

УДК 532.546

DOI: 10.15372/PMTF202315247

НЕРАВНОВЕСНЫЕ ТЕЧЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

О. Ю. Динариев, Н. В. Евсеев

Технологическая компания “Шлюмберже”, Москва, Россия

E-mails: odinariiev@slb.com, nevseev@slb.com

С учетом возможной неравновесности процесса, а именно кинетики фазового перехода газ — конденсат, рассмотрено фильтрационное течение двухфазной многокомпонентной газоконденсатной смеси в окрестности вертикальной добывающей скважины. Приведены результаты численного решения задачи о фильтрации для различных значений дебита скважины и параметров скорости установления термодинамического равновесия в пластовой смеси. Показано, что влияние неравновесности увеличивается при увеличении дебита скважины.

Ключевые слова: пористая среда, фильтрация, газоконденсат, фазовые переходы, неравновесность

Введение. Для газоконденсатных месторождений пластовая углеводородная смесь, как правило, изначально представляет собой газ, однако при уменьшении давления до определенного значения p_d и ниже появляется жидкая фаза — конденсат. Моделирование течений газоконденсатной смеси в пористой среде имеет большое значение для проектирования разработки газоконденсатных месторождений, поскольку позволяет прогнозировать возможные потери конденсата в пласте и призабойной зоне добывающих скважин. В традиционной постановке в математической теории течений газоконденсатной смеси в пористой среде используются уравнения двухфазной фильтрации газа и конденсата [1, 2] и уравнения термодинамического равновесия фаз в каждом элементе пористой среды, причем для термодинамического описания используются полуэмпирические уравнения состояния (УС) [3–6]. Использование условий равновесия обусловлено тем, что время установления равновесия существенно меньше характерных значений времени изменения состава пластовой смеси при фильтрации.

Однако в некоторых случаях термодинамическое равновесие в пористой среде может нарушаться. Действительно, релаксация к термодинамическому равновесию представляет собой диффузионный процесс с характерным значением времени

$$\tau_d = \alpha_d l_1^2 / d,$$

где α_d — безразмерный коэффициент, приблизительно равный единице; l_1 — характерный размер поры, содержащей многокомпонентный флюид; d — коэффициент диффузии. Вследствие разности скоростей течения газа и конденсата Δv состав контактирующих фаз в поре изменяется за характерное время $\tau_h = l_2 / \Delta v$ (l_2 — характерный размер проточной поры). Заметим, что величины l_1 и l_2 могут различаться вследствие наличия тупиковых

пор, гидродинамически связанных с проточными порами. Приближение локального термодинамического равновесия справедливо при условии

$$\frac{\tau_d}{\tau_h} = \frac{\alpha_d l_1^2 \Delta v}{dl_2} \ll 1. \quad (1)$$

При достаточно больших значениях относительной скорости Δv и (или) отношения l_1/l_2 условие (1) может нарушаться. Например, соотношение (1) нарушается при $d \sim 10^{-9}$ м²/с, $l_2 \sim 10^{-5}$ м, $l_1 \sim 10l_2$, $\Delta v \sim 10^{-6}$ м/с. Следует отметить, что для трещиновато-пористых сред часто имеет место условие $l_1/l_2 \gg 1$.

Численное моделирование неравновесных течений рассматривалось в работах [1, 7–12], в которых установлено, что движущей силой релаксации к фазовому равновесию и одновременно характеристикой неравновесности системы является разность химических потенциалов компонентов в фазах, в то время как скорость установления равновесия определяется матрицей кинетических коэффициентов. Химические потенциалы для реальных смесей могут быть рассчитаны на основе УС [3–6], однако значения кинетических коэффициентов точно не определены. В силу этого широко применялись модельные релаксационные уравнения для концентраций компонентов и химических потенциалов, использующие диагональную матрицу кинетических коэффициентов. Для количественного уточнения параметров, характеризующих кинетику неравновесности, был выполнен ряд экспериментальных и теоретических исследований [13–17], однако вследствие существенной зависимости этих параметров от конкретных физико-химических и структурных характеристик породы количественная неопределенность остается.

В настоящей работе моделирование неравновесных течений газоконденсатной смеси проводится с использованием недиагональной матрицы кинетических коэффициентов, соответствующей описанию смеси на поровом уровне в рамках теории функционала плотности [18, 19].

