

Исследование масштабного эффекта и понятия элементарного представительного объёма горных пород применительно к пористости

Д.И. Хасанов, М.А. Лоншаков*
Казанский федеральный университет, Казань, Россия

В статье рассмотрены понятия апскейлинга, элементарного представительного объёма (ЭПО) геологической среды применительно к пористости с точки зрения теории структурированного континуума. Исследовано проявление масштабного эффекта пористости в терригенных и карбонатных коллекторах. Проведён анализ отечественных и зарубежных методик отбора образцов керн на примере компании «Шлюмберже» для изучения фильтрационно-емкостных свойств керн в петрофизических лабораториях и расчёта ЭПО образцов горных пород по значениям пористости, определенным путём анализа порово-сетевой модели, методами жидкостенасыщения, ядерно-магнитного резонанса и рентгеновской компьютерной томографии, а также газоволюметрическим методом. Изучены особенности и причины проявления масштабного эффекта пористости в неоднородных карбонатных коллекторах. Рассмотрены способы количественной оценки анизотропии горных пород при исследовании неоднородности горных пород. Выявлена необходимость учёта масштабного эффекта пористости при анализе корреляционной зависимости «кern – геофизические исследования скважин», установленной по данным пористости как для терригенного, так и для карбонатного разреза. Рассмотрена обоснованность применения керн диаметром 60–100 мм и образцов стандартного размера при сравнении лабораторных значений пористости и величин пористости, установленных по данным каротажа. Проведено исследование прямых и косвенных петрофизических методов определения пористости образцов керн при решении одинаковых задач по выявлению минимального представительного объёма образца керн. Установлено, что прямые методы являются наиболее эффективными с точки зрения временных и финансовых затрат для оперативного расчёта коэффициентов пористости образцов диаметром и высотой 30–100 мм. Анализ данных пористости в конечном итоге позволил изучить проявление масштабного эффекта пористости с изменением размеров образцов. Детальный анализ опубликованных научных работ позволит в дальнейшем разработать собственную эффективную методику отбора образцов для определения ЭПО интервала керн применительно к пористости.

Ключевые слова: элементарный представительный объём, kern, коэффициент открытой пористости, масштабный эффект пористости, метод жидкостенасыщения, апскейлинг, даунскейлинг, порово-сетевая модель, стандартный анализ керн, рентгеновская компьютерная томография

Для цитирования: Хасанов Д.И., Лоншаков М.А. (2020). Исследование масштабного эффекта и понятия элементарного представительного объёма горных пород применительно к пористости. *Георесурсы*, 22(4), с. 55–69. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.55-69>

Введение

В зависимости от размеров исследуемых в лабораторных условиях образцов керн для одного и того же пласта-коллектора могут быть получены различные значения коэффициента открытой пористости. Данное явление получило название масштабного эффекта (Шашенко и др., 2004), который тесно связан с понятием элементарного представительного объёма (Томин, 2011). Впервые в отечественной науке понятие масштабного эффекта для горных пород было введено М.И. Койфманом (Койфман, 1963), который утверждал, что масштабный эффект – зависимость механических свойств образцов горных пород от их линейных размеров. Данное понятие применяется в научных работах главным образом при изучении механических свойств горных пород, однако отдельные исследователи рассматривают масштабный эффект при анализе пористости горных пород, другими словами, изучают флуктуации пористости

образца керн с изменением его линейного размера (Putilov et al., 2019; Гурбатова, Костин, 2010). Масштабный эффект пористости оказывает существенное влияние на точность подсчёта запасов нефти объёмным методом в российских петрофизических лабораториях (Жданов, 1970) и расчёта начальных геологических запасов товарной нефти (СТОПР) в лабораториях Великобритании, США (Dake, 1994).

Входящий в формулу подсчёта запасов нефти объёмным методом коэффициент открытой пористости в большинстве случаев определяется при использовании образцов керн стандартного размера (высотой 3 см и диаметром 3 см) (ГОСТ 26450.0-85, 1985), которые в случае исследования неоднородных пород могут быть нерепрезентативными. Таким образом, пренебрежение масштабным эффектом может привести к недостоверному определению коэффициентов открытой пористости образцов керн и, как следствие, к некорректному установлению корреляционной зависимости «кern – геофизические исследования скважин (ГИС)».

Цель данной работы заключалась в изучении понятия элементарного представительного объёма (ЭПО),

* Ответственный автор: Марат Андреевич Лоншаков
E-mail: maratlonsh@gmail.com

© 2020 Коллектив авторов

масштабного эффекта применительно к пористости, апскейлинга и рассмотрении методик определения ЭПО керн по данным пористости, установленным различными петрофизическими методами.

В статье представлен анализ публикаций зарубежных авторов (J. Bear, L.P. Dake и др.) и работ отечественных исследователей (Б.И. Прилоус, И.П. Гурбатова), посвященных методикам отбора образцов керн для определения их пористости в лабораторных условиях, расчёту ЭПО при изучении порового пространства коллекторов, сравнению значений пористости, установленных по керну и по данным ГИС.

Обзор литературы

В зарубежных петрофизических лабораториях при проведении стандартного анализа керн (RCA – routine core analysis) с целью оценки пористости пластов-коллекторов особое внимание на подготовительном этапе уделяют выбору размера изучаемого образца керн (Andersen et al., 2013). В простейшем случае при определении пористости однородного коллектора из отдельных фрагментов полноразмерного керн (длиной 1 м) через каждые 25 см (30 см) выбуриваются и изготавливаются цилиндрические образцы длиной 5.08–7.62 см (2–3 дюйма) и диаметром 2.54 см (1 дюйм) или 3.81 см (1.5 дюйма) (Glover, 2001). В частности, в компании Schlumberger для проведения исследований применяются образцы высотой 6.4 см при диаметре 2.54 см или 3.8 см (Andersen et al., 2013). При изучении пористости неоднородных пластов-коллекторов, для которых коэффициент Дикстра-Парсонса изменяется в диапазоне 0.25–0.5 (Tiab, Donaldson, 2012), интервал отбора цилиндрических образцов из фрагментов полноразмерного керн длиной 3 фута может быть уменьшен (Andersen et al., 2013). При рассмотрении коллекторов с коэффициентом Дикстра-Парсонса от 0.5 до 0.75 для стандартного анализа применяют керн первоначального диаметра длиной до 15 см (6 дюймов) и диаметром 4.4–13.3 см (1.75–5.25 дюйма) (API RP 40. Recommended Practices for Core Analysis, 1998; Oilfield Glossary. https://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/whole_core.aspx).

В российских петрофизических лабораториях отбор образцов керн для определения пористости коллекторов производят согласно требованиям, представленным в работе (Гороян, 1978) и в ГОСТе 26450.0-85 (ГОСТ 26450.0-85, 1985). Оптимальными для определения значений коэффициента открытой пористости однородных коллекторов являются цилиндрические образцы длиной 3 см и высотой 3 см, выбуренные из интервалов керн через каждые 25–30 см. Для исследования коллекторов со сложным строением порового пространства по аналогии с зарубежным подходом используют образцы диаметром 60–90 мм (с сохранением первоначального диаметра интервала керн).

Однако при рассмотрении пород разного литотипа, слагающих продуктивный горизонт, следует учитывать, что внутренняя структура каждой горной породы может значительно изменяться в пределах объёма продуктивной залежи, к примеру, глинистость и карбонатность песчаников на относительно небольшом интервале глубин могут варьировать в широком диапазоне (Виды неоднородности строения нефтяных залежей и их количественная

оценка. http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-1_0.pdf). Очевидно, что анализ образцов диаметром 60–90 мм является универсальным способом получения репрезентативных значений пористости карбонатного или терригенного коллектора. Однако для определения пористости интервала керн заданной длины необходимо отбирать большое количество керн диаметром 60–90 мм. Применение таких образцов требует большего объёма экстрагирующей жидкости, поэтому актуальной является задача определения достоверных значений пористости интервала керн заданной длины при использовании единственного (цельного) образца керн минимального объёма.

В ходе анализа опубликованных научных работ установлено, что рассмотрение понятия элементарного представительного объёма горной породы применительно к пористости включает формулирование определения данного термина и практический расчёт представительного объёма керн.

Понятие масштабного эффекта и апскейлинга. Масштабный эффект в отдельных работах часто заменяется такими терминами, как апскейлинг (upscaling) и даунскейлинг (downscaling). В работе (К.-А. Lie, 2019) рассмотрены особенности построения гидродинамической модели нефтяной залежи, для создания которой необходимо построение геологической модели по данным интерпретации сейсморазведки, инклинометрии, ГИС. После анализа исходных данных производится структурное 3D моделирование – создание набора структурных поверхностей подошв, кровель продуктивных пластов в трехмерном пространстве и задание трехмерной сетки – разделение пространства между кровлей и подошвой залежи на трехмерные ячейки. Далее осуществляется литолого-фациальное и петрофизическое моделирование, а также моделирование насыщения. Под литолого-фациальным моделированием понимается присвоение индексов ячейкам в зависимости от конкретного литотипа и определенной фации, под петрофизическим моделированием – определение значений пористости и проницаемости в каждой ячейке трехмерной сетки (Путилов, 2011). Затем строится гидродинамическая модель в несколько этапов (Азиз, 2014); переход между двумя моделями сопровождается процедурой ремасштабирования – выбором оптимального размера ячеек. Основными критериями при выборе размера являются скорость и точность расчетов. При большем размере ячейки уменьшается точность построения модели, однако увеличивается скорость расчетов (Кайгородов, 2018). Геологическая модель может содержать такое количество ячеек, которое не приемлемо для построения гидродинамической модели по причине увеличения времени расчетов, следовательно, необходимым шагом является уменьшение количества мелких ячеек геологической модели путём их объединения с целью получения более крупных ячеек гидродинамической модели. Очевидно, что пространственное разрешение при этом уменьшается (Петров и др., 2015). Процесс задания эквивалентных фильтрационно-емкостных и геомеханических параметров для гидродинамической модели при переходе от модели с более высоким разрешением к модели с более низким разрешением называется апскейлингом (К.-А. Lie, 2019). Разница между фильтрационно-емкостными параметрами исходной и укрупненной сеток

гидродинамической модели должна быть минимальной.

Процесс установления эквивалентных фильтрационно-емкостных и геомеханических параметров при переходе от модели с более низким разрешением к модели с более высоким разрешением называется соответственно даунскейлингом. На практике периодически возникает необходимость настройки гидродинамической модели нефтяной залежи по данным истории разработки для получения исходной геологической модели с уточненными параметрами. В этом случае применяется даунскейлинг, главная цель которого заключается в сохранении особенностей как макронеоднородности, так и микронеоднородности (К.-А. Lie, 2019).

Таким образом, по результатам анализа ряда статей можно сделать вывод, что масштабный эффект пористости заключается в проявлении возможных вариаций значений пористости с изменением объёмов изучаемой горной породы, в то время как понятия апскейлинга и даунскейлинга обозначают процедуры установления эквивалентных значений пористости (и проницаемости) при переходе от одной модели (геологической) с заданным разрешением к другой модели (гидродинамической) с отличным от первого разрешением.

