

МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ, ГАЗА И ПЛАЗМЫ

Яков Владимирович ШИРШОВ¹
Сергей Викторович СТЕПАНОВ²

УДК 662.5

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗРЕШЕНИЯ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ КЕРНА НА РАСЧЕТ АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

¹ ведущий специалист, Тюменский нефтяной научный центр
yvshirshov@tnnc.rosneft.ru

² доктор технических наук, профессор
кафедры прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет;
старший эксперт, Тюменский нефтяной научный центр
svstepanov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Цифровой анализ керна с использованием трехмерных томографических изображений внутренней структуры пористых сред получил существенное развитие в последние годы. Трехмерные изображения керна, полученные с помощью рентгеновской компьютерной томографии, могут быть использованы для расчета фильтрационных свойств горных пород. Однако вопрос о влиянии качества разрешения трехмерного изображения керна на результаты моделирования до сих пор не имеет полноценного ответа. В данной работе исследовано влияние разрешения трехмерного изображения керна на расчетную абсолютную проницаемость на примере модельной пористой среды, состоящей

Цитирование: Ширшов Я. В. Исследование влияния разрешения цифровой модели керна на расчет абсолютной проницаемости / Я. В. Ширшов, С. В. Степанов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 4 (20). С. 98-114.
DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-98-114

из осесимметричных конических сужений различных размеров. На основе исходного представления модельной пористой среды было сгенерировано несколько вариантов с различными шагами дискретизации, которые соответствуют изображениям, снятым с различным разрешением томографа. Показано, что разрешение (степень дискретизации) существенно влияет на расчетную абсолютную проницаемость пористой среды. Расчетная проницаемость падает с увеличением шага дискретизации. Это связано с тем, что малые каналы становятся не видны при низких разрешениях. Выбывание этих каналов приводит к потере связности модели.

Ключевые слова

Цифровой анализ керна, томография, разрешение изображения, представительный объем, абсолютная проницаемость.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-98-114

Введение

Моделирование течения флюидов в микромасштабе получило существенное развитие в последние годы, т. к. оно позволяет вычислять фильтрационные свойства, не прибегая к длительным лабораторным экспериментам. Прогресс в области построения цифровых трехмерных изображений, получаемых с помощью рентгеновской компьютерной томографии (КТ) или других методов трехмерной (3D) визуализации, позволил напрямую отобразить поровое пространство горных пород. Результатом съемки является набор плоских изображений образца, снятых с различных ракурсов. На этапе реконструкции из множества снимков формируется трехмерная модель, каждому вокселю которой присваивается числовое значение рентгеновской плотности [4]. Далее происходит этап фильтрации шумов и этап сегментации изображения, при котором выделяются фазы: скелет породы и пустотное пространство. Полученные трехмерные изображения затем используются как исходные данные как для построения моделей сетей пор (pore network modeling) [11], так и для прямого численного моделирования, например, путем решения системы уравнений Навье — Стокса или решеточных уравнений Больцмана [24]. Очевидно, что результаты моделирования с помощью всех этих подходов зависят от разрешения изображения керна.

Исследованию влияния разрешения цифровой модели керна на абсолютную проницаемость посвящен ряд работ (например, [8, 12, 17, 22, 26, 27]), однако окончательное понимание этого вопроса до сих пор отсутствует. В различных работах приводятся противоречивые результаты при увеличении размера вокселя: либо падение проницаемости [8, 12, 17], либо хаотичное изменение проницаемости без какого-либо тренда [27], либо рост проницаемости [22, 26]. Такая ситуация связана с тем, что подобные исследования затруднены некоторыми обстоятельствами.

Во-первых, между разрешением изображения и размером сканируемого образца существует неизбежный компромисс [23]. Расходящаяся форма пучка

излучения позволяет улучшать разрешение съемки только за счет уменьшения физического размера образца. Например, заявленное производителем томографа SkyScan 1172 разрешение составляет 0,7 мкм, однако разрешающая способность съемки стандартного цилиндра горной породы размером 30×30 мм равна 10 мкм. Добиться заявленного разрешения в 0,7 мкм можно для образца с линейным размером 2,5 мм [6]. Поэтому размеры образца, применяемые для получения изображения высокого разрешения обычно невелики. Небольшой размер образца может привести к потере представительности, и результаты могут оказаться бесполезными.

Во-вторых, этап предобработки изображения (фильтрации шумов и сегментации) вносит дополнительную неопределенность в расчет проницаемости [3, 5, 19, 23]. Изображения с высоким разрешением имеют, как правило, высокую зашумленность, поэтому требуют правильного выбора алгоритма фильтрации шумов [17]. Алгоритм сегментации существенно влияет на открытую пористость [23]. Однако даже если пористость совпадает с экспериментально измеренной, расчетная проницаемость может отличаться в разы [19].

В-третьих, неопределенность возникает на этапе моделирования течения флюидов. В случае численного решения системы уравнений Навье — Стокса решение будет зависеть от дискретизации расчетной сетки. Расчетная проницаемость растет с ростом уровня дискретизации сетки при решении уравнений Навье — Стокса методом конечных элементов при фиксированном разрешении [12]. В случае использования подхода поровых сетей неопределенность возникает на этапе построения поровой сети (выделения пор и перешейков).

В работе [17] исследовалось влияние разрешения на пористость и абсолютную проницаемость для песчаника Bernheimer. С повышением размера вокселя от 1,53 мкм до 48,96 мкм расчетная проницаемость уменьшилась примерно в 10 раз. Расчеты проводились методом конечных элементов, с использованием пакета OpenFOAM. Отмечалось резкое падение проницаемости между размерами вокселей 24 и 12 мкм. Основной причиной отмечалось неправильное отнесение вокселей на границе «пора — твердое тело» и потеря связности.

