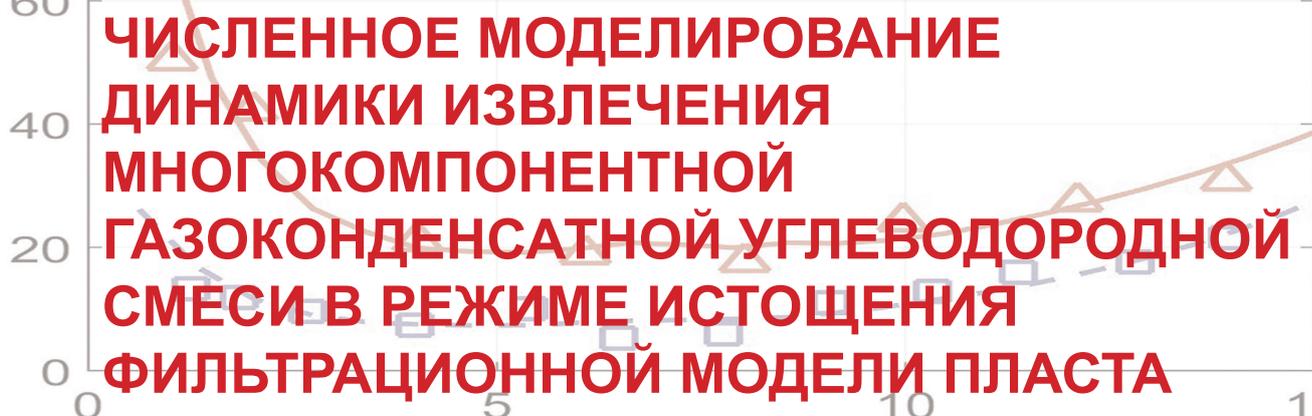


УДК 51-73 519.6

© Коллектив авторов

*А.В. Волохова, Е.В. Земляная, В.В. Качалов, В.С. Рихвицкий,
В.Н. Сокотущенко*



ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СМЕСИ В РЕЖИМЕ ИСТОЩЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА

1. Введение

Развитие практических методов повышения извлекаемости углеводородных смесей в условиях высокого содержания конденсата требует понимания базовых закономерностей, характеризующих процессы внутрипластовой фильтрации в природных месторождениях, и привлекает большое количество исследователей. Интенсивные теоретические и экспериментальные исследования в этом направлении ведутся российскими и зарубежными научными группами (см. обзор [1] и цитируемую литературу). Одно из направлений подобных исследований – эксперименты на лабораторных установках, моделирующих свойства реальных месторождений. В частности лабораторные эксперименты по фильтрации газоконденсатных смесей в пористой среде и по исследованию методов извлечения выпавшего конденсата проводятся на базе установки, входящей в состав экспериментального стенда Объединенного института высоких температур РАН [2]. В этой связи актуальной задачей является разработка обоснованных математических моделей и комплексов программ, обеспечивающих адекватное воспроизведение получаемых на подобных установках экспериментальных данных при расчетах гидродинамических и термодинамических характеристик фильтрации углеводородных смесей через пористую среду.

Как правило, для моделирования процессов прохождения многокомпонентных газоконденсатных смесей через пористую среду используется подход на базе классического закона Дарси и законов сохранения, подробно описанный в литературе (см., например, [3, 4, 5] и цитируемую литературу). В рамках этого подхода формулируются системы уравнений в частных производных с соответствующими начальными и граничными условиями. Варианты математических

и компьютерных моделей обсуждаются в недавней работе [6]. Нужно отметить при этом, что особенности конкретных экспериментов далеко не всегда «вписываются» в рамки исходной общей модели, а значения физических параметров, входящих в модель, зачастую неизвестны. В этой связи требуется модификация математической постановки задачи, соответствующей адаптации компьютерного кода и, при необходимости, фитирование свободных параметров модели к экспериментальным данным. Так, в работе [7] для воспроизведения результатов лабораторных экспериментов из [8] сформулирована соответствующая стационарная задача и найдены значения параметров в граничных условиях, обеспечивающих согласие с экспериментальными данными по фильтрации двухкомпонентной газоконденсатной смеси в режиме стабилизации.

В работе [9] с использованием лабораторной модели пласта (МП) проведены эксперименты по измерению извлекаемости 9-компонентного углеводородного газоконденсата в режиме истощения. Цель настоящей работы – численное воспроизведение экспериментальных результатов этой работы в рамках модифицированной модели, построенной для изотермического случая в рамках классической модели на базе закона Дарси и условия неразрывности потоков.

2. Математическая модель: общая постановка задачи

Пусть в трубе, заполненной пористым наполнителем, течет поток смеси веществ (компонент) в разных фазовых состояниях (газовом и жидком). Поток предполагается равномерным по сечению, и его скорость определяется законом Дарси. В процессе участвуют n компонент: $i = 1, \dots, n$, находящиеся при давлении P_a в α -фазе: $\alpha = L, G$, обозначения L и G соответствуют жидкой и газовой фазе.

