

УДК 532.5:622.276

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОЙ СРЕДЕ НА ОСНОВЕ МОДЕЛЕЙ ПОРОУПРУГОСТИ И ДИСКРЕТНЫХ ТРЕЩИН

Д. Ю. Легостаев, С. П. Родионов

Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики
им. С. А. Христиановича СО РАН, 625026 Тюмень, Россия
E-mails: legostaevdy@yandex.ru, rodionovsp@bk.ru

На основе моделей пороупругости и дискретных трещин проведено численное исследование процессов фильтрации в деформируемых трещиновато-пористых средах. Изучено влияние напряженно-деформированного состояния среды на ее фильтрационные свойства. Исследован процесс вытеснения нефти из трещиноватых пластов. Показано, что сжимающие напряжения оказывают существенное влияние на эффективность вытеснения нефти. Проведены расчеты для трех вариантов случайно созданных систем трещин с различной степенью связности.

Ключевые слова: двухфазная фильтрация, модель дискретных трещин, трещиновато-пористая среда, пороупругость.

DOI: 10.15372/PMTF20210312

Введение. При моделировании фильтрационных потоков в геологических средах необходимо учитывать их напряженно-деформированное состояние. Это позволяет решать проблемы захоронения CO₂ [1], использования геотермальных источников [2], добычи нефти и газа [3]. Для описания системы пласт — флюид в данных областях обычно используется модель пороупругой среды [4, 5]. При разработке нефтяных месторождений наиболее существенное влияние напряженно-деформированного состояния пластовых систем на фильтрационные потоки имеет место в трещиновато-пористых средах.

Системы трещин в пластовых системах характеризуются плотностью распределения, длиной трещин и их ориентацией [6]. При выборе подхода к моделированию трещиновато-пористых сред необходимо учитывать особенности строения системы трещин. Наиболее точное описание пластовых трещин возможно с помощью модели дискретных трещин [7, 8], которая позволяет явным образом учесть положение каждой трещины и определить ее влияние на фильтрационные потоки и напряженно-деформированное состояние пластовой системы. Модель дискретных трещин применяется при исследовании процессов нестационарного заводнения [9] и неизотермической фильтрации [10]. При описании систем трещин с высокой плотностью распределения, для которых метод дискретных трещин неэффективен

Вычислительные эксперименты и анализ результатов численного исследования проведены при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований и правительства Тюменской области (код проекта 20-41-720004). Постановка задачи выполнена в рамках Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук.

© Легостаев Д. Ю., Родионов С. П., 2021

вен вследствие его вычислительной сложности, применяется модель двойной пористости (двойной проницаемости) [11], описывающая сеть трещин с помощью эффективных параметров.

Данная работа посвящена численному моделированию двухфазных фильтрационных потоков в деформируемой трещиновато-пористой среде. Для моделирования трещиноватости пластовой системы используется модель дискретных трещин. В двумерной постановке проводится численное исследование влияния напряженно-деформированного состояния трещиновато-пористой среды на фильтрационные параметры системы трещин и эффективность вытеснения нефти. Рассматриваются системы макротрещин, имеющие протяженность порядка десятков и сотен метров.

1. Математическая модель. Рассмотрим двухфазную фильтрацию воды и нефти в деформируемой трещиновато-пористой среде. В общем случае математическая модель пороупругой среды включает две группы уравнений: уравнения фильтрации, учитывающие деформации горной породы, и уравнения теории упругости, учитывающие давление флюида в поровом пространстве.

При моделировании фильтрации вода и нефть рассматриваются как слабосжимаемые несмешивающиеся жидкости. Пренебрежение капиллярными силами позволяет считать давления в фазах равными. В соответствии с принятыми допущениями уравнения фильтрации фаз в деформируемом поровом пространстве горной породы принимают вид [5]

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

где верхний индекс $\alpha = m$ соответствует матрице горной породы, $\alpha = f$ — трещинам; нижний индекс $p = w$ соответствует воде, $p = o$ — нефти; S_p^α — насыщенность p -й фазой; p^α — давление; M_p^α — модуль Био:

$$M_p^\alpha = C_p \varphi^\alpha + (b^\alpha - \varphi^\alpha) / K_s,$$

C_p — сжимаемость фазы; φ^α — пористость; b^α — коэффициент Био; K_s — объемный модуль материала зерен горной породы; \mathbf{u} — вектор перемещений скелета горной породы; \mathbf{v}_p^α — скорость фильтрации.

При совместном течении нефти и воды справедливо соотношение

$$\sum_{p=w,o} S_p^\alpha = 1.$$

Скорость фильтрации каждой фазы в поровом пространстве определяется из обобщенного закона Дарси

$$\mathbf{v}_p^m = -\frac{k^m k_{rp}^m}{\mu_p} \nabla p^m,$$

где k^α — абсолютная проницаемость; k_{rp}^α — относительная фазовая проницаемость; μ_p — вязкость фазы.

Закон сохранения импульса для пороупругой среды в квазистационарном приближении без учета объемных сил имеет вид

$$\nabla \cdot \sigma = \nabla \cdot (\sigma' - b^m p^m I) = 0, \tag{1}$$

где σ — тензор полных напряжений; σ' — тензор эффективных напряжений; I — единичная матрица.