Теоретическое рассмотрение элементарного представительного объёма. Предположительно впервые понятие представительного объёма в точные науки было введено Хендриком Антоном Лоренцом в своей работе, посвященной теории электронов (Lorentz, Teubner, 1916). В геологических науках понятие представительного объёма применительно к аддитивным свойствам горных пород (пористость и плотность) было уточнено J. Bear, Б.И. Прилуосом, П.В. Москалевым и В.В. Шитовым. J. Bear в монографии (Bear, 1972) и Б.И. Прилуос в статье (Прилуос, 2013) рассматривали понятие ЭПО геологической среды для аддитивных свойств с позиций теории континуума, связанной с динамикой флюидов в поровом пространстве. Объектом изучения в теории континуума является пористая среда (горная порода), которую J. Bear исследовал в микромасштабе и макромасштабе, отмечая изменения физических свойств (пористости среды и плотности флюида) в зависимости от масштаба исследования. Б.И. Прилуос в результате критического анализа ряда работ установил, что исследование рассматриваемой среды с целью определения её представительного объёма применительно к аддитивным свойствам необходимо проводить на мезоуровне (рис. 1).

Ограничивая изучаемую пористую среду областью, представляющей собой сферу объёмом ΔU_p , центр которой находится в некоторой произвольной точке Р, учёные исследовали флуктуацию коэффициента пористости среды n_i с изменением радиуса сферической области для определения минимального представительного объёма.

Коэффициент пористости n_i в данном случае равен:

$$n_i = n_i(\Delta U_i) = (\Delta U_{v_i}) / \Delta U_p, \quad (1)$$

где объём порового пространства обозначен как (ΔU_{v_i}) (void space – поровое пространство). Значения коэффициента пористости рассчитаны при $i=1,2,3,\dots$, увеличение индекса i в данном случае обозначает последовательное уменьшение объёма пористой среды (следовательно, и объёма сферы) от максимального первоначального объёма сферы ΔU_1 до объёма в точке Р, равного нулю (рис. 2).

Похожий график также представлен в (Bear, 1972). Следует отметить, что J. Bear рассматривал понятие представительного объёма горной породы для пористости при использовании классификации масштабов, предложенной в (Tiab, Donaldson, 2012), согласно которой макромасштаб является промежуточным между микромасштабом и мезомасштабом.

Определение пористости на микроуровне происходит при изучении петрографических шлифов, расчёт пористости на мезоуровне – при анализе данных ГИС, соответственно, пористость на макроуровне определяется лабораторными методами. Установленный J. Bear применительно к аддитивным свойствам представительный элемент объёма – граничный объём между областью проявления микронеоднородности и макронеоднородности. Понятие представительного объёма связано с макромасштабом. Аналогичные рассуждения были использованы и Б.И. Прилуосом, однако для изучения представительного объёма применялась другая классификация масштабов, согласно которой макромасштаб является более крупным относительно мезомасштаба, то есть мезомасштаб в работе Б.И. Прилуоса приравнивается к макромасштабу, представленному в классификации J. Tiab (Tiab, Donaldson, 2012). В результате интерпретации графика (рис. 2) сделаны следующие выводы:

1) при $\Delta U_i=0$ сфера уменьшается до точки Р, поэтому коэффициент пористости принимает значение равное 1, если точка Р находится внутри поры, или нулевое значение, если точка Р находится в минеральном скелете;

2) при $0 < \Delta U_i < \Delta U_0$ в области проявления микроскопической неоднородности флуктуации пористости велики и значимы по причине совпадения размеров уменьшающейся сферы с размерами отдельных пор.

Амплитуда флуктуаций постепенно уменьшается при приближении к объёму ΔU_0 , при котором изменения значений коэффициента пористости становятся незначительными (минимальными). Таким образом, объём ΔU_0 – минимальный (элементарный) представительный объём пористой среды, установленный применительно к пористости (REV (RVE) – representative elementary volume (representative volume element)). Понятия «элементарный представительный объём» и «представительный элемент объёма», применяемые в статье, являются равнозначными.

Необходимо отметить, что коэффициент пористости n однородной пористой среды в интервале $\Delta U_0 < \Delta U_i < \Delta U_1$ сохраняет постоянное значение. В случае неоднородной пористой среды значение коэффициента пористости является неизменным лишь в определённой части интервала $\Delta U_0 < \Delta U_i < \Delta U_1$, к примеру, при $\Delta U_0 < \Delta U_i < \Delta U_c$, где под ΔU_c следует понимать максимальный представительный объём в пределах всего рассматриваемого отрезка. Далее при $\Delta U_c \rightarrow \Delta U_1$ проявляется флуктуация коэффициента пористости.

Таким образом, в рамках теории континуума применительно к пористости под представительным элементом объёма (элементарным представительным объёмом) горной породы следует понимать объём образца, являющийся переходным между областями проявления макронеоднородности и микронеоднородности, внутри которого распределение трещин, пор статистически значимо, а репрезентативное физическое свойство среды



Рис. 1. Иерархия масштабов гетерогенной среды: А – микромасштаб, В – мезомасштаб, С – макромасштаб (Bear, 1972)

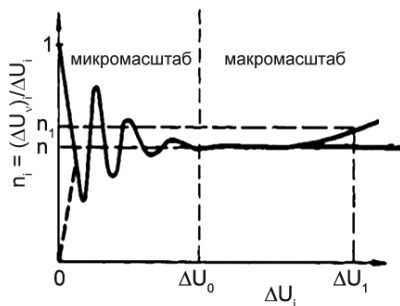


Рис. 2. Определение элементарного представительного объема по графику зависимости коэффициента пористости от объема пористой среды (Bear, 1972)

(пористость) не подвергается значительным изменениям при включении в этот объем дополнительных трещин, пор. Представительный объем образцов горных пород применительно к пористости определяется двумя условиями (в дополнении к своему определению, представленному выше):

1) ЭПО должен быть больше объема отдельно взятой поры, то есть включать определенное количество пор для получения необходимого в рамках теории континуума набора статистических данных;

2) ЭПО должен быть значительно меньше суммарного объема поровых каналов, через которые возможна фильтрация флюида.

Приведенный подход определения ЭПО образцов горных пород применительно к аддитивным свойствам используется во многих практических работах. В работах (Томин, 2011; К.-А. Lie, 2019) по аналогии с J. Bear и Б.И. Прилуосом рассматривается вопрос выбора оптимального объема ядерного материала для определения достоверных значений пористости, которые используются в качестве исходных данных при моделировании нефтяных залежей (месторождений). Оптимальным объемом образца ядра применительно к аддитивным свойствам является элементарный представительный объем – минимальный объем пористой среды, при котором флуктуации значений аддитивных свойств (пористость) минимальны (незначительны), то есть практически отсутствуют.

Петрофизические параметры в каждой ячейке геологической модели устанавливаются путём переноса значений пористости образцов ядра, в результате которого происходит процедура укрупнения масштаба, являющаяся корректной лишь при определенном условии. В качестве критерия достоверности выступает ЭПО.

Таким образом, для проведения корректной процедуры укрупнения масштаба необходимо определение величин пористости представительных образцов ядра с последующим переносом полученных значений на ячейки сетки. Анализ образцов, объем которых меньше ЭПО, приводит к определению недостоверных значений аддитивных свойств (пористости), что вызывает трудности при установлении значений пористости в каждой ячейке геологической модели (Томин, 2011). Следовательно,

лабораторный анализ ядра с целью установления петрофизического параметра (пористости) в обязательном порядке должен сопровождаться установлением ЭПО изучаемого фрагмента ядра (к примеру, интервала ядра длиной 1 м) и определением точных значений пористости представительного образца.

В работе (Москалев, Шитов, 2007) для рассмотрения и моделирования пористой среды применяется феноменологический подход, заключающийся в использовании макропараметров аддитивных свойств (пористость), описывающих свойства среды в целом (Голубев, Михайлов, 2011). Применение теории сплошности для рассмотрения задачи переноса привело к проблеме выбора представительного объема пористой среды. П.В. Москалев и В.В. Шитов установили, что ЭПО для аддитивных свойств должен быть «достаточно малым по сравнению с размерами пористого тела, чтобы обеспечивать допустимую погрешность при аппроксимации дифференциального объема фиктивной сплошной среды», но в то же время «достаточно велик, чтобы при осреднении обеспечивать такие же макроскопические характеристики, что и пористая среда в целом с заданным уровнем доверительной вероятности» (Москалев, Шитов, 2007).

ЭПО ядра (применительно к аддитивным свойствам) может быть определен по данным пористости, установленным:

- 1) методом ядерно-магнитного резонанса;
- 2) методом рентгеновской компьютерной томографии;
- 3) при построении стохастической порово-сетевой модели образца ядра для оценки пористости и проницаемости;
- 3) в лабораторных условиях газоволюметрическим методом, а также методом жидкостенасыщения.

Следует отметить, что дополнительные исследования такого неаддитивного свойства как проницаемость образцов разного размера, представленные в отдельных публикациях, проводятся по данным пористости образцов с целью установления причин проявления масштабного эффекта и изучения неоднородности в ядрах диаметром 60–100 мм. В данной статье главным изучаемым физическим параметром является пористость, в то время как демонстрация выводов, связанных с проницаемостью, необходима исключительно для характеристики структуры порового пространства рассматриваемых образцов разного размера. По этой причине исследование ЭПО применительно к неаддитивным свойствам не приводится.

Определение эффективной пористости образцов ядра методом ядерно-магнитного резонанса. Исследование масштабного эффекта в горных породах возможно при использовании метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР). ЯМР возникает в результате одновременного воздействия сильного магнитного поля и перпендикулярного к нему переменного электромагнитного поля радиочастотного диапазона на исследуемый образец ядра, насыщенный пластовой водой или углеводородами. В состав обоих флюидов входят ядра водорода (протоны), каждый протон имеет спиновый и магнитный моменты. При внесении протона во внешнее магнитное поле его энергия будет зависеть от направления магнитного момента (по направлению действия поля или против). Очевидно, что в исследуемом образце ядра содержится большое количество протонов,

которые условно можно разделить на две равные (при определенных допущениях) группы: протоны со спинами направленными, «вверх» и протоны со спинами, направленными «вниз». В результате воздействия переменного электромагнитного поля на образец произойдут многочисленные изменения направлений магнитных моментов с дальнейшим упорядочиванием спинов протонов в направлении, противоположном действию магнитного поля. Изменение ориентации большого количества протонов происходит параллельно с интенсивным поглощением квантов переменного электромагнитного поля. Данный процесс поглощения квантов называется ядерно-магнитным резонансом (Иванов и др., 2008; Костин и др., 2014).

При петрофизических исследованиях образца керна методом ЯМР конечный результат измерений представляется в виде распределения сигнала ЯМР с изменением времени поперечной релаксации T_2 . С точки зрения физического смысла такая зависимость – дифференциальное распределение пористости в зависимости от времени поперечной релаксации T_2 (Костин и др., 2014). Под поперечной релаксацией следует понимать передачу энергии от одного ядра к соседним ядрам того же рода вследствие обмена спином (Колдин, 2003). Данный параметр является ключевым при интерпретации данных ядерно-магнитного каротажа (следовательно, метода ЯМР керна) методом стандартных отсечек, суть которого заключается в установлении вида воды (капиллярно-связанная, связанная) для каждого литологического типа горной породы (табл. 1) (Костин и др., 2014).

Современные мобильные установки позволяют исследовать образцы большого диаметра (не более 106 мм) и целые интервалы керна длиной до 1 м, то есть определение ЭПО образца керна по данным флуктуации пористости является реальной задачей. Преимуществами метода ЯМР являются:

1) хорошая сходимость между значениями пористости образцов керна, полученными методом жидкостенасыщения (ГОСТ 26450.1-85, 1985), и данными, установленными по итогам ЯМР-исследований образцов;

2) возможность исследования неэкстрагированного интервала керна непосредственно на скважине после его извлечения в течение короткого промежутка времени (Костин и др., 2014; Фаттахов и др., 2016; Киргизов, 2018).

