

Влияние характерного расстояния между скважинами на эффективность выработки запасов в условиях трещиновато-пористого коллектора

Д.Ю. Легостаев^{1,2*}, С.П. Родионов^{1,2}, О.Н. Пичугин², А.С. Ильин^{1,2}

¹Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН, Тюмень, Россия

²Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

Коллекторы трещиновато-пористого типа имеют широкое распространение и содержат значительную долю запасов углеводородов. При этом трещиноватость горных пород оказывает значительное влияние на процессы разработки нефтяных месторождений. В частности, заводнение трещиноватых коллекторов может приводить к быстрым прорывам воды к добывающим скважинам. В связи с этим представляется важным исследование влияния характерного расстояния между скважинами (плотность сетки скважин) на эффективность выработки запасов в условиях трещиноватого коллектора.

В работе рассмотрена двумерная двухфазная фильтрация несжимаемых жидкостей в трещиновато-пористом коллекторе. Исследование проведено на примере трех вариантов систем трещин с одинаковой плотностью, характеризующихся при этом разной степенью связности. Данные варианты системы трещин получены путем случайной генерации: каждая трещина в системе имела случайную длину, положение и ориентацию. Распределение трещин по длинам подчинялось степенному закону. Моделирование фильтрации в трещиновато-пористой среде проведено с помощью модели дискретных трещин. Исследовано влияние характерного расстояния между скважинами на эффективность выработки запасов.

Исследование зависимости эквивалентной проницаемости и коэффициента извлечения нефти от характерного расстояния между скважинами показало, что в условиях трещиноватого коллектора размещение добывающих и нагнетательных скважин на малом расстоянии друг от друга в зависимости от структуры системы трещин может быть либо неэффективным, либо связано с повышенным риском.

Ключевые слова: трещиновато-пористый коллектор, модель дискретных трещин, коэффициент извлечения нефти, эквивалентная проницаемость, заводнение

Для цитирования: Легостаев Д.Ю., Родионов С.П., Пичугин О.Н., Ильин А.С. (2025). Влияние характерного расстояния между скважинами на эффективность выработки запасов в условиях трещиновато-пористого коллектора. *Георесурсы*, 27(4), с. 246–253. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.22>

Введение

В последнее время в разработку все больше вводятся трудноизвлекаемые запасы, приуроченные к естественно трещиноватым коллекторам (Жуков, Моторыгин, 2022; Лушпеев и др., 2023). Разработка трещиноватых коллекторов сопряжена с низкой прогнозируемостью показателей разработки, которая связана с высокой неопределенностью параметров трещиноватости (Nelson, 2001; Щекин и др., 2021; Kharrat, Ott, 2023). Поскольку наличие системы пластовых трещин может приводить к быстрым прорывам закачиваемой воды в область добычи, то становится актуальной проблема планирования

и организации системы поддержания пластового давления в трещиновато-пористых коллекторах (Пичугин и др., 2015). В частности, в этом случае одной из задач, связанной с организацией системы разработки, является определение оптимальной плотности сетки скважин (Закиров, 2002). Известно, что в общем случае в условиях порового коллектора увеличение плотности сетки скважин приводит к увеличению нефтеотдачи, однако для трещиноватых коллекторов данный вопрос остается открытым. В ряде работ на основе численного моделирования исследован вопрос оптимального размещения скважин и влияния расстояния между скважинами на коэффициент извлечения нефти для пористых коллекторов (Владимиров, Надыров, 2016; Bakhtizin et al., 2023).

Существенная степень неопределенности параметров системы трещин является ключевым фактором при решении задач разработки и моделирования трещиноватых коллекторов. Так как истинное расположение трещин в пласте достоверно неизвестно, становится необходимым

* Ответственный автор: Дмитрий Юрьевич Легостаев
e-mail: legostaevdy@yandex.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

использование вероятностного описания, которое предполагает задание законов распределения трещин по длине, ориентации и расположению (Gutierrez, Youn, 2015; Liu et al., 2016). Также трещиноватость характеризуется существенной разномасштабностью: от микротрещин, составляющих десятые и сотые доли метра (масштаб зерна), до макротрещин протяженностью в сотни и тысячи метров (масштаб месторождения). Данное свойство системы трещин выражается в виде степенного закона распределения трещин по длинам (Захаров, 2008; Bonnet et al., 2001). Степенной закон распределения трещин по длинам допускает появление протяженных «магистральных» каналов, которые могут оказывать определяющее влияние на фильтрационные потоки.

Важным вопросом при моделировании фильтрационных процессов в трещиноватых средах является выбор подхода к моделированию трещин, который должен учитывать особенности строения системы трещин. Ряд исследователей отмечают, что наиболее влияющим на фильтрационные процессы параметром является связность систем трещин (Пергамент, Томин, 2011; Блонский и др., 2017; Легостаев, Родионов, 2021). Широко известна модель двойной пористости (Баренблатт и др., 1960; Warren, Root, 1963). Однако, ключевыми допущениями данной модели являются связность системы трещин и наличие представительного объема, что не всегда выполняется на практике. Альтернативным вариантом является использование модели дискретных трещин (Karimi-Fard et al., 2004), которая предполагает непосредственное моделирование течения в каждой трещине. Данная модель не имеет ограничений на геометрическое строение системы трещин, но при этом ее использование связано с высокими вычислительными затратами.

Целью настоящей работы является исследование влияния характерного расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами на величину нефтеотдачи в трещиновато-пористых коллекторах для систем трещин с различной степенью связности (от слабо- до сильно-связных). В связи с этим для моделирования фильтрационных процессов в трещиновато-пористых коллекторах необходимо использовать модели дискретных трещин. Исследование проведено на примере трех вариантов систем трещин с различной связностью, полученных с помощью случайной генерации. Исследовано влияние характерного расстояния между областями добычи и закачки на эквивалентную проницаемость трещиновато-пористого коллектора и коэффициента извлечения нефти. Для анализа результатов использовались расчетные кривые обводнения.

