

ОСОБЕННОСТИ КОМПОЗИЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ НЕРАВНОВЕСНОГО ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ

О.А. Лобанова
ИПНГ РАН

Введение

В последние годы увеличилось число примеров, когда не удается достигнуть приемлемой адаптации гидродинамической модели залежи к фактическим данным разработки при традиционном предположении о равновесности процесса обратного растворения выделившегося из нефти газа. Среди наиболее известных таких примеров – залежь в пластах ЮК₁₀₋₁₁ Талинского нефтяного месторождения, залежь легкой нефти в юрских отложениях Новогоднего месторождения и др.

Фактически проблема проявляется в следующем. В процессе разработки при снижении пластового давления ниже давления насыщения из нефти выделяется газ. При дальнейшем повышении давления, например, путем закачки воды в залежь выделившийся газ должен снова раствориться в нефти. Однако в продукции скважин долгое время продолжает присутствовать свободный газ.

Неравновесность возникает вследствие медленной диффузии отдельных компонентов смеси через ограниченную по площади межфазную поверхность. Результаты экспериментальных исследований свидетельствуют о существовании комплекса причин, приводящих к подобным эффектам. Среди них – расслоение флюида под действием гравитационных сил, приводящее к возникновению границы раздела между фазами на макромасштабном уровне. На микромасштабном уровне площадь поверхности раздела зависит, в свою очередь, от характерного размера зерен породы (или пор). Кроме того, вода, присутствующая в порах породы, или пленки полярных углеводородных компонентов могут существенно снизить площадь поверхности диффузионного обмена, а в некоторых случаях полностью воспрепятствовать массообмену между фазами. Также на поведение углеводородных фаз может влиять взаимодействие их с породой коллектора.

Все коммерческие программы для многокомпонентного моделирования фильтрационных процессов основаны на предположении, что выполняются условия фазового равновесия. Поэтому для воспроизведения истории разработки описанных выше объектов применяют модели нелетучей нефти (black oil) с использованием опции

ограничения скорости обратного растворения газа. Например, в симуляторе Shlumberger Eclipse 100 такая опция задается ключевым словом DRSDT.

Этот подход не имеет серьезного физического обоснования и является эмпирическим способом формального воспроизведения наблюдаемых процессов. Его преимуществом является простота реализации и необходимость задания единственного параметра, регулирующего степень отклонения от равновесного поведения. Однако, во-первых, в ряде случаев (залежи летучей нефти, моделирование эффектов смесимости при газовых методах воздействия) применение моделей нелетучей нефти оказывается недостаточным. Во-вторых, как показано далее, одного параметра недостаточно для моделирования влияния технологических воздействий на обратное растворение газа в условиях неравновесности.

Моделирование при предположении о неравновесности процессов

В случае применения физически обоснованного подхода к моделированию разработки залежей, характеризующихся неравновесным поведением, возникает ряд практических трудностей. Они связаны с реализацией неявной схемы решения систем уравнений. Остановимся на этом подробнее.

В немногочисленных теоретических работах по теме неравновесного многокомпонентного моделирования уравнения сохранения массы (неразрывности) для каждого компонента смеси записываются отдельно для каждой фазы [1, 2]. При этом в них вводится дополнительное слагаемое, характеризующее интенсивность обмена данного компонента между фазами (интенсивность межфазного потока компонента). На примере задачи двухфазной (нефть-газ) фильтрации при остаточной водонасыщенности уравнения принимают вид

$$-div\left(\frac{kk_V\rho_V}{\mu_V}y_i(\nabla p_V - \bar{\rho}_V g\nabla h)\right) + \frac{\partial}{\partial t}(mS_V\rho_V y_i) + q_{i,V} = \omega_{i,L-V}, \quad (1)$$

$$-div\left(\frac{kk_L\rho_L}{\mu_L}x_i(\nabla p_L - \bar{\rho}_L g\nabla h)\right) + \frac{\partial}{\partial t}(mS_L\rho_L x_i) + q_{i,L} = -\omega_{i,L-V}, \quad i = 1, \dots, N, \quad (2)$$

где $i=1, \dots, N$, N – число компонентов смеси; индексы V, L обозначают паровую и жидкую фазы; k_V, k_L – относительные фазовые проницаемости; μ – динамическая вязкость; ρ – мольная плотность; $\bar{\rho}$ – плотность; m – эффективная пористость; k – эффективная проницаемость (фазовая проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности);

S – насыщенность, нормированная по эффективному поровому объему; y_i , x_i – мольная доля компонента i в паровой и жидкой фазах соответственно; q_i – мольная интенсивность источников (стоков) компонента i ; h – глубинная отметка данной точки; g – ускорение свободного падения; $\omega_{i,L-V}$ – интенсивность межфазного потока i -го компонента (из жидкой фазы в паровую).

