

Анализ изменения внутренней структуры низкопроницаемых пород-коллекторов средствами компьютерной томографии при реализации метода направленной разгрузки пласта

В.В. Химуля*, С.О. Барков

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

E-mail: *valery.khim@gmail.com

Аннотация. В статье представлены результаты комплексных исследований изменения внутренней структуры и эволюции фильтрационных свойств низкопроницаемых пород Астраханского газоконденсатного месторождения при реализации способа повышения продуктивности скважин – метода направленной разгрузки пласта. Проведено физическое моделирование процессов деформирования и фильтрации на уникальной Испытательной системе трехосного независимого нагружения Института проблем механики РАН. Выполнено 3D-сканирование пород после испытаний на высокоразрешающем рентгеновском микротомографе ProCon CT-MINI с целью анализа изменений внутренней структуры. Получена цифровая модель породы, проведено численное моделирование фильтрационного потока в программном обеспечении GeoDict по результатам микротомографического сканирования. Рассчитаны поля скоростей и значения проницаемости для разных вычислительных моделей и способов оптимизации расчета. Проведено сравнение результатов, полученных в рамках различных моделей фильтрации, с лабораторно измеренным значением. Описаны основные различия в подходах к численной оценке проницаемости пород, сделаны выводы о применимости использованных методик моделирования. Результаты исследований позволяют сделать вывод, что метод направленной разгрузки пласта может быть успешно применен для условий Астраханского газоконденсатного месторождения и позволяет значительно улучшить фильтрационные свойства пород в окрестности скважины.

Ключевые слова: фильтрационные свойства, напряженно-деформированное состояние, истинно трехосное нагружение, метод направленной разгрузки пласта, увеличение проницаемости, повышение нефтеотдачи, рентгеновская томография, внутренняя структура пород, численное моделирование.

Для цитирования: 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. Вып. 4(39). С. 27–42. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art3>

Введение

На сегодняшний день ввиду стремительного истощения легкоизвлекаемых запасов углеводородов основное внимание смещается на освоение и разработку трудноизвлекаемых запасов, две трети которых содержится в низкопроницаемых породах. При этом крупнейшие добывающие компании стараются максимально вырабатывать уже

введенные в эксплуатацию месторождения, что является экономически более выгодным. В связи с этим огромную значимость приобретают исследования, направленные на увеличение полноты выработки месторождений и повышение нефте- и газоотдачи пластов. Особое внимание уделяется разработке и последующей эксплуатации сложных и уникальных месторождений.

В реальных геотехнических условиях в процессе бурения и эксплуатации скважин происходят существенные изменения в условиях залегания горных пород, естественное поле напряжений изменяется, становится неравнокомпонентным. Для моделирования сложного напряженно-деформированного состояния горных пород и различных геоматериалов, возникающего в реальных условиях, разработаны установки истинно трехосного нагружения, способные независимо и одновременно изменять напряжения или деформации по каждой из трех осей. Данные установки позволяют проводить физическое моделирование геомеханических процессов, происходящих в массиве горных пород при различных технологических операциях. Такие установки используются для изучения деформационных, прочностных, фильтрационных и реологических свойств горных пород в условиях неравномерного трехосного нагружения и служат незаменимым инструментом для определения параметров математических моделей, создаваемых для расчетов процессов деформирования и разрушения геоматериалов с учетом анизотропии их свойств [1].

При моделировании различных мероприятий, направленных на повышение нефте- и газоотдачи пластов, особенно важным является понимание изменения деформационных и фильтрационных свойств продуктивного пласта в условиях сложного напряженного состояния [2]. Для создания гидродинамических и геологических моделей пласта необходимо проведение глубоких и всесторонних исследований, включая лабораторный анализ кернового материала. Определение физико-механических свойств пород-коллекторов является необходимым не только для создания моделей пласта, но и

для проектирования систем разработки месторождений, прогнозирования продуктивности скважин, моделирования различных мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи пластов и увеличение полноты выработки месторождений. Одной из основных характеристик пород-коллекторов, требующих определения и детального изучения, является проницаемость, поскольку движение жидкости в поровом пространстве играет ключевую роль в процессах, происходящих в пласте [3]. Фильтрационные свойства пород призабойной зоны пласта существенным образом влияют на производительность скважин. Даже незначительное ухудшение проницаемости вблизи ствола скважины может негативно сказаться на величине ее дебита [4]. На стенках скважины во время проведения различных технологических операций могут возникать напряжения, способные вызвать разрушение пород и привести как к понижению, так и к увеличению их проницаемости [5].

Для повышения проницаемости продуктивного пласта на основе управления напряженно-деформированным состоянием в окрестности скважины в ИПМех РАН был разработан экологичный, экономичный и эффективный способ – метод направленной разгрузки пласта (НРП). Суть данного метода заключается в том, чтобы за счет создания необходимого напряженного состояния вызвать появление системы микро- и макротрещин в окрестности скважины, которые тем самым увеличат проницаемость породы [2]. Данное напряженное состояние может быть достигнуто путем понижения давления на забое скважины и выполнения ряда технологических операций, в том числе создания системы перфорационных отверстий на стенке скважины.

При этом все необходимые для конкретных месторождений значения напряжений определяются путем прямого физического моделирования на образцах породы при помощи Испытательной системы трехосного независимого нагружения (ИСТНН), разработанной и сконструированной в ИПМех РАН [2, 6].

До недавнего времени проницаемость горных пород определялась с помощью лабораторных исследований, каротажа скважин или косвенно, путем корреляции с другими свойствами горных пород [7]. На сегодняшний день одним из новых и перспективных подходов к лабораторному изучению фильтрационных свойств пород является численное моделирование процессов фильтрации на структурах, полученных с помощью микрокомпьютерной рентгеновской томографии. Данный подход существенно дополняет прямые лабораторные исследования и не оказывает влияния на целостность и внутреннюю структуру образцов горных пород.

