

УДК 553.983

А.С. Рослякова¹, А.Г. Калмыков², Г.А. Калмыков³, Р.А. Хамидуллин⁴,
Н.И. Коробова⁵, О.М. Макарова⁶, Е.В. Козлова⁷

СТРОЕНИЕ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА КОЛЛЕКТОРСКИХ ИНТЕРВАЛОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Представлены результаты изучения строения и фильтрационно-емкостных свойств пород баженовской свиты в разрезах трех скважин, расположенных в разных структурных зонах Приобского месторождения. Показано, что пористость образцов варьирует от 0,02 до 6,95%, абсолютная газопроницаемость пород достигает 1,364 мД. Установлено, что коллекторы в баженовской свите приурочены к силицит-радиоляритам (обладают пористостью, связанной с выщелачиванием раковинок радиолярий) и керогеново-глинисто-кремнистой породе и керогеново-глинистым силицитам (пористость связана с освобождением пространства между глинисто-кремнистой матрицей и керогеном за счет дозревания органического вещества). На формирование пустотного пространства в этих группах литотипов оказывали влияние вторичные процессы — перекристаллизация радиолярий и локальный прогрев.

Ключевые слова: баженовская свита, нетрадиционные коллекторы нефти, фильтрационно-емкостные свойства, строение порового пространства.

The paper presents a study of the structure and reservoir properties of rocks of the Bazhenov formation in the sections of three wells located in different structural zones of the Priobskoye field. It is shown that the porosity of the samples varies from 0.02% to 6.95%, the absolute gas permeability of the rocks reaches 1.364 mD. It is established that the collectors in the Bazhenov formation are confined to silicite-radiolarites (possessing porosity associated with the leaching of radiolarian shells) and kerogen-clay-siliceous rock and kerogen-clay silicite (porosity is associated with the release of space between the clay-siliceous matrix and kerogen by ripening organic matter). The following secondary processes influenced the formation of voids in these lithotypes: recrystallization of radiolarians and local warming up.

Key words: Bazhenov formation, unconventional oil reservoirs, reservoir properties, pore volume structure.

Введение. В настоящее время доля нетрадиционных ресурсов в общем количестве ресурсов Российской Федерации стремительно увеличивается в связи с истощением традиционных ресурсов. Баженовская свита (БС) представляет собой один из перспективных источников сланцевой нефти и газа на территории нашей страны, но ее строение до сих пор полностью не изучено, скважины, имеющие промышленные притоки нефти из баженовской свиты, чередуются с «сухими» скважинами [Калмыков, 2017], поэтому вопрос изучения строения баженовской свиты и ее пустотного пространства стоит особенно остро.

Ранее исследователями было показано, что структурное положение существенно влияет на пористые характеристики и коллекторские свойства пород БС [Алексеев и др., 2009; Балущкина и др., 2013]. Статья посвящена исследованию пород баженовской свиты в трех скважинах на территории Приобского месторождения (ХМАО, Тюменская область), расположенных в разных структурных зонах: скважины А и В, согласно структурной карте по кровле баженовской свиты, находятся на разной глубине во впадинах, тогда как скважина С пробурена выше по изогипсам, на склоновой части поднятия, расположенного

¹ Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирант; *e-mail:* rosliakova.anastasiia@gmail.com

² Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, инженер; *e-mail:* a.g.kalmykov@gmail.com

³ Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, докт. геол.-минер. н; *e-mail:* gera64@mail.ru

⁴ Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, науч. с.; *e-mail:* ruslan_msu@mail.ru

⁵ Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, ассистент; *e-mail:* nataliya.korobova54@mail.ru

⁶ ЗАО МиМГО, геолог; *e-mail:* ok.hrust@yandex.ru

⁷ Сколковский институт науки и технологий, Центр добычи углеводородов, ст. науч. с.; *e-mail:* e.kozlova@skoltech.ru