1. Уравнения течения двухфазной смеси с фазовыми переходами. Рассмотрим течение газоконденсатной смеси в пористой среде, которую будем полагать однородной и изотропной. Основными динамическими уравнениями, описывающими газоконденсатную смесь, являются уравнения сохранения химических компонентов смеси

$$\partial_t (\varphi s_g n_{ig}) + \partial_a I_{ig}^a = q_{ig}; \quad (2)$$

$$\partial_t (\varphi s_c n_{ic}) + \partial_a I_{ic}^a = q_{ic}, \quad (3)$$

где φ — пористость; s_g, s_c — насыщенность газа и конденсата; n_{ig}, n_{ic} — молярные плотности химических компонентов в газе и конденсате; I_{ig}^a, I_{ic}^a — пространственные потоки химических компонентов для газа и конденсата; q_{ig}, q_{ic} — приток компонента i в газ и конденсат вследствие фазовых переходов; индексы i, j принимают значения $1, \dots, M$ и соответствуют номерам химических компонентов смеси; индекс a принимает значения 1, 2, 3 и соответствует декартовым координатам x^a ; $\partial_t = \partial/\partial t$, $\partial_a = \partial/\partial x^a$ — производные по времени t и координатам; по повторяющимся индексам проводится суммирование. Все процессы полагаются изотермическими, поэтому зависимость от температуры опускается. Также предполагается, что с помощью величины φ в уравнениях (2), (3) учитывается не все поровое пространство, а та его часть, в которой находится газоконденсатная смесь (остальное пространство, возможно, занято неподвижной связанной пластовой водой). Для насыщенностей и притоков компонентов выполняются условия баланса

$$s_g + s_c = 1; \quad (4)$$

$$q_{ig} + q_{ic} = 0. \quad (5)$$

Уравнения (2)–(5) относительно $2M + 2$ основных неизвестных s_g, s_c, n_{ig}, n_{ic} являются незамкнутыми, поскольку содержат неизвестные величины $I_{ig}^a, I_{ic}^a, q_{ig}, q_{ic}$. Для того чтобы эти величины корректно описывали неравновесную термодинамику, необходимо учитывать динамику энергии Гельмгольца для данной газоконденсатной смеси. При использовании УС [3–6] получаем выражение для энергии Гельмгольца гомогенной смеси для единицы объема: $f = f(n_i)$ (n_i — молярные плотности компонентов гомогенной смеси). При этом справедливы термодинамические соотношения

$$\varkappa_i = \frac{\partial f}{\partial n_i}; \quad (6)$$

$$f = \varkappa_i n_i - p; \quad (7)$$

$$dp = n_i d\varkappa_i, \quad (8)$$

где $\varkappa_i = \varkappa_i(n_j)$ — химический потенциал компонента i в смеси; $p = p(n_i)$ — давление. Выражение для энергии Гельмгольца двухфазной газоконденсатной смеси для единицы объема пористой среды имеет вид

$$\omega = \varphi(s_g f(n_{jg}) + s_c f(n_{jc}) + m_i(s_g n_{ig} + s_c n_{ic})\psi) + \psi_1 + \psi_2, \quad (9)$$

где m_i — молярная масса компонента i ; $\psi = \psi(x^a)$ — гравитационный потенциал; $\psi_1 = \psi_1(s_g)$ — функция, описывающая энергию межфазных поверхностных сил; $\psi_2 = \psi_2(\varphi)$ — энергия упругих деформаций скелета породы, вызывающих изменение пористости. Для функции ψ_2 примем квадратичное приближение

$$\psi_2 = A(\varphi - \varphi_0)^2/2,$$

где A — постоянный положительный коэффициент; φ_0 — некоторое исходное значение пористости.

Используя уравнения (4)–(9), несложно вычислить вариацию энергии Гельмгольца (9)

$$\begin{aligned} \delta\omega = & (\varkappa_{ig} + m_i\psi)\delta(\varphi s_g n_{ig}) + (\varkappa_{ic} + m_i\psi)\delta(\varphi s_c n_{ic}) + \\ & + \varphi \left(p_c - p_g + \varphi^{-1} \frac{\partial \psi_1}{\partial s_g} \right) \delta s_g + A(\varphi - \varphi_0 - A^{-1}(s_g p_g + s_c p_c)) \delta \varphi, \end{aligned} \quad (10)$$

где $\varkappa_{ig} = \varkappa_i(n_{ig})$, $p_g = p(n_{ig})$ — химические потенциалы и давление в газовой фазе; $\varkappa_{ic} = \varkappa_i(n_{ic})$, $p_c = p(n_{ic})$ — химические потенциалы и давление в фазе конденсата.

