

УДК 537.533.35:621.382

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ МИКРОСТРОЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА МЕТОДАМИ РАСТРОВОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ МИКРОСКОПИИ

© 2020 г. В. А. Кузьмин\*

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

*\*e-mail: kuzminva@mail.ru*

Поступила в редакцию 26.10.2019 г.

После доработки 27.12.2019 г.

Принята к публикации 28.12.2019 г.

Показаны результаты изучения терригенных пород-коллекторов в растровом электронном микроскопе (РЭМ). Исследования проведены на образцах керн из перспективных пластов для разработки нефти и газа на территории республики Калмыкии. Были изучены породы среднеюрских отложений одной из скважин Восточно-Бирюзакской площади. Исследования проводились в РЭМ NVision 40 (фирма Carl Zeiss). Применялись как стандартные методы исследования, так и интегральная катодолюминесценция, и компьютерный анализ РЭМ-изображений. Были получены микроструктурные параметры для “цифровой модели керн” и моделирования фильтрационных процессов.

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

**DOI:** 10.31857/S1028096020060114

### ВВЕДЕНИЕ

Одной из причин актуальности изучения микростроения и порового пространства пород-коллекторов нефти и газа связана с тем, что при оценке запасов и выборе методов разработки применяют математическое моделирование. Эффективность математических моделей зависит от комплекса литологических, петрофизических, и гидродинамических исследований, а также детальных исследований керн, поднятого из скважины. Недостатки, связанные с моделированием пластовых моделей, в последние годы компенсируются математическим моделированием на основе “цифрового керн” [1–3]. В основе подхода к виртуальному керну, независимо от исследуемых процессов, лежит детальная характеристика микростроения емкостного пространства породы и моделирование физики процесса.

Целью настоящей работы являются исследования в РЭМ микроструктурных параметров терригенных пород для моделирования фильтрационных процессов. Для этого были исследованы образцы керн среднеюрских отложений ааленского–байосского ярусов ( $J_2a-b$ ) отложений Калмыкии — региона который в настоящее время рассматривается как перспективный нефтегазовый регион.

### МЕТОДИКА

Исследования проводили с помощью растрового электронного микроскопа NVision 40 (производство фирмы Carl Zeiss), который является универсальным автоэмиссионным растровым микроскопом высокого разрешения, использующим электронно-оптическую колонну GEMINI третьего поколения. Возможности микроскопа позволяют вести исследования с разрешением 1.1 нм. РЭМ оборудован рентгеновским энергодисперсионным спектрометром INCA Energy (фирма Oxford Instruments) для анализа элементного состава.

Подготовка образцов пород заключалась в том, что из керн были приготовлены свежие сколы, поверхность которых изучали в РЭМ при разных увеличениях. Для устранения зарядки образцы напыляли металлом по стандартной методике [4, 5]. Кроме этого применяли методический прием, основанный на сопоставлении растровых изображений, полученных с помощью традиционного детектора вторичных электронов и детектора In Lenss, который расположен непосредственно в электромагнитной объективной линзе микроскопа и за счет своей конструкции, как показали исследования, имеет возможность выявлять органическое вещество [6, 7]. Также применяли полупроводниковый детектор обратно отраженных

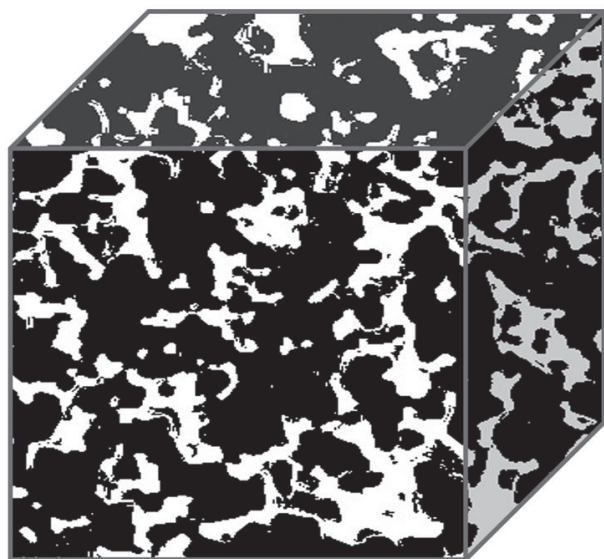


Рис. 1. Модель порового пространства в породе на основе катодолюминесценции.