В случае изотропной пороупругой среды при малых деформациях уравнение (1) может быть записано для вектора перемещений скелета горной породы:

$$\nabla \cdot [\mu \nabla \mathbf{u} + \mu (\nabla \mathbf{u})^T + \lambda I \operatorname{tr} (\nabla \mathbf{u})] - b^m \nabla p^m = 0$$

(λ, μ — коэффициенты Ламе).

Трещина представляет собой две находящиеся в состоянии механического контакта поверхности, шероховатость которых не позволяет им полностью сомкнуться. Так как продольные размеры трещины существенно больше ее поперечных размеров, то в двумерном случае трещины рассматриваются как одномерные, обладающие собственными фильтрационными и упругими характеристиками объекты, включенные в расчетную область.

В соответствии с условием механического равновесия напряжения, действующие на границах трещины, должны удовлетворять условию

$$\sigma_+ \cdot \mathbf{n}_+ = -\sigma_- \cdot \mathbf{n}_-,$$

где индексы “+”, “-” соответствуют противоположным границам трещины; \mathbf{n}_+ , \mathbf{n}_- — векторы нормалей к границам трещины.

Действующие на трещины нормальные и сдвиговые напряжения связаны с относительными перемещениями ее границ следующими соотношениями:

$$d\sigma'_n = k_n du_n, \quad d\sigma_s = k_s du_s$$

(k_n , k_s — нормальная и сдвиговая жесткость трещины; σ'_n — эффективное нормальное напряжение; σ_s — сдвиговое напряжение; u_n , u_s — относительные нормальные и сдвиговые перемещения берегов трещины).

Уравнение для давления жидкостей в трещине, учитывающее пороупругие эффекты, имеет вид

$$\frac{S_p^f}{M_p^f} \frac{\partial p^f}{\partial t} + \varphi^f \frac{\partial S_p^f}{\partial t} + S_p^m \frac{b^f}{\delta} \frac{\partial u_n}{\partial t} = -\frac{\partial q_p^f}{\partial x^f},$$

где δ — раскрытие трещины; x^f — координата, изменяющаяся вдоль трещины; q_p^f — поток вдоль трещины.

В соответствии с кубическим законом [12] объемный расход фазы через трещину определяется по формуле

$$q_p^f = -\frac{\delta^3 k_{rp}^f}{12\mu_p} \frac{\partial p^f}{\partial x^f}.$$

По аналогии с законом Дарси абсолютная проницаемость трещины может быть представлена в виде

$$k^f = \frac{\delta^2}{12} = \frac{(\delta_0 + u_n)^2}{12}$$

(δ_0 — начальное раскрытие трещины).

На границе матрица — трещина задаются условия непрерывности потоков фаз, величина которых q_p^{mf} пропорциональна перепаду давления между средами:

$$q_p^{mf} = T_p(p^m - p^f).$$

Здесь T_p — проводимость фазы на границе матрица — трещина. Выражение для нахождения T_p получено в работах [7, 13].

Таким образом, приведенные выше уравнения двухфазной фильтрации в деформируемой трещиновато-пористой среде образуют замкнутую систему, которую необходимо дополнить начальными и граничными условиями.

2. Методика численного решения. Для численного решения приведенной системы уравнений используется метод контрольных объемов [14]. Уравнения фильтрации и упругости для трещиноватой среды решаются с помощью безусловно устойчивого итерационного алгоритма “с фиксированными напряжениями” [15]. Для решения уравнений

двухфазной фильтрации применен метод IMPES [16, 17]. Для учета положения трещин внутри расчетной области использованы неструктурированные расчетные сетки. Численные расчеты проведены с использованием разработанного программного модуля [18].

3. Постановка задачи. Рассмотрим трещиновато-пористую среду, находящуюся в квадратной области $\Omega = \{0 \leq x \leq L; 0 \leq y \leq L\}$ с левой $\Gamma_l = \{x = 0; 0 \leq y \leq L\}$, правой $\Gamma_r = \{x = L; 0 \leq y \leq L\}$, верхней $\Gamma_t = \{0 \leq x \leq L; y = L\}$ и нижней $\Gamma_b = \{0 \leq x \leq L; y = 0\}$ границами. Длина стороны расчетной области L задавалась равной 250 м, что соответствует характерному расстоянию между скважинами при разработке нефтяных пластов.

Начальное давление флюидов в пористом пространстве и трещинах равно $p|_{\Omega} = p_{init}$. Рассматриваются фильтрационные потоки в горизонтальном направлении: между левой и правой границами расчетной области поддерживается постоянный перепад давления. На верхней и нижней границах расчетной области задано граничное условие непротекания. Таким образом, граничные условия для уравнений фильтрации имеют вид

$$p|_{\Gamma_r} = p_r, \quad \frac{\partial \mathbf{v}_p^\alpha}{\partial \mathbf{n}} \Big|_{\Gamma_t} = 0, \quad p|_{\Gamma_l} = p_l, \quad \frac{\partial \mathbf{v}_p^\alpha}{\partial \mathbf{n}} \Big|_{\Gamma_b} = 0.$$

(Все значения давлений и напряжений отсчитываются от величины начального пластового давления p_{init} .)