Рентгеновская томография неоднородных сред основана на реконструкции пространственного распределения линейного коэффициента ослабления рентгеновских лучей с помощью компьютерной обработки проекций, полученных при сканировании. Результатом рентгеновской томографии является набор изображений, который в последующем реконструируется в трехмерную картину поглощения рентгеновского излучения внутри исследуемого образца [8]. Линейные размеры элементов материала, их количество, сферичность и анизотропия определяются с помощью специального программного обеспечения [9]. Для численного моделирования процессов и количественного анализа материала

необходима сегментация изображения [10]. Сегментация является методом анализа изображений, позволяющим переходить в пространстве образца от рентгеновского поглощения к пространственному распределению компонентов, составляющих образец [11]. Сегментацию можно также определить, как процесс разделения цифрового изображения материала на составляющие этот материал вещества. Сегментация может быть бинарной (двухфазной) или многофазной [12].

Эксперименты по визуализации внутреннего пространства в сочетании с моделированием фильтрационных процессов являются ценными инструментами, используемыми в промышленности для прогнозирования таких геолого-физических свойств, как пористость и проницаемость [13, 14]. Расчеты выполняются на сегментированном изображении, полученном в основном для макропористого пространства [15], то есть для пор с хорошо разрешенными границами, которые могут быть сегментированы на жидкость и зерна на воксельной основе [16].

В данной работе представлены результаты исследования внутренней структуры пород-коллекторов Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ), выполненных после трехосных испытаний на высокоразрешающем рентгеновском микротомографе ProCon X-Ray CT-MINI Института проблем механики РАН. Проведено сканирование внутреннего объема породы-коллектора мелкозернистого крепко сцементированного низкопроницаемого песчаника с разветвленной сетью макротрещин, образовавшейся после прямого физического моделирования применения метода направленной разгрузки пласта на установке ИСТНН.

Описаны подходы к обработке томографических изображений в программе GeoDict. Выполнено численное моделирование фильтрационных потоков через полученные структуры. Фильтрационные поля рассчитывались на основании решений уравнений Стокса и Навье-Стокса в модуле FlowDict пакета GeoDict. Результаты моделирования сравнивались с результатами физического эксперимента на изученных образцах пород. Были сделаны выводы о возможности использования описанных методов для оценки фильтрационных свойств горных пород. Показана возможность успешного применения метода направленной разгрузки пласта при определенной конструкции забоя скважины.

Испытательное оборудование и методология исследований

В лаборатории геомеханики ИПМех РАН на уникальной установке ИСТНН, представленной на рис. 1, была проведена серия экспериментов по физическому моделированию механических и фильтрационных процессов в продуктивных пластах Астраханского газоконденсатного месторождения при реализации метода направленной разгрузки пласта. АГКМ является одним из уникальных и трудно разрабатываемых месторождений [17]. Особенностью месторождения является сложное строение геологического разреза, аномально высокое пластовое давление, неоднородность распределения фильтрационно-емкостных свойств вдоль и перпендикулярно напластованию [18].



Рис. 1. Испытательная система трехосного независимого нагружения (ИСТНН)

Установка ИСТНН предназначена для изучения упруго-прочностных, реологических и фильтрационных свойств горных пород. Она позволяет нагружать кубические образцы породы с гранью 40 или 50 мм независимо по каждой из трех осей. Это дает возможность экспериментально воссоздавать напряженно-деформированное состояние любого типа, возникающее в пласте при проведении различных технологических операций на скважине. Также ИСТНН позволяет изучать влияние напряженно-деформированного состояния на фильтрационные свойства горных пород путем непрерывного измерения проницаемости в ходе испытания. В работе [19] была ранее продемонстрирована возможность успешного применения метода НРП при создании перфорационных отверстий на стенке необсаженной скважины.

Для проведения испытаний была создана программа нагружения для моделирования на ИСТНН напряженно-деформированного состояния в точке на поверхности перфорационного отверстия, отстоящей от необсаженной скважины на расстоянии 1,25 радиуса скважины.

Напряженное состояние в окрестности перфорационного отверстия в необсаженной скважине может быть представлено суперпозицией решений задачи Ламе [20] и задачи, аналогичной задаче Кирша [21]. В этом случае напряженное состояние может быть описано тремя главными напряжениями: кольцевым S_θ , соосным со скважиной S_z и радиальным S_r . В установке ИСТНН этим напряжениям соответствуют S_1 , S_2 , S_3 , приложенные к граням образца. Напряжение S_2 соответствует компоненте напряжения S_z , S_1 – компоненте S_θ , а S_3 – радиальной компоненте S_r .

Общая схема программы нагружения представлена на рис. 2. Точка А программы нагружения соответствует напряжениям, действующим на скелет породы до пробуривания скважины, точка В отвечает состоянию, когда скважина пробурена и давление на ее забое равно пластовому, точка С соответствует полному осушению скважины. Детально составление программ нагружения описано в работе [19].

