

НЕРАВНОВЕСНОСТЬ ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ: МОДЕЛИРОВАНИЕ И МАСШТАБНЫЙ ЭФФЕКТ

О.А. Лобанова, И.М. Индрупский
ИПНГ РАН, e-mail: lobanova_oa@hotmail.ru

Введение

При гидродинамическом моделировании процессов разработки месторождений нефти и газа одним из ключевых является предположение о равновесности фазового поведения углеводородных смесей в пористой среде и его эквивалентности аналогичным процессам в свободном объеме. Поэтому зависимости свойств нефти, газа, конденсата от компонентного состава и термобарических параметров принимаются по результатам лабораторных исследований проб флюидов. При композиционном (многокомпонентном) моделировании расчет фазового состояния и составов фаз осуществляется с применением методов равновесной термодинамики [1, 2]. Настройка параметров равновесной термодинамической модели проводится на данные исследований проб флюидов в свободном объеме (бомбе PVT).

В то же время результаты целого ряда экспериментальных исследований свидетельствуют, что указанное предположение может не подтвердиться. Подобные явления отмечены и по промысловым данным.

Например, известно, что при снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти в пласте в окрестности добывающей скважины появляется свободный газ. При последующем заводнении пласта и повышении давления в данной зоне (и забойного давления в скважине) до уровня выше давления насыщения газ обратно растворяется в нефти. Так должно быть в соответствии с условиями фазового равновесия. Однако известно немало примеров из практики (Новогоднее, Талинское и другие месторождения), когда в скважины из пласта в течение длительного времени продолжал поступать в больших объемах свободный газ, при пластовом и забойном давлениях значительно выше давления насыщения. Соответствующие процессы не могут быть описаны с использованием равновесных моделей.

Применение неравновесных моделей сопряжено с необходимостью решения следующих задач.

1. Установление причин неравновесности фазовых переходов.

2. Разработка эффективных алгоритмов учета неравновесности фазового поведения при гидродинамическом моделировании. С практической точки зрения целесообразны такие алгоритмы, которые могут использоваться в качестве надстройки над существующими пакетами гидродинамического моделирования без принципиального их изменения. В настоящее время учет неравновесных термодинамических процессов осуществляется только в специализированных моделях. Они разработаны для некоторых частных случаев и опираются на решение принципиально отличающейся от равновесных моделей системы балансовых уравнений.
3. Проблема обоснованного задания исходных данных для неравновесного моделирования.

В дальнейшем изложении мы остановимся на каждой из указанных проблем подробнее.

Экспериментальные данные о неравновесном поведении углеводородных смесей в поровом пространстве и в свободном объеме

В настоящее время экспериментальные исследования фазового поведения многокомпонентных углеводородных смесей в свободном объеме и теоретическое описание их свойств вне пористых сред достаточно развиты и широко распространены [1, 3]. С другой стороны, особенности изменения свойств углеводородов при насыщении ими пористых сред пока изучены недостаточно. Однако известные отдельные экспериментальные результаты свидетельствуют о том, что фазовое поведение и свойства флюидов в пористых средах могут значительно отличаться от наблюдаемых в свободном объеме [4, 5 и др.].

Ряд факторов связан с взаимодействием флюида с поверхностью пористой среды. Их влияние зависит от состава флюида, термобарических условий и свойств твердой поверхности [6]. Наряду с классической адсорбцией и капиллярной конденсацией имеют место явления, возможные только в пористых средах: фазовые переходы смачивания, послойная кристаллизация, критическая адсорбция и т.д. [7].

Кроме отмеченных имеют место причины неравновесности, проявляющиеся аналогично как в пористой среде, так и в свободном объеме. Так, результаты экспериментальных исследований показывают принципиальное различие процессов выпадения конденсата из газоконденсатной смеси (фазовый переход из однофазного в

двухфазное состояние) и его обратного испарения (фазовый переход из двухфазного в однофазное состояние). Аналогичное явление имеет место при фазовых переходах, связанных с выделением и обратным растворением газа в нефтяных системах.

Общие особенности этих процессов состоят в следующем.

При переходе углеводородной смеси из однофазного состояния в двухфазное фазовые превращения отвечают равновесному протеканию, аналогичному процессам в свободном объеме. В этом случае фазовый переход определяется зарождением новой фазы во всем объеме существующей на стенках пор или бомбы PVT.

При переходе из двухфазного в однофазное состояние фазовый переход, в силу различия составов паровой и жидкой фаз, определяется диффузией компонентов через межфазную границу [8]. В пористой среде или в свободном объеме без перемешивания фаз такие процессы характеризуются большими временами установления равновесия и, как правило, описываются как неравновесные. В результате имеет место гистерезис фазового перехода (рис. 1).