Вопрос влияния разрешения 3D-изображения зерна на расчетные относительные фазовые проницаемости слабо изучен. В работе [27] авторами были исследованы изображения, полученные рентгеновским томографом при разрешениях 4, 6, 8, 10 мкм. Показано существенное влияние разрешения на относительные фазовые проницаемости (ОФП), рассчитанные квазистатической моделью поровых сетей, при этом никакой закономерности между разрешением и расчетными ОФП не наблюдалось. Такой результат может быть связан с тем, что представительный объем для двухфазного течения больше, чем размер образца, который возможно получить с помощью микро-КТ при условии высокого разрешения, необходимого для сохранения связности [16].

Таким образом, актуальным является анализ влияния разрешения при сканировании образцов зерна на расчетную абсолютную проницаемость, который позволяет исключить при этом неопределенности, возникающие на этапе об-

работки изображения, а также убедиться в представительности объема. В данной работе исследовано влияние разрешения трехмерной модели керна на примере модельной пористой среды, состоящей из осесимметричных конических сужений различных геометрических размеров. В отличие от работ других авторов, модель порового пространства генерируется на основе распределения пор по размерам, а не на основе трехмерного изображения. Это позволяет исключить влияние алгоритма сегментации, алгоритма реконструкции порового пространства, а также влияния сетки численного метода, т. е. целиком сконцентрироваться на проблеме качества имитации геометрии пустотного пространства.

Влияние разрешения на проницаемость одного элемента — конического сужения

Рассмотрим, как качество представления поверхности породы влияет на точность моделирования однофазного течения на примере одного элемента — осесимметричного конического сужения/расширения. Имеем коническое сужение/расширение с круговым сечением (рис. 1), которое представляет собой канал, радиус которого меняется по закону [28]:

$$\begin{aligned} r(x) &= a + b|x|, \\ a &= R_{\min}, \quad b = \frac{2(R_{\max} - R_{\min})}{L}, \end{aligned} \quad (1)$$

где $r(x)$ — местный радиус кругового сечения; R_{\min} — радиус узкой части; R_{\max} — радиус широкой части.

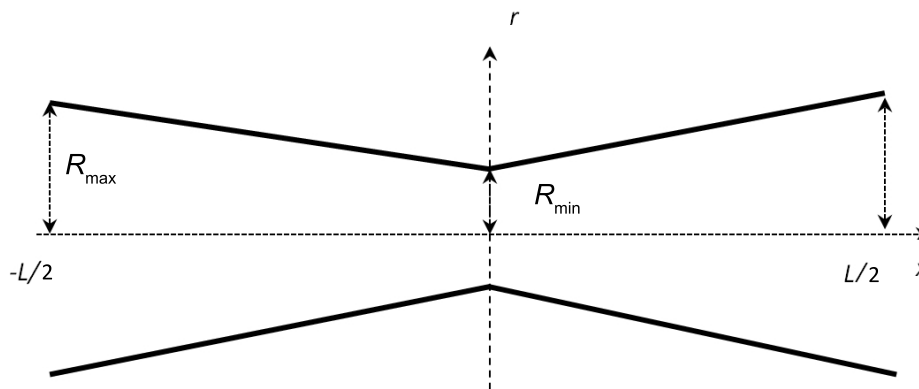


Рис. 1. Схематическое представление конической трубки и радиуса как функции расстояния

Fig. 1. Schematic representation of the radius of a conically shaped tube as a function of the distance along the tube axis

На основе исходного четкого представления границ твердой фазы элемента было сгенерировано несколько вариантов с большим шагом дискретизации поверхности. «Огрубление» поверхности канала проводилось следующим образом. Радиус как функция шага дискретизации Δx и координаты x задавалась по формуле:

$$r(x, \Delta x) = \left\lceil \frac{a}{\Delta x} \right\rceil \Delta x + \left\lceil \frac{b|x|}{\Delta x} \right\rceil \Delta x, \quad (2)$$

где $\lceil c \rceil$ — округление числа c до целого. Таким образом, радиус r всегда будет являться результатом произведения целого числа на Δx , т. е. иметь шаг Δx . В случае, когда шаг дискретизации становился больше, чем два радиуса узкой части R_{\min} , терялась гидродинамическая связь между широкими частями элемента (рис. 2). В данном случае шаг дискретизации служит аналогом разрешающей способности сканирующего томографа или размером вокселя трехмерного изображения. Кроме искажения продольного радиуса поры, происходит также искажение поперечного кругового сечения пористой среды. В данном анализе влияние этого фактора не учитывается.

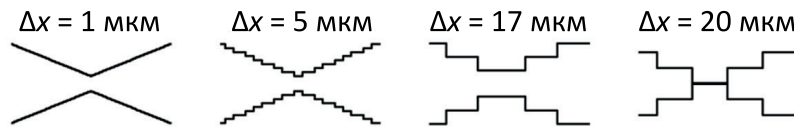


Рис. 2. Несколько вариантов ступенчатого представления канала ($R_{\min} = 10$ мкм, $R_{\max} = 50$ мкм, $L = 200$ мкм), полученные путем увеличения шага дискретизации

Fig. 2. Several cases of the channel's staircase representation ($R_{\min} = 10$ мкм, $R_{\max} = 50$ мкм, $L = 200$ мкм) obtained by increasing the discretization step