Трещиновато-пористая среда нагружена сжимающими напряжениями, действующими перпендикулярно границам области. Граничные условия для уравнений упругости имеют вид

$$\sigma|_{\Gamma_r} = \sigma_b, \quad \sigma|_{\Gamma_t} = \sigma_b, \quad \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial \mathbf{n}} \Big|_{\Gamma_l} = 0, \quad \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial \mathbf{n}} \Big|_{\Gamma_b} = 0.$$

Поле перемещений в начальный момент времени определяется из решения задачи при $p_l = p_r = p_{init}$.

Распределение длин трещин удовлетворяет степенному закону [6]

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

где $l \in [l_{\min}, l_{\max}]$ — длина трещины; $n(l) dl$ — количество трещин длиной l , находящихся в интервале $[l, l + dl]$; a — показатель степени; A — нормировочный коэффициент.

Параметры системы трещин характеризуются плотностью распределения γ и параметром перколяции p

$$\gamma = \frac{1}{L^2} \int_{\Omega} n(l) l' dl, \quad p = \frac{1}{L^2} \int_{\Omega} n(l) l'^2 dl$$

(l' — длина трещины, включенной в расчетную область Ω). Параметр перколяции p является статистическим параметром, который характеризует связность системы трещин. Границы рассматриваемой области связаны между собой системой трещин, если значение p превышает порог перколяции p_c , значение которого в случае бесконечной двумерной области равно 5,6 [19].

В данной работе рассматривалось три варианта системы трещин с различными показателями степени в законе распределения. В процессе создания системы трещин положение центров всех трещин и их ориентация выбирались случайным образом. Для всех вариантов задавались значения $l_{\min} = 15$ м, $l_{\max} = 1000$ м. Параметр A в законе распределения выбран таким образом, чтобы созданные варианты систем трещин имели одинаковую плотность распределения $\gamma = 0,09$ м⁻¹. В этом случае, при постоянном значении γ , значения a характеризуют степень связности системы трещин. В первом варианте при $a = 1,5$ (рис. 1, а) система трещин характеризуется значительной степенью связности $p = 8,6 > p_c$.

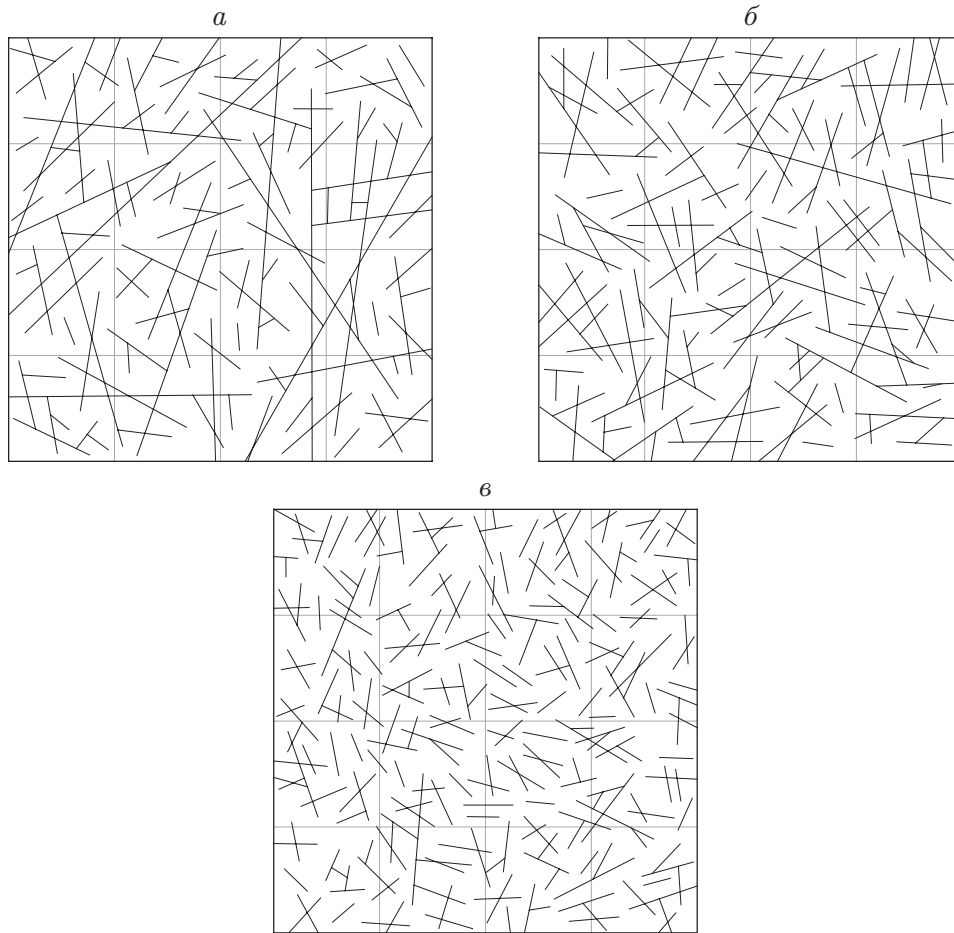


Рис. 1. Первый (а), второй (б), третий (в) варианты системы трещин

Во втором варианте при $a = 2,5$ (рис. 1,б) значение p близко к пороговому значению параметра перколяции $p = 5,0 \sim p_c$. В третьем варианте при $a = 3,5$ (рис. 1,в) параметр перколяции равен $p = 2,5 < p_c$, что свидетельствует о слабой связности системы трещин. Для дискретизации расчетных областей использованы неструктурированные сетки, состоящие из 3873, 4245 и 6741 треугольников для вариантов 1, 2, 3 соответственно. Увеличение количества расчетных узлов не оказывало существенного влияния на результаты расчетов.