Математическая модель фильтрации в трещиновато-пористой среде

Рассматривается двумерная двухфазная фильтрация воды и нефти в трещиновато-пористой среде (Легостаев, Родионов, 2021). Приняты следующие допущения: фазы являются несжимаемыми и несмешивающимися, скелет горной породы и трещины недеформируемые, гравитационные эффекты не учитываются. Величины, относящиеся к матрице горной породы и системе трещин, обозначены с помощью верхних индексов m и f соответственно. В рамках принятых допущений уравнения двухфазной

фильтрации в поровом пространстве принимают следующий вид:

$$\varphi \frac{\partial S_n^m}{\partial t} + \operatorname{div}(\vec{w}_n^m) = 0,$$

где нижний индекс $n = w$ соответствует воде, $n = o$ – нефти, S_n^m – насыщенность n -ой фазой, φ – пористость горной породы, $\vec{w}_n^m$ – скорость фильтрации в пористой среде.

Скорость фильтрации каждой фазы в пористой среде определяется из обобщенного закона Дарси:

$$\vec{w}_n^m = -\frac{k^m k_{rn}^m}{\mu_n} \operatorname{grad}(P_n^m),$$

где k^m – абсолютная проницаемость пористой среды, k_{rn}^m – относительная фазовая проницаемость, μ_n – вязкость n -ой фазы, P_n^m – давление фазы в пористой среде.

Поскольку продольные размеры трещины существенно преобладают над ее поперечными размерами, то в двумерном случае трещины рассматриваются как одномерные объекты. При рассмотрении процессов фильтрации трещина представляется как узкая щель, окруженная матрицей горной породы. Квазиодномерные уравнения фильтрации воды и нефти в трещине имеют вид:

$$\delta \frac{\partial S_n^f}{\partial t} + \frac{\partial q_n^f}{\partial x^f} = -q_n^+ - q_n^-,$$

где q_n^f – поток фазы вдоль трещины, x^f – координата, изменяющаяся вдоль трещины, $q_n^\pm$ – удельный расход фазы на границе трещина-матрица, δ – раскрытость трещины.

Величина потока вдоль трещины определяется в соответствии с кубическим законом:

$$q_n^f = -\frac{\delta^3 k_{rn}^f}{12\mu_n} \frac{\partial P_n^f}{\partial x^f}.$$

На границах трещины, обозначенных индексами $\pm$, должны выполняться условия непрерывности давления и потоков. При этом величина $q_n^\pm$ по нормали к границе матрица-трещина пропорциональна градиенту давления и определяется как

$$q_n^\pm = -\frac{k^m k_{rn}^m}{\mu_n} \frac{\partial P_n^m}{\partial \vec{n}^\pm},$$

где $\vec{n}^\pm$ – вектор нормали к границам трещины.

При рассмотрении системы трещин две трещины либо не пересекаются, либо имеют одну общую точку. При этом в точке пересечения трещин также должны выполняться условия непрерывности давления и потоков.

При совместном течении нефти и воды в поровом пространстве и системе трещин справедливо соотношение

$$\sum_{n=o,w} S_n^y = 1, y = m, f.$$

Рассматривается случай гидрофильной горной породы, тогда капиллярное давление в системе нефть-вода определяется как $P_{cow}^y = P_o^y - P_w^y$. В работе рассматриваются трещины с раскрытостью порядка сотен микрометров, что позволяет пренебречь капиллярным давлением в них. Тогда выражения для капиллярных давлений в пористой среде и трещинах имеют вид:

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

где σ – коэффициент межфазного натяжения, θ – краевой угол смачивания, $J(S_w^m)$ – безразмерная J -функция Леверетта.

Методика численного моделирования

Для моделирования фильтрации в трещиновато-пористых коллекторах используется модель дискретных трещин (Karimi-Fard et al., 2004). Данный подход требует явного описания структуры системы трещин с помощью построения неструктурированных расчетных сеток. Для построения неструктурированных сеток используется открытый пакет Gmsh (Geuzaine, Remacle, 2009). Численное решение уравнений двухфазной фильтрации реализовано с помощью IMPES-метода (Каневская, 2002).

Постановка задачи

Рассматривается элемент трещиновато-пористого коллектора, в котором имеется система трещин, образованная из трещин со случайным положением и ориентацией. При этом для распределения трещин по длинам используется степенной закон (Bonnet et al., 2001):

$$n(l) = Al^{-a},$$

где $l \in [l_{\min}, l_{\max}]$ – длина трещины, $n(l)dl$ – количество трещин с размером l попадающих в интервал $[l, l+dl]$, A – нормировочная константа, a – показатель степени. Степенной закон позволяет описать присущую системе пластовых трещин разномасштабность.

Для описания особенностей геометрического строения трещиноватой среды используется плотность системы трещин γ и параметр перколяции p , выражения для которых имеют вид:

$$\gamma = \frac{\sum_{i=1}^{n_f} l_i}{L^2},$$

$$p = \frac{\sum_{i=1}^{n_f} l_i^2}{L^2},$$

где l_i – длина i -ой трещины, L – размер рассматриваемой области, n_f – количество трещин в системе.