Для моделирования потерь давления на участке элемента использовался подход гидравлического радиуса [20, 29]. Согласно этому подходу, в каждом сегменте радиуса r и длиной l локально предполагается течение Пуазейля:

$$\Delta p = \frac{8Q\mu l}{\pi r^4(x)}, \quad (3)$$

где l — длина сегмента; Q — расход жидкости; μ — динамическая вязкость жидкости; Δp — перепад давления на концах сегмента длиной l . Расход считается одинаковым в каждом сегменте, однако скорость, радиус и перепад давления разные. Тогда потери давления на всем элементе можно найти, сложив потери давления в каждом сегменте. Уместно ввести понятие гидравлического радиуса. Гидравлический радиус — это радиус некоторой эквивалентной трубки, потери давления в которой равны потерям в данном элементе. Он находится по формуле [20]:

$$r_h = \left(\frac{1}{L} \int_{-\frac{L}{2}}^{\frac{L}{2}} \frac{1}{r^4} dx \right)^{-\frac{1}{4}}, \quad (4)$$

где L — длина конического сужения.

Тогда объемный расход через канал с переменным радиусом сечения:

$$Q = g\Delta p, \quad (5)$$

где $g = \frac{\pi r_h^4}{8\mu L}$ — эквивалентная проводимость канала.

В работе [28] показано, что уравнения (3)-(5) эквивалентны аналитическому решению уравнения Навье — Стокса в одномерной постановке в осесимметричной трубке переменного радиуса при следующих допущениях:

- 1) установившееся течение,
- 2) малые числа Рейнольдса — ламинарный режим течения,
- 3) параболический профиль скорости.

Зная зависимость местного радиуса $r(x, \Delta x)$ от шага дискретизации и координаты, можно вычислить гидравлический радиус, а также проводимость элемента при различных шагах дискретизации $g(x, \Delta x)$.

Для исходного (неискаженного) конического сужения/расширения гидравлическая проводимость g_a может быть рассчитана аналитически на основе решения уравнения Навье — Стокса при указанных выше допущениях [28]:

$$g_a = \frac{3\pi(R_{\max} - R_{\min})}{8\mu L} \left(\frac{1}{R_{\min}^3} - \frac{1}{R_{\max}^3} \right)^{-1}. \quad (6)$$

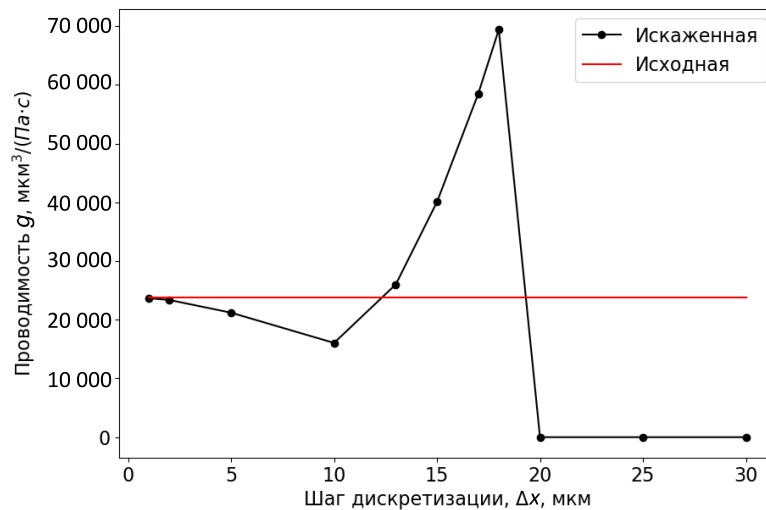


Рис. 3. График зависимости проводимости g элемента с параметрами $R_{\min} = 10$ мкм, $R_{\max} = 50$ мкм, $L = 200$ мкм от шага дискретизации Δx (черным), а также значение, вычисленное аналитически для исходной геометрии (красным)

Fig. 3. The plot of permeability k of the element with the parameters $R_{\min} = 10$ mcm, $R_{\max} = 50$ mcm, $L = 200$ mcm vs discretization step Δx (black) and analytical value (red)

На рис. 3 показана зависимость гидравлической проводимости (при $\mu = 10$ сПз) элемента от шага дискретизации Δx для искаженной геометрии, вычисленная по

формулам (3)–(5), а также значение гидравлической проводимости, вычисленное по формуле (6) для исходной геометрии. Использовалось коническое сужение/расширение с параметрами $R_{\min} = 10$ мкм, $R_{\max} = 50$ мкм, $L = 200$ мкм. Значение гидравлической проводимости ($g_a = 23\,752$), вычисленное аналитически по формуле (6), находится в пределах 0,4% от значения гидравлической проводимости, вычисленной при минимальном шаге дискретизации — $g(\Delta x = 1 \text{ мкм}) = 23\,667$. Видно, что сначала гидравлическая проводимость падает, затем, достигнув величины, равной радиусу узкой части, растет. Это связано с тем, что радиус узкой части элемента (R_{\min}) в ступенчатом представлении переоценивается по сравнению с исходным радиусом сужения. Когда шаг дискретизации достигает величины, равной двум радиусам узкой части, проницаемость становится равной нулю из-за потери гидродинамической связи между расширяющимися концами сужения.

Влияние разрешения на проницаемость модельной пористой среды

Для того чтобы оценить влияние шага дискретизации на абсолютную проницаемость всей пористой среды, была рассмотрена модель, состоящая из множества пересекающихся трубок, содержащих конические сужения и расширения со случайно сгенерированными радиусами узкой и широкой части. Элементы пористой среды образуют плоскую решетку. На рис. 4 приведено продольное сечение такой пористой среды.