Параметры горной породы и насыщающих ее флюидов имели следующие значения: пористость матрицы $\varphi^m = 0,14$, пористость трещин $\varphi^f = 1,0$, проницаемость матрицы $k^m = 5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, начальное раскрытие трещин $\delta_0 = 5 \cdot 10^{-4} \text{ м}$, модуль Юнга $E = 2 \cdot 10^4 \text{ МПа}$, коэффициент Пуассона $\nu = 0,2$, объемный модуль материала зерен $K_s = 2,7 \cdot 10^5 \text{ МПа}$, нормальная жесткость трещин $k_n = 2 \cdot 10^5 \text{ МПа/м}$, сдвиговая жесткость трещин $k_s = 10^5 \text{ МПа/м}$, коэффициент Био матрицы $b^m = 1,0$, коэффициент Био трещин $b^f = 1,0$, коэффициент сжимаемости воды $C_w = 3,7 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$, коэффициент сжимаемости нефти $C_o = 7,4 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$, вязкость воды $\mu_w = 1,0 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, вязкость нефти $\mu_o = 10,0 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. При решении задачи для трещин всех размеров используется начальное раскрытие трещин δ_0 , соответствующее недеформированному состоянию. Для матрицы горной породы относительные фазовые проницаемости нефти и воды выбраны в виде квадратичных функций $k_{rp}^m = (S_p^m)^2$, для трещин — в виде линейных функций $k_{rp}^f = S_p^m$.

4. Результаты исследования. Ниже приводятся результаты численного решения задачи о фильтрации в горной породе при наличии в ней трещин.

4.1. *Расчет эквивалентной проницаемости.* Исследуем влияние напряженно-деформированного состояния трещиновато-пористой среды и упругих характеристик трещин на ее фильтрационные свойства. На примере водонасыщенного пласта ($S_w|_{\Omega} = 1,0$), через левую границу которого происходит закачка воды ($S_w|_{\Gamma_l} = 1,0$), изучается влияние нормальной жесткости трещин $k_n = 100, 200, 400, 800, 2000$ МПа/м и величины внешней нагрузки $\sigma_b = 0, 3, 6, 9, 12, 15$ МПа на эквивалентную проницаемость трещиновато-пористой среды. На правой и левой границах расчетной области поддерживается постоянное давление: $p_r = 0, p_l = 5$ МПа.

Эквивалентная абсолютная проницаемость трещиновато-пористой среды k_e может быть найдена из уравнения Дарси при заданном перепаде давления между границами расчетной области $\Delta p = p_r - p_l$ в случае установившегося однофазного потока жидкости:

$$q_w = -\frac{k_e}{\mu_w} \frac{\Delta p}{L}.$$

Следовательно,

$$k_e = -\frac{q_w \mu_w L}{\Delta p}.$$

Результаты расчетов для трех вариантов систем трещин представлены на рис. 2. Видно, что для первого и второго вариантов фильтрационные параметры расчетной области существенно зависят от проницаемости трещин, так как для этих вариантов система трещин является связной. При этом внешняя нагрузка оказывает существенное влияние на величину k_e . Например, при $k_n = 200$ МПа/мм увеличение внешней нагрузки с 0 до 15 МПа приводит к уменьшению величины раскрытия трещин в среднем на 0,075 мм, что вызывает изменение эквивалентной проницаемости области на 33 и 25 % для первого и второго вариантов соответственно. В то же время в третьем варианте эффективная проницаемость среды в основном зависит от свойств матрицы горной породы ($k_m = 5 \cdot 10^{-15}$ м²). В этом варианте внешняя нагрузка практически не оказывает влияния на эффективные фильтрационные параметры среды: при $k_n = 200$ МПа/мм изменение эквивалентной проницаемости составляет приблизительно 1 %.

4.2. *Исследование процесса вытеснения нефти водой.* Рассмотрим процесс вытеснения нефти из изначально нефтенасыщенного пласта ($S_o|_{\Omega} = 1,0$) за счет закачки воды через левую границу расчетной области ($S_w|_{\Gamma_l} = 1,0$) для трех вариантов систем трещин. Вода закачивается с постоянным давлением $p_l = 5$ МПа, на правой границе поддерживается давление $p_r = 0$. Исследуется влияние напряженно-деформированного состояния пласта на эффективность вытеснения нефти водой из трещиновато-пористой среды при $\sigma_b = 0, 5, 10, 15$ МПа.

На рис. 3 показана динамика расхода нефтяной фазы через правую границу расчетной области для второго варианта системы трещин. В начале процесса вытеснения наблюдается быстрое увеличение и последующее уменьшение расхода нефти (см. рис. 3,а), что объясняется быстрым прорывом воды по системе трещин к правой границе расчетной области. Затем вновь происходит увеличение объема добычи за счет постепенного вытеснения нефти из прилегающего к трещинам порового объема пласта. В более поздние моменты времени ($t > 50$ сут) наблюдаются различия поведения расхода нефти при воздействии различных внешних нагрузок (см. рис. 3,б). Так, при значениях сжимающего напряжения $\sigma_b = 10, 15$ МПа зависимость расхода нефти через правую границу расчетной области от времени является немонотонной, а при $\sigma_b = 0, 5$ МПа — монотонной. Такие зависимости обусловлены перераспределением фильтрационных потоков в трещиновато-пористой среде.