Сначала рассмотрим равновесные состояния смеси. При заданном количестве молекул каждого компонента в элементе пористой среды

$$\xi_i = \varphi(s_g n_{ig} + s_c n_{ic})$$

равновесному состоянию компонентов в этом элементе соответствует условный минимум энергии Гельмгольца (9), т. е. решение вариационного уравнения

$$\delta\omega - \lambda_i \delta\xi_i = 0 \quad (11)$$

с множителями Лагранжа λ_i .

Подставляя (10) в (11), получаем необходимые условия локального равновесия смеси

$$\varkappa_{ig} = \varkappa_{ic} = \lambda_i; \quad (12)$$

$$p_g - p_c = \varphi^{-1} \frac{\partial \psi_1}{\partial s_g}; \quad (13)$$

$$\varphi = \varphi_0 + A^{-1}(s_g p_g + s_c p_c). \quad (14)$$

Уравнения (12), (13) представляют собой условия термодинамического равновесия композиционной смеси с капиллярным скачком давления, который описывается правой частью соотношения (13). Заметим, что задачи о течении равновесной газоконденсатной смеси с капиллярным скачком исследовались в работе [2]. Однако в силу малого поверхностного натяжения на контактной границе газ — конденсат для широкого класса коллекторов капиллярным скачком пренебрегается, т. е. полагается, что $\psi_1 = 0$, и условие (13) заменяется на более простое условие

$$p_g = p_c. \quad (15)$$

В современных композиционных пластовых симуляторах, как правило, принимается, что условия (12), (13) выполняются мгновенно. Однако в реальности процессы установления равновесия протекают за конечное время. При этом наиболее медленно происходит установление равенства химических потенциалов (12), что обусловлено диффузионным механизмом изменения состава фаз. Поскольку целью настоящей работы является исследование неравновесности, далее будет учитываться кинетика разности химических потенциалов компонентов в газе и конденсате. При этом принимаются равновесные условия для давления (15) и пористости (14). Используя уравнения (2), (3), (5), (10), (14), (15), несложно получить уравнение, описывающее изменение энергии Гельмгольца

$$\partial_t \omega + \partial_a J^a = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3,$$

где

$$\begin{aligned} J^a &= I_{ig}^a(\chi_{ig} + m_i\psi) + I_{ic}^a(\chi_{ic} + m_i\psi), \\ \sigma_1 &= I_{ig}^a \partial_a(\chi_{ig} + m_i\psi), \quad \sigma_2 = I_{ic}^a \partial_a(\chi_{ic} + m_i\psi), \quad \sigma_3 = q_{ig}(\chi_{ig} - \chi_{ic}); \\ I_{ig}^a &= -\mu_g^{-1} n_{ig} k k_{rg} (\partial_a p_g + \rho_g \partial_a \psi); \quad (16) \\ I_{ic}^a &= -\mu_c^{-1} n_{ic} k k_{rc} (\partial_a p_c + \rho_c \partial_a \psi); \quad (17) \\ q_{ig} &= -q_{ic} = L_{ij}(\chi_{jc} - \chi_{jg}), \quad (18) \end{aligned}$$

μ_g, μ_c — сдвиговые вязкости газа и конденсата; k — абсолютная проницаемость; k_{rg}, k_{rc} — относительные фазовые проницаемости газа и конденсата; $\rho_g = m_i n_{ig}, \rho_c = m_i n_{ic}$ — массовые плотности газа и конденсата; J^a — поток энергии. Величины $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ характеризуют вклад в изменение энергии различных диссипативных процессов в газоконденсатной смеси, поэтому должны быть меньше или равны нулю. Это условие выполняется в следующих случаях: 1) потоки газа и конденсата подчиняются обобщенной модели Дарси; 2) массообмен между фазами определяется разностью химических потенциалов компонентов в фазах.

Матрица кинетических коэффициентов $L_{ij} = L_{ij}(s_g, n_{ig}, n_{ic})$ в соответствии с теорией Онзагера является симметричной и положительно определенной, кроме случаев $s_g = 0, s_g = 1$, когда эта матрица равна нулю, так как в случае отсутствия одной из фаз массообмен между фазами также отсутствует.