электронов высоких энергий QBSD, который детектирует обратно рассеянные электроны с энергией 5–20 кэВ. С помощью этого детектора определяли химический (минеральный) контраст ( $Z$ -контраст) на сколах изучаемых пород. Опыт работы в этом режиме показал высокую эффективность при изучении литологического типа участков пород [8]. Образцы также исследовались в режиме интегральной катодолюминесценции для получения изображений порового пространства. Методика подробно описана в работе [9]. Вкратце суть методики исследования порового пространства заключается в следующем. Из керна приготавливаются шлифованные образцы пород, поровое пространство которых предварительно полностью насыщено люминесцирующим под электронным пучком органическим люминофором. Образцы исследуются в режиме катодолюминесценции. Получаемые при этом бинарные изображения сечений пустот на поверхности образца породы высвечиваются белыми участками на черном фоне и легко распознаются анализатором изображения для обсчета с помощью специальных программ [10, 11]. На рис. 1 показана модель порового пространства на основе катодолюминесценции в РЭМ. Метод позволяет анализировать структуру порового пространства на основе сеточного модельного представления, и определять усредненные размерные параметры ячейки пора–канал. В качестве основных размерных характеристик рассчитываются средний диаметр поры, усредненное количество каналов, выходящих из поры, их средний диаметр и другие микроструктурные параметры.

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Для изучения пород был отобран керн из среднеюрских отложений ааленского–байосского ярусов ( $J_2a-b$ ) одной из скважин, в верхней части которой преобладают песчаники. Ниже песчаники сменяются глинисто-кремнистыми и карбонатно-глинисто-кремнистыми алевритистыми породами, в которых содержится органическое вещество в виде рассеянных включений или органическое вещество насыщает кремнисто-карбонатную матрицу. Из керна были приготовлены образцы и проведены литолого-петрографические исследования с использованием РЭМ, на основании которых в табл. 1 приведена их краткая литологическая характеристика. Также был проведен количественный анализ порового пространства в РЭМ методом катодолюминесценции для изучения геометрии и размеров поровых каналов. По катодолюминесцентным изображениям были рассчитаны микроструктурные параметры, влияющие на коэффициент извлечения углеводородов при разработке месторождения. К ним относятся размерные величины пор и поровых каналов: площадь сечений, периметр, эквивалентный диаметр, а также 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) [12].

Ниже приведены примеры порометрического РЭМ – анализа пород этих литологических типов. Примеры даны для песчаника разнозернистого гравелитового с карбонатным цементом – образец № 22, аргиллита алевритистого слоистого – образец № 39 и для карбонатно-глинисто-кремнистой породы – образец № 49, которые были изучены более детально, так как в последние годы они привлекают все большее внимание из-за проблемой разработки коллекторов с их участием.

### 1. Песчаник разнозернистый гравелитовый с карбонатным цементом

**Образец № 22.** Интервал отбора 2962.68–2962.75 м, площадь Восточно-Бирюзакская ( $J_2a-b$ ). На рис. 2 показана структура порового пространства в катодолюминесцентном режиме РЭМ, и в табл. 2 приведены параметры структуры порового пространства, рассчитанные методом анализа РЭМ-изображений.

