

УДК 532.546

## ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ ГАЗА И ВОДЫ В НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ

© 2020 г. А. А. Афанасьев<sup>a,\*</sup>, Е. А. Веденева<sup>a,\*\*</sup>

<sup>a</sup>МГУ им. М.В. Ломоносова, Научно-исследовательский институт механики, Москва, Россия

\*E-mail: [afanasyev@imec.msu.ru](mailto:afanasyev@imec.msu.ru)

\*\*E-mail: [el\\_yedeneeva@imec.msu.ru](mailto:el_yedeneeva@imec.msu.ru)

Поступила в редакцию 04.03.2020 г.

После доработки 09.04.2020 г.

Принята к публикации 09.04.2020 г.

Исследуется смешивающееся вытеснение в пористой среде, связанное с закачкой углеводородного газа в нефтяной пласт. Используется композиционная модель для описания многокомпонентной фильтрации смесей, теплофизические свойства которых задаются уравнением состояния Ван-дер-Ваальсового типа. Создан комплекс программ для композиционного моделирования фильтрации в рамках указанной модели. С использованием комплекса сравнивается эффективность вытеснения нефти из пористой среды метаном или водой. Показано, что при фиксированном объемном расходе закачиваемой среды вытеснение водой эффективнее на начальных этапах закачки. Однако на поздних этапах закачка газа становится более эффективной для вытеснения легких компонент углеводородного ряда.

*Ключевые слова:* пористая среда, фильтрация, смешивающееся вытеснение, газовое воздействие, композиционное моделирование

DOI: 10.31857/S0568528120050011

Расчет показателей разработки углеводородных (УВ) месторождений представляет собой сложную научно-техническую проблему, в которой необходимо учитывать как неоднородность проницаемых геологических пластов, так и многокомпонентный состав жидкостей и газов, насыщающих эти пласты [1–4]. Данные факторы требуют привлечения и усовершенствования методов решения сопряженных задач гидродинамики и термодинамики, которые предполагают итерационный расчет парожидкостных равновесий и теплофизических параметров многофазных смесей с помощью многокоэффициентного уравнения состояния [3]. При этом модель фильтрации становится существенно нелинейной. В случае общего положения соответствующие уравнения не допускают точных аналитических решений, способствуя развитию методов численного моделирования [5]. Создание таких методов расчета требует приложения дополнительных усилий, направленных на их верификацию, которая может проводиться сопоставлением с решениями автотомельных задач.

Учет многокомпонентного состава нефти особенно важен при ее вытеснении смесями газов, например, при применении технологии газового воздействия на пласты для повышения нефтеотдачи [2, 4, 6]. Закачка газа (например, метана или углекислого газа) сопровождается его растворением в нефти и снижением ее вязкости. В результате достигается более полное извлечение нефти. Подобная технология повсеместно применяется на ряде зарубежных месторождений [2, 7].

Более традиционной, в том числе для отечественной нефтяной отрасли, является технология заводнения нефтяных пластов, основанная на вытеснении нефти водой. Если УВ смесь остается в однофазном состоянии, то многокомпонентным составом нефти можно пренебречь, моделируя ее жидкостью с осредненными параметрами. Рациональное недропользование неразрывно связано с определением наиболее эффективного метода повышения нефтеотдачи. В частности, практическую значимость имеет ответ на вопрос: чем эффективнее вытеснять нефть, газом или водой? Априори считается, что третичные методы повышения нефтеотдачи, основывающиеся на закачке газа, эффективнее вторичных методов заводнения пластов [2, 6, 7]. В настоящей работе показывается, что это не всегда так, и закачка воды может в ряде случаев приводить к более полному извлечению нефти.

В настоящей работе технологии газового воздействия и заводнения сравниваются в рамках решения одномерной автомодельной задачи вытеснения, схожей с классической постановкой Баклея—Левретта. Для модельных составов нефти и вытесняющего газа, рассматривавшихся в [2], построено численное решение задачи. В отличие от [2], в данной работе используется детальное, применяющееся в инженерных расчетах, описание теплофизических параметров УВ смеси с помощью уравнения состояния Соаве—Редлиха—Квонга. Учитывается изменение удельных объемов компонент смеси при фазовых превращениях и сопутствующее изменение вязкостей фаз. Для проведения таких исследований разрабатывающийся авторами данной работы комплекс программ MUFITS [8, 9] дополнен модулем для композиционного моделирования фильтрации.

## 1. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ

Для описания течений в пористой среде, связанных с разработкой месторождений нефти и газа, используется композиционная модель фильтрации [2–5], которая позволяет учесть существенные изменения компонентного состава жидкостей и газов. В данной изотермической модели предполагается, что компоненты углеводородов могут, в зависимости от давления и температуры, находиться либо в однофазном состоянии газа или жидкости (нефти), либо в двухфазном состоянии газ—нефть. При этом вода не смешивается с углеводородами, образуя отдельную жидкостную компоненту. Предполагается, что капиллярное давление пренебрежимо мало и, следовательно, можно ввести одинаковое во всех фазах давление  $P$ . Также считается, что течение происходит в тонком горизонтальном пласте, а влиянием силы тяжести можно пренебречь.