Определяющие соотношения (16)–(18) с условиями (14), (15) замыкают постановку задачи (2), (3) о неравновесном течении газоконденсатной смеси в пористой среде. Заметим, что представленная неравновесная постановка задачи о течении газоконденсатной смеси сводится к равновесной постановке при предельном переходе к большим значениям матрицы кинетических коэффициентов L_{ij} .

2. Численное решение задачи о неравновесном течении газоконденсатной смеси вблизи добывающей скважины. Рассмотрим установившееся осесимметричное течение газоконденсатной смеси в окрестности вертикальной добывающей скважины для продуктивного пласта толщиной h . Будем полагать, что пористая среда является однородной, изотропной и недеформируемой и гравитационными эффектами можно пренебречь.

В этом случае все величины зависят только от расстояния от оси скважины r и уравнения фильтрации принимают вид

$$r^{-1} \partial_r(rI_{ig}^r) = q_{ig}; \quad (19)$$

$$r^{-1} \partial_r(rI_{ic}^r) = q_{ic}, \quad (20)$$

где $\partial_r = \partial/\partial r$; $I_{ig}^r = -\mu_g^{-1}n_{ig}kk_{rg} \partial_r p$, $I_{ic}^r = -\mu_c^{-1}n_{ic}kk_{rc} \partial_r p$ — радиальные потоки компонентов газа и конденсата; $p = p_g = p_c$ — давление для обеих фаз. Уравнения (19), (20) имеют первый интеграл

$$r(I_{ig}^r + I_{ic}^r) = -Q_i/(2\pi h), \quad (21)$$

где Q_i — поток i -го компонента из продуктивного пласта толщиной h . Введем следующие

дополнительные обозначения: $n_g = \sum_{i=1}^M n_{ig}$, $n_c = \sum_{i=1}^M n_{ic}$ — молярные плотности газа и конденсата; $c_{ig} = n_{ig}/n_g$, $c_{ic} = n_{ic}/n_c$ — концентрации компонентов в газе и конденсате;

$Q = \sum_{i=1}^M Q_i$ — дебит скважины (количество молей в единицу времени); $c_{i0} = Q_i/Q$ — доля

i -го компонента в потоке; $q_g = \sum_{i=1}^M q_{ig} = \sum_{i=1}^M L_{ij}(\alpha_{jc} - \alpha_{jg})$ — величина притока в фазу газа из фазы конденсата. В новых обозначениях уравнение (21) можно записать в виде

$$(\mu_g^{-1}n_gk_{rg} + \mu_c^{-1}n_ck_{rc})r \partial_r p = q = Q/(2\pi kh); \quad (22)$$

$$(1 - W)c_{ig} + Wc_{ic} = c_{i0}; \quad (23)$$

$$1 - W = q^{-1}\mu_g^{-1}n_gk_{rg}r \partial_r p; \quad (24)$$

$$W = q^{-1}\mu_c^{-1}n_ck_{rc}r \partial_r p. \quad (25)$$

Из уравнений (19), (24), (25) следуют соотношения

$$W/(1 - W) = \mu_g n_c k_{rc} / (\mu_c n_g k_{rg}); \quad (26)$$

$$\partial_r c_{ig} = q^{-1}(1 - W)^{-1}r^{-1}(q_{ig} - c_{ig}q_g); \quad (27)$$

$$\partial_r W = q^{-1}r^{-1}q_g. \quad (28)$$

Для решения задачи о неравновесном притоке газоконденсатной смеси к добывающей скважине используем обыкновенные дифференциальные уравнения первого порядка для давления (22) и для состава газа (27), конечные соотношения (23), (26), а также УС в виде

$$p = p(n_g, c_{ig}) = p(n_c, c_{ic}).$$

Таким образом, для определения $2M + 4$ функций радиуса c_{ig} , c_{ic} , n_g , n_c , s_g , p имеем $2M + 4$ уравнений, что делает постановку задачи корректной. Прежде чем перейти к численным решениям, целесообразно провести качественный анализ рассматриваемой задачи.

