

УДК 553.983, 553.982.239

Н.С. Балущкина¹, Г.А. Калмыков², Н.И. Коробова³, Т.А. Шарданова⁴**СТРУКТУРА ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ И АБАЛАКСКОЙ СВИТ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА⁵**

Представлены результаты изучения структуры пустотного пространства нефтенасыщенных пород баженовской и абалакской свит. Коллекторы баженовской свиты относятся к поровому и порово-микрокавернозному типу, пустотное пространство которых сформировалось в результате преобразования минерального (биогенный кремнезем) и органического (кероген) компонентов пород. В зависимости от минерального состава пород-коллекторов и степени их катагенетической преобразованности соотношение типов пор может меняться. Основной минерал, заполняющий поровый объем и ухудшающий фильтрационно-емкостные свойства, — пирит. Коллекторы баженовско-абалакского комплекса, приуроченные к карбонатному пласту на границе свит, относятся к трещинно-каверновому типу.

Ключевые слова: баженовская свита, пустотное пространство, нефтенасыщенные породы.

Using integrated analysis of core material we identified secondary reservoirs in the Bazhenov and Abalak Formations and described their pore space. The Bazhenov reservoirs are characterized as a pore and pore micro-vuggy type that was formed during the alteration of the mineral (biogenic silica) and organic (kerogen) part of the rock. The ratio of pore types can vary according to the mineral composition of reservoir rocks and the source rock maturation level. Pyrite is the main mineral that occludes the pore volume and degrades porosity and permeability. The reservoirs of the lower Bazhenov Formation are confined to the Correlation Layer (CL) bed and are of the fractured-vuggy type.

Key words: Bazhenov formation, void space, oil-bearing rocks.

Введение. Изучение нефтенасыщенных пород баженовской (БС) и абалакской (АС) свит относится к классу задач, лежащих в основе планирования поиска, разведки и разработки залежей пласта Ю₀.

Существует более десяти моделей коллекторов пласта Ю₀, механизмов их формирования и закономерностей распределения [Белкин и др., 1983; Карнюшина и др., 2003; Сонич, 1985]. Большая часть разработанных моделей носит теоретический характер, чему есть ряд объяснений. Так, аномальные физические свойства и малая мощность БС ограничивают применение прямых качественных признаков коллектора и весьма затрудняют его изучение с использованием комплекса методов геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсморазведки. Вследствие аномально высокого пластового давления (АВПД) и хрупкости породы часто разрушаются при бурении или при проведении исследований. Основная сложность при изучении

коллекторских свойств БС связана с ее нетрадиционным по отношению к терригенным коллекторам вещественным составом и структурой пустотного пространства. При исследовании керна это ограничивает применение стандартных методик выделения и изучения коллекторов без их специальной адаптации к высокоуглеродистым отложениям.

Исследователи, чтобы подтвердить наличие коллектора, часто опираются на косвенные признаки нефтенасыщения (такие, как степень битуминозности пород), а также на методы, позволяющие рассчитывать объем пустотного пространства на полномасштабном керна или с использованием данных геофизических исследований скважин.

Следует отметить, что только испытания скважин, анализ кривых восстановления давления, комплексные данные исследования керна и промысловой геофизики, результаты эксплуатации залежи позволяют делать выводы о типе и продуктивности коллекторов в разрезе.

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, инженер; *e-mail:* nataliabalushkina@mail.ru

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, ст. науч. с.; *e-mail:* gera64@mail.ru

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, ассистент; *e-mail:* nataliyakorobova@mail.ru

⁴ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра литологии и морской геологии, доцент; *e-mail:* tshardanova@mail.ru

⁵ Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 15-17-00010).

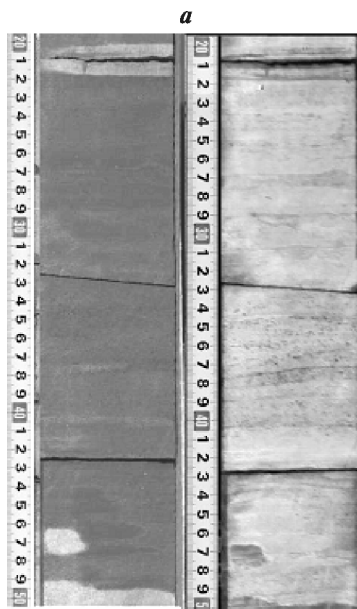
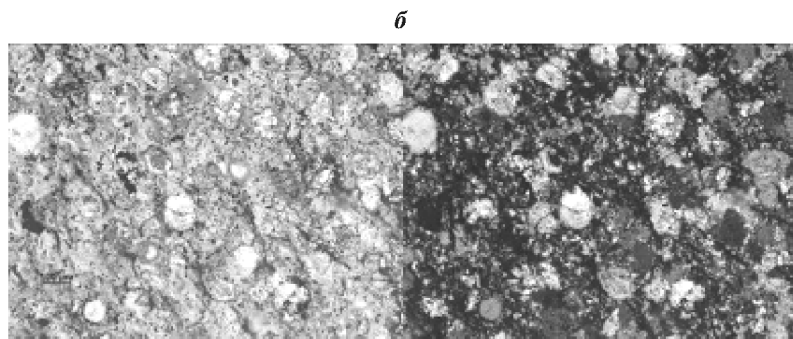


Рис. 1. Фото керна нефтенасыщенной карбонатно-кремнистой породы (доломитизированного силицита) в дневном и ультрафиолетовом свете (а), его радиоляриевая структура в прокрашенном петрографическом шлифе при параллельных и скрещенных николях (б)



Материалы и методы исследований. Вещественный состав пород мы определяли на основе данных рентгенофлюоресцентного анализа с привлечением результатов рентгенофазового анализа, карбонатометрии и пиролиза [Балушкина и др., 2013].

Структуру пустотного пространства пород изучали с использованием стандартных петрографических методов, рентгеновской макро- и микротомографии и сканирующей электронной микроскопии.

