

УДК 532.546:622.276.031

## ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ СМЕСЕЙ

ЛЕВИ Б. И., ШАКИРОВ Х. Г.

Рассматривается процесс изотермического течения многокомпонентных смесей в пористой среде, сопровождающийся фазовыми переходами, межфазным массообменом и изменением физико-химических свойств фаз [1–3]. Предполагается мгновенное установление фазового равновесия в каждой точке области фильтрации и подчинение скоростей фильтрации отдельных фаз закону Дарси. Приближенные решения задач о вытеснении нефти газом высокого давления получены в [1]. На основе обобщения развитой в [4] теории в [5] изучена структура точных решений задач фильтрации трехкомпонентных систем, описывающих процессы вытеснения нефти различными реагентами (газами, растворителями, мицеллярными растворами). Численные решения задач фильтрации многокомпонентных систем рассматривались в [2, 3, 6, 7].

Ниже предлагается численный метод, отличающийся от известных [2, 3, 6, 7] следующими особенностями. Уравнения фильтрации аппроксимируются полностью консервативной конечно-разностной схемой типа неявное давление – явная насыщенность, расчет по которой производится на основе метода итераций Ньютона не только по давлению, но и по составу смеси. При аппроксимации дивергентных членов уравнений используется принцип минимального значения производной [8]. Расчет фазового равновесия осуществляется с применением уравнения состояния.

1. Уравнения фильтрации многокомпонентных смесей [1] при указанных выше предположениях могут быть записаны в следующем виде:

$$\begin{aligned} \nabla \sum_{\alpha=1}^3 K K_{\alpha} \rho_{\alpha} \mu_{\alpha}^{-1} c_{k\alpha} (\nabla P + \rho_{\alpha} g \nabla Y) + \sum_{\alpha=1}^3 \rho_{\alpha} c_{k\alpha} q_{\alpha} \delta(\mathbf{r} - \mathbf{r}_c) = \\ = \frac{\partial}{\partial t} m \rho C_k \quad (k=1, \dots, N), \quad \sum_{k=1}^N C_k = 1 \end{aligned} \quad (1.1)$$

Здесь  $\alpha$  – номер фазы (1 – для газовой, 2 – для нефтяной, 3 – для водной);  $K$  – абсолютная проницаемость;  $K_{\alpha}$ ,  $\rho_{\alpha}$ ,  $\mu_{\alpha}$  – относительная проницаемость, плотность и вязкость фазы  $\alpha$ ;  $c_{k\alpha}$ ,  $C_k$  – массовая доля  $k$ -го компонента в фазе  $\alpha$  и в смеси;  $P$  – давление;  $g$  – ускорение силы тяжести;  $Y$  – вертикальная координата;  $q_{\alpha}$  – плотность источника (стока) фазы  $\alpha$ ;  $\delta$  – дельта-функция Дирака;  $\rho$  – плотность смеси,  $\mathbf{r}_c$  – радиус-вектор источника (стока),  $t$  – время,  $m$  – пористость,  $k$  – номер компонента (1 – для двуокиси углерода, 2, ...,  $N-1$  – для углеводородных и неуглеводородных,  $N$  – для водного),  $s_{\alpha}$  – объемная доля (насыщенность) фазы  $\alpha$ .

Величины  $K_{\alpha}$ ,  $\rho_{\alpha}$ ,  $\mu_{\alpha}$ ,  $\rho$  являются функциями давления, объемных долей и составов фаз, которые, как будет показано ниже, однозначно определяются давлением и составом смеси. Следовательно, для этих величин, например плотности смеси, справедливы соотношения вида

$$\rho = \sum_{\alpha=1}^3 \rho_{\alpha} s_{\alpha} = F(P, C_1, \dots, C_{N-1}) \quad (1.2)$$

Таким образом, система уравнений (1.1) с учетом выражений типа (1.2) для  $K_{\alpha}$ ,  $\rho_{\alpha}$ ,  $\mu_{\alpha}$ ,  $c_{k\alpha}$  и  $\rho$  является полной относительно переменных  $P$  и  $C_k$  ( $k=1, \dots, N$ ). К ней следует присоединить начальные и граничные условия, соответствующие исходному состоянию пластовой смеси и виду воздействия на нее в процессе разработки. В качестве начальных условий задаются распределения давления и состава смеси. Граничные условия обычно определяются условиями непроницаемости кровли и подошвы; на добывающих скважинах считаются известными дебиты или давления, а на нагнетательных — также и состав закачиваемой смеси.

Иногда используется другая форма уравнения вида (1.1), выражающая баланс не массы, а количества молей компонента [2, 3]. Такое уравнение эквивалентно уравнению вида (1.1), так как совпадает с ним с точностью до постоянного множителя  $M_k$  ( $M_k$  — молекулярная масса компонента  $k$ ). Мольные и массовые концентрации связаны простыми соотношениями

$$Z_k = \frac{C_k}{M_k} / \sum_{l=1}^N \frac{C_l}{M_l}, \quad c_{k\alpha} = x_{k\alpha} M_k / \sum_{l=1}^N x_{l\alpha} M_l \quad (1.3)$$

где  $Z_k$ ,  $x_{k\alpha}$  — мольная концентрация компонента  $k$  в смеси и в фазе  $\alpha$ .

