

УДК 537.533.35:621.382

ЭЛЕКТРОННО-МИКРОСКОПИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МИКРОСТРУКТУРНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ПОЛИМИКТОВЫХ ПЕСЧАНИКОВ

© 2019 г. В. А. Кузьмин¹, *, Н. А. Скибицкая¹

¹Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, 119333 Россия

*E-mail: kuzminva@mail.ru

Поступила в редакцию 20.01.2019 г.

После доработки 28.03.2019 г.

Принята к публикации 14.05.2019 г.

Представлены результаты исследований методом растровой электронной микроскопии особенностей строения порового пространства полимиктовых песчаников нижнемелового возраста из перспективных отложений на территории Республики Калмыкия (Восточно-Бирюзакская площадь). Получены микроструктурные параметры для моделирования фильтрационных процессов – “цифровой модели зерна”, или “цифрового зерна”.

Ключевые слова: растровый электронный микроскоп, катодолюминесценция, породы, микростроение, поровое пространство, нефтеотдача, нефтяные и газовые месторождения, цифровая модель зерна.

DOI: 10.1134/S1028096019120197

ВВЕДЕНИЕ

Известно, что физические свойства пористой горной породы определяются не только особенностями взаимодействия фаз в системе породы – насыщающих ее пластовых флюидов, но и в большей степени структурой порового пространства. Системные исследования с использованием электронной микроскопии показывают, что микроструктурные параметры пород продуктивных отложений существенным образом влияют на их добычные характеристики. Однако в настоящее время при разработке месторождений углеводородов геометрические факторы строения порового пространства учитывают редко, что снижает достоверность ее прогноза. Микронеоднородность, связанную с изменением типа порового пространства, необходимо учитывать также при выборе технологий разработки месторождения и технологий опробования объектов испытания. Чем ближе значения микроструктурных параметров в объеме продуктивных отложений, тем меньше будет фильтрационная неоднородность, влияющая на углеводородоотдачу [1, 2].

Для решения различных задач, связанных с оценкой запасов и разработкой месторождений, применяют математическое моделирование, эффективность которого зависит от комплекса геофизических и гидродинамических исследований,

а также детальных исследований зерна породы, поднятой из скважин [3–5]. В основе математических моделей распределения параметров пород в объеме залежи и гидродинамических моделей разработки месторождений углеводородов лежат результаты лабораторных методов изучения петрофизических свойств пород наряду с результатами интерпретации геофизических методов исследований скважин.

Недостатки, связанные со сложностью и дискретностью при обработке полученных данных для моделирования макрохарактеристик пласта, в последние годы компенсируются математическим моделированием на основе “цифрового зерна” [6–8]. В основе подхода к виртуальному зерну, независимо от исследуемых процессов, лежит детальная характеристика геометрии порового пространства породы и математическое моделирование физики исследуемого процесса. В связи с этим накопление информации об особенностях пустотного пространства пород различного литологического типа на основе количественных данных о микроструктурных параметрах и установление их связей с физическими свойствами являются перспективным направлением в нефтегазовой геологии. В настоящей работе методами электронной микроскопии детально исследовано микростроение и поровое пространство полимиктовых пес-

чаников и приведены результаты изучения их микроструктурных параметров для создания модели “цифрового керна”.

МЕТОДИКА

Для детального анализа особенностей порового пространства пород были применены прямые количественные методы определения размеров пор на основе интегральной катодолюминесценции [9] в растровом электронном микроскопе (РЭМ) SUPRA 50 VP (фирма Карл Цейс) с разрешением 1.0 нм, оборудованном энергодисперсионным спектрометром INCA Energy (фирма Oxford Instruments) для анализа элементного состава.