Для оценки роли неравновесности в характере фазовых переходов В.М. Булейко был проведен ряд экспериментов [6]. Для трехкомпонентной углеводородной смеси метана, пропана и гептана осуществлялся фазовый переход из однофазного состояния в двухфазное (при охлаждении) и обратно (при нагревании). Эксперименты проводились как в свободном объеме без перемешивания, так и в пористой среде. При этом в некоторых экспериментах без перемешивания при температуре фазового перехода нагрев прекращался, и система выдерживалась в течение нескольких суток. За время остановки давление и температура релаксировали к равновесным значениям (рис. 1). После включения нагрева фазовый переход характеризовался уже равновесными параметрами, в частности изохорной термодинамической производной $\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_v$. Данный процесс аналогичен процессу нагрева с перемешиванием. При уменьшении темпов нагревания или при перемешивании обеспечиваются условия для более полного диффузионного обмена через межфазную границу, и процесс стремится к равновесному.

Описанный гистерезис фазового поведения, обусловленный макроскопическим расслоением флюида в свободном объеме, наблюдается также и в пористых средах. В.М. Булейко получено, что с уменьшением размеров пор за счет влияния капиллярных сил

сегрегация фаз замедляется, что приводит к снижению или отсутствию эффекта гистерезиса фазового перехода.

Аналогичные результаты получены как в свободном объеме, так и в пористых средах в экспериментальных исследованиях лаборатории Е.Е. Городецкого (ИПНГ РАН).

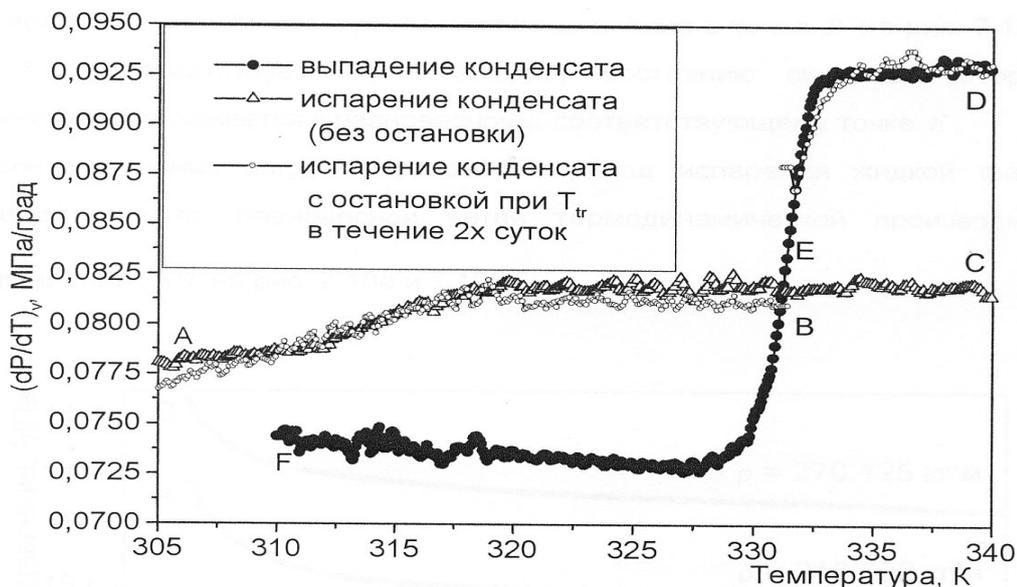


Рис. 1. Зависимость $\left(\frac{\partial P}{\partial T}\right)_v$ от температуры при выпадении и испарении жидкой фазы в свободном объеме (по данным работы [6])

Связь масштабного фактора с неравновесностью фазовых переходов

Из сказанного выше следует, что одной из причин наблюдаемой неравновесности обратного перехода смеси в однофазное состояние как в свободном объеме, так и в поровом пространстве является отсутствие достаточной межфазной границы раздела жидкость – пар. Вследствие этого диффузионный перенос компонентов каждой из фаз к границе затруднен и/или требует длительного времени.

При этом локально в каждой точке объема фазовое состояние можно считать равновесным. Однако равновесные составы в каждом локальном объеме различны, и диффузионный обмен между ними затруднен. Поэтому при рассмотрении объема в целом наблюдается неравновесность. В случае перемешивания диффузионный обмен между локальными объемами смеси интенсифицируется. Тогда поведение системы в целом характеризуется как равновесное.

Моделирование сегрегации многокомпонентной углеводородной смеси в двухфазном состоянии

С целью иллюстрации влияния масштабного фактора на возникновение неравновесных эффектов было выполнено математическое моделирование фазовых переходов многокомпонентной углеводородной смеси, имитирующей смесь Тенгизского месторождения (нефтяная система) [1]. Рассматриваются изотермические условия ($T=380,15$ К), соответствующие типичным предположениям при моделировании основных технологий разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений.

Прежде чем приступить к моделированию фазовых переходов смеси при ограниченном диффузионном массообмене, необходимо учесть следующие моменты.

1. При переходе из однофазного состояния в двухфазное происходит сегрегация фаз.

2. Составы сегрегированных фаз, по мере установления равновесия, распределяются в соответствии с гравитационным потенциалом каждого компонента.

Исходя из данных условий, при моделировании фазового поведения смеси требуется применить процедуру гравитационного распределения ее компонентов на заданной по вертикали мелкомасштабной расчетной сетке [1].