Для замыкания системы (1)-(2) необходимы соотношения, связывающие поток i -го компонента $\omega_{i,L-V}$ с составами фаз и гидродинамическими характеристиками. Из термодинамических соображений обычно предполагают [1], что

$$\omega_{i,L-V} = C(\mu_{i,L} - \mu_{i,V}), \quad i = 1, \dots, N, \quad (3)$$

где $\mu_{i,V} = RT \ln f_{i,V} + \mu_i^0$, $\mu_{i,L} = RT \ln f_{i,L} + \mu_i^0$ – химические потенциалы i -го компонента смеси в паровой и жидкой фазах соответственно; R – универсальная газовая постоянная; μ_i^0 – химический потенциал i -го компонента смеси в идеальном газовом состоянии при температуре T и единичном давлении; коэффициент C является некоторой функцией свойств пласта (например, пористости) и гидродинамических переменных (например, насыщенностей).

Более удобный для практической реализации метод учета неравновесных термодинамических процессов был предложен в работах [3, 4] и состоит в последовательном, в итерационном цикле, решении уравнений неразрывности для каждого компонента смеси в форме, аналогичной записи уравнений в равновесном случае

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \left(\frac{k_V k \rho_V}{\mu_V} y_i (\nabla p_V - \bar{\rho}_V g \nabla h) + \frac{k_L k \rho_L}{\mu_L} x_i (\nabla p_L - \bar{\rho}_L g \nabla h) \right) = \\ = \frac{\partial}{\partial t} (m S_V \rho_V y_i + m S_L \rho_L x_i) + q_i, \end{aligned} \quad (4)$$

с последующим расчетом значений потоков $\omega_{i,L-V}$ на текущей итерации и при учете формулы (3) с целью получения системы для определения составов сосуществующих фаз.

А именно, пусть на некоторой итерации текущего временного слоя для каждого компонента смеси решены гидродинамические уравнения (4). Это означает, что можно вычислить выражения, аналогичные левым частям уравнений (1), (2), и определить

значение $\omega_{i,L-V}$. Следовательно, значения интенсивностей межфазных потоков компонентов известны, как только получено решение уравнений (4) на текущей итерации.

Кроме того, необходимыми замыкающими соотношениями при композиционном моделировании являются уравнения для расчета составов сосуществующих фаз x_i и y_i .

С учетом (3) получаем, что для расчета составов каждой из фаз смеси вместо стандартной равновесной системы [5]

$$\begin{cases} f_{i,L} - f_{i,V} = 0, i = \overline{1, N} \\ x_i L + y_i V - \eta_i = 0, i = \overline{1, N} \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0 \\ L + V = 1 \end{cases} \quad (5)$$

необходимо решить систему уравнений:

$$\begin{cases} \ln f_{i,L} - \ln f_{i,V} = \frac{\omega_{i,L-V}}{CRT}, i = \overline{1, N} \\ x_i L + y_i V - z_i = 0, i = \overline{1, N} \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0 \\ L + V = 1, \end{cases} \quad (6)$$

где $\frac{\omega_{i,L-V}}{CRT} = \overline{\omega}_{i,L-V}$ – нормированная величина интенсивности межфазного потока компонента i ; V, L – мольные доли паровой и жидкой фаз, на которые разделяется исходная смесь; $f_{i,L}$ и $f_{i,V}$ – летучести компонента i в жидкой и паровой фазах соответственно, η_i – заданный текущий суммарный состав (мольная доля компонента i) углеводородной смеси, причем сумма η_i равна единице.

Далее, используя найденные из (6) составы фаз, решают уравнения (4) на новой итерации. Итерационная процедура продолжается до достижения заданной точности.

Достоинства и недостатки предложенного ранее подхода

Важным достоинством подхода, предложенного в работах [3, 4], является тот факт, что он опирается на стандартную для многокомпонентного моделирования форму (4) записи уравнений неразрывности. Это позволяет реализовывать его в рамках расширения существующих алгоритмов и программ моделирования многокомпонентной фильтрации.

Выделение гидродинамической (4) и термодинамической (6) подзадач позволяет исследовать особенности фазового поведения углеводородных смесей в неравновесных условиях на основе системы уравнений (6) при явном задании интенсивностей межфазных потоков компонентов.

Однако при практической реализации данного метода также появляется ряд затруднений технического характера.

В частности, как сказано выше, значения интенсивностей межфазных потоков компонентов $\omega_{i,L-V}$ требуется на каждой итерации неявно вычислять из гидродинамических уравнений фильтрации. Полученные при этом величины $\omega_{i,L-V}$ необходимо затем использовать при решении системы термодинамических уравнений (6). Такая система уравнений даже в равновесном случае (5), в связи со сложной структурой производных, не всегда хорошо сходится и требует тщательного выбора начальных приближений. При введении новых переменных $\omega_{i,L-V}$ сходимость системы может дополнительно ухудшиться.

Требования к методу задания межфазных потоков

Для упрощения практической реализации предложенного в работах [3, 4] метода моделирования неравновесного фазового поведения требуется иной способ задания или вычисления нормированных интенсивностей межфазных потоков компонентов $\bar{\omega}_{i,L-V}$ между сосуществующими фазами. При этом необходимо избежать неявной взаимосвязи между гидродинамическим и термодинамическим блоками вычислений.