Для определения средних значений микроструктурных параметров емкостного пространства применяли алгоритмы для программного анализа статистических данных по РЭМ-изображениям [10]. Алгоритмы разработаны на основе сеточной модели порового пространства с элементами канал–пора аналогично сеточным моделям для расчетов методом согласованного поля [11]. На основе сеточной модели и электронно-микроскопических измерений были рассчитаны усредненные значения важнейших параметров емкостного пространства, влияющих на коэффициент извлечения углеводородов при разработке месторождения – отношение среднего диаметра пор к среднему диаметру каналов $\alpha = (d_{\text{пор}}/d_{\text{кан}})$ и координационное число сеточной модели емкостного пространства $\beta_{\text{кч}} = N_{\text{кан}}/N_{\text{пор}}$, т.е. усредненное количество каналов, приходящееся на одну пору в породе. При разработке месторождения в режиме истощения эти параметры определяют в газовой залежи структурно заземленные объемы, в которых разгрузка газа происходит через динамические (фильтрующие) емкостные объемы при его расширении в процессе снижения пластового давления. В емкостном объеме, заполненном жидкостью (нефтью или водой), фильтрация жидкости отсутствует. В случае нефтяных месторождений величина этих объемов в гидрофильном коллекторе определяет минимальную (предельную, целевую) величину остаточной нефтенасыщенности или максимальную величину коэффициента извлечения нефти [12].

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

В настоящей работе объектом микроструктурных исследований порового пространства являлись полимиктовые песчаники, отобранные из нижнемеловых отложений скважины № 1 Восточно-Бирюзакской площади (Калмыкия), в интервале глубин 2690.84–2699.7 м.

Структура порового пространства пород определяется в первую очередь их литологическим типом, зернистостью, глинистостью. В исследуемом интервале отобранные образцы представлены преимущественно разномасштабными, мелко-среднезернистыми и средне-мелкозернистыми песчаниками. Породы содержат различное количество глинистого цемента, а обломочная часть различается сортировкой, что существенным образом изменяет поровое пространство. Минеральный состав обломков в этих породах с различными вариациями следующий: кварц, кварциты, обломки кремнисто-халцедоновых, эффузивных пород, полевые шпаты (плагиоклазы), глауконит, чешуйки и пластинки биотита и мусковита. Количество цемента 25–35%. По составу цемент различается, но преобладает гидрослюдистый и каолинит-гидрослюдистый. Пористость в основном межзеренная, частично унаследованная, с поровыми каналами хорошей связанности. Вторичные процессы в целом не способствуют развитию пористости. Отмечается регенерация кварца и кальцитизация. В табл. 1 приведена краткая петрографическая характеристика изученных методом РЭМ образцов пород из верхней, средней и нижней частей исследуемого интервала.

Был выполнен комплекс петрофизических исследований образцов. Из полученных фильтрационно-емкостных характеристик следует, что пористость образцов изменяется в относительно небольших пределах – от 9.2 до 12.34%, в то время как проницаемость изменяется значительно – от 1.06 до 39.88 мД. Это свидетельствует о различии в строении емкостной системы в части соотношения среднего диаметра и количества пор и каналов, что подтверждается проведенными исследованиями. Для всех отобранных образцов были выполнены катодолюминесцентные исследования структуры порового (емкостного) пространства методом РЭМ с целью получения количественных данных о размерах пор и поровых каналах и их распределении по размерам. Петрографические и электронно-микроскопические исследования показали, что песчаники подвергались значительным изменениям в результате вторичных процессов, которые способствовали развитию субкапиллярной пористости. В качестве примера приведены данные микроструктурных исследований песчаника крупно-среднезернистого гравелитистого с карбонатно-глинистым цементом (интервал отбора 2696.39–2696.62 м). Обломочная часть породы составляет 65% объема породы. Структура обломочной части гравийная, псаммитовая. Минеральный состав обломков: кварц (доминирует), обломки кварцитов (яшмы), кремнистые сланцы, обломки магматических пород (кислого, основ-