Изотермическая фильтрация  $n$ -компонентной УВ смеси и воды описывается следующей системой уравнений

$$\partial_t(\phi(\rho_g c_{g(i)} s_g + \rho_o c_{o(i)} s_o)) + \nabla(\rho_g c_{g(i)} \mathbf{u}_g + \rho_o c_{o(i)} \mathbf{u}_o) = 0, \quad i = 1, \dots, n \quad (1.1)$$

$$\partial_t(\phi \rho_w s_w) + \nabla(\rho_w \mathbf{u}_w) = 0$$

$$\mathbf{u}_j = -K \frac{K_{rj}}{\mu_j} \nabla P, \quad j = g, o, w \quad (1.2)$$

$$K_{rg} = K_{rg}(s_g), \quad K_{rw} = K_{rw}(s_w), \quad K_{ro} = \frac{s_w K_{row}(s_w) + s_g K_{rog}(s_g)}{s_w + s_g} \quad (1.3)$$

$$\Omega = \Omega(P, T, \mathbf{z}), \quad \Omega = \{\rho_j, c_{j(i)}, \mu_j, \tilde{s}_j, \mathbf{x}, \mathbf{y}\}, \quad \tilde{s}_j = \frac{s_j}{1 - s_w}, \quad j = g, o \quad (1.4)$$

$$\rho_w, \mu_w = \text{const}$$

$$\mathbf{z} = \{z_{(1)}, \dots, z_{(n)}\}, \quad \mathbf{x} = \{x_{(1)}, \dots, x_{(n)}\}, \quad \mathbf{y} = \{y_{(1)}, \dots, y_{(n)}\} \quad (1.5)$$

$$c_{o(i)} = x_{(i)} M_{(i)} / \sum_{k=1}^n x_{(k)} M_{(k)}, \quad c_{g(i)} = y_{(i)} M_{(i)} / \sum_{k=1}^n y_{(k)} M_{(k)}$$

$$s_g + s_o + s_w = 1, \quad \sum_{k=1}^n c_{j(k)} = 1, \quad \sum_{k=1}^n z_{(k)} = 1, \quad \sum_{k=1}^n x_{(k)} = 1, \quad \sum_{k=1}^n y_{(k)} = 1 \quad (1.6)$$

где  $\partial_t = \partial/\partial t$ ,  $n$  — число компонент углеводородной смеси,  $\phi$  — пористость,  $\rho$  — плотность,  $c_{j(i)}$  — массовая концентрация  $i$ -й компоненты в  $j$ -й фазе,  $s$  — насыщенность фазы,  $\mathbf{u}$  — скорость фильтрации,  $K$  — абсолютная проницаемость пористой среды,  $K_{rj}$  — относительная фазовая проницаемость,  $\mu$  — динамическая вязкость,  $P$  — давление,  $T = \text{const}$  — температура,  $\mathbf{z}$  — полные мольные концентрации УВ компонент,  $\mathbf{x}$  и  $\mathbf{y}$  — мольные концентрации УВ в жидкой и газовой фазах,  $M_{(i)}$  — молярная плотность (или молекулярная масса)  $i$ -й компоненты. Индексы в скобках ( $i$ ) обозначают параметры  $i$ -й компоненты, а без скобок —  $j = g, o, w$  — параметры газовой, нефтяной и водной фазы соответственно. Предполагается, что УВ компоненты не растворяются в фазе воды, а вода не испаряется в УВ фазы

$$c_{w(i)} = 0, \quad c_{j(w)} = 0, \quad i = 1, \dots, n, \quad j = g, o$$

Уравнения (1.1) – законы сохранения массы УВ и воды соответственно, а (1.2) – закон фильтрации Дарси. Соотношения (1.3) задают кривые относительной фазовой проницаемости (ОФП), где  $K_{rg}(s_g)$  и  $K_{rog}(s_g)$  – функции ОФП газовой и нефтяной фазы для двухфазных течений газ–нефть при  $s_w = 0$ , а  $K_{rw}(s_w)$  и  $K_{row}(s_w)$  – функции ОФП воды и нефти для двухфазных течений нефть–вода при  $s_g = 0$  [1]. Согласно (1.3), в случае трехфазных течений ОФП воды и газа задаются функциями  $K_{rw}(s_w)$  и  $K_{rg}(s_g)$ , а ОФП нефти –  $K_{ro}$  – равна объемному среднему между  $K_{row}(s_w)$  и  $K_{rog}(s_g)$ . Соотношения (1.4), подробно рассматривающиеся в разделе 2, задают теплофизические параметры  $\Omega$ , в том числе число фаз в термодинамическом равновесии, в зависимости от  $P$ ,  $T$  и  $\mathbf{z}$ . В данной работе предполагается, что вода и скелет пористой породы – несжимаемые среды, т.е.  $\rho_w, \phi, K = \text{const}$ . Соотношения (1.5) – формулы пересчета от мольных к массовым концентрациям, а (1.6) – условия, которым удовлетворяют насыщенности фаз и концентрации.

Подставляя (1.2)–(1.4) в законы сохранения (1.1) и учитывая (1.5), (1.6), получим замкнутую систему  $n + 1$  уравнений относительно  $P$ ,  $s_w$  и  $\mathbf{z}$ . Заметим, что согласно (1.6) вектор  $\mathbf{z}$  имеет только  $n - 1$  независимую компоненту. В изотермической модели (1.1)–(1.6) температура  $T$  предполагается постоянной. Она влияет на течение только через параметры  $\Omega$ .

Рассмотрение фильтрации в изотермическом приближении предполагает, что изменениями  $T$  из-за фазовых превращений можно пренебречь. Это обосновано тем, что большую долю  $1 - \phi$  элементарного объема сплошной среды занимает скелет пористой среды, а меньшую –  $\phi$  – УВ смесь. Из-за теплообмена со скелетом пористой среды и малой (например, по сравнению с испарением  $\text{H}_2\text{O}$ ) теплотой растворения легких УВ компонент в жидкости и испарения тяжелых УВ компонент в газ, изменениями  $T$  во многих практических приложениях можно пренебречь [1, 2]. Для рассмотренных в разделах 3–5 течений изменение  $T$  не превышает  $1^\circ\text{C}$ , что не приводит к существенным изменениям других параметров (для проверки течения были рассчитаны в MUFITS с учетом изменения  $T$ ). Поэтому для простоты изложения далее предполагаем  $T = \text{const}$ .