Формулы (1.3) необходимы для согласования уравнений (1.1), (1.2) с уравнениями фазового равновесия, которые обычно записываются в мольной форме. При решении задачи приходится многократно осуществлять пересчет массовых концентраций в мольные и наоборот. Однако вклад вычислений по формулам (1.3) в общий объем расчетов мал. В то же время использование уравнений материального баланса в массовой форме, как показали расчеты и отмечалось в работе [2], в общем случае значительно экономичнее решения уравнений фильтрации, записанных в мольных концентрациях. Это связано с тем, что массовые плотности фаз примерно одного порядка, тогда как мольные плотности могут различаться на два и более порядков.

2. Область применения модели фильтрации (1.1), (1.2), трудоемкость и качество получаемых с ее помощью решений в значительной степени зависят от точности и согласованности расчетов физико-химических свойств, составов и объемных долей фаз, т. е. от описания и метода расчета фазовых равновесий. Этим требованиям отвечают методы, основанные на использовании уравнений состояния. Они универсальны и не зависят от особенностей смесей, к которым применяются. В большинстве работ рассматривалась модель парожидкостного равновесия [9–11]. В [12] представлена модель равновесия трех, а в [7] — произвольного числа углеводородных фаз.

Фазовые равновесия описываются системой нелинейных уравнений. Решение ее осуществляется итерационными методами. Так, например, в [9] использовался метод простых итераций, требующий небольшого объема вычислений на каждой итерации. Этот метод, как показали расчеты, экономичен всюду, за исключением окрестности критической точки, в которой термодинамические свойства фаз близки друг к другу. В этой области более эффективен метод итераций Ньютона [10], но для применения его требуется хорошее начальное приближение [7, 11].

Ниже рассматривается модель трехфазного равновесия смеси углеводородных и неуглеводородных (в том числе и водного) компонентов. Предлагается метод расчета составов и мольных долей фаз по заданному значению давления и состава смеси, что позволяет также вычислить плотности фаз и их объемные доли в системе. Известно, что при характерных для нефтяных месторождений значениях пластовых давлений (5–20 МПа) и температур (15–90 С) растворимость углеводородных и неуглеводородных компонентов (кроме двуокиси углерода) в воде пренебрежимо мала [13]. В то же время и водный компонент в нефтяной и газовой фазах практически не растворяется. В связи с этим принимается, что углеводородные компоненты могут находиться в нефтяной и газовой фазах, двуокись углерода — во всех трех фазах, а водный компонент — только в водной. Тогда уравнения, описывающие фазовое равновесие смеси в замкнутом объеме, можно представить в следующем виде:

$$\sum_{\alpha=1}^3 L_{\alpha} = 1, \quad \sum_{k=1}^N x_{k\alpha} = 1 \quad (\alpha=1, 2, 3), \quad Z_k = \sum_{\alpha=1}^3 x_{k\alpha} L_{\alpha} \quad (k=1, \dots, N) \quad (2.1)$$

$$f_{k1} = f_{k2} \quad (k=1, \dots, N-1), \quad f_{13} = f_{12} \quad (2.2)$$

где  $L_{\alpha}$  — мольная доля фазы  $\alpha$ ;  $f_{k\alpha}$  — летучесть  $k$ -го компонента в фазе  $\alpha$ .

Соотношения (2.2) выражают химическое равновесие, которое совместно с условиями механического (равенство давлений в фазах) и термического (равенство температур) равновесий определяет условие термодинамического равновесия многофазной смеси. Летучесть вычисляется с использованием уравнения состояния [9].

Если известен коэффициент распределения  $\text{CO}_2$  между водной и нефтяной фазами  $\kappa_{132}$ , то последнее уравнение системы (2.2) можно заменить эквивалентным ему соотношением

$$\kappa_{132} x_{13} = x_{12} \quad (2.3)$$

где  $\kappa_{132}$  в общем случае зависит от давления, температуры, степени минерализации воды и состава нефти [14].

Система нелинейных уравнений (2.1)–(2.3) решается итерационным методом. Для этого удобно преобразовать уравнения (2.1) к следующему виду, введя вспомогательные переменные  $\kappa_{k12}$ , известные как коэффициенты распределения:

$$\kappa_{k12} = x_{k1}/x_{k2} \quad (k=1, \dots, N-1) \quad (2.4)$$

$$L_3 = Z_N/(1-x_{13}), \quad L_2 = 1-L_1-L_3 \quad (2.5)$$

$$x_{12} = \frac{Z_1 - x_{13}L_3}{1-L_3+L_1(\kappa_{112}-1)}, \quad x_{k2} = \frac{Z_k}{1-L_3+L_1(\kappa_{k12}-1)} \quad (k=2, \dots, N-1) \quad (2.6)$$

$$\sum_{k=1}^{N-1} \frac{Z_k(\kappa_{k12}-1)}{1-L_3+L_1(\kappa_{k12}-1)} = \frac{x_{13}L_3(\kappa_{112}-1)}{1-L_3+L_1(\kappa_{112}-1)} \quad (2.7)$$

Система  $3N+1$  уравнения (2.2)–(2.7) является замкнутой относительно  $3N+1$  переменной  $-L_1, L_2, L_3, x_{k\alpha}$  ( $k=1, \dots, N-1; \alpha=1, 2$ ),  $\kappa_{k12}$  ( $k=1, \dots, N-1$ ) и  $x_{13}$ .