Плотность системы трещин γ характеризует степень трещиноватости горных пород и представляет собой отношение суммарной длины трещин к площади рассматриваемой области. Параметр перколяции p используется для характеристики связности системы трещин (Bour, Davy, 1997). При малых значениях p система трещин слабосвязная и состоит преимущественно из изолированных друг от друга трещин. При больших значениях параметра перколяции система трещин является связной, большинство трещин в данном случае включено в один кластер. Важной характеристикой системы трещин является пороговое (критическое) значение параметра перколяции p_c , при котором в системе образуется перколяционный кластер, то есть возникает связь между источником и стоком по системе трещин. Так, при рассмотрении бесконечной двумерной области значение порога перколяции p_c равно 5.6 (Bour, Davy, 1997; Lei, Wang, 2016). При рассмотрении трещиноватых сред в области конечного размера (например, порядка расстояния между скважинами) существование перколяционного кластера вблизи порога перколяции носит вероятностный характер, поэтому строго определенного значения p_c в этом случае не существует. Известно, что фильтрационные свойства трещиновато-пористых сред и влияние трещиноватости на процесс извлечения нефти существенным образом зависят от связности системы трещин (Пергамент, Томин, 2011; Легостаев,

Родионов, 2021). При этом наиболее сильные изменения фильтрационных свойств пласта наблюдаются вблизи порога перколяции (Легостаев, Родионов, 2023).

Как отмечено выше, связность системы трещин оказывает определяющее влияние на фильтрационные свойства трещиновато-пористых коллекторов и, как следствие, на эффективность вытеснения нефти. В связи с этим исследование проведено для систем трещин с различной характерной связностью. В данной работе рассматривался трещиновато-пористый коллектор, находящийся внутри квадратной области с размером стороны $L = 1000$ м. Для проведения исследования с помощью случайной генерации было создано три варианта систем трещин с различными показателями степени a в законе распределения трещин по длинам. Данные варианты приведены на рис. 1, откуда видно, что при увеличении значения a уменьшается характерная длина трещин и связность системы трещин. Для всех вариантов использованы значения $l_{\min} = 20$ м, $l_{\max} = 750$ м. Количество трещин для каждого варианта было выбрано таким образом, чтобы рассматриваемые варианты имели близкие значения плотности системы трещин $\gamma \approx 0.056 \text{ м}^{-1}$. В первом варианте ($a = 3.5$) система трещин характеризуется слабой степенью связности $p = 2.4 < p_c$ (рис. 1а). Во втором варианте ($a = 2.5$) значение параметра перколяции близко к пороговому значению $p = 5.9 \sim p_c$ (рис. 1б). Для третьего варианта ($a = 1.5$) параметр перколяции $p = 13.1$, что свидетельствует о сильной связности системы трещин (рис. 1в). Для этого варианта особенностью геометрического строения системы трещин является наличие блоков пористой среды, изолированных друг от друга трещинами.

На примере представленных вариантов систем трещин проведено исследование влияния характерного расстояния между областями добычи и закачки на эффективность выработки запасов в условиях трещиновато-пористого коллектора. Для этого в исходной области с размером L последовательно были рассмотрены подобласти трещиновато-пористого коллектора различного размера L' . Начиная из нижнего левого угла (минимальное значение $L' = 100$ м) с шагом 50 м происходило увеличение значения L' до достижения условия $L' = L$. Общая схема данного исследования представлена на рис. 2.

Ранее в работе (Legostaev, Rodionov, 2024) рассматривалась задача о расчете эквивалентной проницаемости трещиновато-пористой среды при фильтрации несжимаемой жидкости между границами расчетной области (линейный источник и сток) и вертикальными скважинами (точечный источник и сток). Было показано, что для представительной оценки влияния трещиноватости на проницаемость среды, без влияния конкретной схемы расстановки скважин, удобно рассматривать граничные условия в виде линейного источника и стока. В связи с этим в настоящей работе рассмотрены фильтрационные потоки между противоположными границами пласта (рис. 3), а размер подобластей L' соответствует характерному расстоянию между скважинами. Для каждого значения L' была решена задача о вытеснении нефти водой: в изначально нефтенасыщенный пласт происходит закачка воды с постоянным давлением P_1 , на противоположной границе осуществляется отбор водонефтяной

