

УДК 550.0.012

С.Н. Кривошеков, Е.С. Ожгибесов

S.N. Krivoshchekov, E.S. Ozhgibesov

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет, Пермь, Россия

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ
СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ
ДЛЯ КЕРНА РАЗНОГО РАЗМЕРА**

**COMPARATIVE ANALYSIS OF FILTRATION AND CAPACITY
PROPERTIES OF TERRIGENIC AND CARBONATE
RESERVOIRS OF THE TIMANO-PECHORA PROVINCE
FOR DIFFERENT-SIZED CORE**

Приведен анализ фильтрационно-емкостных свойств, определенных по стандартным и полноразмерным образцам керн терригенных и карбонатных пород. Построены петрофизические связи для каждой исследуемой группы образцов. Установлено, что стандартные образцы с их небольшими размерами не будут отражать сложную поровую структуру карбонатных пород.

Ключевые слова: терригенные породы, карбонатные породы, коллекторские свойства

The analysis of reservoir properties determined by standard and full-sized core samples of terrigenous and carbonate rocks was carried out. Petrophysical relationships were built for each group of samples under study. It has been established that standard samples, due to their small size, will not reflect the complex pore structure of carbonate rocks.

Keywords: terrigenous rocks, carbonate rocks, reservoir properties

Введение

Установление петрофизической связи «проницаемость-пористость» является актуальной задачей в нефтегазовой геологии. Как правило, ее устанавливают по стандартным образцам керн. Однако не всегда стандартные образцы с их небольшими размерами (рис. 1) отражают особенности внутренней поровой структуры коллекторов [1, 2]. Поровое пространство сложнопостроенных коллекторов характеризуется большой неоднородностью [3, 4], поэтому коллекторские свойства, определенные по стандартным и полноразмерным

образцам, могут существенно различаться [5]. Было произведено сравнение коллекторских свойств, определенных по стандартным и полноразмерным образцам керна разных литологических типов пород.

Коэффициент абсолютной газопроницаемости образцов определен методом стационарной фильтрации газа через образец горной породы в линейном направлении под действием разности давлений по ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. Коэффициент открытой пористости образцов определен методом жидкостенасыщения и гидростатического взвешивания по ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением.



Рис. 1. Образцы керна различного размера

Анализ терригенных пород

Для исследования коллекторских свойств терригенных пород были изучены образцы керна, отобранные из старооскольского надгоризонта (D2st) Ярегского месторождения. В соответствии с нефтегазогеологическим районированием месторождение находится в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Тиманской нефтегазоносной области, Ухта-Ижемском нефтегазоносном районе. По тектоническому районированию изучаемый участок расположен на Ухта-Ижемском валу, осложняющем Восточно-Тиманский мегавал. Отложения старооскольского надгоризонта представлены кварцевыми хорошо сортированными, кослоистыми, преимущественно мелко- и тонкозернистыми песчаниками.

В ходе работы был проведен анализ распределения пористости и газопроницаемости на 70 образцах полноразмерного керна и 263 образцах стандартного керна. Пористость образцов меняется следующим образом:

- стандартные образцы – 1,7–30,3 %;
- полноразмерные образцы – 5,5–34,3 %.

По гистограммам пористости (рис. 2, *а*) видно, что стандартные и полноразмерные образцы характеризуются одинаковым распределением пористости, причем большинство образцов обладают высокой пористостью, 20–30 %.

Далее была проанализирована газопроницаемость образцов, изменяющаяся в следующих пределах:

- стандартные образцы – $(0,06 \div 12378) \times 10^{-3}$ мкм²;
- полноразмерные образцы – $(0,13 \div 6798) \times 10^{-3}$ мкм².

Гистограммы газопроницаемости (рис. 2, *б*) образцов разных размеров схожи. Большинство стандартных и полноразмерных образцов имеют газопроницаемость $(1000 \div 10000) \times 10^{-3}$ мкм². В интервале $(100 \div 1000) \times 10^{-3}$ мкм² доля полноразмерных образцов незначительно больше доли стандартных, а количество образцов того и другого типа с газопроницаемостью ниже 100×10^{-3} мкм² минимально.