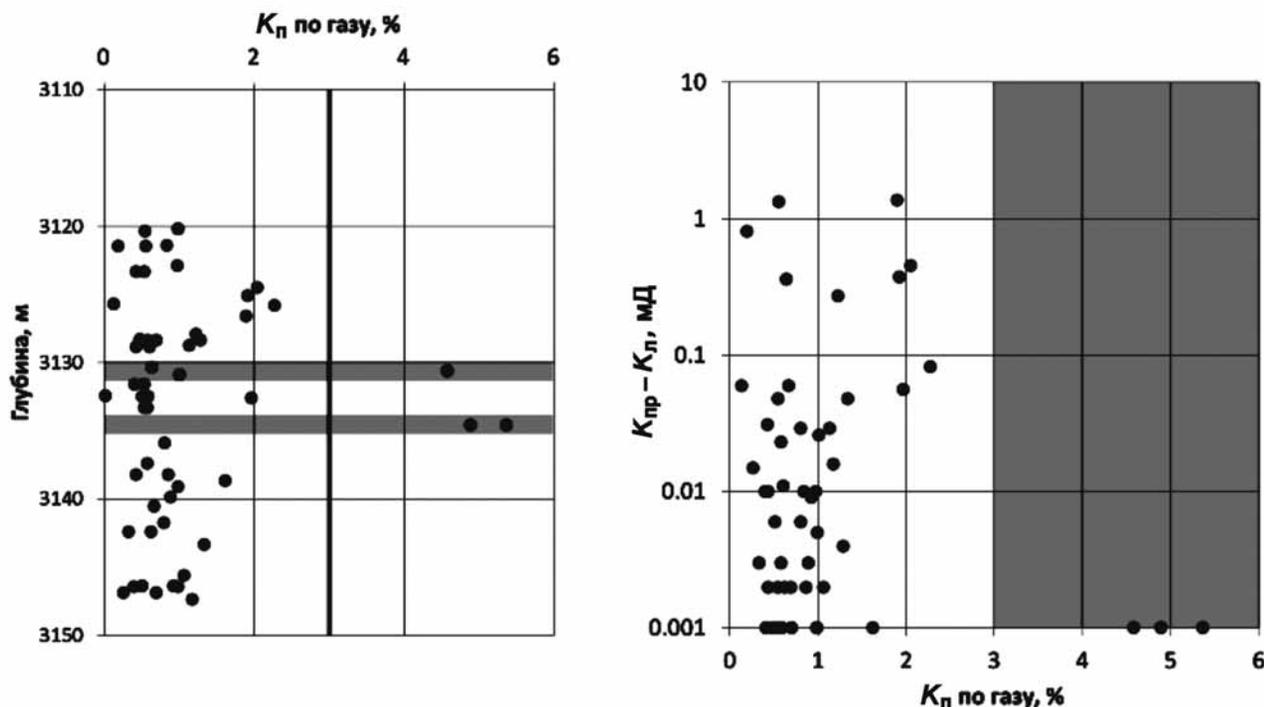


Рис. 1. Фильтрационно-емкостные свойства скважины А: а — распределение открытой пористости по газу (K_p по газу) по разрезу (серое — интервалы с K_p по газу >3%); б — сопоставление открытой пористости по газу с абсолютной газопрооницаемостью с поправкой по Клинкенбергу ($K_{пр} - K_{кл}$)

западнее от нее. Интерес представляет изучение изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и литологического состава по площади месторождения, прослеживание возможной связи между ними, оценка влияния структурных особенностей и вторичных процессов на формирование коллекторских свойств.

Выделение коллекторских интервалов проводилось на основании результатов определения ФЕС. В результате предыдущих исследований к коллекторам в баженовской свите отнесены породы, пористость образцов которых по газу превышает 3% [Калмыков, 2017]. Такое значение пористости выбрано на основании данных о притоках, полученных из скважин с разрезами баженовской свиты с разной пористостью [Калмыков, 2017] и с учетом возможной погрешности полученного результата, вызванной неоднородностью пород баженовской свиты. Важно отметить, что пустотное пространство, через которое в лабораторных условиях может быть прокачан газ, в пласте заполнялось нефтью, однако при подъеме колонки керна на поверхность нефть из пород выдавливалась за счет изменения давления и дегазации пород. По фильтрационным свойствам можно выделить естественные коллекторы, которых проницаемость с поправкой по Клинкенбергу составляет $>0,004$ мД, и технически стимулируемые коллекторы с проницаемостью $<0,004$ мД [Калмыков, 2017].

