

В ИНГГ СО РАН развивают новые методы численного моделирования для решения прикладных задач нефтегазовой отрасли

Исследования ведут сотрудники лаборатории математического моделирования многофизических процессов в нативных и искусственных многомасштабных гетерогенных средах Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. О ключевых результатах в этом направлении рассказал заведующий лабораторией к.ф.-м.н. Сергей Игоревич Марков.

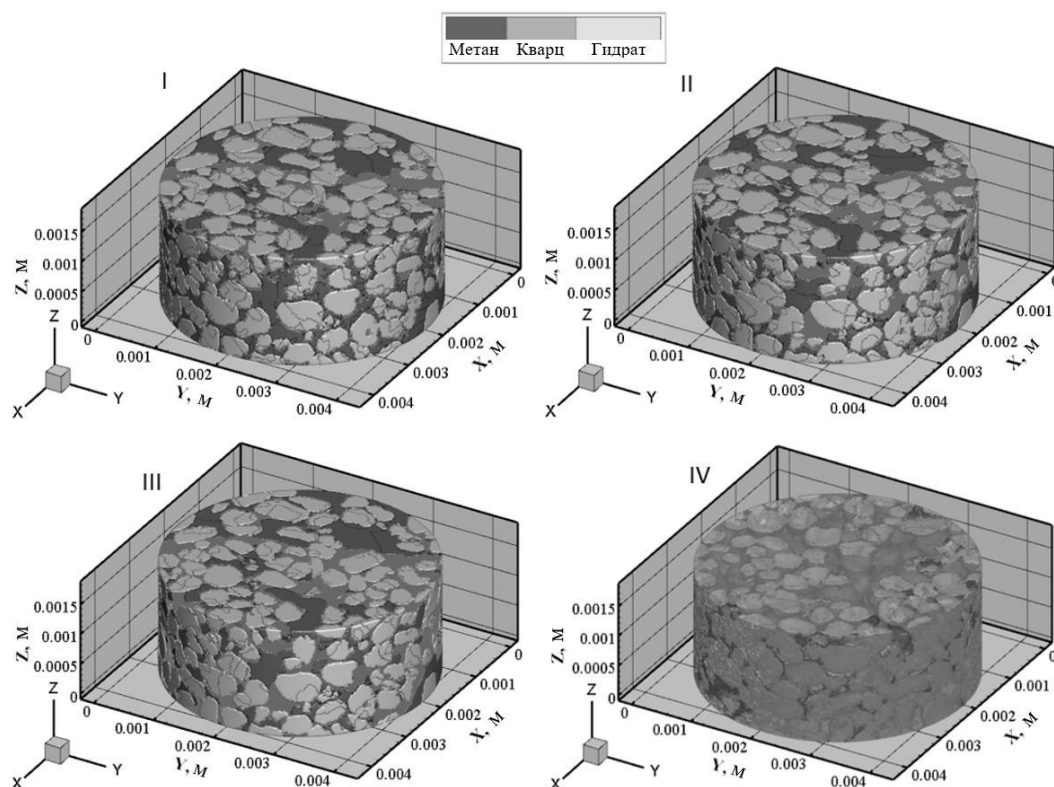
– Многомасштабность строения геологической породы – одна из проблем, с которыми сталкивается исследователь при численном моделировании физических процессов. Повышение разрешающей способности методов приводит к взрывному увеличению расходов вычислительных ресурсов, поэтому основная стратегия решения подобного класса задач заключается в применении дорогостоящих суперкомпьютеров или в редуцировании математических и сеточных моделей, – отметил С.И. Марков. – Совместно с кафедрой Вычислительных технологий Новосибирского государственного технического университета наша лаборатория занимается разработкой вычислительных схем многомасштабных, неконформных и виртуальных методов конечных элементов, которые показали себя эффективными для решения ряда прикладных задач нефтегазовой отрасли.

Изучая газовые гидраты

Газовые гидраты – это кристаллические соединения, образующиеся при включении молекул газа в полости кристаллического каркаса из молекул воды. Природные газогидраты рассматриваются как альтернативный источник природного газа, а также являются объектом исследования в контексте техногенных процессов.

Совместно с лабораторией динамических проблем сейсмики ИНГГ СО РАН под управлением к.ф.-м.н. А.А. Дучкова была поставлена и успешно решена задача о численном определении эффективного коэффициента теплопроводности гидратосодержащих образцов горных пород по данным синхротронной микротомографии.

Для построения цифровых моделей гидратосодержащих образцов по их томографическим изображениям в ИНГГ СО РАН предложили методику, учитывающую особенности томографических данных, многомасштабность геометрического строения образцов и контрастность физических характеристик фаз вещества.



Четыре стадии формирования гидрата метана. Структура образцов. Стадия I: метан 34.25%, кварц 56.09%, газовый гидрат 9.66%. Стадия II: метан 30.77%, песок 55.83%, газовый гидрат 13.40%. Стадия III: метан 28.51%, кварц 55.69%, газовый гидрат 15.80%. Стадия IV: метан 7.65%, кварц 59.30%, газовый гидрат 33.05%

Специалисты разработали ряд новых алгоритмов, в том числе, основанных на комбинированной модели машинного обучения. Эти программные решения помогут учёным повысить достоверность цифровых моделей образцов сред, содержащих газовые гидраты, при изучении их свойств – в частности, теплопроводности.

– Следует отметить согласованность полученных результатов с опубликованными теоретическими и практическими данными о процессах гидратообразования и физических свойствах сред, содержащих газовые гидраты. Безусловно, развитие современных методов численного моделирования процессов с фазовыми переходами в средах с подвижными границами внесёт ощутимый вклад в понимание механизмов формирования и диссоциации газовых гидратов в естественных условиях, – отметил С.И. Марков.

Исследуя процесс фильтрации бурового раствора

Ещё один важный результат связан с численным моделированием проникновения фильтрата бурового раствора в анизотропные нефтеводонасыщенные породы-коллекторы. Математическое моделирование физических процессов, протекающих в околоскважинной области во время бурения, поможет оптимизировать разработку месторождений углеводородов.

Совместно со специалистами из лаборатории многомасштабной геофизики ИНГГ СО РАН под научным руководством академика М.И. Эпова была поставлена задача о численном моделировании процесса фильтрации бурового раствора в нефтеводонасыщенных пластах-коллекторах при бурении скважин с учётом анизотропии абсолютной проницаемости. Это помогло специалистам сделать ряд интересных выводов.

В частности, было показано, что фильтрат бурового раствора на глинистой основе может опережающе проникать в более глубокие слои, ещё не затронутые бурением, если их проницаемость превышает проницаемость уже вскрытых слоёв. Этот вывод особо важен при инверсии данных каротажа в процессе бурения.

– Разработанное программное обеспечение будет использовано при обработке каротажных данных в совместной геоэлектрической и трёхмерной фильтрационной моделях для достоверного определения фильтрационно-ёмкостных свойств и типа флюидонасыщения пород-коллекторов, – резюмировал С.И. Марков.

Справка

Работы выполнены в рамках проекта «Приоритет-2030», гранта РФФИ (проект № 22-71-10037) и государственного задания FWZZ-2022-0030.

В исследованиях приняли участие к.ф.-м.н. С.И. Марков, к.ф.-м.н. Е.И. Штанько, С.А. Трофимова, М.И. Фокин и академик М.И. Эпов.

Опубликовано пресс-службой ИНГГ СО РАН

Иллюстрация предоставлена С.И. Марковым