Таблица 1. Краткая литологическая характеристика

Образец	Характеристика
1В-Б/2	Песчаник средне-мелкозернистый полимиктовый (глауконитово-кварцевый) глинистый (граувакка)
1В-Б/8	Песчаник средне-мелкозернистый кварц-глауконитовый глинистый (граувакка)
1В-Б/11	Песчаник крупно-среднезернистый гравелитистый глинистый
1В-Б/12	Песчаник разнозернистый с включением гравийных обломков глинистый
1В-Б/18	Песчаник мелкозернистый алевритовый с глинистым цементом с включением глауконита и гравийных обломков
1В-Б/20	Песчаник разнозернистый с глинистым цементом с включением гравийных обломков

ного состава, эффузивные породы), гранитоиды, полевые шпаты, обломки кремнисто-халцедоновых пород, радиоляриты, пертиты, глауконит, единичные обломки железистых пород. Акцессорный минерал – циркон, размер кристаллов до 0.25 мм. Минеральный состав цемента смешанный: матрикс глинистый, регенерационный кварцевый, карбонатный (доломитовый/кальцитовый), с участками базального типа пойкилитовой структуры. Вторичные процессы – регенерация зерен кварца с образованием идиоморфных кристаллов. В зернах кварца наблюдаются структуры с выделением иголок рутила. Внутрипоровое пространство местами инкрустируется кристаллами доломита и кальцита. Кристаллы средне-мелкозернистой структуры размером до 0.15–0.6 мм, неправильной и ромбовидной формы.

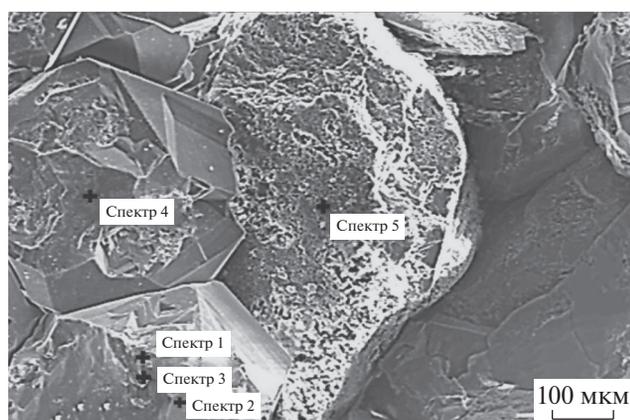


Рис. 1. Кварцевая регенерация зерен полевых шпатов, сопровождающая процессы их гидролиза в образце песчаника 1В-Б/14.

В результате исследований методами РЭМ и рентгеновского микрозондового анализа были выявлены процессы химической деструкции зерен песчаников параллельно с процессами кварцевой регенерации этих зерен, процессы выщелачивания, внутрислоевого растворения полевых шпатов (рис. 1), их пелитизации (рис. 2). Из данных элементного анализа песчаников (табл. 2) можно сделать вывод, что в них присутствует органический углерод в относительно высоких концентрациях (при отсутствии образующих карбонат элементов (Ca, Mg, Fe)), что указывает на возможное участие в процессах гидролиза продуктов преобразования органического вещества в составе минерально-органического скелета, а также на

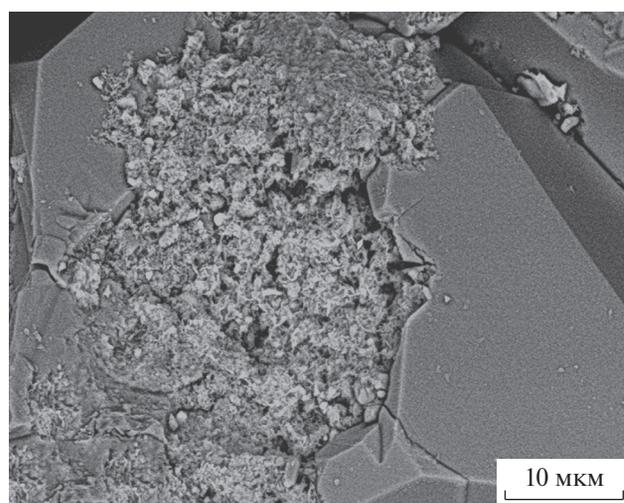


Рис. 2. Кварцевая регенерация пелитизированных зерен полевых шпатов (увеличение 1000, режим регистрации упруго отраженных электронов).

