

## Исследование переноса свойств типа «кern – kern» на примере песчаника Berea Sandstone\*

Д.В. ДОБРОЛЮБОВА

630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук; 630073, г. Новосибирск, проспект Карла Маркса, 20, Новосибирский государственный технический университет

[dobrolubovadv@ipgg.sbras.ru](mailto:dobrolubovadv@ipgg.sbras.ru)

Для эффективной разработки углеводородных месторождений важно корректно аккумулировать информацию о строении и фильтрационно-емкостных, электромагнитных, упругих свойствах пород-коллекторов, полученную различными методами исследования, на различных масштабах. Современные методы, такие как рентгеновская компьютерная микротомография (микроКТ), позволяют детально исследовать породу вплоть до уровня микропористости, однако процесс переноса свойств на более крупные керновые образцы требует учета эффекта масштаба и репрезентативности рассматриваемых микрообразцов.

В статье эффект масштаба при переносе свойств горных пород между уровнями «микрокern – kern» исследуется на примере песчаника Berea Sandstone. Используется метод численной гомогенизации, основанный на решении прямой задачи методом конечных элементов на сеточной модели образцов, учитывающей криволинейные границы раздела «матрица – поры» и корректно описывающей топологические и геометрические особенности их внутренней структуры. Определение репрезентативного объема (REV) проводится путем анализа стабильности свойств, таких как пористость, фактор связности и удельная электрическая проводимость.

Результаты показывают, что размер репрезентативного элемента объема варьируется в зависимости от свойства, применительно к которому проводится его определение. Для рассмотренного образца песчаника Berea размер REV для электрической проводимости практически совпадает с полным размером керна. При исследовании на случайных выборках микрообразцов различного размера установлена нелинейная зависимость между пористостью и удельной электрической проводимостью.

Предложенные подходы и результаты подчеркивают важность учета и исследования эффекта масштаба для корректного описания свойств пород-коллекторов и демонстрируют перспективы применения цифровых технологий и методов микроКТ в задачах разработки месторождений.

**Ключевые слова:** цифровой kern, апскейлинг, укрупнение масштаба, kern – kern, эффективная удельная проводимость, представительный объем, эффект масштаба, метод конечных элементов

---

\* Статья получена 25 декабря 2024 г.

Исследование выполнено в рамках проекта FWZZ-2022-0030.

## ВВЕДЕНИЕ

Исследования углеводородных месторождений также проводятся на различных пространственных масштабах: от площадных методов геофизических исследований на месторождении и в скважине (1...1000 м) до лабораторных исследований образцов горных пород (порядка 0,1...1 м) и микротомографической (микроКТ) и микроскопической (ЯМР-микроскопия, растровая электронная микроскопия РЭМ) съемки микрообразцов и шлифов размерами около 1 мм (рис. 1). Информация о строении и фильтрационно-емкостных, электромагнитных, упругих свойствах пород-коллекторов, полученная различными методами, аккумулируется на наиболее крупном масштабе для прогнозирования и управления разработкой.

Процесс переноса информации о свойствах с микромасштаба, т. е. уровня порового пространства, на мезо- и макромасштаб в литературе получил название «апскейлинг» [1], буквально – укрупнение масштаба. Основным и довольно интуитивным требованием к процедурам перехода между масштабами является учет всех особенностей геологической среды, которые влияют на процессы более крупного масштаба, при этом полученная модель свойств не должна быть излишне подробной. Несмотря на то что для исследований на каждом уровне существуют международные стандарты, сам процесс переноса свойств между масштабами не стандартизирован и в значительной мере остается эмпирическим [2, 3].

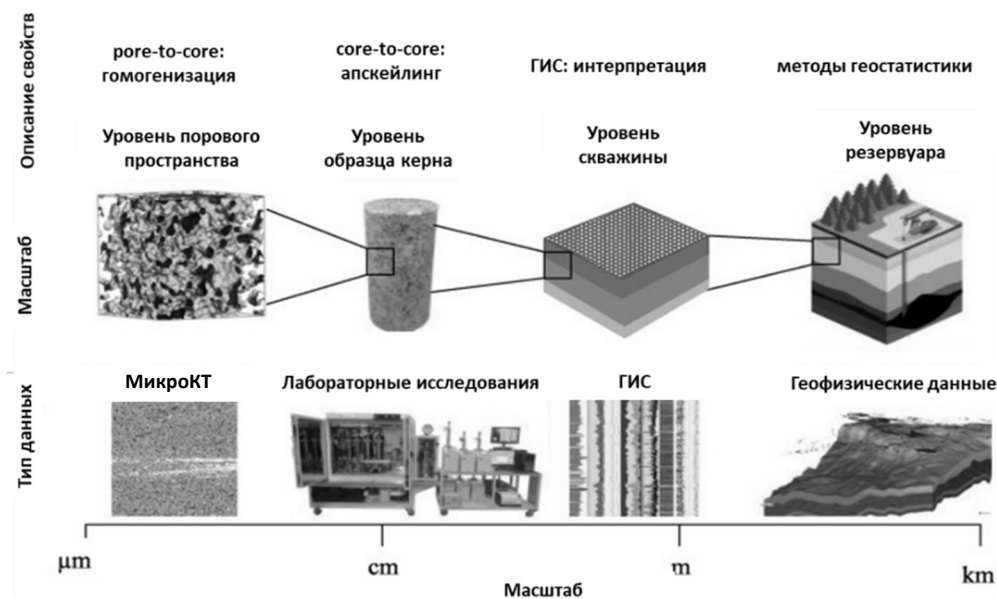


Рис. 1. Многомасштабная природа геологических пород и уровни апскейлинга [4]

Fig. 1. Multiscale nature of geologic media results in multiple stages of upscaling technique [4]

Следует отметить, что самый малый масштаб микрокерна появился в ряду многомасштабных исследований геологических пород относительно недавно, с развитием аппаратуры микроуровневой компьютерной томографии,

разрешение которой может достигать до микро- и нанометров [5] и позволяет исследовать микропористую структуру, характерную для нефтегазоносных горных пород. С микроКТ также тесно связана концепция «цифрового керна» [6, 7], которая развивается как дополнение к методам лабораторных исследований, позволяющее удешевить и ускорить исследования кернов.

В настоящей работе рассматривается первый этап переноса свойств: между масштабом порового пространства, который может быть исследован с помощью микроКТ на микрообразцах керна размерами 2...3 мм, и масштабом керна образца размерами 5...10 см. В литературе можно встретить обозначение данного этапа как «core – core upscaling», т. е. переход «кern – kern» [8].

Как и на этапе «кernГИС», при апскейлинге «кern – kern» наблюдается так называемый эффект масштаба, когда оценка петрофизических свойств породы варьирует в зависимости от размеров выбранного для исследования образца. Поэтому важным является понятие представительного элемента объема (ПЭО или REV): представительный применительно к петрофизическим свойствам образец горной породы должен быть достаточно малым по сравнению с размерами пористого объекта, но при этом должен обеспечивать корректную макроскопическую оценку данных свойств [9]. Поскольку исследование микрообразцов керна зачастую предполагает проведение численных экспериментов, выбор представительного элемента объема является важным также с точки зрения сокращения вычислительных затрат на обработку полного набора данных микроКТ.

Стоит отметить, что при исследовании ПЭО многие авторы ориентируются главным образом на стабилизацию пористости [9, 10], однако представительный по пористости образец необязательно также является представительным по проницаемости или электрической проводимости [11]. Исследования отношения пористости – проницаемости – электропроводности показали, что при описании свойств сложнопостроенных горных пород подходы, ориентирующиеся только на пористость, не являются корректными и достаточными [12].

Несмотря на то что руководства по отбору микрокерновых образцов подчеркивают необходимость отбирать микрообразцы, представительные для изучаемой среды, на практике это требование означает лишь отсутствие в микрокерновых образцах трещин и иных крупномасштабных особенностей [8]. Таким образом, микрокерновые образцы не являются в строгом смысле ПЭО по отношению к кернаму образцу, из которого они отбираются.