Пусть на глубине h_0 (в пределах экспериментальной ячейки или выделенного объема пористой среды) заданы давление p , температура T и компонентный состав смеси $z_i (i = \overline{1, N})$, где N – число компонентов смеси.

Если на отметке h_1 известны компонентный состав (мольные доли) смеси (в однофазном состоянии) $y_1(h_1) \dots y_N(h_1)$ и давление $p(h_1)$, то для определения компонентного состава и давления на отметке h_2 без перехода через межфазную границу требуется решить следующую систему $N+1$ трансцендентных уравнений [1]:

$$\begin{cases} \ln f_1[p(h_2), y_1(h_2) \dots y_N(h_2)] - \psi_1 = 0 \\ \dots \\ \ln f_N[p(h_2), y_1(h_2) \dots y_N(h_2)] - \psi_N = 0, \\ \sum_{i=1}^N y_i(h_2) - 1 = 0 \end{cases} \quad (1)$$

где $p(h_2), y_1(h_2) \dots y_N(h_2)$ – соответственно давление и компонентный состав на отметке h_2 ,

$$\psi_i = \ln f_i(h_1) + \frac{M_i g}{RT} (h_1 - h_2), \quad (2)$$

где M_i – молярная масса i -го компонента, T – температура (принимаемая постоянной в пределах рассматриваемого объема), R – универсальная газовая постоянная, g – ускорение свободного падения.

В (1) летучести компонентов смеси $f_i (i = \overline{1, N})$ рассчитываются известным способом с учетом решения выбранного уравнения состояния (например, уравнение состояния Брусилковского) [1].

Решение задачи (1) можно проводить, например, методом последовательных приближений, последовательно для каждой высотной отметки, начиная с h_0 .

Необходимо отметить, что при наличии межфазной границы жидкость – пар описанную процедуру необходимо изменить, а именно: определить положение раздела пар – жидкость (газожидкостного контакта – ГЖК), а описанную процедуру пересчета составов фаз с глубиной применять в пределах каждой отдельной фазы.

Положение ГЖК можно определить следующим образом. В качестве критерия фазового состояния смеси используется расчетное значение доли паровой фазы V , получаемое в ходе решения задачи расчета парожидкостного равновесия [1].

При значениях $V < 0$ предполагают существование одной ненасыщенной жидкой фазы; при $V > 1$ – одной ненасыщенной паровой фазы, а при $0 < V < 1$ – двухфазного парожидкостного состояния.

Это значит, что при решении задачи гравитационного распределения компонентов смеси (1) необходимо отслеживать момент попадания V в интервал $(0,1)$, то есть момент, когда последний шаг по высоте привел к переходу через ГЖК. Тогда, повторяя последний расчет гравитационного распределения состава и давления с более мелким шагом, можно найти высоту, соответствующую значениям $V=1$ (или $V=0$) с заданной точностью. Эта отметка соответствует положению ГЖК, и одновременно оказываются определенными состав и давление одной из фаз на этой высоте. Предполагая существование бесконечно малой капли (пузырька) сосуществующей с ней равновесной второй фазы, находим ее состав и давление, используя процедуру расчета двухфазного равновесия смеси заданного состава [1]. Теперь, зная на ГЖК состав и давление второй фазы, продолжаем пересчет составов и давления по высоте для этой фазы (рис. 2).

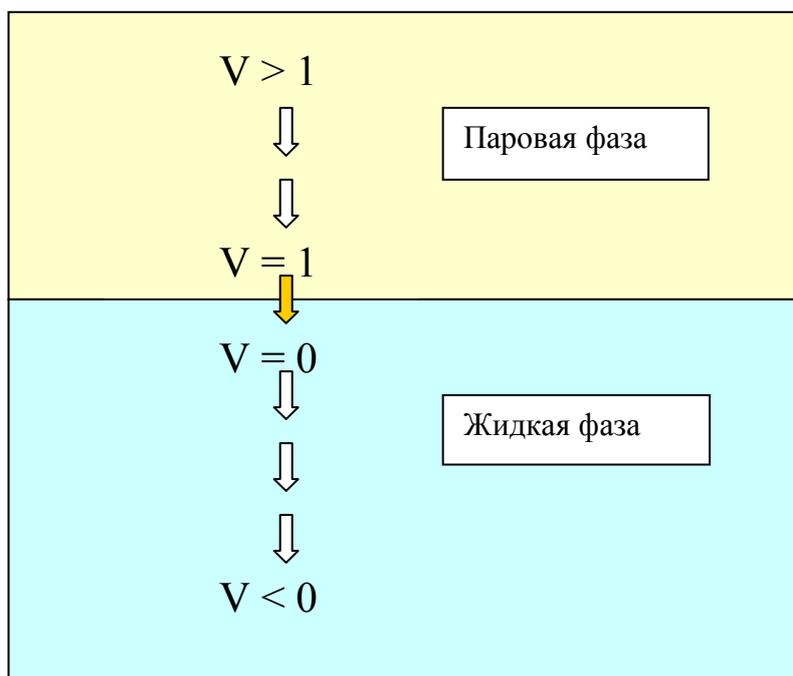


Рис. 2. Схема расчета равновесных составов фаз с учетом сегрегации

Таким образом, исходя из условия равновесной сегрегации фаз после перехода смеси в двухфазное состояние, для каждой расчетной ячейки в пределах заданного объема определяются давление, компонентный состав и фазовое состояние смеси при данных термобарических условиях. Для ячейки, содержащей ГЖК, также определяется положение межфазной границы.