Во-первых, заметим, что параметры c_{i0} характеризуют состав газоконденсатной смеси. Для газоконденсатных залежей характерно, что вдали от добывающих скважин конденсат отсутствует или неподвижен, поэтому параметр c_{i0} соответствует составу пластового газа. Поскольку параметр W характеризует долю конденсата в потоке, с учетом

сказанного выше этот параметр обращается в нуль на контуре питания $r = r_0$. Пусть $p = p_0$ — пластовое давление на контуре питания. При численном решении задачи в области $r_w \leq r \leq r_0$ (r_w — радиус скважины по долоту) возможно появление конденсата в потоке при некотором значении $r = r_1$ вследствие ретроградной конденсации в призабойной зоне скважины. В силу соотношения (26) параметр W может отличаться от нуля только в случае, если насыщенность конденсата превышает порог подвижности: $s_c > s_{c*}$. Таким образом, в области $r_w \leq r < r_1$ $W > 0$, $s_c > s_{c*}$, в области $r_1 < r \leq r_0$ $W = 0$, $c_{ig} = c_0$. В соответствии с уравнениями (27), (28) в этой области отсутствует массообмен между фазами ($q_{ig} = 0$), что возможно в двух случаях: 1) конденсат отсутствует; 2) насыщенность конденсата ниже порогового значения подвижности и находится в равновесии с газом, имеющим состав $c_{ig} = c_{i0}$. Однако это возможно только при одном значении давления, соответствующем началу процесса конденсации $p = p_d$, или в точке росы. Таким образом, показано, что в области $r_1 < r \leq r_0$ конденсат отсутствует ($s_c = 0$) и давление выше давления в точке росы ($p_d < p \leq p_0$). При давлении, меньшем давления в точке росы ($p < p_d$), газ, имеющий состав $c_{ig} = c_0$, становится термодинамически неустойчивым и появляется конденсат. Это означает, что радиус r_1 соответствует давлению p_d .

Итак, численное решение рассматриваемой задачи строится следующим образом: при заданном дебите Q и давлении p_0 на контуре питания рассчитывается функция давления $p = p(r)$ при $r \leq r_0$ для однофазного фильтрационного течения до достижения значения давления p_d на некотором расстоянии $r = r_1$ до оси скважины. Далее при $r_w < r \leq r_1$ решается задача о неравновесном течении двухфазной смеси. Из уравнений (27), (28) следует, что влияние неравновесности увеличивается с увеличением дебита скважины Q и, наоборот, уменьшается с его уменьшением.

Численное решение обыкновенных дифференциальных уравнений (22), (27) с учетом соотношений (23), (26) строится методом Рунге — Кутты четвертого порядка. При этом на каждом шаге с использованием УС рассчитываются термодинамические параметры газа и конденсата. Вязкости фаз полагаются заданными. Кинетические коэффициенты L_{ij} характеризуют динамику процессов релаксации к термодинамическому равновесию на уровне пор. (Расчет композиционных процессов на уровне пор и описание на уровне пористой среды представлены в работе [18].) На основе численного моделирования кинетики фазовых переходов в микромоделях порового пространства, полученных с помощью рентгеновской микротомографии, можно вычислить матрицу кинетических коэффициентов L_{ij} для конкретных горных пород. Однако целью настоящей работы является исследование возможного влияния неравновесности на примере типичных значений коэффициентов матрицы L_{ij} , поэтому ниже представлена методика оценки этих коэффициентов. Согласно [18, 19] при моделировании течений однофазной многокомпонентной смеси на микроуровне потоки компонентов смеси оцениваются как сумма конвективного и диффузионного потоков:

$$j_i^a = a(n_i n_j \mu^{-1} l_1^2 + D_{ij}) g_{ia},$$

где μ — сдвиговая вязкость рассматриваемой фазы; D_{ij} — матрица коэффициентов, определяющих диффузионный перенос; g_{ia} — градиент химического потенциала i -го компонента; a — безразмерный положительный коэффициент. В случае двухфазной смеси поток можно представить в виде суммы по фазам [18, 19]

$$j_i^a = a(s_g(n_{ig} n_{jg} \mu_g^{-1} l_1^2 + D_{ijg}) + s_c(n_{ic} n_{jc} \mu_c^{-1} l_1^2 + D_{ijc})) g_{ia}.$$

Здесь $g_{ia} = b l_r^{-1} (\chi_{ic} - \chi_{ig})$; l_r — характерный размер, при котором соответствующий элемент породы является представительным по структуре порового пространства; b — безразмерный положительный коэффициент.

