

На правах рукописи

Легостаев Дмитрий Юрьевич

**Исследование особенностей и закономерностей
фильтрационных процессов в трещиновато-пористых
средах на основе модели дискретных трещин**

Специальность 1.1.9. —
«Механика жидкости, газа и плазмы»

Автореферат
диссертации на соискание учёной степени
кандидата физико-математических наук

Тюмень — 2026

Работа выполнена в Тюменском филиале Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича Сибирского отделения Российской академии наук.

Научный руководитель: доктор физико-математических наук
Родионов Сергей Павлович

Официальные оппоненты: **Афанасьев Андрей Александрович**,
доктор физико-математических наук,
член-корреспондент РАН,
НИИ механики МГУ имени М.В. Ломоносова,
заведующий лабораторией общей гидромеханики

Поташев Константин Андреевич,
доктор физико-математических наук, доцент,
ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»,
заведующий кафедрой аэрогидромеханики
Института математики и механики
им. Н.И. Лобачевского

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук

Защита состоится «__» _____ 2026 г. в __:__ на заседании диссертационного совета 24.2.369.04 при Российском государственном университете нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина по адресу: 19991, г. Москва, Ленинский проспект, 65, корп. 1, ауд. __.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина» по адресу: 119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65, корп. 1 и на официальном сайте <http://www.gubkin.ru>.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью учреждения, просьба направлять по адресу: 19991, г. Москва, Ленинский проспект, 65, корп. 1, ученому секретарю диссертационного совета 24.2.369.04.

Автореферат разослан «__» _____ 2026 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета
24.2.369.04,
к.ф.-м.н., доцент

Кравченко Марина Николаевна

Общая характеристика работы

Актуальность темы.

Трещиноватость горных пород оказывает значительное влияние на процессы фильтрации пластовых флюидов. В частности, наличие пластовых трещин в горных породах может определяющим образом влиять на процессы разработки нефтяных и газовых месторождений [Т.Д. Голф-Рахт, 1986; R.A. Nelson, 2001; W. Narr, 2006; R. Kharrat, 2023], так как трещины, обладая высокой проводимостью, могут выступать в качестве основных каналов при фильтрации пластовых флюидов. При этом роль трещиноватости необходимо учитывать на всех стадиях разработки месторождений и, в особенности, на этапах поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи. Так, при разработке нефтяных месторождений наличие трещиноватости может приводить к быстрым прорывам закачиваемой в пласт воды к добывающим скважинам и, как следствие, к низкой эффективности вытеснения нефти. В связи с этим, учет трещиноватости необходим при организации системы поддержания пластового давления в трещиновато-пористых коллекторах [О.Н. Пичугин, 2015]. Кроме того, существенное влияние на фильтрационные свойства трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторов оказывает изменение напряженно-деформированного состояния пластовых систем, вызванное процессами добычи и закачки жидкости в пласт [P.A. Witherspoon, 1990, J. Rutqvist, 2003; К.-В. Мин, 2004; M. Zobak, 2007].

Существуют различные методы идентификации структуры и параметров системы пластовых трещин: лабораторные исследования ядерного материала, сканирование стенок скважин, гидродинамические исследования скважин, сейсмические методы и др. Однако, данные методы изучения трещиноватости горных пород не способны дать исчерпывающую информацию о строении и параметрах системы трещин, так как каждый из них имеет свои ограничения, связанные с локальностью исследования, ограничениями разрешающей способности и точности измерений, низким качеством исходной информации и/или неоднозначностью интерпретации результатов. Как следствие, строение и параметры системы трещин обладают высокой степенью неопределенности, что существенно осложняет моделирование фильтрационных процессов и снижает достоверность прогнозирования показателей разработки трещиновато-пористых коллекторов. Так как истинные значения параметров трещин в пласте не известны, становится необходимым использование вероятностных подходов к описанию системы трещин, которые предполагают задание законов распределения трещин по длине, ориентации, пространству и раскрытию.

Фильтрационные процессы в трещиновато-пористых средах существенным образом зависят от структуры и свойств системы трещин. По

этой причине важным вопросом при моделировании фильтрационных процессов является выбор подхода к моделированию, который должен учитывать ключевые особенности системы трещин. Необходимо подчеркнуть, что сложность и разнообразные структур систем трещин затрудняет математическое моделирование процессов фильтрации в трещиновато-пористых средах. В частности, применимость широко известных континуальных моделей фильтрации (модель эффективной среды, модель двойной пористости) может быть ограничена в связи с отсутствием представительного объема среды на рассматриваемом масштабе (например, масштаб характерного расстояния между скважинами или масштаб расчетной ячейки гидродинамического симулятора).

Таким образом, моделирование фильтрационных процессов в трещиновато-пористых средах является сложной и актуальной задачей как с теоретической, так и с практической точки зрения. Для повышения качества моделирования представляется актуальным расширение представлений об особенностях и закономерностях фильтрационных процессов в трещиновато-пористых средах с различной структурой системы трещин, выявление ключевых факторов и параметров трещиновато-пористых сред, влияющих на их фильтрационные характеристики и на процессы извлечения нефти.

Целью диссертационной работы является изучение особенностей и закономерностей фильтрационных процессов в деформируемых трещиновато-пористых средах с различной структурой системы трещин.

Для достижения поставленной цели были решены следующие **задачи**:

1. Разработан программный комплекс для случайной генерации систем трещин, построения расчетных сеток и численного моделирования фильтрации в деформируемых трещиновато-пористых средах;
2. Проведена множественная случайная генерация систем трещин, исследованы геометрические характеристики полученных вариантов систем трещин;
3. Исследовано влияние структуры системы трещин и напряженно-деформированного состояния среды на фильтрационные параметры трещиновато-пористых сред;
4. Исследовано влияние структуры системы трещин и напряженно-деформированного состояния среды на особенности процесса вытеснения нефти водой из трещиновато-пористых сред.

Научная новизна:

1. Исследована зависимость эквивалентной проницаемости трещиновато-пористой среды от ее напряженно-деформированного состояния и структуры системы трещин. Установлено, что структура системы трещин, характеризуемая параметром перколяции,

- оказывает первостепенное влияние на фильтрационные свойства трещиновато-пористой среды, в то время как влияние напряженно-деформированного состояния является существенным только для связанных систем трещин;
2. Предложена формула для описания зависимости эквивалентной проницаемости трещиновато-пористой среды от параметров, характеризующих структуру системы трещин, напряженно-деформированное состояние среды, деформационные и фильтрационные свойства трещин. Данная формула учитывает основные закономерности процесса фильтрации в деформируемой трещиновато-пористой среде;
 3. Исследован процесс вытеснения нефти водой из трещиновато-пористых сред для систем трещин с различной структурой. Показано, что осредненная зависимость коэффициента извлечения нефти от параметра перколяции имеет немонотонный характер, при этом минимум данной зависимости наблюдается при значениях параметра перколяции выше порога протекания;
 4. Исследована зависимость коэффициента извлечения нефти от напряженно-деформированного состояния трещиновато-пористой среды, изменение которого вызвано закачкой воды. Показано влияние давления закачки на эффективность извлечения нефти для систем трещин с различной связностью. Проведен качественный анализ зависимости доли извлеченной нефти от величины давления закачки;
 5. Исследованы зависимости коэффициентов вариации расхода добываемой жидкости (эквивалентной проницаемости) и доли извлеченной нефти от величины параметра перколяции. Получены интервалы параметра перколяции, для которых рассматриваемая расчетная область является представительным объемом. Границы данных интервалов могут быть использованы для оценки применимости континуальных моделей (модель эффективной среды, модель двойной пористости) при моделировании фильтрации в трещиновато-пористых средах.

Теоретическая и практическая значимость. Полученные в работе результаты расширяют представления об особенностях и закономерностях фильтрационных процессов в трещиновато-пористых средах. Результаты могут быть использованы при гидродинамическом моделировании процессов разработки нефтяных месторождений в условиях трещиновато-пористых коллекторов.

Методология и методы исследования. Для решения поставленных задач использовались подходы и методы механики сплошных сред,

численные методы решения уравнений фильтрации в пороупругих трещиновато-пористых средах и их программная реализация. Для моделирования фильтрационных процессов в трещиновато-пористых средах использована модель дискретных трещин.