## 2. РАСЧЕТ ПАРОЖИДКОСТНОГО РАВНОВЕСИЯ УВ СМЕСИ

УВ смесь состоит из компонентов углеводородного ряда, которые далее обозначаются  $C_m$ , где  $m = 1, 2, 3, \dots$  – число атомов углерода в молекуле. Например, метан  $\text{CH}_4$  обозначается  $C_1$ , а пропан  $\text{C}_3\text{H}_8$  –  $C_3$ . Предполагается, что  $C_m$  соответствуют нормальным изомерам, т.е. алканам [3]. Также УВ смесь может содержать такие компоненты, как  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и др., которые в данной работе не рассматриваются. Каждая компонента характеризуется значениями давления  $P_{c(i)}$  и температуры  $T_{c(i)}$  в своей критической точке, ацентрическим фактором, молярной плотностью  $M_{(i)}$  и другими параметрами, а парные взаимодействия компонент – соответствующими коэффициентами [3].

Для определения парожидкостного равновесия и физико-химических параметров фаз УВ смеси используется уравнение состояния Соаве–Редлиха–Квонга [3, 10]

$$P = \frac{\bar{R}T}{v - b} - \frac{a}{v(v + b)} \quad (2.1)$$

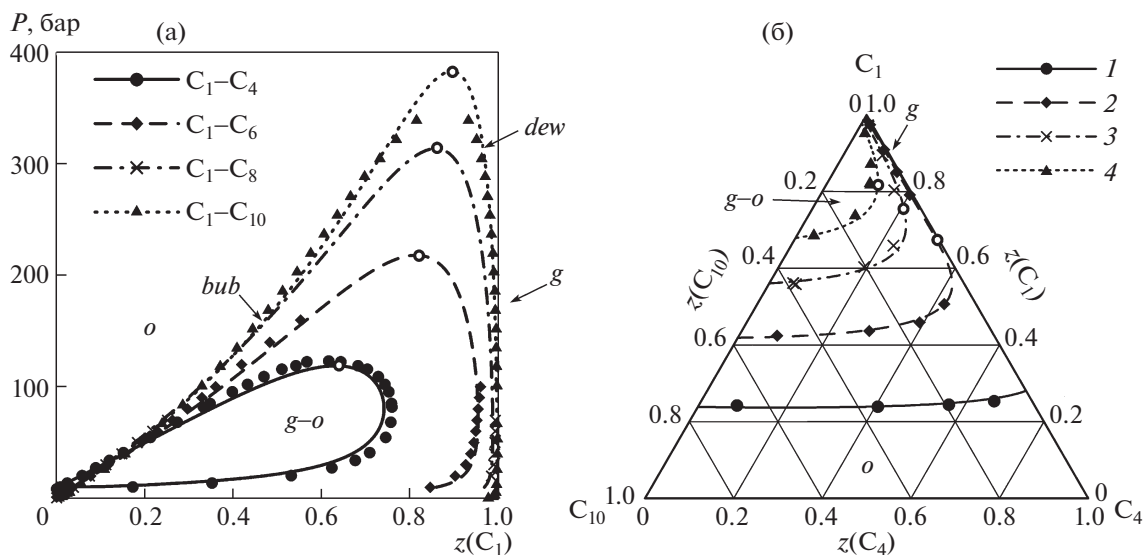
где  $\bar{R}$  – универсальная газовая постоянная,  $v$  – молярный объем, а функции  $a(T, \mathbf{x})$  и  $b(\mathbf{x})$  зависят от  $T$ , компонентного состава  $\mathbf{x}$  и других параметров, характеризующих смесь (например,  $P_{c(i)}$ ,  $T_{c(i)}$ ,  $M_{(i)}$ ). Как показано в [3], используя уравнение состояния (2.1), можно вычислить химические потенциалы  $\chi_{(i)}(P, T, \mathbf{x})$  каждой компоненты.

Расчет парожидкостного равновесия сводится к численному решению следующей системы нелинейных уравнений

$$\mathbf{x}(1 - V) + \mathbf{y}V = \mathbf{z} \quad (2.2)$$

$$\chi_{(i)}(P, T, \mathbf{x}) = \chi_{(i)}(P, T, \mathbf{y}), \quad i = 1, \dots, n \quad (2.3)$$

где  $V$  – молярная доля фазы газа. Согласно (2.2), полный состав смеси равен  $\mathbf{z}$ , а согласно (2.3), химические потенциалы в фазах нефти и газа равны. Соотношения (2.2) и (2.3) образуют замкнутую систему  $2n - 1$  уравнений относительно  $\mathbf{x}$ ,  $\mathbf{y}$  и  $V$ . Согласно (1.6), учитывается, что  $\mathbf{x}$  и  $\mathbf{y}$  имеют только  $n - 1$  независимую компоненту. Подстановка решения системы (2.2), (2.3) в (2.1) поз-



**Рис. 1.** Сопоставление экспериментальных (точки) и рассчитанных (кривые) фазовых диаграмм (а) бинарных УВ смесей и (б) смеси  $C_1-C_4-C_{10}$  при  $T = 71.1^\circ\text{C}$ . Кривые 1–4 показывают границу между областями однофазных и двухфазных состояний при  $P = 68.9, 137.9, 206.7$  и  $275.8$  бар соответственно. На линиях символом  $\circ$  отмечены критические параметры.