Следует отметить, что коэффициенты переноса D_{ijg} , D_{ijc} можно определить, используя известные методы расчета коэффициентов диффузии в законе Фика по составу смеси [3, 4]. Окончательно, путем осреднения потока по представительному объему пористой среды получаем выражение

$$L_{ij} = \alpha s_g s_c (s_g (n_{ig} n_{jg} \mu_g^{-1} l_1^2 + D_{ijg}) + s_c (n_{ic} n_{jc} \mu_c^{-1} l_1^2 + D_{ijc})) l_r^{-2}, \quad (29)$$

где безразмерный положительный коэффициент α определяется особенностями геометрической структуры порового пространства. Для сложно построенных коллекторов с высокой извилистостью коэффициент α существенно меньше, чем для коллекторов с простым строением, что соответствует замедлению установления термодинамического равновесия. В то же время при увеличении параметра α решение задачи сходится к равновесному решению [20].

Численное моделирование неравновесных явлений в установившемся течении газоконденсатной смеси было выполнено для пластового газа с высоким потенциальным содержанием конденсата. Пластовый газ имел следующий состав (молярная доля): N_2 — 0,0103, CO_2 — 0,0462, H_2S — 0,0432, CH_4 — 0,6269, C_2H_6 — 0,0822, C_3H_8 — 0,0308, nC_4H_{10} — 0,0062, iC_4H_{10} — 0,0103, C_{5+} — 0,1439. Начальное пластовое давление p_0 принималось равным 54 МПа. Использовалось УС Пенга — Робинсона [3–6] со значением давления в точке росы, близким к 53 МПа при температуре 88 °С.

Исследовалась степенная зависимость относительных фазовых проницаемостей от насыщенностей

$$k_{rg} = (s_g - s_{g*})^{a_g} / (1 - s_{g*})^{a_g}, \quad k_{rc} = (s_c - s_{c*})^{a_c} / (1 - s_{c*})^{a_c}.$$

Рассматривались два варианта фазовых проницаемостей: 1) $a_g = a_c = 2$, $s_{g*} = s_{c*} = 0,03$; 2) $a_g = a_c = 3$, $s_{g*} = 0,08$, $s_{c*} = 0,12$. Вязкости газа и конденсата имели следующие значения: $\mu_g = 2,3 \cdot 10^{-5}$ Па·с, $\mu_c = 2,5 \cdot 10^{-4}$ Па·с. Расчет проводился в области $r_w < r < r_0$ ($r_w = 0,1$ м, $r_0 = 10$ м). Параметр q выбирался таким образом, чтобы в соответствии с уравнением (22) градиент давления при $r = r_0$ составлял 0,92 МПа/м. Для параметра абсолютной проницаемости в уравнении (27) принято значение $k = 1,02 \cdot 10^{-12}$ м² ($k = 1,3$ мД). Кроме того, для расчета кинетических коэффициентов (29) использовались значения $l = 10^{-5}$ м, $l_r = 10^{-3}$ м. При исследовании влияния неравновесности на процессы в призабойной зоне скважины были получены результаты при значениях безразмерного параметра $\alpha = 10^{-2}$; 10^{-3} ; 10^{-4} ; 10^{-5} , последнее из которых соответствовало наиболее медленной релаксации к термодинамическому равновесию. Результаты численного моделирования приведены на рис. 1, 2.

В представленных расчетах наблюдается увеличение количества конденсата в конденсатной банке при более быстрой релаксации к равновесию и соответствующее увеличение депрессии, т. е. уменьшение продуктивности. Также анализ уравнения (27) показывает, что в некоторых случаях увеличение дебита может приводить к уменьшению насыщенности конденсата в окрестности скважины.