Методика исследования. Для выделения наиболее перспективных интервалов разрезов скважин

использованы результаты лабораторных петрофизических исследований на стандартных цилиндрических образцах горных пород длиной и диаметром 30 мм, отобранных из керна скважин А, В и С. В ходе исследования фильтрационно-емкостные свойства образцов определены с использованием специального оборудования — автоматизированной системы измерения пористости и проницаемости — порозиметра «АР-608» («CoretestSystems», США). Измерение динамической пористости выполнено газовольюметрическим методом, основанным на законе Бойля–Мариотта. Далее под понятием пористость будем иметь в виду именно динамическую пористость. Исследование значений абсолютной газопрооницаемости проводилось по методу нестационарной газофильтрации азотом. При характеристике фильтрационных свойств образцов проницаемость бралась с поправкой по Клинкенбергу, учитывающей проскальзывание газа при низких значениях давления. В низкопроницаемых породах эта поправка показывает истинное значение проницаемости, так как без учета проскальзывания газа замеры проницаемости имеют существенную погрешность. Отметим, что порозиметр за возможное минимальное значение проницаемости с поправкой по Клинкенбергу принимает $<0,001$ мД. В нашей работе столь малые значения проницаемости были округлены до 0 мД.

Помимо изучения фильтрационно-емкостных свойств определяли литологический состав баженовской свиты и геохимические параметры.

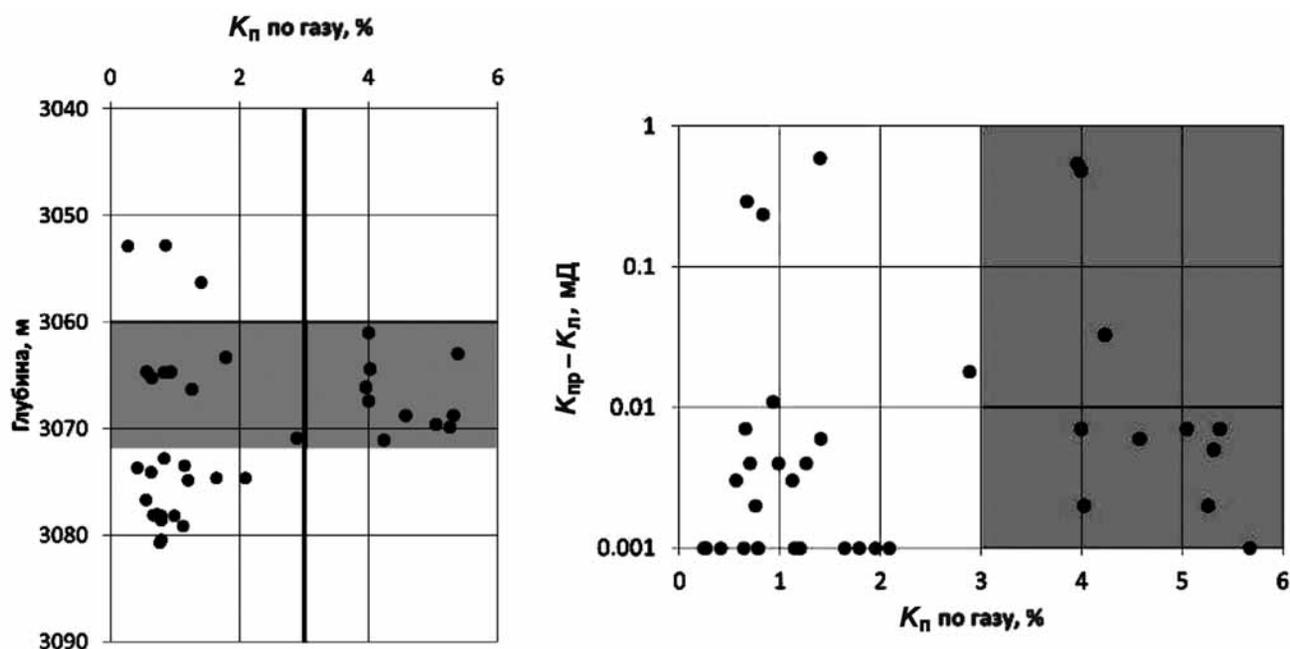


Рис. 2. Фильтрационно-емкостные свойства скважины В: а — распределение открытой пористости по газу ($K_{п}$ по газу) по разрезу (серое — интервалы с $K_{п}$ по газу >3%); б — сопоставление открытой пористости по газу с абсолютной газопроницаемостью с поправкой по Клинкенбергу ($K_{пр}$ -Кл)