Применение такого комплекса методов вызвано тем, что в породах БС и АС, в отличие от традиционных коллекторов, могут присутствовать поры, трещины и каверны, размеры которых отличаются на несколько порядков и приурочены к разным литотипам пород. В первоочередные задачи входило определение литотипов нефтенасыщенных пород и их изучение при минимальном механическом и химическом воздействии на образцы керна. На следующем этапе оценивали взаимоотношение типов пустот в объеме породы и их роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств.

Макротомографическая съемка и расчет объема пустотного пространства применимы для природных макротрещин и каверн, размеры и протяженность которых сопоставимы с размерами колонки керна. Главное достоинство этого мето-

да — возможность количественно оценить объем пустотного пространства не только видимых каверн и трещин, но и распределенных во всем объеме выбранного участка колонки керна.

Для изучения более мелких пустот метод рентгеновской макротомографии неприменим. Выявлять и изучать морфологию пористых участков породы размером <1 мм можно в прокрашенных петрографических шлифах, однако это затруднительно из-за обогащенности пород битуминозными компонентами. Некоторые пустоты можно выявить и изучить лишь с помощью сканирующего электронного микроскопа. Однако оба этих метода не позволяют получить информацию о взаимоположении пор в объеме породы. Поэтому пористые образцы исследовали с помощью рентгеновского микротомографа, который дает возможность реконструировать внутреннюю структуру пород без нарушения их целостности с точностью до 1 мкм. Этот метод незаменим при выявлении природных трещин, образование которых не связано с механическим воздействием на породу в процессе бурения и подъема керна на поверхность, выбуривания и подготовки образцов

для исследования.

Результаты исследований и их обсуждение. Основной интерес в разрезах БС представляют породы, обеспечивающие приток нефти из пласта в скважину без дополнительных геологических мероприятий, таких, как кислотная обработка скважин, гидроразрыв пласта, тепловое воздействие на скважину и призабойную зону. Обязательное условие для таких пород — наличие в них сообщающихся пор, заполненных свободной подвижной нефтью, а также повышенные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС).

В БС породы, содержащие подвижную извлекаемую нефть, выявлены в нескольких литотипах. Прежде всего это плотные низкоглинистые кремнистые и карбонатно-кремнистые породы, имеющие биогенное происхождение. Источником биогенного кремнезема служили радиолярии. Радиоляриевая структура сохраняется как в кремнистых, так и в карбонатно-кремнистых породах. Породы характеризуются интенсивным свечением в ультрафиолетовом свете (УФО) (рис. 1).

В составе этих пород преобладают биогенный кремнезем и карбонатные минералы, керогена и глинистых минералов содержится не более 10%. Значения ФЕС, измеренные на образцах керна [Khamidullin et al., 2012], следующие: $K_p=4,81\div 15,17\%$, $K_{пр}=0,05\div 2,66$ мД.

Суммарная мощность кремнистых и карбонатно-кремнистых пород в разрезах может достигать 10 м, в то время как суммарная мощность пород, содержащих подвижную извлекаемую нефть, не превышает 2 м.

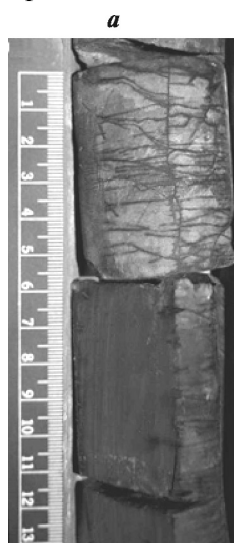
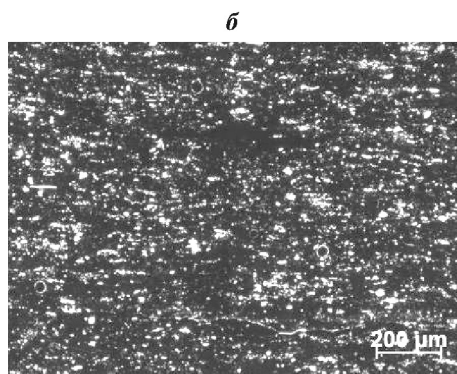


Рис. 2. Фото керна глинисто-кремнистой породы с улучшенными ФЕС с техногенной сетью трещиноватости, развитой на поверхности колонки керна, в дневном свете (а) и в шлифе при параллельных николях (б)



В некоторых случаях свободную подвижную нефть могут содержать плитчатые глинисто-кремнистые породы. Такие породы часто называют баженовской матрицей, их доля в разрезах со-

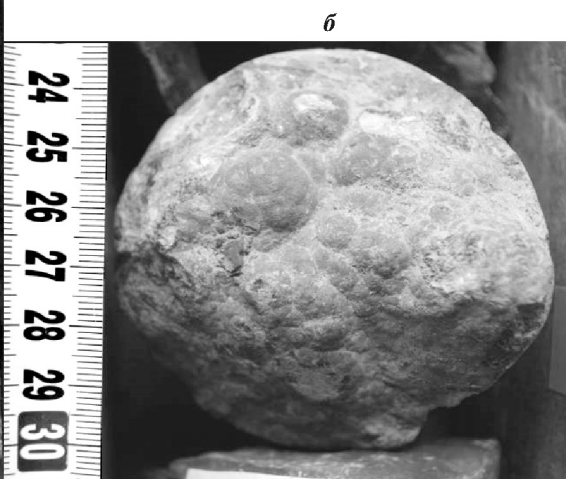
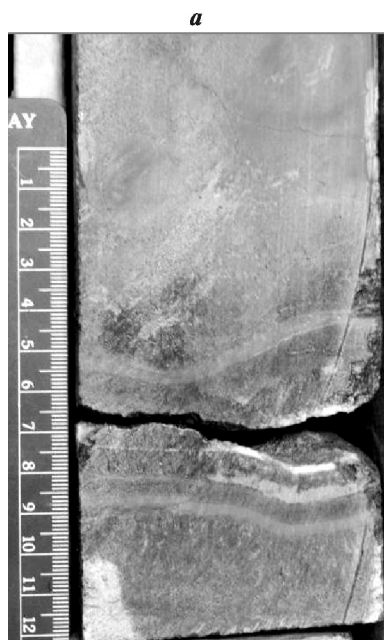