Алгоритм решения системы (2.2)–(2.7) основан на осуществлении внешних итераций для определения неизвестных  $x_{13}$  и  $L_3$  и внутренних – для остальных.

При характерных пластовых давлениях и температурах максимальная мольная доля  $\text{CO}_2$  в воде находится в пределах 0,8–3% [14]. Начальное приближение для  $x_{13}$  задается равным половине максимального значения ее. Величина  $L_3$  однозначно определяется из первого уравнения (2.5). Начальные значения коэффициентов распределения рассчитываются по формуле для идеальных констант [9]. Из уравнения (2.7) определяется значение мольной доли газовой фазы, а из (2.6), (2.4) – составы жидкой и газовой углеводородных фаз. С помощью уравнения состояния вычисляются значения  $f_{k\alpha}$  и проверяется выполнение первых  $N-1$  условий (2.2). Если эти условия не выполняются, то коэффициенты распределения уточняются по формуле [9]

$$\kappa_{k12}^{v+1} = \kappa_{k12}^v f_{k2}^v / f_{k1}^v \quad (2.8)$$

где  $v$  – номер внутренней итерации.

При выполнении рассматриваемых условий значения  $x_{13}$  и  $L_3$  уточняются с помощью соотношений (2.3) и (2.5). Внешние итерации прекращаются при достижении заданной точности вычисления  $x_{13}$ .

Заметим, что при коррекции коэффициентов распределения по формуле (2.8) число итераций, необходимых для сходимости вычислительного процесса, значительно возрастает по мере приближения к критической точке смеси. Поэтому в окрестности этой точки использовался более эффективный метод наискорейшего спуска.

Важным промежуточным результатом при расчете летучестей компонентов смеси является расчет сжимаемостей фаз. Знание их позволяет вычислить мольную плотность и объемные доли фаз

$$s_\alpha = \frac{L_\alpha}{\rho_\alpha^*} \left( \sum_{\beta=1}^3 \frac{L_\beta}{\rho_\beta^*} \right)^{-1} \quad (2.9)$$

где  $\rho_\alpha^*$  – мольная плотность фазы  $\alpha$ .

Для оценки точности расчетов фазовых равновесий по описанной выше методике и для выбора одной из двух наиболее употребительных модификаций уравнения состояния Редлиха – Квонга – модификаций Соаве и Пенга – Робинсона было выполнено сравнение расчетных и экспериментальных данных для смесей  $\text{CO}_2$ – $n$ -декан и  $\text{CO}_2$ – $n$ -бутан –  $n$ -декан в области характерных значений пластовых давлений и температур. Результаты сравнения показали, что уравнение Пенга – Робинсона лучше описывает фазовое поведение смесей, чем уравнение Соаве, причем относительная погрешность расчетов в критической точке не превышает 8,7% и 1% при доле  $\text{CO}_2$  в смеси, меньшей 0,7.

3. Используя принцип построения полностью консервативных схем [6], аппроксимируем систему (1.1), (1.2) конечно-разностными уравнениями

первого порядка точности по пространственно-временным шагам разностной сетки, которые для произвольной ячейки можно записать в следующем виде:

$$D_k(P^{n+1}) = (\rho^{n+1} C_k^{n+1} - \rho^n C_k^n) \Omega / \Delta t \quad (k=1, \dots, N) \quad (3.1)$$

$$\sum_{k=1}^N C_k^{n+1} = 1 \quad (3.2)$$

$$\rho^{n+1} = F(P^{n+1}, C_1^{n+1}, \dots, C_{N-1}^{n+1}) \quad (3.3)$$

Здесь  $D_k(P^{n+1})$  — разностный аналог левой части уравнения (1.1)

$$D_k(P^{n+1}) = \Delta \left[ \sum_{\alpha=1}^3 (K K_{\alpha} \rho_{\alpha} \mu_{\alpha}^{-1} c_{k\alpha})^n (\Delta P^{n+1} + \rho_{\alpha}^n g \Delta Y) \right] + \sum_{\alpha=1}^3 (\rho_{\alpha} c_{k\alpha} q_{\alpha})^{n+1} \delta(X - X_c) \quad (3.4)$$

где  $\Delta$  — разностный оператор, аппроксимирующий операторы дивергенции и градиента;  $\Omega$  — поровый объем ячейки;  $\Delta t$  — шаг по времени,  $n$  — номер временного слоя,  $X_c$  — вектор-координата ячейки, имеющей источник (сток).