Заключение. В работе предложена и обоснована вычислительная методика, позволяющая учитывать эффекты неравновесности при фильтрации газоконденсатной смеси в пористой среде. Приведены примеры использования этой методики для расчета течения вблизи вертикальной добывающей скважины. Результаты численных расчетов свидетельствуют о зависимости количества выпавшего конденсата в призабойной зоне скважины и соответствующего распределения давления от безразмерного параметра неравновесности α . При малых значениях этого параметра (высокой степени неравновесности) количество конденсата может быть существенно меньше, чем при равновесном течении. Результаты качественного исследования проблемы и анализа уравнений (27), (28) показывают, что увеличение дебита способствует увеличению влияния неравновесности. Параметр

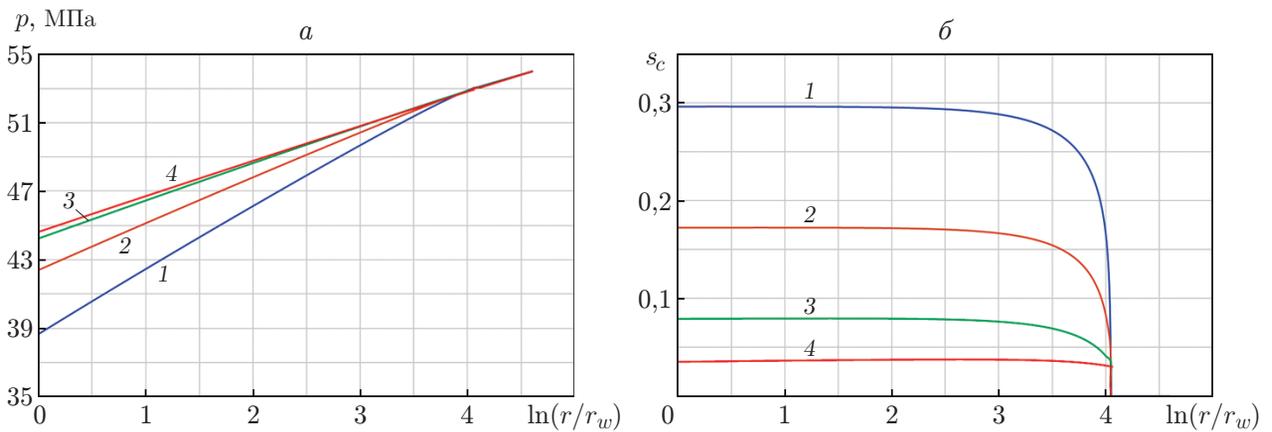


Рис. 1. Распределения давления (а) и насыщенности конденсата (б) в призабойной зоне скважины для варианта 1 при различных значениях параметра α :
 1 — $\alpha = 10^{-2}$, 2 — $\alpha = 10^{-3}$, 3 — $\alpha = 10^{-4}$, 4 — $\alpha = 10^{-5}$

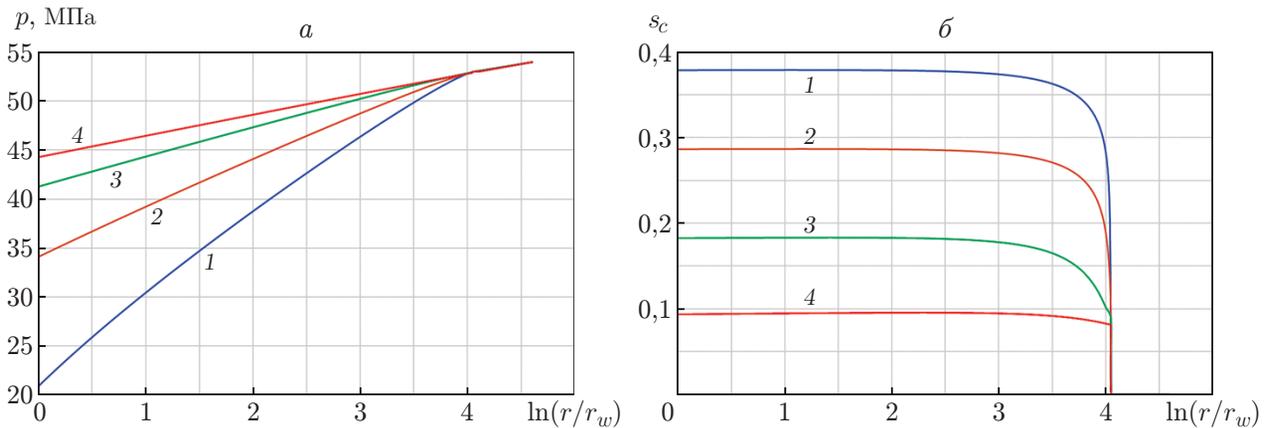


Рис. 2. Распределения давления (а) и насыщенности конденсата (б) в призабойной зоне скважины для варианта 2 при различных значениях параметра α (обозначения те же, что на рис. 1)