Рис. 3. Фото образцов керна из слоя КС абалакской свиты: а — карбонатная порода с волнистыми сериями, фиксирующими этапы роста бактериально-водорослевой постройки; б — известняки бежево-серые водорослевые с комковатой, бугристой текстурой

ставляет 70÷80% (рис. 2). Пористость пород составляет 2,47÷9,45%, проницаемость 0,01÷2,56 мД. Улучшенные ФЕС эти породы приобретают только в случае высокой катагенетической зрелости, отвечающей концу главной зоны нефтеобразования, когда нефтегенерационный потенциал пород практически полностью израсходован, на что указывают средние значения водородного индекса (HI=180 мг УВ/г ТОС), $T_{max}=450$ °С. В скважинах с аномально высокой степенью катагенетической преобразованности коэффициент аномальности пластового давления достигает 1,8, а характерная черта пород — высокая техногенная трещиноватость с хаотичным расположением трещин. Трещины образуются в результате бурения и подъема керна на поверхность. КERN часто фрагментирован на обломки неправильной формы. Так как процессы генерации нефти в этих породах уже практически завершились, то столь напряженное состояние пород может быть следствием затрудненных процессов первичной миграции нефти или тектонического напряжения.

Третий литологический тип пород, содержащих подвижную извлекаемую нефть, — карбонаты (известняки, доломиты или смешанные известково-доломитовые породы) слоя КС, приуроченного к нижней части БС или кровле АС (рис. 3). На начальных этапах исследования слой КС выделялся как один из коррелируемых по каротажным кривым в кровле абалакской свиты (отсюда и его обозначение «корреляционный слой» [Белкин и др., 1983]). Мы также используем для этого слоя аббревиатуру КС, но, скорее, в силу традиции, так как слагающие его карбонатные породы асинхронны и афациальны, могут встречаться как в баженовской, так и в абалакской частях разреза, иногда число таких пластов в разрезах некоторых скважин достигает 5 или они отсутствуют. Слои КС в абалакской свите перекрыты или подстилаются глинистыми породами, нарушенными зеркалами скольжения.

Породы слоя КС — карбонатные бактериальные образования, часто с брекчиевидной структу-

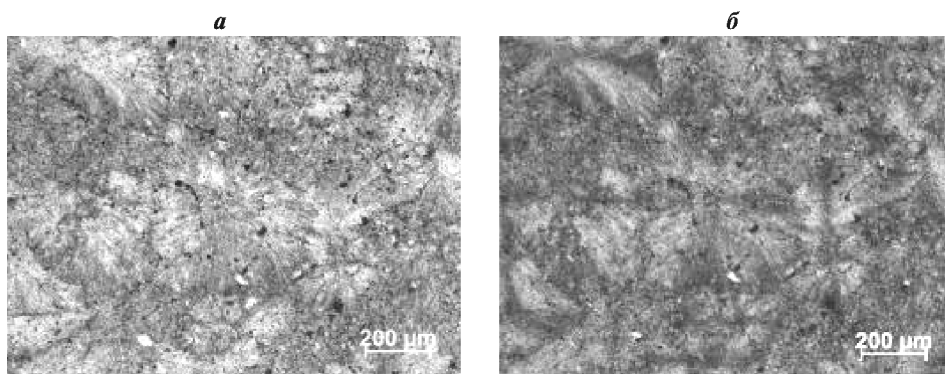
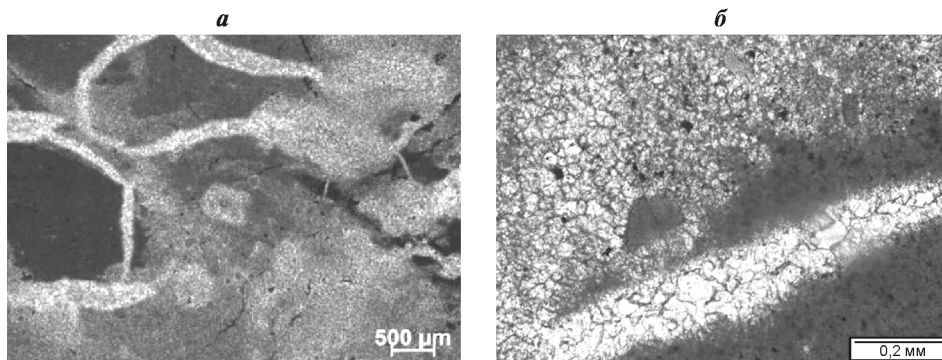


Рис. 4. Фото известняка со сферолитовой структурой: *а* — николи параллельные, *б* — николи скрещенные

Рис. 5. Фото обломков ступковато-комковатых водорослевых известняков в доломитах (*а*) и обломков микритового доломита с глауконитом (*б*)



рой, с обломками разных размера и формы, часто кавернозные. Брекчиевидную структуру породы пласта КС приобретают за счет широких трещин и связанных с ними каверн выщелачивания, минерализованных кальцитом, который выполняет роль цемента. Видимые размеры каверн и трещин достигают $n-1$ см в ширину и $n-10$ см в длину. Помимо кальцита в трещинах отмечены высоко-температурный прозрачный кварц и крупнокристаллический пирит [Балушкина и др., 2013].

Породы матрицы («обломки») представлены известняками или доломитами. Известняки имеют сферолитовую, комковатую или строматолитовую структуру (рис. 3–5).