Коэффициенты  $K\varphi^n$  ( $\varphi = K_{\alpha} \rho_{\alpha} \mu_{\alpha}^{-1} c_{k\alpha}$ ) в (3.4) вычисляются на границах рассматриваемой ячейки с соседними. Абсолютная проницаемость находится как среднегармоническое ее значение в данной и соседней ячейках, а  $\varphi$  — по правилу «вверх по потоку». Значительного уточнения решения можно добиться, применяя принцип минимального значения первой производной [8], согласно которому вычисление  $\varphi$  на границах между ячейками осуществляется следующим образом:

$$\varphi_{i+1/2} = \varphi_i + \varphi_* \Delta X / 2, \quad |\varphi_*| = \min(|\varphi_+|, |\varphi_-|, |\varphi_0|) \quad (3.5)$$

Здесь  $\Delta X$  — размер ячейки по координате  $X$ ;  $\varphi_+$ ,  $\varphi_-$ ,  $\varphi_0$  — соответственно правосторонняя, левосторонняя и центрально-разностные аппроксимации первой производной  $\varphi$  по  $X$ ;  $i$  — номер ячейки.

Расчеты показали, что если  $\varphi_{i+1/2}$  не принадлежит отрезку  $[\varphi_i, \varphi_{i+1}]$ , то происходят осцилляции решения. В этом случае для сглаживания решения достаточно положить  $\varphi_{i+1/2} = \varphi_i$ .

Присоединяя к системе (3.1)–(3.3) записанные в разностном виде начальные и граничные условия, получим разностный аналог исходной краевой задачи.

Уравнения (3.1) консервативны. Они выражают на разностной сетке закон сохранения массы любого компонента. Очевидно, система (3.1)–(3.3) выражает закон сохранения массы всей смеси

$$D(P^{n+1}) = \sum_{k=1}^N D_k(P^{n+1}) = (\rho^{n+1} - \rho^n) \frac{\Omega}{\Delta t} \quad (3.6)$$

Следовательно, схема (3.1)–(3.3) или эквивалентная ей схема (3.1), (3.3) и (3.6) полностью консервативны.

Для решения системы нелинейных уравнений (3.1), (3.3) и (3.6) относительно неизвестных  $P^{n+1}$ ,  $C_z^{n+1}$  и  $\rho^{n+1}$  воспользуемся итерационным методом Ньютона. С его помощью квазилинеаризуем правые части уравнений (3.1) и (3.6) следующим образом ( $v$  — номер итерации):

$$\frac{\Delta t}{\Omega} D_k(P^{v+1}) = \rho^v C_k^v + C_k^v \delta \rho^{v+1} + \rho^v \delta C_k^{v+1} - \rho^n C_k^n \quad (k=1, \dots, N)$$

$$\frac{\Delta t}{\Omega} D(P^{v+1}) = \rho^v + \delta \rho^{v+1} - \rho^n, \quad \delta \rho^{v+1} = \rho^{v+1} - \rho^v, \quad \delta C_k^{v+1} = C_k^{v+1} - C_k^v \quad (3.7)$$

Приращение  $\delta\rho^{v+1}$  с помощью соотношения (3.3) можно приближенно представить в виде

$$\delta\rho^{v+1} = \rho_P' \delta P^{v+1} + \sum_{k=1}^{N-1} \rho_k' \delta C_k^{v+1}, \quad \delta P^{v+1} = P^{v+1} - P^v \quad (3.8)$$

$$\rho_P' = \frac{\partial F^v}{\partial P}, \quad \rho_k' = \frac{\partial F^v}{\partial C_k} \quad (k=1, \dots, N-1)$$

После несложных преобразований системы (3.7), (3.8) получим неявное уравнение относительно давления

$$\sum_{k=1}^{N-1} \left( 1 + \sum_{l=1}^{N-1} \frac{\rho_l'}{\rho^v} C_l^v - \frac{\rho_k'}{\rho^v} \right) d_k(P^{v+1}) + \left( 1 + \sum_{l=1}^{N-1} \frac{\rho_l'}{\rho^v} C_l^v \right) d_N(P^{v+1}) - \rho_P' P^{v+1} =$$

$$= -\rho_P' P^v, \quad d_k(P^{v+1}) = \frac{\Delta t}{\Omega} D_k(P^{v+1}) + \rho^n C_k^n - \rho^v C_k^v \quad (k=1, \dots, N) \quad (3.9)$$

и явные уравнения для расчета состава смеси

$$C_k^{v+1} = C_k^v + \frac{1}{\rho^v} \left[ d_k(P^{v+1}) - C_k^v \sum_{l=1}^N d_l(P^{v+1}) \right] \quad (k=1, \dots, N) \quad (3.10)$$