Наиболее очевидная идея – ввести вместо $\bar{\omega}_{i,L-V}$ набор констант, задаваемый пользователем. Однако масштаб разности логарифмов летучестей $\ln f_{i,L} - \ln f_{i,V}$ (и, соответственно, масштаб $\bar{\omega}_{i,L-V}$ – см. (6)) для каждого компонента различен. Он определяется текущим значением давления, суммарным составом смеси и физическими свойствами самих компонентов. В качестве примера приведем значения разностей логарифмов летучестей для каждого компонента реальной нефтяной смеси с неравновесным составом фаз при некоторых термобарических условиях (рис. 1). Как видно из графика, часть значений разностей логарифмов летучестей положительны, а другие – отрицательны. Кроме того, их абсолютные значения имеют различный масштаб.

Очевидно, что такое многообразие делает задачу адаптации параметров неравновесности невозможной для пользователя, так как требует от него слишком больших затрат времени и необходимости вдаваться в подробности термодинамических расчетов.

Следовательно, требования к методу задания интенсивностей межфазных потоков компонентов при неравновесном моделировании фазового поведения многокомпонентных углеводородных смесей сводятся к следующим.

1. На качественном уровне адекватно воспроизводить экспериментальные данные о неравновесном поведении при изменении давления и других термодинамических свойств системы.

2. Требовать от пользователя задания минимального числа параметров, уточняемых при адаптации. При этом пользователь должен иметь возможность регулировать степень неравновесности поведения системы, не вдаваясь в различия свойств отдельных компонентов.

3. Не привносить дополнительных неявных зависимостей в расчет составов каждой из фаз смеси.

Метод задания интенсивностей межфазных потоков компонентов

Прежде чем перейти к описанию самого метода, следует обратить внимание на некоторые особенности, которые необходимо учитывать при моделировании неравновесного фазового поведения углеводородных смесей.

Результаты экспериментальных исследований свидетельствуют о том, что фазовый переход из однофазного в двухфазное состояние (выпадение ретроградного конденсата, выделение из нефти газа) всегда протекает равновесно. В этом случае фазовый переход определяется зарождением новой фазы во всем объеме существующей.

Фазовый переход из двухфазного в однофазное состояние (испарение конденсата, растворение в нефти газа), в силу различия составов паровой и жидкой фаз, определяется диффузией компонентов через межфазную границу. В пористой среде или в свободном объеме без перемешивания фаз такие процессы характеризуются большими временами установления равновесия и, как правило, интерпретируются как неравновесные. В результате, как показано в экспериментах В.М. Булейко, имеет место гистерезис фазового перехода [6]. При перемешивании фаз обеспечиваются условия для более полного диффузионного обмена через межфазную границу, и процесс характеризуется

равновесным протеканием. Аналогичные результаты получены в экспериментальных исследованиях лаборатории Е.Е. Городецкого (ИПНГ РАН).

Кроме того, результаты экспериментов лаборатории Е.Е. Городецкого свидетельствуют о том, что при переходе из двухфазного в однофазное состояние неравновесность фазового поведения смеси проявляется тем сильнее, чем больше начальная доля второй (исчезающей) фазы.

Учитывая описанные особенности фазовых переходов и требования к методу, можно предложить следующий алгоритм задания интенсивностей межфазных потоков компонентов при гидродинамическом моделировании в условиях неравновесности.

1. При снижении давления (росте доли второй фазы) расчет осуществляется по равновесному алгоритму. То есть решают стандартную равновесную систему уравнений для определения составов фаз (5).

2. На шаге, где давление начинает повышаться (доля второй фазы – уменьшаться), фиксируют разность логарифмов летучестей для каждого компонента $\ln f_{i,V}^0 - \ln f_{i,L}^0$ на начальной итерации решения системы (5). На ее основе рассчитывают величину интенсивности межфазного потока компонента по формуле:

$$\bar{\omega}_{i,L-V} = C(\ln f_{i,L}^0 - \ln f_{i,V}^0). \quad (7)$$

Коэффициент межфазного массообмена C задается пользователем единым для всех компонентов смеси и регулирует степень неравновесности фазового поведения. При этом, если коэффициент C стремится к 0, решение стремится к равновесному.

3. Найденные значения нормированных интенсивностей межфазных потоков компонентов $\bar{\omega}_{i,L-V}$ в правой части системы (6) остаются зафиксированными для всех итераций текущего временного шага и для всех последующих временных шагов (пока растет давление).

Применительно ко второму пункту алгоритма необходимо отметить следующее. Автором были рассмотрены различные подходы к заданию зависимостей для вычисления $\bar{\omega}_{i,L-V}$, в том числе различные варианты нормирования. Однако они не позволили адекватно воспроизвести соотношения между характерными масштабами интенсивностей потоков компонентов (см. рис. 1). Предлагаемый способ задания потоков позволяет сохранить масштаб разностей логарифмов летучестей, свойственный для каждого компонента смеси.

На первый взгляд, фиксирование значений $\bar{\omega}_{i,L-V}$ в правой части системы (6) по формуле (7) соответствует нахождению неравновесного решения с заданной степенью отклонения системы от равновесного состояния. Действительно, найденное решение обладает тем свойством, что соответствующая ему разность логарифмов летучестей для каждого компонента отличается в C раз от фиксированной величины $\ln f_{i,V}^0 - \ln f_{i,L}^0$.