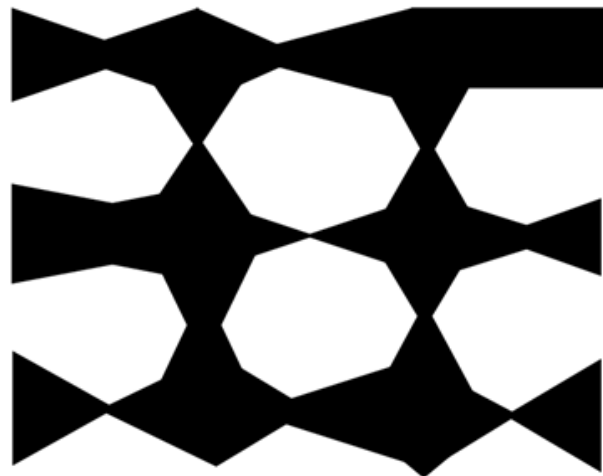


Рис. 4. Схема модельной пористой среды, состоящей из конических сужений со случайными радиусами узкой и широкой части. Темным цветом обозначено пустотное пространство, светлым — порода

Fig. 4. A schematic representation of a porous medium consisting of conical constrictions with random radii of the narrow and wide parts. Dark color denotes empty space, light color — rock

Для расчета поля давления используется подход поровой сети [2]. Давление рассчитывается в узлах, соответствующих центрам широких частей конического сужения. Для каждого узла выполняется закон сохранения массы для несжимаемой жидкости:

$$\sum_j^z q_{ij} = 0, \quad (7)$$

где q_{ij} — объемный расход между i -м и j -м узлом; z — координационное число. В данной работе $z = 4$, используется плоская модель.

Объемный расход рассчитывается по формуле:

$$q_{ij} = g_{ij}(p_i - p_j), \quad (8)$$

где p_i — давление в i -м узле; g_{ij} — проводимость элемента между узлами i и j .

На противоположных границах задавалось давление, а на боковых гранях — закрытые границы. Решая полученную систему линейных уравнений, можно найти абсолютную проницаемость из закона Дарси:

$$k = \frac{\mu q_x L_x}{A(p_{inlet} - p_{outlet})}, \quad (9)$$

где k — проницаемость; L_x — длина модельной среды; p_{inlet} — давление на входе; p_{outlet} — давление на выходе; q_x — объемный расход на выходе пористой среды; A — площадь сечения.

Модельная сеть пор состояла из различных элементов — конических сужений/расширений со случайными радиусами узкой R_{min} и широкой части R_{max} . Радиус узкой части R_{min} задавался обрезанным логнормальным распределением с плотностью вероятности:

$$p(x; \mu, \sigma, x_{max}) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma x \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln(x)-\mu)^2}{2\sigma^2}}, & x < x_{max}, \\ 0, & x > x_{max}, \end{cases} \quad (10)$$

где задавались параметры $\mu = 2$, $\sigma = 1$, $x_{max} = 100$ мкм. Радиус широкой части R_{max} задавался независимо от радиуса узкой распределением (9) с параметрами $\mu = 4$, $\sigma = 1$, $x_{max} = 100$ мкм, но не меньше, чем радиус узкой части. Длина элемента задавалась фиксированной $L = 200$ мкм. Модель содержала 80×80 элементов.

На рис. 5 показана зависимость проницаемости модельной сети пор от шага дискретизации. Видно, что проницаемость падает с повышением шага дискретизации. Это связано с потерей связности сети: некоторые поры, которые становятся не видны, перестают участвовать в фильтрации, тем самым уменьшая проницаемость. В отличие от вида зависимости для одного элемента (рис. 3), при рассмотрении сети элементов (рис. 5) занижение проницаемо-

сти за счет выбывания отдельных элементов из сети (уменьшения связности) перевесило эффект от завышения проницаемости за счет переоценки радиусов узких частей. При достижении некоторого значения шага дискретизации проницаемость падает до нуля. Такой вид кривой согласуется с известными исследованиями влияния разрешения модели на абсолютную проницаемость, рассчитанную на основе изображений керн [17], полученных численным решением уравнений Стокса на трехмерном изображении. Потеря связности цифровой модели керн и соответственно нулевая расчетная проницаемость часто встречается при работе с изображениями низкого разрешения низкопроницаемых образцов [6, 13].

Для того чтобы убедиться в представительности, из модели размером 120×120 элементов были вырезаны несколько моделей меньшего размера. На рис. 6 показан график зависимости расчетной проницаемости различных моделей пористых сред от количества элементов при различных шагах дискретизации. Видно, что представительность объема достигается при числе элементов $N_x = 70$. При этом модельные пористые среды с различным разрешением имеют примерно одинаковую длину, при которой достигается представительный объем.

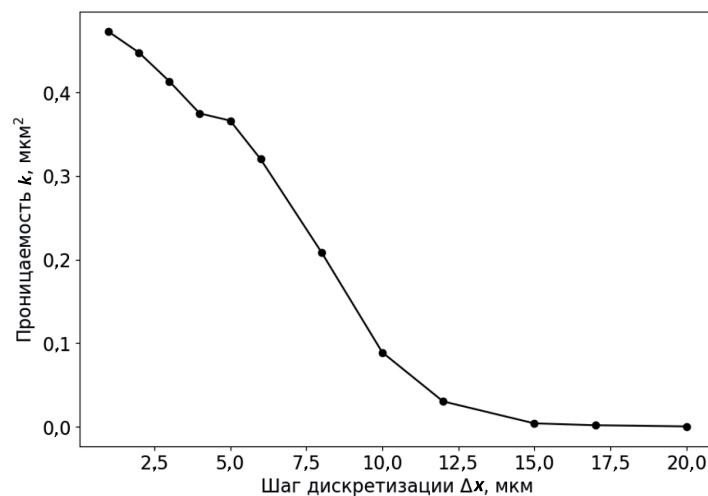


Рис. 5. График зависимости проницаемости модельной пористой среды, состоящей из конических сужений со случайными радиусами узкой и широкой части от шага дискретизации