Заметим, что если считать плотность смеси  $\rho$  функцией только давления, то уравнение (3.9) принимает известный вид [2, 3]

$$\sum_{k=1}^N d_k(P^{v+1}) - \rho_P' P^{v+1} = -\rho_P' P^v$$

Алгоритм расчета на каждом временном слое следующий. Выбираем в качестве начального приближения значения давления и состава смеси с известного предыдущего временного слоя (на первом слое — из начальных условий). Рассчитываем коэффициенты уравнения (3.9) и решаем его. Отметим, что эффективным методом решения этого уравнения в одномерном случае является метод прогонки, а в многомерном — метод линейной верхней релаксации с прогонкой по вертикальной координате в сочетании со специальным уточнением. Вычисляем явно по схеме (3.10) состав смеси. Из уравнений (2.2) — (2.9), (1.2) и (1.3) находим доли, плотности, составы и насыщенности фаз и плотность смеси. Проверяем условия сходимости итераций. Если они выполняются, то рассчитываем необходимые характеристики рассматриваемого процесса и переходим к вычислениям на следующем временном слое. В противном случае продолжаем итерации.

Расчеты показали, что для сходимости итерационного процесса достаточно 2—5 итераций. Основные погрешности численных решений связаны с «размазыванием» скачков в распределении концентраций компонентов в смеси и насыщенностей. В зависимости от состава смеси скачки концентрации при вычислениях по схеме «вверх по потоку» размазываются на 7—15 ячеек. Следовательно, в одномерной задаче для определения положения скачка с точностью до 0,05 необходимо взять разностную сетку, содержащую 140—300 ячеек. Применение разностной схемы (3.5) позволяет сократить число ячеек, на которых размывается решение, до 2—5. В этом случае для достижения такой же точности определения положения скачков достаточно взять разностную сетку из 40—100 ячеек. Поскольку при этом расчеты могут проводиться с большими значениями шагов разностной сетки не только по пространству, но и по времени, время расчетов по схеме (3.5) сокращается в 5—6 раз.

4. Рассмотрим процесс вытеснения различных углеводородных смесей двуокисью углерода в однородном горизонтальном пласте, вскрытом нагнетательными и эксплуатационными рядами скважин. Выбор такого процесса обусловлен следующими причинами. Во-первых, ему присущ механизм, основные черты которого (растворение, экстракция, изменение физико-химических свойств фаз на фронте вытеснения и за ним и т. д.) характерны и для случаев вытеснения другими газами. Во-вторых, изучение рассматриваемого процесса представляет значительный интерес, поскольку результаты многочисленных экспериментов показывают высокую нефтевытесняющую способность двуокиси углерода.

При изучении фильтрации многокомпонентных смесей важными являются вопросы о структуре точных решений и достоверности численных. Исследование этих вопросов численными методами вызывает определенные затруднения, так как не всегда удается отделить погрешности численного моделирования от физических эффектов.

В [5] при определенных допущениях получены автомодельные решения задачи фильтрации трехкомпонентной смеси. Показано, что в зависимости от положения на треугольной фазовой диаграмме точек начального и закачиваемого составов относительно двухфазной области и касательной к бинадальной кривой в критической точке (критической линии) возможны решения различных типов.

Для оценки достоверности результатов численного моделирования было проведено качественное сравнение структуры решений с описанными в [5]. При этом также ставилась задача изучения влияния состава смеси на механизм ее вытеснения двуокисью углерода. Было выполнено девять вариантов расчетов. Исходные составы смесей приведены в табл. 1 и 2. Здесь  $N_c$  — номер смеси,  $M_c$  — молекулярная масса смеси, рассчитанная по известному правилу Кея [9].

Таблица 1

$N_c$	$Z_1$	$Z_2$	$Z_3$	$M_c$
1	—	—	1,00	142,3
2	—	0,25	0,75	121,2
3	—	0,50	0,50	93,1
4	0,25	—	0,75	110,1
5	0,50	—	0,50	79,2

Таблица 2

$N_c$	$Z_1$	$Z_2$	$Z_3$	$Z_4$	$Z_5$	$Z_6$	$Z_7$	$M_c$
6	0,001	0,034	0,127	0,075	0,101	0,102	0,560	166,2
7	0,001	—	—	0,089	0,120	0,121	0,669	194,5

В табл. 1 через  $Z_1, Z_2, Z_3$  обозначены соответственно мольные доли метана, *n*-бутана и *n*-декана, в табл. 2 через  $Z_1, \dots, Z_7$  — соответственно мольные доли  $CO_2$ , азота, метана, этана, пропана, *n*-бутана и *n*-нондекана. Во всех вариантах, кроме двух, рассматривалось непрерывное нагнетание двуокиси углерода. Во втором варианте декан вытеснялся смесью, состоящей из 95%  $CO_2$  и 5% бутана, а в девятом — смесь 6 оторочкой  $CO_2$  в 0,2 порового объема с последующей закачкой воды.

