OB , входящее в состав баженовской свиты, относится ко II типу по классификации Тиссо и Вельте (1981) и его начальный нефтегенерационный потенциал в среднем составляет около 60 % его исходного количества (Гончаров И.В. и др., 2010, 2016; Зубков М.Ю. и др., 1984, 1985, 1986, 1988, 1999, 2000, 2015, 2018). Примем это значение равным его генерационным свойствам, т. е. будем считать, что его мобильная, или способная генерировать нефтиды ($C_{моб}$), часть до начала процесса нефтегенерации составляет 60 % его массы. Оставшиеся 40 % — это его инертная часть ($C_{ин}$), представляющая собой в конце процесса нефтегене-

рации графитизированный инертный остаток, неспособный генерировать нефтиды. В соответствии с принятыми для моделирования процесса нефтегенерации, исходными параметрами введем следующие понятия и их обозначения:

$OB_{исх}$ — исходное содержание OB в отложениях баженовской свиты до начала генерации им нефтидов:

$$OB_{исх} = C_{моб} + C_{ин}, \quad (1)$$

где $C_{моб} = 60 \%$, а $C_{ин} = 40 \%$.

$K_{он}$ — коэффициент остаточной нефтегенерации,

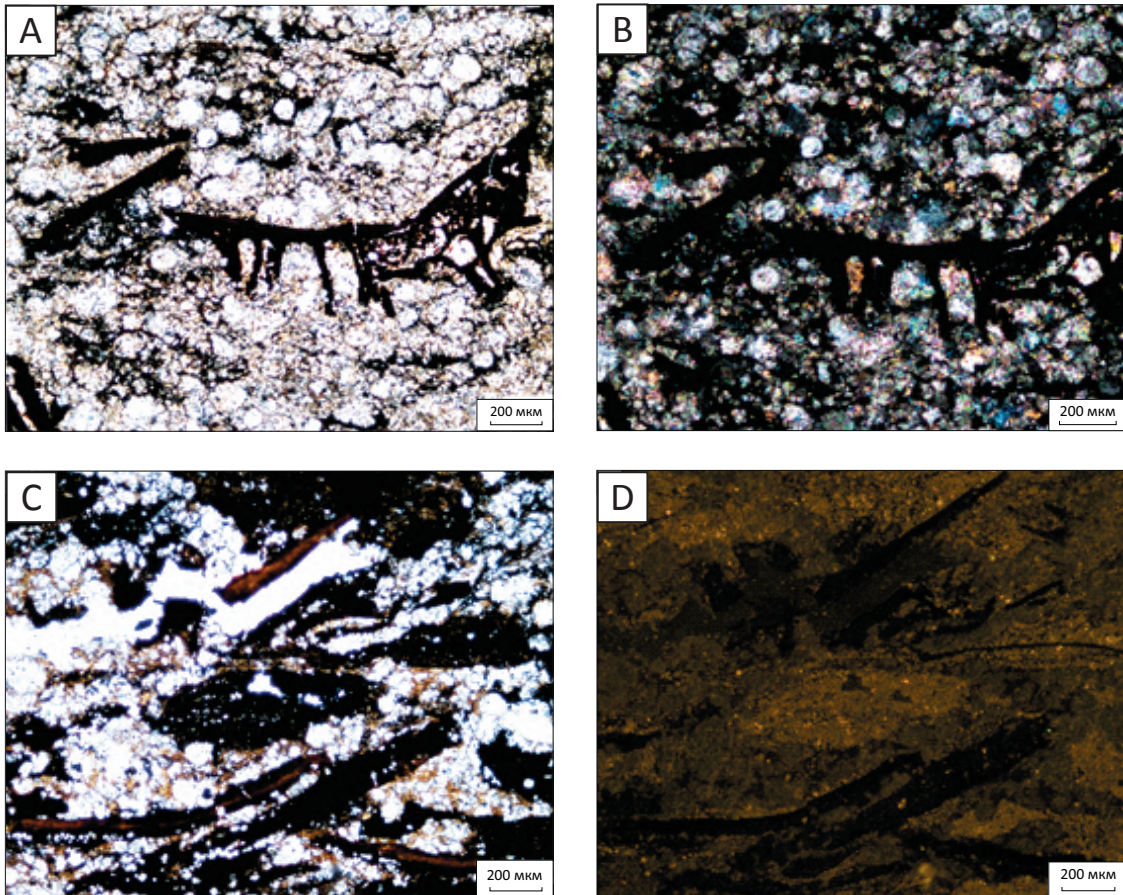
$$K_{он} = C_{моб} / OB_{исх}. \quad (2)$$

До начала процесса нефтегенерации в отложениях баженовской свиты, в соответствии с принятыми условиями, $K_{он} = 0,6$. После полного исчерпания нефтегенерационных свойств $OB_{исх}$ его $C_{моб} = 0 \%$ и, соответственно, $K_{он} = 0$.

C_r — количество образовавшихся, или генерированных, $OB_{исх}$ нефтидов, содержание которых изменяется от 0 (до начала процесса нефтегенерации) до 60 %, т. е. равняется значению $C_{моб}$ при полном завершении процесса нефтегенерации.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 10. Фотографии шлифов радиоактивных пород, обогащенных ихтиодетритом (А, В) и пиритом (С, D), Салымское месторождение
 Fig. 10. Photos of thin sections of ichthyodetrite-rich radioactive rocks (A, B) and pyrite (C, D), Salymsky field



Доломитовый радиоларит, снятый без (А) и с (В) анализатором; карбонатно-пиритовый образец, снятый в проходящем (С) и отраженном (D) свете

Image of dolomitic radiolarite taken with (B) and without (A) analyser; image of carbonate-pyritic sample taken in transmitted light (C) and in reflected light (D)

$$K_{\text{превр}} = C_r / C_{\text{моб}}, (3)$$

где $K_{\text{превр}}$ — коэффициент превращения.

Он изменяется от 0 (до начала процесса нефтегенерации) до 1 (при его завершении), когда $C_r = C_{\text{моб}}$.

В свою очередь, C_r можно разделить на C_3 (количество эмигрировавших из отложений баженовской свиты нафтидов) и $C_{\text{ост}}$ (часть оставшихся в отложениях свиты нафтидов)

$$C_r = C_3 + C_{\text{ост}}, (4)$$

тогда

$$K_3 = C_3 / C_r, (5)$$

где K_3 — коэффициент эмиграции.