Статистические оценки макроскопических свойств и регрессионные зависимости для них могут быть построены в результате рассмотрения некоторого количества микрокерновых образцов [13–15]. Это позволяет получить коридоры изменения для свойств керна образца и оценки свойств керна образцов (например, в зависимости от пористости) для соответствующего литотипа на месторождении. Недостатком этого подхода является необходимость рассмотрения достаточно большого количества микрообразцов для получения статистически достоверного результата. Поскольку микроКТ – дорогостоящая процедура, зачастую на 1 м керна имеется не более двух-трех отсканированных микрообразцов [8]. Этот недостаток может быть преодолен с помощью использования синтетических микрообразцов, построенных на основе статистической информации о реальных геологических средах [16, 17]. Активное развитие искусственных нейронных сетей и методов машинного обучения отразилось в использовании

генеративных нейросетей и алгоритмов распознавания и воспроизведения паттернов в процедурах апскейлинга «кern – kern» [18–22].

В большинстве рассмотренных выше подходов для получения эффективных характеристик микрокерна используется двухэтапная процедура численной гомогенизации, первым шагом которой является решение прямой задачи моделирования соответствующего физического процесса, а вторым – непосредственное вычисление эффективного свойства [4, 15]. При этом внутренняя структура микрообразцов описывается так называемой моделью поровой сети (PNM – porous network model) [12, 23, 24], в которой поровое пространство представляется в виде взвешенного графа, вершинами которого являются поры, ребрами – соединяющие их каналы. Достоинствами моделей поровой сети являются их относительная простота и корректное описание топологии порового пространства. Однако, несмотря на то что современные модели поровой сети позволяют учитывать различные диаметры пор и каналов между ними, такое представление внутренней структуры геологической среды фактически исключает из рассмотрения матрицу породы, а кроме того, не учитывает всех особенностей геометрии порового пространства. Это может приводить к существенному завышению (или занижению) эффективных характеристик, что отражается в исследованиях, посвященных гомогенизации проницаемости образцов горных пород [23, 25].

В настоящей работе исследуется проявление эффекта масштаба в рамках апскейлинга «микрокern – kern» на модели образца песчаника Berea применительно к общей пористости и удельной электрической проводимости (УЭП). Песчаник Berea представляет собой эталонный материал, широко применяемый для валидации численных методов благодаря его высокой однородности и хорошо изученным петрофизическим характеристикам.

Для гомогенизации удельной электрической проводимости используется численная процедура, основанная на решении прямой задачи методом конечных элементов. Сложная внутренняя геометрия керна образца, описанная набором КТ-изображений, представляется в виде сеточной модели, в явном виде аппроксимирующей границы раздела между вмещающей средой и порами, что позволяет корректно описать геометрические и топологические особенности порового пространства и, таким образом, получить корректные оценки эффективной удельной проводимости.

## 1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

В качестве керна образца (мезоуровень) рассматривается кубический образец песчаника Berea с размером ребра 2,25 мм, представленный набором сегментированных микроКТ-изображений [26]. В качестве микрокерновых образцов выбираются секции из керна образца различных размеров. Керновый образец считается двухкомпонентным, т. е. состоящим только из минеральной матрицы и пор.

Исследуются следующие свойства керна образца: общая пористость, связность порового пространства и эффективная удельная электрическая проводимость (УЭП). Оценка свойств выполняется на основе сеточной модели образца, которая строится по набору микроКТ-изображений таким образом, чтобы корректно аппроксимировать границы раздела «скелет – поровое пространство» и сохранить топологию поровой сети.

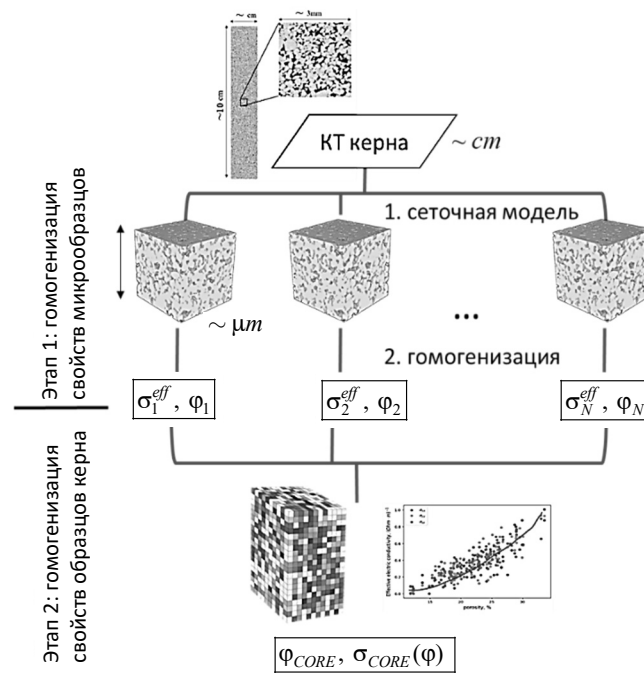


Рис. 2. Блок-схема алгоритма определения электрофизических свойств образца керна на основе данных КТ (переход с масштаба пор на масштаб микрообразца, с масштаба микрообразца на масштаб образца керна)

Fig. 2. Scheme of the algorithm for retrieving effective electrophysical properties of the core base on CT data (pore-to-core and core-to-core upscaling)

На рис. 2 приведена верхнеуровневая схема процедуры переноса свойств между микромасштабом (микрообразцы) и мезомасштабом (кernовый образец). Первый шаг предполагает отбор некоторого количества «виртуальных» микрообразцов. Поскольку имеется микроКТ-описание всего рассматриваемого образца, обеспечивающее достаточное разрешение для учета микропористости, возможно отбирать произвольное количество непересекающихся подобластей, информация о внутреннем строении которых будет доступна. После гомогенизации УЭП отобранных на первом этапе микрообразцов возможно построение зависимости между оценками УЭП и пористости.

### 1.1. ПОСТРОЕНИЕ СЕТОЧНОЙ МОДЕЛИ КЕРНА ПО ДАННЫМ КТ

Для сеточной дискретизации объекта, внутренняя структура которого представлена набором бинаризованных изображений, используется гибридный алгоритм, основанный на методе марширующих тетраэдров (Marching Tetrahedron, MT) [27]. Как и в оригинальном алгоритме MT, в гибридном методе вводится первичная согласованная тетраэдральная дискретизация объекта, изначально рассматриваемого как однородный. Основное отличие от классического метода MT заключается в том, что интерфейсные поверхности между матрицей и поровым пространством не генерируются явно, а включа-

ются в начальную дискретизацию в процессе локального уточнения. Полученные элементы сетки маркируются либо как элементы матрицы, либо как поры (в случае двухкомпонентной среды), учитывая, таким образом, гетерогенную природу объекта.

На рис. 3 приведена схема используемого алгоритма. В настоящей работе двухуровневая иерархия реализует разделение «кernовый образец – микрообразец» и вводится неявным образом через выбор некоторого количества микрообразцов из kernового образца, такой что их объединение необязательно покрывает собой весь образец. Естественная параллельность алгоритма используется как для параллельной обработки микрообразцов, так и для параллельного расчета серии реализаций микрообразца фиксированного размера.

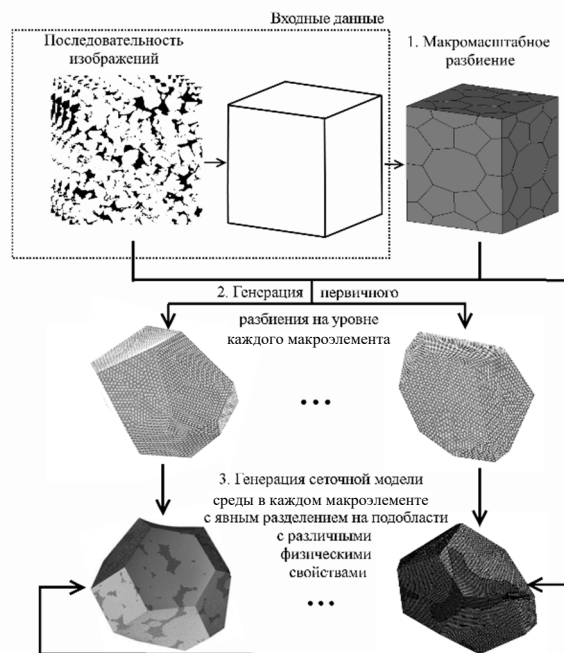


Рис. 3. Схема гибридного алгоритма построения сеточной модели на основе данных микроКТ

Fig. 3. Scheme of the hybrid algorithm for constructing a mesh model based on micro-CT data.