По описанию керна и шлифов, минерально-компонентному составу (по массе и по объему), ГИС и геохимическим исследованиям БС выполнена разбивка отложений скважин на группы литотипов. Для определения минерально-компонентного состава применяли рентгенофазовый и рентгенофлуоресцентный анализы. Первый основан на получении и анализе дифракционной картины, возникающей в результате интерференции рентгеновских лучей, рассеянных электронами атомов облучаемого объекта; второй — на зависимости между интенсивностью излучения рентгеновской характеристической флуоресценции определяемого элемента и содержанием этого элемента в анализируемой пробе. Рентгенофазовый анализ проводили на рентгеновских дифрактометрах «Thermo ARL X-TRA», «Дрон-4», «JEOL». Рентгенофлуоресцентный анализ выполняли на вакуумном спектрометре последовательного действия модели «Axios Advanced». В качестве источника рентгеновского излучения в спектрометре используется рентгеновская трубка ($U_{max}=66$ кВ, $I_{max}=160$ мА; материал анода в базовом исполнении — родий). Для характеристики типа органического вещества (ОВ) и особенностей его катагенетического преобразования использовался пиролизатор Rock-Eval-6; принцип действия которого основан на ступенчатом нагреве образцов горной породы в инертной среде и фиксации углеродсодержащих соединений пламенно-ионизационным и инфракрасным детекторами [Козлова, 2015].

Значения ФЕС. В изученных образцах отсутствует корреляционная зависимость между значениями пористости и проницаемости, полученные значения представлены на рис. 1–3.

Открытая пористость по газу в скважине А изменяется от 0,02% (3132,44 м) до 5,37% (3134,55 м) (рис. 1, а). Абсолютная газопроницаемость варьирует от 0 до 1,364 мД (3126,60 м). Значения открытой пористости, позволяющие отнести исследуемые прослой к коллектору, наблюдаются на глубине 3134,55 и 3130,6 м (на рис. 1 эти интервалы выделены серым). В табл. 1 представлены значения фильтрационных свойств для каждого образца с пористостью >3%.

Таблица 1

Фильтрационные свойства образцов из скважины А с пористостью >3% из технически стимулируемых коллекторов

Параметры	Глубина, м		
	3130,60	3134,55	3134,55
Пористость, %	4,58	5,37	4,90
Проницаемость с поправкой по Клинкенбергу, мД	0,001	0,001	0,001

Открытая пористость по газу в скважине В изменяется от 0,27% (3052,85 м) до 5,37% (3062,97 м) (рис. 2, а). Абсолютная газопроницаемость варьирует от 0 до 0,588 мД (3056,25 м). Значения открытой пористости, позволяющие отнести исследуемые прослой к коллектору, отмечены в интервале глубины 3071,12–3061,0 м (на рис. 2 интервал выделен серым). В табл. 2 представлены значения фильтрационных свойств для каждого образца с пористостью >3%.

Открытая пористость по газу в скважине С изменяется от 0,28% (3165,14 м) до 6,95% (3182,61 м) (рис. 3, а). Абсолютная газопроницаемость варьирует от 0 до 0,895 мД (3185,97 м). Прослой с повышенными значениями открытой пористости вы-