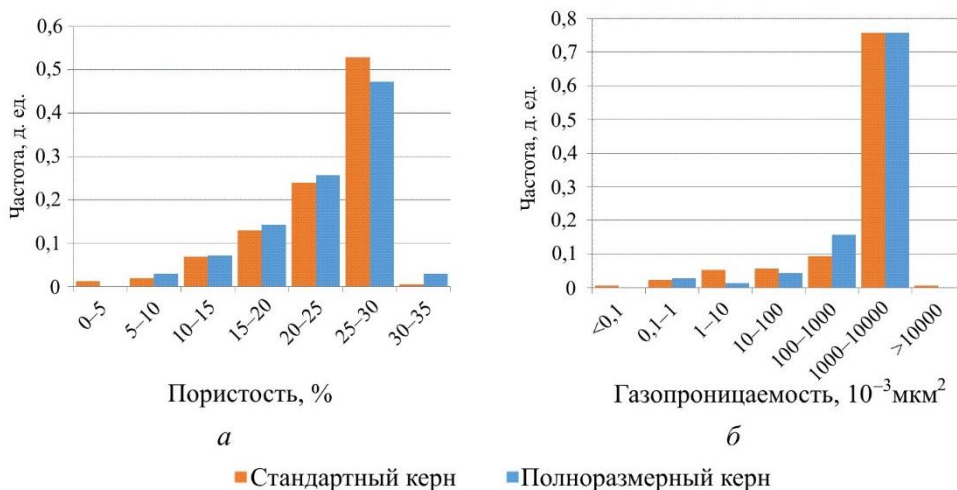


Рис. 2. Гистограммы пористости (*а*) и газопроницаемости (*б*) терригенных пород

Также было выполнено сравнение средних значений пористости и газопроницаемости для разных типов образцов керна терригенных пород по *t*-критерию Стьюдента (табл. 1). Установлено, что средние значения по обоим параметрам близки, статистических различий между ними не выявлено.

Таблица 1

Сравнение средних значений пористости и проницаемости для разных типов образцов керна терригенных пород

Параметр	Стандартные образцы	Полноразмерные образцы	<i>t</i> -критерий Стьюдента <i>p</i> -достигаемый уровень значимости
Пористость, %	23,3±5,7	23,1±5,6	-0,202
	1,7–30,3	5,5–34,3	0,84
Газопроницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	2 349,1±2 029,1	2 383,4±1 688,3	-0,130
	0,06–12 378	0,13–6 798	0,90

Примечание: 23,3±5,7 – среднее значение параметра ± среднее квадратичное отклонение; 1,7–30,3 – минимальное-максимальное значения.

Для разных типов образцов были установлены следующие зависимости «газопроницаемость-пористость» (рис. 3):

- стандартные образцы:

$$\lg(K_{\text{пр}}) = 0,146K_{\text{пор}} - 0,462; R^2 = 0,638; \quad (1)$$

- полноразмерные образцы:

$$\lg(K_{\text{пр}}) = 0,119K_{\text{пор}} + 0,288; R^2 = 0,530, \quad (2)$$

где $K_{\text{пр}}$ – коэффициент газопроницаемости, 10⁻³ мкм²; $K_{\text{пор}}$ – коэффициент пористости, %.