Основными недостатками метода ЯМР являются:

1) высокая стоимость ЯМР-спектрометров и мобильных установок;

2) невозможность точного определения пористости образца керна при отсутствии флюида в пустотном пространстве.

В случае рассмотрения экстрагированного фрагмента керна производится насыщение жидкостью к примеру,

моделью пластовой воды с определённой концентрацией солей (Фаттахов и др., 2016).

Следует отметить, что при исследовании образца керна методом ЯМР определяется эффективная пористость – пористость, включающая только насыщенные флюидом поры. Очевидно, что эффективная пористость не учитывает субкапиллярные поры, так как в них не происходит движение (проникновение) жидкости, однако данный недостаток характерен и для метода жидкостенасыщения (ГОСТ 26450.1-85, 1985).

Определение пористости горных пород методом рентгеновской компьютерной томографии. Одним из наиболее распространенных методов изучения ЭПО горных пород (применительно к аддитивным свойствам) является рентгеновская компьютерная томография (РКТ).

Рентгеновская томография – метод послойного изучения образцов горных пород, характеризующихся неоднородным строением порового пространства, в рентгеновском излучении при использовании специальных приборов – томографов. Любой рентгеновский томограф содержит: 1) источник (рентгеновская трубка); 2) детектор (матрица); 3) кернодержатель. При сканировании происходит синхронный поворот источника и детектора (или источника и образца, детектора и образца) в одной плоскости с целью получения чёткого изображения конкретного участка (Иванов и др., 2008).

Метод базируется на явлении *ослабления рентгеновского излучения в зависимости от изменения плотности и атомного состава веществ*. В результате получения большого количества рентгеновских изображений объекта и их обработки с помощью специальных программных методов формируются объёмные изображения (Савицкий, 2015).

РКТ в сравнении с методами жидкостенасыщения и гелиевой порозиметрии позволяет исследовать особенности строения горных пород в микромасштабе (на уровне мельчайших пор), мезомасштабе и макромасштабе (на уровне кернов диаметром 60–90 мм) (Kaufhold et al., 2016). Применение РКТ для определения пористости образцов разного размера (меньше образца стандартного размера диаметром и высотой 3 см) сопровождается использованием различных методик измерений.

В работе (Claes, 2012) приведена эффективная методика изучения вопроса ЭПО на примере образцов с изменяющимся соотношением длины и диаметра, которые исследуются на рентгеновских компьютерных томографах с разной разрешающей способностью. В качестве исследуемых пород выбраны два образца, имеющих форму параллелепипеда длиной 2 м, шириной 3 м и высотой 2 м. Первый образец – травертин тростниковой фации (reed face travertine), второй образец – горизонтально-слоистый

| Фация | Травертин тростниковой фации | | | Горизонтально-слоистый травертин | | |
|--|------------------------------|------|-----|----------------------------------|------|-------|
| Длина, см | 15 | 4 | 1.5 | 15 | 4 | 1.5 |
| Диаметр, см | 10 | 2 | 0.7 | 10 | 2 | 0.7 |
| Объём вокселя, мкм ³ | 18×10 ⁷ | 12 | 4 | 18×10 ⁷ | 12 | 4 |
| Средний объём пор, мм ² | 108.7 | – | – | 35.5 | – | – |
| Коэффициент пористости, % | 5.9 | 12.9 | – | – | 4.44 | 5.42 |
| Элементарный представительный объём, мм ³ | 23800 | >150 | – | 1230 | 1.14 | 0.074 |

Табл. 1. Результаты определения среднего объёма пор, коэффициента пористости, ЭПО (Claes, 2012)

травертин (flat pool travertine). На первом этапе работы выбраны три произвольные взаимоперпендикулярные грани каждого параллелепипеда (указанные в статье как верхняя, передняя и задняя). На каждой грани внутри отмеченной квадратной области с длиной ребра 1 м дополнительно выделены расположенные внутри друг друга квадратные области с длинами рёбер 0.75 м, 0.5 м, 0.25 м. На всех гранях для каждой квадратной области определена поверхностная пористость методом фотограмметрии. Для образцов обеих фаций построены графики флуктуации поверхностной пористости с изменением размера конкретной квадратной области, рассматривающие в совокупности три грани образца. По построенным графикам для каждого параллелепипеда определена элементарная представительная площадь грани, равная 0.5625 м² для травертина тростниковой фации и 0.0625 м² для горизонтально-слоистого травертина. Далее из каждого параллелепипеда выбурены цилиндрические образцы длиной 15 см и диаметром 10 см в трёх взаимоперпендикулярных направлениях. Последовательно образцы меньших размеров отбирались из образцов больших размеров, затем каждый образец был исследован методом РКТ при конкретном в зависимости от размера образца объёме вокселя (трехмерного пикселя). Размеры и физические параметры исследуемых образцов приведены в табл. 1.

По итогам измерений установлено следующее:

1) структура порового пространства в образцах длиной 15 см и диаметром 10 см полностью отлична от структуры порового пространства в образцах длиной 4 см и диаметром 2 см;

2) размер ЭПО образца применительно к пористости зависит от литотипа горной породы;

3) достоверные значения пористости образцов карбонатных пород методом РКТ могут быть определены при исследовании образцов с изменяющимся соотношением длины и диаметра на рентгеновских томографах с разной разрешающей способностью.

Следует отметить, что в данной работе вместо понятия масштабного эффекта применяется понятие апскейлинга, что объясняется схожестью данного алгоритма исследования с методикой построения гидродинамической модели.

В работах (Al-Raoush, Papadopoulos, 2010; Закиров и др., 2015) авторы сравнивали ЭПО образца, определённый по графику флуктуации значений коэффициента пористости (Beag, 1972), с репрезентативным объёмом того же образца, рассчитанным по графикам флуктуации других значимых характеристик горных пород. В качестве исследуемых образцов в работе (Al-Raoush, Papadopoulos, 2010) использованы образцы разных песков, характеризующихся следующей размерностью минеральных зёрен: 1.4–1.7 мм (S1), 1.0–1.2 мм (S2), 0.4–0.6 мм (S3), 0.4–1.7 мм (S4). В статье (Закиров и др., 2015) рассмотрены песчаники каменноугольного и пермского возраста Ашальчинского месторождения. Представленные в статье четыре образца песков были предварительно помещены в специальные цилиндрические сосуды из органического стекла (Perspex tubes) высотой 10 мм и диаметром 24 мм для получения 3D изображений образцов в форме цилиндра. По итогам исследования образцов методом РКТ (при объёме вокселя 64000 мкм³) для каждого образца получено 3D изображение, по которому определены:

1) коэффициент открытой пористости (отношение объёма порового пространства, рассчитанного по 3D изображению, к общему объёму изображения);

2) распределение координационных чисел (количество частиц, соприкасающихся с рассматриваемой частицей; в качестве рассматриваемой частицы последовательно выбираются все частицы в образце);

3) распределение размеров частиц (диаметров частиц);

4) распределение локальных коэффициентов пустотности (local void ratio).

Под локальным коэффициентом пустотности следует понимать отношение порового пространства между минеральными зёрнами к суммарному объёму этих частиц в ограниченной пространственной области. Выделение области минимального объёма, включающей как минимум две частицы, происходит относительно произвольной рассматриваемой частицы. Данная процедура повторяется для всех частиц в образце.

Определение значений представительного объёма по флуктуации разных параметров для каждого образца было произведено путём построения:

1) графика зависимости коэффициента открытой пористости от отношения объёма 3D изображения к объёму сферы диаметром $10^4 \times D_{50}$, где D_{50} – диаметр, при котором 50% частиц (по массе) имеют меньший диаметр по сравнению с D_{50} ;

2) трёх суммарных интегральных кривых распределений координационных чисел, размеров частиц и локальных коэффициентов пустотности. Каждая из трёх кривых представлена графиком, по оси ординат которого откладывается суммарное содержание фракций в долях единицы, то есть к процентному содержанию предыдущей фракции прибавляют процентное содержание следующей и т.д. Каждая точка любой из трёх кривых указывает на суммарное количество частиц как с конкретным параметром (к примеру, со значением локального коэффициента пустотности, условному равным X), так и с меньшими параметрами (со значениями локального коэффициента пустотности, которые меньше X). Для каждого образца установлена тенденция: значения минимального представительного объёма, рассчитанные по графикам флуктуации трёх параметров, больше ЭПО, определённого по графику флуктуации коэффициента открытой пористости.

Представительные объёмы трех образцов песчаников пермского и каменноугольного возраста Ашальчинского месторождения в форме параллелепипеда размером 10×4×4 мм, отобранных из керна длиной 1 м, были определены путём изучения флуктуации пористости, удельной поверхности пор, компонент тензора абсолютной проницаемости (Закиров и др., 2015). Авторы установили, что для точного определения минимального репрезентативного объёма образца должны проводиться исследования не только пористости, но и других значимых характеристик пористых сред. Параметры физических свойств образцов были определены методом РКТ при равномерном повышении количества вокселей в изображении, другими словами, при увеличении разрешения изображений. Представительный объём каждого образца установлен по графикам зависимости коэффициента пористости/удельной поверхности пор/компонент тензора абсолютной проницаемости от размера изображения в вокселях.

Полученные по графикам флуктуации трёх параметров значения ЭПО для каждого образца значительно отличаются друг от друга.

По результатам интерпретации построенных графиков в работах (Al-Raoush, Papadopoulos, 2010; Закиров и др., 2015) установлено, что точное определение минимального представительного объёма образца зерна возможно только при анализе нескольких основных характеристик пористых сред.

В работах (Абросимов, 2017; Sun et al., 2019) определение пористости горных пород произведено методом РКТ с применением нового подхода, заключающегося в выделении относительно небольших микрообразцов (виртуальных кубов) из разных частей модели зерна. Основным преимуществом такой методики является увеличение набора статистических данных и возможность исследования флуктуации коэффициента пористости внутри изучаемой модели образца. К примеру, лабораторные исследования единственного образца зерна длиной и диаметром 3 см позволяют определить одну пару значений коэффициента открытой пористости, в то время как новая методика на базе РКТ даёт возможность рассчитать одну пару значений коэффициента открытой пористости непосредственно для цилиндрического образца, а также несколько пар значений для выделенных в образце виртуальных кубов, количество которых зависит от технической оснащённости обрабатывающего данные компьютера и содержания отличных друг от друга по структурно-текстурным особенностям областей неоднородности.

В качестве объектов исследования в работе (Абросимов, 2017) выбраны карбонатные и терригенные коллекторы с четырёх российских месторождений (табл. 2). Образцы пород-коллекторов стандартного размера первоначально исследованы в петрофизических лабораториях для определения значений коэффициента открытой пористости газоволюметрическим способом по гелию (Дахнов, Крюкова, 2014) и коэффициента абсолютной проницаемости согласно (ГОСТ 26450.2-85, 1985). Затем образцы исследовались методом РКТ с разрешением съёмки 2–10 мкм; размер выделяемых виртуальных кубов для коллекторов порового типа равен 300×300×300 пикселей; в среднем на один цилиндрический образец приходится 10 кубов. По итогам измерений установлено, что для всех цилиндрических образцов значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), определенные на рентгеновском томографе SkyScan, хорошо согласуются с данными, полученными в лабораторных исследованиях.