Алгоритм продемонстрировал способность корректно аппроксимировать объемные доли компонент среды, а также интегральную площадь границ раздела [28, 29]. Оценка общей пористости выполняется на основе построенной сеточной модели:

$$\varphi = 100 \% \left( \frac{\sum_{j=1}^M mes(K_j)}{mes\left(\bigcup_{i=1}^N K_i\right)} \right), \quad (1)$$

где  $K_i \in T^h(\Omega)$  – элемент сеточного разбиения;  $M$  – количество элементов, маркированных как принадлежащие матрице;  $N$  – общее количество элементов сеточной модели;  $mes(\cdot)$  – объем.

Для оценки сохранения топологии порового пространства при построении сеточной модели и переходе «кern – kern» используется фактор связности порового пространства:

$$\Gamma_V = \frac{1}{mes^2 \left( \bigcup_{i=1}^N K_i \right)} \sum_{k=1}^Q \left( \sum_{j=1}^{M_k} mes^2(K_j) \right), \quad (2)$$

где  $M_k$  – количество элементов в  $k$ -м связном поровом кластере;  $Q$  – количество связных поровых кластеров в сеточной модели. Фактор связности, равный единице, указывает на полностью связное поровое пространство.

## 1.2. ЧИСЛЕННАЯ ГОМОГЕНИЗАЦИЯ УДЕЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ

Эффективная электрическая проводимость образцов вычисляется в результате процедуры численной гомогенизации, основанной на решении прямой задачи распределения стационарного электрического поля в образце:

$$-\nabla(\sigma \nabla U) = 0 \quad \text{в } \Omega, \quad (3)$$

где  $\sigma$  – электропроводность [См/м];  $U$  – скалярный электрический потенциал [В];  $\Omega$  – расчетная область.

Уравнение (3) дополняется следующими краевыми условиями:

$$\begin{aligned} U|_{\Gamma_0} &= U_0, & U|_{\Gamma_1} &= U_1, \\ -\sigma \nabla U \cdot \vec{n}|_{\Gamma_2} &= 0, \end{aligned} \quad (4)$$

где  $U_0, U_1$  – заданный потенциал,  $\Gamma_0 \cup \Gamma_1 \cup \Gamma_2 = \partial\Omega$ .

Краевая задача (3)–(4) решается трижды для определения эффективной электропроводности в направлениях трех декартовых осей. Таким образом, формируется диагональный тензор  $\sigma^{eff}$ . Компоненты вычисляются на основе решения соответствующей прямой задачи с использованием закона Ома:

$$\sigma_i^{eff} = \frac{I_i^{total} L_i}{A_i \Delta U_i}, \quad (5)$$

где  $i \in \{x, y, z\}$ ,  $\Delta U_i$  – разность потенциалов, приложенных к противоположным граням образца [В];  $A_i$  – площади поверхностей, к которым приложены потенциалы [м<sup>2</sup>];  $L_i$  – длины образцов в направлении  $i$ -й оси [м];  $I_i^{total}$  – полный электрический ток через сечение образца, перпендикулярное направлению  $i$ -й оси.

Коэффициент анизотропии эффективного тензора электропроводности оценивается как отношение наибольшего диагонального элемента к наименьшему.

В работе компоненты тензора эффективного электрического сопротивления вычисляются с помощью ПО EffectiveProperties3D, разработанного А.Ю. Кутищевой, ИНГТ СО РАН [30].

### 3. ЧИСЛЕННЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

В рамках настоящей работы рассматривается кубический образец песчаника Berea Sandstone (рис. 4) из открытых источников размерами 2,25 мм, представленный набором из 1000 сегментированных изображений микроКТ. Разрешение изображений  $1000 \times 1000$  пикселей, шаг сканирования 2,25 мкм. Экспериментальное значение пористости образца составляет 18,96 %. Поровое пространство, выделенное на сегментированных изображениях, составляет 23,10 % объема всего образца. Так как оценка пористости по сеточной модели представляет собой оценку общей пористости, вклад в которую дают в том числе изолированные поровые кластеры, в качестве эталонной общей пористости на первом этапе выбирается именно пористость по сегментированным изображениям.

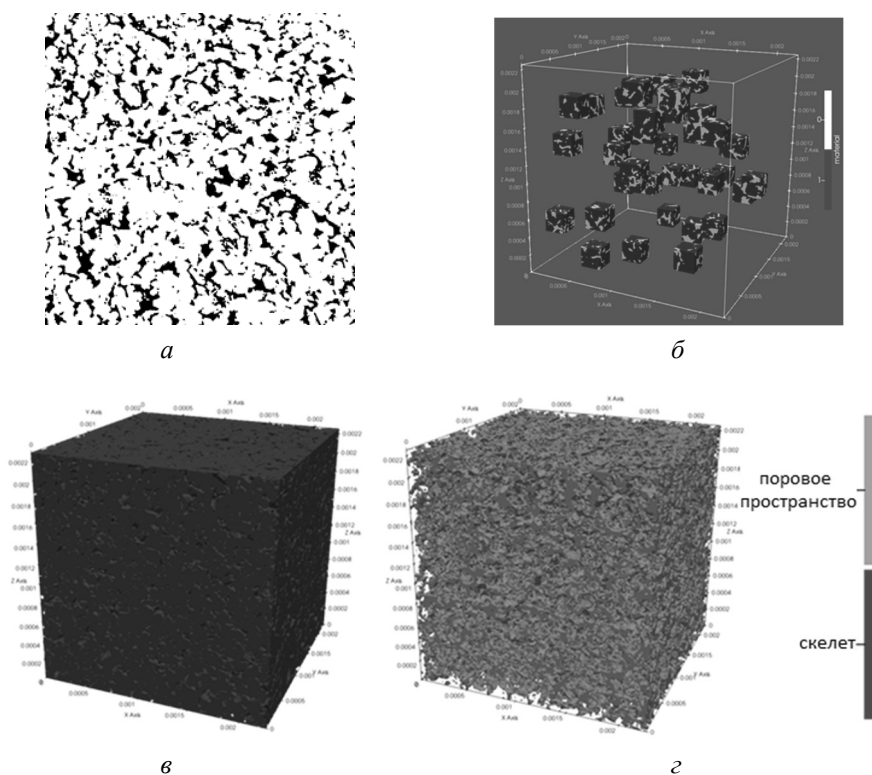


Рис. 4. Пример сегментированного КТ-изображения сечения образца песчаника Berea (а); пример выборки микрообразцов (б); сеточная модель скелета образца (в); сеточная модель порового пространства (г)

Fig. 4. An example of a segmented CT image of Berea sandstone cross-section (a); an example of the micro-sampling (b); a mesh model of the sample skeleton (c); a mesh model of the pore space (d)

Для оценки характеристик порового пространства использовалась открытая библиотека OpenPNM [31]. Оценка выполнялась по набору сегментированных изображений. Средний размер пор в образце составил 17,99 мкм, при этом 95 % пор в образце имеют размер более 9,48 мкм.

Такая оценка основана на представлении порового пространства в виде модели поровой сети, содержащей поры, представленные сферами и связывающей их каналы, представленные трубками. Диаметр поры в таком представлении определяется как диаметр вписанной в нее сферы. Несмотря на то что такое представление не учитывает геометрические особенности пор, полученная с его помощью оценка может использоваться для выбора шага первичного разбиения.

В табл. 1 приведены оценки общей пористости, вычисленные по сеточной модели образца, полученной на основе первичных сеток с шагом  $h_{elem}$ ,  $err$  – относительная процентная ошибка оценки общей пористости.

Таблица 1

Table 1

**Зависимость качества аппроксимации общей пористости сеточной моделью от размера первичной сетки**

**The effect of the initial mesh size on the porosity approximation by the mesh model**

$\varphi$ , %	$err(\varphi)\%$	$h_{elem}$ , мкм (средний диаметр описанной вокруг элемента сферы)	Средний диаметр вписанной в элемент сферы, мкм
10,46	54,88	125,65	32,9
11,43	50,68	105,08	27,61
13,07	43,61	84,11	22,21
15,41	33,54	63,25	16,75
18,43	20,48	42,23	11,22
21,78	6,02	21,15	5,64
22,28	3,89	16,93	4,52

Далее в исследовании размер первичного сеточного разбиения для всех микрообразцов выбран таким образом, чтобы разрешать наибольшее количество пор.