На защиту выносятся результаты численных исследований особенностей и закономерностей однофазных и двухфазных фильтрационных течений в деформируемой трещиновато-пористой среде:

1. Расчетные зависимости эквивалентной проницаемости трещиновато-пористой среды от параметров, характеризующих структуру системы трещин и напряженно-деформированное состояние среды;
2. Формула для описания зависимости эквивалентной проницаемости трещиновато-пористой среды от параметров, характеризующих структуру системы трещин, напряженно-деформированное состояние среды, деформационные и фильтрационные свойства трещин;
3. Немонотонная осредненная зависимость коэффициента извлечения нефти от параметра перколяции и результаты анализа причин ее немонотонного поведения;
4. Расчетные зависимости коэффициента извлечения нефти от объема закачанной воды и результаты анализа влияния давления закачки на эффективность вытеснения нефти водой из трещиновато-пористых сред для систем трещин с различной степенью связности;
5. Оценка интервалов параметра перколяции для которых рассматриваемая расчетная область является представительным объемом для случаев фильтрации однофазной и двухфазной жидкости.

Достоверность результатов, представленных в работе, определяется использованием общих законов сохранения и уравнений механики сплошной среды, применением апробированных методов численного моделирования, решением тестовых задач, имеющих известные аналитические и численные решения. Результаты исследования согласуются с результатами, ранее полученными другими авторами.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались на следующих научных и научно-практических конференциях и семинарах: Международная научная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Ломоносов-2019», Москва, 8 - 12 апреля 2019г.; XVI Всероссийский семинар с международным участием «Динамика многофазных сред», Новосибирск, 30 сентября - 5 октября 2019 г.; Национальная научно-техническая конференция «Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А.П. Телкова и А.Н. Лапердина», Тюмень, 5 декабря 2019 г.; XIV Всероссийская школа-конференция молодых ученых «Проблемы механики: теория, эксперимент и новые технологии», Новосибирск - Шерегеш, 28 февраля - 06 марта 2020 г.; XXVII Всероссийская конференция с международным участием «Высокоэнергетические

процессы в механике сплошной среды», Новосибирск, 29 июня - 03 июля 2020 г.; Международная научная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Ломоносов-2020», Москва, 10 - 27 ноября 2020 г.; V международная научно-практическая конференция «Инновации для повышения эффективности сопровождения нефтегазовых активов», Пермь, 18 - 20 октября 2023 г.; Международная научно-практическая конференция «Карбонатные отложения 2024», Казань, 14-16 августа 2024 г.; Международная конференция «Трудноизвлекаемые запасы нефти», Альметьевск, 23-24 сентября 2024 г.; Российская отраслевая энергетическая конференция с международным участием РОЭК 2024, Москва, 15-17 октября 2024 г.; научные семинары Тюменского филиала Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН под руководством д.ф.-м.н., профессора А.А. Губайдуллина; семинары ООО «НефтьГазИсследование» и Центра технологического развития ПАО «Татнефть» им В.Д. Шашина.

Личный вклад. Представленные в диссертации результаты получены лично соискателем и в соавторстве с научным руководителем. Автор участвовал в постановке задач, анализе результатов и написании статей. Создание программ для численного моделирования, проведение расчетов и подготовка результатов к публикации осуществлялись лично автором диссертации.

Публикации. Основные результаты по теме диссертации изложены в 14 печатных изданиях, 5 из которых опубликованы в изданиях, рекомендованных ВАК и индексируемых Web of Science, Scopus, 8 — в тезисах докладов. Зарегистрирована 1 программа для ЭВМ.

Содержание работы

Во **введении** обосновывается актуальность исследований, проводимых в рамках данной диссертационной работы. Формулируется цель, ставятся задачи работы, излагается научная новизна и практическая значимость представляемой работы.

Первая глава посвящена анализу существующих проблем моделирования фильтрационных процессов в трещиновато-пористых средах. Рассмотрены вопросы влияния трещиноватости на процессы разработки нефтяных месторождений. Проведен обзор методов, позволяющих получить информацию о естественной трещиноватости коллектора. Отмечено, что высокая степень неопределенности исходной информации является одним из ключевых факторов, который существенно осложняет моделирование фильтрационных процессов и прогнозирование показателей разработки трещиновато-пористых коллекторов. Проведен обзор моделей и подходов к моделированию фильтрационных процессов в трещиновато-пористых средах. В качестве основных моделей отмечены: модель

эффективной среды, модель двойной пористости и модель дискретных трещин. Рассмотрены их преимущества и недостатки, а также предположения, лежащие в основе данных моделей.

Вторая глава посвящена рассмотрению подходов к моделированию фильтрационных процессов в деформируемых трещиновато-пористых средах.

Разделы 2.1 – 2.2 содержат математическую модель двухфазной двумерной фильтрации несмешивающихся слабосжимаемых жидкостей в деформируемой трещиновато-пористой среде. Для описания фильтрационных процессов используется математическая модель пороупругой среды, которая включает в себя уравнения для давления жидкости в системе матрица-трещины и уравнения для перемещений скелета горной породы, учитывающие деформационные свойства трещин. Использована модель дискретных трещин, которая предполагает непосредственное моделирование фильтрационных и деформационных процессов в каждой трещине.

Система уравнений для описания напряженно-деформированного состояния насыщенного жидкостью скелета трещиновато-пористой среды включает в себя закон сохранения импульса для пороупругой среды в квазистационарном приближении без учета объемных сил, линейный закон Гука для матрицы горной породы, деформационные соотношения для трещин [S.C. Vardis, 1983] и имеет следующий вид:

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} = 0, \quad (1)$$

$$\boldsymbol{\sigma} = \mu \nabla \mathbf{u} + \mu (\nabla \mathbf{u})^T + \lambda \mathbf{I} \text{tr}(\nabla \mathbf{u}) - b^m P_t^m \mathbf{I}, \quad (2)$$

$$\sigma_n = \frac{k_{n0} u_n^{max} u_n}{u_n^{max} - u_n} - P_t^f, \quad \sigma_s = k_s u_s, \quad (3)$$

где верхний индекс $\alpha = m$ соответствует матрице горной породы, $\alpha = f$ – трещинам, $\boldsymbol{\sigma}$ – тензор полных напряжений, \mathbf{u} – вектор перемещений скелета горной породы, b^m – коэффициент Био, P_t^α – среднее давление, \mathbf{I} – единичная матрица, λ и μ – коэффициенты Ламе, σ_n, σ_s – полные нормальные и сдвиговые напряжения в трещине, $u_n = (\mathbf{u}^+ - \mathbf{u}^-) \cdot \mathbf{n}^+$, $u_s = (\mathbf{u}^+ - \mathbf{u}^-) \cdot \boldsymbol{\tau}^+$ – относительные нормальные и сдвиговые перемещения берегов трещины, \mathbf{u}^+ и \mathbf{u}^- – вектор смещений берегов трещины + и – соответственно, $\mathbf{n}^\pm, \boldsymbol{\tau}^\pm$ – вектор нормали и касательный вектор к границам трещины, u_n^{max} – минимально возможное значение u_n , k_{n0} – начальная нормальная жесткость трещины, k_s – сдвиговая жесткость трещины.

Двухфазная фильтрация в деформируемой трещиновато-пористой среде описывается следующей системой уравнений [O. Coussy, 2004;

J. Rutqvist, 2003]:

$$\frac{S_p^m}{M_p^m} \frac{\partial P_p^m}{\partial t} + \phi^m \frac{\partial S_p^m}{\partial t} + S_p^m b^m \frac{\partial}{\partial t} (\nabla \cdot \mathbf{u}) = -\nabla \cdot \mathbf{v}_p^m, \quad (4)$$

$$\mathbf{v}_p^m = -\frac{k^m k_{rp}^m}{\mu_p} \nabla P_p^m, \quad (5)$$

$$S_p^f \delta C_p \frac{\partial P_p^f}{\partial t} + \frac{\partial S_p^f}{\partial t} + S_p^f \frac{\partial u_n}{\partial t} = -\frac{\partial q_p^f}{\partial x^f} - q_p^+ - q_p^-, \quad (6)$$

$$q_p^f = -\frac{\delta^3 k_{rp}^f}{12\mu_p} \frac{\partial P_p^f}{\partial x^f}, \quad (7)$$

$$q_p^\pm = -\frac{k^m k_{rp}^m}{\mu_p} \frac{\partial P_p^m}{\partial \mathbf{n}_\pm}, \quad (8)$$

$$\sum_{p=w,o} S_p^\alpha = 1, \quad (9)$$

$$P_{cow}^m = \sigma \cos(\theta) \sqrt{\frac{\phi^m}{k^m}} J(S_w^m), \quad P_{cow}^f = 0, \quad (10)$$

где нижний индекс $p = w$ соответствует воде, $\alpha = o$ — нефти, S_p^α — насыщенность фазой, P_p^α — давление фазы, $\frac{1}{M_p^m} = C_p \phi^m + \frac{b^m - \phi^m}{K_s}$ — модуль Био пористой среды, C_p — сжимаемость фазы, ϕ^m — пористость матрицы горной породы, K_s — объемный модуль зерен горной породы, \mathbf{v}_p^m — скорость фильтрации фазы в поровом пространстве, k^α — абсолютная проницаемость, k_{rp}^α — относительная фазовая проницаемость, μ_p — вязкость фазы, δ — раскрытость трещины, x^f — координата, изменяющаяся вдоль трещины, q_p^f — поток фазы вдоль трещины, q_p^\pm — удельный расход через границы трещины, σ — коэффициент межфазного натяжения, θ — краевой угол смачивания.