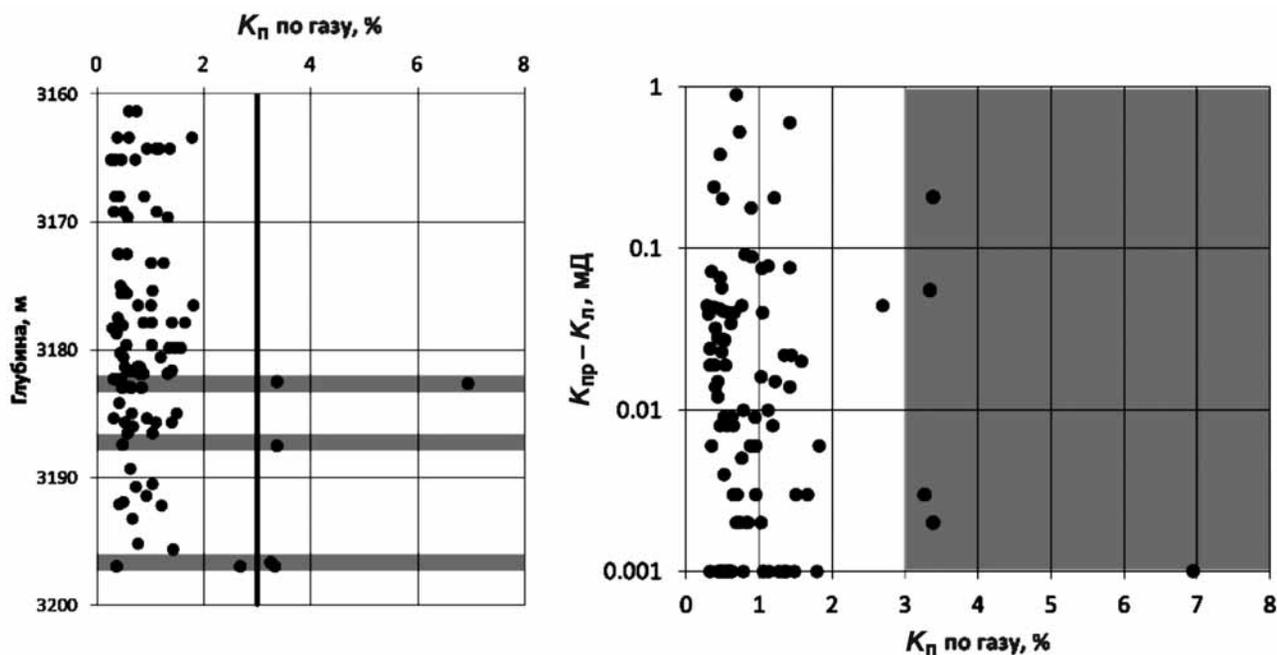


Рис. 3. Фильтрационно-емкостные свойства скважины С: а — распределение открытой пористости по газу ($K_{п}$ по газу) по разрезу (серое — интервалы с $K_{п}$ по газу $>3\%$); б — сопоставление открытой пористости по газу с абсолютной газопрооницаемостью с поправкой по Клинкенбергу ($K_{пр}-K_{л}$)

явлены в интервале глубины 3196,95–3196,65 м, на глубине 3187,5 м и в интервале 3182,61–3182,48 м. Эти интервалы выделены как наиболее перспективные объекты для изучения в качестве коллектора (на рис. 3 эти интервалы выделены серым). В табл. 3 представлены значения фильтрационных свойств для каждого образца с пористостью $>3\%$.

Как видно из данных приведенных в табл. 1–3, в скважинах А, В и С нет четкого разделения на интервалы с технически стимулируемыми и естественными коллекторами, поэтому далее мы не использовали такое разделение и считаем выделенные интервалы коллекторскими.

Межскважинная корреляция. Баженовская свита представляет собой тонкое чередование пород с разным содержанием кремнистой (кр), глинистой (гл), карбонатной (известняковой (изв) и доломитовой (дол)) составляющих, а также органического вещества. Выделение групп литотипов базировалось на следующей классификации: в название породы включены составляющие, количество которых в породе $>10\%$ по возрастанию их доли в породе; при содержании в породе какой-либо из составляющих $>50\%$ порода названа по этой составляющей (например, силицит, известняк и др.). Силицит-радиолярит выделен по содержанию радиолярий $>70\%$. ОВ, находящееся в матрице породы, отнесено к керогеновой составляющей (кер) [Макарова и др., 2017].

Для прослеживания выделенных групп литотипов по профилю проведена межскважинная корреляция между скважинами А, В и С. Отметим, что скважины А и В, согласно структурной карте, находятся во впадинах, тогда как скважина С расположена выше по изогипсам, на склоновой части

Таблица 2

Фильтрационные свойства образцов из скважины В с пористостью $>3\%$

Параметры	Глубина, м				
	3061,00	3062,97	3064,43	3066,12	3067,42
Пористость, %	4,00	5,37	4,02	3,95	4,00
Проницаемость с поправкой по Клинкенбергу, мД	0,485	0,007	0,002	0,539	0,007
Глубина, м	3068,76	3068,76	3069,60	3069,85	3071,12
Пористость, %	5,31	4,58	5,04	5,26	4,23
Проницаемость с поправкой по Клинкенбергу, мД	0,005	0,006	0,007	0,002	0,033

Примечания. Полу жирным выделены естественные коллекторы, курсивом — технически стимулируемые.

Таблица 3

Фильтрационные свойства образцов из скважины С с пористостью $>3\%$

Параметры	Глубина, м				
	3182,48	3182,61	3187,5	3196,65	3196,95
Пористость, %	3,38*	6,95	3,38	3,27	3,34
Проницаемость с поправкой по Клинкенбергу, мД	0,207	0,001	0,002	0,003	0,055

* См. примечания к табл. 2.