Эффективная удельная электрическая проводимость оценивалась для непроводящей матрицы ( $\sigma_{matrix} = 10^{-6}$  См/м), поровое пространство в которой заполнено раствором NaCl с концентрацией 1 моль/л,  $\sigma_{fluid} = 6,37$  См/м. Так как для выбранного образца песчаника Berea не приводится экспериментальная оценка эффективной электропроводности, далее в качестве эталонного значения берется значение, вычисленное на полной сеточной модели всего кернового образца при шаге первичного разбиения 8,48 мкм. Построенная таким образом сеточная модель образца содержит  $N = 115\ 481\ 887$  элементов.

Время построения сеточной модели полноразмерного образца 23 мин 55 с\*. Эффективный удельный тензор электропроводности, полученный численной гомогенизацией полного кернового образца, имеет вид  $\sigma^{eff} = diag(0,392; 0,386; 0,387)$  См/м, коэффициент анизотропии 1,02.

### 3.1. ОЦЕНКА ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОГО ОБЪЕМА

Оценка представительного объема образца керна на основе его сеточной модели проводилась следующим образом. Для последовательности произвольно выбранных из исходного образца кубических подобразцов с длиной ребра  $L$  были построены сеточные модели и затем на их основе вычислены следующие параметры:

- общая пористость,
- фактор связности порового пространства,
- компоненты диагонального тензора эффективной электропроводности.

Длина ребра  $L$  варьировалась от 100 до 900 пикселей с шагом 100 пикселей. Для каждого  $L$  были рассмотрены 500 реализаций случайного расположения подобразца внутри образца керна, координаты центра подобразца распределены по равномерному закону таким образом, чтобы подобразец полностью находился в пределах целого образца:  $\Omega_k \subseteq \bar{\Omega}$ .

Для каждой серии реализаций случайно выбранных подобразцов оценивались минимальное, максимальное и среднее значения указанных выше параметров, а также их стандартное отклонение. Будем считать представительным объемом такой объем подобразца, при котором изменение свойств подобразца не превышает 5 % от оценки, полученной для всего образца. Из такого определения очевидным образом вытекает, что оценка представительного объема может отличаться в зависимости от свойства, на основе которого она проводится.

На рис. 5 представлены оценки длины ребра  $L_{RE}$  произвольного подобразца, обеспечивающего стандартное отклонение рассматриваемого свойства в пределах 5 % относительно средней по 500 реализациям величины.

Из приведенных рисунков видно, что в то время как оценка связности порового пространства стабилизируется для подобразцов размерами  $L = 200$  пикс., что составляет менее 1 % объема исходного образца, оценка  $L_{RE}$  на основе пористости составляет  $L = 400$  пикс. (6,4 % объема исходного образца). При этом для случайным образом выбранных подобразцов такого размера оценка компонент тензора электропроводности всё еще имеет достаточно большое стандартное отклонение. Компоненты тензора электропроводности могут быть оценены со стандартным отклонением около 5 % лишь при  $L > 800$  пикс. (51 % объема исходного образца).

Сеточная модель для подобразца размером 400 пикс. (0,9 мм) содержит  $N = 7\,474\,362$  элементов, время построения 36,7 с. Сеточная модель для подобразца размером 800 пикс. (1,8 мм) содержит  $N = 84\,476\,748$  элементов,

\* Все вычислительные эксперименты выполнялись на ПК AMD Ryzen Threadripper PRO 3975WX 32-Cores, 3.50 GHz.

время построения сеточной модели 8 мин 67 с, время вычисления УЭП 1 ч 12 мин.

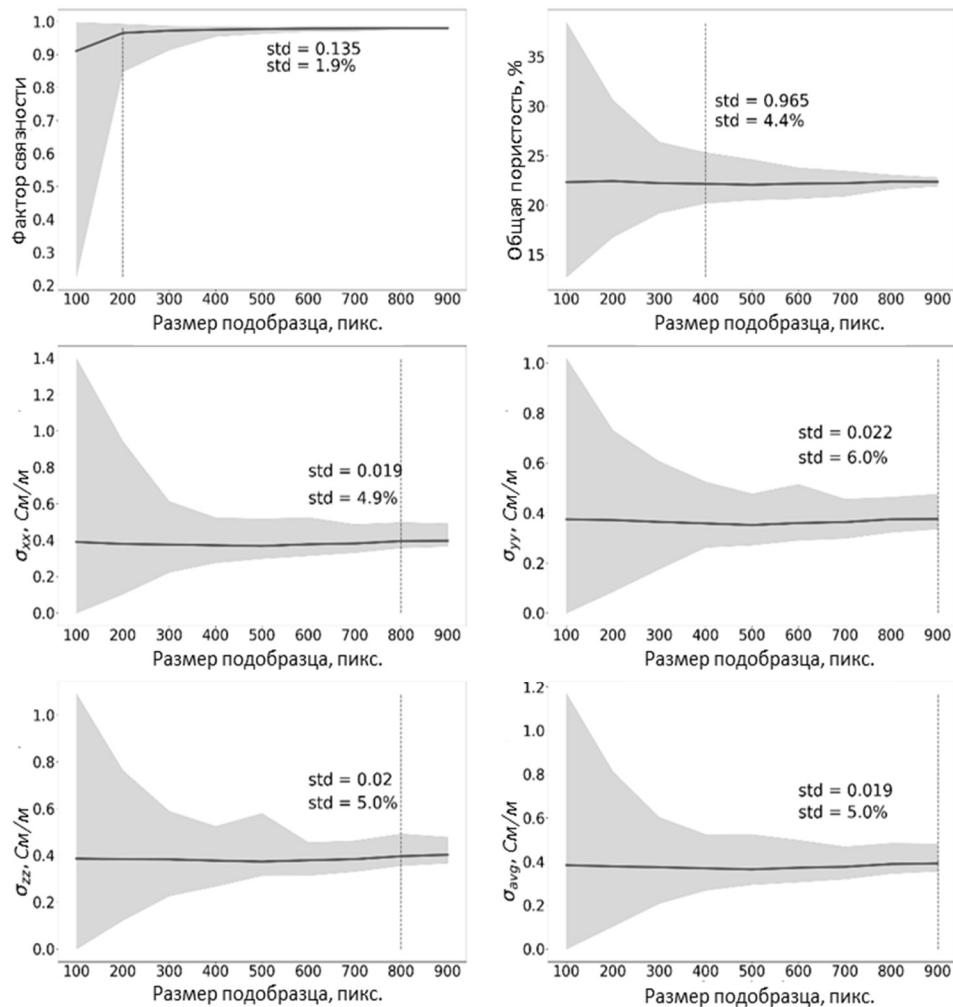


Рис. 5. Оценки представительного объема, основанные на коэффициенте связности, пористости и эффективной электропроводности

Fig. 5. Estimates of the representative volume based on connectivity factor, porosity, and effective electrical conductivity

Таким образом, даже с учетом того, что песчаники Berea считаются достаточно гомогенными [32], представительный объем, на основе которого может быть получена корректная оценка эффективной электропроводности полноразмерного кернового образца, лишь незначительно меньше объема самого образца. То есть прямой перенос электропроводности с представительного элемента объема на керновый образец затруднен необходимостью обработки объема данных, лишь незначительно уступающих исходному.

### 3.2. ПЕРЕХОД КЕРН – КЕРН НА ОСНОВЕ ЗАВИСИМОСТЕЙ, ПОЛУЧЕННЫХ ПО НАБОРУ МИКРООБРАЗЦОВ

В рамках настоящей работы из исходного образца случайным образом выбирались  $N$  непересекающихся кубических микрообразцов с длиной стороны  $L$ . Для каждого  $N$  и  $L$  методом Монте-Карло моделировались 100 реализаций. Для каждого выбранного микрообразца на основе сегментированных КТ-изображений исходного образца строились сеточные модели, на которых затем оценивалась общая пористость в соответствии с формулой (1) и коэффициент связности (2), а также выполнялась численная гомогенизация удельной электропроводности под действием постоянного тока. Для полученного в результате гомогенизации диагонального тензора  $\sigma^{eff}$  оценивался коэффициент анизотропии. При варьировании количества  $N$  микрообразцов их размер фиксировался, эксперименты проводились для различных размеров микрообразцов. Следует отметить, что количество микрообразцов размера  $L$  естественным образом ограничивается соотношением  $L$  с размерами образца, так как пересечение микрообразцов между собой не допускалось. В качестве эталонной оценки пористости, фактора связности и эффективной УЭП взяты оценки соответствующих параметров, полученные на сеточной модели полного ядерного образца при минимальном рассмотренном шаге первичного разбиения (см. табл. 1).