### 2. Аргилит алевритистый слоистый

**Образец № 39.** Интервал отбора 2970.12–2970.22 м, площадь Восточно-Бирюзакская ( $J_2a-b$ ). Поровое пространство образца № 39 в режиме катодолюминесценции представлено на рис. 3. Рас-

**Таблица 1.** Краткая литологическая характеристика образцов пород среднеюрских отложений (J<sub>2a-b</sub>) Восточно-Бирюзакской площади, отобранных для микроструктурных исследований

№ пп	№ обр.	Интервал отбора керна	Краткая литологическая характеристика
1	№ 22	2962.68 – 2627.75	Песчаник разномзернистый гравелитовый с карбонатным цементом, пористый
2	№ 28	2965.76 – 2965.87	Песчаник разномзернистый, структура псаммитовая, обломочная часть 50–55% матрицы породы
3	№ 31	2966.62 – 2966.8	Песчаник разномзернистый с линзами карбонатно-глинистой породы, с алевро-песчаной примесью. Структура: псаммитовая, обломочная часть 40–50% матрицы породы
4	№ 33	2967.4 – 2967.62	Песчаник мелкозернистый алевритистый. Структура: псаммитовая, обломочная часть 45–50% матрицы породы
5	№ 36	2968.57 – 2968.76	Песчаник мелкозернистый с карбонатно-кремнисто-глинистым цементом, обломочная часть составляет ~55–60% объема породы, структура обломочной части алевро-псаммитовая
6	№ 39	2970.12 – 2970.22	Глинисто-кремнистая алевритистая слоистая порода
7	№ 43	2971.66 – 2971.88	Порода карбонатно-кремнисто-глинистая алевритистая, микротекстура слоистая и неравномерного (послойного) распределения глинистого материала, структура пелитовая, мелкозернистая, алевритовая
8	№ 46	2973.01 – 2973.15	Глинисто-кремнистая алевритистая, биотурбированная битуминозная, микротекстура биотурбации, пятнистая, сложена преимущественно мелкозернистым кремнистым и микро-тонкочешуйчатым (<0.01–0.02 мм) глинистым веществом, примесь пирокластического материала
9	№ 49	2976.14 – 2976.27	Карбонатно-глинисто-кремнистая алевритистая с ОВ, микротекстура неоднородная подчеркнута неравномерным распределением карбонатно-кремнистой части породы и кремнистой, насыщенной ОВ, пятнистая, волнисто-слоистая, линзовидно-слоистая
10	№ 54	2977.59 – 2977.72	Порода глинисто-кремнистая слабо известковистая алевритистая. Порода, сложена преимущественно микро-тонкозернистым кремнистым веществом с примесью глинистого материала и терригенных обломков, представленных кварцем, полевыми шпатами. Повсеместно в породе присутствуют рассеянные гелефицированные и углефицированные включения, преимущественно в мелкораздробленном виде

**Таблица 2.** Структурные параметры порового пространства в образцах разных литологических типов, полученные компьютерным анализом электронно-микроскопических изображений

Тип породы	Песчаник разномзернистый гравелитовый с карбонатным цементом	Глинисто-кремнистая алевритистая слоистая порода.	Порода карбонатно-глинисто-кремнистая
Структурные параметры порового пространства	Обр. № 22	Обр. № 39	Обр. № 49
Средняя площадь пор и каналов, мкм <sup>2</sup>	121.48	17.34	6.08
Средний эквивалентный диаметр пор и каналов, мкм	12.44	4.7	2.79
Средний периметр пор и каналов, мкм	43.54	16.83	9.46
Координационное число, $N_{\text{кан}}/N_{\text{пор}}$	26.44	3.88	2.01
Средний диаметр каналов, мкм	2.85	1.76	1.32
Средний диаметр пор, мкм	50.62	7.92	3.38
Среднее отношение $d_{\text{пор}}/d_{\text{кан}}$	17.76	4.5	2.56