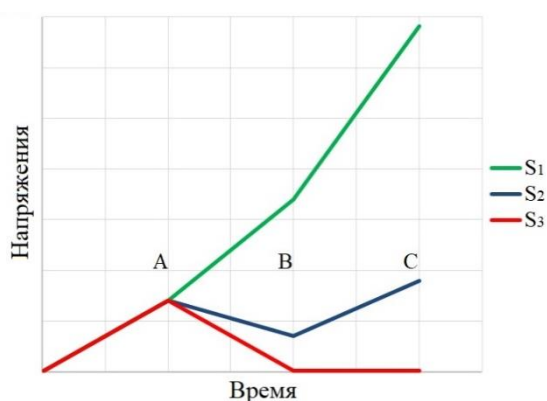


Рис. 2. Общий вид программы нагружения «Точка на поверхности перфорационного отверстия, отстоящая от необсаженной скважины на расстоянии 1,25 радиуса скважины» [19]

Для проведения компьютерной томографии и получения изображений

образцов использовался высоко-разрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI [22] Института проблем механики РАН, представленный на рис. 3. Прибор имеет жесткое основание (монолитная гранитная плита) для практического исключения влияния температурного дрейфа и точной установки рентгенооптических и других компонентов системы внутри прибора, что обеспечивает точность и стабильность измерений во всем диапазоне рабочего пространства. Рентгеновская трубка с высоким разрешением, микрофокусом и замкнутым контуром имеет регулируемый диапазон выходного напряжения от 20 кВ до 90 кВ и регулируемый диапазон тока от 10 мкА до 160 мкА. Максимальная выходная мощность трубки составляет 8 Вт. Наименьший размер фокусного пятна – 5 мкм. Высокочувствительный рентгеновский детектор с низким уровнем шума имеет число пикселей 2940 x 2304. Размер пикселя равен 49,5 мкм. Размер активной (чувствительной) области составляет 146 x 114 мм.

Реконструкция снимков проводилась с помощью программного обеспечения VGSTUDIO. Обработка трехмерных изображений осуществлялась с помощью пакета Geodict Math2Market GmbH, позволяющего проводить многомасштабную обработку 3D изображений, моделирование, визуализацию и определение свойств материалов. В дополнение к основным возможностям обработки изображений, GeoDict предлагает различные методы сегментации изображений и способы моделирования однофазного и двухфазного потоков жидкости в пористых средах.



Рис.3 Высокоразрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI Института проблем механики РАН

Поля фильтрации были рассчитаны с помощью модуля FlowDict пакета GeoDict [23]. Модуль FlowDict прогнозирует эффективные свойства материала путем моделирования экспериментов с потоком и постобработки результатов моделирования. FlowDict прогнозирует среднюю физическую скорость потока для заданного перепада давления [24] и рассчитывает проницаемость пористой структуры, применяя закон Дарси. Модуль способен рассчитывать несжимаемые стационарные ньютоновские потоки на основе уравнений Навье-Стокса с различными аппроксимациями. FlowDict прост в освоении и активно используется исследователями по всему миру для моделирования течений в широком спектре материалов [25–28]. Для численного моделирования фильтрационных процессов

в данной работе использовался решатель LIR [29].

Результаты исследований

Результаты предыдущих связанных исследований, в том числе проведенного на ИСТНН физического моделирования процессов деформирования и фильтрации в породах Астраханского месторождения детально описаны в работе [19]. Продемонстрирован процесс применения метода НРП для пластовых условий месторождения и различных типов забоя скважин.

В устных докладах авторов на Международных конференциях^{1,2} представлены результаты анализа внутренней структуры образца А4.1 с использованием компьютерной томографии, а также проведенного последующего численного моделирования.

¹ *Khimulia V.V., Barkov S.O.* Analysis of permeability changes of the Astrakhanskoye field rocks while implementing the method of directional unloading of the reservoir based on X-ray computed tomography // Earth Science: International Science and Technology Conference, Vladivostok, Russia, 25–26 October 2022.

² *Khimulia V.V., Karev V.I.* Micro-CT analysis of fractures and permeability changes in low-permeability rocks after true triaxial loading // Physical and Mathematical Modeling of Earth and Environment Processes: 8th International Scientific Conference-School for Young Scientists, Moscow, Russia, 12–14 October 2022.

В данной работе описаны результаты микротомографического исследования образца А2, изготовленного из кернового материала с глубины 3784 м и испытанного по программе моделирования напряжений в окрестности перфорационного отверстия в необсаженной скважине на расстоянии 1,25 ее радиуса.

Начальная проницаемость породы была низкой и составляла менее 1 мД. Однако после проведенного физического моделирования в образце образовалась разветвленная сеть макротрещин, выполняющая роль новых фильтрационных каналов (рис. 4).



Рис. 4. Фото образца А2 после испытаний на установке ИСТНН

В силу особенностей измерения на ИСТНН не всегда удается точно замерить конечное значение проницаемости из-за разгерметизации пленки при растрескивании породы. Для сопоставления результатов дальнейшего численного моделирования образец повторно помещался в ячейку ИСТНН. Такое измерение позволяет приблизительно оценить проницаемость уже испытанного ненагруженного образца, так как для проведения измерений необходимо

добиться некоторой величины поджатия материала по осям, что существенно влияет на раскрытость трещин. Конечное значение трещинной проницаемости было оценено в 460 мД.

После испытаний образец был помещен в камеру микротомографа ProCon CT-MINI. По результатам сканирования были получены проекции, которые впоследствии реконструировались в программном обеспечении (ПО) VGSTUDIO. По итогам реконструкции было создано трехмерное изображение образца. Дальнейшая обработка изображения выполнялась в ПО GeoDict. Были проделаны следующие этапы работы с 3D снимками: корректировка яркости, разворот и обрезка изображения, фильтрация для удаления артефактов, а также фильтрация для сглаживания изображения. Сегментация изображения, т. е. разделение вокселей на воздух и материал, была выполнена различными способами, в том числе методом Отсу, пороговым способом и применением нейросети [11]. Сегментация является одним из наиболее важных шагов к получению корректной структуры образца. По итогам сравнения полученных структур для дальнейшего моделирования использовался полученный с помощью пороговой сегментации результат.