На рис. 6, *a–в* представлены результаты одной из реализаций для  $N = 100$ ,  $L = 0,225$  мм. Средняя общая пористость по 100 микрообразцам составила 22,08 %, медианная 22,19 %, стандартное отклонение 4,46, минимальное значение пористости 11,83 %, максимальное 33,52 %. Средний фактор связности 0,91, медианный 0,95, стандартное отклонение 0,11, минимальный фактор связности 0,36, максимальный 0,993.

С увеличением длины ребра  $L$  микрообразцов среднее стандартное отклонение значений общей пористости по всем выборкам, как и среднее значение компонент эффективного тензора УЭП, при фиксированном  $N$  снижается (табл. 2) даже при условии сокращения количества микрообразцов в выборке. Для длины ребра  $L = 300$  пикс. (0,645 мм), например, количество непересекающихся микрообразцов, расположенных в ядерном образце случайным образом, было ограничено до 10.

Ошибка оценки пористости и фактора связности снижается с увеличением выборки микрообразцов, а также с возрастанием размера микрообразцов. При этом средняя ошибка оценки компонент тензора УЭП снижается только для образцов достаточно большого размера. Средний коэффициент анизотропии для всех рассмотренных выборок варьируется незначительно.

На рис. 6, *г* приведена зависимость УЭП от пористости микрообразца по всем реализациям для всех микрообразцов с длиной ребра  $L = 50$  пикс. (0,225 мм). Общее количество рассмотренных образцов 5000. Средняя общая пористость по всем реализациям 22,48 %, медианная пористость 21,36 %, при этом общая пористость по всем реализациям варьируется довольно значительно: от 0,68 % до 78,82 % (стандартное отклонение по всем реализациям составило 9,94). На рис. 7 представлена зависимость среднего значения УЭП

от пористости по всем 100 реализациям при отборе 25 микрообразцов с длиной ребра 200 пикс. (0,45 мм). Видно, что при малой вариации пористости зависимость может быть аппроксимирована как линейной, так и степенной функцией, при большей вариации пористости (при отборе большого количества малых подобразцов) характер зависимости УЭП от пористости микрообразца близок к закону Арчи с показателем цементации 1,88, что совпадает со значением, приведенным в [33], и находится в пределах оценок, полученных для песчаника Berea экспериментально [34] ([Peng, 2012] на легенде графика на рис. 6, *г*) или на основе теории перколяции [35] ([Hunt, 2004] на легенде графика на рис. 6, *г*).

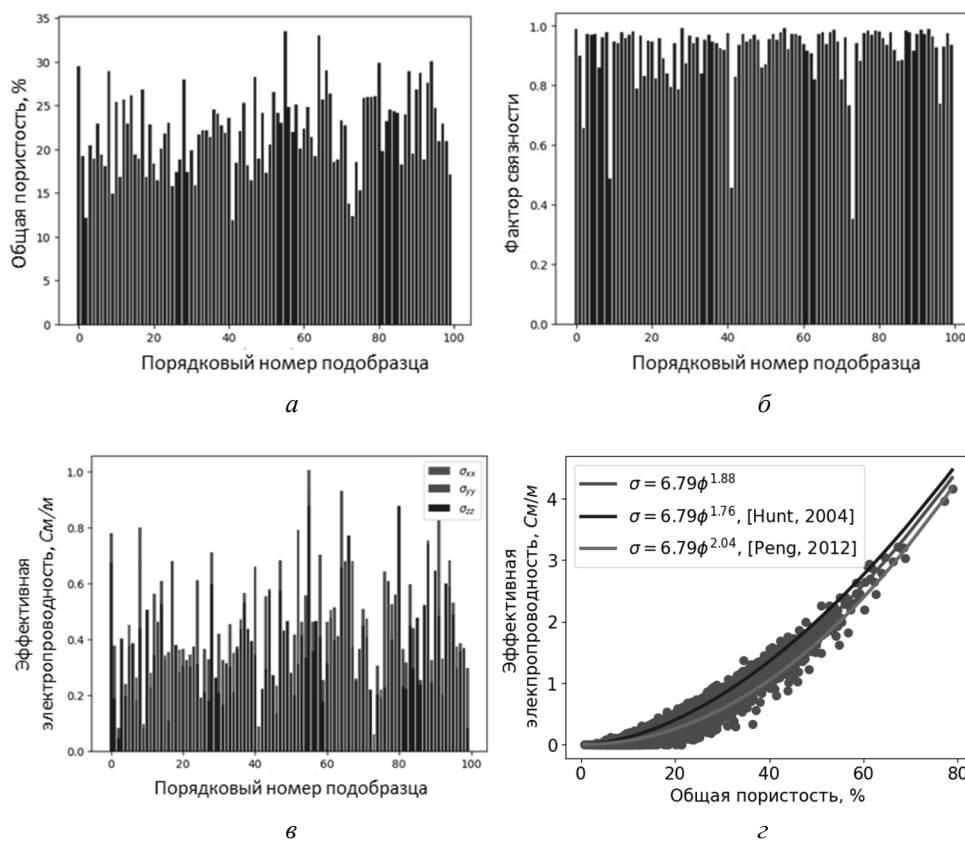


Рис. 6. Результаты для  $N = 100$ ,  $L = 0,225$  мм. По одной из реализаций:

*a* – общая пористость; *b* – коэффициент связности; *в* – компоненты эффективного тензора удельной электропроводности; *г* – зависимость УЭП от пористости микрообразца по всем реализациям

Fig. 6. Results of one implementation for  $N = 100$ ,  $L = 0,225$  mm:

(*a*) overall porosity; (*b*) connectivity coefficient; (*c*) components of the effective tensor of specific electrical conductivity; (*d*) dependence of the effective electrical conductivity on porosity across all realisations

Таблица 2

Table 2

Оценка среднего значения и стандартного отклонения общей пористости, связности и компонент УЭП для различных размеров и выборок микрообразцов  
 Mean value and standard deviation of overall porosity, connectivity, and components of the effective electrical conductivity for various sizes of micro-samples

$N$	$L$ , мкм	$\phi$ , %	std ( $\phi$ )	$\Gamma_v$	std ( $\Gamma_v$ )	$\sigma_x$	$\sigma_y$	$\sigma_z$	$k$
25	225 (100 пикс.)	22,85	4,62	0,92	0,10	0,40	0,40	0,39	1,03
50		22,93	4,72	0,92	0,10	0,41	0,40	0,39	1,05
100		22,08	4,46	0,91	0,11	0,36	0,38	0,37	1,06
15	450 (200 пикс.)	22,01	2,15	0,96	0,02	0,37	0,35	0,36	1,06
25		22,95	2,04	0,97	0,01	0,42	0,39	0,40	1,08
40		22,49	2,29	0,97	0,02	0,39	0,37	0,38	1,05
10	645 (300 пикс.)	22,41	1,60	0,97	0,01	0,38	0,37	0,39	1,05

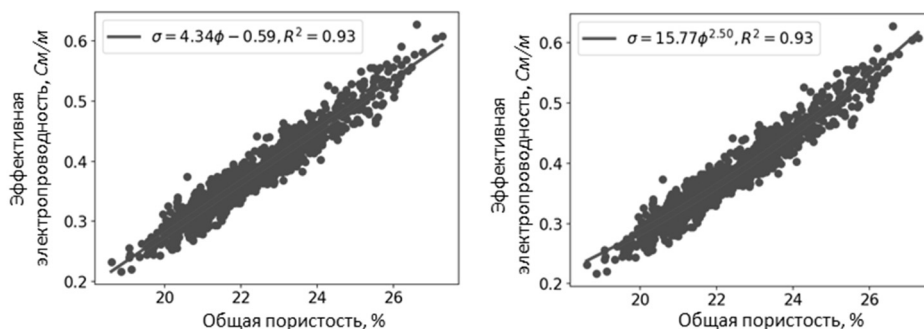


Рис. 7. Оценка характера зависимости средней УЭП от общей пористости образца по всем реализациям при  $L = 0,45$  мм,  $N = 40$

Fig. 7. Average effective conductivity on the overall porosity of the sample across all realizations at  $L = 0,45$  mm,  $N = 40$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках работы на примере образца песчаника Berea был проанализирован подход перехода с масштаба микрозерна на более крупный зерновой образец с использованием представительного объема, а также построены зависимости между оценками удельной эффективной электропроводности и пористости по случайным выборкам микрообразцов различного размера.