С другой стороны, по мере увеличения давления значения летучестей компонентов возрастают, и заданная величина разности логарифмов летучестей в относительном выражении становится менее значительной, то есть соответствует все меньшему отклонению составов фаз от равновесных. Вследствие этого фазовое поведение смеси приближается к равновесному, причем тем быстрее, чем меньше выбран коэффициент межфазного массообмена C .

Следует также отметить, что в количественном выражении задание C должно быть согласовано с методом выбора начального приближения для составов фаз при определении фиксируемой разности $\ln f_{i,V}^0 - \ln f_{i,L}^0$. Это достигается подбором C в рамках пробных расчетов для имеющейся композиционной гидродинамической модели залежи или ее упрощенных аналогов с применением тех же настроек симулятора.

С точки зрения вычислительных ресурсов применение предлагаемого метода требует хранения зафиксированного на первом шаге значения разности $\ln f_{i,V}^0 - \ln f_{i,L}^0$ для каждого компонента (и в общем случае – в каждой ячейке). Однако необходимо понимать, что учет неравновесности в любом случае приводит к возрастанию требований к объему памяти. С другой стороны, сокращение объемов хранения за счет индивидуального задания параметров для каждого компонента привело бы к увеличению нагрузки на пользователя и к затруднениям при практическом использовании метода.

С алгоритмической точки зрения также необходимо отслеживать направление изменения давления (или доли сосуществующей фазы) для каждой ячейки.

Преимущества предлагаемого подхода по сравнению с опцией ограничения растворимости газа в модели нелетучей нефти

Для воспроизведения истории разработки объектов с проявлениями неравновесного фазового поведения углеводородов (см. Введение) применяют модели нелетучей нефти (black oil) с опцией ограничения скорости обратного растворения газа, которые требуют задания только одного параметра – максимально допустимой скорости

изменения газосодержания нефти. С одной стороны, это является преимуществом, так как требует от пользователя минимальных усилий при адаптации модели. С другой стороны, единственный параметр не обеспечивает адекватного воспроизведения известных особенностей неравновесного фазового поведения.

Анализ результатов экспериментов В.М. Булейко и лаборатории Е.Е. Городецкого свидетельствует, что неравновесное фазовое поведение углеводородной смеси характеризуется двумя параметрами: величиной гистерезиса по давлению и характерным временем установления равновесия (релаксации). Первый параметр проявляется в превышении давления обратного перехода смеси в однофазное состояние над давлением появления второй фазы при прямом процессе. Величина гистерезиса по давлению может быть получена в ходе лабораторных экспериментов. В масштабах калориметрической ячейки (порядка нескольких сантиметров) величина гистерезиса обычно составляет 3-5 МПа и зависит от состава исследуемой смеси и термобарических условий эксперимента. Для моделирования поведения углеводородов в пласте при задании данного параметра необходимо осуществлять адаптацию модели к фактическим данным разработки, учитывая при этом возможное влияние масштабного эффекта.

Характерное время релаксации системы оценивается при остановке процесса повышения давления на некоторой его величине и отслеживании изменения состояния системы вследствие диффузионного изменения составов фаз в сторону равновесных. Наблюдаемые значения данного параметра для углеводородной смеси, насыщающей крупнозернистый песок, в масштабе экспериментальной ячейки составляют десятки тысяч секунд, то есть имеют порядок часов или первых суток. В масштабе нефтяной залежи они изменяются в широких пределах, в зависимости от конкретного рассматриваемого процесса, и могут достигать сотен и тысяч лет [6].

Задаваемый параметр скорости обратного растворения газа (DRSDT) позволяет регулировать только время релаксации смеси к равновесному состоянию. Однако величина гистерезиса по давлению не регулируется, и при малых значениях DRSDT фактически становится бесконечной.

При предлагаемом подходе для описания обоих указанных эффектов параметр C может задаваться как функция времени $C(t)$ (например, $C = C_0 \exp(-t/T)$) для учета релаксации к равновесному состоянию. В этом случае пользователю необходимо задавать

константу C_0 (величину гистерезиса по давлению) и характерное время релаксации T . Параметр C_0 , как показано далее, регулирует величину гистерезиса по давлению.

Примеры расчетов и сопоставление с результатами экспериментов

С использованием описанного метода задания величин $\bar{\omega}_{i,L-V}$ произведены расчеты неравновесного фазового поведения реальной нефтяной смеси. Компонентный состав смеси приведен в таблице. Пластовая температура составляла 107 °С. Параметры старшего псевдокомпонента C_{5+} заданы в соответствии с корреляциями Кэветта для критической температуры, Дауберта и Ли – для критического давления, а также Эдмистера и Ли-Кеслера – для ацентрического фактора [5]. Расчетное давление насыщения – 23,9 МПа.

Расчет начинается с давления, которое выше давления насыщения. Далее оно снижается существенно ниже давления насыщения, а затем снова повышается. Снижение давления моделируется с помощью равновесной модели фазовых состояний, а повышение – с помощью неравновесной. При этом значения интенсивностей межфазных потоков компонентов $\bar{\omega}_{i,L-V}$ рассчитываются при минимальном давлении в соответствии с формулой (7), при выборе начальных приближений для составов фаз в соответствии с корреляцией Вильсона для коэффициентов распределения компонентов [5].