воляет определить молярные объемы ( $v$ ) и, следовательно, плотности фаз ( $\rho$ ). Далее, используя  $V$ , вычисляются насыщенности  $\bar{s}_g$  и  $\bar{s}_o$ . Для расчета вязкостей  $\mu_g$  и  $\mu_o$  используются многокоэффициентные корреляции из работы [11].

Расчет парожидкостных равновесий, основанный на итерационном решении системы (2.2) и (2.3), реализован в отдельном программном модуле отечественного комплекса программ MUFITS [8, 9]. Используются стандартные алгоритмы расчета термодинамических равновесий, опубликованные в [3, 12, 13]. Разработанный модуль позволяет задать произвольное число компонент смеси и рассчитать ее течение в соответствии с системой уравнений (1.1)–(1.6). Сложность этой системы, в том числе обусловленная нелинейной зависимостью физико-химических параметров многофазной смеси  $\Omega$  от  $P$ ,  $T$  и  $z$ , требует дополнительных усилий по верификации программной реализации модуля. Необходимо проверять не только верность расчета течений, но и точность определения свойств нефти и газа.

Для проверки достаточной точности определения физико-химических параметров смесей на основе уравнения состояния (2.1) в разработанном модуле проведены расчеты фазовых диаграмм простейших УВ смесей, для которых опубликованы экспериментальные данные [14–16]. На рис. 1а приведены расчеты четырех различных фазовых диаграмм бинарных смесей, состоящих из  $C_1$  (метан) и одной из следующих компонент:  $C_4$ ,  $C_6$ ,  $C_8$  или  $C_{10}$  (бутан, гексан, октан или декан). Кривые ограничивают области двухфазных состояний газ–нефть ( $g-o$ ) при  $T = 71.1^\circ\text{C}$  (в случае  $C_4$  и  $C_6$ ) и  $T = 75^\circ\text{C}$  (в случае  $C_8$  и  $C_{10}$ ). Вне данных областей УВ смесь находится в однофазном состоянии либо газа ( $g$ ) при больших концентрациях метана  $z(C_1)$ , либо нефти ( $o$ ) при малых  $z(C_1)$ . Здесь и далее  $z(C_m)$  обозначает полную концентрацию компоненты  $C_m$ . При сверхкритических давлениях и возрастании  $z(C_1)$  происходит непрерывный (без фазовых превращений) переход из состояния  $o$  в  $g$ . На рис. 1б проведено сопоставление с экспериментом рассчитанной при различных  $P$  фазовой диаграммы трехкомпонентной смеси  $C_1-C_4-C_{10}$ . При построении треугольной диаграммы условие  $z(C_1) + z(C_4) + z(C_{10}) = 1$  учитывается с помощью следующего свойства равностороннего треугольника с высотой, равной 1: сумма длин перпендикуляров, опущенных из любой точки треугольника на его стороны, равна 1. Приведенные на рис. 1б кривые ограничивают область двухфазных равновесий  $g-o$ . При высоких значениях концентраций тяжелых компонент,  $z(C_4)$  и  $z(C_{10})$ , смесь находится в однофазном состоянии нефти (область  $o$ ), а при высоких концентрациях метана,  $z(C_1)$ , – в состоянии газа (область  $g$ ). Результаты расчетов диаграмм, приведенных на рис. 1, находятся в удовлетворительном согласии с экс-

периментальными данными [14–16]. В частности, рассчитанные кривые кипения (*bub*) и конденсации (*dew*) на рис. 1а хорошо совпадают с экспериментом. Это подтверждает корректность программной реализации алгоритмов расчета парожидкостных равновесий на основе численно-го решения системы (2.2), (2.3).

### 3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Рассмотрим одномерное течение в области  $X \in [0; L]$  однородной пористой среды, которая насыщена УВ смесью, состоящей из четырех компонент:  $C_1$ ,  $C_3$ ,  $C_6$  и  $C_{16}$ . Здесь  $X$  – координата в пространстве. В начальный момент времени,  $t = 0$ , распределения давления  $P = 137.5$  бар, температуры  $T = 93^\circ\text{C}$  и компонентного состава смеси  $z = \{0.2, 0.0, 0.4, 0.4\}$  однородные, а насыщенность воды равна нулю,  $s_w = 0$ . В соответствии с уравнением состояния (2.1), при данных параметрах смесь находится в однофазном состоянии нефти, т.е.  $s_g = 0$ , а  $s_o = 1$ .

При  $t = 0$  через границу  $X = 0$  начинается закачка газа или воды с заданным объемным расходом  $Q$ . Рассматриваются два случая. В случае *A* закачивается УВ газ, содержащий 90% метана и 10% пропана, т.е. газ следующего состава  $z = \{0.9, 0.1, 0.0, 0.0\}$ , а в случае *B* закачивается вода. На открытой границе  $X = L$  поддерживается начальное давление  $P = 137.5$  бар. Закачка газа (или воды) приводит к развитию течения от  $X = 0$  к  $X = L$ . Так как многофазная смесь вытекает из области  $X \in [0; L]$  через границу  $X = L$ , то на ней достаточно задать давление, а значения  $z$  и  $s_w$  не существенны. Это связано с тем, что фильтрация описывается системой уравнений смешанного типа. Как показано в [2, 4], значения  $z$  и  $s_w$  переносятся с малыми возмущениями гиперболического типа (характеристиками) в направлении течения (от  $X = 0$  к  $X = L$ ). Так как характеристики не уходят от  $X = L$  в область  $X \in [0; L]$ , то и задавать  $z$  и  $s_w$  при  $X = L$  не нужно [17]. Далее исследуется фильтрационное течение при  $t > 0$ , описывающее вытеснение более тяжелых УВ компонент  $C_6$  и  $C_{16}$  из пористой среды.