От пород БС, содержащих подвижную извлекаемую нефть, породы слоя КС отличаются тем, что нефтенасыщение в них приурочено только к кавернам и трещинам. Нефтенасыщение основной массы пород КС слабое в доломитах и отсутствует в известняках (рис. 6, 7). Матрица КС,

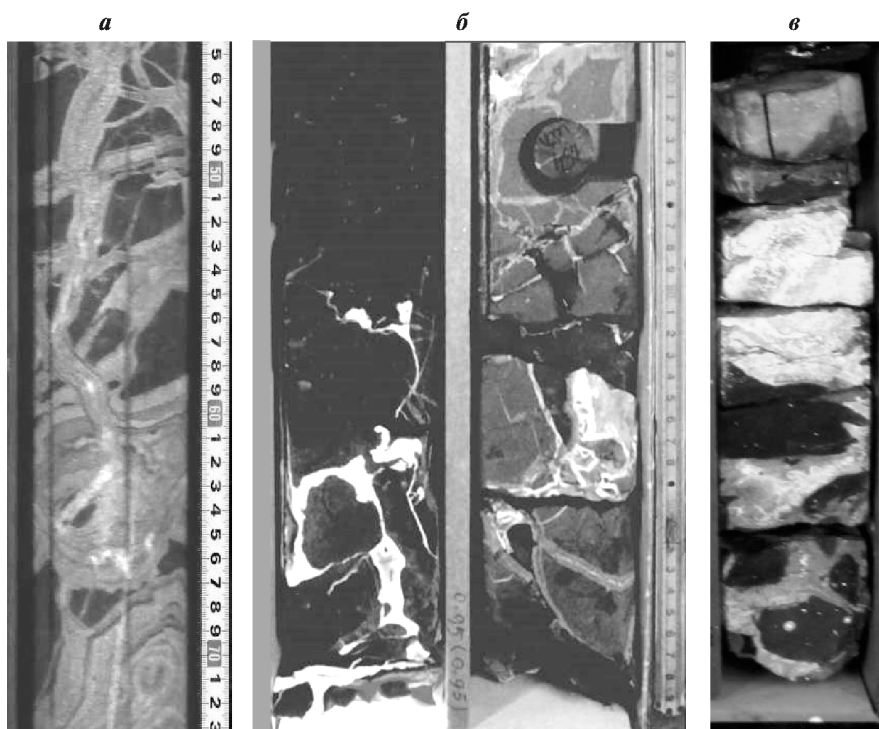


Рис. 6. Неравномерное свечение ядра пород слоя КС в ультрафиолетовом свете (*а–в*). Матрица пород сложена кальцитом. Свечение, указывающее на наличие углеводородов и гетероатомных соединений нефтяного ряда, приурочено к трещинам и кавернам (основная масса пород при ультрафиолетовом освещении не светится)

сложенная кальцитом, не обладает свечением в УФ-лучах. Величины ФЕС находятся на границе аналитического обнаружения, ФЕС пород матрицы КС: $K_p = 0,31 \pm 0,54\%$, $K_{pr} = 0,06 \pm 0,64$ мД.

На отдельных образцах керна зафиксированы процессы пропитки основной массы пород углеводородами в направлении от краев трещин или каверн, за счет чего цвет некоторых образцов в течение нескольких месяцев изменяется от светло-серого до буро-коричневого (рис. 8). Равномерность и интенсивность пропитки контролируются структурой и составом пород матрицы и степенью нефтенасыщенности трещин и каверн.

Типы пустот, их распределение в объеме пород и номенклатура. Все выявленные в нефтенасыщенных породах пустоты можно разделить на две группы — приуроченные к минеральной части и к органической (керогену). К группе минеральных пустот относятся трещины и каверны пласта КС, а также микрокаверны и поры в глинисто-карбонатно-кремнистой массе БС.

Размеры трещин и каверн выщелачивания в слое КС достигают $n \cdot 10$ см в ширину и $n \cdot 10$ см в длину. Такие размеры не позволяют оценивать объем пустотного пространства на стандартных петрофизических цилиндрах размером 30×30 мм и тем более использовать для этой цели мелкомасштабные методы электронной микроскопии и рентгеновской микротомографии. Единственный приемлемый метод количественной оценки объема пустотного пространства в них — макротомография трещинно-кавернозных зон на полноразмерном керне. Стереологический анализ систем пустот (рис. 9) показал, что практически все каверны связаны с внешней поверхностью керна и слабо сообщаются между собой.

По результатам макротомографической съемки рассчитана кавернозная пористость для отдельных неразрушенных участков керна. Расчеты показали, что пористость таких интервалов изменяется в пределах 5–8% в зависимости от выбранной зоны обсчета и степени сохранности керна материала. Максимальная кавернозно-трещинная пористость в исследованных интервалах слоя КС достигает 10%.

Основной объем порового пространства глинисто-карбонатно-кремнистой минеральной массы пород БС связан с пустотами, образованными вследствие растворения скелетов радиоларий и впоследствии частично или полностью доломитизированными. Форма пустот округлая и башенковидная, диаметр достигает 100 мкм, длина 250 мкм, это микрокавернозная пористость.

Кроме микрокаверн растворения радиоларий большое количество более мелких пустот присут-

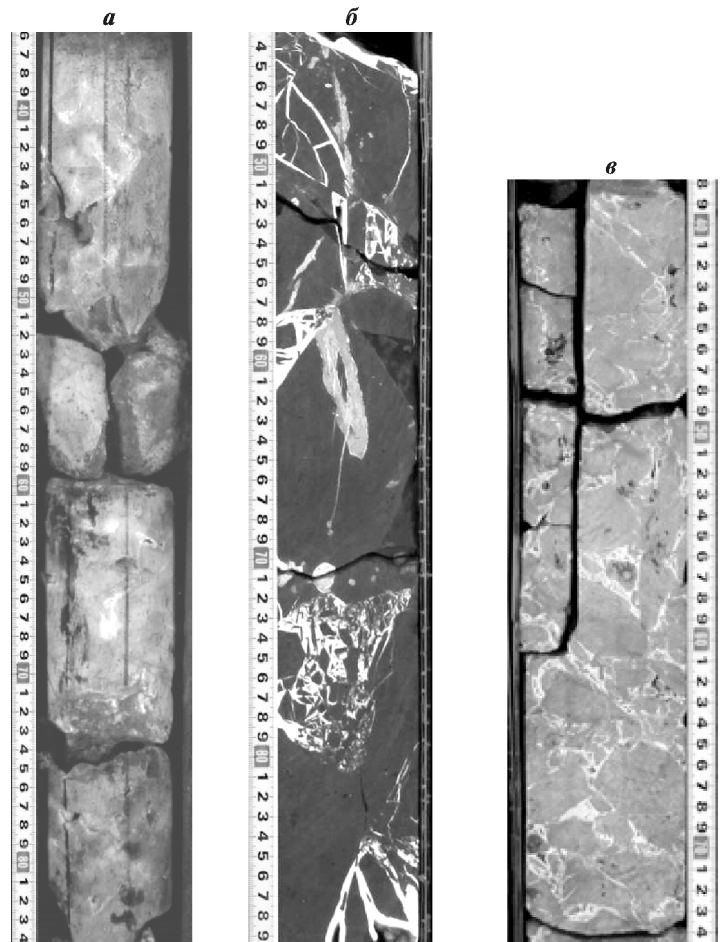


Рис. 7. Свечение керна пород слоя КС в ультрафиолетовом свете (а–в). Матрица пород сложена доломитом. Наиболее интенсивное свечение приурочено к трещинам и кавернам. Основная масса пород также характеризуется равномерным свечением