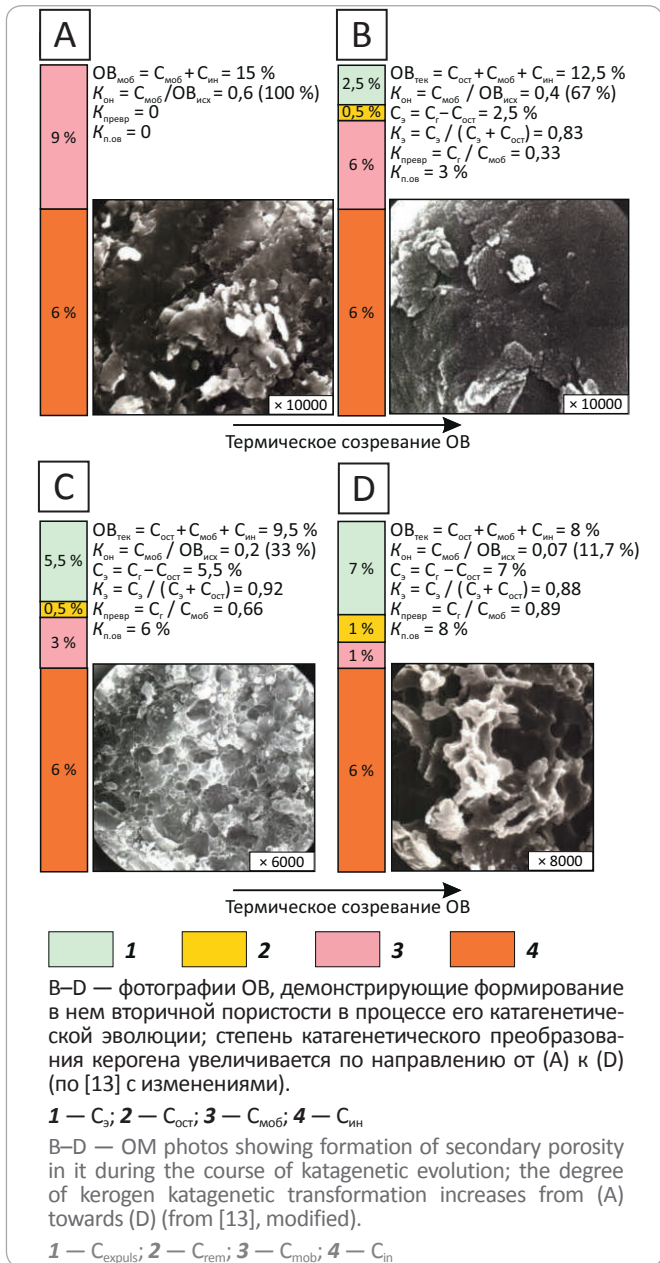
Пористость, которая образуется за счет $OB_{\text{исх}}$, обозначим как $K_{\text{п.ов}}$ [11–13]. Ее значение ($V_{\text{ст}}$) соответствует объему $OB_{\text{исх}}$, превратившегося в нафтиды,

$$K_{\text{п.ов}} = V_{\text{ст}}. (6)$$

Тогда процесс нефтегенерации и образования $K_{\text{п.ов}}$ в упрощенном виде можно представить следующим образом. Пусть значение $OB_{\text{исх}}$ в отложениях свиты равно 15 % (рис. 11 А). Следует обратить внимание на то, что поверхность $OB_{\text{исх}}$, не начавшего генерировать нафтиды, является гладкой, на ней отсутствует какая-либо специфическая микротекстура (Зубков М.Ю., Федорова Т.А., 1989); [13]. Все приведенные коэффициенты и $K_{\text{п.ов}}$ до начала нефтегенерации равны 0, кроме $K_{\text{он}}$, который имеет максимальное значение 0,6 (см. рис. 11 А).

С началом процесса нефтегенерации $OB_{\text{исх}}$ начинает генерировать нафтиды. Вследствие этого образуется вторичная пористость, которая в рассматриваемом некотором промежуточном случае составляет, например, 3 % (см. рис. 11 В). Следует отметить, что в этом случае вторичная пористость, равная 3 %, соответствует объему $OB_{\text{исх}}$, превратившегося в нафтиды, но поскольку плотность OB примерно в 2 раза меньше плотности минеральной матрицы, то

Рис. 11. Схема термического созревания керогена II типа при максимальной степени его превращения в нафтиды, равной 0,6 долей ед.
Fig. 11. Scheme of thermal maturation of II-type kerogen at maximum degree of its transformation to naphthides of 0.6 fr. unit



образовавшаяся за его счет вторичная пористость будет составлять около 6 % объема всей породы. Процесс нафтидообразования вызывает формирование специфической микротекстуры на поверхности ОБ, напоминающей микроскопические трещинки усыхания (см. рис. 11 В) [13]. На рассматриваемой промежуточной стадии наблюдается образование 3 % нафтидов ($C_t = 3\%$), но поскольку допускается, что 2,5 % из образовавшихся нафтидов эмигрировало, то $K_3 = 0,83$. Остальные коэффициенты на этой стадии равны: $K_{\text{он}} = 0,4$, или 67 %, $K_{\text{превр}} = 0,33$ (см. рис. 11 В). Здесь, однако, следует обратить внимание также на то, что $K_3 = 0,83$, т. е. большая часть образовавшихся

за счет $OB_{\text{исх}}$ нафтидов эмигрировала, поэтому пропорционально этому количеству нафтидов уменьшилась и образовавшаяся вторичная пористость. То есть $K_{\text{п.ов}}$ вследствие уплотнения отложений баженовской свиты и эмиграции из них образовавшихся нафтидов, уменьшился до 0,51 % (см. рис. 11 В).

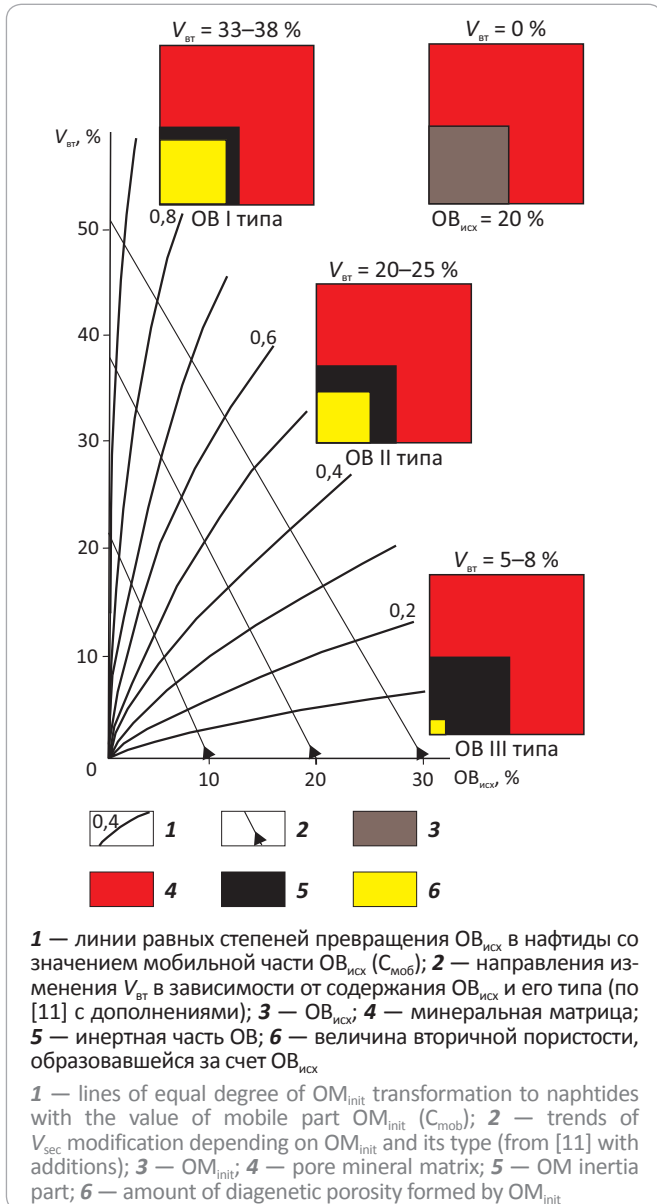
При попадании отложений в более высокотемпературные условия (например, вследствие воздействия на осадки высокотемпературных гидротермальных флюидов) в них происходит более интенсивное нафтидообразование и, соответственно, более активное формирование $K_{\text{п.ов}}$. В этом случае в образовавшемся из $OB_{\text{исх}}$ твердом битуме наблюдается вторичная пупырчатая микротекстура, обусловленная интенсивным газообразованием (см. рис. 11 С) [13]. На рассматриваемой (условной) стадии вторичная пористость, образующаяся за счет $OB_{\text{исх}}$, уже составляет 6 %, а в пересчете на объем породы (с учетом разности удельной плотности ОБ и минеральной матрицы) — около 12 %. Остальные коэффициенты имеют следующие значения: $K_{\text{он}} = 0,2$, или 33 %, $K_3 = 0,92$ и $K_{\text{превр}} = 0,66$ (см. рис. 11 С). Как и в рассмотренном выше случае, возникшая за счет $OB_{\text{исх}}$, $K_{\text{п.ов}}$ пористость вследствие уплотнения отложений баженовской свиты и эмиграции образовавшихся нафтидов уменьшится в соответствии со значением K_3 до 0,48 % (массовых), а с учетом более низкой плотности $OB_{\text{исх}}$ по сравнению с минеральной матрицей до — 0,96 % объема породы (см. рис. 11 С).

