УДК 51-72, 519.63, 552.08, 552.1

С.О. БАРКОВ, В.В. ХИМУЛЯ

S.O. BARKOV, V.V. KHIMULIA

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДОВ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД В СРЕДЕ GEODICT ПО ДАННЫМ РЕНТГЕНОВСКОЙ КОМПЬЮТЕРНОЙ ТОМОГРАФИИ**

**APPLICATION OF NUMBER MODELING METHODS TO STUDY THE FILTRATION PROPERTIES OF ROCKS IN THE GEODICT FRAMEWORK BASED ON X-RAY COMPUTED TOMOGRAPHY DATA**

*В работе представлено описание и сравнение основных методов прямого численного моделирования, применяемых в ПО Geodict Math2Market GmbH для моделирования однофазного и двухфазного потока фильтрации на трехмерных цифровых структурах горных пород, полученных на основе данных рентгеновской компьютерной томографии. Указаны основные преимущества и недостатки существующих подходов. Подробно разобраны основные принципы метода морфологии пор, применяемого для определения относительной проницаемости пород.*

*Ключевые слова: рентгеновская томография, внутренняя структура пород, фильтрационные свойства, численное моделирование, метод морфологии пор.*

*The paper presents a description and comparison of the main methods of direct numerical simulation used in Geodict Math2Market GmbH software for modeling single- and two-phase filtration flow on three-dimensional digital rock structures obtained on the basis of X-ray computed tomography data. The main advantages and disadvantages of the existing approaches are indicated. The basic principles of the pore morphology method used to determine the relative permeability of rocks are discussed in detail.*

*Keywords: X-ray tomography, internal structure of rocks, filtration properties, numerical simulation, pore morphology method.*

На сегодняшний день в условиях увеличения доли разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа требуются более совершенные подходы к изучению свойств пород-коллекторов, повышающие точность оценки их фильтрационно-емкостных свойств. Одним из сравнительно новых для нефтяной отрасли методов, дополняющих и расширяющих возможности традиционных, является рентгеновская компьютерная томография (РКТ). Технология трехмерного моделирования внутренней структуры горных пород на основе данных РКТ позволяет существенно сократить время их исследования и проводить измерения ряда характеристик, которые ранее были недоступны. Например, качественные и количественные параметры проницаемости образцов независимо от правильности или искаженности их форм. Методы трехмерной визуализации, такие как РКТ высокого разрешения или сканирующая электронная микроскопия (СЭМ) с фокусированным ионным пучком (ФИП), позволяют глубоко изучать трехмерную структуру любых пористых материалов, выявлять внутренние нетипичные зоны и неоднородности. Для нефтяной промышленности использование методов РКТ открывает новые возможности в прогнозировании притоков флюида к скважине, где определение проницаемости горной породы является ключевым параметром. К тому же определение физических-механических свойств горных пород с помощью численного моделирования на трехмерных структурах пород зачастую является экономически более выгодным по сравнению с традиционными лабораторными экспериментами. Следует отметить, что наибольшую ценность представляют исследования горных пород, совмещающие как классические лабораторные эксперименты, так и применение методов трехмерной визуализации.

В лаборатории геомеханики Института проблем механики РАН проводятся исследования внутренней структуры пород-коллекторов нефтегазовых месторождений при помощи высокоразрешающего рентгеновского микротомографа Procon X-Ray CT-MINI [1]. Для обработки массива данных получаемого в результате сканирования каждого образца применяется современное специализированное ПО Geodict Math2Market GmbH. В данной среде помимо определения физико-механических свойств пород на трехмерных цифровых структурах возможно моделирование и визуализация фильтрационных процессов. В данной работе проводиться описание и сравнение основных методов прямого численного моделирования, применяемых в ПО Geodict Math2Market GmbH для моделирования однофазного и двухфазного потока фильтрации на трехмерных цифровых структурах горных пород, полученных на основе данных рентгеновской компьютерной томографии.

Одним из первых шагов в рабочем процессе моделирования является получение, обработка и сегментация изображений для создания цифровой модели породы [2]. Эти шаги имеют решающее значение и должны быть выполнены очень тщательно. Получаемые в результате сканирования наборы трехмерных данных достаточно велики и часто могут превышать 8 миллиардов объемных элементов, называемых вокселями. Классические методы конечных элементов (МКЭ) или методы конечных объемов (МКО) не подходят для расчета физических свойств на таких больших изображениях. Слабым местом этих методов является генерация сетки, которая должна быть выполнена еще до начала моделирования и может занять больше времени, чем непосредственно решение дискретизированных дифференциальных уравнений (ДДУ). При этом во многих случаях специалисты по моделированию должны вручную корректировать сгенерированные сетки, чтобы убедиться, что моделирование сходится правильно и обеспечивает требуемую точность.