Динамический процесс фильтрации описывается системой уравнений

$$u_\alpha = -\frac{k_\alpha}{\mu_\alpha} \nabla P_\alpha, \quad (1)$$

$$\frac{\partial \rho_{i\alpha}}{\partial t} + \nabla (u_\alpha \rho_{i\alpha}) = V_{i\alpha}. \quad (2)$$

Уравнение (1) представляет собой закон Дарси, уравнение (2) – уравнение неразрывности. Неизвестными являются: функции u_α (линейная скорость течения α -фазы, $\alpha = L, G$) и функции $\rho_{i\alpha}$ молярных плотностей каждой i -й компоненты в α -фазе, вычисляемых как локальное среднее по объему. В уравнении (1) k_α – проницаемость для α -фазы, μ_α – вязкость α -фазы.

Отметим, что под плотностью каждой компоненты в каждой фазе понимается не реальная плотность вещества в порах, а средняя плотность по сечению, определяемая как отношение количества этого вещества в тонком слое около сечения к объему этого слоя.

Отметим также, что в уравнениях (1), (2) не присутствуют пористость и газонасыщенность. Пористость, понимаемая как отношение объема пор к объему содержащего их наполнителя, и газонасыщенность, понимаемая как доля объема пор, занятая газовой фазой суммы всех компонент смеси, появляются в формулах для расчета давления.

Предполагается, что газ и жидкость в порах занимают обособленные объемы, разделенные межфазной поверхностью, на которой действуют силы поверхностного натяжения. Внутри газа и жидкости давление описывается формулой Пенга – Робинсона. Концентрации компонент в газе и жидкости – разные, меняющиеся со временем и от точки к точке.

$$P_\alpha = P_\alpha(v_\alpha) = \frac{RT}{v_\alpha - b_{m\alpha}} - \frac{a_{m\alpha}}{v_\alpha(v_\alpha + b_{m\alpha}) + b_{m\alpha}(v_\alpha - b_{m\alpha})}, \quad (3)$$

где v_α – актуальный (не средний) молярный объем с учетом пористости m и насыщенности S_α

$$v_\alpha = \frac{mS_\alpha}{\rho_\alpha}, \quad \rho_\alpha = \sum_{i=1}^n \rho_{i\alpha}, \quad (4)$$

$$a_{m\alpha} = \frac{R^2 T^2}{P_\alpha} A_{m\alpha}, \quad (5)$$

$$b_{m\alpha} = \frac{RT}{P_\alpha} B_{m\alpha}, \quad (6)$$

$$A_{m\alpha} = \sum_{i,j=1}^n (1 - k_{ij})(A_{i\alpha} A_{j\alpha})^{1/2} C_{i\alpha} C_{j\alpha}, \quad (7)$$

$$B_{m\alpha} = \sum_{i=1}^n B_{i\alpha} C_{i\alpha}, \quad (8)$$

$$A_{i\alpha} = 0,4572355 \frac{P_{i\alpha}^r}{T_i^r} \left[(0,37464 + 1,5422\omega_i - 0,02699\omega_i^2) \times \right. \\ \left. \times (1 - (T_i^r)^{1/2}) + 1 \right]^2, \quad (9)$$

$$B_{i\alpha} = 0,077796074 \frac{P_{i\alpha}^r}{T_i^r}, \quad (10)$$

$$P_{i\alpha}^r = P_{i\alpha} / P_{i\alpha}^{crit}, \quad T_i^r = T / T_i^{crit}. \quad (11)$$

Газонасыщенность S_G находится из следующих уравнений (максимальный корень S_G)

$$P_G = P_L + P_{capillar}, \quad S_G + S_L = 1, \quad 0 \leq S_\alpha \leq 1, \quad v_L < v_G, \quad (12)$$

или в виде, более близком к задаче вычислений, из уравнений

$$P_G = P_G \left(\frac{mS_G}{\rho_G} \right) = P_L \left(\frac{m(1 - S_G)}{\rho_L} \right) + P_{capillar}, \quad (13)$$

$$S_G + S_L = 1, \quad 0 \leq S_\alpha \leq 1,$$

молярные доли компонент в жидкой и газовой фазах

$$C_{i\alpha} = \frac{\rho_{i\alpha}}{\rho_\alpha}. \quad (14)$$

Скорости межфазных переходов удовлетворяют условию

$$V_{iG} + V_{iL} = 0. \quad (15)$$

Фазовое состояние всюду далеко от равновесия, а градиент давления может быть значительным, поэтому следует принять достаточно общий подход:

$$V_{i\alpha} = \eta_i (\varphi_i^{\bar{\alpha}} - \varphi_i^\alpha), \quad \bar{G} = L, \quad \bar{L} = G. \quad (16)$$