При более высокотемпературном воздействии на $OB_{\text{исх}}$ в осадках баженовской свиты происходит более интенсивное нафтидообразование и, соответственно, еще более активное формирование вторичной пористости. В этом случае в образовавшемся из $OB_{\text{исх}}$ более метаморфизованном битуме наблюдается возникновение скелетной микротекстуры, обусловленной его интенсивным преобразованием в нафтиды (см. рис. 11 Д) [13]. На рассматриваемой (условной) стадии вторичная пористость, образующаяся за счет $OB_{\text{исх}}$, составляет 8 %, а в пересчете на объем породы (с учетом разности удельной плотности $OB_{\text{исх}}$ и минеральной матрицы) — около 16 %. Остальные коэффициенты имеют следующие значения: $K_{\text{он}} = 0,07$, или 12 %, $K_3 = 0,88$ и $K_{\text{превр}} = 0,89$ (см. рис. 11 Д). Как и в рассмотренном выше случае, возникшая за счет $OB_{\text{исх}}$, $K_{\text{п.ов}}$ пористость вследствие уплотнения отложений свиты и эмиграции образовавшихся нафтидов, уменьшится в соответствии со значением K_3 до 0,96 %, а с учетом низкой плотности ОБ по сравнению с минеральной матрицей, что отмечалось выше, она составит всего 1,92 % (см. рис. 11 Д).

Используя результаты пиролитических исследований можно с помощью номограммы оперативно на полуколичественном уровне оценить значение $K_{\text{п.ов}}$, образовавшееся за счет $OB_{\text{исх}}$, в зависимости от его содержания (в рассматриваемом случае $OB_{\text{исх}} = 20\%$), типа и степени превращения в нафтиды (рис. 12), но

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 12. Номограмма определения вторичной пористости ($V_{\text{вт}}$) за счет превращения $OB_{\text{исх}}$ в нафтиды
Fig. 12. Nomogram for determination of secondary porosity (V_{sec}) due to OM_{init} transformation to naphthides



без учета уплотнения осадков [11]. Однако, используя предложенный автором способ комплексирования данных пиролиза и метода материального баланса, можно на количественном уровне оценить значение $K_{\text{п.ов}}$ (Зубков М.Ю., 1983, 2018).

Из полученных данных следует, что в процессе нефтегенерации, особенно если он протекает до конца, образуется значительная по объему вторичная пористость, которая могла бы быть заполнена образовавшимися нафтидами. Но это возможно только в случае, если отложения баженовской свиты обладают достаточно прочным минеральным скелетом, способным сохранить эту вторичную пористость. Однако основная ее часть теряется вследствие уплотнения осадка, а образовавшиеся в ней нафтиды энергично

эмигрируют в перекрывающие и/или подстилающие отложения, где имеются гранулярные коллекторы (в направлении максимального градиента перепада порового давления) [12, 13].

Коэффициент эмиграции нафтидов из отложений свиты, обогащенных OB , вычисленный на основе комплексирования результатов пиролитических исследований и метода материального баланса, в среднем варьирует от 89 до 99 % [12, 13]. Поэтому для рассмотренного выше случая сохранившаяся вторичная пористость, образовавшаяся за счет исходного OB , в зависимости от прочности минерального скелета, вмещающего образовавшиеся нафтиды, может изменяться в среднем от 0,16 до 1,92 %.

Если все перечисленное верно, то, при одинаковом среднем содержании $OB_{\text{исх}}$ в составе баженовской свиты, в зонах с повышенной пластовой температурой, обусловленной тектоногидротермальным воздействием на породы свиты, будет наблюдаться более интенсивное протекание процессов нефтегенерации и, соответственно, более активное преобразование $OB_{\text{исх}}$ в нафтиды, а потому должно отмечаться значительное уменьшение в этих участках современного содержания OB (Зубков М.Ю. и др., 1988); [13]). Действительно, сопоставление современной пластовой температуры по кровле баженовской свиты и среднего по разрезу вскрывших ее скважин относительного содержания OB показало, что в «горячих» участках, где пластовая температура ($T_{\text{пл}}$) достигает 128–130 °С, по сравнению с «холодными», в которых $T_{\text{пл}}$ равна 93–95 °С, в пределах Салымского месторождения отмечается уменьшение относительного содержания OB примерно в 2 раза и более [13].

Таким образом, несмотря на высокое значение вторичной пористости по $OB_{\text{исх}}$, образующееся вследствие превращения $OB_{\text{исх}}$ в нафтиды, особенно в участках, подвергшихся тектоногидротермальному воздействию, из-за отсутствия прочного минерального каркаса в литологических типах, богатых OB и глинистыми минералами, основная часть возникшей вторичной пористости по $OB_{\text{исх}}$ «исчезла» вместе с образовавшимися нафтидами вследствие уплотнения этих отложений и эмиграции образовавшихся нафтидов.

Действительно, для образцов баженовской свиты, отобранных в пределах Салымского месторождения, отмечается обратно пропорциональная зависимость пористости от содержания в их составе глины и, напротив, прямо пропорциональная — от концентрации в них кремнистого материала [12].

Обсуждение полученных результатов

Полученные результаты свидетельствуют о том, что коллекторы в бажено-абалакском комплексе имеют преимущественно вторичное (тектоногидротермальное) происхождение и образуются по определенным типам пород, главным образом кремнистого,

карбонатного и смешанного кремнисто-карбонатного состава. Эти породы характеризуются высокой прочностью и в то же время хрупкостью, а карбонатные разновидности — высокой растворимостью в гидротермальных флюидах кислого состава [20–23]. Эти разновидности пород, несмотря на литостатическое давление перекрывающих их осадков, в значительной степени сохраняют вторичное пустотное пространство, образовавшееся в результате наложенных тектоногидротермальных процессов.