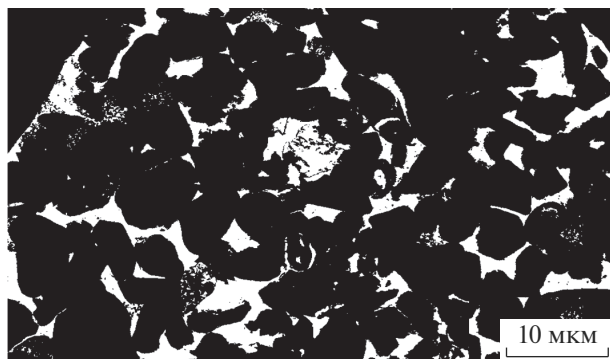


Рис. 2. Структура порового пространства в катодолюминесцентных изображениях в РЭМ в образце № 22. Интервал отбора 2962.68–2962.75 м, площадь Восточно-Бирюзакская, К<sub>1</sub>.

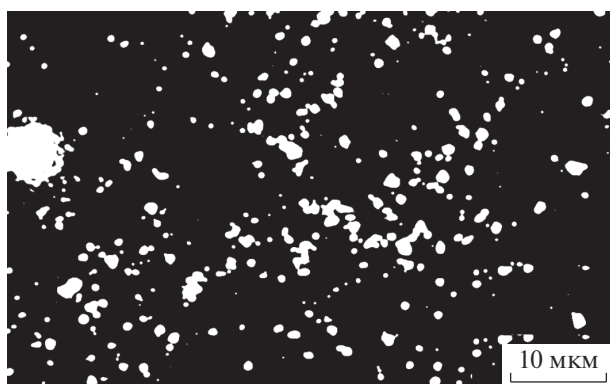


Рис. 3. Структура порового пространства в катодолюминесцентных изображениях в РЭМ в образце № 39, (Интервал отбора 2970.12–2970.22 м, площадь Восточно-Бирюзакская, J<sub>2a-b</sub>).

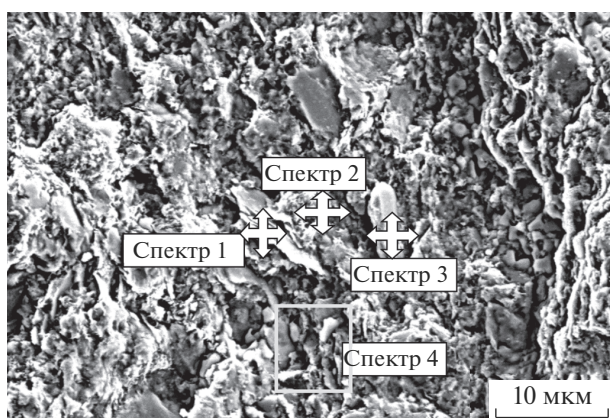


Рис. 4. Микростроение образца № 49. Микроучастки спектрального анализа.

считанные методом анализа РЭМ-изображений структурные параметры порового пространства приведены в табл. 2.

### 3. Порода карбонатно-глинисто-кремнистая

**Образец № 49.** Интервал отбора 2976.14–2976.27 м, площадь Восточно-Бирюзакская (J<sub>2a-b</sub>). Петрографическое изучение и исследование в режиме вторичных электронов в РЭМ (морфологическое изучение) показало, что порода сложена микрозернистым глинисто-кремнистым веществом, в котором присутствуют неравномерно распределенные, многочисленные включения органических остатков и гелифицированные растительные фрагменты (10–200 мкм), в количестве 5–7% при этом встречаются также включения сульфидов железа. В породе присутствует неравномерно распределенное органическое вещество и терригенная примесь (0.5–1%): обломки кварца и полевых шпатов алевритовой размерности (20–100 мкм) полушарообразной формы. В глинисто-кремнистых прослоях содержится терригенная примесь (3–5%). К более глинистым прослоям приурочено большее количество органических остатков (5–7%), иногда пиритизированных, и единичные включения сульфидов железа (10–50 мкм).