где φ_i^L, φ_i^G – химические потенциалы Гиббса i -й компоненты, η_i – коэффициент межфазного перехода, зависящий от многих факторов, в том числе от структуры породы. Формулы химических потенциалов выведены в [10] из (3) и имеют вид:

$$\frac{\varphi_i^\alpha}{RT} = \ln(P_\alpha C_{i\alpha}) + \frac{B_{i\alpha}}{B_{m\alpha}} (Z_\alpha - 1) - \ln(Z_\alpha - B_{m\alpha}) + \\ + \frac{A}{\sqrt{2} B_{m\alpha}} \left(\frac{\sum_{j=1}^n (1 - k_{ij})(A_{i\alpha} A_{j\alpha})^{1/2} C_{j\alpha}}{A_{m\alpha}} - \frac{B_{i\alpha}}{2 B_{m\alpha}} \right) \ln \left(\frac{Z_\alpha + (1 - \sqrt{2}) B_{m\alpha}}{Z_\alpha + (1 + \sqrt{2}) B_{m\alpha}} \right) \quad (17)$$

где

$$Z_\alpha = \frac{P_\alpha v_\alpha}{RT}. \quad (18)$$

Если $P_{capillar} = 0$, появляется, как следует из (18), другая возможность вычислить S_G , решая уравнение

$$\frac{Z_L}{Z_G} = \frac{\rho_G (1 - S_G)}{\rho_L S_G}. \quad (19)$$

Здесь Z_α являются корнями уравнения, получаемого из (3):

$$f_\alpha(Z) = Z^3 + (B_{ma} - 1)Z^2 + (A_{ma} - 3B_{ma}^2 - 2B_{ma})Z + B_{ma}(-A_{ma} + B_{ma}^2 + B_{ma}) = 0, \quad (20)$$

такими, что

$$Z_G = \max\{Z : f_G(Z) = 0\}, Z_L = \min\{Z : f_L(Z) = 0\}. \quad (21)$$

Формулы (1)-(21) представляют собой замкнутую постановку начально-граничной задачи для системы дифференциальных уравнений в частных производных, которую необходимо дополнить подходящими начальными и граничными условиями, а также значениями физических параметров, отражающими физико-химические свойства углеводородных компонент и пористой среды, а также особенности моделируемого процесса.

3. Моделирование процесса фильтрации газоконденсатной смеси в режиме истощения

В работе [9] дано описание экспериментальной установки (Ухта, ВНИИГАЗ) и представлены результаты проведенного эксперимента по наблюдению за поведением газоконденсатной смеси в пористой среде. Установка (модель пласта, МП) представляет собой герметичную трубу, заполненную пористой породой, в которую нагнетают под давлением 35 МПа девятикомпонентную углеводородную смесь $C_2H_6, C_3H_8, nC_4H_{10}, nC_6H_{14}, nC_7H_{16}, nC_9H_{20}, nC_{10}H_{22}, nC_{12}H_{26}, nC_{16}H_{34}$ соответственно в мольных концентрациях 87,01%; 7,00%; 1,11%; 0,70%; 0,86%; 1,19%; 0,94%; 1,02%; 0,17%. После установления в трубе фазового равновесия и однородности распределения вещества вдоль трубы из одного конца трубы начинают медленно выпускать смесь путем постепенного снижения давления. При этом в процессе уменьшения давления в смеси ниже давления начала конденсации происходят фазовые переходы. Эксперименты проводились при постоянной температуре, для двух видов наполнителя МП – терригенного ($T=25^\circ C$) и карбонатного ($T=60^\circ C$). Темп снижения давления составлял не более 0,2 МПа/ч, что должно, по мнению авторов, обеспечивать «равновесное протекание процесса массообмена между жидкой и газовой фазами в пористой среде во время проведения опыта». Выпускаемое из МП вещество анализировалось по составу зависимости от давления, получаемого на выходе МП.

Задача данной работы – отталкиваясь от вышеописанной общей постановки задачи, построить математическую модель конкретного эксперимента и сопоставить результаты численного моделирования с полученными экспериментальными данными по измерению весовой плотности (в г/куб. м) как функции давления.

С учетом обеспечиваемого условиями эксперимента сохранения в МП однородности и фазового равновесия, мы можем пренебречь пространственными координатами МП и перейти к постановке начальной задачи для системы обыкновенных дифференциальных уравнений. Далее, с учетом постепенного уменьшения количества вещества в МП, уравнение (2) модифицируется следующим образом. Так же как в эксперименте, начиная с момента t_0 , когда достигнуто фазовое равновесие, будем медленно смещать точку равновесия, задавая «руками» малые скорости изъятия вещества \tilde{u}_G и \tilde{u}_L :

$$\frac{\partial \rho_{i\alpha}}{\partial t} = V_{i\alpha} \begin{cases} 0 & t < t_0, \\ \frac{\rho_{i\alpha}}{\rho_\alpha} \tilde{u}_\alpha & t \geq t_0. \end{cases} \quad (22)$$