Породы с высоким содержанием глинистого материала и ОВ, вследствие их низкой механической прочности и высокой пластичности, напротив, не могут стать вторичными коллекторами даже при воздействии на них высокотемпературных флюидов, формирующих вторичную пористость за счет превращения ОВ_{исх} в нефти. В результате тектонического воздействия в них появляются многочисленные поверхности и зеркала скольжения, по которым они распадаются на мелкие и крупные обломки при извлечении из скважины. Поэтому листоватый коллектор или бажениит, формирующийся в тонкослоистых разновидностях бажено-абалакского комплекса, по-сложному обогащенных ОВ, вследствие флюидоразрыва, не имеет серьезного обоснования и подтверждения накопленными к настоящему времени многочисленными фактическими данными [12, 13, 20–24].

Возникает вопрос: почему в зонах тектоногидротермального воздействия на бажено-абалакский комплекс в породах-коллекторах, входящих в его состав, несмотря на образование зон субвертикальной трещиноватости, сохраняются УВ-залежи? Этот феномен объясняется следующим образом.

Во-первых, глинистые отложения, подстилающие и перекрывающие бажено-абалакский комплекс, имеют очень низкую проницаемость и, соответственно, являются прекрасными флюидоупорами. Во-вторых, возникающие в них трещины представляют собой сколово-сдвиговые дислокации, т. е. реализуются в виде поверхностей и зеркал скольжения, поверхности которых плотно прилегают друг к другу. В-третьих, и это самое важное, — в них всегда поровое давление намного превышает существующее в породах-коллекторах, входящих в состав бажено-абалакского комплекса, поэтому флюиды, находящиеся в последних, не могут эмигрировать из этих коллекторов. То есть они (коллекторы) как бы запечатаны гидродинамическим затвором, который представляют собой окружающие их глинистые отложения. Этот феномен, в свою очередь, объясняется двумя главными причинами. Во-первых, вследствие генерации нефтей, преимущественно в более пластичных, обогащенных глинистыми минералами и ОВ типах пород создается избыточное поровое давление (вспомним флюидоразрыв, о котором писали классики). Во-вторых, в более пластичных породах, в отличие от прочных пород-коллекторов, поровое давление всегда го-

раздо более высокое из-за того, что они не способны противостоять литостатическому давлению, которое в значительной степени передается на флюид, насыщающий их поровое пространство. Поэтому генерируемые ОВ_{исх} нефти всегда в первую очередь будут насыщать породы-коллекторы, входящие в состав бажено-абалакского комплекса, если таковые в нем имеются, и лишь затем их избытки будут поступать по трещинным зонам в ближайшие к бажено-абалакскому комплексу подстилающие или перекрывающие их породы-коллекторы в зависимости от силы и направления существующего градиента давления.

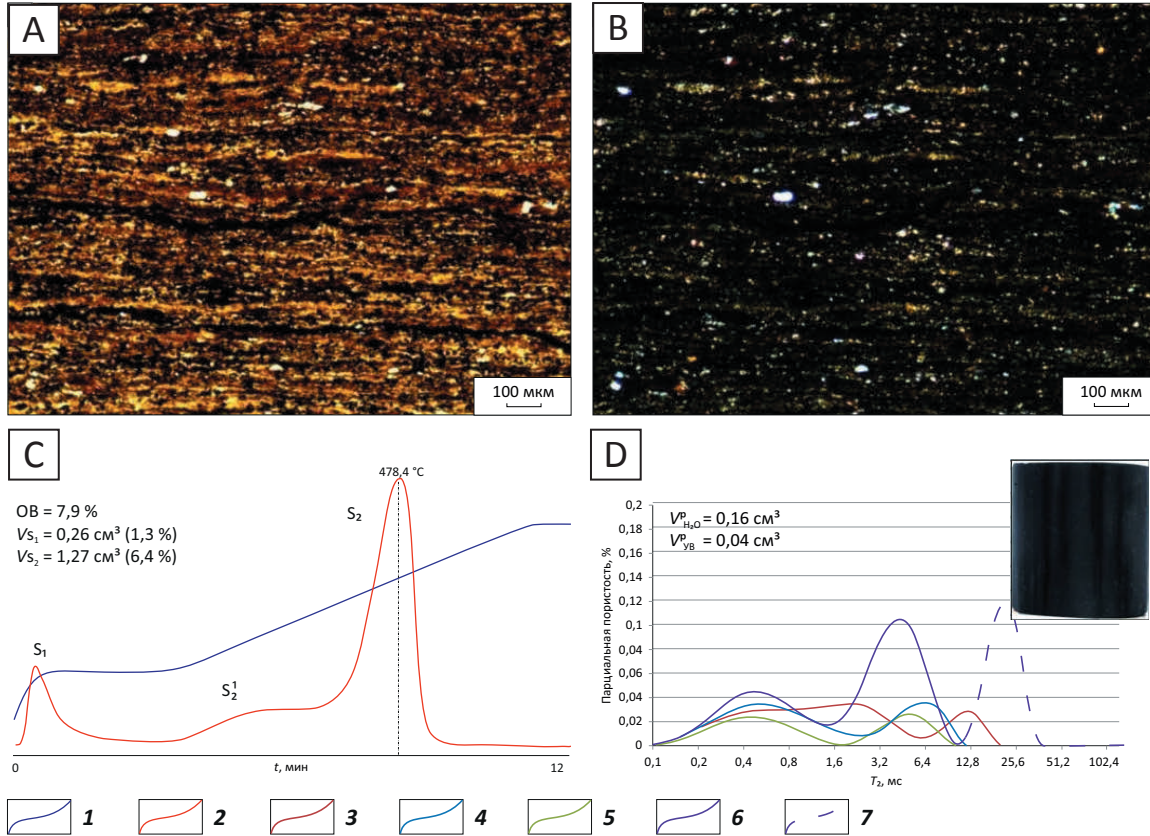
Поэтому в тонкослоистых разновидностях пород баженовской свиты с повышенным содержанием в них ОВ (рис. 13 А, В), отобранных в пределах высокотемпературных участков, в которых протекали тектоногидротермальные процессы (чем как раз и объясняются повышенные геотермические градиенты и пластовые температуры на этих участках), последнее представлено преимущественно метаморфизованным твердым битумом с растворенными в нем УВ в виде твердых растворов (Зубков М.Ю., 2014, 2015; [24]) и совсем малой долей свободных УВ в виде самых легких газообразных разновидностей, которые практически полностью теряются при попадании зерна на поверхность. Эти битумы из-за своих реологических свойств не могли эмигрировать в породы-коллекторы и остались в баженовской свите, отложения которой по этой причине следует называть битуминозными. Углеводороды, присутствующие в битумах в форме твердых растворов, на пирограммах таких образцов входят в состав пиков S₁ и S₂¹ (см. рис. 13 С). В состав пика S₂ в этих образцах попадают УВ, выделяющиеся вследствие термокрекинга метаморфизованных битумов, присутствующих в них [24]. Иными словами, в матрице этих образцов почти полностью отсутствуют свободные или подвижные УВ. Они могут присутствовать лишь в трещинах, если они были в пластовых условиях.