Таблица

Компонентный состав смеси

N₂	0,77
CO₂	2,60
H₂S	16,20
CH₄	42,23
C₂H₆	8,47
C₃H₈	5,21
<i>i</i>-C₄H₁₀	1,00
<i>n</i>-C₄H₁₀	2,34
C₅₊	21,18
Плотность C₅₊, г/см³	0,80
Молярная масса C₅₊	158

На рис. 2 приведены графики зависимости мольной доли паровой фазы V от давления при различных значениях коэффициента C . Синим цветом показана кривая изменения доли паровой фазы при равновесном расчете. Давлению насыщения соответствует нулевое значение V , а условные отрицательные значения отвечают однофазному жидкому состоянию смеси.

В случае, когда значение C близко к 0, доля паровой фазы остается близкой к равновесной (розовый график). Когда значение C достаточно велико, V от давления практически не меняется, то есть обратного растворения газа практически не происходит (коричневый и фиолетовый графики).

При этом чем сильнее выражена неравновесность, тем сильнее отклоняется неравновесное давление насыщения (при повышении давления) от равновесного. То есть, чем больше значение C , тем дольше при росте давления смесь будет оставаться в двухфазном состоянии.

Таким образом, коэффициент межфазного массообмена C действительно определяет степень отклонения поведения смеси от равновесного, соответственно, величину гистерезиса по давлению.

Как было отмечено выше, степень неравновесности фазового поведения смеси (при переходе из двухфазного в однофазное состояние) зависит от величины начальной доли второй фазы.

На рис. 3 (а–в) для трех значений C показаны графики зависимости V от давления при различных минимальных уровнях начального снижения давления.

Рис. 3а соответствует условиям, когда коэффициент межфазного массообмена $C=0,5$, то есть обратное растворение газа практически отсутствует. Из графика видно, что при всех стартовых давлениях доля паровой фазы от давления меняется незначительно.

На рис. 3б показан случай, когда коэффициент $C=0,025$, что соответствует средней степени отклонения от равновесного поведения смеси. Видно, что чем сильнее было выражено двухфазное состояние смеси до начала повышения давления (то есть, чем ниже минимальное давление), тем сильнее проявляется неравновесность при увеличении давления. И тем выше неравновесное давление насыщения.

При коэффициенте $C=0,002$ (см. рис. 3в) поведение смеси практически равновесное. В этом случае при любом минимальном давлении неравновесное давление насыщения практически не отличается от равновесного.

Также автором проанализированы другие параметры и рассмотрены различные примеры воспроизведения неравновесного поведения углеводородных смесей с использованием описанного метода задания интенсивностей межфазных потоков компонентов. В частности, графики изменения долей отдельных компонентов смеси как в жидкой, так и в паровой фазе демонстрируют особенности, на качественном уровне соответствующие экспериментальным данным.

Одна из наиболее интересных особенностей, выявленная в экспериментальных исследованиях лаборатории Е.Е. Городецкого, состоит в следующем. Рассматривалось фазовое поведение искусственных двух- или трехкомпонентных углеводородных смесей в пористых средах различного фракционного состава и в свободном объеме без перемешивания. Эксперименты проводились при изохорном охлаждении (соответственно – со снижением давления) с переходом из однофазного парового в двухфазное состояние и последующем нагревании (с повышением давления) до перехода обратно в однофазное состояние. Как отмечено выше, процесс нагревания характеризовался неравновесным протеканием. Более того, результаты экспериментов показали, что при нагревании смеси фазовый переход из двухфазного в однофазное состояние может происходить в два и более этапа.

В равновесном случае момент фазового перехода (появление первой или исчезновение последней капли жидкости) выявляется как точка излома на графике $P-T$ (давление–температура), или как скачок на графике $(dP/dT)-T$. Это связано с появлением или исчезновением межфазной границы. При неравновесном нагревании в ряде случаев наблюдается не один, а два (или более) скачка, один из которых имеет место при температуре ниже, а другой – выше температуры равновесного фазового перехода. Между скачками линия графика $(dP/dT)-T$ непрерывна. Объяснением служит, по-видимому, различие моментов фазового перехода в отдельных локальных частях системы из-за замедленного диффузионного обмена компонентами.

Описанный эффект выявлен в случаях, когда охлаждение системы, предшествующее ее нагреву, производилось до определенных, достаточно низких температур. Однако и в других случаях при нагревании имело место характерное неравновесное поведение. А именно, существенное отклонение кривой графика $(dP/dT)-T$ (или $P-T$) от равновесного графика начинается раньше достижения температуры равновесного фазового перехода, а заканчивается – позже.

Качественно аналогичные результаты получены при моделировании неравновесных фазовых превращений углеводородных смесей с использованием предлагаемого подхода к заданию интенсивностей межфазных потоков компонентов.

На рис. 4 представлены расчетные графики зависимости летучести этана в жидкой фазе описанной выше нефтяной смеси (табл. 1) от давления. Синим цветом показан график, соответствующий равновесному фазовому поведению смеси. В точке фазового перехода (23,9 МПа) кривая имеет излом, связанный с резким изменением мольной плотности смеси при возникновении второй (паровой) фазы.