Для моделирования потока фильтрации многие исследователи используют метод решеточных уравнений Больцмана (lattice Boltzmann method, далее LBM), которые не требуют генерации сетки [3]. В LBM под решеткой (lattice) понимается набор разрешенных векторов скорости, одинаковый для каждого пространственного узла. Это согласуется со стандартным математическим определением о решетке как о структуре, с помощью которой путем параллельных переносов можно получить всю пространственную сетку. В LBM любая решетка должна содержать нулевой вектор из узла в себя самого — он описывает частицы, которые никуда не летят из данного узла. В LBM решетки обычно обозначаются аббревиатурой DnQm, где n—размерность пространства, m—число векторов в решетке. Пример сеток D2Q9, D3Q27 приведены на рисунке 1 [4].

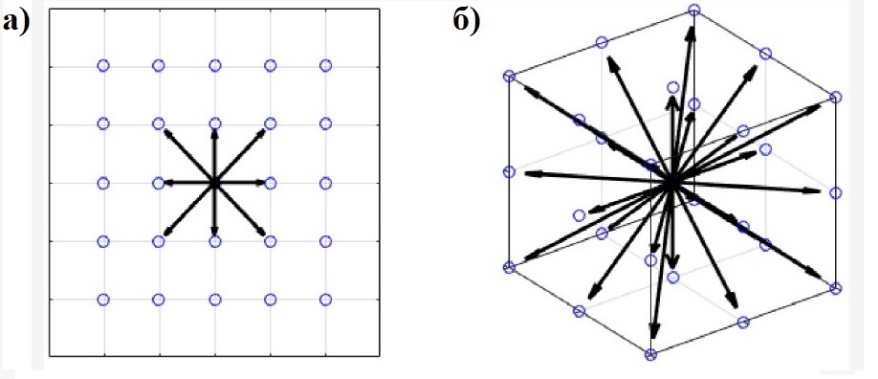


Рисунок 1 – Примеры сеток, используемых в решетчатом   
методе Больцмана (LBM): а) D2Q9, б) D3Q27 [4].

Для расчета кондуктивных/диффузионных и физико-механических свойств, большое распространение получили методы, использующие быстрое преобразование Фурье (БПФ) [5]. Как и LBM, так и методы на основе БПФ работают непосредственно на воксельной стурктуре без какого-либо предварительного формирования сетки. Главным недостатком применения LBM на трехмерных структурах является большая ресурсоемкость из-за решеток D3Qm. В связи с этим в ПО Geodict Math2Market GmbH в последние несколько лет активное развитие получили именно МКО и методы, основанные на БПФ, которые могут быть дискретизированы таким образом, чтобы работать на воксельных структуре только на исходных переменных ДДУ. Таким образом, они требуют меньше памяти, чем LBM. Для решения дискретизированных однофазных уравнений (Навье-)Стокса(-Бринкмана) применяются методы EJ (Explicit Jump) [6], SIMPLE-FFT [7] и LIR [8], которые на этапе постпроцессинга позволяют определить абсолютную проницаемость пористых сред.

Однако во многих прикладных областях исследователей интересуют свойства, зависящие от насыщенности, такие как относительная проницаемость. Для получения относительной проницаемости необходимо решить уравнения двухфазного потока вместо уравнений однофазного потока. В таких режимах течения капиллярные силы, вызванные поверхностным натяжением и капиллярным давлением, часто являются доминирующими по сравнению с вязкими силами. Решение уравнений двухфазного потока является очень сложной задачей и требует много времени. Geodict предлагает альтернативный подход - метод морфологии пор [9], также известный как метод максимальных вписанных сфер [10]. Данный метод позволяет предсказывать распределение смачивающей фазы (СФ) и несмачивающей фазы (НСФ) внутри пористой среды. Метод распределяет две жидкости с помощью морфологических операций, а не решения дифференциальных уравнений.

Существует два возможных сценария:

• Вытеснение – СФ вытекает из структуры и вытесняется НСФ;

• Впитывание – СФ впитывается в структуру и вытесняет НСФ.

Вытеснение можно представить, как проталкивание сфер в структуру порового пространства, в котором размер пор превышает определенный радиус. Радиус уменьшается в итерационном процессе, что соответствует увеличению капиллярного давления. Суперпозиция всех сфер представляет собой НСФ. Метод морфологии пор достигает такого размещения сфер за счет процессов расширения и эрозии твердой фазы с поровым пространством. Дополнительные проверки связности [11] в отношении коллекторов НСФ и СФ могут быть использованы для повышения достоверности распределений. Эти проверки связности позволяют алгоритму вводить остаточные фазы, когда части НСФ оказываются в ловушке и не могут покинуть моделируемую область. Выходом алгоритма является конечная последовательность квазистационарных состояний. Каждое состояние представляет собой трехмерное изображение, которое кодирует твердую фазу, СФ и НСФ. В качестве постобработки, уравнение Юнга-Лапласа, основанное на радиусах вписанных сфер и межфазного поверхностного натяжения, предсказывает капиллярное давление:

,

где – капиллярное давление, – поверхностное натяжение, – радиус пор, – угол контакта.