Для изученных образцов отмечается интересный феномен, заключающийся в том, что пористость по данным ЯМР, полученная при насыщении их водой, немного ниже (в 1,1–1,2 раза) значений таковой, полученной в случае, если те же образцы были насыщены керосином. Этот феномен объясняется тем, что битумы и растворенные в них в виде твердых растворов УВ при насыщении образцов водой сохраняют свое вязкое или твердое состояние и не формируют сигнал в ЯМР-релаксометре. При их насыщении керосином часть высокомолекулярных УВ и низкомолекулярных смол растворяется в керосине и переходит из твердого или вязкого в жидкое состояние, вследствие чего регистрируемый сигнал увеличивается и, соответственно, пористость по данным ЯМР также растет и превосходит таковую, полученную при насыщении тех же образцов водой. Поэтому при определении пористости таких образцов следует учитывать

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 13. Фотографии шлифов битуминозно-кремнистого аргиллита, снятые без (А) и с (В) анализатором, пирограмма (С) и спектры ЯМР (D), Каменная площадь

Fig. 13. Photos of thin sections of bitumenous-siliceous shale taken with (B) and without (A) analyser; pyrogram (C), and NMR spectra (D), Kamenny area



На врезке рисунка (D) — фотография этого же образца, насыщенного керосином.

Объемы УВ в составе пиков: V_{S1} — S_1 , V_{S2} — S_2^0 и S_2 ; объемы флюидов, испарившихся в процессе ретортирования: V_{pH_2O} — воды, V_{pVB} — УВ; $K_{п.трещ}$ (ЯМР) — трещинная емкость по данным ЯМР.

1 — тренд роста температуры; **2** — пирограмма; **спектры ЯМР (3–7): 3** — до реторты, K_n (ЯМР) = 5,27 %; **4** — после реторты, K_n (ЯМР) = 2,99 %; **5** — после сушки, K_n (ЯМР) = 1,49 %; **6** — насыщенный керосином, K_n (ЯМР) = 12,2 %; **7** — $K_{п.трещ}$ (ЯМР) = 3,58 %

The box in (D) image is photo of the same but kerosene-saturated sample.

V_{S1} — S_1 , V_{S2} — S_2^0 и S_2 ; extent of fluids evaporated in the process of retorting: V_{pH_2O} — water, V_{pVB} — HC; PHI_{frac} (NMR) — fracture porosity according to NMR.

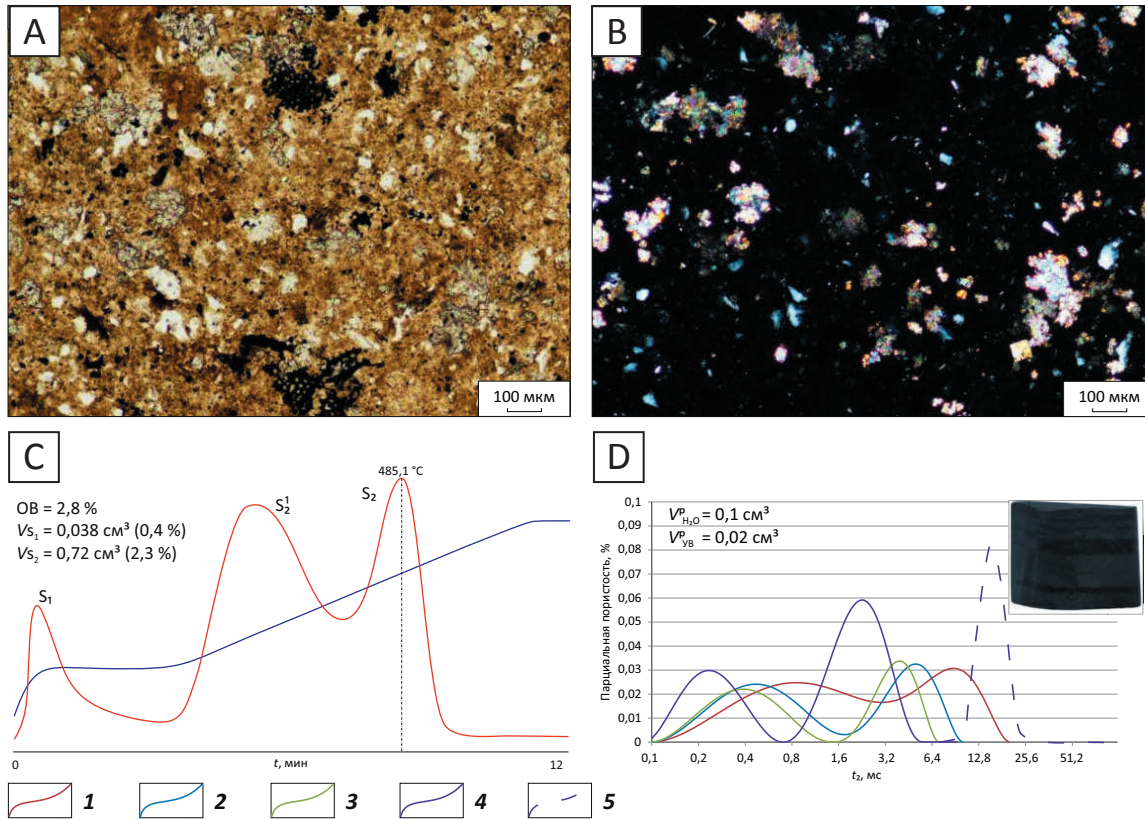
1 — temperature rise trend line; **2** — pyrogram; **NMR spectra (3–7): 3** — before retort, PHI (NMR) = 5.27 %; **4** — after retort, PHI (NMR) = 2.99 %; **5** — after drying, PHI (NMR) = 1.49 %; **6** — kerosene-saturated, PHI (NMR) = 12.2 %; **7** — PHI_{frac} (NMR) = 3.58 %

описанный феномен, чтобы не получить неверные данные об их реальной пористости. Необходимо также отметить, что керосин заполняет трещины, присутствующие в образце, в результате чего на спектре ЯМР появляется дополнительный пик, соответствующий трещинной пористости (см. рис. 13 D). Однако остается вопрос о происхождении этих трещин: они были в пластовых условиях или возникли при снятии с образца литостатической нагрузки вследствие его попадания из пластовых в поверхностные условия? В отличие от битуминозно-кремнистых аргиллитов, характеризующихся на пирограммах небольшим по амплитуде пиком S_1 , очень маленьким S_2^1 и, напротив, высокоамплитудным S_2 (см. рис. 13 C), поровое пространство слабобитуминозных карбонатно-кремнистых типов пород (рис. 14 A, B) заполнено преимущественно аллохтонными или паравтохтонными

нафтидами, т. е. подвижными нефтеподобными УВ, которые можно добывать традиционным способом, что подтверждается большими размерами пиков S_1 и S_2^1 . Иными словами, породы этого типа являются коллекторами (см. рис. 14 C). В этом литологическом типе также присутствует трещинная пористость, но ее объем заметно меньше, чем у предыдущего типа пород (см. рис. 14 D). Гораздо меньшее значение трещинной пористости у слабобитуминозного карбонатно-кремнистого образца по сравнению с битуминозно-кремнистым аргиллитом, вероятнее всего, объясняется его заметно большей прочностью по сравнению с последним, а следовательно, и меньшей трещиноватостью. И здесь вновь возникает вопрос о происхождении этой трещиноватости: она природная или техногенная?