Случаи *A* и *B* описывают фильтрацию при извлечении УВ с применением технологий газового воздействия и заводнения нефтяных пластов соответственно. В рамках сформулированной постановки задачи ниже оценивается эффективность применения данных технологий для более полного вытеснения  $C_6$  и  $C_{16}$ . Этот диапазон УВ ряда (от  $C_6$  до  $C_{16}$ ) содержит в себе компоненты наиболее ценных бензиновой и лигроиновой фракций нефти, использующихся при производстве топлив. Поэтому извлечение именно этих компонент имеет практическую значимость.

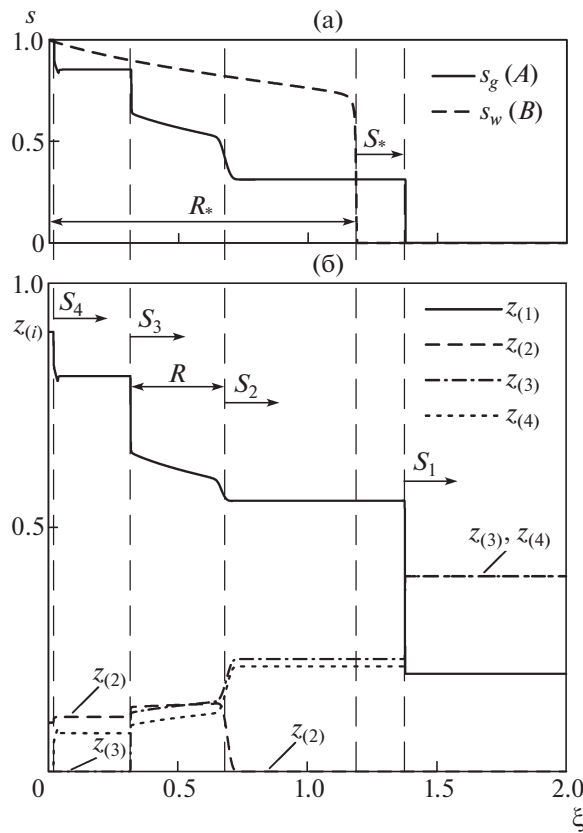
В расчетах используются следующие параметры:  $\phi = 0.2$ ,  $K = 4 \cdot 10^3$  мД,  $L = 200$  м и  $Q = 0.2$  м/сут, которые несущественны для дальнейших результатов, приводимых в безразмерном виде. Предполагается, однако, что проницаемость настолько высока ( $K \rightarrow \infty$ ), что давление  $P$  слабо отклоняется от начального значения и влиянием изменения  $P$  на физико-химические параметры УВ и воды можно пренебречь [18]. Вязкость воды,  $\mu_w$ , полагается равной 0.4 сП. В соответствии с [2], ОФП (см. (1.3)) – квадратичные функции соответствующих насыщенностей

$$K_{rw} = s_w^2, \quad K_{row} = (1 - s_w)^2, \quad K_{rg} = s_g^2, \quad K_{rog} = (1 - s_g)^2$$

По постановке сформулированная задача является автомодельной задачей Римана, а параметры течения зависят только от переменной [2]

$$\xi = X\phi/Qt$$

Следовательно, решение задачи состоит из последовательности сильных разрывов, центрированных волн Римана и областей однородного распределения параметров, распространяющихся от границы  $X = 0$  в область  $X > 0$ . Такие последовательности исследовались в [2] аналитическими методами при существенных предположениях о постоянстве вязкостей фаз и сохранении молярных объемов компонент при смешении. Для верификации разработанного модуля MUFITS параметры задачи в случае *A* совпадают с одним из рассматривавшихся в [2] модельных случаев газового воздействия на нефтяной пласт. Однако, в отличие от [2], в настоящей работе учитывается детальное описание фазовых превращений и реальных физико-химических параметров УВ смеси, в том числе учитывается изменение молярных объемов и вязкостей фаз при фазовых превращениях. Рассмотренная четырехкомпонентная смесь очевидно является модельным упрощением реальной многокомпонентной нефти. Тем не менее она позволяет описать основные физические процессы, сопровождающие вытеснение из пористой среды.



**Рис. 2.** Распределения насыщенностей газа и воды в случаях *A* и *B* (а) и полных мольных концентраций  $z_{(i)}$  в задаче *A* (б).

#### 4. АВТОМОДЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

На рис. 2 и 3 приведены результаты расчета течения в случае *A*. От границы  $X = 0$  в область  $X > 0$  распространяется последовательность волн

$$S_4 - S_3RS_2 - S_1 \tag{4.1}$$

где символами  $S$ ,  $R$  и “-” обозначены сильные разрывы, волны Римана и области однородного распределения параметров соответственно. Разрывы  $S$  пронумерованы в направлении убывания автомодельной координаты  $\xi$ . Самый быстрый разрыв –  $S_1$ , а самый медленный –  $S_4$ . Фронт  $S_2$  “размыт” из-за влияния численной дисперсии.