Приведенные выше уравнения двухфазной фильтрации в деформируемой трещиновато-пористой среде (1 – 10) образуют замкнутую систему, которая в разделе 2.3 дополнена граничными условиями.

Рассмотрен процесс вытеснения нефти водой из изначально насыщенной нефтью трещиновато-пористой среды, находящейся в квадратной области $\Omega = \{0 \leq x \leq L; 0 \leq y \leq L\}$ с границами: $\Gamma_n = \{0 \leq x \leq L; y = L\}$, $\Gamma_s = \{0 \leq x \leq L; y = 0\}$, $\Gamma_w = \{x = 0; 0 \leq y \leq L\}$ и $\Gamma_e = \{x = L; 0 \leq y \leq L\}$. Вода с постоянным давлением P_{inj} закачивается через границу расчетной области Γ_w ($S_w^\alpha|_{\Gamma_w} = 1$). На противоположной границе Γ_e происходит добыча водонефтяной смеси при постоянном давлении P_{prod} . На границах расчетной области Γ_n и Γ_s задано условие непротекания. Трещиновато-пористая среда при этом находится под воздействием внешних сжимающих напряжений σ_b .

Изначально трещиновато-пористая среда насыщена нефтью $S_w^\alpha|_\Omega = 0$. В начальный момент времени давления нефти в поровом пространстве и трещинах равны между собой $P_o^m|_\Omega = P_o^f|_\Omega = P_{init}$, а поле перемещений \mathbf{u}_{init} и раскрытие трещин δ_{init} определяются из решения поставленной задачи для невозмущенного поля давления при $P_{inj} = P_{prod} = P_{init}$.

В **разделе 2.4** приведена методика численного моделирования. Для учета положения трещин внутри расчетной области использованы неструктурированные расчетные сетки, построение которых проведено с помощью открытого пакета Gmsh [С. Geuzaine, 2009]. Для построения дискретного аналога приведенной выше системы уравнений использовался метод контрольных объемов [Т. Tang2015]. Для численного решения системы уравнений двухфазной фильтрации использован IMPES-метод [Р.Д. Каневская, 2002]. Расщепление системы уравнений пороупругости для трещиноватой среды реализовано с помощью схемы «с фиксированными напряжениями» (fixed-stress split) [J. Kim, 2011], которая является безусловно устойчивой.

В **разделе 2.5** обсуждаются результаты тестирования программной реализации вычислительного модуля для численного моделирования двухфазной фильтрации в деформируемой трещиновато-пористой среде.

В **разделе 2.6** кратко приведены основные результаты второй главы.

Третья глава посвящена исследованию некоторых особенностей геометрического строения трещиновато-пористых сред. Для проведения исследования использовались системы трещин полученные путем множественной случайной генерации.

В **разделе 3.1** представлен используемый степенной закон распределения трещин по длинам, рассмотрены некоторые геометрические характеристики систем трещин.

В рассматриваемой области Ω расположена система трещин, состоящая из трещин со случайным положением и ориентацией. Плотность распределения длинам трещин $f(l)$ задана нормированной на единицу степенной функцией вида [Е. Bonnet, 2001]:

$$f(l) = Al^{-a}, \quad (11)$$

где $l \in [l_{min}, l_{max}]$ — длина трещины, l_{min} и l_{max} — минимальная и максимальная дина трещин соответственно, a — показатель степени, A — нормировочная константа, такая что $\int_{l_{min}}^{l_{max}} f(l)dl = 1$.

При рассмотрении квадратной области с размером стороны L геометрические свойства системы трещин можно охарактеризовать концентрацией трещин n , площадной плотностью трещин γ [Т.Д. Голф-Рахт 1986] и параметром перколяции p (англ. the percolation parameter [О. Bour, 1997]),

выражения для которых имеют вид:

$$n = \frac{n_f}{L^2}, \quad \gamma = \frac{1}{L^2} \sum_{i=1}^{n_f} l'_i, \quad p = \frac{1}{L^2} \sum_{i=1}^{n_f} l'^2_i,$$

где n_f — количество трещин, лежащих в области Ω , l'_i — длина сегмента i -ой трещины, находящегося в расчетной области.

Параметр перколяции p является безразмерной величиной и характеризует степень связности системы трещин. Связность системы трещин возрастает с ростом величины p . При этом важной характеристикой системы трещин является критическое значение $p = p_c$ (порог протекания), при котором в системе образуется перколяционный кластер.

В разделе 3.2 рассмотрен алгоритм генерации системы трещин. Варианты системы трещин, полученные при случайной генерации, могут обладать геометрией, требующей чрезмерного измельчения расчетной сетки. В связи с этим на процесс генерации системы трещин были наложены ограничения, позволяющие избежать подобного измельчения: заданы минимальное расстояние между непересекающимися трещинами и между точками пересечения трещин d_{min} , минимальный угол пересечения трещин θ_{min} .

В разделе 3.3 приведены варианты систем трещин, полученные в результате множественной случайной генерации. Рассмотрены системы трещин с различными показателями степени в (11) $a = 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5$ и количеством трещин в системе $n_f = 50, 100, 150, 200$. Для каждой пары значений параметров a и n_f было создано 40 реализаций систем трещин. Таким образом, всего в работе рассмотрено $N = 5 \cdot 4 \cdot 40 = 800$ вариантов систем трещин. Размер стороны расчетной области L задавался равным 250 м, что соответствует характерному расстоянию между скважинами при разработке нефтяных пластов.

Некоторые примеры сгенерированных систем трещин для каждой из пар (n_f, a) и соответствующие им значения γ и p приведены на рис. 1. Видно, что по мере уменьшения a увеличивается характерная длина трещин, возрастает их связность. Так, при $a = 3.5$ в области преобладают трещины малой длины изолированные друг от друга. При $a = 1.5$, напротив, большинство трещин включено в один кластер.

В разделе 3.4 исследована связность рассматриваемых систем трещин.

Рассмотрена связь противоположных границ расчетной области Γ_w (inj) и Γ_e ($prod$), которые выступают в качестве линейного источника и стока (рис. 2). Для рассматриваемого набора систем трещин в 357 случаях возникает перколяционный кластер и в 443 случаях противоположные границы несвязны. На рис. 3 в виде гистограммы приведена зависимость