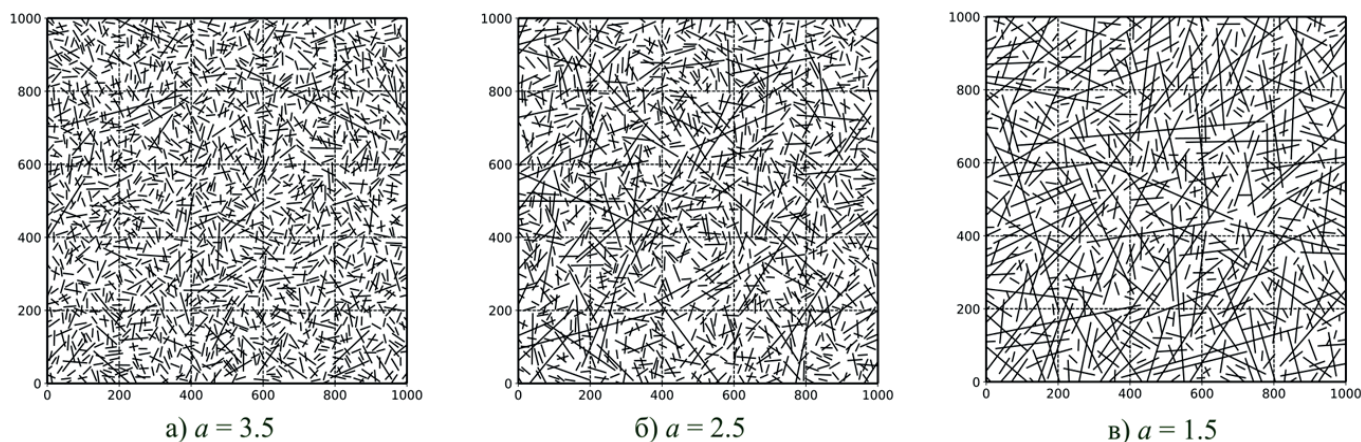


Рис. 1. Первый (а), второй (б) и третий (в) варианты системы трещин

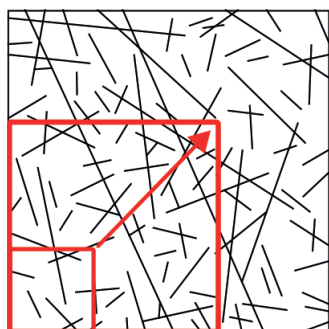


Рис. 2. Общая схема исследования

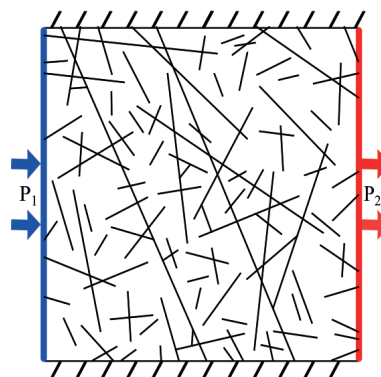


Рис. 3. Схематическое представление постановки задачи

смеси при постоянном давлении P_2 . На остальных границах задано граничное условие непротекания. Значения P_1 и P_2 для каждого значения L' выбирались таким образом, чтобы величина градиента давления $(P_1 - P_2)/L'$ сохранялась неизменной и была равна 0.02 МПа/м.

Параметры горной породы и насыщающих ее флюидов имели следующие значения: пористость матрицы $\varphi = 0.1$, проницаемость матрицы $k_m = 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, раскрытие трещин $\delta = 250 \text{ мкм}$, вязкость нефти $\mu_o = 10 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, вязкость воды $\mu_w = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, коэффициент поверхностного натяжения $\sigma = 0.03 \text{ Н/м}$, краевой угол смачивания $\theta = 60^\circ$. Относительные фазовые проницаемости для пористой среды и системы трещин приняты в следующем виде: $k_{rn}^m = (S_n^m)^2$, $k_{rn}^f = S_n^f$. J-функция Леверетта имела вид: $J(S_w^m) = (1 - S_w^m)^2$.

Результаты и обсуждение

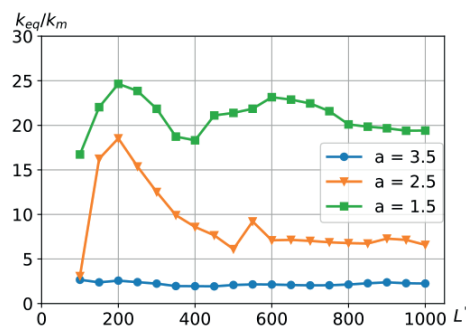
Одной из важных характеристик трещиновато-пористого коллектора является его эквивалентная проницаемость. Величину эквивалентной проницаемости для подобласти с размером L' при установившейся однофазной фильтрации жидкости можно определить из следующего выражения:

$$k_{eq} = \frac{q\mu L'}{\Delta P},$$

где q – расход жидкости, μ – вязкость жидкости, $\Delta P = P_1 - P_2$ – перепад давления.

На примере трех вариантов системы трещин проведено исследование величины эквивалентной проницаемости для различных значений характерного расстояния между областями закачки и добычи L' . На рис. 4 приведена

зависимость отношения эквивалентной проницаемости к проницаемости матрицы горной породы k_{eq}/k_m от L' . Видно, что для первого варианта системы трещин эквивалентная проницаемость слабо зависит от L' при этом $k_{eq}/k_m \approx 2$. Так как данная система трещин слабо связная, то определяющее влияние на величину эквивалентной проницаемости оказывает проницаемость матрицы горной породы. Для второго варианта системы трещин при $L' > 400 \text{ м}$ наблюдаются устойчивые значения $k_{eq}/k_m \approx 7$. В то же время при $L' \leq 400 \text{ м}$ имеют место относительно большие значения эквивалентной проницаемости, связанные с тем, что расстояние L' между областями закачки и добычи оказывается меньше размеров связного кластера трещин (характерный масштаб неоднородности). Для третьего варианта характерно определяющее

Рис. 4. Зависимость отношения k_{eq}/k_m от характерного расстояния между областями добычи и закачки L' для первого ($a = 3.5$), второго ($a = 2.5$) и третьего ($a = 1.5$) вариантов системы трещин

влияние системы трещин на эквивалентную проницаемость $k_{eq}/k_m \approx 20$. При этом значения эквивалентной проницаемости имеют относительно устойчивый характер для всех значений L' , что объясняется достаточной развитостью системы трещин.

Аналогичным образом исследовано влияние характерного расстояния между скважинами на эффективность выработки запасов трещиновато-пористого коллектора. Для представления результатов использованы интегральные безразмерные характеристики процесса извлечения нефти: коэффициент извлечения нефти и количество закачанных поровых объемов. Коэффициент извлечения нефти представляет собой отношение объема вытесненной из пласта нефти V_{prod} к начальному объему нефти в пласте V_{init} :

$$\eta = \frac{V_{prod}}{V_{init}}$$

Количество закачанных в область поровых объемов является отношением объема закачанной в расчетную область воды V_{inj} к суммарному объему пустот в расчетной области V_p :

$$\chi = \frac{V_{inj}}{V_p}$$

Отношение η/χ характеризует объем вытесненной нефти за счет объема закачанной в пласт воды и является мерой эффективности вытеснения нефти. Для всех вариантов систем трещин и всех размеров подобластей расчеты проведены до моментов времени, соответствующих $\chi = 3$, т.е. пока в пласт не будет закачано 3 поровых объема воды.