неравновесности α может быть определен путем моделирования процесса установления равновесия на поровом уровне с помощью метода функционала плотности или сравнения расчетных параметров течения с экспериментальными для моделей породы при различных скоростях фильтрации.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Николаевский В. Н.** Движение углеводородных смесей в пористой среде / В. Н. Николаевский, Э. А. Бондарев, М. И. Миркин, Г. С. Степанова, В. П. Терзи. М.: Недра, 1966.
2. **Bedrikovetsky P.** Mathematical theory of oil and gas recovery: with applications to ex-USSR oil and gas fields. Boston: Kluwer Acad., 1993.
3. **Рид Р.** Свойства газов и жидкостей / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд. Л.: Химия. Ленингр. отд-ние, 1982.
4. **Гуревич Г. Р.** Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей / Г. Р. Гуревич, А. И. Брусиловский. М.: Недра, 1984.

5. **Firoozabadi A.** Thermodynamics of hydrocarbon reservoirs. N. Y.: McGraw-Hill, 1998.
6. **Брусилловский А. И.** Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002.
7. **Розенберг М. Д.** Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа / М. Д. Розенберг, С. А. Кундин. М.: Недра, 1976.
8. **Курбанов А. К., Розенберг М. Д., Желтов Ю. П., Шовкринский Г. Ю.** Исследование движения многокомпонентных смесей в пористой среде // Теория и практика добычи нефти. М.: Недра, 1966. С. 31–48.
9. **Максимов В. М.** Основы гидротермодинамики пластовых систем. М.: Недра, 1994.
10. **Nghiem L. X., Sammon P. H.** A non-equilibrium equation-of-state compositional simulator // SPE Reservoir simulat. symp., Dallas (USA), June 8–11, 1997. SPE 37980.
11. **Wu W. (Jr), Wang P., Delshad M., et al.** Modeling non-equilibrium mass transfer effects for a gas condensate field // SPE Asia Pacific conf. of integrated modeling for asset management, Kuala Lumpur (Malaysia), 23–24 Mar. 1998. SPE-39746-MS.
12. **Ковалев А. Л., Шеберстов Е. В.** Численное моделирование локально-неравновесной фильтрации в газоконденсатных пластах // Вести газовой науки. 2018. № 5. С. 164–171.
13. **Изюмченко Д. В., Лапшин В. И., Николаев В. А. и др.** Конденсатоотдача при разработке нефтегазоконденсатных залежей на истощение // Газ. пром-сть. 2010. № 1. С. 24–27.
14. **Indrupskiy I. M., Lobanova O. A., Zubov V. R.** Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulations and upscaling // Comput. Geosci. 2017. V. 21, N 5. P. 1173–1188.
15. **Bogachev K., Zemtsov S., Milyutin S., et al.** Numerical modeling of non-equilibrium phase transitions in the isothermal compositional hydrocarbon flow simulations // SPE Russ. petroleum technology conf., Moscow (Russia), 22–24 Oct. 2019. SPE-196871-MS.
16. **Indrupskiy I. M., Chageeva P. A.** Thermodynamic analysis of relaxation model for non-equilibrium phase behavior of hydrocarbon mixtures // IOP J. Phys.: Conf. Ser. 2021. V. 2090. 012138.
17. **Indrupskiy I. M., Danko M. Yu., Tsagan-Mandzhiev T. N., Aglyamova A. I.** Assessment of non-equilibrium phase behavior model parameters for oil and gas-condensate systems by laboratory and field studies // SPE Russ. petroleum technology conf., Moscow (Russia), 26–29 Oct. 2020. SPE 201956.
18. **Dinariev O., Evseev N., Klemin D.** Density functional hydrodynamics in multiscale pore systems: Chemical potential drive // SCA 2019. E3S Web Conf. 2020. V. 146. 01001.
19. **Dinariev O., Evseev N., Klemin O.** The problem of stability of gas-condensate mixture at pore-scale: The study by density functional hydrodynamics // SCA 2021. E3S Web Conf. 2023. V. 366. 01005.
20. **Динариев О. Ю.** Многокомпонентные стационарные фильтрационные течения с фазовыми переходами // Прикл. математика и механика. 1994. Т. 58, вып. 6. С. 78–85.

*Поступила в редакцию 24/І 2023 г.,
после доработки — 9/ІІІ 2023 г.
Принята к публикации 27/ІІІ 2023 г.*