На рис. 4 показано чешуйчатое микрослоистое строение поверхности скола образца в РЭМ. Наличие глинисто-карбонатного вещественного состава подтверждаются микрозондовыми рентгеноспектральными исследованиями (табл. 3). Из табл. 3 видно, что более крупные овальные зерна имеют элементный состав кварца и полевых шпатов, а мелкая чешуйчатая цементирующая компонента (1–5 мкм) имеет глинистый и карбонатный состав. По составу преобладает гидрослюдистый цемент (рис. 5). Поры двух видов первичные более крупные в среднем 10–15 мкм и поры глинистого цемента размером 1–5 мкм. На рис. 6 показан участок образца с характерным распределением сечений поровых каналов на катодолюминесцентных изображениях. Микроструктурные параметры даны в табл. 2.

Из приведенных примеров хорошо видна тенденция изменения порового пространства в различных типах пород изучаемого интервала. Средний диаметр пор в породах резко снижается при переходе от песчаника (50.62 мкм) к аргиллиту (7.92 мкм) и затем к карбонатно-глинисто-кремнистой породе (3.38 мкм), а отношение  $d_{\text{пор}}/d_{\text{кан}}$  изменяется, соответственно, от 17.76 (для песчаника) до 4.5 (для аргиллита) и далее до 2.56 (для карбонатно-кремнистой породы).

По результатам катодолюминесцентных исследований образцов среднеюрских юрских отложений были получены порометрические данные

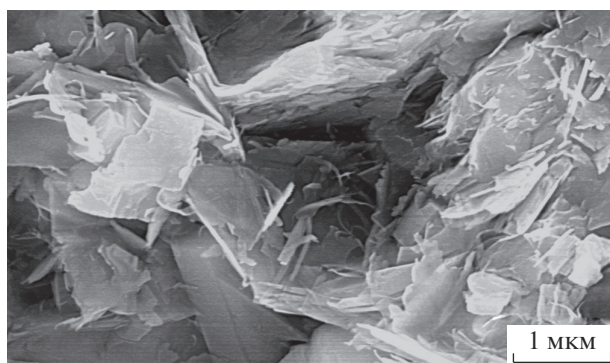
**Таблица 3.** Результаты спектрального анализа в образце № 49, интервал 2976.14–2976.27 м., J<sub>2a-b</sub>. Площадь Восточно-Бирюзакская

Обр. № 49	Весовые %												
	С	О	Na	Mg	Al	Si	Cl	K	Ca	Ti	Mn	Fe	Ag
Спектр 1	11.98	63.93	0.25	1.47	6.29	11.30	0.11	2.75				1.93	
Спектр 2	11.47	47.72		0.80	8.83	10.03		1.04	1.77		0.48	17.85	
Спектр 3	11.25	50.49	0.52	1.32	10.95	15.02		4.42		0.80		4.32	0.91
Спектр 4	30.44	49.96	0.70	0.72	3.71	9.94	0.16	0.78	0.13	0.11		3.35	
Элементы	Атомные %												
	С	О	Na	Mg	Al	Si	Cl	K	Ca	Ti	Mn	Fe	Ag
Спектр 1	17.18	68.80	0.18	1.04	4.01	6.93	0.05	1.21				0.60	
Спектр 2	18.89	59.02		0.65	6.48	7.07		0.53	0.88		0.17	6.32	
Спектр 3	17.58	59.27	0.42	1.02	7.62	10.04		2.12		0.31		1.45	0.16
Спектр 4	40.24	49.58	0.48	0.47	2.18	5.62	0.07	0.32	0.05	0.04		0.95	

(табл. 4), из которых видно, что наличие глинистого цемента в породах, а также кремнисто-карбонатный состав, указывающий на развитие процесса кальцитизации, значительно изменили структуру порового пространства в нижней части исследуемого интервала.