На рисунке 5 приведена зависимость коэффициента извлечения нефти η от величины L' для трех вариантов систем трещин. Для первого варианта наблюдаются наибольшие значения коэффициента извлечения нефти, что объясняется слабой связностью системы трещин. При этом величина η слабо зависит от L' . При увеличении параметра перколяции p увеличиваются характерные размеры локально связных кластеров трещин, которые могут оказаться сопоставимыми с характерными расстояниями между областями добычи и закачки. Так, для второго варианта системы трещин при $L' \leq 400$ м наблюдаются низкие значения η , связанные с прорывом воды по связному кластеру трещин. Отметим, что размер связного кластера трещин является случайной величиной. По этой причине при значениях L' меньше характерного размера неоднородности существует определенный риск преждевременного обводнения. Случайность связи между областями добычи и закачки по системе трещин подтверждается наличием точки $L' = 100$ м, где данная связь отсутствует. Резкий рост величины η при $L' > 400$ м связан с «разрывом» прямой связи по системе трещин между областями закачки и добычи, здесь величина L' становится больше характерного размера связных кластеров трещин. При этом видна связь между величиной эквивалентной проницаемости и коэффициентом извлечения нефти: большим значениям k_{eq} соответствуют меньшие значения η . Для третьего варианта связь по системе трещин наблюдается при всех L' , при этом имеет место монотонный рост величины η с увеличением L' . Так как для третьего

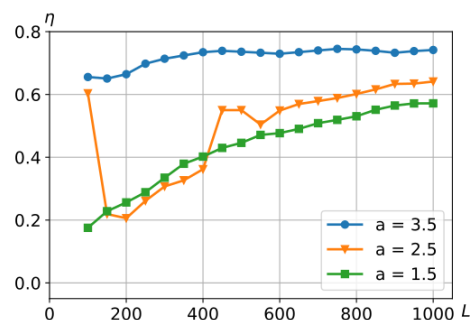


Рис. 5. Зависимость коэффициента извлечения нефти η от характерного расстояния между областями добычи и закачки L' для первого ($a = 3.5$), второго ($a = 2.5$) и третьего ($a = 1.5$) вариантов системы трещин

варианта система трещин разделяет коллектор на матричные блоки, то в данном случае извлечение нефти из блоков пористой среды происходит как за счет градиента давления в системе трещин, так и за счет капиллярной пропитки (Желтов, 1986). При этом существуют два характерных времени процесса вытеснения нефти водой: τ_1 , характеризующее интенсивность массообмена между пористой средой и системой трещиной, и τ_2 – характерное время протекания воды через трещиновато-пористый коллектор. Эффективность вытеснения зависит от отношения этих времен τ_2/τ_1 . Анализ показывает, что величина τ_2 возрастает с увеличением L' , в то время как величина τ_1 изменяется относительно слабо, что приводит к увеличению η . Для второго варианта аналогичное поведение η наблюдается при $L' > 400$ м.

Для наглядной демонстрации основных закономерностей процесса вытеснения нефти водой рассмотрены зависимости коэффициента извлечения нефти η от обводненности добываемой продукции f (кривые обводнения), которые приведены на рис. 6. Из рис. 6а видно, что для первого варианта системы трещин для всех значений L' имеет место безводный период добычи. При этом продолжительность безводного периода может изменяться в зависимости от L' , что связано с появлением в расчетной области локально связных кластеров трещин. Для второго варианта системы трещин (рис. 6б) безводный период или является непродолжительным, или вообще отсутствует (за исключением $L' = 100$ м). При этом наибольшие значения обводненности наблюдаются при $L' \leq 400$ м, поскольку здесь величина L' оказывается меньше размеров связного кластера трещин. В то же время при $L' > 400$ м обводненность добываемой продукции существенно снижается, что приводит к увеличению значений коэффициента извлечения нефти. В третьем варианте (рис. 6в) из-за наличия сильно связной системы трещин при всех значениях L' имеет место быстрое обводнение добываемой продукции. Из рис. 6в также видно, что по мере увеличения L' происходит постепенное уменьшение величины f , что положительным образом сказывается на значении коэффициента извлечения нефти. Таким образом, в условиях сильно развитой системы трещин при малых значениях L' наблюдается низкая эффективность извлечения нефти.

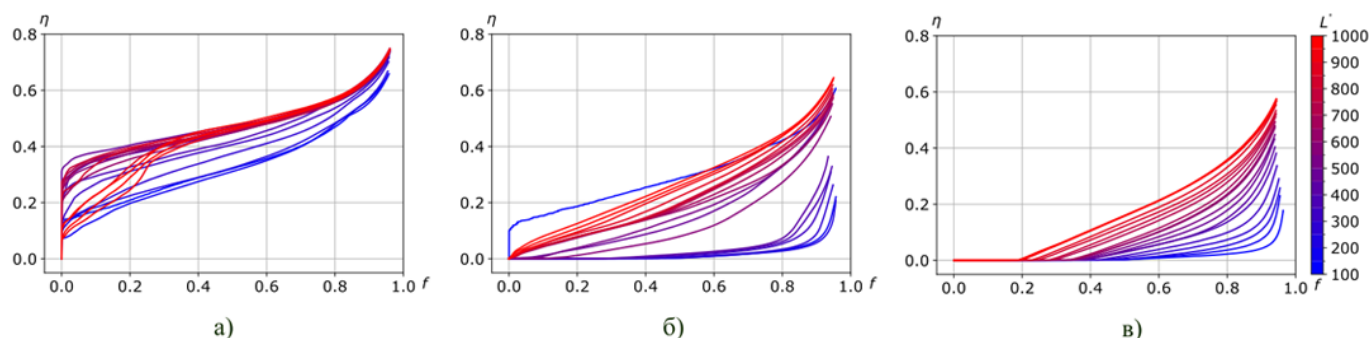


Рис. 6. Зависимости коэффициента извлечения нефти η от обводненности f для слабо- (а), средне- (б) и сильносвязной (в) системы трещин

Заключение

Исследовано влияние характерного расстояния между областями закачки и добычи на эффективность извлечения нефти из трещиновато-пористых коллекторов для систем трещин различной степени связности. В условиях достаточно развитой системы трещин малые расстояния между скважинами могут приводить к существенному снижению величины коэффициента извлечения нефти, которое обусловлено наличием связи между областями закачки и добычи по системе трещин. При этом для всех рассмотренных случаев увеличение расстояния между зонами нагнетания и отбора приводит к повышению эффективности извлечения нефти.