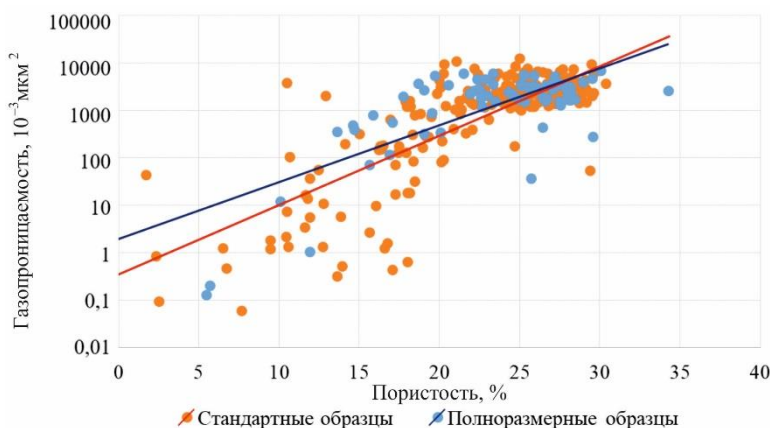


Рис. 3. Зависимости «газопроницаемость-пористость» по образцам терригенных пород

Анализ карбонатных пород

Для исследования коллекторских свойств карбонатных пород были проанализированы образцы керна, отобранные из задонского горизонта (D_{3zd}) Восточно-Ламбейшорского месторождения. Согласно нефтегазогеологическому районированию, месторождение находится в Тимано-Печорской провинции, Печоро-Колвинской нефтегазоносной области, Лайско-Лодвинском нефтегазоносном районе. По тектоническому районированию месторождение расположено на Лайском валу Денисовской впадины.

Отложения задонского горизонта представлены микробиально-детритовыми известняками, неравномерно доломитизированными, трещиноватыми, кавернозно-пористыми и вторичными доломитами, неравномерно известковистыми, участками трещиноватыми, неравномерно кавернозно-пористыми.

В ходе работы было выполнено сопоставление пористости и газопроницаемости на 320 образцах стандартного керна и 76 образцах полноразмерного керна. Пористость образцов меняется следующим образом:

- стандартные образцы – 0,5–16,3 %;
- полноразмерные образцы – 0,98–15,9 %.

По гистограмме пористости (рис. 4, а) видно, что распределение пористости для различных типов образцов керна различается. Преобладающее количество образцов стандартного керна характеризуются пористостью от 0 до 4 %. Большинство полноразмерных образцов керна находятся в центральном диапазоне пористости от 6 до 10 %. Таким образом, для стандартного керна характерны низкие значения пористости с небольшим количеством высокопористых образцов, а полноразмерный керн отличается усредненными значениями данного параметра.

Газопроницаемость образцов изменяется в следующих пределах:

- стандартные образцы – $(0,001 \div 410,5) \times 10^{-3}$ мкм²;
- полноразмерные образцы – $(0,03 \div 869,1) \times 10^{-3}$ мкм².

Анализ гистограмм газопроницаемости (рис. 4, б) показал, что распределение газопроницаемости по разным типам образцов различается. Стандартные образцы характеризуются большим разбросом значений проницаемости, причем количество низкопроницаемых стандартных образцов заметно выше, чем полноразмерных. Преобладающее число полноразмерных образцов имеют газопроницаемость $(1 \div 100) \times 10^{-3}$ мкм².

Для стандартных и полноразмерных образцов керна выполнено сравнение средних значений пористости и газопроницаемости по t-критерию Стьюдента (табл. 2). Выявлено, что средние значения по обоим параметрам статистически различаются.

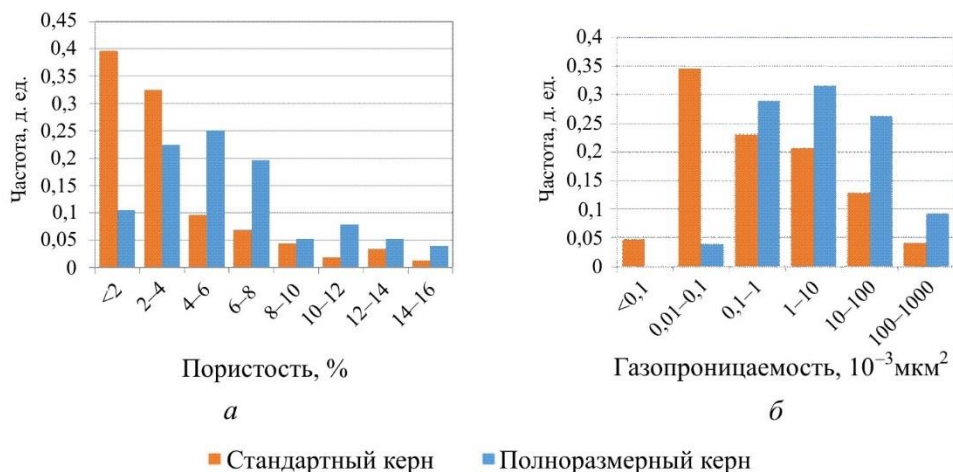


Рис. 4. Гистограммы пористости (а) и газопроницаемости (б) карбонатных пород

Таблица 2

Сравнение средних значений пористости и проницаемости для разных типов образцов керна карбонатных пород