В работе (Sun et al., 2019) в рамках применения технологии цифрового анализа зерна исследованы два образца известняков С1 и С2 методом РКТ с выделением виртуальных кубов. Образец С1 – грейнстоун с цементом порового типа; образец С2 – грейнтстоун с цементом крупстификационного типа. Для определения оптимального количества виртуальных кубов исследованы две тонкие пластины образцов С1 и С2 методом ртутной порозиметрии. По результатам измерений построены графики распределения пор по размерам для образцов С1 и С2. Из анализа графиков принято решение выделить три виртуальных куба из каждого образца (табл. 3).

Далее по причине недостаточного разрешения 3D изображений образцов С1 и С2 каждый виртуальный куб

был дополнительно разделён (сегментирован) на восемь кубов, к которым последовательно были применены различные методы фильтрации с целью улучшения качества изображения и выделения в виртуальных кубах трёх фаз: минерального скелета, пор (порового пространства) и нераспознанных областей. При подсчёте пористости по 3D изображениям выделение крупных пор проводилось по изображениям исходных образцов, исследование микропористости – по 3D изображениям наименьших из выделенных кубов. В результате исследований представлены петрофизические связи пористости и проницаемости.

По результатам исследований авторами (Абросимов, 2017; Sun et al., 2019) установлено следующее:

1) расчётные и лабораторные петрофизические связи близки для пород различных литотипов;

2) исследование неоднородности горных пород, оказывающей влияние на точность определения пористости, необходимо проводить по 3D изображениям с разным разрешением;

3) неоднородность горных пород при использовании методики виртуальных кубов рассматривается положительно, так как увеличение областей неоднородностей приводит к повышению количества статистических данных;

4) определение представительного объёма небольшого образца (к примеру, диаметром и высотой 3 см) для проведения исследований пористости методом РКТ возможно без дополнительного выбуривания образцов меньшего размера.

Таким образом, из представленных алгоритмов исследования образцов при расчёте пористости наиболее перспективной является методика РКТ с выделением виртуальных кубов из разных частей модели.

Расчёт ЭПО образцов горных пород по данным пористости, определенным с помощью стохастической сетевой модели. Для создания объёмного 3D изображения образца зерна методом РКТ необходимо получить серию снимков, которые обрабатываются с помощью специальных алгоритмов, основанных на преобразованиях Радона (Савицкий, 2015). Реконструкция порового пространства при использовании РКТ осуществляется прямым способом – по установленной на рентгеновском томографе информации о плотности образца воссоздается топология порового пространства. В работах (Жижимонтов, Степанов, Свалов, 2017; Okabe, 2004; Марков, Родионов, 2016) приведен обратный способ восстановления пустотного пространства – стохастическая реконструкция, применяемый для прогнозирования макроскопических

| Месторождение | Возраст | Исследуемые горные породы |
|-----------------|-------------------|---|
| Харьгинское | D ₂ af | Среднезернистые и мелкозернистые песчаники |
| Красноленинское | K ₁ vk | Среднезернистые и мелкозернистые, крупнозернистые алевролиты |
| Москудьинское | C ₂ b | Фораминиферо-водорослевые и органогенно-детритовые известняки |
| Возейское | D ₃ fm | Микрозернистые известняки |

Табл. 2. Объекты исследований месторождений (по (Абросимов, 2017))

| Образец | Выделенные виртуальные кубы | Линейный размер вокселя (ребра вокселя), мкм | Размер 3D изображения в вокселях |
|---------|-----------------------------|--|----------------------------------|
| C1 | C1sub4 | 4 | 980×980×930 |
| | C1sub2 | 2 | 930×930×930 |
| | C1sub0.5 | 0.5 | 860×860×900 |
| C2 | C2sub4 | 4 | 980×980×990 |
| | C2sub1 | 2 | 960×960×970 |
| | C2sub0.5 | 0.5 | 900×900×960 |

Табл. 3. Размеры 3D изображений виртуальных кубов (Абросимов, 2017)

свойств исследуемого объекта. Данный метод основан на построении стохастической порово-сетевой модели (ПСМ) образца керна при использовании распределения капилляров и пор по размерам, их связи и т.д.

Под порово-сетевой моделью понимается множество пересекающихся поровых каналов, другими словами, сеть пор и связывающих их капилляров. Поры и каналы в простейшем случае могут быть представлены в виде геометрических фигур – сфер и цилиндров, соответственно. Построение такой модели сопровождается использованием экспериментальных данных о структуре порового пространства, полученных:

- 1) методом трехмерной компьютерной томографии;
- 2) при анализе шлифов керна;
- 3) при выделении модели поровых сетей из трёхмерных изображений.

Согласно (Жижимонтов, Степанов, Шабаров, 2016; Idowu, 2009), необходимая для создания ПСМ информация должна включать:

- 1) геометрическую информацию (размерность пор и поровых каналов, пористость);
- 2) топологическую информацию (расположение пор в модели, выраженное в координационных числах);
- 3) корреляционную информацию (одноточечная и двухточечная корреляционные функции);

После установления необходимой информации начинается её генерация в соответствии со специальным алгоритмом, который варьируется в зависимости от задач проводимых исследований.

В работе (Жижимонтов, Степанов, 2017) исследовано три образца разных литотипов, определенных по результатам керновых исследований. Первый литотип – крупно-среднезернистый песчаник, второй литотип – средне-мелкозернистый песчаник, третий – алевролит. По итогам определения топологических и корреляционных параметров по кривым капиллярного давления произведена настройка модели на керновые данные. Применяемый алгоритм реализован в виде компьютерной программы, позволяющей создавать большое количество вариантов ПСМ. Алгоритм определения коэффициента абсолютной проницаемости основан на имитации стационарного течения жидкости (однофазной) в пористой среде. Для определения ЭПО образца каждого литотипа построены графики зависимости усреднённых по всем моделям значений коэффициента пористости/коэффициента проницаемости от размера расчётной области модели. В результате проделанной работы установлено следующее:

- 1) ЭПО, определенные по графикам флуктуации коэффициента пористости для каждого литотипа, примерно

равны, следовательно, в данном случае минимальный представительный объём (его величина) зависит, главным образом, от параметров используемого алгоритма и практически не подвержен влиянию топологических и геометрических параметров;

- 2) ЭПО, определенные по графикам флуктуации коэффициента проницаемости для каждого литотипа, значительно различаются и определяются корреляционными параметрами.

Таким образом, основными преимуществами данной методики по сравнению с лабораторными методами исследования являются (Жижимонтов, Степанов, Шабаров, 2016; Жижимонтов, Степанов, 2017).

- 1) возможность исследования низкопроницаемых и неконсолидированных коллекторов;

- 2) возможность увеличения набора статистических данных для установления достоверной петрофизической связи пористости и проницаемости и точного установления минимального представительного объёма;

- 3) хорошее согласование экспериментальных значений ФЕС, определенных при анализе керна, и усредненных значений, установленных по цифровой модели керна.

Недостатками данного метода является его зависимость от результатов исследований образцов на рентгеновском томографе и в шлифах, необходимых для построения ПСМ, а также необходимость использования мощных компьютеров для проведения построений.

Можно утверждать, что в идеальном случае при исследовании сложнопостроенных образцов горных пород применяется комбинация РКТ и ПСМ. В этом случае метод РКТ предоставляет информацию об особенностях порового пространства и минеральных зёрн, а метод стохастического моделирования позволяет рассчитать представительные значения ФЕС с учётом геометрических особенностей (пор, поровых каналов) изучаемого образца.

Исследование масштабного эффекта по данным открытой пористости и абсолютной газопроницаемости кернов, установленным газоволюметрическим методом и методом жидкостенасыщения. Несмотря на указанные в работе (Абросимов, 2017) преимущества определения пористости изучаемых горных пород методом РКТ, лабораторные методы петрофизических исследований (метод жидкостенасыщения и газоволюметрический метод) не потеряли своей актуальности. Так, в работе (Andersen et al., 2013) при описании методов определения пористости и проницаемости в рамках проведения стандартного анализа керна специалисты компании Schlumberger выделяют, прежде всего, метод порозиметрии, не упоминая при этом метод РКТ как наиболее перспективный. Исследования масштабного эффекта пород-коллекторов по данным пористости образцов разного размера, рассчитанными двумя указанными методами продолжаются, и приводятся в научных работах.

В работах (Гурбатова, Кузьмин, Михайлов, 2011; Serag et al., 2010; Mohamed et al., 2011; Гурбатова, Михайлов, 2011) представлено сравнение коэффициентов открытой пористости/абсолютной проницаемости, определенных для керна первоначального диаметра и выбуренных образцов керна стандартного размера (согласно российской классификации) диаметром и высотой 3 см (Гурбатова, Кузьмин, Михайлов, 2011; Гурбатова, Михайлов, 2011)

или (согласно зарубежной классификации) диаметром 1.5 дюйма (3.81 см) и высотой 3 дюйма (7.62 см) (Serag et al., 2010), а также образцов диаметром 1.5 дюйма (3.81 см) и 1 дюйма (2.54 см) (Mohamed et al., 2011). В таблице 4 приведены объекты и методы исследования в рассматриваемых статьях, которые в целом схожи, но немного различаются в последовательности действий.

В работах (Serag et al., 2010; Гурбатова, Михайлов, 2011) на первом этапе исследований с целью оценки латеральной и вертикальной анизотропии определены значения вертикальной и горизонтальной проницаемостей образцов зерна первоначального диаметра в двух направлениях: основном и перпендикулярном к основному. Далее приводится сравнение данных, полученных при рассмотрении образцов зерна первоначального диаметра и стандартного размера. Исследования, описанные в работах (Гурбатова, Кузьмин, Михайлов, 2011; Mohamed et al., 2011), начинаются непосредственно с определения и сравнения коэффициентов открытой пористости и коэффициентов абсолютной проницаемости образцов зерна первоначального диаметра и стандартного размера.

Сравнение данных (открытая пористость и абсолютная проницаемость) образцов разных размеров произведено следующим образом: в работах (Serag et al., 2010; Mohamed et al., 2011) из образцов зерна первоначального диаметра выбурены цилиндрические образцы стандартного размера в горизонтальном и вертикальном направлениях (относительно оси симметрии), для которых определены коэффициенты открытой пористости/абсолютной проницаемости. Построены графики сопоставления значений пористости образцов зерна первоначального диаметра и образцов стандартного размера диаметром 1 или 1.5 дюйма, а также графики сравнения значений коэффициента абсолютной проницаемости горизонтальных и вертикальных цилиндрических образцов диаметром 1.5 дюйма (Serag et al., 2010; Mohamed et al., 2011). В работах (Гурбатова, Кузьмин, Михайлов, 2011; Гурбатова, Михайлов, 2011) представлены сравнительные таблицы и графики значений открытой пористости и абсолютной проницаемости образцов зерна первоначального

диаметра и образцов стандартного размера, выбуренных по основным направлениям фильтрации в горизонтальной плоскости (Гурбатова, Кузьмин, Михайлов, 2011).

