

УДК 552.08, 539.217

В.В. ХИМУЛЯ, к.ф.-м.н., н.с. (ИПМех РАН)  
г. Москва

## **ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В КОЛЛЕКТОРАХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БАЗЕ ЦИФРОВОГО ПОДХОДА**

Понимание геометрии порового пространства коллекторов является ключевым для прогнозирования свойств пласта и необходимо для построения точных пластовых моделей, которые используются при моделировании и оптимизации добычи [1]. Для определения фильтрационно-емкостных характеристик горных пород применяются различные лабораторные и натурные методы. Традиционные лабораторные методы включают ртутную порометрию и измерение проницаемости по газу или флюиду. Однако эти методы могут вызывать необратимые изменения структуры образцов или их разрушение, а также требуют значительных временных затрат [2]. В последние годы активно развиваются неразрушающие методы, такие как ядерно-магнитный резонанс (ЯМР) и компьютерная томография (КТ). Особенно стремительно развиваются компьютерная рентгеновская томография и цифровой анализ керн, которые зарекомендовали себя как надежные инструменты для детального изучения поровой геометрии и структуры породы. Компьютерная томография основана на прохождении рентгеновских лучей через образец, что позволяет получать трёхмерные изображения внутренней структуры материала и создавать на их основе цифровые модели [3]. С помощью цифрового анализа керн можно также оценивать проницаемость породы и проводить численное моделирование фильтрационных процессов для прогноза свойств потоков флюидов, проходящих через сеть пор [4].

В докладе представлены результаты исследования характера распределения фильтрационных свойств коллектора месторождения углеводородов. Образцы керна материала коллектора были отсканированы с применением томографической съемки. Для проведения компьютерной томографии использовался высокоразрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI [5] Института проблем механики РАН. После проведения сканирования набор проекций материала реконструируется и обрабатывается для преобразования в единый 3D проект. После чего были созданы 3D модели породы на основе сегментации (бинаризации), в ходе которой каждому вокселю (трехмерному пикселю) снимка присваивается ярлык конкретного материала [6]. Пример полученной модели показан на рис. 1(а): серым изображены воксели материала породы, черным – вок-

сели порового пространства. В структурах наблюдаются выраженные направленные вертикальные слои повышенной пористости, которые могут выступать в роли фильтрационных каналов породы.

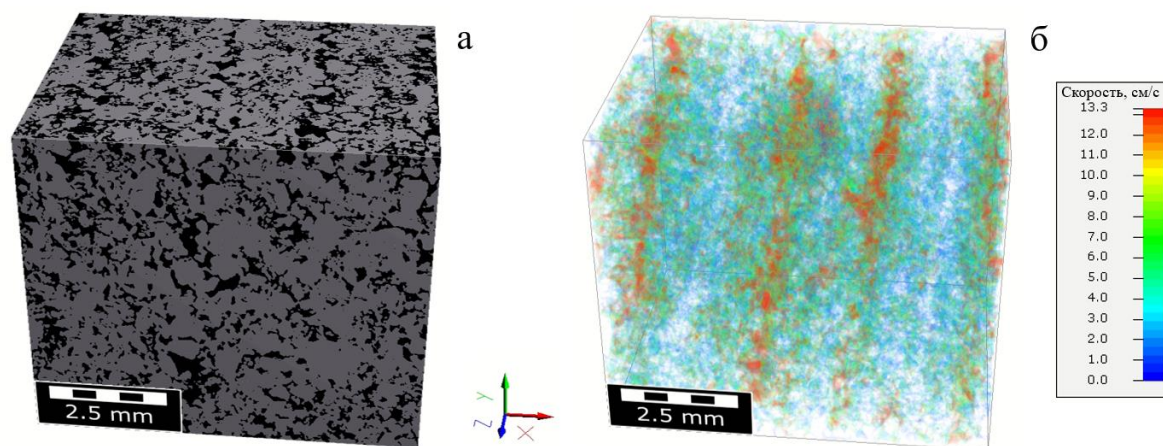


Рис. 1. Созданная 3D модель породы (серым – матрица, черным – поры) (а); распределение скоростей потока фильтрации (б)

Результат цифровой оценки емкостных свойств порового пространства показал значения пористости от 19% до 25% для различных моделей породы. Это хорошо согласуется с результатами лабораторного исследования пористости образца в 23.3%. Был проведен также количественный анализ распределения пор в образце. Средний диаметр пор составил от 50 до 90 мкм. Также был отмечен широкий диапазон распределения пор, включающий единичные поры с размерами от 200 до 550 мкм вдоль основных потоков фильтрации.