Параметр	Стандартные образцы	Полноразмерные образцы	<i>t</i> -критерий Стьюдента <i>p</i> -достигаемый уровень значимости
Пористость, %	$3,7 \pm 3,3$ 0,5 – 16,3	$6,0 \pm 3,7$ 0,98 – 15,9	– 5,44 < 10 – 3
Газопроницаемость, 10^{-3} мкм^2	$14,4 \pm 45,7$ 0,001 – 410,5	$40,5 \pm 115,6$ 0,03 – 869,1	– 3,15 < 10 – 3

Примечание: $3,7 \pm 3,3$ – среднее значение параметра \pm среднеквадратичное отклонение; 0,5–16,3 – минимальное-максимальное значения.

Для разных типов образцов были установлены следующие зависимости «газопроницаемость-пористость» (рис. 5):

- стандартные образцы:

$$\lg(K_{\text{пр}}) = 0,254K_{\text{пор}} - 1,270; \quad R^2 = 0,442; \quad (3)$$

- полноразмерные образцы:

$$\lg(K_{\text{пр}}) = 0,190K_{\text{пор}} - 0,528; \quad R^2 = 0,446. \quad (4)$$

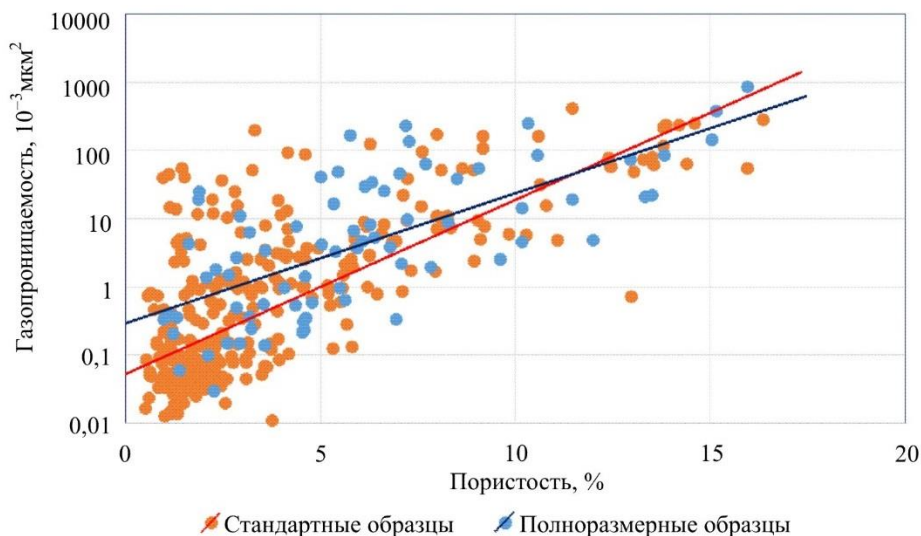


Рис. 5. Зависимости «газопроницаемость-пористость» по образцам карбонатных пород

Результаты

Исследования терригенных пород показали, что коллекторские свойства, определенные по разным типам образцов керна, практически не отличаются. Это связано с тем, что данные породы в своем развитии не испытывали значительных постседиментационных преобразований, влияющих на поровую структуру породы. Таким образом, в изученных терригенных породах петрофизическая связь, установленная по стандартным образцам керна, может использоваться наравне с петрофизической связью, установленной по полноразмерным образцам.