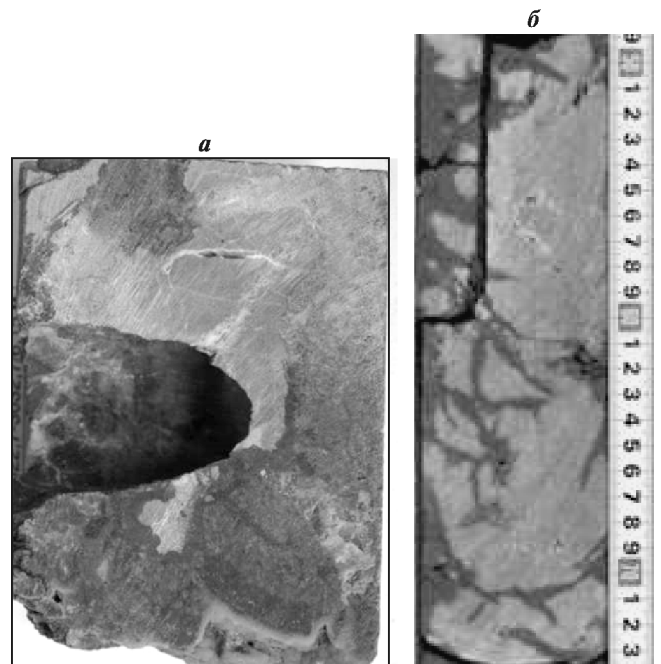


Рис. 8. Следы капиллярной пропитки углеводородами обломка пород матрицы за счет углеводородов из трещины (а, б)

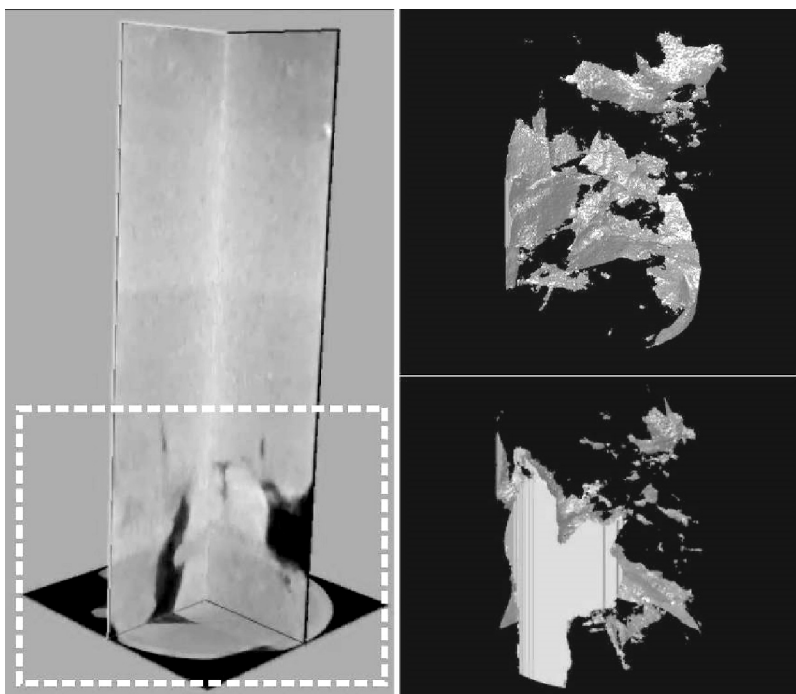


Рис. 9. Объемная визуализация распределения макропустот в карбонатных породах слоя КС (а-б)

стует в кремнистой массе пород. Эти кремнистые пористые участки породы сложены микрокристаллами кварца, а сами поры представляют собой пустоты между отдельными кристаллами или их скоплениями. Как правило, участки окварцевания с межкристаллическими пустотами оконтуривают либо более крупные пустоты растворения (рис. 10), либо нацело карбонатизированные скелеты радиоларий (рис. 11).

Петрографическими методами затруднительно проанализировать взаиморасположение высокопористых участков с межкристаллическими и микрокаверновыми пустотами и низкопористых участков в породах. Для этой цели был применен метод рентгеновской микротомографии. В результате получены плотностные рентгеновские сечения, на которых разными оттенками серого показано распределение плотности породы. Наиболее плотные участки имеют белый цвет на рентгеновских срезах, тогда как наименее плотные характеризуются почти черным. К наиболее плотным в БС относятся пирит и менее плотные карбонатные

минералы. К наименее плотным, очевидно, относятся участки, сложенные керогеном, а также поры, заполненные флюидом (рис. 12). Пустоты растворения, или микрокаверны, имеют округлую и овальную форму, диаметр их составляет $n \cdot 0,1$ мм, сообщаемость обеспечивается за счет мелких каналов в минеральной матрице породы. Эти каналы и представляют собой межкристаллические пустоты. Трещины в породах отсутствуют.