Рис. 14. Фотографии шлифов слабобитуминозного карбонатно-кремнистого образца, снятые без (А) и с (В) анализатором, пирограмма (С) и спектры ЯМР (D), Каменная площадь

Fig. 14. Photos of thin sections of poorly bitumenous carbonate-siliceous sample taken with (B) and without (A) analyser; pyrogram (C), and NMR spectra (D), Kamenny area



На врезке рисунка (D) — фотография этого же образца, насыщенного керосином.
Спектры ЯМР (1–5): 1 — до реторты, K_n (ЯМР) = 3,57 %; 2 — после реторты, K_n (ЯМР) = 2,28 %; 3 — после сушки, K_n (ЯМР) = 1,91 %; 4 — насыщенный керосином, K_n (ЯМР) = 4,76 %; 5 — K_n трещ. (ЯМР) = 1,42 %.
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 13

The box in (D) image is photo of the same but kerosene-saturated sample.
NMR spectra (1–5): 1 — before retort, PHI (NMR) = 3.57 %; 2 — after retort, PHI (NMR) = 2.28 %; 3 — after drying, PHI (NMR) = 1.91 %; 4 — kerosene-saturated, PHI (NMR) = 4.76 %; 5 — PHI frac (NMR) = 1.42 %.
 For other Legend items see Fig. 13

Выводы

Проведенные исследования показали, что в подавляющем большинстве породы-коллекторы, присутствующие в бажено-абалакском комплексе, являются вторичными, образовавшимися в результате воздействия на верхнеюрские осадки тектоногидротермальных процессов. Причем вторичные коллекторы образуются главным образом в кремнистых, карбонатных и переходных между ними разновидностях пород, которые автор статьи считает потенциально продуктивными [20–24].

В связи с этим возникает вопрос: что является причиной возникновения тектоногидротермальных процессов, которые в свою очередь вызывают формирование вторичных коллекторов в бажено-абалакском комплексе?

Причина возникновения и проявления в бажено-абалакском комплексе и осадочном чехле Западно-

Сибирского бассейна тектоногидротермальных процессов кроется в активности верхней части мантии (астеносфере). Магматические тела, поднимающиеся из астеносферы вверх по направлению к земной поверхности, вызывают дробление пород земной коры, а затем и осадочного чехла (Зубков М.Ю., 2015, 2017). В зависимости от их размеров образуются положительные структуры I, II и более мелких порядков. Поднятие магматических тел сопровождается ростом напряжений, что приводит к появлению субвертикальных зон дробления, если напряжения превышают прочность пород [22–24]. По мере подъема этих магматических тел внешнее давление, действующее на них, уменьшается, вследствие чего из них выделяются в свободном состоянии высокоэнталийные флюиды, содержащие кроме воды метан и его гомологи, а также H_2 , CO_2 , CO, компоненты кислого состава (HF, HCl, H_2S , SO_2 и др.) [26]. Эти поликомпонентные высокоэнталийные флюиды проникают по сформиро-

вавшимися над ними зонам дробления в перекрывающие их породы и мобилизуют воду, находящуюся в различном виде сначала в породах фундамента, а затем в осадочном чехле, вследствие чего формируются гидротермальные флюиды (Зубков М.Ю., 2015, 2017). Эти флюиды благодаря высокой температуре (по данным гомогенизации газово-жидких включений в кристаллах гидротермального кварца, встреченных в отложениях бажено-абалакского комплекса, достигающих 330–350 °С, а возможно, и выше) активизируют процессы нефтидогенеза и в виде гомогенного водно-нафтидного флюида по сформировавшимся зонам дробления проникают в образовавшиеся в бажено-абалакском комплексе породы-коллекторы, заполняя их. По мере остывания этих первоначально гомогенных (однофазных) флюидов они распадаются на две (вода – нефть) или три (вода – нефть – газ) фазы. При этом вода, первоначально мобилизованная эндогенными высокоэнталпийными флюидами из подстилающих и перекрывающих бажено-абалакский комплекс глинистых отложений, постепенно возвращается в их состав, а также частично входит в новые глинистые минералы, богатые конституционной водой, например такие, как каолинит и диккит, постоянно встречаемые в трещинах и кавернах вторичных коллекторов бажено-абалакского комплекса (см. рис. 7 С, D; 8 С, D). Кроме того, она остается в бажено-абалакском комплексе в форме связанной воды, заполняющей самые мелкие пустоты в породах, слагающих рассматриваемые отложения. Также не следует забывать, что ОВ, входящее в состав бажено-абалакского комплекса, генерирует преимущественно нефтиды, а не воду, которые и заполняют образовавшиеся вторичные коллекторы в этих отложениях.

В пределах площадей, где описываемые процессы происходили сравнительно недавно (в масштабе геологического времени), сохранились аномально высокие пластовые температуры, превышающие фоновые для этих же глубин на 30–40 °С [3, 4, 12, 13, 22–25]. Это подтверждается также цирконами, обнаруженными в магматических породах фундамента и имеющими возраст около 12 млн лет (Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Курчиков А.Р., 2010). Кроме того, антиклинальные структуры, выделенные по данным сейсморазведки, прослеживаются до самых верхних (позднекайнозойских) отражающих горизонтов, что также со всей очевидностью подтверждает их «молодой» возраст.

Все вышесказанное свидетельствует о том, что тектоногидротермальные процессы, обусловленные подъемом из астеносферы магматических тел различных размеров, активно участвуют не только в формировании вторичных коллекторов в бажено-абалакском комплексе, но и в процессе генерации нефтидов. Причем это происходит не только за счет ОВ, входящего в состав бажено-абалакского комплекса и подстилающих отложений, но и бла-

годаря УВ (прежде всего метану и его гомологам), присутствующим в высокоэнталпийных флюидах, выделяющихся из этих магматических тел, а также в результате процессов гидрогенизации ОВ, содержащегося в осадках, при его взаимодействия с водородом, присутствующим в составе этих флюидов.

На основе данных, представленных в настоящей статье, можно предложить следующие рекомендации по дальнейшим научно-исследовательским работам, связанным с выделением коллекторов в составе бажено-абалакского комплекса и прогнозу территорий, в пределах которых они образуются.

1. При анализе фильтрационно-емкостных свойств отобранного из интервала залегания бажено-абалакского комплекса керна, наряду со стандартными петрофизическими методами, использовать, во-первых, ЯМР-исследования, позволяющие оперативно определять структуру порового пространства и ее долю, заполненную свободными УВ, которые можно добывать традиционным способом; во-вторых, результаты пиролитических исследований, которые в комплексе с методом материального баланса позволяют оперативно выделить литологические разновидности пород в составе бажено-абалакского комплекса, являющиеся генераторами нефтидов и породами-коллекторами, в которые они поступают. Кроме того, этим способом можно оценить значение вторичной пористости, образовавшейся за счет ОВ_{исх} вследствие его превращения в нефтиды, и ее долю, сохранившуюся после уплотнения осадков, вызвавшего их частичную эмиграцию.

2. На основе результатов оценки перспектив нефтеносности бажено-абалакского комплекса в пределах наиболее перспективных участков выделить территории для локального прогноза УВ-залежей в его составе.

3. На выделенных для локального прогноза территориях по данным ГИС определить интервалы залегания потенциально продуктивных пород в составе бажено-абалакского комплекса, построить карты их распространения и суммарной мощности. При этом не следует забывать, что выделение в разрезе бажено-абалакского комплекса потенциально продуктивных пород, площади их распространения и суммарной мощности — это необходимое, но недостаточное условие. Вторым обязательным условием должно быть их дробление и превращение во вторичный коллектор в результате тектоногидротермального воздействия.