поднятия, которое находится западнее скважины В. Результаты межскважинной корреляции БС и переходных зон скважин А, В и С по группам литотипов с выделенными коллекторскими про-



Рис. 4. Межскважинная корреляция по кровле баженовской свиты скважин А, В и С по группам литотипов с вынесенными значениями фильтрационно-емкостных свойств для коллекторских прослоев (жирными линиями выделены прослои с $K_p > 3\%$): 1 – глинисто-кремнистая порода, 2 – керогеново-глинисто-кремнистая порода, 3 – керогеново-глинистый силицит, 4 – глинисто-кремнистый доломит, 5 – силицит (радиолярит), 6 – кремнисто-керогеново-глинисто-известняковая порода, 7 – известняково-керогеново-глинисто-кремнистая порода, 8 – карбонатно-глинисто-керогеново-кремнистая порода, 9 – керогеново-глинисто-кремнисто-карбонатная порода, 10 – интервалы с пористостью $> 3\%$

слоями и нанесенными значениями ФЕС для данных прослоев представлены на рис. 4.

В результате сопоставления ФЕС и литологического состава установлено, что коллекторские интервалы в исследуемых скважинах приурочены к определенным литотипам и разбиты на два типа по основным процессам порообразования. Пористость всех выявленных интервалов вторичная.

Первый тип коллекторских интервалов – интервалы, образовавшиеся в результате растворения и перекристаллизации отдельных минералов. В скважинах А и С по одному коллекторскому интервалу приурочено к силициту-радиоляриту (с выраженной биоморфной структурой). В скважине А пористый интервал силицит-радиолярита расположен на глубине 3130,60 м ($K_p = 4,58\%$, $K_{пр} = 0,001$ мД); в скважине С – в интервале глубин 3182,61–3182,48 м ($K_p = 3,38 \div 6,95\%$ и $K_{пр} = 0,001 \div 0,207$ мД). Пористость вторична, связана с растворением скелетов радиолярий, перекристаллизацией кремнистого вещества [Balushkina et al., 2014]. В этих скважинах расположение скелетов радиолярий в породах не привело после их растворения к формированию связанной системы пор,

на что указывает изолированность пор (рис. 5, а–в). В случае большего количества скелетов радиолярий и их соприкосновения можно было бы ожидать связанные между собой поры, как на рис. 5, г–е и, соответственно, большие значения ФЕС. В данном же случае такие прослои обладают низкой проницаемостью, большинство из них должно быть отнесено к технически стимулируемому коллекторам.

Второй тип коллекторских интервалов – интервалы, в которых происходило преобразование ОВ. В скважине В в керогеново-глинистом силиците и керогеново-глинисто-кремнистой породе выделен коллекторский интервал на глубине 3171,12–3061,00 м с $K_p = 3,95 \div 5,37\%$ и $K_{пр} = 0,002 \div 0,539$ мД. При этом все ОВ в скважине В по геохимическим данным более преобразовано. ОВ находится на стадии катагенетической преобразованности на уровне главной зоны нефтеобразования МК2-3, что подтверждается значениями параметров T_{max} (442–449 °С) и водородным индексом (250–380 мг УВ/г ТОС). ОВ относится к II типу (рис. 6). Пустотное пространство этих прослоев предположительно возникло за счет