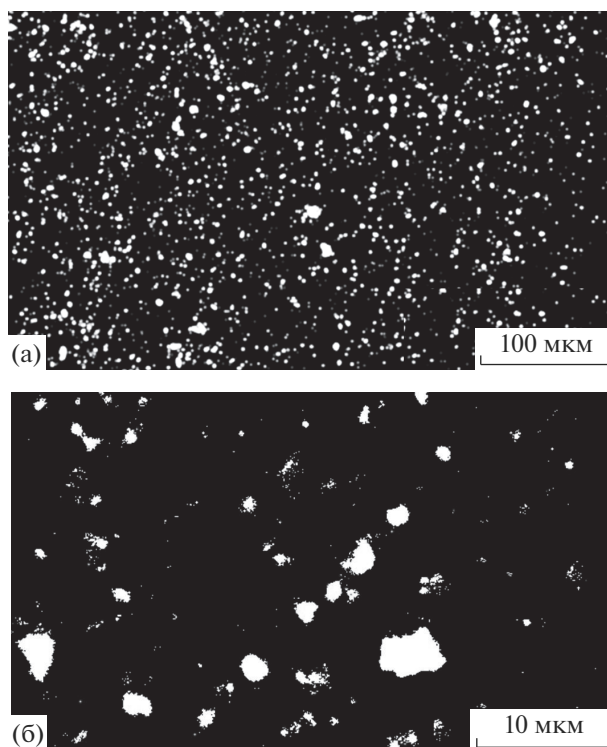
Детальное изучение в электронном микроскопе микростроения карбонатно-кремнистых пород показало, что в плотных породах поровое пространство в них имеет очаговое развитие в виде скоплений (очагов) мелких пор [11]. При этом очаги имеют фрактальное строение, то есть более крупные пористые очаги представляют собой скопление более мелких. Степень развития очаговой пористости различна, чем объясняется разная плотность пор в породах. Наличие очаговой пористости является косвенным признаком генерации углеводородов некоторых типов нефти.

Поровая система в образцах среднеюрских пород, для изученной коллекции, имеет различное координационное число  $N_{\text{кан}}/N_{\text{пор}}$ , которое изменяется в широких пределах от 2 до 50 при среднем

**Рис. 5.** Гидрофильный глинистый цемент в обр. № 49.

значении 12.25. Среднее значение размеров пор в образцах изменяется от 3.12 мкм до 50.62 мкм. Отношение диаметров пор и каналов (средние величины) изменяется от 2.6 до 17.8.

По результатам электронно-микроскопических исследований порового пространства и лабораторных определений коэффициента струк-

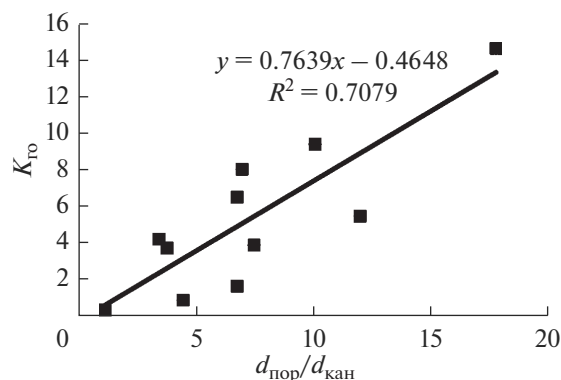
**Рис. 6.** (а, б) – Структура порового пространства в катодолуминесцентных изображениях в образце № 49 (Интервал отбора 2976.14–2976.27 м, площадь Восточно-Бирюзакская, J<sub>2a-b</sub>).