Таблица 2. Результаты спектрального анализа микроучастков в образце 1В-Б/14 (рис. 2) (скважина № 1, интервал 2696.39–2696.62 м, площадь Восточно-Бирюзакская)

Спектр	Концентрация, мас. %								
	C	O	Na	Al	Si	Cl	K	Ca	Fe
1	10.50	61.69	–	0.14	27.48	0.09	–	–	0.10
2	9.32	60.65	–	–	30.03	–	–	–	–
3	9.71	60.52	–	–	29.77	–	–	–	–
4	8.80	54.03	–	–	37.17	–	–	–	–
5	12.82	59.75	2.62	4.02	19.08	–	0.23	0.28	1.21

Спектр	Концентрация, ат. %								
	C	O	Na	Al	Si	Cl	K	Ca	Fe
1	15.29	67.44	–	0.09	17.11	0.04	–	–	0.03
2	13.77	67.26	–	–	18.97	–	–	–	–
3	14.30	66.94	–	–	18.76	–	–	–	–
4	13.48	62.16	–	–	24.36	–	–	–	–
5	18.48	64.63	1.97	2.58	11.76	–	0.10	0.12	0.37

создание резерва (Ca, Mg, Fe) для образования карбонатного цемента в межзеренном объеме.

Детальный анализ рентгеновских энергодисперсионных спектров показывает, что в породе присутствует значительная доля карбонатного компонента, а также коллоидные микрообразования кремнезема с высокой концентрацией органического углерода, а значит, и органического вещества. В породах наблюдается кварцевая регенерация пелитизированных зерен полевых шпатов (рис. 2), также встречаются гнездовидные скопления аутигенного пирита (рис. 3). В образцах присутствует межзеренный аутигенный глинистый цемент (рис. 4), который является продуктом катагенетического преобразования (гидролиза) зерен полевых шпатов.

С помощью анализатора изображений были получены порометрические данные для каждого образца, исследованного методом РЭМ: усредненные размеры пор, каналов, координационное число, отношение среднего диаметра пор к среднему диаметру каналов и другие микроструктурные параметры. Также для каждого образца были проанализированы гистограммы распределений размерных параметров емкостного пространства и катодоллюминесцентные электронно-микроскопические контрастные изображения порового пространства. Данные приведены в табл. 3.

Анализ структурных параметров порового пространства нижнемеловых пород показал, что в образцах песчаников значительно различается координационное число $\beta_{\text{кч}}$ (количество каналов,

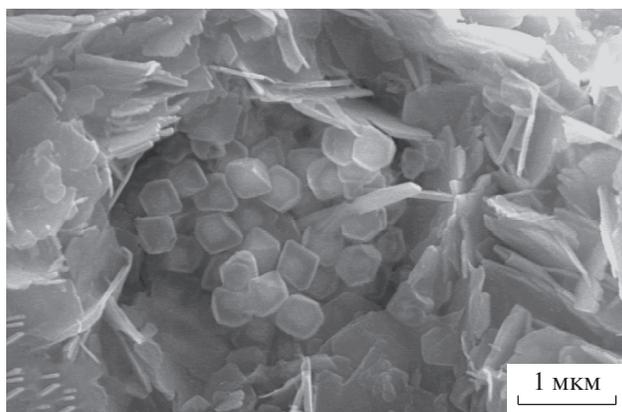
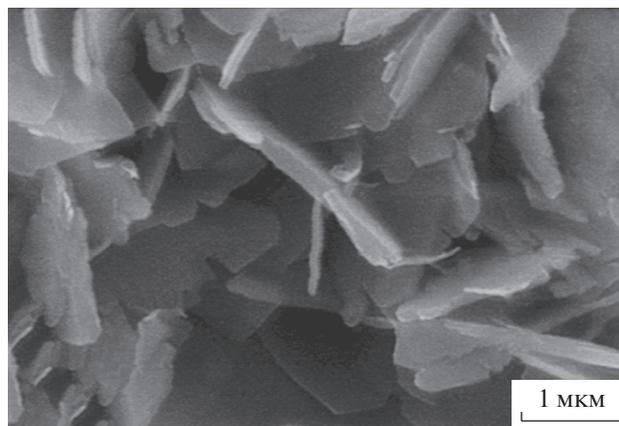
**Рис. 3.** Активная пиритизация в песчанике.**Рис. 4.** Чешуйки тонкодисперсного биотита на поверхности зерен в образце песчаника.