По итогам проведённых исследований сделаны следующие выводы:

1) коэффициенты вертикальной анизотропии проницаемости изучаемых образцов зерна со сложной структурой порового пространства согласно первоначальным предположениям могут достигать больших значений, тем самым подтверждается значительное влияние вертикальной анизотропии на точность определения абсолютной проницаемости (Serag et al., 2010; Mohamed et al., 2011; Гурбатова, Михайлов, 2011);

2) коэффициенты латеральной анизотропии образцов зерна со сложной структурой порового пространства в отдельных случаях достигают больших значений, что указывает на необходимость учёта анизотропии данного вида вопреки довольно распространённому мнению о незначительном изменении абсолютной проницаемости в пределах разных направлений горизонтальной плоскости (Serag et al., 2010; Гурбатова, Михайлов, 2011);

3) для низкопроницаемых образцов сложнопостроенных карбонатных коллекторов (<10 мД) характерна тенденция: проницаемость образцов зерна первоначального диаметра превышает проницаемость выбуренных образцов стандартного размера, что можно объяснить лучшей связанностью поровых каналов в образцах первоначального диаметра (Serag et al., 2010; Mohamed et al., 2011);

4) значения коэффициента открытой пористости стандартных образцов карбонатных коллекторов периодически превышают значения зерна первоначального диаметра по причине проявления локальных микронеоднородностей, при этом зерно первоначального диаметра наилучшим образом характеризует структуру порового пространства (Гурбатова, Кузьмин, Михайлов, 2011; Serag et al., 2010; Mohamed et al., 2011);

5) значения абсолютной проницаемости цилиндрических образцов стандартного размера, отобранных в вертикальном направлении, могут быть как больше, так и меньше значений абсолютной проницаемости образцов,

| Статья | (Гурбатова, Кузьмин, Михайлов, 2011) | (Serag et al., 2010) | (Mohamed et al., 2011) | (Гурбатова, Михайлов, 2011) |
|---|--------------------------------------|---|---|--|
| Литотип изучаемых пород | Микробияльные известняки | Карбонатные коллекторы с месторождения Абу-Даби | Карбонатные коллекторы с месторождения Абу-Даби | Карбонатные отложения Тимано-Печорской провинции |
| Линейные размеры образцов | Образцы длиной и диаметром 3 см | Образцы длиной 3 дюйма и диаметром 1.5 дюйма | Образцы диаметром 1.5 дюйма и 1 дюйм | Образцы длиной и диаметром 3 см |
| Методы определения $K_{откр. пор.}$ стандартных образцов | Метод жидкостенасыщения | Газоволюметрический метод | Газоволюметрический метод | Метод жидкостенасыщения |
| Методы определения $K_{откр. пор.}$ образцов полного диаметра | Газоволюметрический метод | Газоволюметрический метод | Газоволюметрический метод | Газоволюметрический метод |

Табл.4. Образцы пород-коллекторов и методы их исследования (Гурбатова, Кузьмин, Михайлов, 2011), (Serag et al., 2010), (Mohamed et al., 2011), (Гурбатова, Михайлов, 2011)

отобранных в горизонтальном направлении. Изменение абсолютной проницаемости в зависимости от направления (Serag et al., 2010) объясняется наличием трещиноватых, неоднородных участков в образце горной породы (Serag et al., 2010; Mohamed et al., 2011);

6) анизотропию проницаемости предпочтительнее исследовать на образцах керна первоначального диаметра, а не на образцах стандартного размера, выбуренных в вертикальном и горизонтальном направлениях (Mohamed et al., 2011);

7) при рассмотрении карбонатных пород со сложной структурой порового пространства образцы керна длиной и диаметром 3 см (в России) и образцы диаметром 2.54 или 3.8 см и длиной 5–7.5 см (в зарубежных лабораториях) не являются представительными, следовательно, определение репрезентативных значений пористости на таких образцах не представляется возможным (Гурбатова, Кузьмин, Михайлов, 2011; Serag et al., 2010; Mohamed et al., 2011; Гурбатова, Михайлов, 2011).

Таким образом, в рассматриваемых работах была доказана нерепрезентативность небольших образцов сложнопостроенных коллекторов и продемонстрирована необходимость исследования образцов большего размера, включая керны первоначального диаметра.

Сравнение данных пористости, установленных методом жидкостенасыщения, газоволюметрическим методом и РКТ. Очевидно, что метод жидкостенасыщения и газоволюметрический метод являются прямыми методами определения открытой пористости, методы РКТ и ЯМР – косвенными. Представленные далее обзоры статей, рассуждения и выводы посвящены сравнению значений пористости (а не методов), полученных разными методами. Однако достоверность значений пористости зависит от точности (разрешающей способности) методов. Следовательно, рассмотрение принципов и физических основ методов является необходимым условием при сопоставлении данных РКТ, метода жидкостенасыщения и газоволюметрического метода.

Представленный Центром петрофизических и геомеханических исследований Института физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН комплекс лабораторных работ включал в себя метод РКТ, являющийся одним из ключевых в рамках выполненного объема работ (Тихоцкий и др., 2017). Как уже было отмечено, основным преимуществом метода РКТ является возможность изучения особенностей строения образцов горных пород на микроуровне и определения физических параметров керна (особенно некондиционных) с высокой точностью (Абросимов, 2017).

Однако несмотря на широкую распространенность, данному методу присущи и свои недостатки:

- 1) недостаточное разрешение рентгеномографической съёмки;
- 2) недостаток вычислительных ресурсов (Абросимов, 2017).

Для изучения порового пространства коллекторов на рентгеновском томографе на микроуровне необходимо соблюдение следующих условий (Савицкий, 2015):

- 1) высокое пространственное разрешение (1 мкм и меньше) томографа;
 - 2) рабочее напряжение трубки порядка 100–150 кэВ.
- В работе (Савицкий, 2015) представлены масштабные

уровни исследования керна и соответствующие этим уровням виды рентгеновских томографов. В настоящее время исследование керна диаметром 10 см и длиной 1 метр проводится с целью выделения литологических неоднородностей, другими словами, макронеоднородностей размером более 0.4 мм. Очевидно, что выделение межзерновых пор в карбонатных и терригенных коллекторах при исследовании интервала керна длиной 1 м не представляется возможным; детальное рассмотрение структуры порового пространства осуществляется при изучении стандартных образцов диаметром 30 мм на микротомографах и образцов меньшего диаметра (15 и 9 мм) на нанотомографах. Следует отметить, что размеры образцов определяются техническими характеристиками томографа (расстояние от источника до приемника, мощность рентгеновской трубки, разность потенциалов между катодом и анодом). С увеличением мощности рентгеновской трубки возрастает проникающая способность лучей, что приводит к расширению фокусного пятна и, как следствие, к уменьшению резкости изображения, поэтому при изучении керна для каждого размера образца мощность рентгеновской трубки и разность потенциалов должны находиться в определённом диапазоне.

Влияние расстояния от источника до приёмника (РИП) на размер образца не учитывается, так как несмотря на тот факт, что с увеличением РИП интенсивность рентгеновского излучения уменьшается, в рентгенографии для конкретного типа томографа применяется стандартное расстояние, следовательно, данным параметром при определении размеров образцов можно пренебречь (Янчук, Янчук, 2013). При выборе подходящего рентгеновского томографа для исследования образцов конкретного размера необходимо учитывать разрешающую способность аппаратуры, которая определяется размером вокселя и геометрическим увеличением – соотношением расстояния от источника до детектора к расстоянию от источника до оси вращения исследуемого объекта. Для получения чёткого изображения размер вокселя должен быть минимальным. Рассматривая геометрическое увеличение, следует отметить, что при минимальном расстоянии между источником и изучаемым образцом будет достигнут минимальный объём вокселя, однако в данном случае будет исследована лишь небольшая часть объекта, поэтому в ходе измерений следует выбирать оптимальный вариант между минимальным расстоянием «источник-образец» и объёмом исследуемой части образца (Пособие по выбору решений... [https://ostec-3d.ru/upload/iblock/0a1/Tomo_3003%20\(pdf.io\).pdf](https://ostec-3d.ru/upload/iblock/0a1/Tomo_3003%20(pdf.io).pdf)).

Как уже было отмечено, для исследования порового пространства образца необходимо использовать микро-/нанотомографы. В настоящее время особенно актуальным является исследование керна нанотомографами (результаты измерений физических свойств керна в результате масштабирования переносятся на пласт-коллектор).

В таблице 5 приведены характеристики микротомографов и нанотомографа, разработанных компанией SkyScan (Рентгеновская микротомография. https://lab-nnz.ru/wp-content/uploads/2017/11/Bruker_каталог_2017_сайт.pdf). Учитывая, что размеры сверхкапиллярных и капиллярных пор, по которым возможно движение нефти и газа, равны соответственно 2.0–0.5 мм (2000–500 мкм) и 0.5–0.0002 мм

(500–2 мкм) (Справочник по геологии. <https://www.geolib.net/oilgas/geology/poristost-porod.html>), можно сделать вывод, что исследование порового пространства образцов предпочтительнее проводить нанотомографом SkyScan 2211, что подтверждается современными тенденциями.

Однако для получения 3D изображений зерна первоначального диаметра необходима большая вычислительная мощность графических карт и процессора рабочей станции, поэтому современные исследования проводятся при использовании образцов небольшого размера (до 10 мм). При изучении карбонатных пород со сложной структурой порового пространства кубические или цилиндрические образцы такого размера не являются представительными, следовательно, процедура масштабирования будет некорректной. Определение пористости зерна диаметром 60–100 мм, образцов стандартного размера (диаметром и высотой 3 см) методом жидкостенасыщения или газоволюметрическим методом позволяет получить большой набор данных, варьирующихся с изменением размеров образцов. Как следствие, становится возможным установление ЭПО не только образцов диаметром и высотой менее 10 см, но и целых фрагментов горных пород длиной 1 м и более, что особенно важно при исследовании протяженных интервалов зерна, отобранных в пределах одной скважины.

Следует отметить, что достоверность определения значений пористости во многом зависит от разрешающей способности измерительного оборудования, а также от особенностей применяемого метода. К примеру, даже в случае использования надежной аппаратуры (герметичная емкость насыщения и точные аналитические весы 1 класса) метод жидкостенасыщения характеризуется трудностями определения коэффициентов открытой пористости:

- 1) слабосцементированных образцов;
- 2) высокопористых образцов горных пород, содержащих значительные каверны, по причине их возможного разрушения в ходе эксперимента (API RP 40. Recommended Practices for Core Analysis, 1998).

Газоволюметрический метод установления открытой пористости в настоящее время проводится при использовании современных двухкамерных порозиметров (API RP 40. Recommended Practices for Core Analysis, 1998). Точность измерения пористости образцов горных пород зависит, главным образом, от технических характеристик применяемого оборудования. К недостаткам такой аппаратуры относятся:

- 1) необходимость проведения постоянной, очень точной калибровки порозиметра при использовании эталонных образцов, результаты которой в отдельных случаях могут быть аннулированы по причине ошибок программного обеспечения;

- 2) значительное влияние небольших изменений температуры и давления на точность результатов определения пористости (API RP 40. Recommended Practices for Core Analysis, 1998);

- 3) довольно высокая суммарная относительная погрешность измерения пористости, которая в случае лабораторных исследований (не идеальный случай) варьируется в пределах от 0.2 до 2%.