Один из важнейших факторов, контролирующих ФЕС таких пород, — интенсивность процессов карбонатизации. Наихудшими ФЕС и насыщенностью (на границе аналитического обнаружения) обладают вторичные известняки с радиолариевой структурой, сложенные кальцитом более чем на 75%. Их также отличает крайне низкое содержание органического вещества, не превышающее 1%. Остаточный генерационный потенциал апорадиолариевых известняков

низкий — $\leq 1,5$ мг УВ/г породы. Ухудшение ФЕС происходит и при увеличении содержания доломита $>50\%$. Еще один компонент, влияющий на величину ФЕС, — пирит. Занимая поровый объем, пирит при одинаковом составе минерального скелета породы ухудшает ФЕС пород. Влияние пиритизации на объем порового пространства смоделировано и оценено с помощью рентгеновского микротомографа. Так, исследованы образцы А и Б с пористостью 8,12 и 15,17% и проницаемостью $<0,1$ и 50 мД соответственно. Для образца Б при наличии в объеме породы 1% пирита пористость уменьшилась с 16 до 15%. В то же время для образца А при наличии 8% пирита в объеме породы пористость уменьшилась с 16 до 8% [Балушкина и др., 2014].

Вторая группа пустот в нефтенасыщенных породах баженновской свиты — пустоты, приуроченные к керогену. Подобного рода пустоты выявлены во многих высокоуглеродистых аналогах БС, их называют керогеновой пористостью (kerogen porosity) или органопористостью (organic porosity)

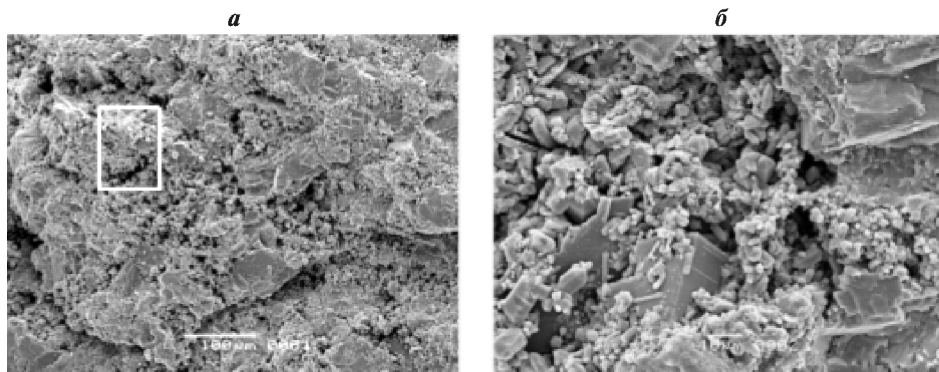


Рис. 10. Межкристаллические пустоты, оконтуривающие более крупные пустоты растворения, под сканирующим электронным микроскопом (а, б)

Рис. 11. Межкристаллические пустоты вокруг полностью доломитизированных скелетов радиолярий в прокрашенных петрографических шлифах (а, б); в — фото скола под сканирующим электронным микроскопом

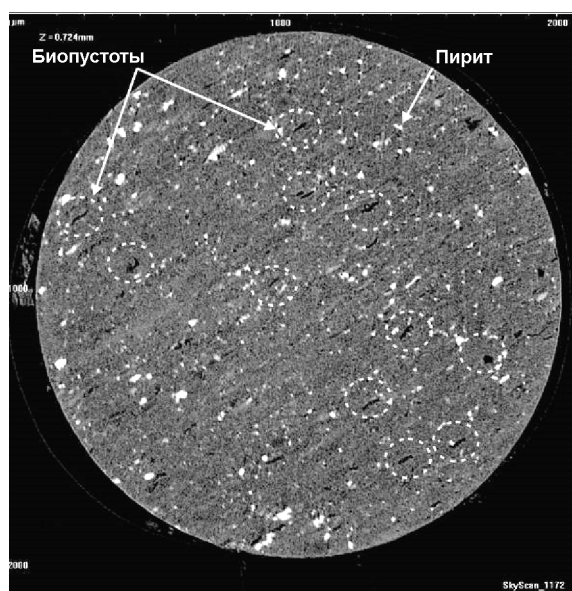
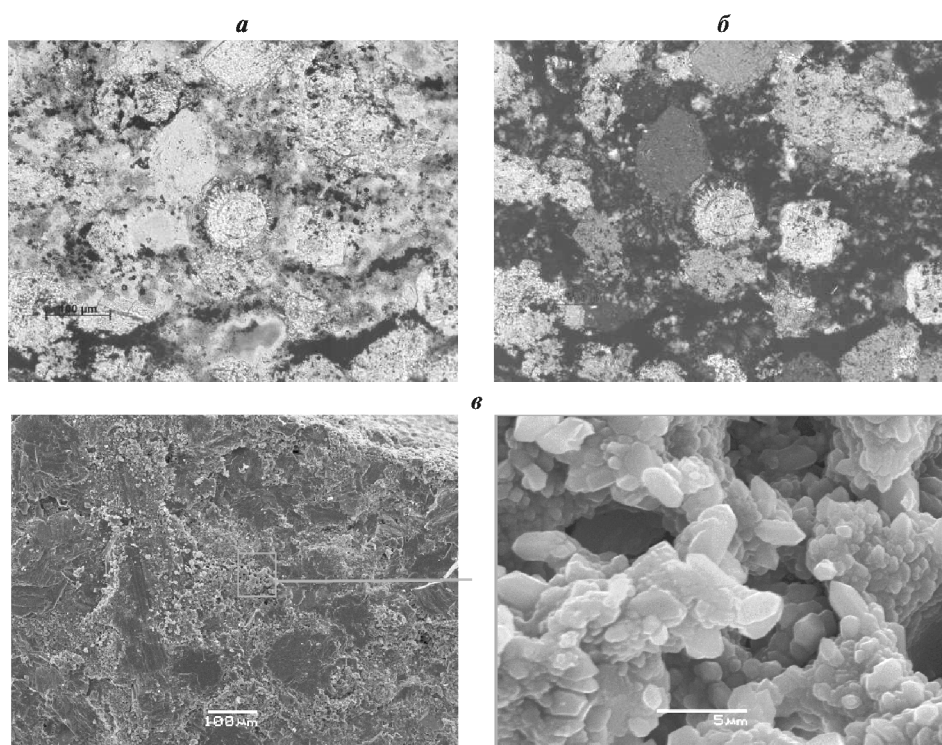


Рис. 12. Плотностное рентгеновское сечение образца глинисто-кремнистой породы с пористостью 9,45% и проницаемостью 2,56 мД

[Curtis et al., 2010; Loucks et al., 2009]. Это округлые поры, приуроченные к участкам пород, сложенных керогеном. На рис. 13 приведены фото скола образца породы и результаты сканирования его поверхности — распределение углерода, кремния и серы на выбранном участке анализа, средняя концентрация и гистограмма распределения значений концентрации основных элементов на выбранном участке. Набор элементов для картирования был выбран исходя из состава породы, так как кремний отражает распределение биогенного кремнезема и, будучи составляющим элементом глин, также указывает на наличие в породе глинистых минералов.