Полученные результаты показали, что даже на достаточно гомогенном песчанике Berea использование представительного объема практически не дает сокращения вычислительных затрат, так как размер представительного объема, достаточный для корректной оценки УЭП, лишь немногим меньше полного размера кернового образца. В то же время достаточно корректная оценка пористости может быть получена на 6–7 % объема всего кернового образца.

При оценке свойств кернового образца на основе использования серии микрообразцов степенная зависимость между УЭП и общей пористостью близка к закону Арчи с показателем цементации 1,88, что находится в пределах полученных экспериментально оценок, однако для установления этой зависимости требуется рассмотреть достаточно большое количество микрообразцов с различной пористостью.

Приведенные исследования были проведены на сеточной модели керновой среды, построенной на основе информации о внутренней структуре, представленной в виде серии микроКТ-изображений. Предложенный ранее алгоритм построения сеточной модели позволяет независимо рассматривать микрообразцы, случайным образом отобранные из полноразмерного кернового образца, за счет естественной параллельности и таким образом обеспечивает приемлемые вычислительные затраты при многовариантном моделировании.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Qi D., Hesketh T. An analysis of upscaling techniques for reservoir simulation // *Petroleum Science and Technology*. – 2005. – Vol. 23 (7). – P. 827–842. – DOI: 10.1081/LFT-200033132.
2. McPhee C. The core analysis elephant in the formation evaluation room // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, October 2012. – SPE, 2012. – DOI: 10.2118/158087-MS.
3. Computational challenges in the analyses of petrophysics using microtomography and upscaling: a review / J. Liu, G.G. Pereira, Q. Liu, K. Regenauer-Lieb // *Computers & Geosciences*. – 2016. – Vol. 89. – P. 107–117. – DOI: 10.1016/j.cageo.2016.01.014.
4. Upscaling relative permeability and capillary pressure from digital core analysis in Otway formation: considering the order and size effects of facies / M. Aslannezhad, M. Sayyafzadeh, D. Tang, Zh. You, S. Iglauer, A. Keshavarz // *Gas Science and Engineering*. – 2024. – Vol. 128. – P. 205363. – DOI: 10.1016/j.jgsce.2024.205363.
5. Sarker M.R.H., Siddiqui S. Advances in Micro-CT based evaluation of reservoir rocks // *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium*, Al-Khobar, Saudi Arabia, May 2009. – SPE, 2009. – DOI: 10.2118/126039-MS.
6. Новые аспекты применения микротомографии керна / В.М. Александров, Н.Н. Закиров, С.Ф. Мулявин, В.М. Спаськов, А.М. Семенов // *Нефтегазовое дело*. – 2024. – Т. 22, № 5. – С. 30–47. – DOI: 10.17122/ngdelo-2024-5-30-47.
7. Балашов В.А., Савенков Е.Б., Четверушкин Б.Н. Технология «цифровой керн» и суперкомпьютерные вычисления // *Вестник Российской академии наук*. – 2023. – Т. 93, № 6. – С. 503–511. – DOI: 10.31857/S0869587323060026.
8. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Best practice in coring and core analysis // *Developments in Petroleum Science*. – 2015. – Vol. 64. – P. 1–15. – DOI: 10.1016/B978-0-444-63533-4.00001-9.
9. Хасанов Д.И., Лоншаков М.А. Исследование масштабного эффекта и понятия элементарного представительного объема горных пород применительно к пористости // *Георесурсы*. – 2020. – Т. 22, № 4. – С. 55–69. – DOI: 10.18599/grs.2020.4.55-69.
10. On representative elementary volumes of grayscale micro-CT images of porous media / A. Singh, K. Regenauer-Lieb, S.D.C. Walsh, R.T. Armstrong, J.J.M. van Griethuysen, P. Mostaghimi // *Geophysical Research Letters*. – 2020. – Vol. 47. – DOI: 10.1029/2020GL088594.

11. *Mehmani A., Kelly S., Torres-Verdín C.* Leveraging digital rock physics workflows in unconventional petrophysics: a review of opportunities, challenges, and benchmarking // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 190. – P. 107083. – DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107083.
12. *Zhonghao S., Ayaz V., Torres-Verdín C.* Pore-scale investigation of porosity-resistivity-permeability relationships: implications for petrophysical rock typing // *SPWLA 61st Annual Logging Symposium, Virtual Online Webinar, June 2020*. – DOI: 10.30632/SPWLA-5039.
13. *Ghosh S., Dimiduk D., Furrer D.* Statistically equivalent representative volume elements (SERVE) for material behaviour analysis and multiscale modelling // *International Materials Reviews*. – 2023. – Vol. 68 (8). – P. 1158–1191. – DOI: 10.1080/09506608.2023.2246766.
14. Factoring in scale effect of core permeability at reservoir simulation modeling / I. Putilov, N. Kozyrev, V. Demyanov, S. Krivoshchekov, A. Kochnev // *SPE Journal*. – 2020. – Vol. 27. – P. 1930–1942. – DOI: 10.2118/209614-PA.
15. Permeability upscaling in complex carbonate samples using textures of micro-computed tomography images / M.S. Jouini, A. AlSumaiti, M. Tembely, F. Hjouj, K. Rahimov // *International Journal of Modelling and Simulation*. – 2019. – Vol. 40 (4). – P. 245–259. – DOI: 10.1080/02286203.2019.1596728.
16. *Zhang T., Xia P., Lu F.* 3D reconstruction of digital cores based on a model using generative adversarial networks and variational auto-encoders // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 207. – P. 109151. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109151.
17. Reconstruction of large-scale anisotropic 3D digital rocks from 2D shale images using generative adversarial network / P. Chi, J. Sun, R. Zhang, X. Luo, W. Yan // *Marine and Petroleum Geology*. – 2024. – Vol. 170. – P. 107065. – DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2024.107065.
18. Upscaling permeability using multiscale X-ray-CT images with digital rock modeling and deep learning techniques / F. Jiang, Y. Guo, T. Tsuji, Y. Kato, M. Shimokawara, L. Esteban, M. Seyyedi, M. Pervukhina, M. Lebedev, R. Kitamura // *Water Resources Research*. – 2023. – Vol. 59 (3). – DOI: 10.1029/2022WR033267.
19. Upscaling permeability anisotropy in digital sandstones using convolutional neural networks / A. Najafi, J. Siavashi, M. Ebadi, M. Sharifi, J. Fahimpour, D. Koroteev // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 96. – P. 104263. – DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104263.
20. Absolute permeability estimation from microtomography rock images through deep learning super-resolution and adversarial fine tuning / J. de Castro Vargas Fernandes, A. Duarte Vidal, L. Carvalho Medeiros, C.E. Menezes dos Anjos, R. Surmas, A. Gonçalves Evsukoff // *Scientific Reports*. – 2024. – Vol. 14 (1). – P. 16704. – DOI: 10.1038/s41598-024-67367-1.
21. Quantifying microstructures of earth materials using higher-order spatial correlations and deep generative adversarial networks / H. Amiri, I. Vasconcelos, Y. Jiao, P.-E. Chen, O. Plümper // *Scientific Reports*. – 2023. – Vol. 13. – P. 1805. – DOI: 10.1038/s41598-023-28970-w.
22. *Elmorsy M., El-Dakhkhni W., Zhao B.* Rapid permeability upscaling of digital porous media via physics-informed neural networks // *Water Resources Research*. – 2023. – Vol. 59 (12). – DOI: 10.1029/2023WR035064.
23. Consistent prediction of absolute permeability in carbonates without upscaling / M.R. Khodja, J. Li, S.R. Hussaini, A.Z. Ali, H.S. Al-Mukainah, Z.Z. Jangda // *Oil & Gas Science and Technology*. – 2020. – Vol. 75. – P. 44. – DOI: 10.2516/ogst/2020029.
24. Digital rock physics (DRP) workflow to assess reservoir flow characteristics / A. Mahmoud, R. Gajbhiye, J. Li, J. Dvorkin, S.R. Hussaini, H.S. AlMukainah // *Arab Journal of Geosciences*. – 2023. – Vol. 16 (4). – P. 248. – DOI: 10.1007/s12517-023-11314-3.
25. High accuracy capillary network representation in digital rock reveals permeability scaling functions / R.F. Neumann, M. Barsi-Andreeta, E. Lucas-Oliveira, H. Barbalho, W.A. Trevizan, T.J. Bonagamba, M.B. Steiner // *Scientific Reports*. – 2021. – Vol. 11. – DOI: 10.1038/s41598-021-90090-0.
26. *Neumann R., Andreeta M., Lucas-Oliveira E.* 11 Sandstones: raw, filtered and segmented data // *Digital Rocks Portal*. – October 2020. – DOI: 10.17612/f4h1-w124.
27. Geometrical modeling using multiregional marching tetrahedral for bioluminescence tomography / A. Cong, Y. Liu, D. Kumar, W. Cong, G. Wang // *SPIE Proceedings*. – 2005. – Vol. 5744: *Medical Imaging 2005: Visualization, Image-Guided Procedures, and Display*. – P. 756–764. – DOI: 10.1117/12.595403.
28. Determination of the effective electrical conductivity of a fluid-saturated core from computed tomography data / M.I. Epov, E.P. Shurina, D.V. Dobrolyubova, A.Yu. Kutishcheva, S.I. Markov, N.V. Shtabel', E.I. Shtan'ko // *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*. – 2023. – Vol. 59 (5). – P. 672–681. – DOI: 10.1134/s106935132305004x.