Фазовое поведение смесей в значительной мере зависит от давления. Для того чтобы практически исключить это влияние, был задан небольшой перепад давлений. В расчетах было принято: давление на забоях нагнетательных и добывающих скважин 12 и 10 МПа, соответственно, расстояние между рядами 500 м, между скважинами в ряду 400 м, начальное пластовое давление 11 МПа, пластовая температура 71 С, пористость пласта 0,2, абсолютная проницаемость 0,5 мкм<sup>2</sup>. Относительные проницаемости фаз были выбраны такими же, как и в работе [6]. Плотности жидкой и газовой углеводородных фаз вычислялись при расчете фазового равновесия, а вязкости — как функции от средневзвешенной молекулярной массы [15]. Плотность воды полагалась равной 1000 кг/м<sup>3</sup>, вязкость 1 мПа·с, остаточная водонасыщенность 0,2. Вязкость  $CO_2$  для указанных пластовых условий равна 0,036 мПа·с.

На фиг. 1 показано распределение газонасыщенности вдоль пласта после закачки 0,5 порового объема  $\text{CO}_2$ . Здесь  $\xi$  — расстояние от нагнетательного ряда скважин, отнесенное ко всей длине пласта, кривые 1, 3–6 соответствуют случаям вытеснения смесей 1–5, а кривая 2 — вытеснению смеси 1 смесью  $\text{CO}_2$  и бутана.

Полученные решения (варианты 1–6) качественно согласуются с точными [5]. Так, кривая 1 соответствует расположению точек закачиваемого и начального составов смесей на одной ноде тройной фазовой диаграммы. Решение характеризуется наличием двух скачков газонасыщенности и областью непрерывного изменения между ними.

Кривая 2 получена для случая, когда точка состава закачиваемой смеси находится на ноде, расположенной ближе к критической линии, чем проходящая через точку начального состава нода (вытеснение обогащенным газом). Распределение газонасыщенности немонотонно, имеются зоны пониженной («нефтяной вал») и повышенной газонасыщенности. Кривая 3 соответствует вытеснению сухим газом. Здесь взаимное расположение нод, проходящих через точки закачиваемого и начального составов, обратное по сравнению с предыдущим случаем. Распределение газонасыщенности имеет три скачка, между первым и вторым находится зона с постоянным значением газонасыщенности. Вариант 4 подтверждает отмеченный в [5] эффект, связанный с возможностью поршневого вытеснения при отсутствии полной взаиморастворимости вытесняемой и вытесняющей смесей. Достаточным условием этого является нахождение точек начального или закачиваемого состава на фазовой диаграмме выше критической линии. Результаты расчетов вариантов 5–6 (ср. кривые 5–6, фиг. 1) качественно согласуются с приведенным в [5] вторым типом решения для случая вытеснения обогащенным газом.

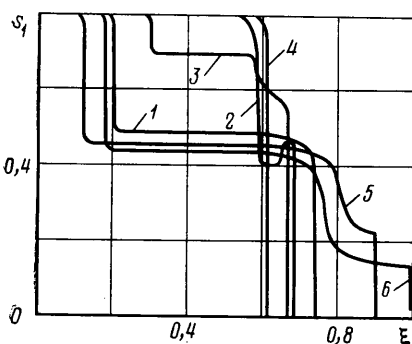
Процесс вытеснения рассматриваемых смесей, за исключением смеси 3, характеризуется двумя фронтами вытеснения. Передний фронт соответствует точкам кипения, а задний — точкам росы. Они разбивают область фильтрации на три зоны. Одна из них (назовем ее зона 1) находится между эксплуатационным рядом и передним фронтом вытеснения, другая (зона 2) — между двумя фронтами и зона 3 — за задним фронтом вытеснения. В зоне 1 сохраняется начальный состав углеводородной смеси, состав в зоне 3 в точности соответствует составу закачиваемой смеси.

В зоне 2 составы жидкой и газовой фаз при вытеснении декана двуокисью углерода постоянны, а при вытеснении смесью двуокиси углерода и бутана переменны. Здесь область нефтяного вала приходится на область повышенного содержания тяжелого компонента.

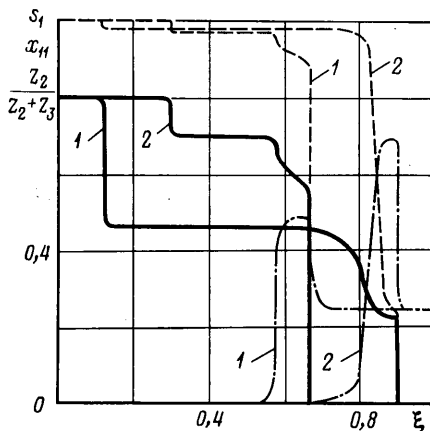
При вытеснении двуокисью углерода углеводородных смесей, обладающих различной летучестью, происходит хроматографическое разделение компонентов. Это видно из фиг. 2, на которой приведены распределения вдоль пласта газонасыщенности (сплошные линии), мольной доли  $\text{CO}_2$  в газовой фазе (штриховые) и мольной доли промежуточного компонента (штрихпунктирные) для случаев вытеснения смесей 2 (кривые 1) и 4 (кривые 2). Так, при вытеснении смеси 2 на переднем фронте вытеснения и вблизи от него концентрируется *n*-бутан (мольная доля его в смеси с *n*-деканом увеличивается от 25 до 49%). В этой части зоны 2 растворимость  $\text{CO}_2$  в жидкой фазе выше, чем в остальной. Тяжелый компонент экстрагируется газовой фазой также в большей степени. Составы фаз и, следовательно, физико-химические свойства и подвижности их выравниваются, что приводит к большому скачку газонасыщенности на переднем фронте вытеснения. Напротив, при вытеснении смеси 4 скачок газонасыщенности на переднем фронте гораздо меньше, чем при вытеснении даже чистого *n*-декана. Здесь также происходит концентрация промежуточного компонента на фронте вытеснения (доля метана в смеси с *n*-деканом возрастает от 25 до 70%). Это существенно ухудшает межфазный массообмен другими компонентами. В частности, значительно уменьшается