Таким образом, использование газоволюметрического метода с соответствующей точной аппаратурой позволяет получить значения пористости практически любых образцов горных пород вне зависимости от их геометрических размеров, степени сцементированности (слабосцементированные или сцементированные), наличия глинистых компонент с довольно высокой погрешностью в отдельных случаях. Применение метода жидкостенасыщения ограничивается свойствами образца горных пород, однако в случае анализа довольно плотных пород высокоточное лабораторное оборудование (аналитические весы 1 класса и герметичные емкости насыщения) позволяет определить пористость образцов большого размера (диаметром 60–90 мм и высотой 50–60 мм) с относительной погрешностью не более 1–2%, что очевидно из формулы, указанной в (ГОСТ 26450.1-85, 1985). Очевидно, что существуют риски неполного насыщения определенного объема пустотного пространства низкопроницаемых и низкопористых образцов зерна, поэтому наиболее точным способом определения пористости образца является одновременное применение обоих методов с целью корреляции полученных результатов.

Влияние масштабного эффекта на точность установления корреляционной зависимости «кern – ГИС» по значениям коэффициента пористости. Сравнений значений коэффициента пористости, определенных по керну и с помощью методов промысловой геофизики, сопровождается предварительной привязкой зерна по глубине к каротажным кривым по данным гамма-каротажа (ГК) и по значениям естественной интегральной активности зерна, определенным в лабораторных условиях (Большаков и др., 2017). Данный способ привязки является наиболее надежным (Кузнецова, 2017). В отдельных случаях привязка, к примеру, зерна карбонатных пород-коллекторов к данным ГК весьма затруднительна, поэтому необходимо использовать дополнительные параметры, рассчитанные по методам ГИС и по керну, к примеру, пористость (Большаков и др., 2017). После осуществления привязки зерна производится построение корреляционных связей «кern – ГИС».

В работе (Атюцкая, Козлов, 2014) представлено сравнение значений пористости, установленных при исследовании зерна и рассчитанных из данных акустического

| Вид томографа | Название | Номинальное разрешение, мкм | Максимальный диаметр образца, мм | Максимальная высота образца, мм |
|--|--------------|-----------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| Микротомограф высокого разрешения | SkyScan 1272 | 0.35 | 75 | 70 |
| Микротомограф высоких энергий | SkyScan 1173 | <5 | 140 | 150 |
| Рентгеновский мультимодальный нанотомограф | SkyScan 2211 | 0.1 | 204 | 200 |

Табл. 5. Микротомографы и нанотомограф SkyScan (Рентгеновская микротомография. https://lab-nnz.ru/wp-content/uploads/2017/11/Bruker_каталог_2017_сайт.pdf)

каротажа (АК) и плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГКп). В интервалах 2357–2363 м и 2370–2377 м кривая пористости по АК совпадает с кривой пористости по керну наилучшим образом по сравнению с кривой по ГГКп. В интервале 2363–2370 м ситуация обратная, что объясняется заглинизованностью данного интервала. Установлено, что оптимальным вариантом при построении корреляционной зависимости «кern – ГИС» по значениям пористости является применение совокупности методов ГИС с учётом особенностей каждого геофизического метода и рассматриваемого геологического разреза.

В работе (Khalid et al., 2015) выполнено сравнение коэффициентов пористости, определённых по цилиндрическим образцам песчаников малых размеров методом гелиевой порозиметрии и по данным ГГКп. Корреляция между лабораторными данными и значениями пористости по ГГКп для двух изучаемых скважин довольно велика. Очевидно, что при исследованиях образцов песчаников юрского возраста минимальный представительный объём образца не определялся, поэтому невозможно установить, повлияло ли использование образцов керн стандартного размера на точность определения коэффициента пористости. Учитывая наличие неоднородностей в изучаемых образцах песчаников, вероятность такого влияния довольно велика. Пренебрежение масштабным эффектом может привести к построению неточной корреляционной зависимости.

Разработка собственной методики отбора образцов для определения представительного объёма керн по данным пористости. Анализ различных методов определения пористости горных пород и методик отбора образцов имеет практическое значение. На основании полученной информации предлагается исследование интервала керн известняков длиной 1 метр с целью определения пористости. Представленные в работах (Beag, 1972; Прилоус, 2013) графики флуктуации коэффициента пористости с изменением объёма сферической области позволили установить, что для расчёта минимального представительного объёма интервала керн необходимо последовательное исследование образцов керн от меньшего объёма к большему. Предлагаемая методика заключается в следующем:

- 1) отбор цилиндрических образцов высотой и диаметром 3 см через каждые 25–30 см перпендикулярно главной оси интервала цилиндрического керн;
- 2) отбор 6–7 образцов керн диаметром 7.3 см и высотой 5–6 см через каждые 5–8 см перпендикулярно главной оси интервала цилиндрического керн;
- 3) определение коэффициентов открытой пористости отобранных образцов методом жидкостенасыщения;
- 4) аналитическое определение коэффициентов открытой пористости отдельных фрагментов интервала керн длиной от 20 до 40 см, имеющих первоначальный диаметр;
- 5) определение пористости интервала керн по данным пористости стандартных образцов и керн диаметром 7.3 см;
- 6) исследование образцов в шлифах;
- 7) построение графика флуктуации пористости с изменением объёма образца, выявление участка постоянных значений пористости с целью определения минимального представительного объёма и анализа данных пористости для выявления возможных причин масштабного эффекта.

Заключение

В статье уточнены понятия апскейлинга и даунскейлинга, масштабного эффекта и элементарного представительного объёма. Под масштабным эффектом пористости следует понимать зависимость пористости горных пород от линейных размеров образцов керн. Под элементарным представительным объёмом образца для аддитивных свойств – минимальный объём образца керн, который должен быть одновременно как больше объёма отдельно взятой поры, то есть включать определённое количество пор (микроструктур) для получения необходимого набора статистических данных, так и значительно меньше суммарного объёма поровых каналов, в которых возможна фильтрация флюида.

Проанализированы применяемые зарубежными и отечественными учёными методики определения представительного объёма горных пород по значениям пористости, рассчитанным методами РКТ, ЯМР, жидкостенасыщения и газовольметрическим методом. Установлен один из наиболее оптимальных методов определения пористости для собственной методики – метод жидкостенасыщения, позволяющий изучать образцы большого объёма, а также отдельные интервалы керн и, как следствие, получать широкий набор данных для пористости.

Проведено сравнение понятий апскейлинга и масштабного эффекта, в результате которого установлено, что понятие апскейлинга применимо для характеристики процесса определения эквивалентных фильтрационно-емкостных параметров при переводе от модели с более высоким разрешением к модели с более низким разрешением. Установлено, что исследование нерепрезентативных образцов сложнопостроенных известняков стандартного размера приводит к некорректному установлению корреляционной зависимости «кern – ГИС».

Для успешного внедрения эффективной методики определения размеров представительного керн в петрофизической лаборатории, а также для изучения постоянства ЭПО керн с глубиной планируется исследование высокопористых образцов разного размера, отобранных в интервалах длиной 1 м.

Благодарности

Авторы выражают благодарность старшему научному сотруднику И.И. Нугманову и инженеру Э.Р. Зиганишину лаборатории петрофизических методов исследования геоматериалов Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ за возможность определения пористости образцов керн методом жидкостенасыщения, аспиранту Института стратегии развития образования Российской академии образования Д.А. Писаренко за помощь в работе с методологическим аппаратом исследования.

Авторы выражают благодарность рецензентам за указанные замечания, которые позволили значительно улучшить работу.

Литература

- Абросимов А.А. (2017). Разработка методик определения пористости и остаточной водонасыщенности горных пород по данным рентгеновской томографии и численного моделирования. *Дисс. канд. тех. наук*. Москва: РГУ, 107 с.
- Азиз Х. (2014). Математическое моделирование пластовых систем. Москва: Регулярная и хаотическая динамика. Институт компьютерных исследований, 456 с.