Метод был расширен Шульцем и др. [12] для обработки нескольких контактных углов в пределах одной структуры. Этого можно достичь, используя разные радиусы для процесса расширения, но один радиус для процесса эрозии. Также можно моделировать гистерезисные процессы, когда вытеснение и впитывание происходят последовательно. Наибольшее капиллярное давление, которое может быть смоделировано, зависит от длины вокселя структуры. Одним из ограничений этих методов в настоящее время является невозможность моделирования смешанной смачиваемости. Смешанная смачиваемость означает, что жидкость смачивает один материал и не смачивает другой материал в пределах одной и той же моделируемой области.

Расчет относительной проницаемости производится с помощью последовательности квазистационарных состояний. Для относительной проницаемости СФ, например, решается однофазный поток внутри СФ, а граница раздела между СФ и СНФ считается неподвижной.

Подводя итог следует отметить, что свойства пород, вычисленные различными решателями в Geodict, могут отличаться до 50% в зависимости от дискретизации и граничных условий [13]. Решатели потоков EJ, SIMPLE-FFT и LIR показали очень хорошую производительность в сравнительном исследовании с другими решателями [14]. Адаптивная сетка решателя LIR позволяет прогнозировать проницаемость на очень больших моделях горных пород с более чем 5 миллиардами вокселей [15]. Вычисленные кривые капиллярного давления по методу морфологии пор и вычисленные относительные проницаемости согласуются с результатами лабораторных измерений [16].

*Работа выполнена в рамках государственного задания, регистрационный номер темы 123021700046-4.*

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Химуля В.В., Барков С.О. Анализ изменения внутренней структуры низкопроницаемых пород-коллекторов средствами компьютерной томографии при реализации метода направленной разгрузки пласта //Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – №. 4 (39). – С. 27-42.
2. Andrä H. et al. Digital rock physics benchmarks Part I: Imaging and segmentation // Computers and Geosciences. – 2013. – Vol. 43. – P. 25-32.
3. Steiner K. and Ginzburg I. Lattice Boltzmann model for free-surface flow and its application to filling process in casting // Journal of computational physics. – 2003. – Vol. 185. – P. 61-99.
4. Bocanegra Cifuentes J.A., Borelli D., Cammi A., Lomonaco G., Misale M. Lattice Boltzmann Method Applied to Nuclear Reactors // A Systematic Literature Review. Sustainability 2020. – Vol. 12. – 7835. https://doi.org/10.3390/su12187835
5. Moulinec H., Suquet P. A FFT-Based Numerical Method for Computing the Mechanical Properties of Composites from Images of their Microstructures // IUTAM Symposium on Microstructure-Property Interactions in Composite Materials. – 1995. – Vol. 37. – P. 235-246.
6. Wiegmann A., Bube K.P. The Explicit-Jump immersed interface method: Finite difference methods for PDEs with piecewise smooth solutions // SIAM J. Numer. Anal. – 2000. – Vol. 37., I.3. –P. 827-862.
7. Patankar S.V. Numerical heat transfer and fluid flow // Taylor & Francis. – 1980. – P. 126-134.
8. Linden S. et al. The LIR space partitioning system applied to the Stokes equations // Graphical Models. – 2015. – Vol. 82. – P. 58-66.
9. Hilpert M., Miller C.T. Pore-morphology-based simulation of drainage in totally wetting porous media // Advances in Water Resources. – 2001. – Vol. 24. – P. 243-255.
10. Silin D. et al. Microtomography and Pore-Scale Modeling of Two-Phase Distribution // Transport in Porous Media. – 2011. – Vol. 86. – P. 495-515.
11. Ahrenholz B. et al. Prediction of capillary hysteresis in a porous material using lattice-Boltzmann methods and comparison to experimental data and a morphological pore network model // Advances in Water Resources. – 2008. – Vol. 31., I.9. – P. 1151-1173.
12. Schulz V. et al. Pore-Morphology-Based Simulation of Drainage in Porous Media Featuring a Locally Variable Contact Angle // Transport in Porous Media. – 2015. – Vol. 107., I.1. – P. 13-25.
13. Andrä H. et al. Digital rock physics benchmarks Part II: Computing effective properties // Computers and Geosciences. – 2013. – Vol. 43. – P. 33-43.
14. Saxena H. et al. References and benchmarks for pore-scale flow simulated using micro-CT images of porous media and digital rocks // Advances in Water Resources. – 2017. – Vol. 109. – P. 211-235.
15. Menke H.P. et al. 4D multi-scale imaging of reactive flow in carbonates: Assessing the impact of heterogeneity on dissolution regimes using streamlines at multiple length scales // Chemical Geology. – 2018. – Vol. 481. – P. 27-37.
16. Berg S. et al. Connected pathway relative permeability from pore-scale imaging of imbibition // Advances in Water Resources. – 2016. – Vol. 90. – P. 24-35.

**Барков Святослав Олегович**

Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, г. Москва

Аспирант, м.н.с. лаборатории геомеханики

Тел.: +7(495) 434-41-60

E-mail: sviatoy97@gmail.com

**Химуля Валерий Владимирович**

Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, г. Москва

К.ф.-м.н., м.н.с. лаборатории геомеханики

Тел.: +7(495) 434-41-60

E-mail: [khim@ipmnet.ru](mailto:khim@ipmnet.ru)