Розовым цветом показан график изменения летучести при повышении давления, полученный на основе предлагаемого метода моделирования неравновесного фазового поведения при значении коэффициента межфазного массообмена $C=0.025$. Из графика видно, что летучесть в ходе неравновесного процесса, начиная с некоторого давления (меньшего, чем равновесное давления насыщения), растет быстрее, чем в равновесном случае. Однако при определенном давлении выше давления насыщения график для неравновесного процесса снова становится близок к равновесному. При этом излома, как в равновесном случае, не наблюдается. Это свидетельствует о том, что фазовый переход начинается раньше, а заканчивается позже равновесного, иными словами, «растягивается» по шкале давления.

Аналогичные особенности наблюдаются для всех компонентов смеси. Таким образом, результаты моделирования с использованием предлагаемого метода задания интенсивностей межфазных потоков компонентов на качественном уровне полностью соответствуют результатам лабораторных экспериментов и отвечают физике процессов, протекающих при неравновесном фазовом поведении углеводородных смесей.

Выводы

1. Метод учета неравновесных термодинамических процессов при композиционном моделировании, предложенный в работах [3, 4], приносит дополнительные неявные зависимости в систему уравнений для расчета составов фаз смеси. Предлагаемый упрощенный метод позволяет избежать этой проблемы. При этом он обеспечивает адекватное воспроизведение экспериментальных данных о неравновесном фазовом поведении углеводородной системы при изменении давления или других параметров состояния.

2. Метод требует от пользователя задания одной константы – параметра межфазного массообмена C , единого для всех компонентов. Кроме того, возможно задание массива констант для различных ячеек или зон модели. Параметр межфазного массообмена определяет степень неравновесности поведения системы и может уточняться пользователем при адаптации модели к фактическим данным или в рамках анализа чувствительности.

3. К предлагаемому алгоритму можно применить понятие релаксации. В этом случае при постоянстве внешних параметров фазовое состояние смеси будет постепенно приходить к равновесному. Для этого требуется предоставить пользователю возможность задавать зависимость $C(t)$, например, в виде $C = C_0 \exp(-t / T)$, то есть значения константы C_0 и характерного времени релаксации T .

ЛИТЕРАТУРА

1. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. М.: Недра, 1976. 335 с.

2. Nghiem L.X., Li Y.K., Agarwal R.K. A Method for Modelling Incomplete Mixing in Compositional Simulation of Unstable Displacements // Reservoir Simulation Symposium. Houston [USA]. Feb. 6-8, 1989. SPE Paper 18439.

3. Лобанова О.А., Индрупский И.М. Моделирование взаимовлияния гидро- и термодинамических процессов при фильтрации углеводородных систем // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2010. № 10. С. 19-23.

4. Лобанова О.А., Индрупский И.М. Неравновесные и масштабные эффекты в моделировании фазового поведения углеводородных смесей // Нефтяное хозяйство. 2012. № 6. С. 49-53.

5. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: «Грааль», 2002. 575 с.

6. Булейко В.М. Закономерности фазовых превращений углеводородных смесей в нефтегазоносных пластах разрабатываемых месторождений // Автореф. дис. ... докт. техн. наук. М.: ВНИИГАЗ, 2007.