растворимость  $\text{CO}_2$  в жидкой фазе, меньше и экстракция газовой фазой  $n$ -декана. Газовая фаза на переднем фронте преимущественно состоит из метана и обладает высокой подвижностью, что обуславливает быстрый прорыв ее. Эти закономерности проявляются в еще большей степени при вытеснении смеси 5 (кривая 6 на фиг. 1).

Начальный состав смеси оказывает существенное влияние на динамику отдачи тяжелого компонента (нефтеотдачу). При вытеснении двуокисью углерода смесями 1–5 прорыв газовой фазы происходит после закачки  $\text{CO}_2$  в количестве соответственно 0,68, 0,75, 0,56 и 0,51 порового объема, а без-



Фиг. 1



Фиг. 2

газовая нефтеотдача достигает 82, 91, 100, 68 и 62%. Для полного извлечения углеводородных смесей 1–5 необходимо закачать соответственно 2,50, 1,67, 0,82, 4,10 и 3,05 порового объема  $\text{CO}_2$ .

Таким образом, с увеличением доли компонента со средней летучестью ( $n$ -бутана) в смеси с  $n$ -деканом скорость извлечения углеводородов из пласта при вытеснении их двуокисью углерода возрастает. С увеличением доли высоколетучего компонента (метана) в смеси с деканом объем закачки  $\text{CO}_2$  к моменту прорыва газа уменьшается, а к моменту полного извлечения углеводородов изменяется немонокотонно: сначала возрастает и достигает максимума, затем уменьшается.

Рассмотрим результаты расчетов процесса вытеснения сложных смесей 6 и 7 при непрерывной закачке  $\text{CO}_2$  (варианты 7 и 8) и вытеснение смеси 6 оторочкой  $\text{CO}_2$  в 0,2 порового объема, а затем водой (вариант 9). Отметим, что смесь 6 представляет собой достаточно характерную модель девонской нефти с начальной вязкостью 3,5 мПа·с и плотностью 815 кг/м<sup>3</sup>. Смесь 7 соответствует смеси 6 при удалении из нее высоколетучих компонентов (азота, метана). В дальнейшем под «нефтью» будем понимать жидкую углеводородную фазу, а под «нефтеотдачей» — отдачу тяжелого компонента.

Сопоставление результатов расчетов вариантов 7 и 8 позволяет оценить роль азота и метана, а вариантов 7 и 9 — влияние технологии применения  $\text{CO}_2$  на механизм вытеснения и нефтеотдачу.

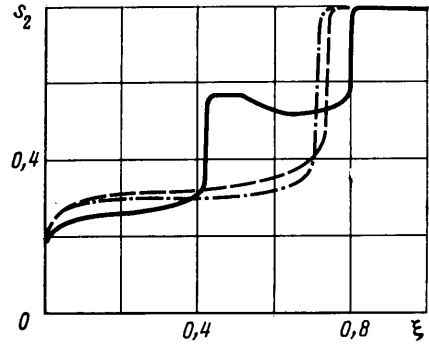
На фиг. 3 приведены распределения нефтенасыщенности по пласту после закачки 0,4 порового объема вытесняющего агента (штриховая, штрихпунктирная и сплошная линии соответствуют вариантам 7–9). Составы фаз на газонефтяном фронте вытеснения при  $\tau=0,4$  приведены в табл. 3 ( $\tau$  — объем закачанного вытесняющего агента,  $N_b$  — номер варианта расчета). Отметим, что прорыв газа происходит при значениях  $\tau$ , равных 0,53, 0,59 и 0,50, безгазовая нефтеотдача составляет 0,64, 0,70 и 0,62, а нефтеотдача при  $\tau=1,5$  — соответственно 0,67, 0,71 и 0,74 в вариантах 7–9.