Fig. 5. Permeability of a model porous medium consisting of conical constrictions with radii of the narrow and wide parts

Влияние разрешения на фильтрационные свойства при многофазной фильтрации будет носить более сложный характер, чем для рассмотренного случая однофазной фильтрации. Это связано с тем, что, во-первых, представительный

объем для двухфазной фильтрации существенно больше, чем для однофазной [21]. Во-вторых, движение двухфазной жидкости в пористой среде характеризуется различными видами течения: струйное, четочное, струйно-четочное [1, 15, 25]. Режимы течения зависят от капиллярного числа (при низких — четочное течение, при высоких — струйное), а также от геометрии порового пространства. Во время движения жидкостей в микроканалах сложной формы при определенных условиях возникает капиллярная неустойчивость, приводящая к разрыву струи жидкости [9, 10, 18, 20]. Существенное влияние на этот процесс оказывают свойства твердой фазы: кривизна поверхности, предельный угол смачивания [14]. При работе с изображениями низкого разрешения информация о кривизне поверхности пор искажается [7]. Это приводит к искажению относительных фазовых проницаемостей. Кроме того, кривизна поверхности поры также влияет на объем воды, удерживаемой в углах поры — местах контакта зерен. Искажение кривизны приводит к искажению расчетных значений остаточных насыщенных. К примеру, замена кругового сечения поры на квадратное приводит к переоценке воды, удерживаемой в углах поры.

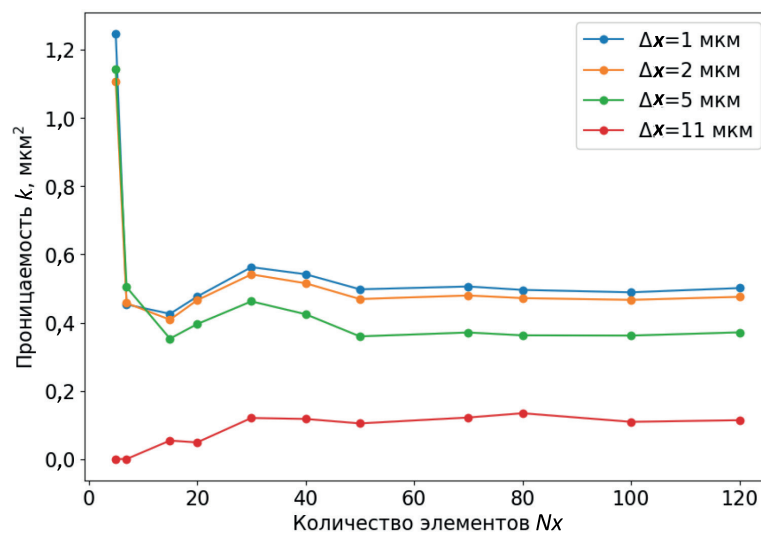


Рис. 6. Проницаемости модельных пористых сред в зависимости от количества элементов при различных шагах дискретизации

Fig. 6. Permeability of model porous media versus sample length at different discretization steps

Заключение

В данной работе исследовано влияние разрешения модели керна на расчетную абсолютную проницаемость на примере модельной пористой среды, состоящей из осесимметричных конических сужений различных геометрических размеров.

Показано, что разрешение (шаг дискретизации) существенно влияет на расчетную абсолютную проницаемость модельной пористой среды. Расчетная проницаемость падает с увеличением шага дискретизации. Это связано с тем, что малые каналы становятся не видны при низких разрешениях. Выбывание этих каналов приводит к потере связности модели.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бембель Г. С. Математическое моделирование четочного двухфазного течения в системе капиллярных каналов / Г. С. Бембель, С. В. Степанов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2015. № 6. С. 30-38.
2. Жижимонтов И. Н. Применение стохастического порово-сетевого моделирования для получения уточненной зависимости пористость — абсолютная проницаемость на примере неокотских отложений месторождения Западной Сибири / И. Н. Жижимонтов, С. В. Степанов, А. В. Свалов // Нефтяное хозяйство. 2017. № 9. С. 96-98.
3. Карсанина М. В. Влияние пространственного разрешения цифровой модели на точность моделирования в масштабе пор / М. В. Карсанина, К. М. Герке, Т. О. Сизоненко, Д. В. Корост // ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии. 2018. С. 423-427.
4. Костин Д. К. Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керн с помощью рентгеновского компьютерного томографа / Д. К. Костин, Е. Г. Кузнецов, А. П. Вилесов // Научно-технический вестник ОАО «НК „Роснефть“». 2014. № 3. С. 18-22.
5. Лазеев А. Н. Цифровой керн — текущее состояние и перспективы развития технологии в ПАО «НК „Роснефть“» / А. Н. Лазеев, Э. О. Тимашев, И. А. Вахрушева, М. Ф. Серкин, Я. И. Гильманов // Нефтяное хозяйство. 2018. № 5. С. 18-22.
6. Язынина И. В. Новый подход к исследованиям керн с помощью рентгеновской микротомографии для решения задач петрофизики / И. В. Язынина, Е. В. Шеляго, А. А. Абросимов, Н. А. Веремко, Н. Е. Грачев, Д. С. Сенин // Нефтяное хозяйство. 2017. № 3. С. 19-23.
7. Язынина И. В. Определение остаточной водонасыщенности пород-коллекторов методом рентгеновской томографии / И. В. Язынина, Е. В. Шеляго, А. А. Абросимов, Н. Е. Грачев, Д. А. Бикулов // Нефтяное хозяйство. 2018. № 3. С. 38-42.
8. Alyafei N. Sensitivity study of the effect of image resolution on predicted petrophysical properties / N. Alyafei, A. Raeini, A. Paluszny, M. J. Blunt // Transport in Porous Media. 2015. Vol. 110. № 1. Pp. 157-169. DOI: 10.1007/s11242-015-0563-0
9. Beresnev I. A. Condition for break-up of non-wetting fluids in sinusoidally constricted capillary channels / I. A. Beresnev, W. Li, R. D. Vigil // Transport in Porous Media. 2009. Vol. 80. № 3. Pp. 581-604. DOI: 10.1007/s11242-009-9381-6
10. Beresnev I. A. Theory of breakup of core fluids surrounded by a wetting annulus in sinusoidally constricted capillary channels / I. A. Beresnev, W. Deng // Physics of Fluids. 2010. Vol. 22. № 1. Article № 031001PHF. DOI: 10.1063/1.862466
11. Blunt M. J. Detailed physics, predictive capabilities and macroscopic consequences for pore-network models of multiphase flow / M. J. Blunt, M. D. Jackson, M. Piri,

