

МЕЗОСКОПИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Медведев Д.А.¹, Новоселов К.В.¹, Сальников М.В.², Якушкин Н.И.¹

¹ Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН,
пр. Лаврентьева 15, Новосибирск, 630090, Россия

² Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН,
пр. Лаврентьева 1, Новосибирск, 630090, Россия

Для разработки эффективных методов повышения нефтеотдачи необходимо исследовать течения, возникающие при закачке в пористую нефтесодержащую среду воды и/или газа. Такие течения являются существенно многофазными, то есть могут содержать несколько флюидов, которые могут состоять из разных компонентов. Необходимо также учесть влияние поверхностного натяжения и взаимодействие флюидов с твердой пористой матрицей.

Поскольку лабораторные эксперименты над образцами керна являются долгими и дорогими, важным инструментом исследования служит численное моделирование. Одним из широко применяемых методов моделирования многофазных течений в пористых средах является метод решеточного уравнения Больцмана (lattice Boltzmann method, LBM) [1]. В большинстве работ, однако, рассматриваются только несмешивающиеся многофазные течения. Работ, посвященных моделированию многокомпонентных систем с возможным обменом компонентами между фазами, известно сравнительно немного [2–4].

В докладе представлена мезоскопическая модель для расчета многофазных многокомпонентных течений смесей углеводородов в пористой среде, основанная на псевдопотенциальном подходе [3]. Состояние флюида описывается общим уравнением состояния типа Пенга-Робинсона, конструируемым на основе уравнения состояния для каждого компонента. Псевдопотенциальная сила, обеспечивающая разделение фаз, делится между компонентами для обеспечения их правильного распределения между фазами.

В качестве пористой среды используются томографические изображения образцов керна с разрешением ~1 мкм, предоставленные компанией Газпромнефть. Они могут содержать как свободные поры ("жидкие" области), так и участки с микропористостью, не разрешаемые томографом ("серые" области). Для моделирования течения в таких областях вводятся силы Дарси-Бринкмана, зависящие от локальной микропористости и микропроницаемости среды.

Для ускорения расчетов модель реализована на GPU с использованием технологии распараллеливания NVidia CUDA. В расчетах возможно использовать до шести компонентов, максимальный размер области достигает 500×500×500 на видеокарте NVidia A100 с 80 ГБ памяти (максимальный размер зависит от вида образца, поскольку твердые узлы исключаются из расчета и не хранятся в памяти). При вычислении на образце керна 200×200×200 без "серых" областей время выполнения 2.5 млн. итераций, составляет 20 часов на видеокарте RTX4090 (это соответствует прокачке 4.5 поровых объемов).

Пример расчета показан на рис. 1. Размер образца керна, содержащего "серые" области, составляет

100×100×100. При закачке газа слева наблюдается вытеснение жидкости через правую границу.

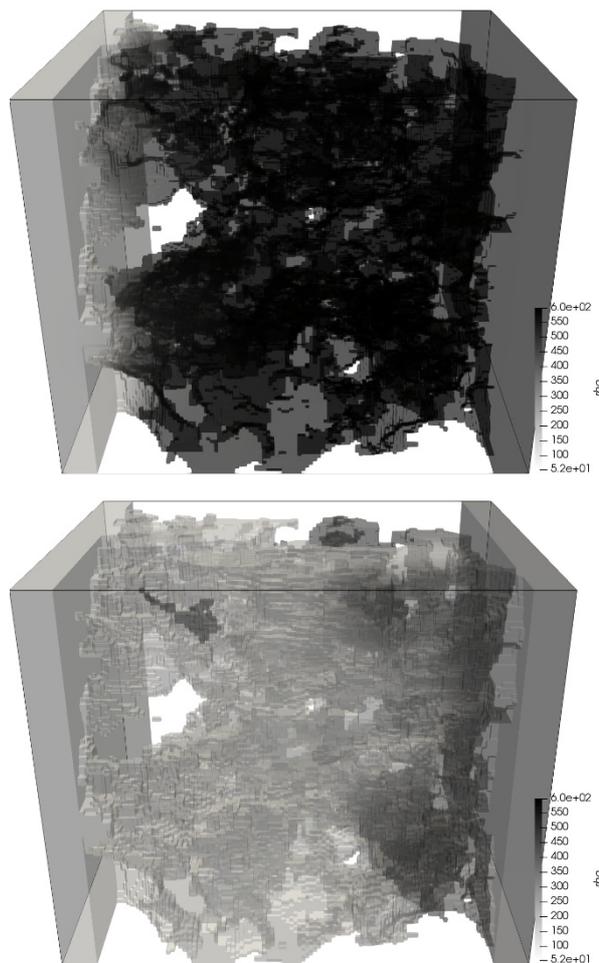


Рис. 1. Вытеснение в образце с микропористостью.
Сверху $t = 0$, снизу $t = 0.032$ с.

Список литературы:

1. Liu H., Kang Q., Leonardi C.R. et al. Multiphase lattice Boltzmann simulations for porous media applications // *Computational Geosciences*. 2016. V. 20. P. 777–805.
2. Gong B., Liu X., Qin G. A lattice Boltzmann model for multi-component vapor-liquid two phase flow // *Petroleum Exploration & Development*. 2014. V. 41, N. 5. P. 695–702.
3. Peng C., Ayala L.F., Ayala O.M. A thermodynamically consistent pseudo-potential lattice Boltzmann model for multi-component, multiphase, partially miscible mixtures // *J. Comput. Phys.* 2021. V. 429. P. 110018.
4. Soomro M., Peng C., Ayala L.F., Ayala O.M. Fugacity-based lattice Boltzmann method for multicomponent multiphase systems // *Phys. Rev. E*. 2023. V. 107, N. 11. P. 118563.

Работа выполнена за счет
НОЦ Газпромнефть-НГУ.