Таблица 3. Микроструктурная характеристика поровой системы в образцах пород нижнемеловых отложений в скважине № 1 Восточно-Бирюзакской площади в интервале глубин 2690.84–2699.7 м

Структурные параметры порового пространства	Образец					
	1В-Б/2	1В-Б/8	1В-Б/11	1В-Б/12	1В-Б/18	1В-Б/20
Средний эквивалентный диаметр пор и каналов, мкм	3.57	6.48	5.51	8.96	6.82	12.88
Средний периметр пор и каналов, мкм	9.89	20.02	16.28	29.45	19.21	63.32
Координационное число, $N_{\text{кан}}/N_{\text{пор}}$	70	5	55	24	29	2
Средний диаметр каналов, мкм	1.75	1.72	2.1	2.43	2.17	4.51
Средний диаметр пор, мкм	15.47	12.81	28.85	29.67	23.53	14.64
Отношение $d_{\text{ср.пор}}/d_{\text{ср.кан}}$	8.8	7.4	13.7	12.2	10.8	3.2

Таблица 4. Пределы изменения и средние значения структурных параметров емкостной системы в песчаниках нижнемеловых отложений в скважине № 1 Восточно-Бирюзакской площади в интервале глубин 2690.84–2699.7 м

Возраст	Преобладающие породы	$K_{\text{по}}, \%$	$\beta_{\text{кч}}$	Среднее $\beta_{\text{кч}}$	$d_{\text{ср.пор}}/d_{\text{ср.кан}}$	Среднее значение $d_{\text{ср.пор}}/d_{\text{ср.кан}}$	Преобладающий тип порового пространства [13]
Нижнемеловые отложения (K_1)	Песчаники	9–12	5–70	31	8–13	9.3	Порово-канальный и каналный

Примечание. $\beta_{\text{кч}}$ – координационное число, $K_{\text{по}}$ – пористость открытая, K_1 – индекс нижнемелового периода стратиграфической шкалы.

приходящееся на одну пору) – от минимального значения 2 до максимального 70 при среднем значении 31. Это свидетельствует о преимущественно порово-канальном строении капиллярной поровой системы (по классификации [12, 13]), что хорошо видно на катодолуминесцентных изображениях образцов песчаников из интервала отбора 2696.39–2696.62 м, на которых наблюдаются протяженные межзеренные каналы (рис. 5). От-

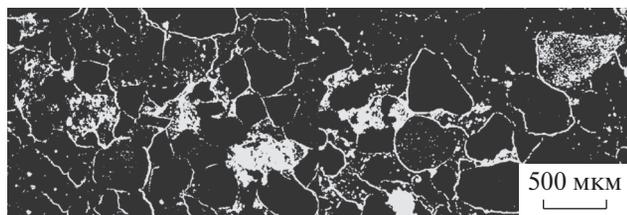


Рис. 5. Катодолуминесцентное изображение порового пространства (каналный тип) песчаника крупно-среднезернистого гравелитистого с карбонатно-глинистым цементом. Скважина № 1, интервал отбора 2696.39–2696.62 м.

ношение $d_{\text{ср.пор}}/d_{\text{ср.кан}}$ в образцах нижнемеловых отложений изменяется от 3.2 до 13.7 при среднем значении 9.4. Средние значения параметров емкостного пространства пород исследуемых отложений представлены в табл. 4.