- P. H. Valvatne // *Advances in Water Resources*. 2002. Vol. 25. № 8-12. Pp. 1069-1089. DOI: 10.1016/S0309-1708(02)00049-0
12. Borujeni A. T. Effects of image resolution and numerical resolution on computed permeability of consolidated packing using LB and FEM pore-scale simulations / A. T. Borujeni, N. Lane, K. Thompson, M. Tyagi // *Computers & Fluids*. 2013. Vol. 88. Pp. 753-763. DOI: 10.1016/j.compfluid.2013.05.019
 13. Botha P. Mapping permeability in low-resolution micro-CT images: a multiscale statistical approach / P. Botha, A. P. Sheppard // *Water Resources Research*. 2016. Vol. 52. № 6. Pp. 4377-4398. DOI: 10.1002/2015WR018454
 14. Deng W. Extended roof snap-off for a continuous nonwetting fluid and an example case for supercritical CO₂ / W. Deng, M. B. Cardenas, P. C. Bennett // *Advances in Water Resources*. 2014. Vol. 64. Pp. 34-46. DOI: 10.1016/j.advwatres.2013.12.001
 15. Deng W. Influence of dynamic factors on nonwetting fluid snap-off in pores / W. Deng, M. Balhoff, M. B. Cardenas // *Water Resources Research*. 2015. Vol. 51. № 11. Pp. 9182-9189. DOI: 10.1002/2015WR017261
 16. Georgiadis A. Pore-scale micro-computed-tomography imaging: nonwetting-phase cluster-size distribution during drainage and imbibition / A. Georgiadis, S. Berg, A. Makurat, G. Maitland, H. Ott // *Physical Review E*. 2013. Vol. 88. № 3. Article № 033002. DOI: 10.1103/PhysRevE.88.033002
 17. Guan K. M. Effects of image resolution on sandstone porosity and permeability as obtained from X-ray microscopy / K. M. Guan, M. Nazarova, B. Guo, H. Tchelepi, A. R. Kovscek, P. Creux // *Transport in Porous Media*. 2019. Vol. 127. № 1. Pp. 233-245. DOI: 10.1007/s11242-018-1189-9
 18. Hagedorn J. G. Breakup of a fluid thread in a confined geometry: droplet-plug transition, perturbation sensitivity, and kinetic stabilization with confinement / J. G. Hagedorn, N. S. Martys, J. F. Douglas // *Physical Review E*. 2004. Vol. 69. № 5. P. 18. DOI: 10.1103/PhysRevE.69.056312
 19. Howard J. Uncertainty quantification in image segmentation for image-based rock physics in a shaly-sandstone / J. Howard, S. Lin, S. Zhang // *Petrophysics*. 2019. Vol. 60. № 2. Pp. 240-254. DOI: 10.30632/PJV60N2-2019a2
 20. Igoshin D. Permeability of a porous medium with axisymmetric channels of variable cross-section / D. Igoshin, A. Gubkin, A. Ignatev, A. Gubaidullin // *AIP Conference Proceedings*. 2018. Vol. 2027. № 1. Article № 030052. DOI: 10.1063/1.5065146
 21. Keehm Y. Permeability and relative permeability from digital rocks: issues on grid resolution and representative elementary volume / Y. Keehm, T. Mukerji // *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. 2004. Vol. 23. № 1. Pp. 1654-1657. DOI: 10.1190/1.1845147
 22. Latief F. D. E. The effect of X-ray micro computed tomography image resolution on flow properties of porous rocks / F. D. E. Latief, U. Fauzi, Z. Irayani, G. Dougherty // *Journal of Microscopy*. 2017. Vol. 266. № 1. Pp. 69-88. DOI: 10.1111/jmi.12521
 23. Liu T. Critical resolution and sample size of digital rock analysis for unconventional reservoirs / T. Liu, X. Jin, M. Wang // *Energies*. 2018. Vol. 11. № 7. Article № 1798. DOI: 10.3390/en11071798
 24. Okabe H. Prediction of permeability for porous media reconstructed using multiple-point statistics / H. Okabe, M. J. Blunt // *Physical Review E*. 2004. Vol. 70. № 6. P. 10. DOI: 10.1103/PhysRevE.70.066135