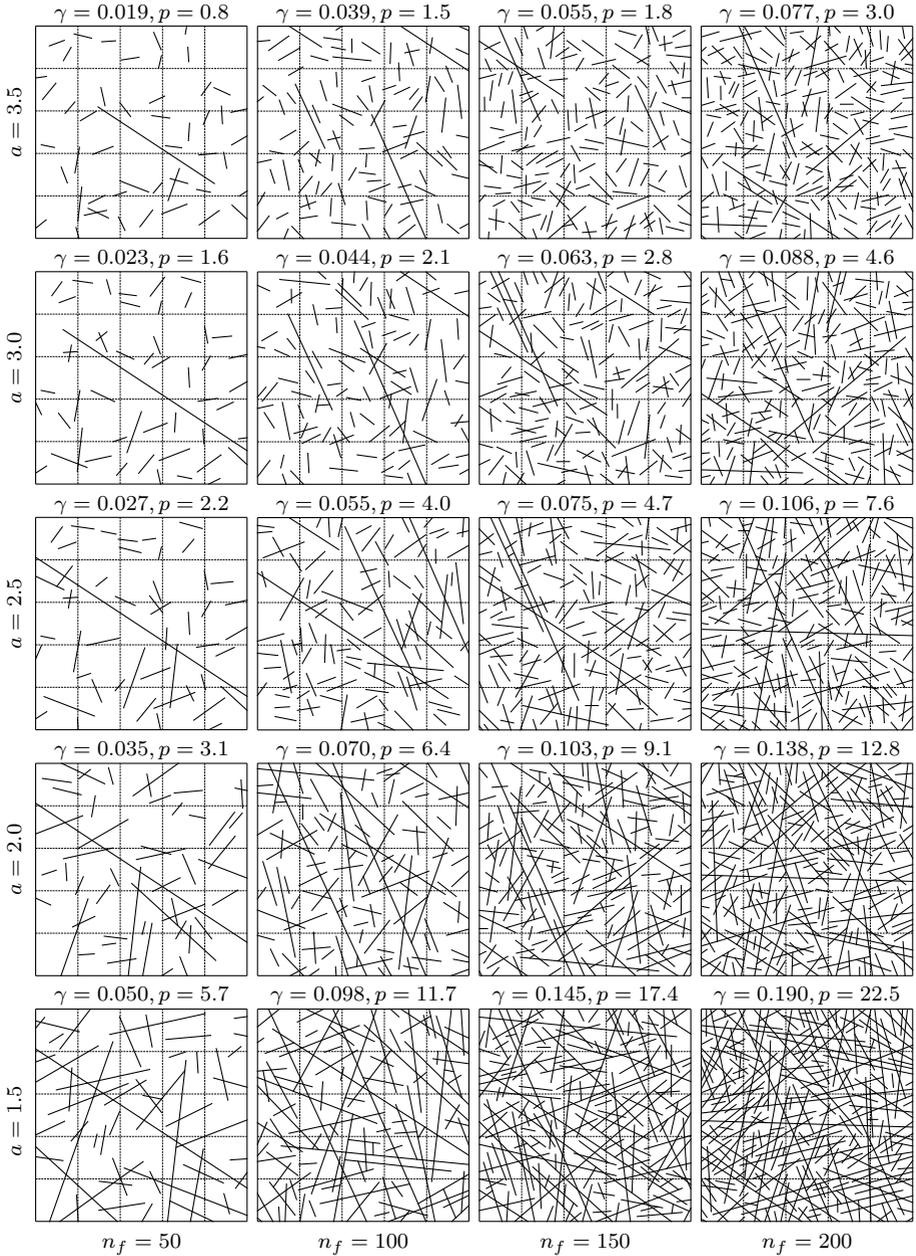


Рис. 1 — Примеры вариантов сгенерированных систем трещин с различными показателями a в законе распределения трещин по длинам (строки) и количеством трещин в системе n_f (столбцы). Для каждой системы трещин приведена площадьная плотность системы трещин γ и параметр перколяции p

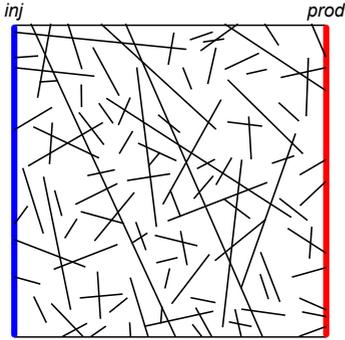


Рис. 2 — Схематическое представление расчетной области, где *inj* и *prod* обозначают источник и сток соответственно

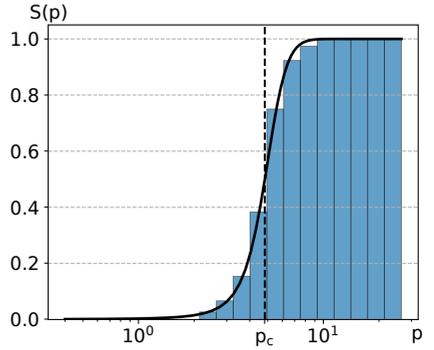


Рис. 3 — Зависимость вероятности связи противоположных границ расчетной области по системе трещин от величины параметра перколяции p . Порог протекания $p_c = 4.8$

вероятности возникновения перколяционного кластера от параметра перколяции p , которая аппроксимирована сигмоидой:

$$S(p) = \frac{1}{1 + e^{-\varepsilon(p-p_c)}}, \quad (12)$$

где p_c — порог протекания, параметр ε определяет ширину критической области. Для конечной системы порогу протекания p_c соответствует значение, при котором вероятность возникновения перколяционного кластера $S(p) = 0.5$, т.е. при $p = p_c$ с вероятностью 0.5 источник и сток оказываются связаны по системе трещин. В результате аппроксимации из (12) получено значение $p_c = 4.8$.

Аналогичным образом рассмотрена связь между вертикальными нагнетательной и добывающей скважинами, которые рассматриваются как точечный источник и сток. Скважины располагались симметрично относительно центра расчетной области. Координаты скважин выбраны таким образом, чтобы расстояние между источником и стоком было равно L .

Для рассматриваемого набора систем трещин перколяционный кластер возникает только в 143 случаях, в остальных 657 случаях связи между источником и стоком по системе трещин не наблюдалось. Зависимость вероятности возникновения перколяционного кластера от величины параметра перколяции для точечного источника и стока так же аппроксимирована сигмоидой (12). В результате аппроксимации получено значение $p_c = 12.4$, которое примерно в 2.6 раза больше аналогичного значения для случая связи границ расчетной области, что обусловлено меньшей вероятностью связи точечного источника и стока по системе трещин. Таким образом, наличие связи между скважинами по системе трещин наблюдается только для наиболее развитых систем трещин из рассматриваемого набора.

В разделе 3.5 исследовано блочное строение трещиновато-пористых сред. Как видно из рис. 1 при больших значениях параметра перколяции трещины разделяют пористую среду на блоки. Характерный размер i -го блока можно оценить как $L_{m,i} = \sqrt{S_i}$, где S_i — площадь i -го матричного блока. Тогда для каждой системы трещин может быть найден средний характерный размер блока L_m , доля оценки которого использовалось среднее арифметическое взвешенное

$$L_m = \frac{\sum_{i=1}^{n_b} L_{m,i} S_i}{\sum_{i=1}^{n_b} S_i} = \frac{1}{L^2} \sum_{i=1}^{n_b} L_{m,i} S_i, \quad (13)$$

где n_b — общее количество блоков в среде. В качестве весового коэффициента для характерного размера i -го блока использована его площадь S_i . Использование среднего арифметического взвешенного позволяет избежать сильного влияния блоков малого размера и получить устойчивую оценку величины L_m .

Для рассматриваемого набора систем трещин исследована зависимость среднего характерного размера блока пористой среды L_m от величины параметра перколяции p . При малых значениях параметра перколяции $p < 2.7$ из (13) получены значения $L_m \approx L$. При $p > 2.7$ ($L_m < L$) зависимость среднего характерного размера блока от параметра перколяции в логарифмических координатах близка к линейной, что свидетельствует о ее степенном характере. Исходя из этого для аппроксимации зависимости L_m/L от p при $L_m < L$ была выбрана степенная функция следующего вида:

$$\frac{L_m}{L} = Bp^{-b} \quad (14)$$

В результате аппроксимации получены следующие значения коэффициентов: $B = 3.54$, $b = 1.25$.

В разделе 3.6 кратко приведены основные результаты третьей главы.

В четвертой главе рассмотрена задача о фильтрации однофазной жидкости в трещиновато-пористой среде.

В разделах 4.1 - 4.2 введена эквивалентная проницаемость k_{eq} и представлена постановка задачи о фильтрации однофазной жидкости в трещиновато-пористой среде.

В разделе 4.3 приведены результаты численного исследования зависимости эквивалентной проницаемости трещиновато-пористой среды от структуры системы трещин. Предложена формула для аппроксимации полученных результатов.

На рис. 4а приведена зависимость k_{eq}/k^m от густоты трещин γ в логарифмических координатах при различных значениях a . Закрашенные

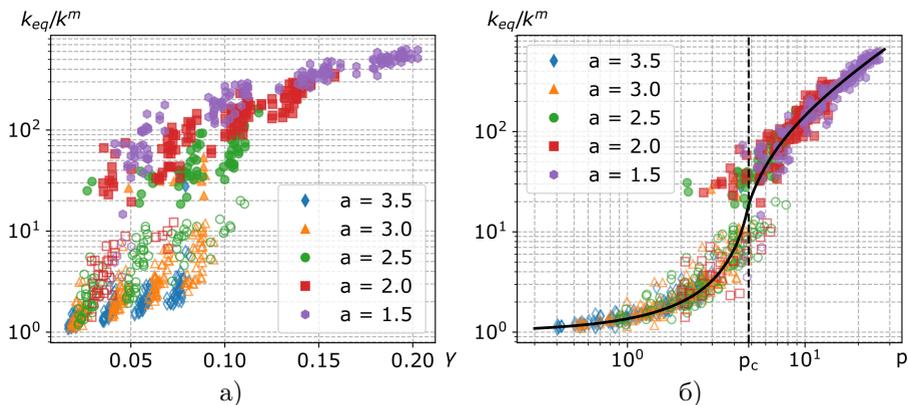


Рис. 4 — Зависимость отношения k_{eq}/k^m от площадной плотности системы трещин γ (а) и от параметра перколяции p (б) при различных показателях степени a .