Чтобы рассмотреть то же фазовое состояние смеси в более крупном масштабе (для объема в целом), расчет необходимо выполнить для интегрального состава, осредненного по мольным долям ячеек. При этом не удастся учесть изменение состава с глубиной и наличие ГЖК. Однако контрольное решение задачи двухфазного равновесия [1] для интегрального состава смеси показывает, что доли паровой и жидкой фаз в смеси в точности соответствуют найденному ранее уровню ГЖК (рис. 3).

Таким образом, в рамках равновесных процессов (переход из однофазного в двухфазное состояние) расчет фазового состояния дает эквивалентные результаты для объема в целом как при моделировании на мелких ячейках с учетом сегрегации, так и при учете только интегрального состава смеси.

был рассчитан ранее из условия гравитационного распределения компонентов. Далее осуществлялся расчет термодинамических параметров смеси в каждой ячейке при новом давлении (выше давления насыщения). При этом, вследствие заданного условия отсутствия массообмена между ячейками, суммарный состав и фазовое состояние в каждой из них сохранялись. То есть в ячейках без ГЖК сохранялось либо однофазное паровое, либо однофазное жидкое состояние. В ячейке, содержащей ГЖК, доли сосуществующих паровой и жидкой фаз изменялись в соответствии с фазовым равновесием при новом давлении.

Далее, при найденных параметрах смеси в ячейках, интегрированием по объему рассчитывались мольные доли фаз в объеме в целом при новом давлении. При этом учитывалось, что при изотермическом повышении давления происходит изменение «объемов ячеек» (объемов смеси в ячейках) с соответствующим изменением мольных плотностей фаз. Однако из-за отсутствия массообмена сохраняется общее количество молей каждого компонента в ячейке.

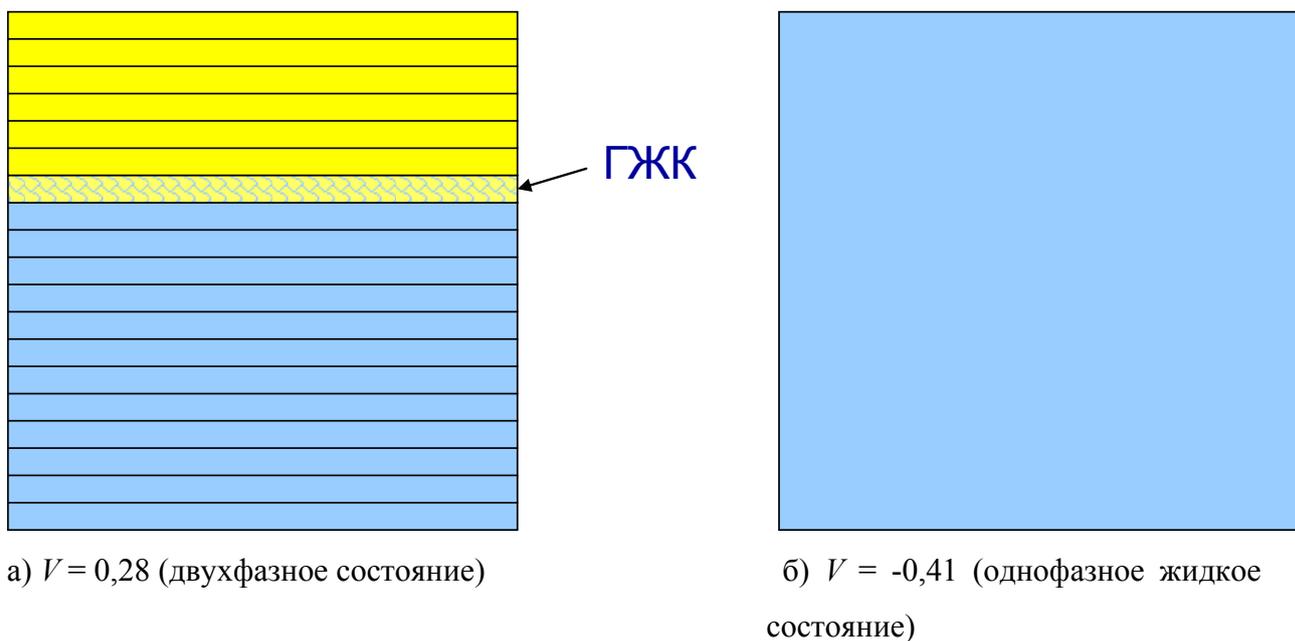


Рис. 4. Результаты равновесного моделирования фазового состояния при изотермическом повышении давления для мелких ячеек без массообмена (а) и для объема в целом (б) ($P = 23,9$ МПа, $P_{\text{нас}} = 22,5$ МПа)

Таким образом, в локально-равновесном расчете с использованием мелких ячеек было воспроизведено двухфазное состояние смеси в целом при новом давлении, превышающем ее равновесное давление насыщения (рис. 4а). Такая ситуация

соответствует наблюдаемой в эксперименте в процессе изотермического сжатия без перемешивания (при медленном диффузионном массопереносе).