Сера дает информацию о пирите. Пренебрежимо малые концентрации кальция свидетельствуют о том, что углерод не является частью карбонатных минералов (таблица).

Элементный состав образца

Элемент	Состав	
	масс. %	атомный, %
C	62,55	73,48
O	21,23	18,72
Na	0,21	0,13
Al	1,39	0,73
Si	11,58	5,82
S	1,53	0,67
K	0,30	0,11
Ca	0,35	0,12
Fe	0,87	0,22
Сумма	100,00	

Размер пор не превышает 1 мкм, что сопоставимо с размерами молекул углеводородов нефтяного ряда (длина связей C—C в насыщенных углеводородах составляет ~0,154 нм, C—H — ~0,109 нм [Плюснин, 1974]. Соединяясь между собой, поры образуют полости, размеры которых <2 мкм (рис. 14).

Эти характеристики позволяют рассматривать органопористость БС как часть общей пористости, заполненной углеводородами не только газового, но и нефтяного ряда, но набор методов, которые позволяют выявлять и изучать эти поры, ограничен. Так, идентифицировать поры внутри керогена с помощью рентгеновского микротомографа невозможно из-за его ограниченной разрешающей

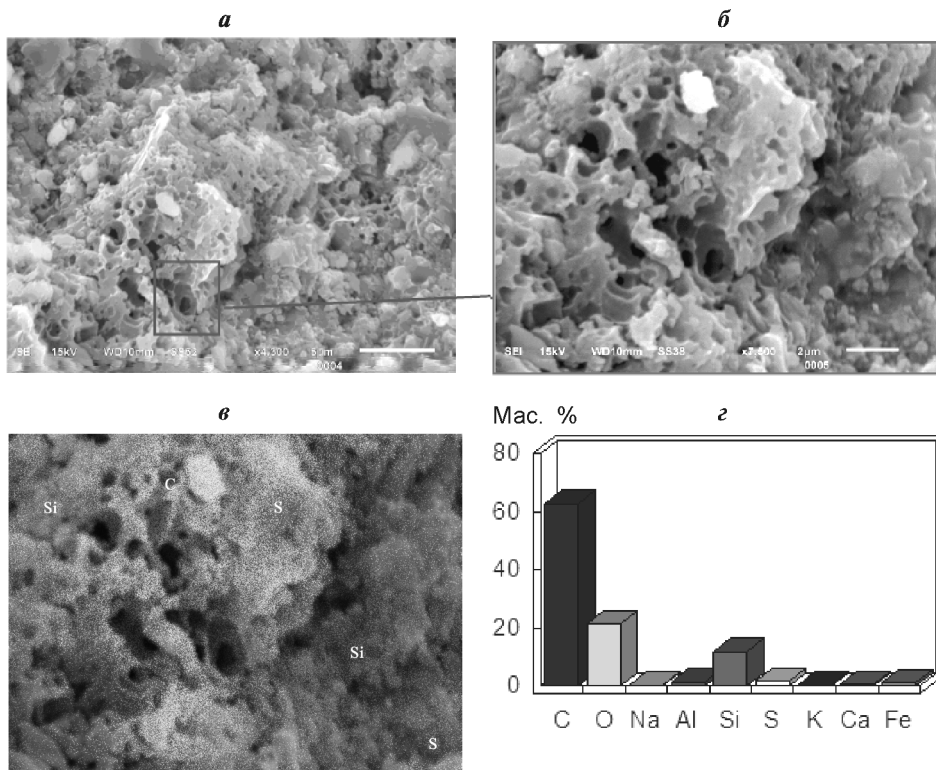


Рис. 13. Фото скола глинисто-кремнистой породы с пористостью 9,45% (а) и фрагмент, выбранный для сканирования (б); карта распределения кремния, углерода и серы на выбранном фрагменте (в); гистограмма распределения значений средней концентрации основных элементов на выбранном участке анализа (д)

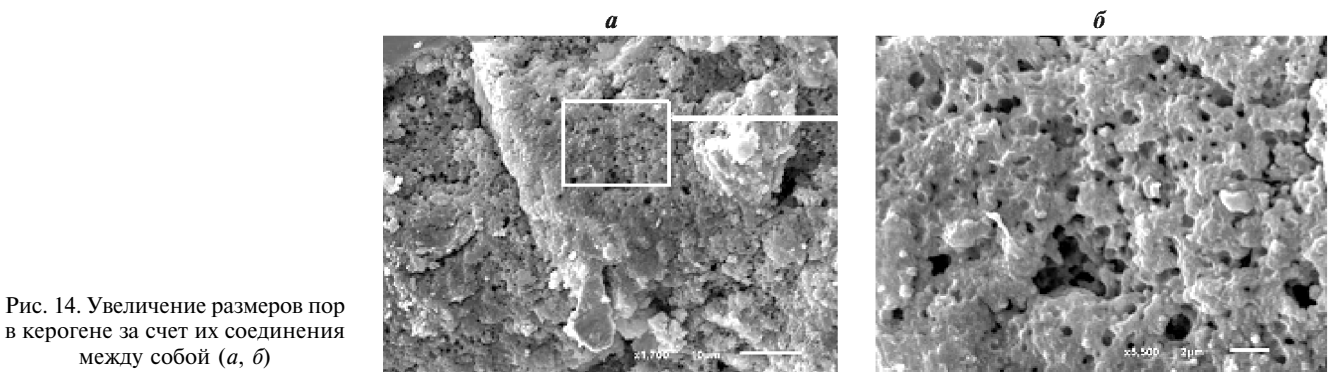


Рис. 14. Увеличение размеров пор в керогене за счет их соединения между собой (а, б)

способности и близких плотностных характеристик нефти и керогена. Однако данные микротомографии дают представление о распределении и связи участков высокопористого керогена между собой и с минеральной частью породы. На рентгеновских срезах выделяются два вида пор — башенковидной или округлой формы, а также уплощенные линзы. Первые — поры растворения скелетов радиолярий, вторые — участки пористого керогена. Органопористость, как и межкристаллическая пористость в кремнистой массе породы, играет важную роль в процессах фильтрации флюидов.