Прогнозируемое поведение фильтрационных свойств среды наблюдается как для достаточно больших значений параметра перколяции p (развитая система трещин), так и для слабосвязных систем трещин. При значениях параметра перколяции, близких к критическому ($p \sim p_c$), наблюдается слабо предсказуемое поведение как эквивалентной проницаемости, так и коэффициента извлечения нефти, которое связано с влиянием локально связанных кластеров трещин. Установлено, что в отличие от порового коллектора, в условиях достаточно развитой трещиноватости размещение добывающих и нагнетательных скважин на малом расстоянии друг от друга в зависимости от структуры системы трещин является либо неэффективным, либо связано с повышенным риском.

Финансирование

Вычислительные эксперименты проведены в рамках государственного задания (№ госрегистрации 124021500017-5). Постановка задачи и анализ результатов выполнены при финансовой поддержке АГТУ ВШН.

Литература

- Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П., Кочина И.Н. (1960). Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. *Прикладная математика и механика*, 24(5), с. 852–864.
- Блонский А.В., Митрушкин Д.А., Савенков Е.Б. (2017). Моделирование течений в дискретной системе трещин: физико-математическая модель. *Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша*, 65, 28 с. <https://doi.org/10.20948/prepr-2017-65>
- Владимиров И.В., Надыров А.И. (2016). Влияние расстояния между стволами горизонтальных скважин на коэффициент извлечения нефти. *Sciences of Europe*, 7–2(7), с. 18–23.
- Желтов Ю.П. (1986). Разработка нефтяных месторождений. М: Недра, 333 с.

Жуков В.С., Моторыгин В.В. (2022). Распространение трещинных коллекторов на Чаюдинском месторождении (Восточная Сибирь). *Георесурсы*, 24(3), с. 84–89. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.7>

Захаров В.С. (2008). Характеристики самоподобия сейсмичности и сетей активных разломов Евразии. *Электронное научное издание «ГЕОРАЗРЕЗ»*, 1(1), с. 1–20.

Закиров С.Н. (2002). Анализ проблемы «плотность сетки скважин-нефтеотдача». М: Издательский Дом «Грааль», 314 с.

Каневская Р.Д. (2002). Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 140 с.

Легостаев Д. Ю., Родионов С. П. (2021). Численное исследование двухфазной фильтрации в трещиновато-пористой среде на основе моделей порупругости и дискретных трещин. *Прикладная механика и техническая физика*, 62(3), с. 126–136. <https://doi.org/10.15372/PMTF20210312>

Легостаев Д. Ю., Родионов С. П. (2023). Численное исследование влияния структуры системы трещин на фильтрацию жидкости в порупругой среде. *Известия РАН. Механика жидкости и газа*, 4, с. 93–107. <https://doi.org/10.31857/S1024708422600543>

Лушпеев В.А., Соколов А.Н., Гальцева О.А., Салимгареева Э.М. (2023). Методические основы для обоснования трудноизвлекаемых запасов карбонатного коллектора. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 2(41), с. 201–215. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art14>

Пергамент А. Х., Томин П. Ю. (2011). Об исследовании функций относительных фазовых проницаемостей для анизотропных сред. *Матем. моделирование*, 23(5), с. 3–15.

Пичугин О. Н., Родионов С. П., Соляной П. Н., Гавриш А. С., Косяков В. П., Кошеверов Г. Г. (2015). Принципы оптимизации систем заводнения месторождений, осложненных малоамплитудными тектоническими нарушениями. *Российская нефтегазовая техническая конференция SPE*, SPE-176697-MS. <https://doi.org/10.2118/176697-MS>

Щекин А.И., Васильев В.А., Николайченко А.С., Коломийцев А.В. (2021). Промысловая классификация трещиноватых коллекторов кристаллического фундамента. *Георесурсы*, 23(3), с. 90–98. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.12>

Bakhtizin R. N., Nurgaliev R. Z., Fattakhov I. G., Semanov A. S., Semanova A. I. (2023). Designing horizontal wells in carbonate reservoirs using geological and hydrodynamic modeling tools. *SOCAR Proceedings*, Special Issue, pp. 46–51. <https://doi.org/10.5510/ogp2023si100829>

Bonnet E., Bour O., Odling N.E., Davy P., Main I., Cowie P., Berkowitz B. (2001). Scaling of fracture systems in geological media. *Reviews of Geophysics*, 39, pp. 347–383. <https://doi.org/10.1029/1999RG000074>

Bour O., Davy P. (1997) Connectivity of random fault networks following a power law fault length distribution. *Water resources research*, 33(7), pp. 1567–1583. <https://doi.org/10.1029/96WR00433>

Geuzaine C., Remacle J.-F. (2009). Gmsh: A 3-D finite element mesh generator with built-in pre- and post-processing facilities. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 79(11), pp. 1309–1331. <https://doi.org/10.1002/nme.2579>