Приведенные результаты показывают, что процесс повышения давления в эксперименте без перемешивания можно рассматривать как локально-равновесный с учетом ограниченного массообмена между отдельными элементарными объемами (ячейками модели). Однако крупномасштабное равновесное моделирование позволяет воспроизвести только процесс, протекающий при интенсивном межфазном массообмене (при перемешивании). Воспроизведение фактического поведения смеси в экспериментах без перемешивания требует применения неравновесной крупномасштабной модели.

Модель неравновесных фазовых превращений

Расчет фазового состояния, составов и свойств фаз углеводородной смеси является одним из составляющих элементов моделирования процессов фильтрации в многокомпонентной (композиционной) постановке. Традиционно такие модели опираются на предположение о равновесном фазовом поведении пластовой флюидальной системы.

Особенности традиционной равновесной и неравновесной моделей рассмотрим на примере задачи о двухфазной (нефть – газ или газ – конденсат) многокомпонентной фильтрации с фазовыми превращениями. (Наличие в пласте неподвижной остаточной воды учитывается при определении пористости, насыщенности и фазовой проницаемости в соответствии с концепцией ЭПП [9].)

Уравнение неразрывности с учетом закона Дарси для i -го компонента смеси принимает вид [2, 10]:

$$\operatorname{div} \left(\frac{k_V k \rho_V}{\mu_V} y_i (\nabla p_V - \bar{\rho}_V g \nabla h) + \frac{k_L k \rho_L}{\mu_L} x_i (\nabla p_L - \bar{\rho}_L g \nabla h) \right) = \frac{\partial}{\partial t} (m S_V \rho_V y_i + m S_L \rho_L x_i) + q_i, \quad (3)$$

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; y_i, x_i – мольная доля компонента в паровой и жидкой фазах соответственно; k – фазовая проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности; S – насыщенность, нормированная по эффективному поровому объему; q_i – мольная интенсивность источников (стоков).

В качестве замыкающих соотношений используются условия на разность давлений в фазах, т.е. капиллярное давление, а также условие нормировки насыщенностей:

$$p_V - p_L = p_{VL}(S_L), \quad (4)$$

$$S_V + S_L = 1. \quad (5)$$

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

Условия фазового равновесия позволяют записать следующую систему $2N+2$ уравнений для определения составов и количественного соотношения равновесных паровой и жидкой фаз при заданных давлении, температуре и общем составе смеси [1]:

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

где V, L – мольные доли паровой и жидкой фаз, на которые разделяется исходная смесь; $f_{i,L}$ и $f_{i,V}$ – летучесть 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.

В неравновесном случае применяется иной подход [11, 12]. Уравнения сохранения массы (неразрывности) для каждого компонента записываются отдельно для каждой фазы, с введением дополнительного слагаемого, характеризующего переход массы данного компонента из одной фазы в другую:

$$-\operatorname{div}\left(\frac{kk_V \rho_V}{\mu_V} y_i (\nabla p_V - \bar{\rho}_V g \nabla h)\right) + \frac{\partial}{\partial t}(m S_V \rho_V y_i) + q_{i,V} = \omega_{i,L-V}, \quad i = 1 \dots N, \quad (7)$$

$$-\operatorname{div}\left(\frac{kk_L \rho_L}{\mu_L} x_i (\nabla p_L - \bar{\rho}_L g \nabla h)\right) + \frac{\partial}{\partial t}(m S_L \rho_L x_i) + q_{i,L} = -\omega_{i,L-V}, \quad i = 1 \dots N, \quad (8)$$

где $\omega_{i,L-V}$ – межфазный поток i -го компонента (из жидкой фазы в паровую).

Для замыкания системы (7), (8) необходимы соотношения, связывающие поток i -го компонента $\omega_{i,L-V}$ с составами фаз и гидродинамическими характеристиками. Из термодинамических соображений обычно предполагают, что [11]

$$\omega_{i,L-V} = C(\mu_{i,L} - \mu_{i,V}), \quad i = 1 \dots N, \quad (9)$$

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, а коэффициент C является некоторой функцией свойств пласта (например, пористости) и гидродинамических переменных (например, насыщенности). Расчет химических потенциалов может выполняться стандартными способами равновесной термодинамики [1].

В настоящее время учет неравновесных термодинамических процессов осуществляется только в специализированных моделях, разработанных для некоторых частных случаев. При этом уравнения (7) – (8) при учете замыкающих соотношений (4)– (5) и (9) решают совместно. Как следствие, применение данного подхода невозможно на основе расширения стандартных алгоритмов и программ многокомпонентного моделирования из-за иного вида основных уравнений. Эту проблему можно разрешить, вернувшись в неравновесном случае к записи уравнений неразрывности в форме (3). Однако при этом межфазный поток i -го компонента $\omega_{i,L-V}$ явным образом в уравнениях не появляется, из-за чего становится невозможным расчет составов фаз x_i , y_i .