На рис. 6 показана эволюция структуры порового пространства в разрезе скважины № 1 в интервале глубин 2690.84–2699.7 м, (катодолуминесцентные электронно-микроскопические изображения). Как видно, в интервале 8.86 м наблюдается высокая микронеоднородность поровой системы. В верхней части интервала в песчаниках преобладает канално-поровая система с порами и каналами шириной до 15.47 мкм (среднее значение), в средней части интервала размер каналов и пор увеличивается до 29.67 мкм (среднее значение), появляются трещиновидные межзеренные протяженные каналы с хорошей связанностью. В нижней части поровая система менее развита, появляются участки с единичными фильтрующими каналами (образцы 1В-Б/18, 1В-Б/20) увеличивается микронеоднородность поровой системы даже на уровне объемов образцов пород.

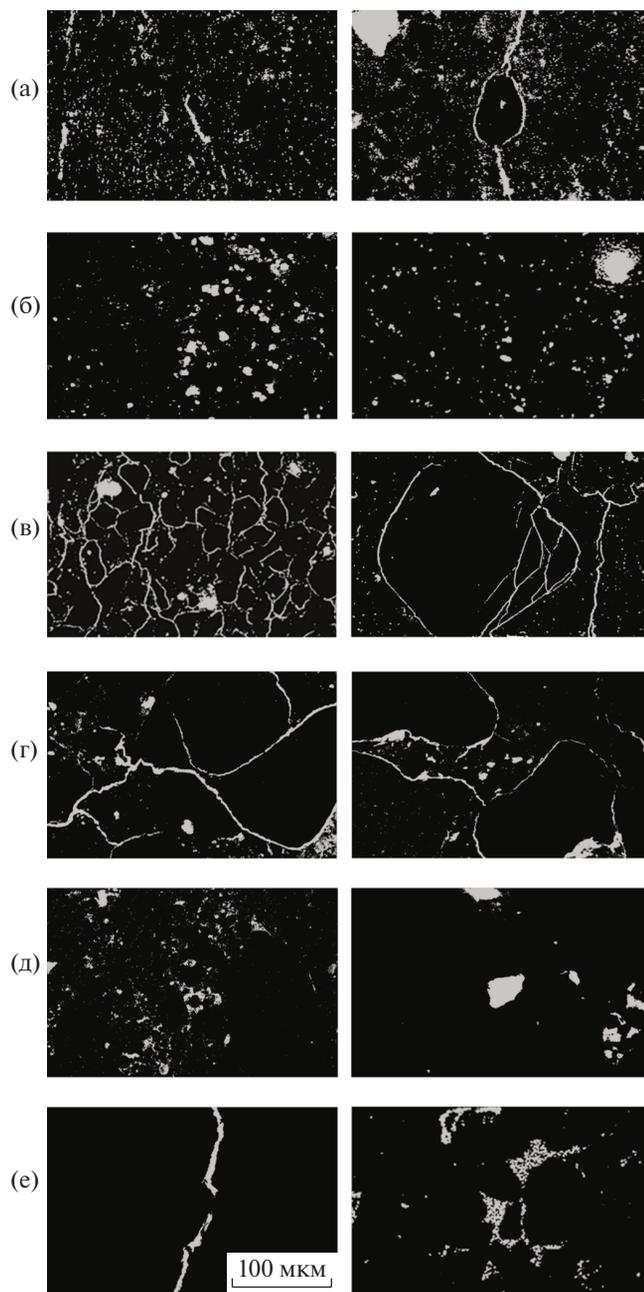


Рис. 6. Эволюция структуры порового пространства в породах нижнемеловых отложений в скважине № 1 Восточно-Бирюзакской площади: а – образец 1В-Б/2, глубина 2690.62–2690.84 м; б – образец 1В-Б/8, глубина 2693.46–2693.80 м; в – образец 1В-Б/11, глубина 2695.52–2695.77 м; г – образец 1В-Б/12, глубина 2695.77–2696.10 м; д – образец 1В-Б/18, глубина 2700.06–2700.31 м; е – образец 1В-Б/20, глубина 2701.16–2701.41 м. Для каждого образца даны два катодоллюминесцентных РЭМ-изображения порового пространства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных исследований установлено, что в песчаниках тип емкостного пространства, в соответствии с микроструктурной