Первый снимок образца был выполнен со следующими параметрами съемки: напряжение источника рентгеновского излучения – 90 кВ, ток – 89 мкА, время экспозиции – 0,5 с, количество усреднений – 2, размер вокселя – 44,117 мкм. Однако сегментацию полученного изображения существенно осложняло ярко выраженное напластование слоев породы. При данных параметрах съемки не удавалось однозначно определить границы макротрещин.

Для решения возникшего затруднения было решено увеличить время экспозиции и число усреднений при съемке, а также уменьшить размер вокселя. Повторное сканирование выполнялось на следующих параметрах: напряжение источника – 90 кВ, ток – 89 мкА, время экспозиции – 0,9 с, количество усреднений – 5, размер вокселя – 22,059 мкм. На итоговом изображении удалось однозначно различить границы трещин. После успешной сегментации полученная структура использовалась для проведения численного моделирования потока фильтрации флюида с помощью модуля FlowDict пакета GeoDict. Итоговый размер структуры составлял $1370 \times 1434 \times 1378$ вокселей. Были задействованы две доступные модели фильтрации: Стокса и Навье–Стокса [30]. Для воссоздания условий лабораторного измерения проницаемости были выбраны следующие параметры течения: рабочий флюид – воздух, перепад давления – 0,1 атм, температура – 20°C, граничные условия в направлении фильтрации – Periodic, implicit region – 10 вокселей [23, 30], граничные условия по боковым стенкам – No Slip [23]. Направление моделируемого потока совпадало с направлением лабораторно измеренной проницаемости в образце. Параметры решателя LIR могли различаться для корректировки стабильности вычислений. Визуализация полученной структуры и результирующего поля распределения скоростей по модели Навье–Стокса представлены на рис. 5, направление движения потока осуществляется сверху вниз. Моделирование в рамках модели Стокса показало итоговый результат расчета проницаемости образца в 2 Дарси. При этом вычисление заняло всего 1,4 часа,

а условием выхода из цикла вычислений (точностью) было условие error bound 0,1 [29].

Моделирование в рамках модели Навье–Стокса не дало результата для данной точности вычислений при стандартных параметрах решателя. При этом наблюдалась нестабильность расчета: циклическое возрастание точности на итерациях, расхождение промежуточных результатов. При вычислении задействовалось существенно большее количество ресурсов процессора и памяти, а сами вычисления не оканчивались по прошествии 14 и более часов. Получить первичную оценку в 849 мД данным методом стало возможным на данных масштабах структуры при выставлении более грубого условия окончания цикла error bound 0,2, а также подбором параметров оптимизации вычислений, таких как Multigrid, Relaxation и прочие [29]. Для получения результата с точностью error bound 0,1 потребовалось снижения параметра Relaxation до 0,1, включение Multigrid, метода Крылова и выставление оптимизации Speed для ускорения вычислений. Полученное значение проницаемости составило 664 мД, расчет занял 29 часов, а в процессе вычислений по-прежнему наблюдались скачки точности и временные расхождения.

В качестве одного из способов упрощения структуры для оптимизации вычислений было рассмотрено применение бининга 2×2 , т. е. объединение соседних пар вокселей 3D изображения для уменьшения общего числа точек. При этом происходит осреднение оттенков серого, однако итоговый объем изображения уменьшается в 8 раз. Полученная в результате бининга структура представлена на рис. 6.

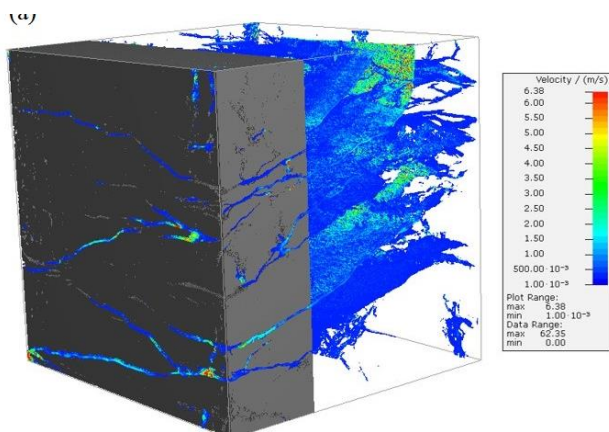


Рис. 5. Полученная структура материала, а также распределение скоростей потока фильтрации в рамках модели Навье-Стокса

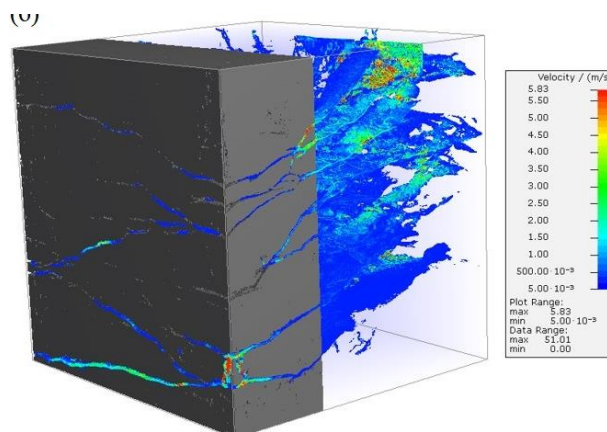


Рис. 6. Полученная в результате бининга структура, а также распределение скоростей потока фильтрации в рамках модели Навье-Стокса

Визуально заметно упрощение внешнего вида структуры, а также локальное изменение распределения скоростей потока фильтрации. Для полученной структуры было проведено моделирование в рамках модели Стокса, которое дало результат в 919 мД, затратив всего 12 минут на вычисление при error bound 0,1. Расчет в рамках модели Навье-Стокса для данного случая не требовал ручной оптимизации вычислений, продемонстрировал результат в 360 мД за 45 мин. Таким образом, время- и ресурсозатратность вычислений снизились многократно, однако результаты оценки проницаемости отличаются примерно в 2 раза по сравнению с изначальной структурой. Модель же Навье-Стокса показывает меньший разброс результатов и хорошее соответствие физически измеренной величине, в связи с чем данный метод может рассматриваться в качестве одного из способов решения проблемы неустойчивости вычислений в случае разработки соответствующей методики измерений.