**Таблица 4.** Структурная характеристика поровой системы в образцах пород среднеюрских отложений Восточно-Бирюзакской площади в интервале глубин 2961.75–2985.75 м

№ образца	Средний площадь пор и каналов, мкм <sup>2</sup>	Средний эквивалентный диаметр пор и каналов, мкм	Координационное число, $N_{\text{кан}}/N_{\text{пор}}$	Средний диаметр каналов, мкм	Средний диаметр пор, мкм	Отношение $d_{\text{пор}}/d_{\text{кан}}$
№ 22	121.48	12.44	26	2.85	50.62	17.8
№ 28	77.94	9.97	16	2.53	30.31	12.0
№ 31	134.66	13.1	2	3.65	13.82	3.8
№ 33	13.17	4.1	15	1.77	2.07	1.2
№ 36	10.96	3.74	4	1.32	4.63	3.5
№ 39	17.34	4.7	4	1.76	7.92	4.5
№ 40	6.77	2.94	2	0.53	3.6	6.8
№ 43	4.72	2.46	6	1.32	4.05	7.0
№ 46	14.45	4.29	16	1.76	11.91	6.8
№ 49	6.08	2.79	2	1.32	3.38	2.6
№ 51	5.73	2.71	50	1.63	12.25	7.5
№ 54	3.89	2.23	4	0.3	3.12	10.1

**Таблица 5.** Микроструктурные параметры цифровой модели зерна

Микроструктурные параметры в среднеюрских отложениях (J2a-b)	
Средняя площадь пор и каналов, мкм <sup>2</sup>	34.8
Средний эквивалентный диаметр пор и каналов, мкм	5.5
Средний периметр пор и каналов, мкм	19.1
Координационное число (среднее значение), $N_{\text{кан}}/N_{\text{пор}}$	12.3
Средний диаметр каналов, мкм	1.7
Средний диаметр пор, мкм	12.3
Отношение среднее $d_{\text{пор}}/d_{\text{кан}}$	7

**Рис. 7.** Корреляционная связь коэффициента структурно-зашемленной газонасыщенности (нефтенасыщенности)  $K_{го}$  ( $K_{но}$ )\* с отношением диаметров пор и каналов ( $d_{\text{пор}}/d_{\text{кан}}$ ) в породах среднеюрских отложений Восточно-Бирюзакской площади в интервал отбора 2961.75–2985.75 м. (\*Данные Марутяна О.О.)

турно-зашемленной газонасыщенности, для среднеюрских отложений построена корреляционная связь  $K_{го}$  с параметром  $\alpha = d_{\text{пор}}/d_{\text{кан}}$  (рис. 7). Из графика видно, что между коэффициентом  $K_{го}$  и параметром  $\alpha$  имеется линейная связь вида  $K_{го} = 0.7639\alpha - 0.4648$  с величиной аппроксимации 0.7079.

Для пород также были рассчитаны усредненные микроструктурные параметры емкостного (порового) пространства, те есть “цифровой модели зерна” (табл. 5).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ результатов катодолюминесцентного исследования в РЭМ показал, что поровое пространство пород среднеюрских отложений в исследуемой скважине тесно связано с микростроением и характерно для зернистых пород с глинистым цементом. Цемент, заполняя межзеренные объемы, незначительно уменьшает емкость породы и при этом резко снижает ее фильтрационные характеристики. Поровое пространство в этих породах имеет значительную изменчивость по размерам пор и по морфологическим особенностям строения поровой системы. Породы испытывают значительные колебания в величинах координационного числа и отношения  $\alpha = d_{\text{пор}}/d_{\text{кан}}$ . В верхней части интервала песчаники имеют более крупно-поровое емкостное пространство с межзеренными каналами и канално-поровое строение [13, 14]. В средней части разреза скважины емкостное пространство переходит в микрокапиллярную каналную систему со значительно меньшим сечением каналов. В нижней части в карбонатно-глинисто-кремнистых породах со зна-

чительной долей карбоната матрица уплотняется, количество каналов и их сечение еще больше уменьшается. В тоже время в этих породах развивается очаговая пористость, связанная с воздействием органического вещества, что несколько нивелирует процессы уплотнения. В целом в отложениях преобладают порово-канальный и канальный типы порового пространства.

С помощью катодолюминесцентного метода были рассчитаны параметры для “цифровой модели зерна” и построена связь коэффициента структурно заземленной газонасыщенности (нефтенасыщенности)  $K_{го}$  ( $K_{но}$ ) с отношением диаметров пор и каналов ( $d_{пор}/d_{кан}$ ), с помощью которой можно проводить сравнительную оценку нефтеотдачи в породах.