ПРИЛОЖЕНИЕ

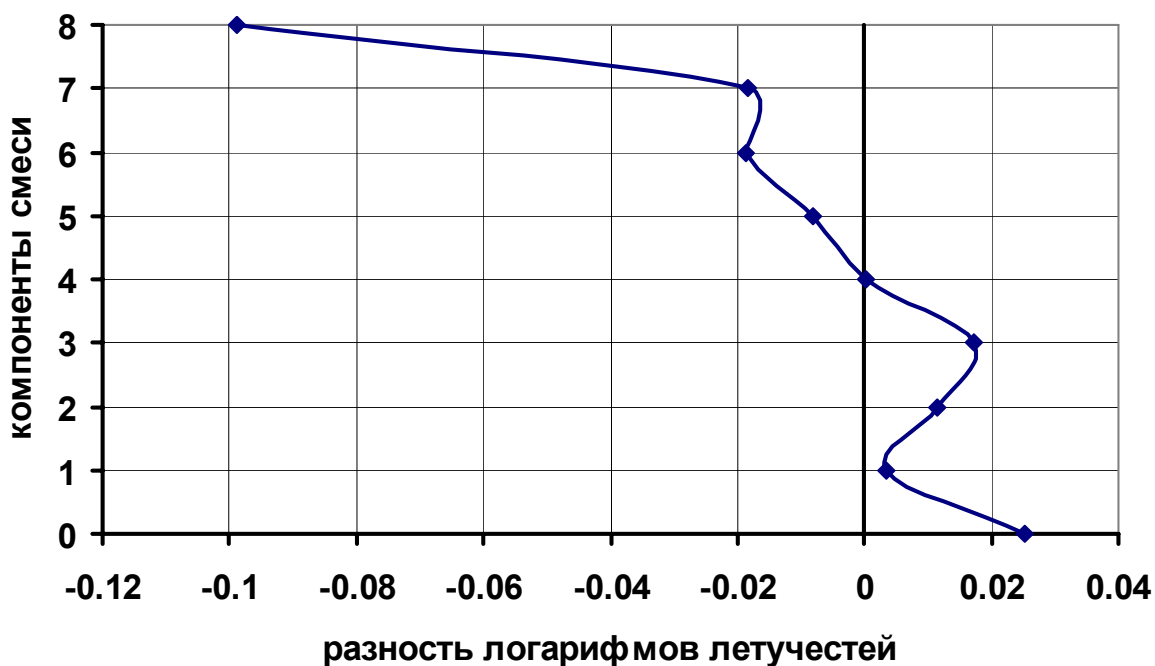


Рис. 1. Значения разности логарифмов летучестей различных компонентов нефтяной смеси

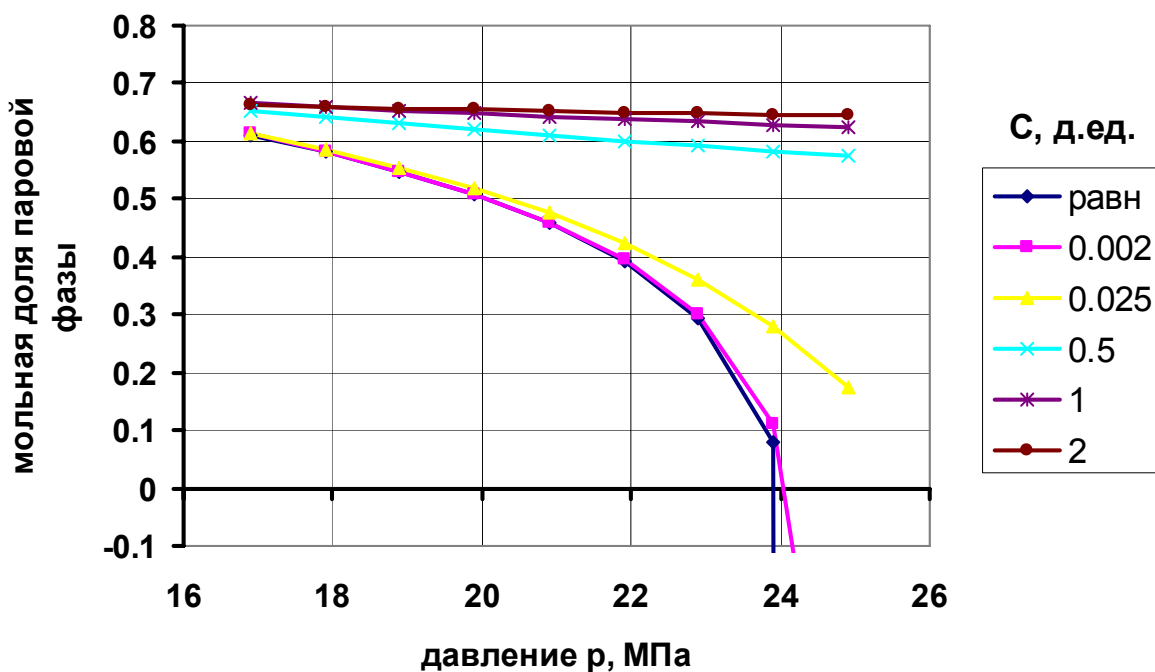
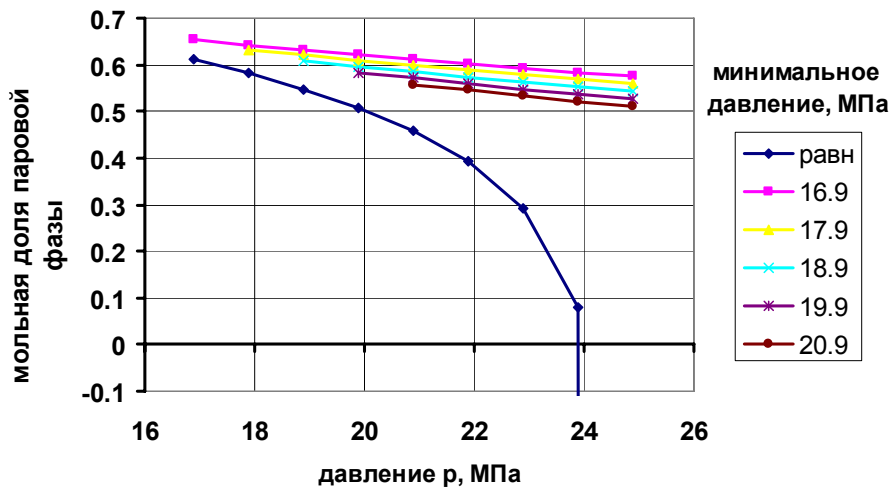
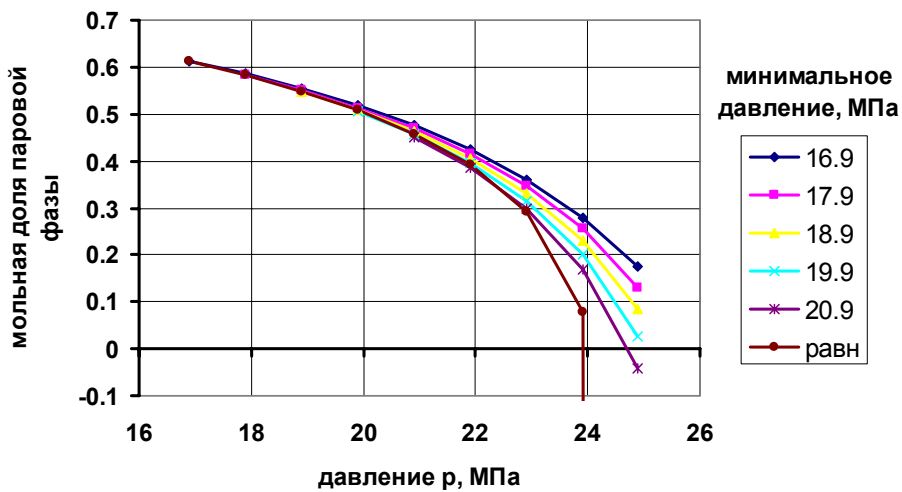