Предлагаемый альтернативный подход состоит в последовательном, в итерационном цикле, решении уравнений неразрывности (3) и расчете потоков $\omega_{i,L-V}$ по формуле (9) [13].

Пусть на некоторой итерации рассматриваемого временного слоя для каждого компонента смеси решены гидродинамические уравнения (3) (точнее, их дискретные аналоги в численной схеме). Это означает, что можно вычислить левые части уравнений (7), (8). Вычитая (8) из (7), получим

$$2\omega_{i,L-V} = \operatorname{div} \left(\frac{kk_L \rho_L}{\mu_L} x_i (\nabla p_L - \bar{\rho}_L g \nabla h) - \frac{kk_V \rho_V}{\mu_V} y_i (\nabla p_V - \bar{\rho}_L g \nabla h) \right) + \frac{\partial}{\partial t} (m S_V \rho_V y_i - m S_L \rho_L x_i) + q_{i,V} - q_{i,L}, \quad i = 1 \dots N. \quad (10)$$

Т.е. значение потока $\omega_{i,L-V}$ на данном шаге известно, как только получено решение уравнений (3) на текущей итерации.

Тогда из уравнения (9) получаем

$$\ln f_{i,L} - \ln f_{i,V} = \frac{\omega_{i,L-V}}{CRT} = \bar{\omega}_{i,L-V}, i = 1 \dots N. \quad (11)$$

С учетом (11) для расчета составов каждой из фаз смеси вместо равновесной системы (6) необходимо решить систему:

$$\begin{cases} \ln f_{i,L} - \ln f_{i,V} = \frac{\omega_{i,L-V}}{CRT}, & i = \overline{1, N} \\ x_i L + y_i V - z_i = 0, & i = \overline{1, N} \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0 \\ L + V = 1 \end{cases} \quad (12)$$

Используя найденные составы, вновь решают уравнения (3) на новой итерации. Итерационная процедура продолжается до достижения заданной точности.

Предлагаемый подход, во-первых, опирается на стандартную для многокомпонентного моделирования форму (3) записи уравнений неразрывности. Это позволяет реализовывать его в рамках расширения существующих алгоритмов и программ моделирования многокомпонентной фильтрации.

Во-вторых, выделение гидродинамической (3) и термодинамической (12) подзадач позволяет исследовать особенности фазового поведения углеводородных смесей в неравновесных условиях на основе системы уравнений (12) при явном задании межфазных потоков компонентов. Последняя особенность представляет интерес и для рассмотренного выше исследования взаимосвязи неравновесности и масштабного эффекта.

Неравновесное моделирование фазовых переходов для многокомпонентной углеводородной смеси

Как отмечено выше, для воспроизведения на крупномасштабной модели фазового поведения углеводородной системы при ограниченном диффузионном массообмене необходимо применение неравновесного подхода. С учетом рассмотренного выше алгоритма неравновесного моделирования задача сводится к решению системы уравнений (12), но при необходимости задания нормированных потоков компонентов $\bar{\omega}_{i,L-V}$. При этом ориентиром являются результаты локально-равновесного моделирования на мелкой сетке без массообмена между ячейками.

Согласно (11), нормированный межфазный поток компонента $\bar{\omega}_{i,L-V}$ может быть вычислен как разность логарифмов летучестей компонента i в жидкой и паровой фазах. Тогда при расчете для объема в целом воспроизведение фазового состояния, полученного в локально-равновесном расчете без массообмена, обеспечивается при задании потоков $\bar{\omega}_{i,L-V}$ равными разностям средних логарифмов летучестей i -го компонента в каждой из фаз на рис. 4а.

Опишем процедуру поиска значений потоков $\bar{\omega}_{i,L-V}$ более подробно на примере метана.

В таблице для локально-равновесного расчета, соответствующего рис. 4а, представлены значения летучестей метана в каждой из мелких ячеек и среднее значение летучестей метана в каждой из фаз для всех ячеек, в которых эта фаза присутствует.

К процедуре вычисления значений диффузионных потоков компонентов $\bar{\omega}_i$

Ячейка	Фазовое состояние	Значение логарифма летучести для метана	Среднее значение логарифма летучести для метана в паровой/жидкой фазе
0	пар	14.798	14.7971
1	пар	14.7976	
2	пар	14.7973	
3	пар	14.7969	
4	пар	14.7966	
5	пар	14.7962	
6	пар + жидк. (ГЖК)	14.8759	14.9393
7	жидк.	14.9372	
8	жидк.	14.9375	
9	жидк.	14.9379	
10	жидк.	14.9382	
11	жидк.	14.9386	
12	жидк.	14.939	
13	жидк.	14.9393	
14	жидк.	14.9397	
15	жидк.	14.94	
16	жидк.	14.9404	
17	жидк.	14.9407	
18	жидк.	14.9411	
19	жидк.	14.9414	

Ячейка, содержащая ГЖК, не учитывается, т.к. вычисленные значения логарифмов летучестей в фазах равны вследствие условий фазового равновесия.