#### БЛАГОДАРНОСТИ

Статья подготовлена сотрудником ИПНГ РАН в рамках выполнения государственного задания по темам “Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазонасыщенности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях”, № АААА-А19-119030690047-6.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Dvorkin J., Walls J., Tutuncu A., Prasad M., Nur A., Mese A. // Rock property determination using digital rock physics: 73rd Ann. Internat. Mtg. Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts. 2003. Gessner. № 650. Houston. P. 1660.
2. Мизгулин В.В., Штуркин Н.А., Нурканов Р.М. и др. Метод трехмерного статистического анализа микроструктуры и порового пространства зерна по теневым изображениям с рентгеновского микротомографа // Тез. докл. III научно-практической конференции “Математическое моделирование и компьютерные технологии в разработке месторождений” Уфа: ЗАО Изд. “Нефтяное хозяйство”, 2010. С. 51
3. Бетелин В.Б. Проблемы создания отечественной технологии “цифровое месторождение” // Сб. Межд. конф. “Математика и информационные технологии в нефтегазовом комплексе”. Сургут-нефтегаз и компании SAP, г. Сургут, Изд.: Сургутский гос. университет, 2014. С. 15.
4. Практическая растровая электронная микроскопия // Под ред. Гоулдстейна Дж. и Яковица Х. М.: Мир, 1978. 656 с.
5. Гоулдстейна Дж., Ньюбери Д., Эчлин П., Джой Д., Фиори Ч., Лифшин Э. Растровая электронная микроскопия и рентгеновский микроанализ. Пер. с англ. Под ред. Петрова В.И. В 2-х книгах. Т. 1. М.: Мир, 1984. 303 с.
6. Кузьмин В.А., Скибицкая Н.А., Гаршев А.Б. // Изв. РАН. Сер. Физ. 2008. № 11. С. 1567.
7. Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Гаршев А.Б. // Поверхность. Рентген., синхротр. и нейтрон. исслед. 2010. № 1. С. 103.
8. Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Судьин В.В. // Электронно-микроскопические исследования ОБ в карбонатных породах—коллекторах нефти и газа // Сб. XXVI Российской конференции по электронной микроскопии (30 мая—3 июня 2016 г.). Москва, Зеленоград: ИПТМ РАН, 2016. Т. 1. С. 636.
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. Черногловка: ИПТМ, 1993. С. 45.
11. Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А. // Поверхность. Рентген., синхротр. и нейтрон. исслед. 2007. № 8. 108.
12. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. Ленинград: Изд-во Недра, 1985 г. 240 с.
13. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Прибылов А.А. // Актуальные проблемы нефти и газа. Вып. 1 (20) 2018. <http://oilgasjournal.ru>.
14. Кузьмин В.А., Скибицкая Н.А. // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 3(22). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.201822.art37>

## Results of Study of Microstructure of Terrigenous Rocks-Collectors of Oil and Gas by Scanning Electron Microscopy Methods

V. A. Kuzmin\*

*Institute of Oil and Gas Problems of RAS, Moscow, 119333 Russia*

*\*e-mail: kuzminva@mail.ru*

Results of study of terrigenous rocks-collectors in scanning electron microscope (SEM) are shown. Studies were carried out on core samples from promising formations for oil and gas development in the territory of the Republic of Kalmykia. Rocks of Middle Jurassic deposits of one of the wells of East Biryuzak area were studied. Research was conducted at SEM NVision 40 (Carl Zeiss). Both standard research methods and integral cathodoluminescence and computer analysis of SEM images were used. Microstructural parameters were obtained for the “digital core model” and simulation of filtration processes.

**Keywords:** scanning electron microscope, cathodoluminescence, rocks, micro-structure, pore space, oil recovery, oil and gas fields, digital core model.