Разница в результатах вычислений для двух моделей в целом предсказуема и обусловлена различиями в математических предположениях, содержащихся в моделях. Вычислительная модель, использующая

уравнения Стокса, наиболее применима при малых перепадах давления, но имеет неоспоримое преимущество – меньшее потребление вычислительных ресурсов. Модель Навье-Стокса обеспечивает более точную оценку при более высоких перепадах давления, но требует тщательных оптимизационных расчетов для успешного завершения вычислений: расчеты с использованием этих методов не всегда завершаются успешно. Для оптимизации расчетов необходимо выполнять специальные процедуры, которые используют больше памяти, ресурсов процессора или требуют больше времени.

При этом обе модели демонстрируют завышенную оценку проницаемости на изначальной структуре. Аналогичные результаты были получены для образца А4.1 (см. сноску²). Однако результат в рамках модели Навье-Стокса лучше согласуется с физически измеренным для рассматриваемой трещинной проницаемости. Подтвержденный факт роста проницаемости для данных пород Астраханского месторождения свидетельствует о возможности успешного применения метода направленной разгрузки пласта на скважинах с забоем рассмотренного вида.

Одним из способов решения проблемы высокого потребления ресурсов является выбор меньшего размера области моделирования, т. е. выбор репрезентативного объема породы. В случае моделирования многофазной фильтрации или фильтрации через многокомпонентную структуру, требования к этому объему значительно возрастают. В противном случае могут потребоваться высокопроизводительные кластерные и суперкомпьютерные ресурсы. Тем не менее, выбор репрезентативного объема становится затруднительным при рассмотрении трещинной проницаемости. Распределение макротрещин не равномерно по объему, и каждая из трещин дает весомый вклад в проницаемость. Более того, связь трещин между собой происходит в разных частях объема образца. В таких случаях нельзя ограничиться частью объема образца при моделировании, как это часто делается для рассмотрения поровой проницаемости ввиду относительной однородности распределения пор в породе. Однако при использовании крупных структур с большим числом вокселей необходимо задействовать значительно больше памяти и ресурсов процессора, а также существенно больше времени. Это показывает, что при моделировании трещинной фильтрации в породах отдавать приоритет следует экономящим вычислительные ресурсы и стабильным методам. В противном случае требуется реализовать поиск способов, ведущих к упрощению исходного изображения, структуры или алгоритмов для оптимизации вычислений. Один из способов решения проблемы – использование бининга, то есть слияния соседних пикселей. Для пористой проницаемости такой подход существенно искажает конечный результат, так как размер

пор, через которые происходит фильтрация, значительно меняется по сравнению с исходным. В случае же наличия макротрещин в породе, снижение числа пикселей изображения оказывает менее значительное влияние на результаты моделирования, при этом существенно снижая затраты ресурсов и времени.

Стоит отметить, что различия в рассчитанных и физически измеренных значениях проницаемости неизбежны даже при идеально подобранных условиях: качество исходного изображения (разрешение) и постобработка (артефакты, фильтрация, сегментация) оказывают существенное влияние на результат расчета [27]. Уменьшение размера вокселя позволяет уточнить различимые границы трещин и пор, а корректный подбор параметров сканирования минимизирует наличие артефактов изображения, которые влияют на различимость внутреннего пространства. Выбор параметров фильтрации изображения влияет на процедурное объединение пикселей для последующей сегментации и меньшее потребление ресурсов при моделировании различного рода процессов на полученной структуре. С другой стороны, сглаживание изображения или бининг снижают различимость границ порового пространства, что сказывается на вычислениях. Важным недостатком томографии в целом является неоднозначность сегментации полученных изображений, т. е. присвоение вокселям изображения ярлыков различных материалов (например, разделение на породу и воздух). В зависимости от выбранного метода сегментации и предварительной работы с изображением, распределение пор, трещин и их границ может отличаться, влияя на конечный вид получаемой структуры (и иногда весьма существенно).

В данном случае потребовалось проведение повторных сканирований для проведения корректной сегментации изображения. Отдельно стоит отметить, что модели, лежащие в основе вычислительных методов, могут давать разные результаты в зависимости от упрощений и приближений, лежащих в их основе.

При проведении исследований на большой выборке образцов породы представляется возможным определение оптимальных параметров сканирования, обработки и сегментации для точного соответствия результатов моделирования результатам физически измеренной проницаемости. После этого созданная методика может быть применена к другим образцам породы того же типа, если все параметры сканирования и обработки изображений сохраняются, а калибровка прибора точная и неизменная. На этот фактор также могут повлиять внешние условия, такие как температура. С другой стороны, результаты микротомографии могут быть дополнены другими методами исследования, например, с использованием синхротронного излучения. Однако использование дополнительного дорогостоящего оборудования снижает доступность описанного подхода в целом.