4. Выполнение второго условия осуществляется путем выделения этих зон дробления, для чего используется комплексирование данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования [22, 23].

5. Для оценки значения вторичной пористости (включая и трещинные дислокации) необходимо использовать результаты исследований фильтрационно-емкостных свойств пород, обращая особое внимание на потенциально продуктивные породы,

а также данные по трещиноватости компетентных слоев в тектоноседиментационных моделях [22, 23]. Полученные в результате таких комплексных исследований данные помогут построить более адекват-

ную модель пород-коллекторов в составе бажено-абалакского комплекса, а впоследствии и осуществить подсчет запасов УВ, содержащихся в нем объемным методом.

Литература

1. Гурари Ф.Г., Гурари И.Ф. Формирование залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1974. – № 5. – С. 36–40.
2. Добрынин В.М., Мартынов В.Г. Коллектор нефти в нефтематеринских глинистых толщах // Геология нефти и газа. – 1979. – № 7. – С. 36–43.
3. Дорофеева Т.В., Лебедев Б.А., Петрова Т.В. Особенности формирования коллекторских свойств баженовской свиты Салымского месторождения // Геология нефти и газа. – 1979. – № 9. – С. 20–23.
4. Краснов С.Г., Дорофеева Т.В., Лебедев Б.А. Геологические условия нефтеносности и природа емкости коллекторов баженовской свиты Западной Сибири // Условия нефтегазоносности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите. – Л. : Недра, 1980. – С. 115–127.
5. Нестеров И.И. Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1979. – № 10. – С. 26–29.
6. Новиков Г.Р., Салманов Ф.К., Тяп А.В. Перспективы открытия крупных залежей нефти в трещиноватых аргиллитах баженовской свиты // Нефть и газ Тюмени. – 1970. – Вып. 1. – С. 1–3.
7. Микуленко К.И. Перспективы нефтегазоносности отложений баженовской свиты центральных и южных районов Западно-Сибирской плиты // Тр. СНИИГГиМС. – 1974. – Вып. 194. – С. 37–41.
8. Прозорович Г.Э., Соколовский А.П., Малых А.Г. Новые данные о трещиноватых коллекторах баженовской свиты // Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1979. – Вып. 18. – С. 7–9.
9. Терещенко Ю.А. Резкая аномалия пластовых давлений на Салымском месторождении в Западной Сибири и ее возможная природа // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отд. Геол. – 1972. – Вып. 47. – № 5. – С. 219–222.
10. Халимов Э.М., Мелик-Пашаев В.С. О поисках промышленных скоплений нефти в баженовской свите // Геология нефти и газа. – 1980. – № 6. – С. 1–10.
11. Зубков М.Ю. Кероген черных сланцев — источник вторичной пористости // Геохимия сложнопостроенных месторождений нефти и газа : сб. науч. тр. ЗапСибНИГНИ. – 1988. – С. 62–71.
12. Зубков М.Ю. Критерии оценки региональных перспектив нефтеносности баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 5. – С. 26–30.
13. Зубков М.Ю. Процессы нефтегенерации и формирование пустотного пространства за счет керогена баженовской свиты // Горные ведомости. – 2015. – Т. 135. – № 8. – С. 22–38.
14. Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптелинин Н.Д. Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 10. – С. 27–31.
15. Клубова Т.Т., Климушина Л.П., Медведева А.М. Особенности формирования залежей нефти в глинах баженовской свиты Западной Сибири // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. Тр. ИГиРГИ. – М., 1980. – С. 128–147.
16. Конишева Р.А., Сахиггареев Р.С. О природе емкости в аргиллитах баженовской свиты Западной Сибири // ДАН СССР. – 1976. – Т. 228. – № 5. – С. 1197–1199.
17. Корж М.В., Филина С.И. Особенности литогенеза аргиллитов баженовской свиты и возможный механизм образования в них залежей нефти // Нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. Тр. ИГиРГИ. – М., 1980. – С. 6–18.
18. Кривошеева З.А., Соколов Б.А. Образование нефтяных залежей в глинистых толщах в результате разуплотнения // Геология нефти и газа. – 1980. – № 1. – С. 26–29.
19. Крылов Н.А., Орел В.Е., Филина С.И. Особенности промышленной нефтеносности пород баженовской свиты // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1980. – № 8. – С. 15–17.
20. Зубков М.Ю. Литолого-петрофизическая характеристика отложений баженовской и абалакской свит центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 12. – С. 1821–1836.
21. Зубков М.Ю. Анализ распределения К, U, Th и В в верхнеюрских отложениях центральной части Красноленинского свода (Западная Сибирь) с целью их стратификации, корреляции и выделения в них потенциально продуктивных пластов // Геохимия. – 2001. – № 1. – С. 51–70.
22. Зубков М.Ю., Каган М.В., Вокин Р.Д. и др. Прогноз продуктивных зон в отложениях баженовской и абалакской свит Среднеазиатского лицензионного участка // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. – Т. 2. (Одиннадцатая научно-практическая конференция). – Ханты-Мансийск, 2008. – С. 64–81.
23. Зубков М.Ю. Коллекторы в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и способы их прогноза // Геология нефти и газа. – № 5. – 2014. – С. 58–72.
24. Зубков М.Ю. Связь битуминизации баженовской свиты с гидротермальными процессами (Западная Сибирь) // Горные ведомости. – 2018. – Т. 160. – № 6. – С. 6–24.
25. Ефремов Е.П., Зубков М.Ю., Боркун Ф.Я. и др. Методика оценки перспектив нефтегазоносности баженовских отложений Западной Сибири // Энергия и механизм первичной миграции углеводородов. – М. : Наука, 1988. – С. 152–161.
26. Набоко С.И. Формирование современных гидротерм и метаморфизм растворов и пород // Вопросы вулканизма: тр. Первого Всесоюзного вулканологического совещания. 23 сентября – 2 октября 1959 г. – М. : Изд. АН СССР, 1962. – С. 52–62.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