Таким образом, начиная с момента t_0 , осуществляется численное решение задачи Коши на основе системы уравнений (22). Здесь скорость межфазных переходов $V_{i\alpha}$ определяется формулами (15)-(18), u_α – уравнением (1), давление P вычисляется согласно (3)-(13). Начальные условия для функций $\rho_{i\alpha}$ выбираются так, чтобы в момент t_0 давление было равным 35 МПа. Параметры $\lambda = u_L/u_G$ и η , характеризующие соответственно отношение скорости жидкости к скорости газа в МП и коэффициент межфазного перехода, фиксировались к экспериментальным данным по выходу совокупности тяжелых компонент $nC_6H_{14}, nC_7H_{16}, nC_9H_{20}, nC_{10}H_{22}, nC_{12}H_{26}, nC_{16}H_{34}$, обозначаемой, как и в работе [9], через C_{5+} (г/куб. м), в зависимости от давления. Расчеты проводились в среде MAPLE на основе метода Рунге-Кутты пятого порядка с шагом по времени 0,0001. Вычисления завершались, когда давление падало до нуля. Расчет содержания тяжелых компонент в составе извлекаемой смеси рассчитывался по формуле:

$$C_{5+} = \frac{\sum_{\alpha} \sum_{i \in S+} \frac{\rho_{i\alpha} \tilde{u}_\alpha M_i}{\rho_\alpha}}{\sum_{\alpha} \tilde{u}_\alpha Z_{0\alpha} \frac{RT}{P_0}}, \quad (23)$$

где M_i – молярная масса i -й компоненты, $Z_{0\alpha}$ – коэффициенты сверхсжимаемости при атмосферном давлении $P_0 = 0,1$ МПа.

Значения параметра пористости взяты из работы [9] и составляют $m = 0,138$ для терригенной смеси и $m = 0,185$ для гидрокарбонатной смеси. Значения параметров, отражающих физико-химические свойства углеводородов в составе исследуемой смеси, взяты из [11]. Результаты вычислительных экспериментов на рис. 1 для температуры $T=25^\circ C$ и $T=60^\circ C$. Значения параметров подгонки при $T=25^\circ C$ для терригенной смеси равны $\log_{10} \lambda = -2,623$,

$\eta = 0,055$, и при $T=60^\circ\text{C}$ для карбонатной смеси составляют $\log_{10}\lambda = -2,623$, $\eta = 0,111$. Полученные соотношения скоростей движения жидкой и газовой составляющих в МП и параметра межфазного перехода в целом не противоречат приводимым в литературе оценкам.

Видно, что используемый нами подход обеспечивает адекватное количественное согласие между экспериментальными и расчетными данными. С уменьшением давления до 7-10 МПа количество извлекаемого на выходе вещества уменьшается, далее происходит стабилизация и затем, при $P < 3$ МПа, наблюдается некоторое повышение извлекаемости газоконденсата – по всей видимости, за счет увеличения, из-за интенсивного испарения, газовой составляющей.

Представленные на рис. 1 зависимости являются результатом сложной динамики всего набора углеводородных компонент, фазовое поведение каждой из которых имеет свои особенности в режиме истощения. В самом деле, на рис. 2 для $T=25^\circ\text{C}$

показана зависимость от давления мольных плотностей газовой фазы углеводородов $n\text{C}_6\text{H}_{14}$, $n\text{C}_7\text{H}_{16}$, $n\text{C}_9\text{H}_{20}$, $n\text{C}_{10}\text{H}_{22}$, $n\text{C}_{12}\text{H}_{26}$, входящих в совокупность C_{5+} тяжелых компонент изучаемой смеси. С понижением давления плотности газов понижаются, что приводит к уменьшению количества извлекаемого вещества. С другой стороны, при снижении давления до определенных значений на кривых, соответствующих более тяжелым компонентам $n\text{C}_9\text{H}_{20}$, $n\text{C}_{10}\text{H}_{22}$, $n\text{C}_{12}\text{H}_{26}$, наблюдается увеличение плотности, которое можно объяснить интенсивным переходом при этих давлениях конденсата в газовую фазу. Это в некоторой степени компенсирует снижение выхода вещества при падении давления в области $3 < P < 15$. При этом, поскольку эти «всплески» плотности происходят при разных давлениях, общая зависимость совокупной извлекаемости C_{5+} от давления на рис. 2 не имеет резких скачков. При дальнейшем снижении давления плотность этих трех компонент резко падает за счет уменьшения общего количества этих компонент в МП, так что основной вклад