29. СТНybAMT: свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024613237 от 09.02.2024 г. / Добролюбова Д.В., Шурина Э.П.

30. Erov M.I., Shurina E.P., Kutischeva A.Yu. Computation of effective resistivity in materials with microinclusions by a heterogeneous multiscale finite element method // *Physical Mesomechanics*. – 2017. – Vol. 4. – P. 407–416. – DOI: 10.1134/S1029959917040051.

31. OpenPNM: a pore network modeling package / J. Gostick, M. Aghighi, J. Hinebaugh, T. Tranter, M.A. Hoeh, H. Day, B. Spellacy, M.H. Sharqawy, A. Bazylak, A. Burns, W. Lehnert, A. Putz // *Computing in Science & Engineering*. – 2016. – Vol. 18 (1). – P. 60–74. – DOI: 10.1109/MCSE.2016.49.

32. Effect of bedding planes on the permeability and diffusivity anisotropies of Berea sandstone / M. Sato, K. Panaghi, N. Takada, M. Takeda // *Transport in Porous Media*. – 2019. – Vol. 127. – P. 587–603. – DOI: 10.1007/s11242-018-1214-z.

33. Keller G.W. Electrical properties // *Handbook of physical properties of rocks and minerals* / ed. by R.S. Carmichael. – Florida: CRC Press, 1982. – P. 359–428.

34. Peng S., Hu Q., Hamamoto S. Diffusivity of rocks: Gas diffusion measurements and correlation to porosity and pore size distribution // *Water Resources Research*. – 2012. – Vol. 48. – P. W02507. – DOI: 10.1029/2011WR011098.

35. Hunt A.G. Continuum percolation theory and Archie's law // *Geophysical Research Letters*. – 2004. – Vol. 31. – P. L19503. – DOI: 10.1029/2004GL020817.

*Добролюбова Дарья Владимировна*, научный сотрудник лаборатории математического моделирования многофизических процессов в нативных и искусственных многомасштабных гетерогенных средах № 1104 Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук; ассистент кафедры вычислительных технологий Новосибирского государственного технического университета. Основное направление научных исследований – математическое моделирование, современные конечноэлементные методы, цифровой kern. Имеет более 20 печатных работ. E-mail: dobrolyubovadv@ipgg.sbras.ru

*Dobrolyubova Daria V.*, research associate at the Laboratory of Mathematical Modeling of Multifisical Processes in Native and Artificial Multiscale Heterogeneous Media No. 1104, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; assistant at the Department of Computational Technologies, Novosibirsk State Technical University. The main area of scientific research is mathematical modeling, modern finite element methods, and digital core analysis. Has over 20 published works. E-mail: dobrolyubovadv@ipgg.sbras.ru

DOI: 10.17212/2782-2001-2025-1-121-140

### ***Core-to-Core Property Upscaling: Case Study for Berea Sandstone\****

*D.V. DOBROLYUBOVA*

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3 Akademika Koptyuga Avenue, Novosibirsk, 630090, Russian Federation; Novosibirsk State Technical University, 20 Karl Marx Prospekt, Novosibirsk, 630073, Russian Federation*

*dobrolyubovadv@ipgg.sbras.ru*

#### **Abstract**

Efficient development of hydrocarbon reservoirs requires accurate aggregation of information on the petrophysical, electromagnetic, and elastic properties of reservoir rocks, obtained through various research methods at different scales. Modern methods such as micro-computed tomography enable detailed investigation of rock samples down to the microporosity level.

---

\* Received 25 December 2024.

However, transferring properties between scales requires careful consideration of scale effects and is closely related to the problem of representative element volume (REV). In this paper, we focus on the scale effect in the transfer of rock properties between "micro-core-to-core" levels, using Berea Sandstone as an example. A numerical homogenization method, based on solving direct problems via the finite element method on mesh models of the samples is applied. The mesh models of the rock subsamples are constructed so as to accurately describe the intricate internal geological structure and topology of the pore space. The representative volume is obtained by analyzing the stability of properties such as porosity, connectivity factor, and effective electrical conductivity throughout the sequence of gradually increasing subsamples. The results demonstrate that the size of the representative volume element varies depending on the property considered. For the Berea Sandstone sample, the REV size for electrical conductivity nearly matches the full size of the core. A nonlinear relationship between porosity and specific electrical conductivity was established through studies on random micro-subsamples of varying sizes. The proposed approaches and results emphasize the importance of studying scale effects to accurately describe reservoir rock properties. They also highlight the potential of digital rock framework and micro-CT methods in addressing challenges related to hydrocarbon field development.

**Keywords:** digital core, upscaling, core-to-core, effective electric conductivity, representative volume, scale effect

## REFERENCES

1. Qi D., Hesketh T. An analysis of upscaling techniques for reservoir simulation. *Petroleum Science and Technology*, 2005, vol. 23 (7), pp. 827–842. DOI: 10.1081/LFT-200033132.
2. McPhee C. The core analysis elephant in the formation evaluation room. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, October 2012. DOI: 10.2118/158087-MS.
3. Liu J., Pereira G.G., Liu Q., Regenauer-Lieb K. Computational challenges in the analyses of petrophysics using microtomography and upscaling: a review. *Computers & Geosciences*, 2016, vol. 89, pp. 107–117. DOI: 10.1016/j.cageo.2016.01.014.
4. Aslannezhad M., Sayyafzadeh M., Tang D., You Zh., Iglauer S., Keshavarz A. Upscaling relative permeability and capillary pressure from digital core analysis in Otway formation: considering the order and size effects of facies. *Gas Science and Engineering*, 2024, vol. 128, p. 205363. DOI: 10.1016/j.jgsce.2024.205363.
5. Sarker M.R.H., Siddiqui S.. Advances in Micro-CT based evaluation of reservoir rocks. *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium*, Al-Khobar, Saudi Arabia, May 2009. DOI: 10.2118/126039-MS.
6. Aleksandrov V.M., Zakirov N.N., Mulyavin S.F., Spasibov V.M., Semenenko A.M. Novye aspekty primeneniya mikrotomografii kerna []. New aspects of core microtomography]. *Neftegazovoe delo = Petroleum Engineering*, 2024, vol. 22, no. 5, pp. 30–47. DOI: 10.17122/ngdelo-2024-5-30-47.
7. Balashov V.A., Savenkov E.B., Chetverushkin B.N. Tekhnologiya «tsifrovoy kern» i superkomp'yuternye vychisleniya ["Digital Core" technology and supercomputer computing]. *Vestnik Rossiiskoi akademii nauk*, 2023, vol. 93, no. 6, pp. 503–511. DOI: 10.31857/S0869587323060026. (In Russian).
8. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Best practice in coring and core analysis. *Developments in Petroleum Science*, 2015, vol. 64, pp. 1–15. DOI: 10.1016/B978-0-444-63533-4.00001-9.
9. Khassanov D.I., Lonshakov M.A. Issledovanie masshtabnogo effekta i ponyatiya elementarnogo predstavitel'nogo ob"ema gornykh porod primenitel'no k poristosti [Investigation of the scale effect and the concept of a representative volume element of rocks in relation to porosity]. *Georesursy = Georesources*, 2020, vol. 22, no. 4, pp. 55–69. DOI: 10.18599/grs.2020.4.55-69.
10. Singh A., Regenauer-Lieb K., Walsh S.D.C., Armstrong R.T., Griethuysen J.J.M. van, Mostaghimi P. On representative elementary volumes of grayscale micro-CT images of porous media. *Geophysical Research Letters*, 2020, vol. 47. DOI: 10.1029/2020GL088594.
11. Mehmani A., Kelly S., Torres-Verdín C. Leveraging digital rock physics workflows in unconventional petrophysics: a review of opportunities, challenges, and benchmarking. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 190, p. 107083. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107083.