Заключение

В статье представлены результаты физического моделирования реализации способа повышения фильтрационных свойств низкопроницаемых пород – метода

направленной разгрузки пласта – на породах-коллекторах Астраханского газоконденсатного месторождения. Испытания проводились на уникальной Испытательной системе трехосного независимого нагружения (ИСТНН) Института проблем механики РАН. Проведено 3D сканирование одного из испытанных образцов на высокоразрешающем рентгеновском микротомографе ProCon CT-MINI с целью анализа изменений внутренней структуры породы. Получена цифровая модель породы. Проведено численное моделирование фильтрационного потока в ПО GeoDict на структурах, полученных по результатам микротомографического сканирования. Рассчитаны поля скоростей и значения проницаемости для разных вычислительных моделей и способов оптимизации расчета. Проведено сравнение результатов, полученных в рамках различных моделей фильтрации, с лабораторно измеренным значением. Описаны основные различия в подходах к численной оценке проницаемости пород, сделаны выводы о применимости использованных методик проведения моделирования. Результаты исследований дают основание сделать вывод, что метод направленной разгрузки пласта может быть успешно применен для условий Астраханского газоконденсатного месторождения, позволяя значительно улучшить фильтрационные свойства пород в окрестности скважины.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта Российской Федерации в лице Министерства науки и высшего образования РФ № 13.1902.21.0018 (соглашение 075-15-2020-802).

Литература

1. *Карев В.И., Химуля В.В., Шевцов Н.И.* Экспериментальные исследования процессов деформирования, разрушения и фильтрации в горных породах // Известия РАН. Механика твердого тела. 2021. № 5. С. 3–26. <https://doi.org/10.31857/S0572329921050056>
2. *Karev V., Kovalenko Y., Ustinov K.* Geomechanics of oil and gas wells. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 166 p.
3. *Ganat T.A.-A.O.* Fundamentals of reservoir rock properties. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 156 p.
4. *Boronin S.A., Tolmacheva K.I., Osiptsov A.A.* et al. Modelling of injection well capacity with account for permeability damage in the near-wellbore zone for oil fields in western siberia // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16–18 October 2017. Paper SPE-187806-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2118/187806-MS>
5. *Ковхута А.М., Кибаш М.Ф., Зайцев А.И.* и др. Влияние напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационные характеристики и дебиты скважин (на примере залежей Речицко-Вишанской зоны поднятий Припятского прогиба) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 3. С. 56–62.
6. *Karev V.I., Kovalenko Yu.F.* Triaxial loading system as a tool for solving geotechnical problems of oil and gas production // True triaxial testing of rocks / Ed. by M. Kwasniewski, X. Li, M. Takahashi. Leiden: CRC Press/Balkema, 2013. P. 301–310. <https://doi.org/10.1201/b12705>
7. *Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А.* и др. Петрофизические методы исследования кернового материала (Терригенные отложения): Учеб. пособие: В 2 кн. Кн. 1. М.: Изд-во МГУ, 2008. 112 с.
8. *Jia L., Chen M., Jin Y.* 3D imaging of fractures in carbonate rocks using X-ray computed tomography technology // Carbonates and Evaporites. 2014. Vol. 29, No. 2. P. 147–153. <https://doi.org/10.1007/s13146-013-0179-9>
9. *Diaz M., Kim K.Y., Yeom S.* et al. Surface roughness characterization of open and closed rock joints in deep cores using X-ray computed tomography // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2017. Vol. 98. P. 10–19. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2017.07.001>
10. *Герке К.М., Корост Д.В., Карсанина М.В.* и др. Изучение и анализ современных подходов к построению цифровых моделей ядра и методов моделирования многофазной фильтрации в масштабах порового пространства // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 2. С. 197–213. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20>
11. *Ar Rushood I., Alqahtani N., Wang Y.D.* et al. Segmentation of x-ray images of rocks using deep learning // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201282-MS. 13 p. <https://doi.org/10.2118/201282-MS>
12. *Blunt M.J.* Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective. Cambridge: Cambridge University Press, 2017. 498 p. <https://doi.org/10.1017/9781316145098>
13. *Menke H.P., Gao Y., Linden S., Andrew M.G.* Using nano-XRM and high-contrast imaging to inform micro-porosity permeability during Stokes–Brinkman single and two-phase flow simulations on micro-CT images // Frontiers in Water. 2022. Vol. 4. P. 935035. <https://doi.org/10.3389/frwa.2022.935035>
14. *Mostaghimi P., Blunt M.J., Bijeljic B.* Computations of absolute permeability on micro-CT images // Mathematical Geosciences. 2013. Vol. 45, No. 1. P. 103–125. <https://doi.org/10.1007/s11004-012-9431-4>