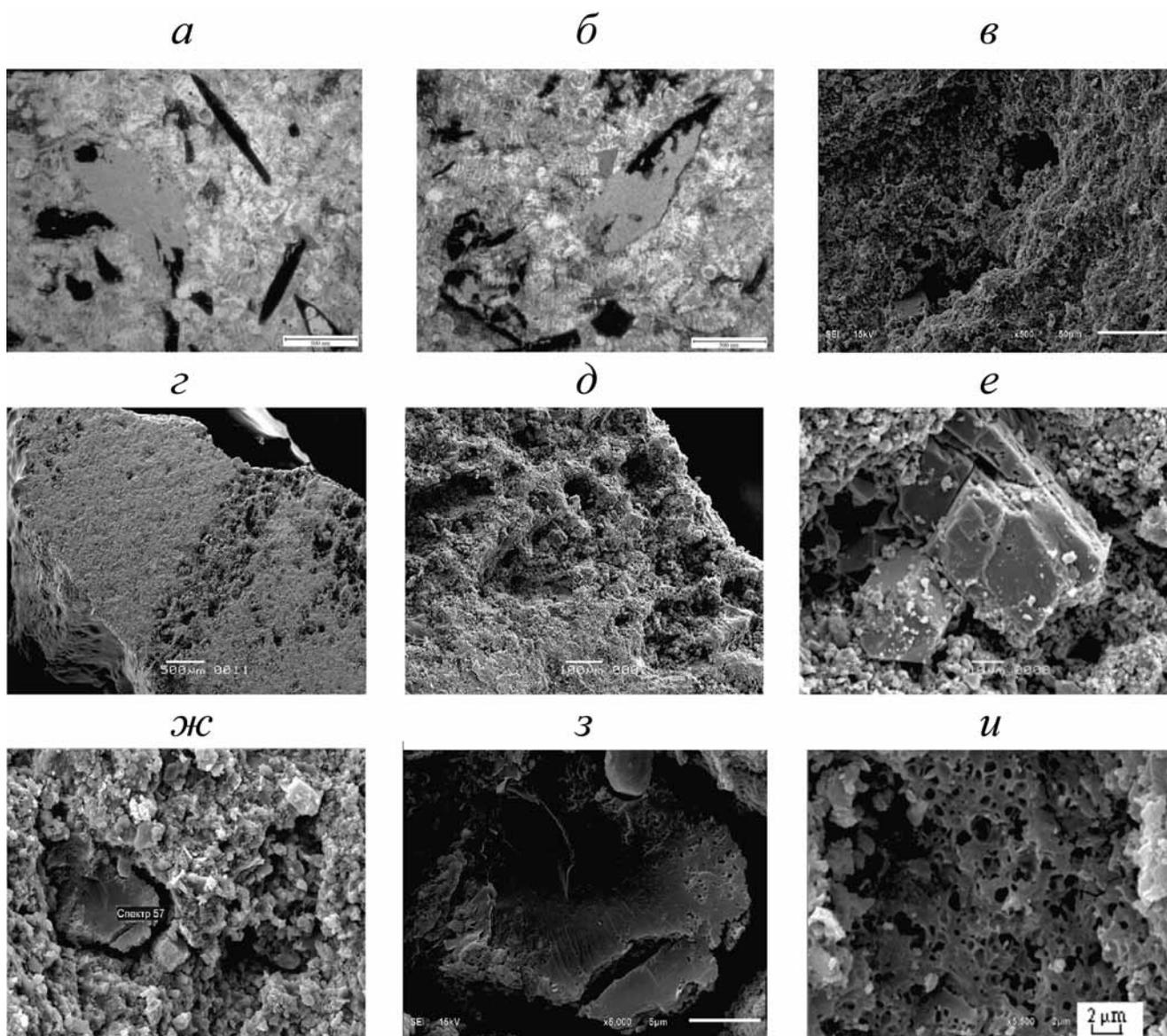


Рис. 5. Микрофото силицита-радиолярита: *а, б* — внутрiformенные поры и каверны выщелачивания, *в* — образец с глубины 3182,61 м, скважина С; *г, д, е* — пустоты растворения раковин радиолярий в карбонатно-кремнистой породе с K_p 12,11% при разном увеличении (растровый электронный микроскоп) по [Balushkina et al., 2014]; *ж–и*: микрофотографии пористого керогена в кремнистой породе: *ж, з* — образец с пористостью 4,02% из скважины В, глубина 3064,43 м при разном увеличении, *и* — соединение пор в керогене, по [Balushkina et al., 2016]

преобразования керогена: произошло выделение углеводов при локальном прогреве пород и формировании трещин между глинисто-кремнистой матрицей и керогеном за счет его дозревания (рис. 5, *ж–з*). Также на микрофотографиях видны поры, образовавшиеся в краевых зонах в самом керогене. Дальнейший прогрев мог бы привести к увеличению размеров пор в керогене и соединению их между собой, в результате чего в керогене поры достигали бы размера от 10 нм до нескольких микрометров и были бы связаны между собой, обеспечивая высокую пористость пород (рис. 5, *и*) [Калмыков, 2016]. Важно отметить, что скважина В на востоке месторождения находится ближе других к возвышенности, для которой выявлены повышенные значения пластовой температуры,

однако локального нагрева не хватило для того, чтобы сформировалась связанная система пор в керогене (рис. 5, *и*).