Ухудшение качества пород с керогеновой пористостью, как и пород с пористостью растворения, может происходить вследствие бактериальной переработки органического вещества и пиритизации порового пространства.

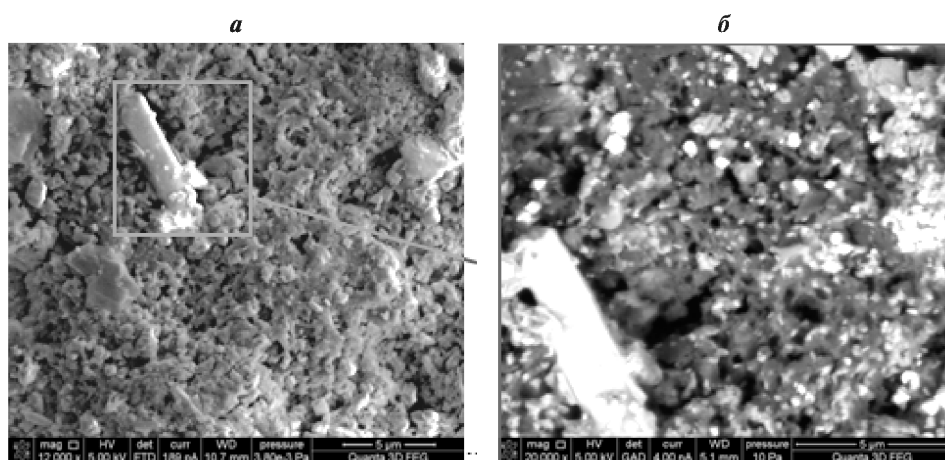
На рис. 15 приведены фото участков пористого керогена, сделанные на сканирующем электронном микроскопе. Более светлой окраской (рис. 15, б) отличаются наиболее плотные кристаллы пирита, заполняющие поровое пространство внутри

керогена. Форма и размеры кристаллов различны, иногда кристаллы образуют микростяжения, например, микростяжение пирита на рис. 15.

Заключение. В результате исследований выделены литотипы пород БС и АС, которые могут содержать подвижную извлекаемую нефть в поровом пространстве и характеризоваться улучшенными ФЕС. Это карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные породы с реликтовой радиоляриевой структурой, плитчатые глинисто-кремнистые породы, а также известняки и доломиты, развитые на границе БС и АС. В этих литотипах выявлено несколько типов пустотного пространства, различающихся по структуре и генезису: порово-микрокаверновый тип, трещинно-каверновый тип и внутрикерогеновое пустотное пространство.

В зависимости от минерального состава пород и степени их катагенетической преобразованности соотношение пустот разного типа может меняться. В карбонатно-кремнистых породах, находящихся в начале и середине главной зоны нефтеобразова-

Рис. 15. Пиритизация порового пространства внутри керогена в глинисто-кремнистой породе (а, б)



ния, основной вклад в общую емкость вносят поры растворения, межкристаллическая пористость обеспечивает фильтрационные свойства. В плитчатых глинисто-кремнистых породах, находящихся на стадиях катагенеза, ФЕС низкие.

На завершающей стадии главной зоны нефтеобразования появляется керогеновая пористость. Керогеновая пористость, как и межкристаллическая, обеспечивает в основном фильтрационные свойства пород.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Белохин В.С. и др. Кремнистые коллекторы баженовского горизонта Средне-Назымского месторождения и структура их пустотного пространства // Вестн. Моск. ун-та. 2014. № 2. С. 35–44.

Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Кирюхина Т.А. и др. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти из них // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 48–60.

Белкин В.И., Ефремов Е.П., Каптелинин Н.Д. Модель коллекторов нефти баженовской свиты Салымского месторождения // Нефт. хоз-во. 1983. № 10. С. 27–31.

Карнюшина Е.Е. Кремнистые породы нефтеносной баженовской свиты Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Вестн. Моск. ун-та. 2003. № 6. С. 19–27.

Плюснин В.Г. Алкилирование бензола и его производных в присутствии кислотных катализаторов. М.: Центр, 1974.

Основной минерал, заполняющий поровый объем и ухудшающий ФЕС пород, — пирит.

Породы пласта КС, содержащие подвижную извлекаемую нефть, характеризуются трещинно-каверновым типом пустотного пространства. В них подвижная нефть содержится только в трещинах и кавернах, которые в изученных нами скважинах слабо сообщаются между собой, несмотря на значительные размеры.

Сонич В.П. Тип коллектора в породах баженовской свиты и механизм его образования // Особенности подсчета запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири. Тюмень: СибНИИ НП, 1985.

Curtis M.E., Amrrose R.J., Sondergeld C.H., Rai C.S. Structural characterization of gas shales on the micro- and nano-scales // Can. Unconventional Resources and Intern. Petroleum Conference: Socie. of Petrol. Engin. Calgary, Alberta, Canada, 2010. P. 15. SPE 137693.

Khamidullin R.A., Kalmykov G.A., Korost D.V. et al. Reservoir properties of the Bazhenov formation // Soc. Petrol. Engin. Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 2012. P. 2739–2760. SPE 162094.

Loucks R.G., Reed R.M., Ruppel S.C., Jarvie D.M. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale // J. Sediment. Res. 2009. Vol. 79. P. 848–861.

Поступила в редакцию
23.03.2015