25. Rücker M. From connected pathway flow to ganglion dynamics / M. Rücker, S. Berg, R. T. Armstrong, A. Georgiadis, H. Ott, A. Schwing, R. Neiteler, N. Brussee, A. Makurat, L. Leu, M. Wolf // *Geophysical Research Letters*. 2015. Vol. 42. № 10. Pp. 3888-3894. DOI: 10.1002/2015GL064007
26. Saxena N. Imaging and computational considerations for image computed permeability: operating envelope of Digital Rock Physics / N. Saxena, A. Hows, R. Hofmann, F. O. Alpak, J. Freeman, S. Hunter, M. Appel // *Advances in Water Resources*. 2018. Vol. 10. Pp. 127-144. DOI: 10.1016/j.advwatres.2018.04.001
27. Shah S. M. Micro-computed tomography pore-scale study of flow in porous media: effect of voxel resolution / S. M. Shah, F. Gray, J. P. Crawshaw, E. S. Boek // *Advances in Water Resources*. 2016. Vol. 95. Pp. 276-287. DOI: 10.1016/j.advwatres.2015.07.012
28. Sochi T. Newtonian flow in converging-diverging capillaries / T. Sochi // *International Journal of Modeling, Simulation, and Scientific Computing*. 2013. Vol. 4. № 3. Article 1350011. DOI: 10.1142/S1793962313500116
29. Zimmerman R. W. Permeability predictions based on two-dimensional pore space images / R. W. Zimmerman, X. Jing, P. A. Lock, M. Jurgawczynski // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition (11-14 November, Anaheim, California, USA)*. 2007. Article № SPE-110472-MS. DOI: 10.2118/110472-MS

Yakov V. SHIRSHOV¹
Sergey V. STEPANOV²

UDC 662.5

THE EFFECT OF THE DIGITAL CORE IMAGE RESOLUTION ON PERMEABILITY

¹ Lead Specialist, Tyumen Petroleum Research Center
yvshirshov@tnc.rosneft.ru

² Dr. Sci. (Tech.), Professor, Department of Applied Physics Department,
University of Tyumen; Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center
svstepanov@tnc.rosneft.ru

Abstract

Digital core analysis using three-dimensional tomographic images of the internal structure of porous media has received significant development in recent years. Three-dimensional images of the core obtained with the help of x-ray computer tomography can be used to calculate the filtration properties of rocks. However, the question of the influence of the resolution quality of the three-dimensional core image on the simulation results still remains unanswered. This paper studies the influence of the resolution of the three-dimensional image of the core on the calculated absolute permeability in the case of a model porous medium consisting of axisymmetric conical constrictions of different sizes. Based on the initial representation of the model porous medium, several models with different discretization steps were generated, which correspond to images taken with different resolution. The results show that the resolution (the degree of discretization) significantly affects the calculated absolute permeability of the porous medium. The calculated permeability decreases with increasing sampling step. This is because the small channels are not visible at lower resolutions. Elimination of these channels leads to loss of connectivity of the model.

Citation: Shirshov Ya. V., Stepanov S. V. 2019. "The effect of the digital core image resolution on permeability". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 5, no 4 (20), pp. 98-114.
DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-98-114

Keywords

Digital core analysis, tomography, image resolution, representative elementary volume, absolute permeability.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-98-114

REFERENCES

1. Bembel G. S, Stepanov S. V. 2015. "Mathematical modeling of two phase slug flow in system of capillary tubes". *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, no 6, pp. 30-38. [In Russian]
2. Zhizhimontov I. N., Stepanov S. V., Svalov A. V. 2017. "Applying a stochastic pore-network modelling to obtain refined dependence between porosity and absolute permeability by example of Neocomian deposits of the West Siberian fields". *Neftyanoe hozyajstvo*, no 9, pp. 96-98. [In Russian]
3. Karsanina M. V., Gerke K. M., Sizonenko T. O., Korost D. V. 2018. "Effect of space resolution of digital model on accuracy of pore scale modelling". In: *GeoEvraziya. Sovremennye metody izucheniya i osvoeniya neдр Evrazii*, pp. 423-427. [In Russian]
4. Kostin D. K., Kuznecov E. G., Vilesov A.P. 2014. "LLC TNNC's experience in core study using x-ray computed tomography". *Nauchno-tekhnicheskij vestnik OAO "NK 'Rosneft'"*, no 3, pp. 18-22. [In Russian]
5. Lazeev A. N., Timashev E. O., Vahrusheva I. A., Serkin M. F, Gilmanov Ya. I. 2018. "Digital Core technology development in Rosneft Oil Company". *Neftyanoye khozyajstvo*, no 5, pp. 18-22. [In Russian]
6. Yazynina I. V., Shelyago E. V., Abrosimov A. A., Veremko N. A., Grachev N. E. , Senin D. S. 2017. "Novel approach to core sample MCT research for practical petrophysics problems solution". *Neftyanoe hozyajstvo*, no 3, pp. 19-23. [In Russian]
7. Yazynina I. V., Shelyago E.V., Abrosimov A. A., Grachev N. E., Bikulov D. A. 2018. "Determination of reservoir rock residual water using X-ray computed microtomography". *Neftyanoe hozyajstvo*, no 3, pp. 38-42. [In Russian]
8. Alyafei N., Raeini A., Paluszny A., Blunt M. J. 2015. "Sensitivity study of the effect of image resolution on predicted petrophysical properties". *Transport in Porous Media*, vol. 110, no 1, pp. 157-169. DOI: 10.1007/s11242-015-0563-0
9. Beresnev I. A., Li W., Vigil R. D. 2009. "Condition for break-up of non-wetting fluids in sinusoidally constricted capillary channels". *Transport in Porous Media*, vol. 80, no 3, pp. 581-604. DOI: 10.1007/s11242-009-9381-6
10. Beresnev I. A., Deng W. 2010. "Theory of breakup of core fluids surrounded by a wetting annulus in sinusoidally constricted capillary channels". *Physics of Fluids*, vol. 22, no 1, art. 031001PHF. DOI: 10.1063/1.862466
11. Blunt M. J. Jackson M. D., Piri M., Valvatne P. H. 2002. "Detailed physics, predictive capabilities and macroscopic consequences for pore-network models of multiphase flow". *Advances in Water Resources*, vol. 25, no 8-12, pp. 1069-1089. DOI: 10.1016/S0309-1708(02)00049-0