Вычисленные средние значения летучестей в каждой из фаз используются для расчета искомого нормированного диффузионного потока $\bar{\omega}_i$ i -го компонента между фазами для крупномасштабного расчета на основе системы уравнений (12).

Схематично данная процедура проиллюстрирована на рис. 5.

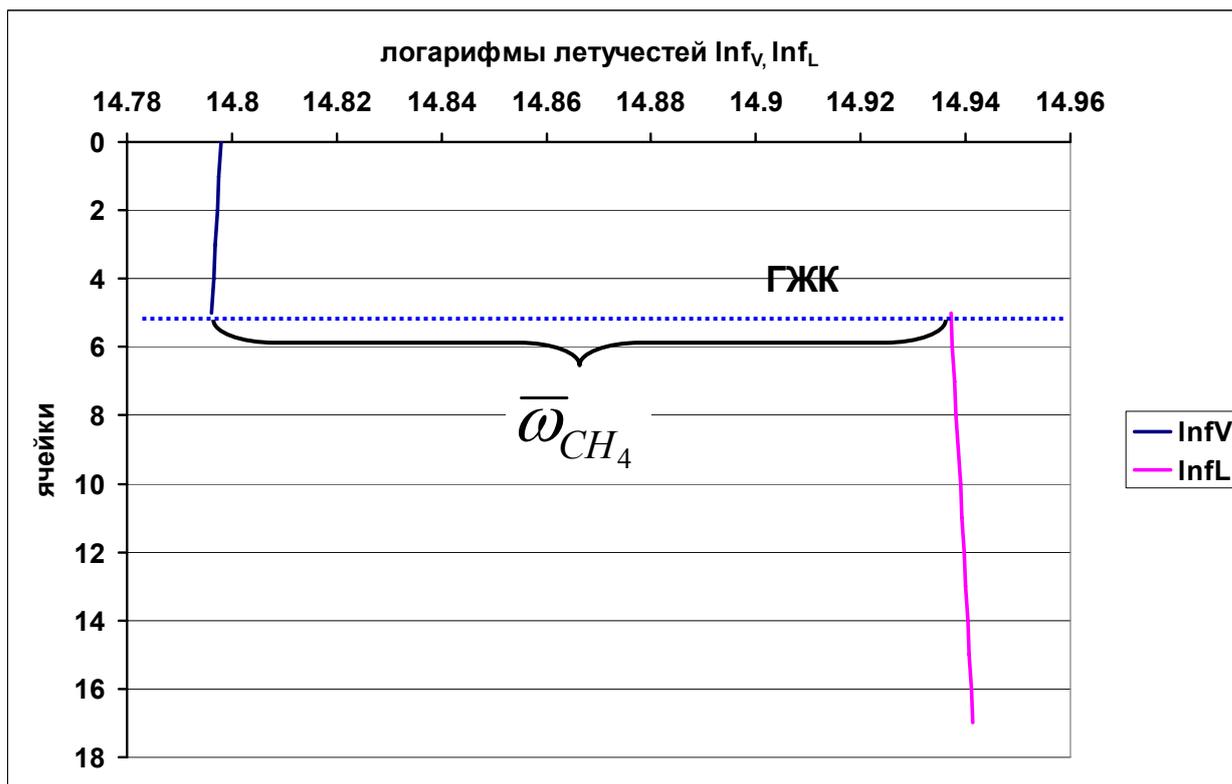


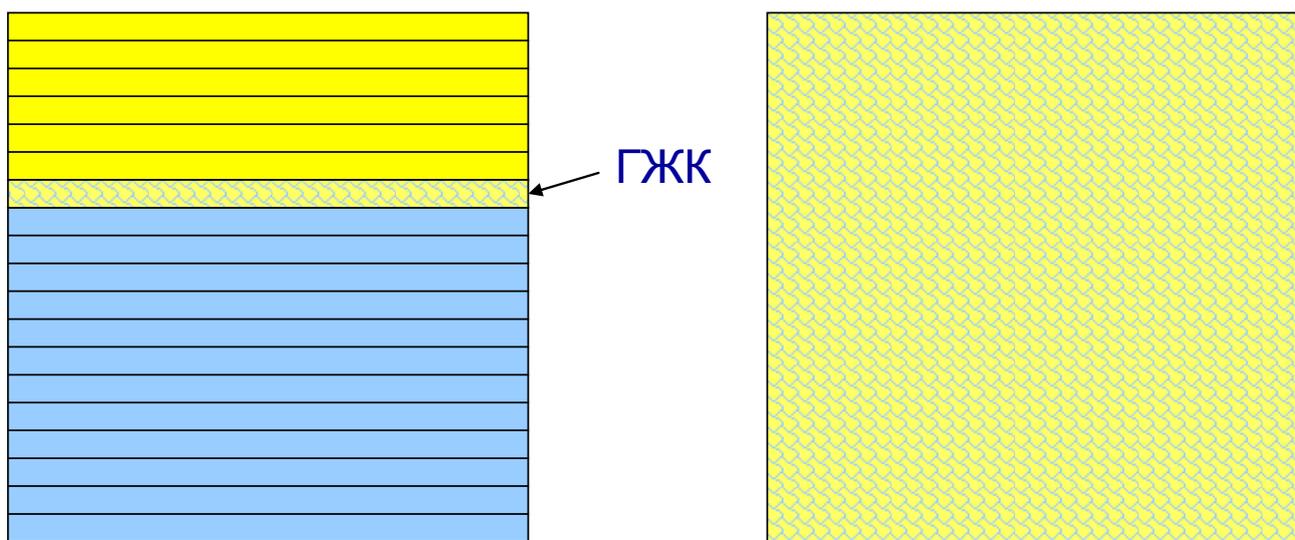
Рис. 5. Схема вычисления значений диффузионных потоков компонентов $\bar{\omega}_i$