маркеры соответствуют высокопроницаемым средам с трещинами, образующими перколяционный кластер. Можно видеть, что при слабой связности системы трещин и отсутствии перколяционного кластера наблюдается низкая эквивалентная проницаемость среды, данные варианты обозначены полыми маркерами. Из рисунка видно, что для систем трещин с близкими значениями γ могут иметь место существенно различные значения эквивалентной проницаемости

Далее на рис. 4б приведена зависимость k_{eq}/k^m от параметра перколяции p . Видно, что на данной зависимости можно выделить два участка с разным характером функциональной зависимости $k_{eq}(p)$: до порога протекания ($0 \leq p < p_c$) и после него ($p \geq p_c$). На первом участке, при малых значениях параметра перколяции, величина эквивалентной проницаемости среды определяется проницаемостью пористой среды: в этой области трещины изолированы друг от друга матрицей горной породы. Затем, по мере увеличения p и приближению его к порогу перколяции, наблюдается рост проницаемости, вызванный увеличением степени связности системы трещин. На втором участке развитая система трещин образует перколяционный кластер, который оказывает определяющее влияние на поток жидкости. Трещины в этом случае выступают в роли «магистральных каналов» для фильтрационных потоков.

Предложена аппроксимация эквивалентной проницаемости $k_{eq}(p)$ в виде непрерывной кусочно-заданной функции, учитывающей особенности структуры системы трещин. Аппроксимирующая функция удовлетворяет следующим условиям: $k_{eq} = k^m$ при $p = 0$ и $k_{eq} = k_c$ при $p = p_c$, где k_c — проницаемость трещиновато-пористой среды на пороге протекания. Для аппроксимации эквивалентной проницаемости трещиновато-пористой

среды при $p \leq p_c$ использована функция в виде:

$$k_{eq} = \left(\frac{(k^m)^{1/\alpha} (k_c)^{1/\alpha}}{\frac{p}{p_c} (k^m)^{1/\alpha} + \left(1 - \frac{p}{p_c}\right) (k_c)^{1/\alpha}} \right)^\alpha \quad (15)$$

При $p \geq p_c$ использована степенная функция в виде [К. Hestir, 1990; I. Berkowitz, 1993]:

$$k_{eq} = k_c (p - p_c + 1)^\beta, \quad (16)$$

В результате аппроксимации для параметров α и β получены значения 1.6 и 1.11 соответственно, $k_c = 18.8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Аппроксимация результатов численного моделирования обозначена на рис. 46 сплошной линией.

В разделе 4.4 исследовано поведение отклонения значений эквивалентной проницаемости от ее среднего значения.

Из рис. 46 видно, что наибольшая неопределенность значений эквивалентной проницаемости имеет место вблизи порога протекания p_c . При этом по мере удаления от p_c расчетные точки приближаются к своему среднему значению. Для оценки степени отклонения расчетных значений эквивалентной проницаемости относительно их среднего значения использован коэффициент вариации

$$CV_k = \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (k_{eq,j} - \bar{k}_{eq})^2}}{\bar{k}_{eq}}, \quad (17)$$

где \bar{k}_{eq} — среднее значение эквивалентной проницаемости.

В ряде работ значение коэффициента вариации эквивалентной проницаемости CV_k использовано для определения величины представительного объема трещиновато-пористой среды [J. Ohman, 2003; Yu. Liuyan, 2022]. По аналогии в настоящей работе значение коэффициента вариации использовано для определения интервалов параметра перколяции (вариантов систем трещин) для которых рассматривая расчетная область является представительным объемом. Для оценки представительности в качестве порогового значения выбрано $CV_k = 0.2$ [J. Ohman, 2003]. Получено два интервала, удовлетворяющих условию $CV_k < 0.2$: $0 < p < 1.3$ и $p > 14.0$. Для систем трещин, относящихся к данным интервалам параметра перколяции, объем рассматриваемой расчетной области является представительным.

В разделе 4.5 исследовано изменение эквивалентной проницаемости трещиновато-пористой среды при изменении ее напряженно-деформированного состояния, вызванного закачкой жидкости в расчетную область. Изменение эквивалентной проницаемости рассматривалось относительно

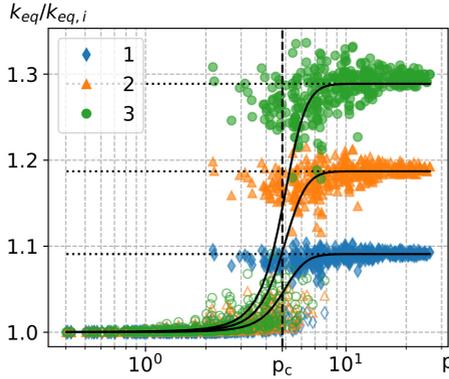


Рис. 5 — Зависимость относительного изменения эквивалентной проницаемости $k_{eq}/k_{eq,init}$ от параметра перколяции p при различных давлениях закачки жидкости: 1 — $P_{inj} = 5$ МПа, 2 — $P_{inj} = 10$ МПа, 3 — $P_{inj} = 15$ МПа.

ее величины $k_{eq,init}$, соответствующей начальному состоянию среды, которая исследована в разделе 4.2. В данной серии расчетов использована линейная модель деформационных свойств трещин: $\sigma'_n = k_n u_n$.

На рис. 5 представлена зависимость относительного изменения эквивалентной проницаемости среды $k_{eq}/k_{eq,init}$ от параметра перколяции p при различных давлениях P_{inj} . Видно, что при увеличении параметра перколяции влияние напряженно-деформированного состояния на проницаемость среды возрастает. Так, при $p < p_c$ не наблюдается существенного влияния давления закачки на эквивалентную проницаемость среды. Напротив, при $p > p_c$ изменение проницаемости трещин начинает оказывать существенное влияние на фильтрационные свойства среды: величина относительного изменения эквивалентной проницаемости достигает 30 %.

В результате анализа полученных результатов предложена аппроксимация эквивалентной проницаемости среды с учетом изменения ее напряженно-деформированного состояния в виде:

$$k_{eq} = \left[\left(\left(1 + b \Delta \sigma'_n \right)^3 - 1 \right) S(p) + 1 \right] k_{eq,i} \quad (18)$$

где $\Delta \sigma'_n$ — изменение эффективных нормальных напряжений относительно начального состояния, $b = \frac{1}{\delta_0 k_n + \sigma'_{n,init}}$ — параметр трещиноватой среды, зависящий от ее начального напряженно-деформированного состояния, фильтрационных и упругих свойств трещин, $\delta_0 k_n$ — величина, соответствующая напряжению смыкания трещины при ее постоянной жесткости. В качестве $\Delta \sigma'_n$ в формуле (18) использовалась следующая оценка изменения среднего эффективного напряжения в расчетной области $\Delta \sigma'_n = \sigma_b + \left(\frac{P_{in} + P_{out}}{2} - P_{init} \right)$. Результат аппроксимации изменения эквивалентной проницаемости функцией (18) приведен на рис. 5.

В разделе 4.6 рассмотрено влияние структуры системы трещин на фильтрационные потоки между вертикальными нагнетательной и добывающей скважинами.

Рассмотрены результаты численного исследования зависимости дебита скважины q^w от величины параметра перколяции p . Показано, что полученная ранее зависимость эквивалентной проницаемости k_{eq} от параметра перколяции (15, 16) может быть использована для расчета величины q^w . Для оценки величины q^w предложено следующее выражение:

$$q^w = f \frac{k_{eq} \Delta P}{\mu_l L}, \quad (19)$$

где $f = q^w/q^b$ — фактор формы, q^b — величина потока между границами расчетной области, μ_l — вязкость жидкости. В общем случае величина f для трещиновато-пористой среды зависит от взаимного расположения скважин, от структуры конкретной системы трещин и от фильтрационных параметров трещин в системе. В то же время для однородной пористой среды с проницаемостью k^m фактор формы f_m зависит только от взаимного расположения скважин. Для расчетов значение f в выражении (19) приближенно принято $f \approx f_m$. Таким образом, значения q^w могут быть оценены в результате решения задач для однородной пористой среды (определение величины f_m) и для трещиновато-пористой среды (аппроксимация $k_{eq}(p)$ для линейного источника и стока (15, 16)).