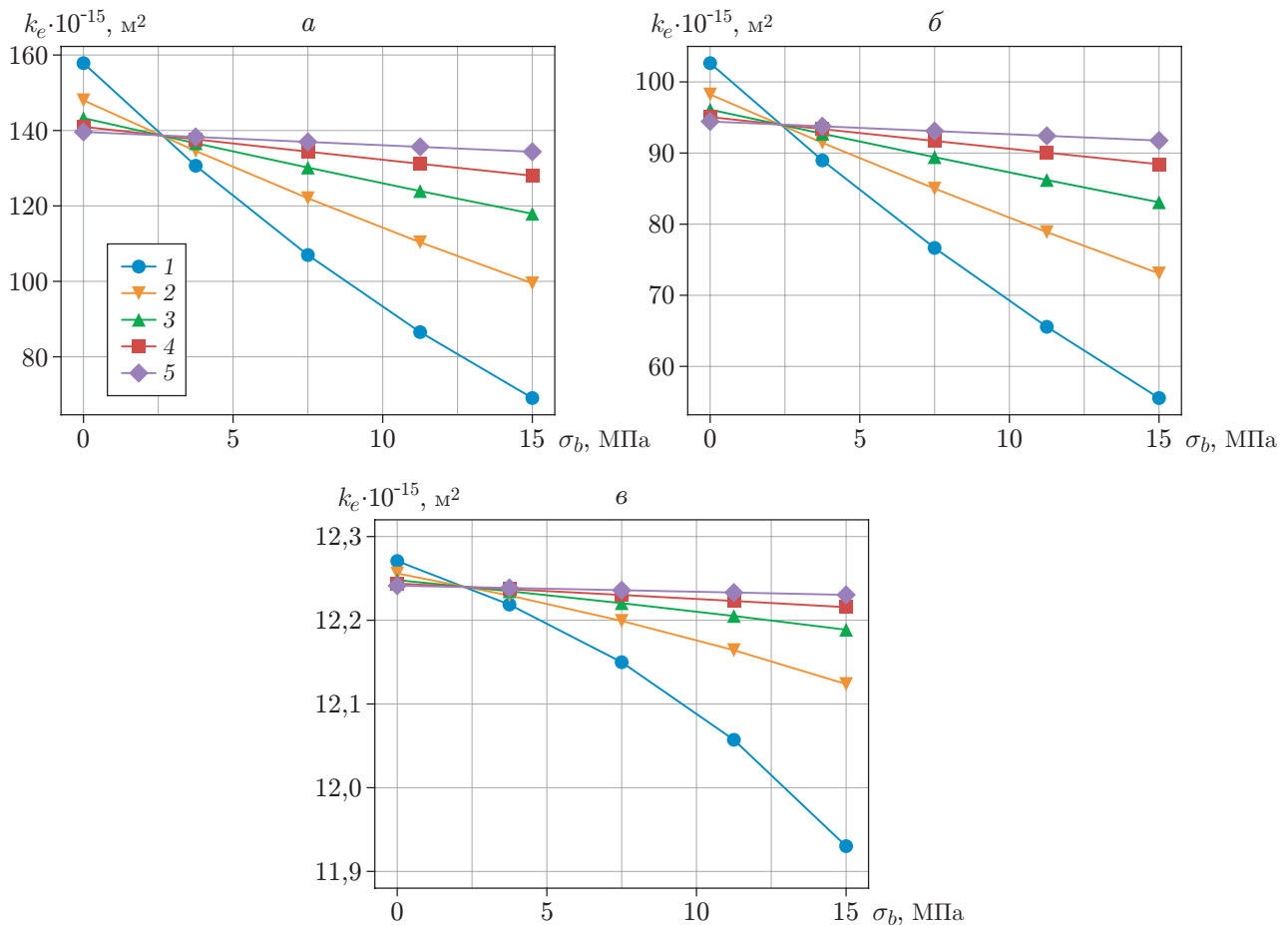


Рис. 2. Зависимость эквивалентной проницаемости трещиновато-пористой среды k_e от величины сжимающих напряжений σ_b для первого (а), второго (б) и третьего (в) вариантов системы трещин при различных значениях нормальной жесткости трещин:

1 — $k_n = 100 \text{ МПа/мм}$, 2 — $k_n = 200 \text{ МПа/мм}$, 3 — $k_n = 400 \text{ МПа/мм}$, 4 — $k_n = 800 \text{ МПа/мм}$, 5 — $k_n = 2000 \text{ МПа/мм}$

Влияние изменения структуры фильтрационных потоков на процесс вытеснения нефти показано на рис. 4, где приведены поля водонасыщенности в момент времени $t = 90$ сут при значениях внешней нагрузки $\sigma_b = 5, 10 \text{ МПа}$. Видно, что при $\sigma_b = 5 \text{ МПа}$ система трещин в правом верхнем углу расчетной области вовлечена в процесс вытеснения нефти водой, в то время как при нагрузке $\sigma_b = 10 \text{ МПа}$ в указанный момент времени процесс вытеснения в данной области отсутствует. Вытеснение нефти на рассматриваемом участке системы трещин при $\sigma_b = 10 \text{ МПа}$ происходит позднее и соответствует кратковременному росту расхода нефти в момент времени $t \approx 175$ сут (см. рис. 3,б). Заметим, что подобное влияние внешней нагрузки на расход нефти через границу расчетной области имеет место только во втором варианте системы трещин.