12. Zhonghao S., Ayaz V., Torres-Verdín C. Pore-scale investigation of porosity-resistivity-permeability relationships: implications for petrophysical rock typing. *SPWLA 61st Annual Logging Symposium, Virtual Online Webinar*, June 2020. DOI: 10.30632/SPWLA-5039.
13. Ghosh S., Dimiduk D., Furrer D. Statistically equivalent representative volume elements (SERVE) for material behaviour analysis and multiscale modelling. *International Materials Reviews*, 2023, vol. 68 (8), pp. 1158–1191. DOI: 10.1080/09506608.2023.2246766.
14. Putilov I., Kozyrev N., Demyanov V., Krivoshechekov S., Kochnev A. Factoring in scale effect of core permeability at reservoir simulation modelling. *SPE Journal*, 2020, vol. 27, pp. 1930–1942. DOI: 10.2118/209614-PA.
15. Jouini M.S., AlSumaiti A., Tembely M., Hjouj F., Rahimov K. Permeability upscaling in complex carbonate samples using textures of micro-computed tomography images. *International Journal of Modelling and Simulation*, 2019, vol. 40 (4), pp. 245–259. DOI: 10.1080/02286203.2019.1596728.
16. Zhang T., Xia P., Lu F. 3D reconstruction of digital cores based on a model using generative adversarial networks and variational auto-encoders. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 207, p. 109151. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109151.
17. Chi P., Sun J., Zhang R., Luo X., Yan W. Reconstruction of large-scale anisotropic 3D digital rocks from 2D shale images using generative adversarial network. *Marine and Petroleum Geology*, 2024, vol. 170, p. 107065. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2024.107065.
18. Jiang F., Guo Y., Tsuji T., Kato Y., Shimokawara M., Esteban L., Seyyedi M., Pervukhina M., Lebedev M., Kitamura R. Upscaling permeability using multiscale X-ray-CT images with digital rock modeling and deep learning techniques. *Water Resources Research*, 2023, vol. 59 (3). DOI: 10.1029/2022WR033267.
19. Najafi A., Siavashi J., Ebadi M., Sharifi M., Fahimpour J., Koroteev D. Upscaling permeability anisotropy in digital sandstones using convolutional neural networks. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, vol. 96, p. 104263. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104263.
20. De Castro Vargas Fernandes J., Duarte Vidal A., Carvalho Medeiros L., Menezes dos Anjos C.E., Surmas R., Gonçalves Evsukoff A. Absolute permeability estimation from microtomography rock images through deep learning super-resolution and adversarial fine tuning. *Scientific Reports*, 2024, vol. 14 (1), p. 16704. DOI: 10.1038/s41598-024-67367-1.
21. Amiri H., Vasconcelos I., Jiao Y., Chen P.-E., Plümper O. Quantifying microstructures of earth materials using higher-order spatial correlations and deep generative adversarial networks. *Scientific Reports*, 2023, vol. 13, p. 1805. DOI: 10.1038/s41598-023-28970-w.
22. Elmorsy M., El-Dakhkhni W., Zhao B. Rapid permeability upscaling of digital porous media via physics-informed neural networks. *Water Resources Research*, 2023, vol. 59 (12). DOI: 10.1029/2023WR035064.
23. Khodja M.R., Li J., Hussaini S.R., Ali A.Z., Hani S. Al-Mukainah H.S., Jangda Z.Z. Consistent prediction of absolute permeability in carbonates without upscaling. *Oil & Gas Science and Technology*, 2020, vol. 75, p. 44. DOI: 10.2516/ogst/2020029.
24. Mahmoud A., Gajbhiye R., Li J., Dvorkin J., Hussaini S.R., AlMukainah H.S. Digital rock physics (DRP) workflow to assess reservoir flow characteristics. *Arab Journal of Geosciences*, 2023, vol. 16 (4), p. 248. DOI: 10.1007/s12517-023-11314-3.
25. Neumann R., Andreetta M., Lucas-Oliveira E., Barbalho H., Trevizan W., Bonagamba T., Steiner M. High accuracy capillary network representation in digital rock reveals permeability scaling functions. *Scientific Reports*, 2021, vol. 11. DOI: 10.1038/s41598-021-90090-0.
26. Neumann R., Andreetta M., Lucas-Oliveira E. 11 Sandstones: raw, filtered and segmented data. *Digital Rocks Portal*, October 2020. DOI: 10.17612/f4h1-w124.
27. Cong A., Liu Y., Kumar D., Cong W., Wang G. Geometrical modeling using multiregional marching tetrahedral for bioluminescence tomography. *SPIE Proceedings*, 2005, vol. 5744. *Medical Imaging 2005: Visualization, Image-Guided Procedures, and Display*, pp. 756–764. DOI: 10.1117/12.595403.
28. Epov M.I., Shurina E.P., Dobrolyubova D.V., Kutishcheva A.Yu., Markov S.I., Shtabel N.V., Shtanko E.I. Determination of the effective electrical conductivity of a fluid-saturated core from computed tomography data. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 2023, vol. 59 (5), pp. 672–681. DOI: 10.1134/s106935132305004x.
29. Dobrolyubova D.V., Shurina E.P. *CTHybAMT*. The Certificate on official registration of the computer program. No. 2024613237, 2024.

30. Eпов M.I., Shurina E.P., Kutischeva A.Yu. Computation of effective resistivity in materials with microinclusions by a heterogeneous multiscale finite element method. *Physical Mesomechanics*, 2017, vol. 4, pp. 407–416. DOI: 10.1134/S1029959917040051.
31. Gostick J., Aghighi M., Hinebaugh J., Tranter T., Hoeh M., Day H., Spellacy B., Sharqawy M.H., Bazylak A., Burns A., Lehnert W., Putz A. OpenPNM: a pore network modeling package. *Computing in Science & Engineering*, 2016, vol. 18 (1), pp. 60–74. DOI: 10.1109/MCSE.2016.49.
32. Sato M, Panaghi K., Takada N., Takeda M. Effect of bedding planes on the permeability and diffusivity anisotropies of Berea sandstone. *Transport in Porous Media*, 2019, vol. 127, pp. 587–603. DOI: 10.1007/s11242-018-1214-z.
33. Keller G.W. Electrical properties. *Handbook of physical properties of rocks and minerals*. Ed. by R.S. Carmichael. Florida, CRC Press, 1982, pp. 359–428.
34. Peng S., Hu Q., Hamamoto S. Diffusivity of rocks: Gas diffusion measurements and correlation to porosity and pore size distribution. *Water Resources Research*, 2012, vol. 48, p. W02507. DOI: 10.1029/2011WR011098.
35. Hunt A.G. Continuum percolation theory and Archie's law. *Geophysical Research Letters*, 2004, vol. 31, p. L19503. DOI: 10.1029/2004GL020817.

Для цитирования:

Добролюбова Д.В. Исследование переноса свойств типа «кern – kern» на примере песчаника Berea Sandstone // Системы анализа и обработки данных. – 2025. – № 1 (97). – С. 121–140. – DOI: 10.17212/2782-2001-2025-1-121-140.

For citation:

Dobrolyubova D.V. Issledovanie perenosa svoistv tipa «kern – kern» na primere peschanika Berea Sandstone [Core-to-core property upscaling: case study for Berea Sandstone]. *Sistemy analiza i obrabotki dannykh = Analysis and Data Processing Systems*, no. 1 (97), pp. 121–140. DOI: 10.17212/2782-2001-2025-1-121-140.