- Атюцкая Л.Ю., Козлов И.В. (2014). Сравнение емкостных свойств пород-коллекторов, получаемых из геофизических и петрофизических исследований скважин. *Вестник Югорского государственного университета*, 2, с. 100–105.
- Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Марутян О.О., Халиуллина А.Ф., Никулин Б.А. (2017). Привязка данных по керну к материалам ГИС – важный этап построения цифровой модели месторождения. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 3, с. 10–17. <https://doi.org/10.29222/irng.2078-5712.2017-18.art5>
- Виды неоднородности строения нефтяных залежей и их количественная оценка. http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-1_0.pdf
- Голубев В.И., Михайлов Д.Н. (2011). Моделирование динамики фильтрации двухфазной суспензии через пористую среду. *Труды МФТИ*, 3(2), с. 143–147.
- Гороян В.И. (1978). Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами. Москва: ВНИГНИ, 395 с.
- ГОСТ 26450.0-85 (1985). Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. Москва: Изд-во стандартов.
- ГОСТ 26450.1-85. (1985). Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. М.: Изд-во стандартов.
- ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. Москва: Изд-во стандартов, 1985.
- Гурбатова И.П., Костин Н.Г. (2010). Масштабный эффект при определении пористости пласта в сложнопостроенных карбонатных коллекторах. *Нефтепромысловое дело*, 5, с. 21–25.
- Гурбатова И.П., Кузьмин В.А., Михайлов Н.Н. (2011). Влияние структуры порового пространства на масштабный эффект при изучении пористости сложнопостроенных карбонатных коллекторов. *Геология нефти и газа*, 2, с. 74–82.
- Гурбатова И.П., Михайлов Н.Н. (2011). Масштабные и анизотропные эффекты при экспериментальном определении физических свойств сложнопостроенных коллекторов. *Каротажник*, 7, с. 138–145.
- Дахнов А.В., Крюкова И.Б. (2014). Повышение достоверности определения коэффициента открытой пористости газоволюметрическим пикнометром «Поромер». *Вестник газовой науки*, 2, с. 44–46.
- Жданов М.А. (1970). Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М.: Недра, 488 с.
- Жижимонтов И.Н., Степанов С.В. (2017). Определение представительного элементарного объема при оценке пористости на примере Самотлорского месторождения. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 3(2), с. 46–59. [Doi: 10.21684/2411-7978-2017-3-2-46-59](https://doi.org/10.21684/2411-7978-2017-3-2-46-59).
- Жижимонтов И.Н., Степанов С.В., Свалов А.В. (2017). Исследование пористости пластов БВ Самотлорского месторождения с использованием стохастической порово-сетевой модели. *Сб. докладов научно-практ. конф. журнала "Нефтяное хозяйство"*, с. 4–14.
- Жижимонтов И.Н., Степанов С.В., Шабаров А.Б. (2016). Исследование элементарного представительного объема в масштабе порового пространства. *Тр. IX школы-семинара «Теплофизика, теплотехника, гидрогазодинамика. Инновационные технологии»*. ТюмГУ, с. 63–72.
- Закиров Т.Р., Галеев А.А., Коновалов А.А., Стаценко Е.О. (2015). Анализ «элементарного представительного объема» для песчаников Ашальчинского месторождения с использованием метода рентгеновской томографии. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 54–57.
- Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А., Карношина Е.Е., Коробова Н.И. (2008). Петрофизические методы исследования ядерного материала. М.: Изд. МГУ, Кн. 1 – 107 стр., Кн. 2 – 115 стр.
- Кайгородов С.В. (2018). Типичные ошибки при создании гидродинамических моделей. Часть I. Ремасштабирование геологической модели. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, 2, с. 52–58. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-52-58>
- Киргизов Д.И. (2018). Современные высокотехнологичные аппаратурные комплексы, применяемые при геофизических исследованиях скважин. *Научное приборостроение*, 28(4), с. 73–76. <https://doi.org/10.18358/np-28-4-i7376>
- Койфман М.И. (1963). Главный масштабный эффект в горных породах и углях. Проблемы механизации горных работ. М.: Изд-во АН СССР, с. 39–56.
- Колдин Е.Ф. (2003). Быстрые реакции в растворе. М.: Мир, 310 с.
- Костин Д.К., Кузнецов Е.Г., Вилесов А.П. (2014). Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керна с помощью рентгеновского компьютерного томографа. *Науч.-техн. вестник ОАО «НК "Роснефть"»*, 3, с. 18–22.
- Кузнецова Г.П. (2017). Методические приемы привязки керна к геофизическим исследованиям. *Территория Нефтегаз*, 1-2, с. 20–26.
- Марков П.В., Родионов С.П. (2016). Метод стохастической генерации моделей поровых сетей по распределениям их параметров. *Вестник кибернетики*, 3, с. 18–24.
- Москалев П.В., Шитов В.В. (2007). Математическое моделирование пористых структур. М.: Физматлит, 120 с.
- Петров В.А., Леспинас М., Полуэктов В.В., Устинов С.А., Минаев В.А. (2015). Ремасштабирование флюидопроводящих разрывных структур. *Мат. XVI между. конф. «Физико-химические и петрофизические исследования в науках о Земле»*. М.: ИГЕМ РАН, с. 216–220.
- Пособие по выбору решений на базе компьютерной томографии для задач современного производства. [https://ostec-3d.ru/upload/iblock/0a1/Tomo_3003%20\(pdf.io\).pdf](https://ostec-3d.ru/upload/iblock/0a1/Tomo_3003%20(pdf.io).pdf)
- Прилуос Б.И. (2013). О введении понятия представительного объемного элемента в теорию структурированного континуума. *ГЕО-Сибирь-2013. Т.2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. мат. IX между. научн. конгресса*. Новосибирск: СГТА, с. 115–120.
- Путилов И.С. (2011). Трехмерное геологическое моделирование при разработке нефтяных и газовых месторождений. Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политех. ун-та, 72 с.
- Рентгеновская микротомография. https://lab-nnz.ru/wp-content/uploads/2017/11/Bruker_каталог_2017_сайт.pdf
- Савицкий Я.В. (2015). Современные возможности метода рентгеновской томографии при исследовании керна нефтяных и газовых месторождений. *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 14(15), с. 28–37. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.15.4>
- Справочник по геологии. https://www.geolib.net/oilgas_geology/poristost-porod.html
- Тихоцкий С.А., Фокин И.В., Баюк И.О., Белобородов Д.Е., Березина И.А. и др. (2017). Комплексные лабораторные исследования керна в ЦПИ ИФЗ РАН. *Наука и технологические разработки*, 96(2), с. 17–32.
- Томин П.Ю. (2011). О понятии Representative elementary volume. *Препринты ИПМ им. М.В. Келдыша*, 13, с. 1–23.
- Фаттахов А.В., Шакирзянов Р.А., Безрукова Е.С., Косарев В.Е., Мурзакаев В.М. Использование метода ядерно-магнитного резонанса для исследования архивного полнозернового керна. *Разведочная и промысловая геофизика: проблемы и пути их решения: сб. докладов XI молод. научно-практ. конф.*, 10, с. 131–133.
- Шашенко А.Н., Сдвижкова Е.А., Кужель С.В. (2004). Масштабный эффект в горных породах. Донецк: Норд-Пресс, 126 с.
- Янчук В.П., Янчук Е.А. (2013). Технология фотолабораторного процесса. Приемники рентгеновского изображения. Хабаровск: Ред.-изд. центр ИПКСЗ, 131 с.
- Al-Raoush R., Papadopoulos A. (2010). Representative elementary volume analysis of porous media using X-ray computed tomography. *Powder Technology*, 200(1-2), pp. 69–77. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2010.02.011>
- Andersen M.A., Brent D., McLin R. (2013). Core Truth in Formation Evaluation. *Oilfield Review*, 25(2), pp. 16–25.
- API RP 40. Recommended Practices for Core Analysis, second edition (1998). Washington, 236 p.
- Bear J. (1972). Dynamics of Fluids in Porous Media. New York: American Elsevier Publishing Co., 764 p.
- Claes S., Foubert A., Soete J., Ozküt M., Swennen R. Upscaling in complex carbonate reservoirs by using a combined CT-scanning approach. https://www.bruker.com/fileadmin/user_upload/8-PDF-Docs/PreclinicalImaging/microCT/2012/uCT2012-20.pdf
- Dake L.P. (1994). The Practice of Reservoir Engineering. Amsterdam: Elsevier, 556 p.
- Glover P. (2001). Formation Evaluation MSc Course Notes. Aberdeen University, 141 p.
- Idowu N.A. (2009). Pore-Scale Modeling: Stochastic Network Generation and Modeling of Rate Effects in Waterflooding: *PhD dissertation*. Imperial College London, 157 p. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.148.iptc12292>
- K.-A. Lie. (2019). An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave: User Guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST). Cambridge University Press, 678 p. <https://doi.org/10.1017/9781108591416>
- Kaufhold A., Halish M., Zacher G., Kaufhold S. (2016). X-ray computed tomography investigation of structures in Opalinus Clay from large-scale to small scale after mechanical testing. *Solid Earth*, 7(4), pp. 1171–1183. <https://doi.org/10.5194/se-7-1171-2016>
- Khalid P., Yasin Q., Sohail G. M. D. and Kashif J. M. (2015). Integrating core and wireline log data to evaluate porosity of Jurassic formations of Injra-1 and Nuryal-2 wells, western Potwar, Pakistan. *Journal of Geological Society of India*, 86(5), pp. 553–562. <https://doi.org/10.1007/s12594-015-0346-9>
- Lorentz H.A., Teubner B.G. (1916). The Theory of Electrons and its Applications to the Phenomena of Light and Radiant Heat. Second Edition, Leipzig, pp. 133–134.
- Mohamed S., Dernaika M., Kalam M. Z. (2011). The impact of heterogeneity

and multi-scale measurements on reservoir characterization and STOIP estimations. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE. <https://doi.org/10.2118/147950-MS>

Oilfield Glossary. https://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/whole_core.aspx

Okabe H. (2004). Pore-Scale Modelling Of Carbonates. *PhD dissertation*. London, Imperial College, 142 p.

Putilov I.S., Popov N.A., Yuriev A.V., Chizhov D.B. (2019). Scale effect on the reservoir permeability and porosity over a wide range of void structure (example of the Tedinskoye oil field). *Arctic Environmental Research*, 19(3), pp. 93–98. <https://doi.org/10.3897/issn2541-8416.2019.19.3.93>

Serag El Din S., Dernaika M.R., Hosani Al, Hannon L., Skjæveland S.M., Kalam M.Z. (2010). Whole Core Versus Plugs: Integrating Log and Core Data to Decrease Uncertainty in Petro-physical Interpretation and STOIP Calculations. *Abu Dhabi Int. Petroleum Exhibition & Conference*. UAE, 18 p.

Sun H., Belhaj H., Tao G. (2019). Rock properties evaluation for carbonate reservoir characterization with multi-scale digital rock images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 175, pp. 654–664. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.075>

Tiab D., Donaldson E.C. (2012). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Houston Tx.: Gulf Publishing Company, 950 p.

Сведения об авторах

Дамир Ирекович Хасанов – канд. геол.-мин. наук, доцент, заведующий кафедрой геофизики и геоинформационных технологий, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, Кремлевская, д. 18

Марат Андреевич Лоншаков – магистрант кафедры геофизики и геоинформационных технологий, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, Кремлевская, д. 18

Статья поступила в редакцию 01.07.2020;

Принята к публикации 13.11.2020; Опубликована 11.12.2020

IN ENGLISH

Investigation of the scale effect and the concept of a representative volume element of rocks in relation to porosity

D.I. Khassanov, M.A. Lonshakov*

Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Marat A. Lonshakov, e-mail: maratlonsh@gmail.com

Abstract. The article discusses the concepts of upscaling, the representative volume element (RVE) of the geological environment in relation to porosity from the point of view of the theory of structured continuum. The manifestation of the large-scale effect of porosity in terrigenous and carbonate reservoirs has been studied. The analysis of domestic and foreign methods of core sampling was carried out using the example of the Schlumberger company to study the porosity and permeability of the core in petrophysical laboratories and calculate the RVE of rock samples according to the porosity values determined by analyzing the pore-network model, liquid saturation, nuclear magnetic resonance and X-ray computed tomography, as well as the gas-volumetric method. The features and reasons for the manifestation of the large-scale effect of porosity in heterogeneous carbonate reservoirs have been studied. Methods for quantitative assessment of the anisotropy of rocks in the study of heterogeneity of rocks are considered. The necessity of taking into account the scale effect of porosity in the analysis of the correlation dependence “core - geophysical well logging”, established from the porosity data for both terrigenous and carbonate sections. The feasibility of using a core with a diameter of 60–100 mm and standard-size samples is considered when comparing laboratory values of porosity and porosity values determined from logging data. A study of direct and indirect petrophysical methods for determining the porosity of core samples was carried out when solving the same problems to identify the minimum representative volume of a core sample. It has been established that direct methods are the most effective in terms of time and financial costs for the prompt calculation of porosity coefficients for specimens with a diameter and height of 30–100 mm. The analysis of the porosity data ultimately made it possible to study the manifestation of the scale effect of porosity with a change in the sample size. A detailed analysis of published works will allow in the future to develop our own effective sampling technique for determining the RVE of the core interval as applied to porosity.

Key words: representative volume element, representative elementary volume, core, open porosity coefficient, scale effect of porosity, liquid saturation method, upscaling, downscaling, pore-network model, standard core analysis, X-ray computed tomography

Acknowledgments

The authors are grateful to the I.I. Nugmanov and E.R. Ziganshin (Laboratory of Petrophysical Methods for the Study of Geomaterials, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University) for the possibility of determining the porosity of core

samples by the liquid saturation method; D.A. Pisarenko for help in working with the methodological apparatus of the study.

The authors thank the reviewers for valuable comments and recommendations, which contributed to improving the work.

Recommended citation: Khassanov D.I., Lonshakov M.A. (2020). Investigation of the scale effect and the concept of a representative volume element of rocks in relation to porosity. *Georesursy = Georesources*, 22(4), pp. 55–69. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.55-69>

References

- Abrosimov A.A. (2017). Development of the methodology for evaluation of reservoir properties and residual water saturation in rocks using the X-ray computed tomography and numerical modeling. *Cand. Eng. Sci. Diss.* Moscow, 107 p. (In Russ.)
- Al-Raouf R., Papadopoulos A. (2010). Representative elementary volume analysis of porous media using X-ray computed tomography. *Powder Technology*, 200(1-2), pp. 69–77. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2010.02.011>
- Andersen M.A., Brent D., McLin R. (2013). Core Truth in Formation Evaluation. *Oilfield Review*, 25(2), pp. 16–25.
- API RP 40. Recommended Practices for Core Analysis, second edition (1998). Washington, 236 p.
- Atyutskaya L.Yu., Kozlov I.V. (2014). Comparison of cores reservoirs properties derived from geophysical and petrophysical wells studies. *Vestnik Yugorskogo gosudarstvennogo universiteta = Yugra State University Bulletin*, 2, pp. 100–105. (In Russ.)
- Aziz Kh. (2017). Mathematical modeling of reservoir systems. Moscow: Institute of computer science, 456 p. (In Russ.)
- Bear J. (1972). *Dynamics of Fluids in Porous Media*. New York: American Elsevier Publishing Co., 764 p.
- Bolshakov M.N., Skibitskaya N.A., Marutyan O.O., Khaliullina A.F., Nikulin B.A. (2017). Core-to-log procedure as an important stage for geological modeling of deposits. *Aktual'nye problemy nefti i gaza = Actual Problems of Oil and Gas*, 3, pp. 10–17. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-18.art5>
- Claes S., Foubert A., Soete J., Ozköl M., Swennen R. Upscaling in complex carbonate reservoirs by using a combined CT-scanning approach. https://www.bruker.com/fileadmin/user_upload/8-PDF-Docs/PreclinicalImaging/microCT/2012/uCT2012-20.pdf
- Dake L.P. (1994). *The Practice of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier, 556 p.
- Dakhnov A.V., Kryukova I.B. (2014). Increase of reliability of open porosity ratio determination with a gas volumetric densimeter “Poromer”. *Vesti gazovoy nauki*, 2, pp. 44–46. (In Russ.)
- Fattakhov A. V., Shakirzyanov R. A., Bezrukova E. S., Kosarev V. E., Murzakaev V.M. (2016). Using of the nuclear magnetic resonance for

investigation of the archival full-size core. *Proc. Conf.: Problems and solutions of exploration geophysics and well logging*, 10, pp. 131–133. (In Russ.)