Исследуем интегральные характеристики процесса вытеснения нефти. Для представления результатов введем безразмерные параметры, часто используемые на практике: отношение объема вытесненной из пласта нефти V_o^{prod} к ее начальному объему в пласте V_o^{init}

$$\eta = V_o^{prod} / V_o^{init},$$

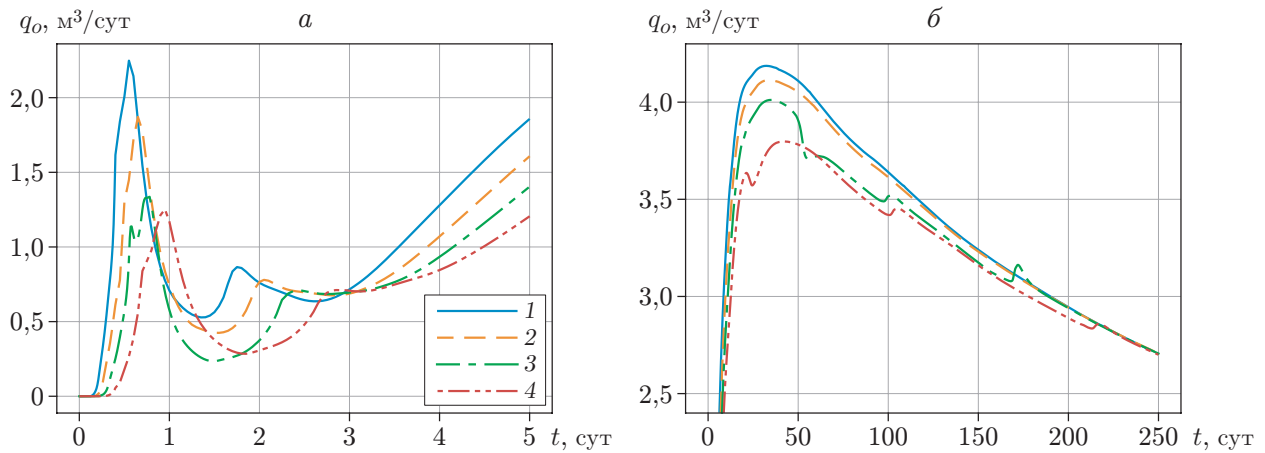


Рис. 3. Расход нефти через правую границу расчетной области в интервалах времени $t = 0 \div 5$ сут (а) и $t = 0 \div 250$ сут (б) при различных значениях внешней нагрузки:

1 — $\sigma_b = 0$, 2 — $\sigma_b = 5$ МПа, 3 — $\sigma_b = 10$ МПа, 4 — $\sigma_b = 15$ МПа

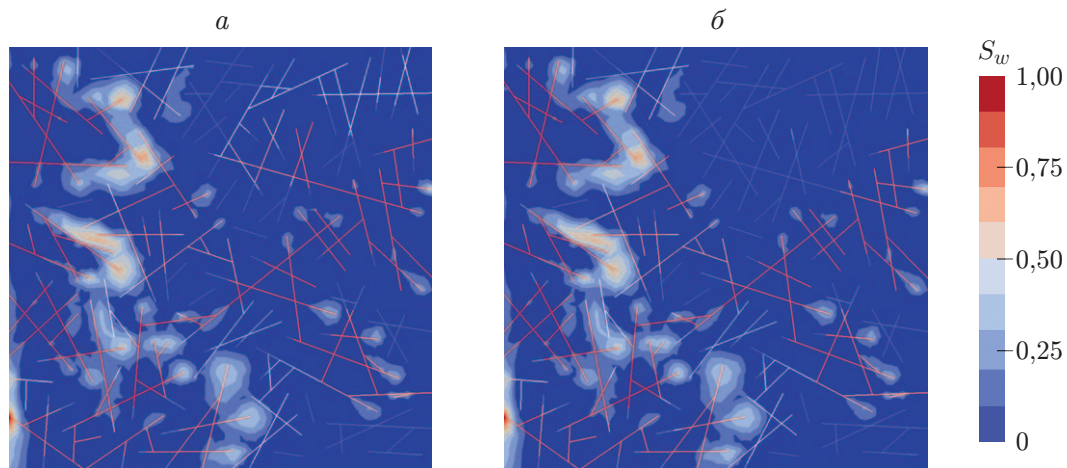


Рис. 4. Поля водонасыщенности в момент времени $t = 90$ сут при различных значениях внешней нагрузки:

а — $\sigma = 5$ МПа, б — $\sigma = 10$ МПа

отношение объема закачанной в пласт воды V_w^{inj} к суммарному объему пор в расчетной области V_p

$$\chi = V_w^{inj} / V_p.$$

Отношение η/χ характеризует объем нефти, вытесненной из пласта при закачке единицы объема воды, и является мерой эффективности вытеснения нефти. При исследовании процесса закачки воды в пластовую систему параметр χ может быть использован в качестве характеристики времени.