15. *Alyafei N., Raeini A.Q., Paluszny A., Blunt M.J.* A sensitivity study of the effect of image resolution on predicted petrophysical properties // *Transport in Porous Media*. 2015. Vol. 110, No. 1. P. 157–169. <https://doi.org/10.1007/s11242-015-0563-0>
16. *Cid H.E., Carrasco-Núñez G., Manea V.C.* Improved method for effective rock microporosity estimation using X-ray microtomography // *Micron*. 2017. Vol. 97. P. 11–21. <https://doi.org/10.1016/j.micron.2017.01.003>
17. *Комаров А.Ю., Пушкарева Д.А.* Комплексное исследование коллекторских свойств средневерхнеюрских отложений Астраханского газоконденсатного месторождения // *Территория Нефтегаз*. 2021. № 7–8. С. 36–42.
18. *Ревина А.В., Ревина Н.С.* Анализ результатов проведенных геолого-технических мероприятий и их влияние на компонентоотдачу // *Вестник АГТУ*. 2022. № 1(73). С. 43–49. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2022-1-43-49>
19. *Барков С.О., Шевцов Н.И.* Определение оптимальных параметров и режимов эксплуатации скважин в низкопроницаемых коллекторах на установке истинно трехосного нагружения // *Процессы в геосредах*. 2022. № 3. С. 1729–1734.
20. *Ляв А.* Математическая теория упругости / Пер. с англ. Б.В. Булгакова, В.Я. Натанзона. М.; Л: ОНТИ НГКип СССР, 1935. 674 с.
21. *Тимошенко С.П., Гудьер Дж.* Теория упругости / Пер. с англ. М.И. Рейтмана. М.: Наука, 1979. 560 с.
22. CT-MINI – ProCon X-Ray GmbH. <https://procon-x-ray.de/en/ct-mini> (Дата обращения 06.11.2022).
23. FlowDict: Single-Phase Fluid Flow. <https://www.math2market.com/geodict-software/geodict-base-modules/simulation/flowdict>. (Дата обращения 06.11.2022).
24. *Kling T., Huo D., Schwarz J.-O.* et al. Simulating stress-dependent fluid flow in a fractured core sample using real-time X-ray CT data // *Solid Earth*. 2016. Vol. 7, No. 4. P. 1109–1124. <https://doi.org/10.5194/se-7-1109-2016>
25. *Balucan R., Jing Z., Underschultz J., Steel K.M.* Coal permeability stimulation by NaClO oxidation // *The APPEA Journal*. 2019. Vol. 59, No. 2. P. 846–850. <https://doi.org/10.1071/AJ18142>
26. *Steel K.M., Jenkins D.R., Balucan R.D., Mahoney M.R.* Identification of preferential pathways in the pore microstructure of metallurgical coke and links to anisotropic strength properties // *Fuel*. 2021. Vol. 296. P. 120688. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120688>
27. *Herdle T., Xue Y., Bolton J.S.* Numerical modelling of the acoustics of low density fibrous media having a distribution of fiber sizes // *Publications of the Ray W. Herrick Laboratories*. 2017. Paper 167. 20 p. <https://docs.lib.purdue.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1172&context=herrick> (Дата обращения 08.11.2022).
28. *Soltani P., Azimian M., Wiegmann A., Zarrebini M.* Experimental and computational analysis of sound absorption behavior in needled nonwovens // *Journal of Sound and Vibration*. 2018. Vol. 426. P. 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.jsv.2018.04.007>
29. *Linden S., Wiegmann A., Hagen H.* The LIR space partitioning system applied to the Stokes equations // *Graphical Models*. 2015. Vol. 82. P. 58–66. <https://doi.org/10.1016/j.gmod.2015.06.003>
30. *Hilden J., Linden S., Planas B.* FlowDict user guide – GeoDict release 2021. Published: 18 September 2020, Reviewed: 15 June 2021 // *Math2Market*. <https://doi.org/10.30423/userguide.geodict2021-flowdict> (Дата обращения 06.11.2022).

Analysis of changes in the internal structure of low-permeability reservoir rocks by means of computed tomography after implementation of the directional unloading method

V.V. Khimulia*, S.O. Barkov

Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: *valery.khim@gmail.com

Abstract. The article presents the results of comprehensive studies of changes in the internal structure and evolution of filtration properties of low-permeability rocks of the Astrakhan gas-condensate field when implementing the method of increasing well productivity – the directional unloading method. Physical modeling of the deformation and filtration processes on the unique Triaxial Independent Load Test System of the Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences was carried out. A 3D scan of rocks after testing was performed using a ProCon CT-MINI high-resolution X-ray tomograph in order to analyze changes in the internal structure. A digital model of the rock was obtained, and numerical simulation of filtration flow in GeoDict software based on the results of microtomography scanning was performed. Velocity fields and permeability values for different computational models and computation optimization methods are calculated. The results obtained in different filtration models are compared with the laboratory measured value of permeability. The main differences in approaches to numerical estimation of rock permeability are described, and conclusions about the applicability of the modeling techniques used are made. The research results allow us to conclude that the directional unloading method can be successfully applied to the conditions of the Astrakhan gas-condensate field, allowing to significantly improve filtration properties of rocks in the vicinity of the well.

Keywords: filtration properties, stress-strain state, true triaxial loading, directional unloading method, permeability increase, enhanced oil recovery, X-ray tomography, internal rock structure, numerical simulation.

Citation: *Khimulia V.V., Barkov S.O.* Analysis of changes in the internal structure of low-permeability reservoir rocks by means of computed tomography after implementation of the directional unloading method // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 27–42. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art3> (In Russ.).

References

1. *Karev V.I., Khimulia V.V., Shevtsov N.I.* Experimental studies of the deformation, destruction and filtration in rocks // Mechanics of Solids. 2021. Vol. 56, No. 5. P. 613–630. <https://doi.org/10.3103/S0025654421050125>
2. *Karev V., Kovalenko Y., Ustinov K.* Geomechanics of oil and gas wells. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 166 p.
3. *Ganat T.A.-A.O.* Fundamentals of reservoir rock properties. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 156 p.
4. *Boronin S.A., Tolmacheva K.I., Osiptsov A.A.* et al. Modelling of injection well capacity with account for permeability damage in the near-wellbore zone for oil fields in western siberia // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16–18 October 2017. Paper SPE-187806-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2118/187806-MS>