12. Borujeni A. T., Lane N., Thompson K., Tyagi M. 2013. "Effects of image resolution and numerical resolution on computed permeability of consolidated packing using LB and FEM pore-scale simulations". *Computers & Fluids*, vol. 88, pp. 753-763. DOI: 10.1016/j.compfluid.2013.05.019
13. Botha P., Sheppard A. P. 2016. "Mapping permeability in low-resolution micro-CT images: a multiscale statistical approach". *Water Resources Research*, vol. 52, no 6, pp. 4377-4398. DOI: 10.1002/2015WR018454
14. Deng W., Cardenas M. B., Bennett P. C. 2014. "Extended Roof snap-off for a continuous nonwetting fluid and an example case for supercritical CO₂". *Advances in Water Resources*, vol. 64, pp. 34-46. DOI: 10.1016/j.advwatres.2013.12.001
15. Deng W. Balhoff M., Cardenas M. B. 2015. "Influence of dynamic factors on nonwetting fluid snap-off in pores". *Water Resources Research*, vol. 51, no 11, pp. 9182-9189. DOI: 10.1002/2015WR017261
16. Georgiadis A., Berg S., Makurat A., Maitland G., Ott H. 2013. "Pore-scale micro-computed-tomography imaging: nonwetting-phase cluster-size distribution during drainage and imbibition". *Physical Review E*, vol. 88, no 3, art. 033002. DOI: 10.1103/PhysRevE.88.033002
17. Guan K.M., Nazarova M., Guo B., Tchelepi H., Kovscek A. R., Creux P. 2019. "Effects of image resolution on sandstone porosity and permeability as obtained from X-ray microscopy". *Transport in Porous Media*, vol. 127, no 1, pp. 233-245. DOI: 10.1007/s11242-018-1189-9
18. Hagedorn J. G., Martys N. S., Douglas J. F. 2004. "Breakup of a fluid thread in a confined geometry: droplet-plug transition, perturbation sensitivity, and kinetic stabilization with confinement". *Physical Review E*, vol. 69, no 5, p. 18. DOI: 10.1103/PhysRevE.69.056312
19. Howard J., Lin S., Zhang S. 2019. "Uncertainty quantification in image segmentation for image-based rock physics in a shaly-sandstone". *Petrophysics*, vol. 60, no 2, pp. 240-254. DOI: 10.30632/PJV60N2-2019a2
20. Igoshin D. Gubkin A., Ignatev A., Gubaidullin A. 2018. "Permeability of a porous medium with axisymmetric channels of variable cross-section". *AIP Conference Proceedings*, vol. 2027, no 1, art. 030052. DOI: 10.1063/1.5065146
21. Keehm Y., Mukerji T. 2004. "Permeability and relative permeability from digital rocks: issues on grid resolution and representative elementary volume". *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, vol. 23, no 1, pp. 1654-1657. DOI: 10.1190/1.1845147
22. Latief F. D. E., Fauzi U., Irayani Z., Dougherty G. 2017. "The effect of X-ray micro computed tomography image resolution on flow properties of porous rocks". *Journal of Microscopy*, vol. 266, no 1, pp. 69-88. DOI: 10.1111/jmi.12521
23. Liu T., Jin X., Wang M. 2018. "Critical resolution and sample size of digital rock analysis for unconventional reservoirs". *Energies*, vol. 11, no 7, art. 1798. DOI: 10.3390/en11071798
24. Okabe H., Blunt M. J. 2004. "Prediction of permeability for porous media reconstructed using multiple-point statistics". *Physical Review E*, vol. 70, no 6, p. 10. DOI: 10.1103/PhysRevE.70.066135
25. Rücker M., Berg S., Armstrong R.T., Georgiadis A., Ott H., Schwing A., Neiteler R., Brussee N., Makurat A., Leu L., Wolf M. 2015. "From connected pathway flow to

- ganglion dynamics". Geophysical Research Letters, vol. 42, no 10, pp. 3888-3894.
DOI: 10.1002/2015GL064007
26. Saxena N., Hows A., Hofmann R., Alpak F. O., Freeman J., Hunter S., Appel M. 2018. "Imaging and computational considerations for image computed permeability: operating envelope of Digital Rock Physics". Advances in Water Resources, vol. 10, pp. 127-144.
DOI: 10.1016/j.advwatres.2018.04.001
27. Shah S. M., Gray F., Crawshaw J. P., Boek E. S. 2016. "Micro-computed tomography pore-scale study of flow in porous media: effect of voxel resolution". Advances in Water Resources, vol. 95, pp. 276-287. DOI: 10.1016/j.advwatres.2015.07.012
28. Sochi T. 2013. "Newtonian flow in converging-diverging capillaries". International Journal of Modeling, Simulation, and Scientific Computing, vol. 4, no 3, art. 1350011.
DOI: 10.1142/S1793962313500116
29. Zimmerman R. W., Jing X., Lock P. A., Jurgawczynski M. 2007. "Permeability predictions based on two-dimensional pore space images". SPE Annual Technical Conference and Exhibition (11-14 November, Anaheim, California, USA). SPE-110472-MS. DOI: 10.2118/110472-MS