В разделе 4.7 кратко приведены основные результаты главы.

В пятой главе рассмотрена задача о вытеснении нефти водой из трещиновато-пористой среды. Исследованы особенности и закономерности процесса вытеснения нефти водой для систем трещин с различной структурой.

В разделе 5.1 рассмотрена постановка задачи о вытеснения нефти (несмачивающая фаза) водой (смачивающая фаза) из изначально нефтенасыщенной трещиновато-пористой среды.

В разделе 5.2 представлены результаты численного моделирования процесса вытеснения нефти для рассматриваемых вариантов систем трещин, проведен анализ полученных результатов.

Для анализа результатов использовано два интегральных безразмерных параметра: доля извлеченной нефти η (коэффициент извлечения нефти) и безразмерный объем закачанной воды χ . Выражения для данных параметров имеют следующий вид:

$$\eta = \frac{V_o^{prod}}{V_o^{init}}, \quad \chi = \frac{V_w^{inj}}{V_p},$$

где V_o^{prod} — объема вытесненной из пласта нефти, V_o^{init} — начальный объем нефти в пласте, V_w^{inj} — объем закачанной в расчетную область воды, V_p — суммарный объем пустот в расчетной области.

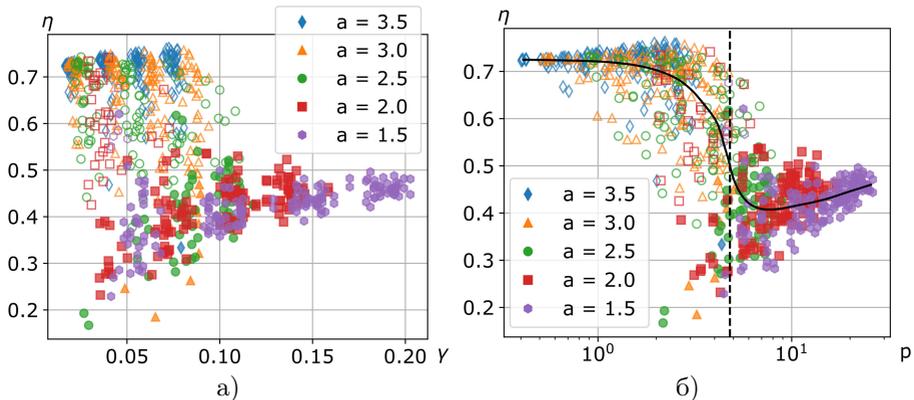


Рис. 6 — Зависимость коэффициента извлечения нефти η от площадной густоты системы трещин γ (а) и от величины параметра перколяции p (б) при различных показателях степени a .

На рис. 6а представлена зависимость η от площадной густоты системы трещин γ при различных показателях степени a для моментов времени, соответствующих $\chi = 3$. Видно, что для большинства вариантов систем трещин значения доли извлеченной нефти η выше при отсутствии перколяционного кластера (полые маркеры). Наличие перколяционного кластера (закрашенные маркеры) приводит к существенному снижению значений η , которое связано с быстрым прорывом воды по системе трещин в область добычи. При этом, для систем трещин с близкими значениями γ , могут иметь место существенно отличающиеся значения коэффициента извлечения нефти.

На рис. 6б для моментов времени, соответствующих $\chi = 3$, приведена зависимость коэффициента извлечения нефти η от величины параметра перколяции p при различных показателях степени a . Дополнительно на график нанесена кривая, соответствующая зависимости сглаженного скользящего среднего значения доли извлеченной нефти $\bar{\eta}$ от параметра перколяции p . Видно, что зависимость $\bar{\eta}(p)$ имеет немонотонный характер. Минимум данной зависимости наблюдается при значениях параметра перколяции выше порогового $p > p_c$.

Качественный анализ немонотонного поведения зависимости $\bar{\eta}(p)$ проведен на основе модели двойной пористости. Рассмотрен упрощенный, по сравнению с численной постановкой, случай. При этом учтены два основных механизма извлечения нефти из блоков пористой среды: вытеснение нефти под воздействием градиента давления в системе трещин и капиллярная пропитка. В результате получено следующее выражение для доли

извлеченной нефти η :

$$\eta = 1 - e^{-\frac{\lambda_c + \lambda_m}{\lambda_{eq}} x},$$

где $\lambda_{eq} = \frac{k^{eq} \Delta P}{\bar{\phi} \bar{\mu} L}$ — величина обратная характерному времени продвижения жидкости в эквивалентной среде, $\lambda_m = \frac{k^m \Delta P}{\bar{\phi}^m \bar{\mu} L_m}$ — величина обратная характерному времени продвижения жидкости в блоке пористой среды, $\lambda_c = \frac{4}{3} \frac{k^m \bar{P}_c}{\bar{\phi}^m \bar{\mu} L_m^2}$ — величина обратная характерному времени капиллярной пропитки блоков, $\bar{P}_c = \sigma \cos(\theta) \sqrt{\frac{\bar{\phi}^m}{k^m}}$ — характерное капиллярное давление, $\bar{\phi}$ — эффективная пористость трещиновато-пористой среды, $\bar{\mu}$ — эффективная вязкость водонефтяной смеси.

В результате анализ зависимости $\bar{\eta}(p)$ может быть сведен к анализу отношения $(\lambda_c + \lambda_m) / \lambda_{eq}$, которое приближенно может быть представлено в виде:

$$\frac{\lambda_c + \lambda_m}{\lambda_{eq}} \approx \frac{k^m}{k_{eq}} \left(\frac{L}{L_m} \right)^2 \left(\frac{\bar{P}_c}{\Delta P} + \frac{L_m}{L} \right) \quad (20)$$

Показано, что полученная в результате подстановки выражений для эквивалентной проницаемости (16) и характерного размера блока (14) в (20) зависимость $(\lambda_c + \lambda_m) / \lambda_{eq}$ от параметра перколяции p при $p > p_c$, так же как и $\bar{\eta}(p)$ имеет немонотонный характер. Убывание данной зависимости вблизи порога перколяции связано, главным образом, с быстрым ростом неравномерности вытеснения. Затем, по мере увеличения параметра перколяции, возрастает вклад капиллярной пропитки в процесс извлечения нефти, что приводит к возрастанию $(\lambda_c + \lambda_m) / \lambda_{eq}$.

В разделе 5.3 проведен анализ поведения отклонения значений доли извлеченной нефти от ее среднего значения.

Для оценки степени отклонения расчетных значений расхода жидкости q и доли извлеченной нефти η от их среднего значения по аналогии с эквивалентной проницаемостью использованы соответствующие коэффициенты вариации CV_q и CV_η (17). На рис. 7 приведены полученные с помощью метода скользящего окна зависимости CV_q и CV_η от величины параметра перколяции p . Из рисунка видно, что зависимости $CV_q(p)$ и $CV_\eta(p)$ качественно повторяют друг друга и принимают максимальные значения вблизи порога протекания.

Для определения границ представительности для однофазной задачи использовано пороговое значение $CV_q = 0.2$. На рис. 7а условию $CV_q < 0.2$ удовлетворяют 2 интервала, закрашенные зеленым: $0 < p < 1.9$ и $p > 13.2$. Данные интервалы параметра перколяции также нанесены на рис. 7б, откуда видно, что им соответствуют значения $CV_\eta < 0.1$. Это позволяет охарактеризовать значения η в данных интервалах как устойчивые.