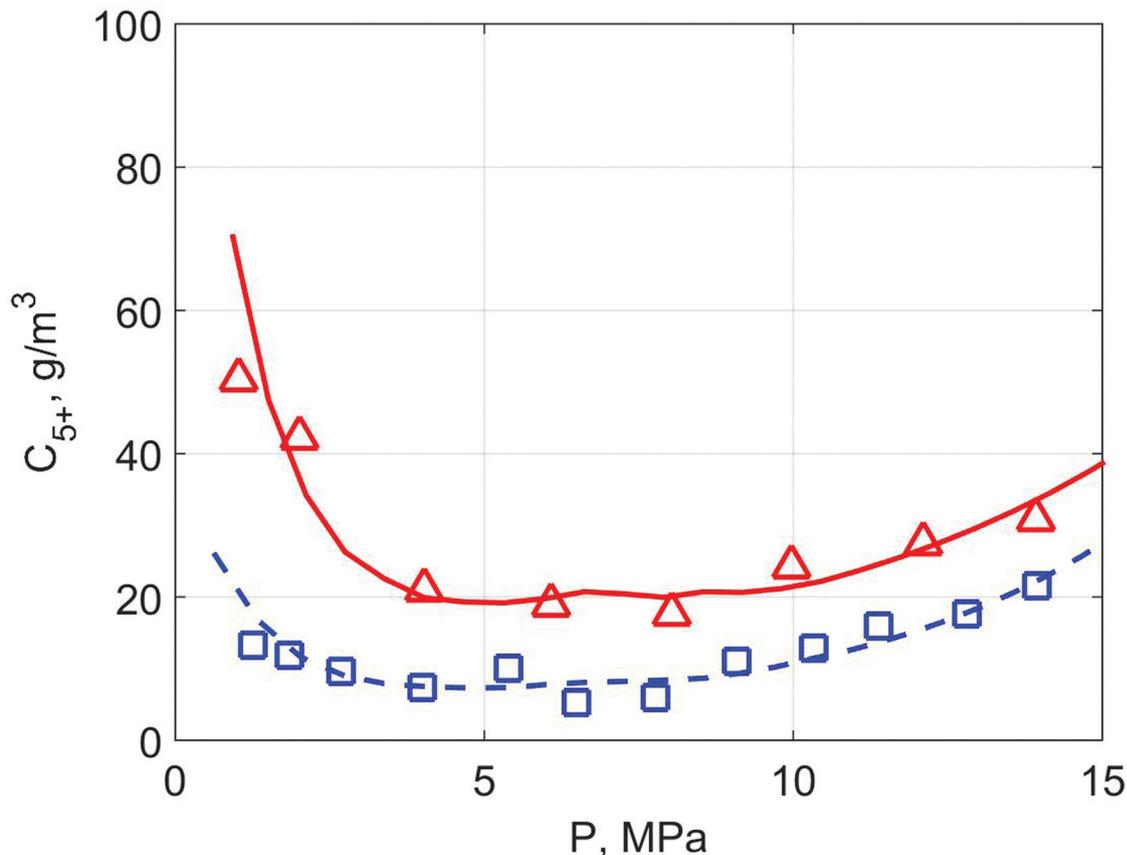


Рис. 1. Зависимость от давления содержания (г/куб. м) тяжелых компонент углеводородной смеси (C_{5+}), извлеченных из МП в режиме истощения. Квадратами и треугольниками обозначены экспериментальные точки из работы [9], полученные при температуре 25°C и 60°C . Соответствующие расчетные кривые показаны штриховой и сплошной линиями

Fig. 1. The pressure dependence of the content (g/m³) of heavy components of the hydrocarbon mixture (C_{5+}) at the outlet of the experimental reservoir in the depletion mode. Squares and triangles indicate experimental points from [9] measured at 25°C and 60°C . The corresponding numerical curves are shown by dashed and solid lines

в извлекаемую на выходе смесь дают углеводороды nC_6H_{14} , nC_7H_{16} , плотность которых при малых давлениях возрастает. Аналогичная картина наблюдается и для случая $T=60^\circ C$.

На рис. 3 представлены, в сравнении с экспериментальными данными, рассчитанные молярные доли (в %) выхода тяжелых компонент CH_4 , C_3H_8 , nC_4H_{10} исследуемой углеводородной смеси (C_{5+}) в зависимости от давления. Расчет сделан с использованием вышеуказанных значений параметров λ и η , фитированных по экспериментальным данным, представленным на рис. 1. Как и на рис. 1, наблюдается адекватное согласие расчетных кривых и экспериментальных данных.

Аналогичные характеристики для совокупности C_{2-4} легких компонент CH_4 , C_3H_8 , nC_4H_{10} исследуемой углеводородной смеси представлены на рис. 4. Здесь расчет также сделан с использованием значений параметров λ , η , полученных

фитированием по экспериментальным данным на рис. 1. Видно, что расчетные кривые правильно отражают наблюдаемую в эксперименте динамику изменения этой характеристики с уменьшением давления. При этом расчетные и экспериментальные данные хорошо согласуются между собой для случая $T=60^\circ C$, в то время как для температуры $T=25^\circ C$ результаты расчетов при $P > 3$ МПа заметно превышают экспериментальные значения. Такое расхождение требует дальнейших исследований для уточнения модели.