5. *Kovkhuto A.M., Kibash M.F., Zaitsev A.I.* et al. Effect of rocks' stress-strain behavior on filtration processes and well production (by the example of accumulations of Rechitsko-Vishanskaya uplift zone of Priyatsky trough) // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2015. No 3. P. 56–62. (In Russ.).
6. *Karev V.I., Kovalenko Yu.F.* Triaxial loading system as a tool for solving geotechnical problems of oil and gas production // *True triaxial testing of rocks* / Ed. by M. Kwasniewski, X. Li, M. Takahashi. Leiden: CRC Press/Balkema, 2013. P. 301–310. <https://doi.org/10.1201/b12705>
7. *Ivanov M.K., Burlin Yu.K., Kalmykov G.A.* et al. Petrophysical methods of core material study (Terrigenous sediments): Textbook: In 2 books. Book 2. Moscow: Moscow State University, 2008. 112 p. (In Russ.).
8. *Jia L., Chen M., Jin Y.* 3D imaging of fractures in carbonate rocks using X-ray computed tomography technology // *Carbonates and Evaporites*. 2014. Vol. 29, No. 2. P. 147–153. <https://doi.org/10.1007/s13146-013-0179-9>
9. *Diaz M., Kim K.Y., Yeom S.* et al. Surface roughness characterization of open and closed rock joints in deep cores using X-ray computed tomography // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2017. Vol. 98. P. 10–19. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2017.07.001>
10. *Gerke K.M., Korost D.V., Karsanina M.V.* et al. Modern approaches to pore space scale digital modeling of core structure and multiphase flow // *Georesursy*. 2021. Vol. 23, No. 2. P. 197–213. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20> (In Russ.).
11. *Ar Rushood I., Alqahtani N., Wang Y.D.* et al. Segmentation of x-ray images of rocks using deep learning // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual, 26–29 October 2020*. Paper SPE-201282-MS. 13 p. <https://doi.org/10.2118/201282-MS>
12. *Blunt M.J.* Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective. Cambridge: Cambridge University Press, 2017. 498 p. <https://doi.org/10.1017/9781316145098>
13. *Menke H.P., Gao Y., Linden S., Andrew M.G.* Using nano-XRM and high-contrast imaging to inform micro-porosity permeability during Stokes–Brinkman single and two-phase flow simulations on micro-CT images // *Frontiers in Water*. 2022. Vol. 4. P. 935035. <https://doi.org/10.3389/frwa.2022.935035>
14. *Mostaghimi P., Blunt M.J., Bijeljic B.* Computations of absolute permeability on micro-CT images // *Mathematical Geosciences*. 2013. Vol. 45, No. 1. P. 103–125. <https://doi.org/10.1007/s11004-012-9431-4>
15. *Alyafei N., Raeini A.Q., Paluszny A., Blunt M.J.* A sensitivity study of the effect of image resolution on predicted petrophysical properties // *Transport in Porous Media*. 2015. Vol. 110, No. 1. P. 157–169. <https://doi.org/10.1007/s11242-015-0563-0>
16. *Cid H.E., Carrasco-Núñez G., Manea V.C.* Improved method for effective rock microporosity estimation using X-ray microtomography // *Micron*. 2017. Vol. 97. P. 11–21. <https://doi.org/10.1016/j.micron.2017.01.003>
17. *Komarov A.Yu., Pushkareva D.A.* Comprehensive study of reservoir properties of middle-upper jurassic deposits in the Astrakhan gas-condensate field // *Territorija Neftegaz*. 2021. No. 7–8. P. 36–42. (In Russ.).
18. *Revina A.V., Revina N.S.* Analysis of results of geological and technical measures and their impact on component recovery // *Vestnik of Astrakhan State Technical*

University. 2022. No. 1(73). P. 43–49. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2022-1-43-49> (In Russ.).

19. *Barkov S.O., Shevtsov N.I.* Determination of optimal parameters and modes of well operation in low-permeability reservoirs on a true triaxial loading unit // *Processes in Geomechanics*. 2022. No. 3. P. 1729–1734. (In Russ.)

20. *Love A.E.H.* A treatise on the mathematical theory of elasticity. Cambridge: Cambridge University Press, 1920. 624 p.

21. *Timoshenko S.P., Goodier J.N.* Theory of elasticity. New York: McGraw-Hill, 1951. 506 p.

22. CT-MINI – ProCon X-Ray GmbH. <https://procon-x-ray.de/en/ct-mini> (Accessed on 06.11.2022).

23. FlowDict: Single-Phase Fluid Flow. <https://www.math2market.com/geodict-software/geodict-base-modules/simulation/flowdict>. (Accessed on 06.11.2022).

24. *Kling T., Huo D., Schwarz J.-O.* et al. Simulating stress-dependent fluid flow in a fractured core sample using real-time X-ray CT data // *Solid Earth*. 2016. Vol. 7, No. 4. P. 1109–1124. <https://doi.org/10.5194/se-7-1109-2016>

25. *Balucan R., Jing Z., Underschultz J., Steel K.M.* Coal permeability stimulation by NaClO oxidation // *The APPEA Journal*. 2019. Vol. 59, No. 2. P. 846–850. <https://doi.org/10.1071/AJ18142>

26. *Steel K.M., Jenkins D.R., Balucan R.D., Mahoney M.R.* Identification of preferential pathways in the pore microstructure of metallurgical coke and links to anisotropic strength properties // *Fuel*. 2021. Vol. 296. P. 120688. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120688>

27. *Herdle T., Xue Y., Bolton J.S.* Numerical modelling of the acoustics of low density fibrous media having a distribution of fiber sizes // *Publications of the Ray W. Herrick Laboratories*. 2017. Paper 167. 20 p. <https://docs.lib.purdue.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1172&context=herrick> (Accessed on 08.11.2022).

28. *Soltani P., Azimian M., Wiegmann A., Zarrebini M.* Experimental and computational analysis of sound absorption behavior in needled nonwovens // *Journal of Sound and Vibration*. 2018. Vol. 426. P. 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.jsv.2018.04.007>

29. *Linden S., Wiegmann A., Hagen H.* The LIR space partitioning system applied to the Stokes equations // *Graphical Models*. 2015. Vol. 82. P. 58–66. <https://doi.org/10.1016/j.gmod.2015.06.003>

30. *Hilden J., Linden S., Planas B.* FlowDict user guide – GeoDict release 2021. Published: 18 September 2020, Reviewed: 15 June 2021 // *Math2Market*. <https://doi.org/10.30423/userguide.geodict2021-flowdict> (Accessed on 06.11.2022).