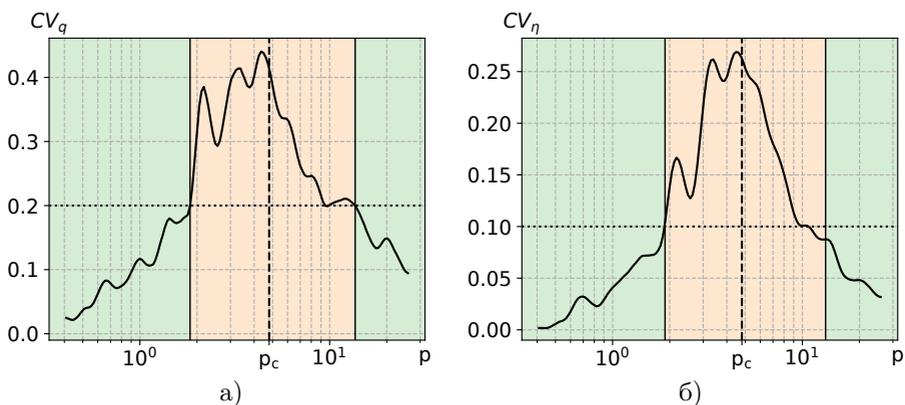


Рис. 7 — Зависимость коэффициента вариации CV расхода жидкости q (а) и доли извлеченной нефти η (б) от параметра перколяции p

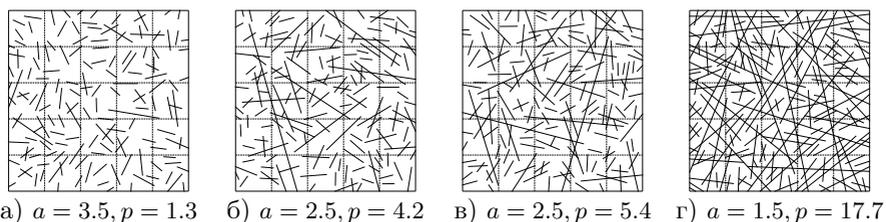


Рис. 8 — Некоторые характерные варианты систем трещин

Рассматриваемая область в данных интервалах является представительным объемом как в однофазной, так и в двухфазной постановке. Границы данных интервалов могут быть использованы для оценки применимости моделей эффективной среды и двойной пористости при моделировании фильтрации в трещиновато-пористых средах.

В **разделе 5.4** проведено исследование влияния величины давления закачки воды на эффективность вытеснения нефти.

Рассмотрено четыре варианта систем трещин с различными значениями параметра перколяции и одинаковым количеством трещин $n_f = 150$, которые приведены на рис. 8. Данные варианты расположены по мере увеличения связности системы трещин. При этом источник и сток связаны по системе трещин только для вариантов **в** и **г**.

Результаты численного моделирования процесса вытеснения нефти водой представлены на рис. 9 в виде кривых обводнения, которые представляют собой зависимости доли извлеченной нефти η от обводненности добываемой жидкости f_w . Для вариантов систем трещин **а** и **б** наблюдается

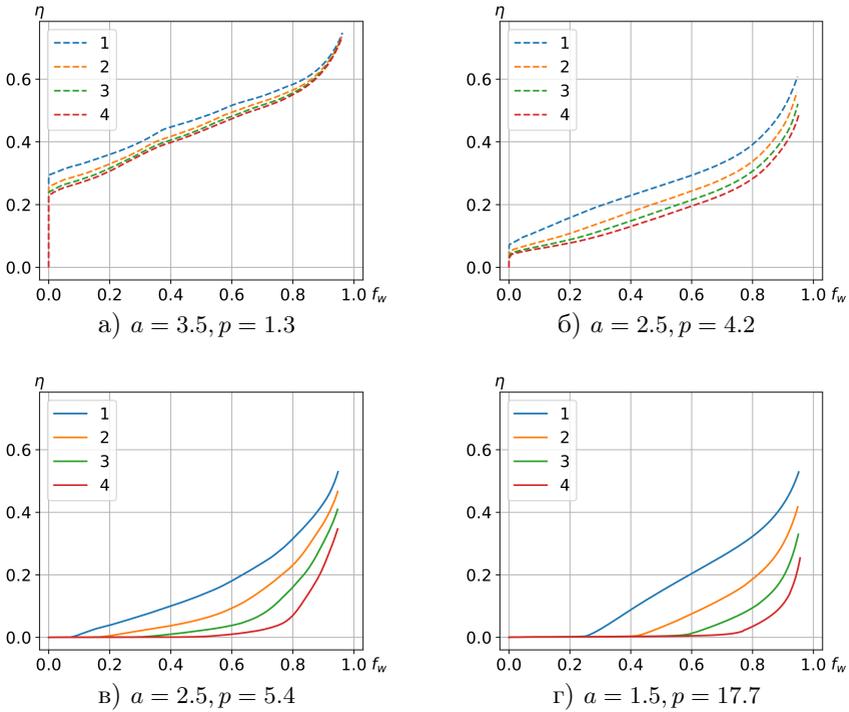


Рис. 9 — Зависимость коэффициента извлечения нефти η от обводненности f_w для первого (а), второго (б), третьего (в) и четвертого (г) варианта системы трещин при различных давлениях закачки. Сплошные линии соответствуют наличию перколяционного кластера, пунктирные — отсутствию перколяционного кластера
 1 — $P_{inj} = 12.5$ МПа, 2 — $P_{inj} = 15.0$ МПа, 3 — $P_{inj} = 17.5$ МПа,
 4 — $P_{inj} = 20.0$ МПа

безводный период добычи. При этом с ростом параметра перколяции (увеличением связности системы трещин) продолжительность периода добычи чистой нефти уменьшается. Для вариантов систем трещин **в** и **г** безводный период добычи практически отсутствует. Данное поведение объясняется быстрым прорывом воды по системе трещин, связывающей источник и сток. При этом для более развитой системы трещин характерно большее значение обводненности в момент прихода воды по системе трещин в области добычи.

Также из рис. 9 видно, что увеличение давления закачки приводит к снижению доли извлеченной нефти для всех систем трещин. При этом относительное изменение величины η при увеличении P_{inj} возрастает с

увеличением параметра перколяции p . Так, для варианта **a** ($p = 1.3$) относительное изменение доли извлеченной нефти при $\chi = 3$ не превосходит 3%. В то время как для варианта **г** ($p = 17.7$) увеличение давления закачки с 12.5 до 20.0 МПа приводит к уменьшению значения $\eta(\chi = 3)$ примерно в 2 раза. Причиной снижения η , как следует из рис. 9, является рост обводненности добываемой продукции f_w , вызванный увеличением P_{inj} .

Проведен качественный анализ зависимости доли извлеченной нефти η от величины давления закачки P_{inj} . Для этого использована рассмотренная ранее модель двойной пористости, которая наиболее близка к четвертому варианту системы трещин ($p = 17.7$). От P_{inj} главным образом зависит перепад давления между противоположными границами расчетной области ΔP и величина эквивалентной проницаемости k_{eq} . Зависимость $(\lambda_c + \lambda_m)/\lambda_{eq}$ (20) от величины давления закачки воды P_{inj} с учетом нелинейной модели деформационных свойства трещин (3) принимает следующий вид:

$$\frac{\lambda_c + \lambda_m}{\lambda_{eq}} \approx \frac{k^m}{k_{eq,0}^m} \left(\frac{L}{L_m} \right)^2 \left(\frac{\bar{P}_c}{\Delta P} + \frac{L_m}{L} \right) \left(1 + \sigma_n'^* \right)^3, \quad (21)$$

где $\sigma_n'^* = \sigma_n'/k_{n,0}\delta_0$ — безразмерное нормальное напряжение, действующее на трещины, $k_{eq,0}$ — эквивалентная проницаемость в недеформированном состоянии. В качестве σ_n' использовалась среднее значение эффективного напряжения в расчетной области $\sigma_n' = \sigma_b + \bar{P}$, где $\bar{P} = (P_{inj} + P_{prod})/2$.

Из анализа выражения (21) следует, что при малых давлениях закачки извлечение нефти происходит как за счет градиента давления в системе трещин, так и за счет капиллярной пропитки. Однако, при увеличении давления закачки роль капиллярной пропитки быстро падает, а основным механизмом вытеснения нефти из блоков пористой среды остается градиент давления в системе трещин.

В разделе 5.5 приведены основные результаты главы.

Заключение

1. Выполнено исследование зависимости эквивалентной проницаемости трещиновато-пористых сред от структуры системы трещин для вариантов систем трещин, полученных путем множественной случайной генерации. Полученные результаты показывают, что фильтрационные свойства трещиновато-пористой среды определяются главным образом параметром перколяции, характеризующим структуру системы трещин. При этом вблизи порога протекания наблюдается изменение характера поведения эквивалентной проницаемости и ее резкий рост. В то же время плотность

системы трещин для использованного степенного закона распределения трещин по длинам не позволяет с удовлетворительной точностью описать эквивалентную проницаемость среды.