Нагнетаемый в пористую среду газ распространяется за наиболее быстрым разрывом  $S_1$ , на котором насыщенность газа скачком возрастает от 0 до 0.314. Причем компонента  $C_1$  распространяется дальше от границы  $X = 0$ , чем компонента  $C_3$ . Действительно, при убывании координаты  $\xi$  концентрация  $z_{(1)}$  возрастает за  $S_1$ , а  $z_{(2)}$  – только за  $S_2$ . Таким образом, между  $S_2$  и  $S_1$  реализуется течение, связанное с вытеснением нефти чистым метаном. Растворение  $C_1$  в нефти и сопутствующее испарение  $C_6$  и  $C_{16}$  в газовую фазу, происходящее за  $S_1$ , снижает концентрации тяжелых компонент  $C_6$  и  $C_{16}$  в жидкости ( $x_{(3)}$  и  $x_{(4)}$ ), способствуя их более полному вытеснению (рис. 3).

Растворение компоненты  $C_3$  в нефти, происходящее за  $S_2$ , еще сильнее снижает концентрации  $C_6$  и  $C_{16}$  в жидкости (рис. 3а). В результате в последовательности волн  $S_3RS_2$  происходит дополнительное вытеснение  $C_6$  и  $C_{16}$ , вызванное закачкой жирного газа, т.е. содержащего компоненту  $C_3$ . Данного вытеснения в последовательности волн  $S_3RS_2$  не удалось бы достичь при закачке сухого газа, содержащего 100% метана ( $C_1$ ). Наличие в закачиваемом газе компоненты  $C_3$  позволяет полностью вытеснить компоненту  $C_6$  из области за разрывом  $S_3$ . Действительно, на  $S_3$

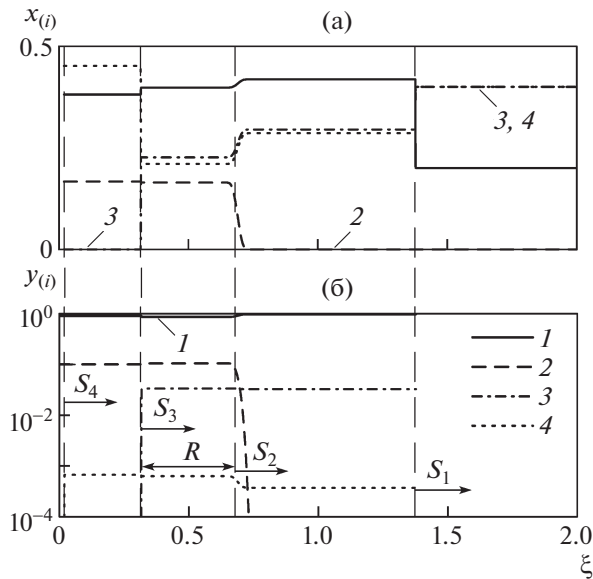


Рис. 3. Распределения мольных концентраций в нефтяной (а) и газовой (б) фазах,  $x_{(i)}$  и  $y_{(i)}$ :  $1-4 - i = 1, 2, 3, 4$ .

концентрации  $z_{(3)}$  и  $x_{(3)}$  снижаются до 0, а  $x_{(2)}$  возрастает. Таким образом, в области за разрывом  $S_3$  компонента  $C_3$  полностью замещает  $C_6$  в нефти. За разрывом  $S_3$  в нефти остается только наиболее тяжелая из  $C_6$  и  $C_{16}$  компонента  $C_{16}$ . Ее полное вытеснение происходит на самом медленном разрыве  $S_4$ , где  $z_{(4)}$  снижается до нуля. Вытеснение  $C_{16}$  на  $S_4$  связано с испарением  $C_{16}$  в закачиваемый газ. При этом малая скорость разрыва  $S_4$  обусловлена малой равновесной концентрацией  $C_{16}$  в газе ( $y_{(4)}$ ) в двухфазных состояниях  $g-o$  (рис. 3).

Приведенные на рис. 2 и 3 распределения параметров в случае  $A$  качественно совпадают с приближенным решением из работы [2]. Это верифицирует корректность разработанного модуля комплекса MUFITS.

В случае  $B$  решение автомодельной задачи представляет собой классическое решение одномерной задачи Баклея–Леверетта [19]. Действительно, закачка воды не приводит к расслоению УВ смеси на газовую и жидкую фазы ( $s_g = 0$ ). В результате при любом  $\xi$  все компоненты переносятся с одной и той же скоростью  $u_o$ , а однородные распределения  $x_{(i)}$  и  $z_{(i)}$  не изменяются, т.е.  $x_{(i)}$  и  $z_{(i)}$  при любом  $t > 0$  остаются равными своим значениям при  $t = 0$ . Таким образом, существенным для описания течения является только распределение насыщенности воды  $s_w$ .

Распределение  $s_w(\xi)$  показано на рис. 2а. Решение Баклея–Леверетта состоит из последовательности волн  $R_*S_*$  [19]. При убывании  $\xi$  насыщенность  $s_w$  скачком возрастает на разрыве  $S_*$  и далее непрерывно изменяется в волне Римана  $R_*$ , достигая при  $X = 0$  значения  $s_w = 1$ . Так как при закачке воды фазовые переходы не происходят, то невозможно полное вытеснение УВ компонент, в том числе  $C_6$  и  $C_{16}$ .

## 5. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ

Ниже исследуется важный для практических приложений вопрос о том, какой из случаев  $A$  или  $B$  лучше для более полного вытеснения тяжелых компонент  $C_6$  и  $C_{16}$ . Предполагается, что расход  $Q$  одинаковый в обоих случаях, т.е. (технологические) затраты на закачку единицы объема газа совпадают с затратами на закачку того же объема воды.