Для всех рассматриваемых вариантов систем трещин расчеты проведены до момента времени, соответствующего $\chi = 5$. Из рис. 5, на котором приведена зависимость $\eta(\chi)$, следует, что при увеличении связности системы трещин уменьшается эффективность вытеснения нефти из пласта. Так, в первом и втором вариантах значения отношения η/χ существенно меньше, чем в третьем варианте, что обусловлено возникновением проры-

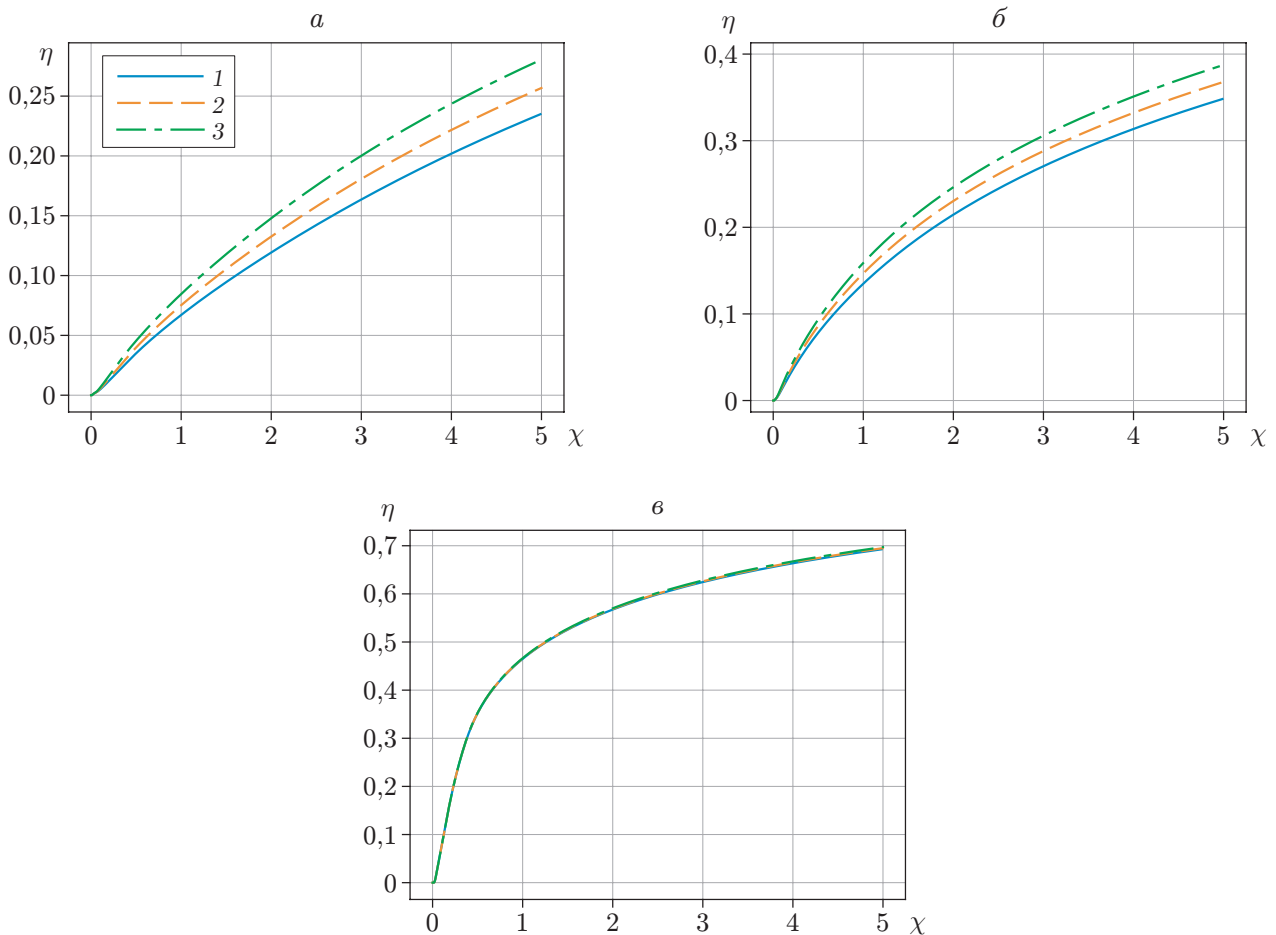


Рис. 5. Зависимость величины η от параметра χ для первого (а), второго (б) и третьего (в) вариантов системы трещин при различных значениях внешней нагрузки:
 1 — $\sigma_b = 0$, 2 — $\sigma_b = 5$ МПа, 3 — $\sigma_b = 10$ МПа

вов воды в системе связанных трещин. Также в первом и втором вариантах (см. рис. 5, а, б) имеет место влияние напряженно-деформированного состояния пластовой системы на эффективность вытеснения нефти: для момента времени, соответствующего значению $\chi = 5$, увеличение внешней нагрузки с 0 до 10 МПа приводит к увеличению значения η на 9,1 и 5,5 % соответственно. В то же время на рис. 5, в видно, что в третьем варианте величина внешней нагрузки оказывает незначительное влияние на процесс вытеснения нефти водой.