Geology handbook. https://www.geolib.net/oilgas/geology/poris_tostporod.html. (In Russ.)

Glover P. (2001). Formation Evaluation MSc Course Notes. Aberdeen University, 141 p.

Golubev V.I., Mikhailov D.N. (2011). The dynamic modeling of two-particle suspension filtration through porous media. *Trudy MFTI*, 3(2), pp. 143–147. (In Russ.)

Goroyan V.I. (1978). Methodological recommendations for investigation of petroleum and gas reservoirs rocks using physical and petrographic methods. Moscow: VNIGNI, 395 p. (In Russ.)

Gurbatova I.P., Kostin N.G. (2010). Scale effect during determination of layer filtration and capacitive properties in complicatedly-built carbonate reservoirs. *Neftepromyslovoe delo = Oilfield Engineering*, 5, pp. 21–25. (In Russ.)

Gurbatova I.P., Kuzmin V.A., Mikhailov N.N. (2011). Influence of pore space structure on the scale effect in studying permeability storage capacity of complicatedly built carbonate reservoirs. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 2, pp. 74–82. (In Russ.)

Gurbatova I.P., Mikhailov N.N. (2011). Effects of the core scale and anisotropy in the experimental evaluation of the physical properties of the complex-structure reservoirs. *Karotazhnik*, 7, pp. 138–145. (In Russ.)

Idowu N.A. (2009). Pore-Scale Modeling: Stochastic Network Generation and Modeling of Rate Effects in Waterflooding: *PhD dissertation*. Imperial College London, 157 p. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.148.ipct12292>

Ivanov M.K., Burlin Yu.K., Kalmykov G.A., Karnyushina E.E., Korobova N.I. (2008). Petrophysical methods for core investigation. Moscow: Mosk. Univ. Publ., 107 p. (vol. 1), 115 p. (vol. 2). (In Russ.)

K.-A. Lie. (2019). An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave: User Guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST). Cambridge University Press, 678 p. <https://doi.org/10.1017/9781108591416>

Kaigorodov S.V. (2018). Typical errors in the reservoir simulation. Part I. Upscaling of the geological model. *PROneft. Professionals about oil*, 2, pp. 52–58. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-52-58>

Kaufhold A., Halish M., Zacher G., Kaufhold S. (2016). X-ray computed tomography investigation of structures in Opalinus Clay from large-scale to small scale after mechanical testing. *Solid Earth*, 7(4), pp. 1171–1183. <https://doi.org/10.5194/se-7-1171-2016>

Khalid P., Yasin Q., Sohail G. M. D. and Kashif J. M. (2015). Integrating core and wireline log data to evaluate porosity of Jurassic formations of Injra-1 and Nuryal-2 wells, western Potwar, Pakistan. *Journal of Geological Society of India*, 86(5), pp. 553–562. <https://doi.org/10.1007/s12594-015-0346-9>

Kirgizov D.I. (2018). Modern high-tech hardware systems used in geophysical studies of wells. *Nauchnoe Priboroostroenie*, 28(4), pp. 73–76. (In Russ.). <https://doi.org/10.18358/np-28-4-i7376>

Koifman M.I. (1963). The main scale effect in rocks and coals. Problems of mining operations mechanization. Moscow: AN SSSR, 126 p. (In Russ.)

Koldin E.F. (2003). Rapid chemical reactions in solution. Moscow: Mir, 310 p. (In Russ.)

Kostin D.K., Kuznetsov E.G., Vilesov A.P. (2014). Experience of TNNC LLC in core study using CT scanner. *Nauchno-tehnicheskii vestnik OAO «NK Rosneft»*, 3, pp. 18–22. (In Russ.)

Kuznetsova G.P. (2017). Methods of binding the core to geophysical research. *Territorija Neftegas = Oil And Gas Territory*, 1–2, pp. 20–26. (In Russ.)

Lorentz H.A., Teubner B.G. (1916). The Theory of Electrons and its Applications to the Phenomena of Light and Radiant Heat. Second Edition, Leipzig, pp. 133–134.

Manual for problem solving of modern production using the X-ray tomography. (In Russ.). [https://ostec-3d.ru/upload/iblock/0a1/Tomo_3003%20\(pdf.io\).pdf](https://ostec-3d.ru/upload/iblock/0a1/Tomo_3003%20(pdf.io).pdf)

Markov P.V., Rodionov S.P. (2016). Method of stochastic generation of pore network models from their parameter distribution. *Proceedings in cybernetics*, 3, pp. 18–24. (In Russ.)

Mohamed S., Dernaika M., Kalam M. Z. (2011). The impact of heterogeneity and multi-scale measurements on reservoir characterization and STOIP estimations. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, UAE. <https://doi.org/10.2118/147950-MS>

Moskalev P.V., Shitov V.V. (2007). Mathematical modeling of porous structures. Moscow: Fizmatlit Publ., 120 p. (In Russ.)

Oilfield Glossary. https://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/w/whole_core.aspx

Okabe H. (2004). Pore-Scale Modelling Of Carbonates. *PhD dissertation*. London, Imperial College, 142 p.

Petrov V.A., Lespina M., Poluehktov V.V., Ustinov S.A., Minaev V.A. (2015). Rescaling of the geological rupturable structure conducting fluid. Moscow: IGEM RAN, pp. 216–220. (In Russ.)

Prilous B.I. (2013). About introduction of concept of the representative volume element in the theory of the structured continuum. *Proc. IX Sci. Conf.: GEO-Siberia-2013*. Novosibirsk, pp. 115–120. (In Russ.)

Putilov I.S. (2011). 3D Simulation of oil and gas field development. Perm: Perm. Nat. Univ., 72 p. (In Russ.)

Putilov I.S., Popov N.A., Yuriev A.V., Chizhov D.B. (2019). Scale effect on the reservoir permeability and porosity over a wide range of void structure (example of the Tedinskoye oil field). *Arctic Environmental Research*, 19(3), pp. 93–98. <https://doi.org/10.3897/issn2541-8416.2019.19.3.93>

Savitskii Ia.V. (2015). Current features of x-ray tomography in examination of core samples from oil and gas deposits. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 14(15), pp. 28–37. (In Russ.). <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.15.4>

Serag El Din S., Dernaika M.R., Hosani Al, Hannon L., Skjæveland S.M., Kalam M.Z. (2010). Whole Core Versus Plugs: Integrating Log and Core Data to Decrease Uncertainty in Petro-physical Interpretation and STOIP Calculations. *Abu Dhabi Int. Petroleum Exhibition & Conference*. UAE, 18 p.

Shashenko A.N., Sdvizhkova E.A., Kuzhel S.V. (2004). Scale effect in rocks. Donetsk: Nord-Press, 126 p. (In Russ.)

State Standard 26450.0-85. (1985). Rocks. General requirements for sampling and sample preparation for determination of collecting properties. Moscow: Standarts Publ., 5 p. (In Russ.)

State Standard 26450.0-85. (1985). Rocks. Method for determination of open porosity coefficient by fluid saturation. Moscow: Standarts Publ., 7 p. (In Russ.)

State Standard 26450.2-85. (1985). Rocks. Method for determination of absolute gas permeability coefficient by stationary and non-stationary filtration. Moscow: Standarts Publ., 16 p. (In Russ.)

Sun H., Belhaj H., Tao G. (2019). Rock properties evaluation for carbonate reservoir characterization with multi-scale digital rock images. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 175, pp. 654–664. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.075>

Tiab D., Donaldson E.C. (2012). Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Houston Tx.: Gulf Publishing Company, 950 p.

Tikhotsky S.A., Fokin I.V., Bayuk I.O., Beloborodov D.E., Berezina I.A., Gafurova D.R., Dubinya N.V., Krasnova M.A., Korost D.V., Makarova A.A., Patonin A.V., Ponomarev A.V., Khamidullin R.A., Tselmovich V.A. (2017). Complex of laboratory core analysis at CPGR IPE RAS. *Science and technological developments*, 96(2), pp. 17–32. (In Russ.)

Tomin P.Yu. (2011). On the Representative elementary volume concept. *Keldysh Institute PREPRINTS*, 13, pp. 1–13. (In Russ.)

Types of structure heterogeneity of oil deposits and their quantitative evaluation. (In Russ.). http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-1_0.pdf

X-ray microtomography. 2017. (In Russ.). https://lab-nnz.ru/wp-content/uploads/2017/11/Bruker_katalog_2017_sayt.pdf

Yanchuk V.P., Yanchuk E.A. (2013). Technology of photolaboratory process. X-ray detectors. Khabarovsk: Center of IPK SZ, 131 p. (In Russ.)

Zakirov T.R., Galeev A.A., Kononov A.A., Statsenko E.O. (2015). Analysis of the ‘representative elementary volume’ sandstones reservoir properties using the method of X-ray computed tomography in Ashalchinskoye oil field. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 10, pp. 54–57. (In Russ.)

Zhdanov M.A. (1970). Oil-field geology and estimation of oil and gas reserves. Moscow: Nedra, 488 p. (In Russ.)

Zhizhimontov I.N., Stepanov S.V. (2017). The Determination of Representative Elementary Volume by Valuing Petroleum Properties of Samotlor Field. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika = Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 3(2), pp. 46–59. (In Russ.). DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-2-46-59

Zhizhimontov I.N., Stepanov S.V., Svalov A.V. (2017). Investigation of the porosity of the BV formations of the Samotlor field using a stochastic pore-network model. *Sci. and Pract. Conf. of the journal «Oil Industry»: Coll. papers*, pp. 4–14. (In Russ.)

Zhizhimontov I.N., Stepanov S.V., Shabarov A.B. (2016). Study of the elementary representative volume at the scale of the pore space. *Proc. IX School-Seminar: Thermophysics, Heat Engineering, Fluid Dynamics. Innovative technologies*. Tyumen: Tyumen State University, pp. 63–72. (In Russ.)

About the Authors

Damir I. Khassanov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Head of the Department of Geophysics and Geoinformation Technologies, Kazan Federal University
18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Marat A. Lonshakov – student of the Department of Geophysics and Geoinformation Technologies, Kazan Federal University
18 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 1 July 2020;

Accepted 13 November 2020; Published 11 December 2020