Gutierrez M., Youn D. (2015). Effects of fracture distribution and length scale on the equivalent continuum elastic compliance of fractured rock masses. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 7(6), pp. 626–637. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2015.07.006>

Karimi-Fard M., Durlafsky L.J., Aziz K. (2004). An Efficient DiscreteFracture Model Applicable for General-Purpose Reservoir Simulators. *SPE Journal* (SPE 88812), pp. 227–236. <https://doi.org/10.2118/88812-PA>

Kharat R., Ott H. (2023). A Comprehensive Review of Fracture Characterization and Its Impact on Oil Production in Naturally Fractured Reservoirs. *Energies*, 16(8), 3437. <https://doi.org/10.3390/en16083437>

Legostaev D. Yu., Rodionov S. P. (2024). Numerical Investigation of the Structure of Fracture Network Impact on Interwell Conductivity. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 45(5), pp. 2076–2084. <https://doi.org/10.1134/S1995080224602261>

Lei Q., Wang X. (2016). Tectonic interpretation of the connectivity of a multiscale fracture system in limestone. *Geophysical Research Letters*, 43, pp. 1551–1558. <https://doi.org/10.1002/2015GL067277>

Liu R., Li B., Jiang Y., Huang N. (2016). Review: Mathematical expressions for estimating equivalent permeability of rock fracture networks. *Hydrogeology Journal*, 24(7), pp. 1623–1649. <https://doi.org/10.1007/s10040-016-1441-8>

Nelson R.A. (2001). *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. 2nd ed. Gulf Professional Publishing, 352 p. <https://doi.org/10.1016/B978-088415317-7/50004-X>

Warren J.E., Root P.J. (1963). The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(03), pp. 245–255. <https://doi.org/10.2118/426-PA>

Сведения об авторах

Дмитрий Юрьевич Легостаев – младший научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН
Россия, 625026, Тюмень, ул. Таймырская, д. 74
e-mail: legostaevdy@yandex.ru

Сергей Павлович Родионов – доктор физ.-мат. наук, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН

Россия, 625026, Тюмень, ул. Таймырская, д. 74
e-mail: rodionovsp@bk.ru

Олег Николаевич Пичугин – кандидат физ.-мат. наук, Заместитель директора ПИНШ – руководитель департамента нефтегазового инжиниринга, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186а
e-mail: o.pichugin@agni-rt.ru

Антон Сергеевич Ильин – инженер-исследователь, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН

Россия, 625026, Тюмень, ул. Таймырская, д. 74
e-mail: antonilyin7@gmail.com

Статья поступила в редакцию 10.03.2025;

Принята к публикации 07.07.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Influence of Characteristic Distance Between Wells on the Efficiency of Reserves Production in a Fractured Reservoir

D.Yu. Legostaev^{1,2*}, S.P. Rodionov^{1,2}, O.N. Pichugin², A.S. Ilyin^{1,2}

¹Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russian Federation

²Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum, Almetyevsk, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitry Yu. Legostaev, e-mail: legostaevdy@yandex.ru

Abstract. Fractured reservoirs are widespread and contain a significant share of hydrocarbon reserves. At the same time, the fracturing of rocks has a significant impact on the processes of oil field development. In particular, the use of flooding of fractured reservoirs can lead to rapid water breakthroughs to production wells. In this regard, it is important to study the characteristic distance between wells (well grid density) on the efficiency of reserve development in a fractured reservoir.

The paper considers two-dimensional two-phase fluid flow of incompressible fluids in a fractured-porous reservoir. The study was carried out using the example of three variants of fracture systems with the same density, characterized by different degrees of connectivity. These fracture systems were obtained by random generation, with each fracture having a random position and orientation. The distribution of fracture length follows a power law. Simulation of fluid flow in a fractured-porous medium was carried out using a discrete fracture model. The influence of the characteristic distance between wells on the efficiency of reserve development was studied.

The study of equivalent permeability and oil recovery factor on the characteristic distance between wells showed that in a fractured reservoir, the placement of production and

injection wells at small distances from each other, depending on the structure of the fracture system, can be either ineffective or associated with an increased risk.

Keywords: fractured-porous reservoir, discrete fracture model, oil recovery factor, equivalent permeability, waterflooding

Acknowledgements

The numerical simulations were carried out within the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. 124021500017-5). The problem statement and analysis of the results were carried out with the financial support of ASTU HPS.

Recommended citation: Legostaev D.Yu., Rodionov S.P., Pichugin O.N., Ilyin A.S. (2025). Influence of Characteristic Distance Between Wells on the Efficiency of Reserves Production in a Fractured Reservoir. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 246–253. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.22>

References

Bakhtizin R.N., Nurgaliev R.Z., Fattakhov I.G., Semanov A.S., Semanova A.I. (2023). Designing horizontal wells in carbonate reservoirs using geological and hydrodynamic modeling tools. *SOCAR Proceedings*, Special Issue, pp. 46–51. <https://doi.org/10.5510/ogp2023si100829>