Заключение. В работе проведено численное исследование влияния напряженно-деформированного состояния трещиновато-пористой среды на ее фильтрационные параметры и эффективность процесса вытеснения нефти для трех систем трещин с различной степенью связности. Для моделирования двухфазной фильтрации в деформируемой горной породе использована модель пороупругой среды, моделирование трещиноватости выполнено с помощью модели дискретных трещин.

Из анализа полученных результатов следует, что фильтрационные характеристики трещиновато-пористых сред при случайном расположении трещин в расчетной области существенно зависят от распределения трещин по их длине. Влияние напряженно-деформированного состояния среды на ее фильтрационные свойства и эффективность вытеснения нефти из трещиноватых пластов также существенно зависит от распределения

трещин по их длине. Для рассмотренных вариантов увеличение внешней нагрузки приводит к увеличению эффективности вытеснения нефти до 9 %. Обнаружено, что при изменении напряженно-деформированного состояния может происходить перераспределение фильтрационных потоков. Это, в свою очередь, приводит к изменению динамики вытеснения нефти. Полученные результаты подтверждают необходимость учета геомеханических процессов при разработке трещиноватых пластов.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Pan P., Wu Z., Feng X., Yan F.** Geomechanical modeling of CO₂ geological storage: A review // *J. Rock Mech. Geotech. Engng.* 2016. V. 8, N 6. P. 936–947.
2. **Томас I., Sauter M.** A review on challenges in the assessment of geomechanical rock performance for deep geothermal reservoir development // *Renewable Sustainable Energy Rev.* 2018. V. 82. P. 3972–3980.
3. **Rutqvist J., Stephansson O.** The role of hydromechanical coupling in fractured rock engineering // *Hydrogeology J.* 2003. V. 11, N 1. P. 7–40.
4. **Biot M. A.** General theory of three-dimensional consolidation // *J. Appl. Phys.* 1941. V. 12, N 2. P. 155–164.
5. **Coussy O.** Poromechanics. Chichester: John Wiley and Sons, 2004.
6. **Bonnet E., Bour O., Odling N. E., et al.** Scaling of fracture systems in geological media // *Rev. Geophys.* 2001. V. 39, N 3. P. 347–383.
7. **Karimi-Fard M., Durlofsky L., Aziz K.** An efficient discrete-fracture model applicable for generalpurpose reservoir simulators // *SPE J.* 2004. V. 9. P. 227–236.
8. **Garipov T. T., Karimi-Fard M., Tchelepi H. A.** Discrete fracture model for coupled flow and geomechanics // *Comput. Geosci.* 2016. V. 20, N 1. P. 149–160.
9. **Пятков А. А., Косяков В. П.** Исследование процессов стационарного и нестационарного заводнения трещиновато-пористых коллекторов // *Вестн. Тюм. гос. ун-та. Физ.-мат. моделирование. Нефть, газ, энергетика.* 2018. Т. 4, № 3. С. 90–102.
10. **Ryatkov A. A., Kosyakov V. P., Rodionov S. P., Botalov A. Y.** Numerical research of two-phase flow in fractured-porous media based on discrete fracture network model // *AIP Conf. Proc.* 2018. V. 1939. 020039.
11. **Bai M.** On equivalence of dual-porosity poroelastic parameters // *J. Geophys. Res.: Solid Earth.* 1999. V. 104, N B5. P. 10461–10466.
12. **Witherspoon P. A., Wang J. S. Y., Iwai K., Gale J. E.** Validity of cubic law for fluid flow in a deformable rock fracture // *Water Resources Res.* 1980. V. 16, N 6. P. 1016–1024.
13. **Martin V., Jaffre J., Roberts J.** Modeling fractures and barriers as interfaces for flow in porous media // *SIAM J. Sci. Comput.* 2005. V. 26, N 5. P. 1667–1691.
14. **Tang T., Hededal O., Cardiff P.** On finite volume method implementation of poro-elasto-plasticity soil model // *Intern. J. Numer. Analyt. Methods Geomech.* 2015. V. 39, N 13. P. 1410–1430.
15. **Kim J., Tchelepi H. A., Juanes R.** Stability and convergence of sequential methods for coupled flow and geomechanics: fixed-stress and fixed-strain splits // *Comput. Methods Appl. Mech. Engng.* 2011. V. 200, N 13. P. 1591–1606.
16. **Каневская Р. Д.** Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2003.

17. **Chen Z.** Computational methods for multiphase flows in porous media / Z. Chen, G. Huan, Y. Ma. Philadelphia: Soc. for Indust. Appl. Math., 2006.
18. **Legostaev D. Y., Botalov A. Y., Rodionov S. P.** Numerical simulation of fluid flow in a saturated fractured porous media based on the linear poroelasticity model // J. Phys.: Conf. Ser. 2019. V. 1404. 012028.
19. **Bour O., Davy P.** Connectivity of random fault networks following a power law fault length distribution // Water Resources Res. 1997. V. 33, N 7. P. 1567–1583.

*Поступила в редакцию 12/III 2021 г.,
после доработки — 15/III 2021 г.
Принята к публикации 29/III 2021 г.*