классификацией [13], изменяется от канално-порового и порово-канального до каналного. Порометрический микроструктурный анализ образцов показал, что даже в однотипных песчаниках, близких по составу и вторичным процессам, тип порового пространства (соотношение пор и каналов) может существенно различаться. Согласно обобщенной характеристике микроструктурных параметров пород интервала отношения диаметра пор и каналов изменяются в довольно узких пределах 8–13 со средним значением 9.3, а координационное число изменяется значительно, его среднее значение 31. Микроструктурные параметры песчаников могут быть использованы для создания модели “цифрового ядра”.

БЛАГОДАРНОСТИ

Работа выполнена в рамках государственного задания по теме “Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях”, № АААА-А19-119030690047-6.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Сургучев М.Л., Симкин Э.М.* // Нефтяное хозяйство. 1988. № 9. С. 31.
2. *Мархасин И.Л.* Физико-химическая механика нефтяного пласта. М.: Недра, 1977. 214 с.
3. *Абасов М.Т., Кулиев А.М.* Методы гидродинамических расчетов разработки многопластовых месторождений нефти и газа. Баку: ЭЛМ, 1976. 200 с.
4. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра, 1982. 407 с.
5. *Бадьянов В.А.* Методы компьютерного моделирования нефтяных месторождений в задачах нефтепромысловой геологии: Автореферат дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 04.00.17. Тюмень: ОАО СибНИИМП, 1998. 72 с.
6. *Dvorkin J., Walls J., Tutuncu A. et al.* Rock Property Determination Using Digital Rock Physics. <https://www.researchgate.net/publication/240527365>
7. *Мизгулин В.В., Штуркин Н.А., Нурканов Е.Ю., Кадушников Р.М., Сафонов С.С.* Метод трехмерного статистического анализа микроструктуры и порового пространства ядра по теньвым изображениям с рентгеновского томографа // Тез. докл. III Науч.-практич. конф. “Математическое моделирование и компьютерные технологии в разработке месторождений”. М.: Нефтяное хозяйство, 2010. С. 51. https://oil-industry.net/SD_PDF/2010/04/Tezisy_Ufa%202010.pdf
8. *Бетелин В.Б.* Проблемы создания отечественной технологии “цифровое месторождение” // Тез. докл. Междунар. конф. “Математика и информационные технологии в нефтегазовом комплексе”. Сургут, 2014. С. 15.

9. *Kuzmin V.A.* // J. Surf. Invest.: X-ray, Synchrotron Neutron Tech. 2007. V. 1. № 6. P. 687.
10. *Кузьмин В.А., Соколов В.Н.* Использование компьютерного анализа РЭМ-изображений для оценки емкостных и фильтрационных свойств пород – коллекторов нефти и газа // Тез. докл. VIII Симп. по растровой электронной микроскопии и аналитическим методам исследования твердых тел. РЭМ-93. Черногоровка, 1993. С. 45.
11. *Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А.* // Поверхность. Рентген, синхротр. и нейтрон. исслед. 2007. № 8. С. 108.
12. *Кузьмин В.А., Скибицкая Н.А.* // Поверхность. Рентген., синхротр. и нейтрон. исслед. 2016. № 11. С. 105.
13. *Кузьмин В.А., Скибицкая Н.А.* // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 3(22). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art37>

Electron Microscopic Studies of Microstructural Features of the Pore Space in Polymictic Sandstones

V. A. Kuzmin, N. A. Skibitskaya

The results of scanning electron microscopy studies of the structure of the pore space of polymictic sandstones of lower Cretaceous from prospective sediments in the territory of the Republic of Kalmykia (East Biruzak area) are presented. Microstructure parameters are obtained for modeling filtration processes, “digital core model” or “digital core”.

Keywords: scanning electron microscope, cathodoluminescence, breeds, microstructure, pore space, oil recovery, oil and gas fields, digital model of a core.