4. Заключение

В работе сформулирована математическая постановка задачи для моделирования процесса извлечения легких и тяжелых компонент углеводородной газоконденсатной смеси в режиме истощения в соответствии с экспериментом, проведенным на МП (Ухта, ВНИИГАЗ). Выполненное на основе

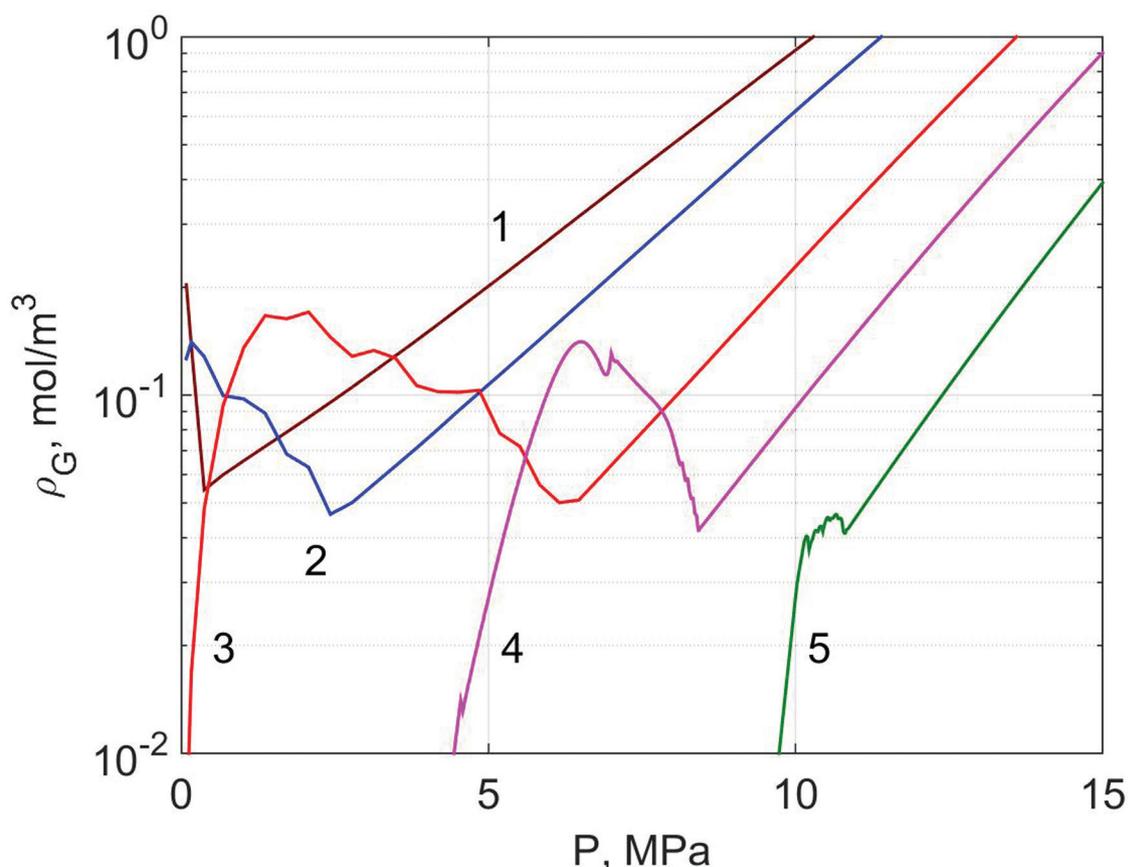


Рис. 2. Зависимость плотности газообразной составляющей компонент nC_6H_{14} , nC_7H_{16} , nC_9H_{20} , $nC_{10}H_{22}$, $nC_{12}H_{26}$ от давления при температуре $T = 25^\circ C$. Кривая 1 соответствует nC_6H_{14} , 2 – nC_7H_{16} , 3 – nC_9H_{20} , 4 – $nC_{10}H_{22}$, 5 – $nC_{12}H_{26}$

Fig. 2. The dependence of the density of the gas fraction of components nC_6H_{14} , nC_7H_{16} , nC_9H_{20} , $nC_{10}H_{22}$, $nC_{12}H_{26}$ on the pressure at the temperature $T=25^\circ C$. Curve 1 corresponds to the nC_6H_{14} , 2 – nC_7H_{16} , 3 – nC_9H_{20} , 4 – $nC_{10}H_{22}$, 5 – $nC_{12}H_{26}$