Рис. 2. Доля паровой фазы смеси как функция давления при различных значениях коэффициента межфазного массообмена C

а



б



в

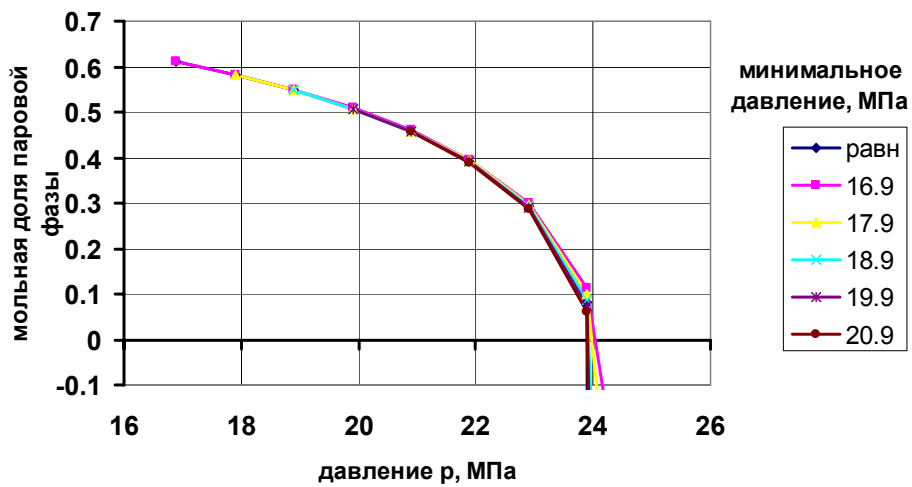


Рис. 3. Влияние минимального уровня снижения давления на зависимость V от давления:
а – при $C = 0,5$; б – при $C = 0,025$; в – при $C = 0,002$

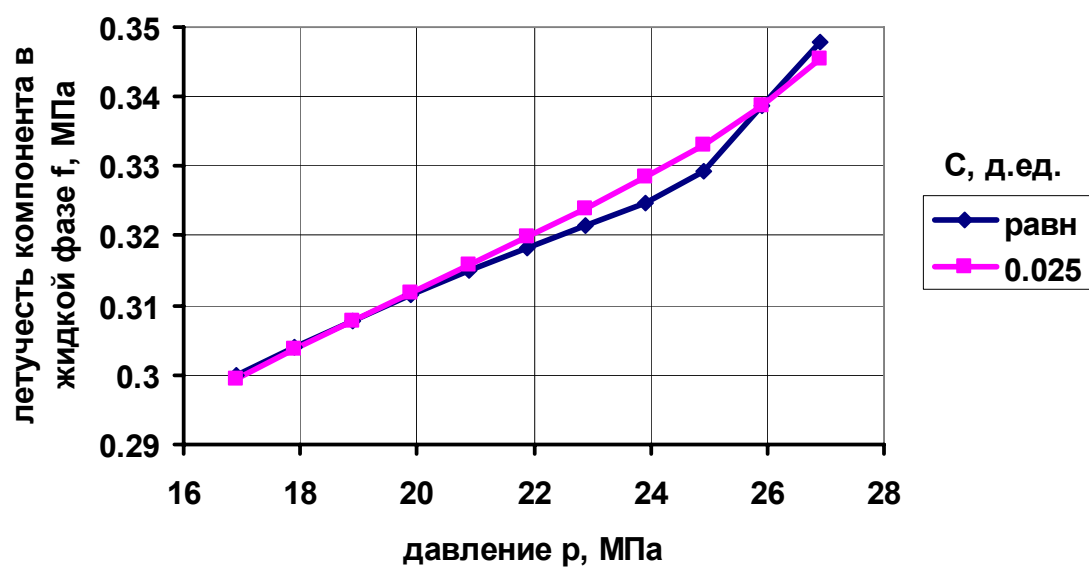


Рис. 4. Воспроизведение эффекта "растяжения" фазового перехода