2. Изучена зависимость эквивалентной проницаемости трещиновато-пористой среды от ее напряженно-деформированного состояния. Установлено, что для связных систем трещин напряженно-деформированное состояние существенно влияет на фильтрационные свойства среды: изменение эквивалентной проницаемости для проведенных расчетов достигало 30%. Для слабосвязных систем трещин максимальное относительное изменение проницаемости составляет менее 1%. Таким образом, структура системы трещин оказывает первостепенное влияние на фильтрационные свойства среды, в то время как напряженно-деформированное состояние оказывает существенное влияние на проницаемость только для развитых систем трещин.
3. Предложена формула для описания зависимости эквивалентной проницаемости трещиновато-пористой среды от параметров, характеризующих структуру системы трещин, напряженно-деформированное состояние среды, деформационные и фильтрационные свойства трещин. Данная формула имеет вид непрерывной кусочно-заданной функции и учитывает основные закономерности процесса фильтрации в трещиновато-пористых средах.
4. Исследованы фильтрационные потоки между добывающей и нагнетательной скважинами в трещиновато-пористом пласте для систем трещин с различной структурой. Показано, что дебиты добывающей скважины, полученные в результате численного моделирования, характеризуются высокой степенью неопределенности, связанной с вероятностным характером связи скважин с системой трещин. Предложен подход для упрощенного расчета дебита скважины, который использует аналитическую зависимость эквивалентной проницаемости трещиновато-пористой среды от параметра перколяции, полученную при рассмотрении задачи о фильтрации жидкости между границами расчетной области.
5. Исследован процесс вытеснения нефти водой из трещиновато-пористых сред для систем трещин с различной структурой. Выявлен немонотонный характер осредненной зависимости доли извлеченной нефти от параметра перколяции с минимумом при $p > p_c$. На основе качественного анализа, выполненного с использованием модели двойной пористости, получено объяснение немонотонного поведения данной зависимости. При анализе учтены два основных механизма извлечения нефти из блоков пористой среды: вытеснение под воздействием градиента давления в системе трещин и капиллярная пропитка.

6. Исследовано влияние величины давления закачки воды на процесс вытеснения нефти из трещиновато-пористых сред. Показано, что степень влияния давления закачки на эффективность извлечения нефти существенно зависит от структуры системы трещин и возрастает с ростом параметра перколяции. Так, для рассматриваемой системы трещин при $p = 1.3$ увеличение давления закачки не приводит к существенному изменению коэффициента извлечения нефти. В то же время при $p = 17.7$ увеличение давления закачки приводит к снижению коэффициента извлечения нефти почти в 2 раза.
7. Исследована зависимость коэффициента вариации расхода добываемой жидкости (эквивалентной проницаемости) CV_q и доли извлеченной нефти CV_η от величины параметра перколяции p . Показано, что зависимости $CV_q(p)$ и $CV_\eta(p)$ имеют схожее поведение: обе зависимости имеют максимум вблизи порога перколяции p_c , по мере удаления от p_c величины коэффициентов вариации уменьшаются. На основе анализа CV_q и CV_η получены два интервала параметра перколяции для которых рассматриваемая расчетная область является представительным объемом: $0 < p < 1.9$ и $p > 13.2$. Границы данных интервалов могут быть использованы для оценки применимости моделей эффективной среды и двойной пористости при моделировании фильтрации в трещиновато-пористых средах.

Публикации автора по теме диссертации

В изданиях, входящих в список ВАК и международные базы данных

1. *Legostaev, D. Y.* Numerical Investigation of the Structure of Fracture Network Impact on Interwell Conductivity / D. Y. Legostaev, S. P. Rodionov // Lobachevskii Journal of Mathematics. — 2024. — Vol. 45, no. 5. — P. 2076—2084. — DOI: [10.1134/S1995080224602261](https://doi.org/10.1134/S1995080224602261).
2. *Легостаев, Д. Ю.* Численное исследование влияния структуры системы трещин на фильтрацию жидкости в пороупругой среде / Д. Ю. Легостаев, С. П. Родионов // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. — 2023. — № 4. — С. 93—107. — DOI: [10.31857/S1024708422600543](https://doi.org/10.31857/S1024708422600543).
3. *Легостаев, Д. Ю.* Численное исследование двухфазной фильтрации в трещиновато-пористой среде на основе моделей пороупругости и дискретных трещин / Д. Ю. Легостаев, С. П. Родионов // Прикладная механика и техническая физика. — 2021. — Т. 62, № 3. — С. 126—136. — DOI: [10.15372/PMTF20210312](https://doi.org/10.15372/PMTF20210312).

4. *Legostaev, D. Y.* Numerical simulation of fluid flow in fractured poroelastic medium integrating dual porosity - Dual permeability and discrete fractures models / D. Y. Legostaev, S. P. Rodionov // AIP Conference Proceedings. — 2020. — Vol. 2288, no. 1. — P. 030023. — DOI: [10.1063/5.0028334](https://doi.org/10.1063/5.0028334).
5. *Legostaev, D. Y.* Numerical simulation of fluid flow in a saturated fractured porous media based on the linear poroelasticity model / D. Y. Legostaev, A. Y. Botalov, S. P. Rodionov // Journal of Physics: Conference Series. — 2019. — Vol. 1404. — P. 012028. — DOI: [10.1088/1742-6596/1404/1/012028](https://doi.org/10.1088/1742-6596/1404/1/012028).

Зарегистрированные программы для ЭВМ

6. *Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ.* Программный модуль для геомеханического моделирования / Д. Ю. Легостаев. — № 2018665900 ; заявл. 28.11.2018 ; опубл. 11.12.2018 (Россия).

В сборниках трудов конференций

7. Исследование особенностей процесса заводнения трещинно-поровых коллекторов на основе модели дискретных трещин с учетом геомеханических эффектов / Д. Ю. Легостаев [и др.] // Российская отраслевая энергетическая конференция (РОЭК) 2024. Сборник материалов конференции. Москва, 2024. — С. 112—115.
8. Исследование особенностей вытеснения нефти из трещиновато-пористых коллекторов на основесовместного геомеханического и гидродинамического моделирования / Д. Ю. Легостаев [и др.] // Карбонатные отложения 2024. Сборник тезисов Международной научно-практической конференции. Новокузнецк, 2024. — С. 240—244.
9. Исследование особенностей разработки трещинно-поровых коллекторов с применением заводнения на основе модели дискретных трещин и учетом геомеханических эффектов / Д. Ю. Легостаев [и др.] // Трудноизвлекаемые запасы нефти. Материалы трудов Международной конференции. Альметьевск, 2024. — С. 259—260.
10. *Легостаев, Д. Ю.* Совместное гидродинамическое и геомеханическое моделирование трещиновато-пористых сред / Д. Ю. Легостаев, С. П. Родионов // Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А.П. Телкова И А.Н. Лапердина. Материалы национальной научно-технической конференции. Отв. редактор С.И. Грачев. Тюмень, 2021 г. — С. 69—70.

11. *Легостаев, Д. Ю.* Математическое моделирование трещиноватых поропругих сред на основе моделей двойной пористости - двойной проницаемости и дискретных трещин / Д. Ю. Легостаев // *Материалы Международного молодежного научного форума «Ломоносов-2020»*, Москва, МГУ, 10 – 27 ноября 2020 г.
12. *Легостаев, Д. Ю.* Численное исследование влияния напряженно-деформированного состояния трещиновато-пористой среды на фильтрацию жидкости / Д. Ю. Легостаев, С. П. Родионов // *Тезисы докладов XIV Всероссийской школы-конференции молодых ученых «Проблемы механики: теория, эксперимент и новые технологии»*, Новосибирск - Шереш - 28 февраля – 06 марта 2020 г. — С. 110–111.
13. *Легостаев, Д. Ю.* Численное моделирование фильтрации жидкости в насыщенной пористой среде с трещинами на основе модели линейной поропругости / Д. Ю. Легостаев, А. Ю. Боталов, С. П. Родионов // *Тезисы XVI Всероссийского семинара с международным участием «Динамика многофазных сред»*, Новосибирск, 30 сентября – 5 октября 2019 г. — С. 104–105.
14. *Легостаев, Д. Ю.* Моделирование поропругих трещиновато-пористых сред / Д. Ю. Легостаев // *Материалы Международного молодежного научного форума «Ломоносов-2019»*, Москва, МГУ, 8 – 12 апреля 2019 г. — 2019.

В прочих изданиях

15. *Родионов, С. П.* Моделирование процесса двухфазной фильтрации с учетом воздействия периодической нагрузки / С. П. Родионов, А. Ю. Боталов, Д. Ю. Легостаев // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика.* — 2016. — Т. 2, № 2. — С. 73–83. — DOI: [10.21684/2411-7978-2016-2-2-73-83](https://doi.org/10.21684/2411-7978-2016-2-2-73-83).

Легостаев Дмитрий Юрьевич

Исследование особенностей и закономерностей фильтрационных процессов в трещиновато-пористых средах на основе модели дискретных трещин

Автореф. дис. на соискание ученой степени канд. физ.-мат. наук

Подписано в печать _____.____._____. Заказ № _____

Формат 60×90/16. Усл. печ. л. 1. Тираж 100 экз.

Типография _____