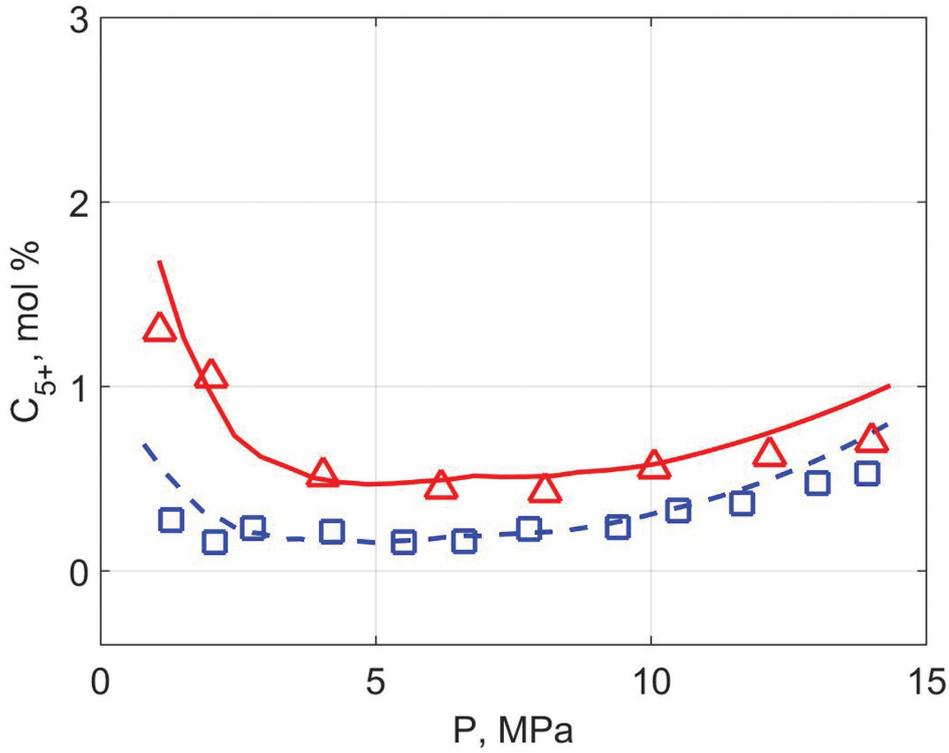


Рис. 3. Зависимость от давления мольной доли (в %) совокупности C₅₊ тяжелых компонент углеводородной смеси на выходе из МП в режиме истощения. Квадратами и треугольниками обозначены экспериментальные точки из работы [9], полученные при температуре 25 °С и 60 °С. Соответствующие расчетные кривые показаны штриховой и сплошной линиями

Fig. 3. The pressure dependence of the molar fraction (in %) of C₅₊ heavy components of the hydrocarbon mixture at the outlet of MP in the depletion mode. Squares and triangles indicate experimental points from [9] obtained at 25 °C and 60 °C. The corresponding numerical curves are shown by dashed and solid lines

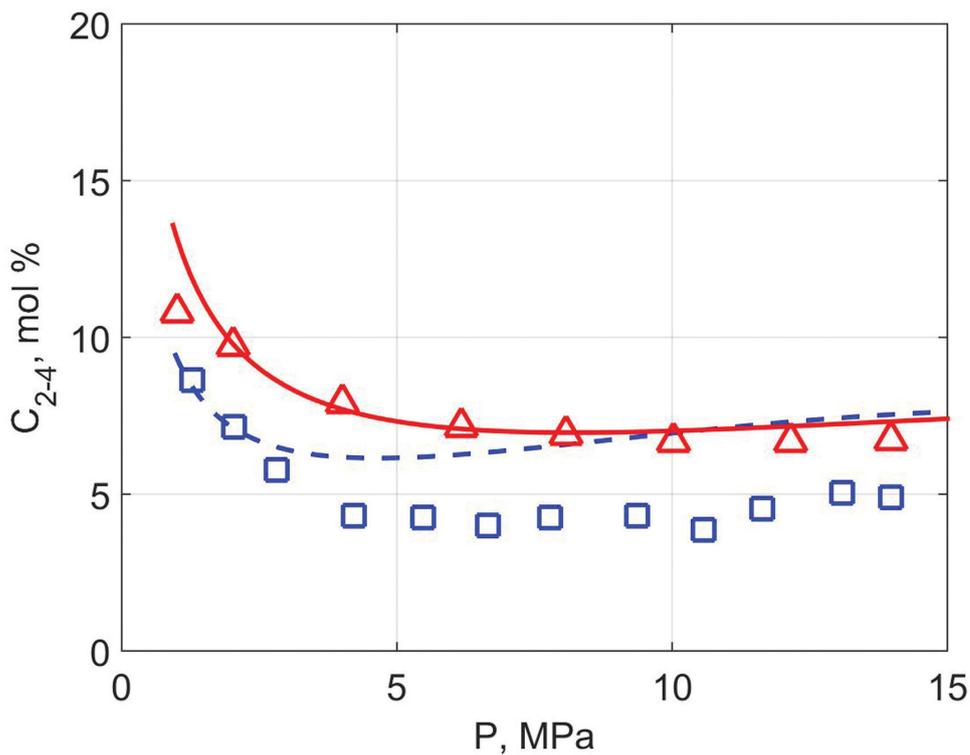


Рис. 4. То же, что на рис. 3, но для совокупности C₂₋₄ легких компонент углеводородной смеси
 Fig. 4. The same as in Fig. 3 but for the light components C₂₋₄ of hydrocarbon mixture

разработанного подхода компьютерное моделирование позволило адекватно воспроизвести зависимость количества извлекаемой углеводородной смеси от давления, тем самым подтвердив эффективность разработанного подхода и возможность его дальнейшего использования.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант № 17-08-01270А).