В карбонатных породах, напротив, коллекторские свойства, определенные по разным типам образцов, значительно отличаются. Это связано с тем, что изученные породы подвергались широкому спектру постседиментационных преобразований, таких как перекристаллизация, доломитизация, трещинообразование и выщелачивание.

Перекристаллизация затрагивает первичную микритовую массу, приводит к формированию дополнительной межкристаллической пористости и улучшению коллекторских свойств пород. При доломитизации происходит перестройка структуры породы, что приводит к возникновению межкристал-

лической пористости и улучшению фильтрационно-емкостных свойств породы, но при более поздней эпигенетической доломитизации запечатываются фенестральные полости, что влечет ухудшение коллекторских свойств породы. Выщелачивание приводит к формированию вторичных пустот, что улучшает фильтрационно-емкостные свойства пород, но на стадиях позднего диagenеза сформированные пустоты могут полностью или частично заполняться вторичным кальцитом и доломитом.

Стоит отметить, что данные процессы происходили неравномерно по объему породы и с разной степенью интенсивности, в результате чего сформировалось неоднородное распределение пустот в породах. Стандартные образцы, поскольку охватывают небольшой объем породы, не отражают особенности поровой структуры коллектора. Они могут быть отобраны как из участка с плохими, так и из участка с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Неоднородную структуру порового пространства лучше отражают полноразмерные образцы, так как охватывают сравнительно больший объем породы.

Таким образом, при наличии данных по полноразмерному керну следует отдавать предпочтение этим данным. А при их отсутствии следует учитывать, что данные по стандартным образцам занижают реальное значение проницаемости.

Список литературы

1. Гурбатова И.П., Кузьмин В.А., Михайлов Н.Н. Влияние структуры порового пространства на масштабный эффект при изучении фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 74–82.

2. Козырев Н.Д., Кочнев А.А. Анализ неоднородности и масштабного эффекта коллекторских свойств на примере Восточно-Ламбейшорского месторождения // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXV Междунар. симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 05–09 апреля 2021 года. – Томск: Изд-во нац. исслед. Том. политехн. ун-та, 2021. – С. 132–134.

3. Кривошеков С.Н., Ширинкин Д.О. Дифференциация петрофизических типов коллекторов нижнефаменской залежи Тимано-Печорской провинции по гидравлическим единицам потока // Вестник Пермского университета. Геология. – 2022. – Т. 21, № 3. – С. 282–291. DOI 10.17072/psu.geol.21.2.282

4. Учет геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений / С.В. Галкин, С.Н. Кривошеков, Н.Д. Козырев,

А.А. Кочнев, А.Г. Менгалиев // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244, № 4. – С. 408–417. DOI 10.31897/PMI.2020.4.3

5. Уточнение геолого-гидродинамической модели сложнопостроенной залежи нефти путем комплексного анализа данных / Н.Д. Козырев, А.А. Кочнев, А.Г. Менгалиев, И.С. Путилов, С.Н. Кривошеков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 10. – С. 164–177. DOI 10.18799/24131830/2020/10/2866

Сведения об авторах

Научный руководитель **Кривошеков Сергей Николаевич** – кандидат технических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа, горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: krivoshchekov@gmail.com.

Ожгибесов Евгений Сергеевич – студент группы ГНГ-18-2с горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет.

Финансирование: исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации (номер гранта НШ-1010.2022.1.5).

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов: все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Получена: 09.09.2022

Одобрена: 01.11.2022

Принята к публикации: 01.12.2022

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом: Кривошеков, С.Н. Сравнительный анализ фильтрационно-емкостных свойств терригенных и карбонатных коллекторов тимано-печорской провинции для ядра разного размера / С.Н. Кривошеков, Е.С. Ожгибесов // Журнал магистров. – 2022. – № 2. – С. 16–24.

Please cite this article in English as: Krivoshchekov S.N., Ozhgibesov E.S. Comparative analysis of filtration and capacity properties of terrigenous and carbonate reservoirs of the timano-pechora province for different-sized core. *Master's journal*, 2022, no. 2, pp. 16-24.