Заключение. Установлено, что фильтрационно-емкостные свойства образцов керна и литологический состав отличаются в зависимости от расположения скважин по площади месторождения и протекания различных вторичных процессов, выявлено, к какой группе литотипов приурочен каждый коллекторский интервал. В скважинах А и С в качестве коллекторских прослоев выделяется силицит-радиолярит, поры которого, как правило, изолированы одна от другой, коллектор здесь технически стимулируемый. В скважине В коллектор представлен керогеново-глинистым силицитом и керогеново-глинисто-кремнистой породой,

Рис. 6. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (HI/T_{max}) по данным пиролитических исследований образцов керн баженовской свиты Приобского месторождения, по [Kozlova et al., 2015] с изменениями

пористость в которой образована в результате преобразования ОВ и формирования пустот между керогеном и минеральной матрицей, вероятно, в результате локального прогрева.

Таким образом, основные поробразующие процессы на территории Приобского месторождения в изученных скважинах представлены выщелачиванием и перекристаллизацией кремнистого вещества (скважины А и С), а также дополнительным локальным прогревом (преимущественно в скважине В). Необходимо более детальное изучение керна пород баженовской свиты в этих и других скважинах, а также выявление признаков протекания вторичных процессов и их поисковых критериев с использованием данных ГИС и сейсмических исследований.

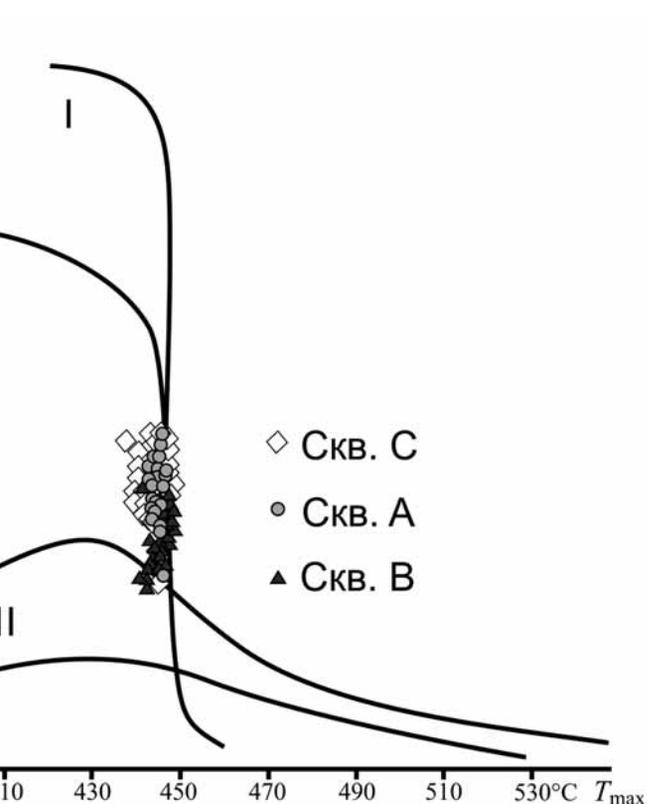
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Алексеев А.Д., Немова В.Д., Колосков В.Н. Литологические особенности строения нижнетутлеимской подсвиты Фроловской нефтегазоносной области в связи с особенностями ее нефтеносности // Геология нефти и газа. 2009. № 2. С. 27–33.

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. 48–61.

Калмыков Г.А. Строение баженовского нефтегазонасного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности: Автореф. докт. дисс. М., 2016.

Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А. и др. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогеносыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь) // Вестн. Моск. Уни-та. Сер. 4. Геология. 2015. № 5. С. 44–53.



Макарова О.М., Коробова Н.И., Калмыков А.Г. и др. Основные типы пород баженовской свиты на Сургутском своде и сопредельных территориях // Георесурсы. 2017. Спецвып. Ч. 2. С. 155–164.

Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Belokhin V.S. et al. Siliceous reservoirs of the bazhenov formation, the sredny nazym oil field, and the structure of their pore space // Moscow Univ. Geol. Bull. 2014. Vol. 69, N 2. P. 91–100.

Balushkina N.S., Kalmykov G.A. Cavity structure in oil-saturated bazhenov and abalak shale rock in the western siberian basin // Moscow Univ. Geol. Bull. 2016. Vol. 71, N 1. P. 71–80.

Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A. et al. Geochemical technique of organic matter research in deposits enrich in kerogene (the bazhenov formation, west siberia) // Moscow Univ. Geol. Bull. 2015. Vol. 70, N. 6. P. 409–418.

Поступила в редакцию

Поступила с доработки

Принята к публикации