Ключевые слова: компьютерное моделирование, многокомпонентная газоконденсатная смесь, система дифференциальных уравнений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Григорьев Б.А., Качалов В.В., Пазюк Ю.В., Сокотущенко В.Н. Обзор работ по теории фильтрации углеводородных систем // Вести газовой науки. – 2017. – № 2 (30). – С. 182-202.
2. Зайченко В.М., Майков И.Л., Смолкин А.К., Сокол Г.Ф., Торчинский В.М. Экспериментальная установка для моделирования двухфазного течения углеводородных смесей в пористых пластах // Приборы и техника эксперимента. – 2012. – Вып. 5. – С. 95-98.
3. Aziz K., Settari A. Petroleum reservoir simulation. – London : Applied Science Publishers Ltd., 1979. – 476 p.
4. Митлин В.С. Подземная гидромеханика сложных углеводородных смесей. – М. : ВИНТИ, 1991. – Т. 4. – С. 154-222.
5. Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. Подземная гидромеханика. – Пермь : Пермский гос. техн. ун-т, 2009. – 103 с.
6. Ковалёв А.Л., Шеберстов Е.В. Численное моделирование локально-неравновесной фильтрации в газоконденсатных пластах // Вести газовой науки. – 2018. – № 5 (37). – С. 164-171.
7. Волохова А.В., Земляная Е.В., Качалов В.В., Сокотущенко В.Н., Рихвицкий В.С. Численное исследование фильтрации газоконденсатной смеси в пористой среде // Компьютерные исследования и моделирование. – 2018. – Т. 10, вып. 2. – С. 209-219.
8. Vo H.X. Composition Variation During Flow of Gas-Condensate Wells : A report submitted to the Department of energy resources engineering of Stanford University. – 2010. – 100 p.
9. Волков А.Н., Лапшин В.И., Поляков А.В. Моделирование фазового поведения газоконденсатной системы в пористой среде // Газовая промышленность. – 2016. – № 10. – С. 26-31.

10. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М. : Грааль, 2002. – 575 с.

11. Директор Л.Б., Качалов В.В., Майков И.Л., Сквородко С.В. Одномерная нестационарная модель двухфазной фильтрации газоконденсатной смеси. – М., 2000. – 45 с. (Препринт / ОИВТ РАН ; 2-441).

REFERENCES

1. Grigoriev B.A., Kachalov V.V., Pazyuk Yu.V., Sokotushchenko V.N. Review of state-of-art theoretical works on filtration in hydrocarbon systems // News of gas science. 2017. No. 2 (30). P. 182-202.
2. Zaichenko V.M., Maikov I.L., Smolkin A.K., Sokol G.F., Torchinsky V.M. Experimental installation for simulating the two-phase flow of hydrocarbon mixtures in porous plastakh // Devices and technics of experiment. 2012. Issue 5. P. 95-98.
3. Aziz K., Settary A. Petroleum reservoir simulation. – London : Applied Science Publishers Ltd., 1979. 476 p.
4. Mitlin V.S. Underground hydromechanics of complex hydrocarbon mixtures. Moscow : VINITI, 1991. V. 4. P. 154-222.
5. Ponomareva I.N., Mordvinov V.A. Underground hydromechanics. Perm : Perm state technical university, 2009. 103 p.
6. Kovalev A.L. Sheberstov Ye.V. Numerical simulation of non-equilibrium local filtration in gas-condensate beds // News of gas science. 2018. No. 5 (37). P. 164-171.
7. Volokhova A.V., Zemlyanaya E.V., Kachalov V.V., Sokotushchenko V.N., Rikhvitskiy V.S. Numerical investigation of the gas-condensate mixture flow in a porous medium // Computer Research and Modeling. 2018. – V. 10, No. 2. P. 209-219.
8. Vo H.X. Composition Variation During Flow of Gas-Condensate Wells : A report submitted to the Department of energy resources engineering of Stanford University. 2010. 100 p.
9. Volkov A.N., Lapshin V.L., Polyakov A.V. Simulation of Gaz Condensate System Phase Beghavior in Porous Media. Gaz Industry Magazine. 2016. No. 10. P. 26-31.
10. Brusilovsky A.I. Phase transformations in the development of oil and gas fields. M. : Grail, 2002. 575 p.
11. Director L.B., Kachalov V.V., Maikov I.L., Skovorodko S.N. One-dimensional nonstationary model of two-phase filtration of a gas-condensate mixture. Moscow, 2000. 45 p. (Preprint OIVT RAS ; 2-441).