References

1. Gurari F.G., Gurari I.F. Formation of oil pools in the Bazhenov claystone, Western Siberia [Formirovanie zalezhei nefi v argillitakh bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri]. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 1974;(5):36–40.
2. Dobrynin V.M., Martynov V.G. Oil reservoir in shaly source formations [Kollektor nefi v neftematerinskikh glinistykh tolshchakh]. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 1979;(7):36–43.
3. Dorofeeva T.V., Lebedev B.A., Petrova T.V. Features of reservoir properties formation in the Bazhenov series of the Salymy field [Osobennosti formirovaniya kollektorskikh svoistv bazhenovskoi svity Salymy mestorozhdeniya]. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 1979;(9):20–23.
4. Krasnov S.G., Dorofeeva T.V., Lebedev B.A. Geological conditions of oil saturation and nature of the Bazhenov reservoir capacity in the Western Siberia [Geologicheskie usloviya neftenosnosti i priroda emkosti kollektorov bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri]. In: *Usloviya neftegazonosnosti i osobennosti formirovaniya mestorozhdenii nefi i gaza na Zapadno-Sibirskoi plite*. Leningrad: Nedra; 1980. pp. 115–127.
5. Nesterov I.I. New type of oil and gas reservoir [Novyi tip kollektora nefi i gaza]. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 1979;(10):26–29.
6. Novikov G.R., Salmanov F.K., Tyan A.V. Opportunities of large oil deposits discovery in the fractured Bazhenov claystone [Perspektivy otkrytiya krupnykh zalezhei nefi v treshchinovatykh argillitakh bazhenovskoi svity]. *Neft i gaz Tyumeni*. 1970;1:1–3.
7. Mikulenko K.I. Petroleum potential of the Bazhenov series in the central and southern regions of West Siberian Plate [Perspektivy neftegazonosnosti otlozhenii bazhenovskoi svity tsentral'nykh i yuzhnykh raionov Zapadno-Sibirskoi plity]. *Tr. SNIIGGiMS*. 1974;194:37–41.
8. Prozorovich G.E., Sokolovskii A.P., Malykh A.G. New data on the Bazhenov fractured reservoirs [Novye dannye o treshchinovatykh kollektorakh bazhenovskoi svity]. *Problemy nefi i gaza Tyumeni*. 1979;18:7–9.
9. Tereshchenko Yu.A. Strong formation pressure anomaly in the West Siberian Salymy field, and its possible nature [Rezkaya anomalija plastovykh davlenii na Salymskom mestorozhdenii v Zapadnoi Sibiri i ee vozmozhnaya priroda]. *Byulleten' Moskovskogo obshchestva ispytatelei prirody*. Otd. Geol. 1972;47(5):219–222.
10. Khalimov E.M., Melik-Pashaev V.S. Prospecting for commercial oil accumulations in the Bazhenov Formation [O poiskakh promyshlennykh skoplenii nefi v bazhenovskoi svite]. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 1980;(6):1–10.
11. Zubkov M.Yu. Kerogen in blacks as a source of secondary porosity [Kerogen chernykh slantsev — istochnik vtorighnoi poristosti]. In: *Geokhimiya slozhnopostroyennykh mestorozhdenii nefi i gaza: sb. nauch. tr. ZapSibNIGNI*. 1988. pp. 62–71.
12. Zubkov M.Yu. Criteria for regional oil potential of the Bazhenov Formation [Kriterii otsenki regional'nykh perspektiv neftenosnosti bazhenovskoi svity]. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*. 1989;(5):26–30.
13. Zubkov M.Yu. Oil generation processes and interstitial space formation due to kerogen from the Bazhenov Formation [Protsessy neftegeneratsii i formirovanie pustotnogo prostranstva za schet kerogena bazhenovskoi svity]. *Gornye vedomosti*. 2015;135(8):22–38.
14. Belkin V.I., Efremov E.P., Kaptelinin N.D. Oil reservoir model of the Bazhenov Formation in the Salymy field [Model' kollektorov nefi bazhenovskoi svity Salymy mestorozhdeniya]. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*. 1983;(10):27–31.
15. Klubova T.T., Klimushina L.P., Medvedeva A.M. Features of oil pool formation in the Bazhenov shale, Western Siberia [Osobennosti formirovaniya zalezhei nefi v glinakh bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri]. In: *Neftenosnost' bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri*. Tr. IGI RGI. Moscow; 1980. pp. 128–147.
16. Konyshcheva R.A., Sakhibgareev R.S. Nature of reservoir capacity in the Bazhenov claystone, Western Siberia [O prirode emkosti v argillitakh bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri]. *DAN SSSR*. 1976;228(5):1197–1199.
17. Korzh M.V., Filina S.I. Features of claystone lithogenesis in the Bazhenov Formation and possible mechanism of oil generation in them [Osobennosti litogeneza argillitov bazhenovskoi svity i vozmozhnyi mekhanizm obrazovaniya v nikh zalezhei nefi]. In: *Neftenosnost' bazhenovskoi svity Zapadnoi Sibiri*. Tr. IGI RGI. Moscow; 1980. pp. 6–18.
18. Krivosheeva Z.A., Sokolov B.A. Oil pools formation in shale series through decompaction [Obrazovanie neftyanykh zalezhei v glinistykh tolshchakh v rezul'tate razuplotneniya]. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 1980;(1):26–29.
19. Krylov N.A., Orel V.E., Filina S.I. Features of the commercial oil occurrence in the Bazhenov rocks [Osobennosti promyshlennoi neftenosnosti porod bazhenovskoi svity]. *Neftgazovaya geologiya i geofizika*. 1980;(8):15–17.
20. Zubkov M.Yu. Lithological and petrophysical description of Bazhenov and Abalak formations in the central part of the Krasnoleninsky Arch (Western Siberia) [Litologo-petrofizicheskaya kharakteristika otlozhenii bazhenovskoi i abalakskei svity tsentral'noi chasti Krasnoleninskogo svoda (Zapadnaya Sibir')]. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and geophysics*. 1999;40(12):1821–1836.
21. Zubkov M.Yu. Analysis of K, U, Th, and B distribution in the Upper Jurassic formations of the central part of the Krasnoleninsky Arch (Western Siberia) with the aim of their bedding, correlation, and identification of potentially productive layers within them [Analiz raspredeleniya K, U, Th i V v verkhneyurskikh otlozheniyakh tsentral'noi chasti Krasnoleninskogo svoda (Zapadnaya Sibir') s tsel'yu ikh stratifikatsii, korrelyatsii i vydeleniya v nikh potentsial'no produktivnykh plastov]. *Geokhimiya*. 2001;(1):51–70.
22. Zubkov M.Yu., Kagan M.V., Vokin R.D. et al. Prediction of pay zones in the Bazhenov and Abalak formations of the Srednenazymy License Area [Prognoz produktivnykh zon v otlozheniyakh bazhenovskoi i abalakskei svity Srednenazymy litsenzionnogo uchastka]. In: *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Yugry*. V. 2. (Odinnadtsataya nauchno-prakticheskaya konferentsiya). Khanty-Mansiisk; 2008. pp. 64–81.
23. Zubkov M.Yu. Reservoirs in the Bazhenov-Abalak complex of the Western Siberia and methods of forecasting its spread [Kollektory v bazhenov-abalakskom komplekse Zapadnoi Sibiri i sposoby ikh prognoza]. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2014;(5):58–72.
24. Zubkov M.Yu. Bituminization of the Bazhenov Formation and its relation to hydrothermal processes (Western Siberia) [Svyaz' bituminizatsii bazhenovskoi svity s gidrotermal'nymi protsessami (Zapadnaya Sibir')]. *Gornye vedomosti*. 2018;160(6):6–24.
25. Efremov E.P., Zubkov M.Yu., Borkun F.Ya. et al. [Metodika otsenki perspektiv neftegazonosnosti bazhenovskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri. Energiya i mekhanizm pervichnoi migratsii uglevodorodov]. In: *Energiya i mekhanizm pervichnoi migratsii uglevodorodov*. – M. : Nauka, 1988. – pp. 152–161.
26. Naboko S.I. Formation of present-day thermal springs and metamorphism of solutions and rocks [Formirovanie sovremennykh gidroterm i metamorfizm rastvorov i porod]. In: *Voprosy vulkanizma: tr. Pervogo Vsesoyuznogo vulkanologicheskogo soveshchaniya*. 23 September – 2, October 1959. Moscow: Izd. AN SSSR; 1962. pp. 52–62.