Для оценки распределения фильтрационных свойств было проведено численное моделирование процесса фильтрации через поровое пространство образцов. Моделирование выполнено средствами модуля FlowDict [7] пакета GeoDict в рамках модели Навье-Стокса. По результатам моделирования получен массив скоростей потока фильтрации в каждом вокселе структуры. Для визуализации потока построено пространственное распределение скоростей с заданной долей прозрачности. На рис. 1(б) представлены пространственные распределения скоростей потока фильтрации в структуре. Цветовая шкала от синего к красному отражает увеличение скорости потока. Из рисунка видно, что фильтрационный поток распределен неравномерно по образцу: имеются четкие выделенные каналы фильтрации, по которым преимущественно распространяется флюид. Поток фильтрации вне вертикальных выделенных направлений менее выражен и неоднороден по объему. Исходная газопроницаемость образца составляла более 1 Дарси. Ряд цифровых оценок фильтрационных свойств в рамках

решателей Навье-Стокса для центральной части образца демонстрировали значения от 1 до нескольких Дарси, что может быть связано как с неравномерностью распределения фильтрационных свойств в масштабе образца, так и ограничениями численного подхода и упрощением моделей в силу ограничений разрешения прибора. В работе [8] при сравнении результатов цифрового подхода с лабораторно измеренными характеристиками также подчеркивается, что используемый подход наиболее успешно может быть использован при анализе высокопористых однородных материалов, но не всегда отражает всю связность порового пространства, особенно в области малых пор или при их неравномерном распределении в материале. Тем не менее, он дает объективные результаты при исследовании основных фильтрационных путей в материалах. Аналогичные результаты были получены при исследовании однородных песчаников в работе [9], причем отмечается, что для увеличения сходимости значений с лабораторными данными может требоваться увеличение рассматриваемого объема породы, что сказывается на требованиях к ресурсам используемой рабочей станции.

Результаты неразрушающих цифровых исследований могут выступать ценным, а порой и необходимым дополнением к лабораторным методам исследования свойств керна. Они способствуют более рациональному использованию кернового материала, сокращению времени на определение характеристик пород и позволяют уточнять данные, полученные с помощью классических методов. Комбинированное использование цифровых и традиционных лабораторных методов обеспечивает всестороннее и полное изучение свойств пласта, что важно для решения задач, связанных с разработкой, эксплуатацией и ремонтом скважин, а также для моделирования процессов воздействия на пласт и построения моделей пластов. Использование цифровых технологий в добывающей промышленности является важным шагом на пути к рационализации использования природных ресурсов и обеспечения экологической безопасности добычи углеводородного сырья.

Работа выполнена в рамках государственного задания, номер госрегистрации 124012500441-6.

#### Список литературы:

1. Pape, H., Clauser, C., Iffland, J. Permeability prediction for reservoir sandstones and basement rocks based on fractal pore space geometry // SEG Technical Program Expanded Abstracts 1998. 1998. С. 1032–1035. DOI: 10.1190/1.1820060.
2. Ulusay, R. The present and future of rock testing: highlighting the ISRM suggested methods // The ISRM Suggested Methods for Rock Characteri-

zation, Testing and Monitoring: 2007–2014. 2014. С. 1–22. DOI: 10.1007/978-3-319-07713-0\_1.

3. Dulu, O.G. Computer axial tomography in geosciences: an overview // Earth-Science Reviews. 1999. Т. 48, № 4. С. 265–281. DOI: 10.1016/S0012-8252(99)00056-2.

4. Al-Rbeawi, S. A review of modern approaches of digitalization in oil and gas industry // Upstream Oil and Gas Technology. 2023. Т. 11. С. 100098. DOI: 10.1016/j.upstre.2023.100098.

5. Химуля, В.В. Исследование структурных особенностей порового пространства коллектора углеводородов на основе снимков рентгеновской компьютерной томографии // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Т. 4, № 43. С. 44–57. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art4.

6. Kaur, H., Kaur, N., Neeru, N. Evolution of multiorgan segmentation techniques from traditional to deep learning in abdominal CT images – A systematic review // Displays. 2022. Т. 73. С. 102223. DOI: 10.1016/j.displa.2022.102223.

7. Hilden, J., Cheng, L., Linden, S., Planas, B. FlowDict user guide: GeoDict release 2022. URL: <https://www.math2market.com/fileadmin/UserGuide/GeoDict2022/FlowDict2022.pdf> (дата обращения: 18 сентября 2024).

8. Wang, Y., Rahman, S.S. Numerical modelling of reservoir at pore scale: A comprehensive review // Journal of Computational Physics. 2023. Т. 472. С. 111680. DOI: 10.1016/j.jcp.2022.111680

9. Bird, M.B., Butler, S.L., Hawkes, C.D., Kotzer, T. Numerical modeling of fluid and electrical currents through geometries based on synchrotron X-ray tomographic images of reservoir rocks using Avizo and COMSOL // Computers & Geosciences. 2014. Т. 73. С. 6–16. DOI: 10.1016/j.cageo.2014.08.009

Информация об авторах:

Химуля Валерий Владимирович, к.ф.-м.н., научный сотрудник лаборатории геомеханики ИПМех РАН, 119526, г. Москва, пр. Вернадского, д. 101, к.1, [valery.khim@gmail.com](mailto:valery.khim@gmail.com)