Для сравнения случаев на рис. 4 приведены распределения объемных плотностей  $C_6$  и  $C_{16}$

$$\eta_{(i)} = \rho_g c_{g(i)} s_g + \rho_o c_{o(i)} s_o$$

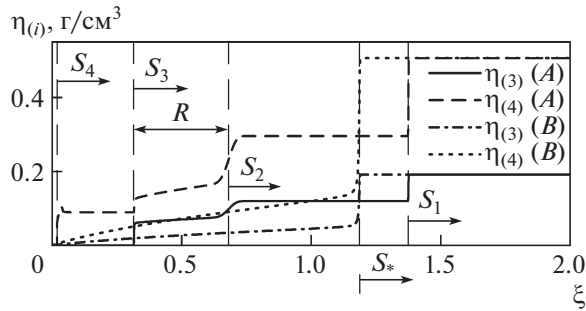


Рис. 4. Распределения плотностей  $\eta_{(i)}$  в случаях *A* и *B*.

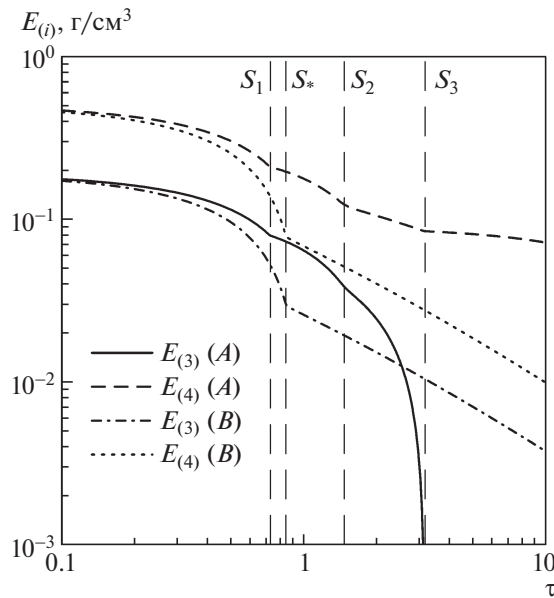


Рис. 5. Интегралы  $E_{(i)}$  от времени  $\tau$  в случаях *A* и *B*.

т.е. отношений масс компонент в элементарном объеме пористой среды к объему пор. Величины  $\eta_{(i)}$  характеризуют полноту вытеснения  $i$ -й компоненты при данном  $\xi$ . Чем больше  $\eta_{(i)}$ , тем больше  $i$ -й компоненты осталось не вытесненной.

В случае *B* параметры  $\eta_{(3)}$  и  $\eta_{(4)}$  прямо пропорциональны  $1 - s_w = s_o$  ( $s_g = 0$ ). Действительно, из-за неизменности состава нефти большие значения  $\eta_{(i)}$  соответствуют тем  $\xi$ , при которых количество воды меньше. В случае *A*, из-за влияния фазовых переходов, распределения  $\eta_{(i)}(\xi)$  имеют более сложный вид, связанный с распространением последовательности волн (4.1). Закачка газа приводит к более полному вытеснению компоненты  $C_6$  в областях между  $S_*$  и  $S_1$  и за разрывом  $S_3$ , а компоненты  $C_{16}$  — между  $S_*$  и  $S_1$  и за разрывом  $S_4$ . Закачка воды позволяет гораздо эффективнее вытеснить  $C_6$  (или  $C_{16}$ ) в областях между  $S_3$  и  $S_*$  (или  $S_4$  и  $S_*$ ). Таким образом, случаи *A* и *B* приводят к различной эффективности вытеснения при различных  $\xi$ .

Для количественного сравнения методов воздействия на пласт рассмотрим изменение с течением времени интегралов

$$E_{(i)} = \frac{1}{L} \int_0^L \eta_{(i)}(X) dX$$

характеризующих эффективность вытеснения из всей области  $X \in [0; L]$ . Функции  $E_{(i)}(\tau)$  приведены на рис. 5, где

$$\tau = \frac{Qt}{\phi L}$$



есть безразмерное время, равное отношению объема газа (или воды), закаченного к моменту  $t$ , к объему порового пространства  $\phi L$  в области  $X \in [0; L]$ . Значение  $\tau = 1$  соответствует моменту времени  $t$ , при котором в пористую среду закачен газ (или вода) в объеме, равном одному поровому объему.

При малых  $\tau \rightarrow 0$  интегралы  $E_{(i)}$  линейно убывают со временем, что обусловлено постоянным расходом  $Q$ . В случае  $B$ , из-за того, что фазы несжимаемые, вытекающий через границу  $X = L$  объем нефти равен объему воды, втекающему через  $X = 0$ . В случае  $A$  закачиваемый газ частично растворяется в нефти, а его объем при этом снижается. В результате вытекающий через границу  $X = L$  объем нефти меньше объема газа, втекающего через  $X = 0$ . Следовательно, из-за растворения газа вытеснение водой эффективнее при  $\tau \rightarrow 0$ , т.е. значения  $E_{(i)}$ ,  $i = 3, 4$  в случае  $B$  меньше, чем в  $A$ .

С возрастанием  $\tau$  кривые  $E_{(i)}(\tau)$  имеют излом при  $\tau = 0.727$  в случае  $A$  (или  $\tau = 0.812$  в случае  $B$ ). Эти изломы связаны с тем, что разрыв  $S_1$  (или  $S_*$ ) достигает границы  $X = L$ , а потоки  $C_6$  и  $C_{16}$  через эту границу резко снижаются. После прорыва к  $X = L$  газа (или воды) вытеснение  $C_6$  и  $C_{16}$  замедляется, т.е. уменьшается модуль производной  $|dE_{(i)}/d\tau|$ .