$N_b$	$\alpha$	$x_{1\alpha}$	$x_{2\alpha}$	$x_{3\alpha}$	$x_{4\alpha}$	$x_{5\alpha}$	$x_{6\alpha}$	$x_{7\alpha}$	$M_c$
7	1	0,752	0,042	0,111	0,039	0,034	0,021	0,0006	40,1
	2	0,501	0,012	0,060	0,042	0,058	0,058	0,2690	102,6
8	1	0,904	—	—	0,037	0,034	0,023	0,0020	44,3
	2	0,624	—	—	0,040	0,055	0,053	0,2280	95,3
9	1	0,630	0,088	0,176	0,049	0,037	0,021	0,0002	37,3
	2	0,399	0,020	0,084	0,051	0,067	0,066	0,3130	111,7

Расчеты показали, что высоколетучие компоненты в механизме вытеснения нефти двуокисью углерода играют ту же роль, как и при фильтрации простых смесей. Действительно, фронт вытеснения смеси 6 движется быстрее, значение нефтенасыщенности на фронте и за ним выше, концентрация  $CO_2$  в нефти и газе меньше и ниже значения текущей нефтиотдачи, чем при вытеснении частично дегазированной смеси 7.

При закачке в пласт оторочки  $CO_2$  и воды кроме газонефтяного фронта вытеснения возникает еще и водогазонефтяной фронт, перед которым движется вал нефти, а остаточная нефтенасыщенность за ним меньше, чем в случае непрерывного нагнетания двуокиси углерода (фиг. 3). Это объясняется тем, что при нагнетании вслед за оторочкой  $CO_2$  воды улучшается соотношение подвижностей вытесняемых и вытесняющей фаз и происходит более полный отмыл нефти. Распределение нефтенасыщенности различаются и на газонефтяном фронте. Поскольку оторочка  $CO_2$  имеет относительно небольшой объем, то по мере удаления газонефтяного фронта от линии нагнетания газовая фаза обедняется содержанием двуокиси углерода и обогащается высоколетучими компонентами. При этом подвижность газовой фазы увеличивается, величина скачка нефтенасыщенности на фронте уменьшается и прорыв газа наступает быстрее, чем при непрерывной закачке  $CO_2$ . Однако эффект регулирования соотношения подвижностей оказывается более значительным и текущая и конечная нефтиотдача в варианте с закачкой оторочки  $CO_2$  оказывается выше.



Фиг. 3

## ЛИТЕРАТУРА

1. Розенберг М. Д., Кундин С. А., Курбанов А. К., Суворов Н. И., Шовкринский Г. Ю. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах. М.: Недра, 1969. 453 с.
2. Вахитов Г. Г., Муркес М. Н., Рождественский В. А., Шовкринский Г. Ю. К использованию теории фильтрации многокомпонентных смесей для прогноза характеристик вытеснения нефти водой и газом.— Сб. науч. тр. ВНИИнефтегаза, 1977, вып. 61, с. 3–23.
3. Kazemi H., Vestal C. R., Shank G. D. An efficient multicomponent numerical simulator.— Soc. Petrol. Eng. J., 1978, v. 18, № 5, p. 355–368.
4. Енгов В. М. Физико-химическая гидродинамика процессов в пористых средах (математические модели методов повышения нефтиотдачи пластов). Препринт № 161. М.: ИПМ АН СССР, 1980.
5. Завоский А. Ф. О вытеснении нефти растворителями и солюбилизирующими растворами ПАВ. Препринт № 195. М.: ИПМ АН СССР, 1982.
6. Шалимов Б. В. Численное моделирование одномерной трехфазной фильтрации.— Изв. АН СССР. МЖГ, 1975, № 6, с. 59–66.
7. Mehra R. K., Heidemann R. A., Aziz K. Computation of multiphase equilibrium for compositional simulation.— Soc. Petrol. Eng. J., 1982, v. 22, № 1, p. 61–68.

8. Колган В. П. Применение принципа минимальных значений производной к построению конечно-разностных схем для расчета разрывных решений газовой динамики. — Уч. зап. ЦАГИ, 1972, т. 3, № 6, с. 68–77.
9. Гуревич Г. Р., Карлинский Е. Д. Сепарация природного газа на газоконденсатных месторождениях. М.: Недра, 1982. 197 с.
10. Fussell D. D., Yanosik J. L. An iterative sequence for phase – equilibria calculations incorporating the Redlich – Kwong equation of state. — Soc. Petrol. Eng. J., 1978, v. 18, № 3, p. 173–182.
11. Baker L. E., Luks K. D. Critical point and saturation pressure calculations for multi-point systems. — Soc. Petrol. Eng. J., 1980, v. 21, № 1, p. 15–24.
12. Fussell L. T. A technique for calculating multiphase equilibria. — Soc. Petrol. Eng. J., 1979, v. 19, № 9, p. 203–210.
13. Намиот А. Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти. Недра, 1976. 183 с.
14. Бабалян Г. А., Тумасян А. Б., Пантелеев В. Г. и др. Применение карбонизированной воды для увеличения нефтеотдачи. М.: Недра, 1976. 143 с.
15. Van-Quy N., Simandoux P., Corteville J. A numerical study of diphasic multicomponent flow. — Soc. Petrol. Eng. J., 1972, v. 12, № 2, p. 171–184.

Уфа

Поступила в редакцию  
30.I.1984