- Barenblatt G.I., Zheltov Yu.P., Kochina I.N. (1960). On the basic concepts of the theory of filtration of homogeneous liquids in fractured rocks. *Applied Mathematics and Mechanics*, 24(5), pp. 852–864. (In Russ.)
- Blonskiy A.V., Mitrushkin D.A., Savenkov E.B. (2017). Modeling of flows in a discrete system of fracture: a physical and mathematical model. *Preprints of the Keldysh Institute of Applied Mathematics*, 65, 28 p. (In Russ.) <https://doi.org/10.20948/prepr-2017-65>
- Bonnet E., Bour O., Odling N.E., Davy P., Main I., Cowie P., Berkowitz B. (2001). Scaling of fracture systems in geological media. *Reviews of Geophysics*, 39, pp. 347–383. <https://doi.org/10.1029/1999RG000074>
- Bour O., Davy P. (1997). Connectivity of random fault networks following a power law fault length distribution. *Water resources research*, 33(7), pp. 1567–1583. <https://doi.org/10.1029/96WR00433>
- Geuzaine C., Remacle J.-F. (2009). Gmsh: A 3-D finite element mesh generator with built-in pre- and post-processing facilities. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 79(11), pp. 1309–1331. <https://doi.org/10.1002/nme.2579>
- Gutierrez M., Youn D. (2015). Effects of fracture distribution and length scale on the equivalent continuum elastic compliance of fractured rock masses. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 7(6), pp. 626–637. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2015.07.006>
- Kanevskaya R. D. (2002). Mathematical modeling of hydrodynamic processes of hydrocarbon deposit development. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Research, 140 p. (In Russ.)
- Karimi-Fard M., Durlowski L.J., Aziz K. (2004). An Efficient Discrete Fracture Model Applicable for General-Purpose Reservoir Simulators. *SPE Journal* (SPE 88812), pp. 227–236. <https://doi.org/10.2118/88812-PA>
- Kharrat R., Ott H. (2023). A Comprehensive Review of Fracture Characterization and Its Impact on Oil Production in Naturally Fractured Reservoirs. *Energies*, 16(8), 3437. <https://doi.org/10.3390/en16083437>
- Legostaev D.Yu., Rodionov S.P. (2021). Numerical study of two-phase filtration in a fractured porous medium based on poroelasticity and discrete fractures models. *Applied Mechanics and Technical Physics*, 62(3), pp. 126–136. (In Russ.) <https://doi.org/10.15372/PMTF20210312>
- Legostaev D.Yu., Rodionov S.P. (2023). Numerical study of the influence of the structure of the crack system on fluid filtration in a poroelastic medium. *Izvestiya ran. Mechanics of Liquids and Gases*, 4, pp. 93–107. (In Russ.) <https://doi.org/10.31857/S1024708422600543>
- Legostaev D.Yu., Rodionov S.P. (2024). Numerical Investigation of the Structure of Fracture Network Impact on Interwell Conductivity. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 45(5), pp. 2076–2084. <https://doi.org/10.1134/S1995080224602261>
- Lei Q., Wang X. (2016). Tectonic interpretation of the connectivity of a multiscale fracture system in limestone. *Geophysical Research Letters*, 43, pp. 1551–1558. <https://doi.org/10.1002/2015GL067277>
- Liu R., Li B., Jiang Y., Huang N. (2016). Review: Mathematical expressions for estimating equivalent permeability of rock fracture networks. *Hydrogeology Journal*, 24(7), pp. 1623–1649. <https://doi.org/10.1007/s10040-016-1441-8>
- Lushpeev V.A., Sokolov A.N., Galtseva O.A., Salimgareeva E.M. (2023). Methodological framework for tight reserve provement for a carbonate reservoir. *Actual Problems of Oil and Gas*, 2(41), pp. 201–215. (In Russ.) <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art14>
- Nelson R.A. (2001). Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd ed. Gulf Professional Publishing, 352 p. <https://doi.org/10.1016/B978-088415317-7/50004-X>
- Pergament A.Kh., Tomin P.Yu. (2011). On study of relative phase permeabilities for anisotropic media. *Matem. modeling*, 23(5), pp. 3–15. (In Russ.)
- Pichugin O. N., Rodionov S.P., Solyanoy P.N., Gavris A.S., Kosyakov V.P., Kosheverov G.G. (2015). Waterflood optimization principles for fields with low-amplitude tectonic faults. *SPE Russian Petroleum Technical Conference*, SPE-176697-MS. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/176697-MS>
- Shchekin A.I., Vasiliev V.A., Nikolaychenko A.S., Kolomiitsev A.V. (2021). Field classification of fractured reservoirs of crystalline basement. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 90–98. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.12>
- Vladimirov I.V., Nadyrov A.I. (2016). Influence of the distance between horizontal wells trunks on oil recovery coefficient. *Sciences of Europe*, 7–2(7), pp. 18–23. (In Russ.)
- Warren J.E., Root P.J. (1963). The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(03), pp. 245–255. <https://doi.org/10.2118/426-PA>
- Zakharov V.S. (2008). Characteristics of self-similarity of seismicity and active fault networks in Eurasia. *Electronic scientific publication "GEORazrez"*, 1(1), pp. 1–20. (In Russ.)
- Zakirov S.N. (2002). Analysis of the problem “well grid density - oil recovery”. Moscow: Graal, 314 p. (In Russ.)
- Zheltov Yu.P. (1986). Development of oil fields. Moscow: Nedra, 333 p. (In Russ.)
- Zhukov V.S., Motorygin V.V. (2022). Distribution of fractured reservoirs in the Chayanda field (Eastern Siberia). *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 84–89. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.7>

About the Authors

Dmitry Yu. Legostaev – Junior Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

74 Taimyrskaya St., Tyumen, 625026, Russian Federation
e-mail: legostaevdy@yandex.ru

Sergey P. Rodionov – Dr. Sci. (Physics and Mathematics), Chief Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

74 Taimyrskaya St., Tyumen, 625026, Russian Federation
e-mail: rodionovsp@bk.ru

Oleg N. Pichugin – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Deputy Director of PINSH – Head of the Department of Oil and Gas Engineering, Almet'yevsk State Technological University “Higher School of Petroleum”

186a Sovetskaya St., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation
e-mail: o.pichugin@agni-rt.ru

Anton S. Ilyin – Research Engineer, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
74 Taimyrskaya St., Tyumen, 625026, Russian Federation
e-mail: antonilyin7@gmail.com

Manuscript received 10 March 2025;
Accepted 7 July 2025; Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)