Закачка воды эффективнее закачки газа при всех  $\tau$ , при которых разрыв  $S_3$  еще не достиг границы  $X = L$ . При  $\tau = 3.175$  разрыв  $S_3$  достигает  $X = L$ , а  $E_{(3)}$  в случае  $A$  обращается в ноль, становясь меньше  $E_{(3)}$  в случае  $B$ . В этот момент времени закачка газа становится эффективнее закачки воды для вытеснения компоненты  $C_6$ . При этом закачка воды все еще эффективнее для вытеснения наиболее тяжелой компоненты  $C_{16}$  (рис. 5). В дальнейшем, когда при  $\tau > 50$  разрыв  $S_4$  достигнет  $X = L$ , закачка газа станет эффективнее и для вытеснения компоненты  $C_{16}$ , так как в случае  $A$   $z_{(4)} = 0$  за разрывом  $S_4$ .

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Показано, что закачка воды — в целом более эффективный метод повышения нефтеотдачи из пластов, насыщенных нефтью рассмотренного модельного состава. Газовое воздействие позволяет извлечь дополнительное количество компоненты  $C_6$  только после закачки 3 поровых объемов газа. Однако это дополнительное количество  $\Delta E_{(3)} \approx 0.01$  мало и, по-видимому, не имеет практической значимости. Еще меньший эффект достигается при вытеснении тяжелой компоненты  $C_{16}$ .

Эффективность вытеснения существенно зависит как от составов нефти и закачиваемого газа, так и от кривых относительной фазовой проницаемости. Несомненно, что газовое воздействие позволяет дополнительно извлечь существенные объемы нефти из ряда пластов [2, 6, 7]. Однако, как показано в настоящей работе, при оценке перспективности различных технологий повышения нефтеотдачи всегда нужно учитывать возможность применения традиционного заводнения, которое может оказаться эффективнее газового воздействия.

В случае применения газового воздействия важно подобрать состав закачиваемого газа, позволяющего повысить извлечение нефти заданного состава. На практике используются такие газы, как метан, углекислый газ, азот и т.д., а также их смеси. Оптимизация состава газа требует проведения многочисленных расчетов вытеснения в рассмотренной постановке. В настоящей работе создан и верифицирован инструмент для проведения таких расчетов в виде композиционного модуля комплекса MUFITS, а многопараметрические исследования оптимальных газовых составов — предмет дальнейших исследований. В будущем комплекс может использоваться в таких исследованиях с другими составами нефти, отличающимися от рассмотренного в работе.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 19-71-10051).

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Dake L.P.* Fundamentals of Reservoir Engineering. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Co, 1978. 462 p.
2. *Orr F.M.* Theory of gas injection processes. Holte, Denmark: Tie-Line Publications, 2007. 381 p.
3. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.

4. *Восков Д.В., Ентово В.М.* К задаче о вытеснении нефти смесями газов // Изв. РАН МЖГ. 2001. № 2. С. 112–121.
5. *Coats K.H.* An equation of state compositional model // SPE J. 1980. V. 20. № 5. P. 363–376.
6. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. М.: Недра, 1985. 308 с.
7. *Magruder J.B., Stiles L.H., Yelverton T.D.* Review of the Means San Andres Unit CO<sub>2</sub> Tertiary Project // J. Pet. Technol. 1990. V. 42. № 5. P. 638–644.
8. *Afanasyev A.A.* Hydrodynamic modelling of petroleum reservoirs using simulator MUFITS // Energy Procedia. 2015. V. 76. P. 427–435.
9. *Afanasyev A., Kempka T., Kühn M., Melnik O.* Validation of the MUFITS reservoir simulator against standard CO<sub>2</sub> storage benchmarks and history-matched models of the Ketzin pilot site // Energy Procedia. 2016. V. 97. P. 395–402.
10. *Redlich O., Kwong J.N.S.* On the thermodynamics of solutions. V. An equation of state. Fugacities of gaseous solutions // Chemical Reviews 1949. V. 44. P. 233–244.
11. *Lorentz J., Bray B.G., Clar C.R.J.* Calculating viscosity of reservoir fluids from their composition // J. Pet. Technol. 1964. V. 16. № 10. P. 1171–1176.
12. *Michelsen M.L.* The isothermal flash problem. Part I. Stability // Fluid Phase Equilib. 1982. V. 9. № 1. P. 1–19.
13. *Michelsen M.L.* The isothermal flash problem. Part II. Phase-split calculation // Fluid Phase Equilib. 1982. V. 9. № 1. P. 21–40.
14. *Sage R.H., Hicks B.L., Lacey W.N.* Phase Equilibria in Hydrocarbon Systems // Ind. Eng. Chem. 1940. V. 32. № 8. P. 1085–1092.
15. *Reamer H.H., Olds R.H., Sage B.H., Lacey W.N.* Phase Equilibria in Hydrocarbon Systems // Ind. Eng. Chem. 1942. V. 34. № 12. P. 1526–1531.
16. *Reamer H.H., Fiskin J.M., Sage B.H.* Phase Equilibria in Hydrocarbon Systems // Ind. Eng. Chem. 1949. V. 41. № 12. P. 2871–2875.
17. *Куликовский А.Г., Свешникова Е.И.* Нелинейные волны в упругих средах. М.: Моск. лицей, 1998. 412 с.
18. *Afanasyev A.A.* On the Riemann problem for supercritical CO<sub>2</sub> injection into an aquifer // Int. J. Greenhouse Gas Contr. 2015. V. 42. P. 629–643.
19. *Buckley S.E., Leverett M.C.* Mechanism of fluid displacement in sands // Trans. AIME. 1942. V. 146. P. 107–116.