Остановимся на одной особенности, связанной с применением данного алгоритма поиска значений потоков компонентов для неравновесного моделирования. Значения летучестей каждого компонента в соответствующей фазе, необходимые для расчета потоков компонентов, вычисляются по локально-равновесной модели, используя алгоритм расчета двухфазного равновесия многокомпонентных смесей [1]. Данный алгоритм предполагает наличие в каждой ячейке двух сосуществующих фаз. В случае же наличия только одной фазы компонентные составы как реально существующей, так и отсутствующей фазы, получаемые в ходе решения, являются нефизичными. Физичный

состав существующей фазы при этом соответствует суммарному составу смеси в ячейке. И именно на его основе необходимо вычислять значения летучестей компонентов.

На рис. 6б показаны результаты крупномасштабного моделирования для интегрального состава смеси с использованием модели неравновесных фазовых превращений. Здесь, как и на рис. 4, давление превышает давление равновесного фазового перехода (давление насыщения). Рис. 6а, с целью сопоставления, повторяет рис. 4а. Межфазные потоки в неравновесной модели рассчитаны с использованием описанной выше процедуры.

Таким образом, введение ненулевых межфазных потоков компонентов в интегральной (крупномасштабной) неравновесной модели позволяет скомпенсировать эффект “перемешивания” состава и обеспечить то же фазовое состояние смеси, что и в локально-равновесном расчете без массообмена между ячейками. Оба подхода позволяют воспроизводить эффекты, наблюдаемые в реальном эксперименте при ограниченном диффузионном массообмене (без перемешивания фаз).



а) $V = 0,28$ (двухфазное состояние)

б) $V = 0,28$ (двухфазное состояние)

Рис. 6. Результаты моделирования фазового состояния при изотермическом повышении давления: равновесный расчет для мелких ячеек без массообмена (а) и неравновесный расчет для объема в целом (б) ($P = 23,9$ МПа, $P_{\text{нас}} = 22,5$ МПа)

Связь с проблемой ремасштабирования

Одно из важных сопутствующих направлений к гидродинамическому моделированию процессов фильтрации связано с задачами ремасштабирования (upscaling). Целью ремасштабирования является задание таких параметров

крупномасштабной расчетной сетки, которые обеспечивают близость получаемого на ней решения к решению на мелкой сетке с заданными исходными значениями параметров.

Важность проблемы ремасштабирования в гидродинамическом моделировании осознана применительно к фильтрационно-емкостным параметрам модели пласта (коэффициенты пористости, проницаемости) и характеристикам, описывающим его взаимодействие с насыщающими флюидами (функции относительных фазовых проницаемостей, капиллярного давления). Значительный объем исследований посвящен как теоретическим, так и практическим аспектам ремасштабирования указанных параметров [14].

Предшествующее изложение приводит к постановке новых задач ремасштабирования – применительно к параметрам, связанным с описанием фазового поведения углеводородных смесей. Так, полученные выше результаты демонстрируют, что при укрупнении масштаба расчетной сетки может потребоваться изменение типа применяемой модели – от равновесной к неравновесной. Аналогичная ситуация – изменение не только значений параметров, но и вида уравнений модели – имеет место при ремасштабировании уравнений двухфазной фильтрации [14].

С этой точки зрения рассмотренный алгоритм задания значений межфазных потоков для крупномасштабной модели фактически представляет собой физически обоснованный метод ремасштабирования. Он позволяет получать на крупномасштабной модели фазовых превращений то же решение, что и на исходной мелкомасштабной в предельных условиях медленного массообмена между локальными объемами смеси (мелкими ячейками). Вместе с тем это только один из возможных аспектов проблемы адекватного ремасштабирования при моделировании фазовых превращений.

Выводы

Во введении к данной статье сформулированы три важные задачи, связанные с применением неравновесных моделей фазовых превращений. Полученные и изложенные авторами в статье результаты связаны со всеми тремя задачами.

1. На основе проведенных теоретических расчетов фазового состояния углеводородных систем с использованием уравнения состояния подтверждено, что проявления неравновесности, наблюдаемые экспериментально в пористых средах и в свободном объеме без перемешивания фаз, а также в промысловых условиях, связаны в том числе с эффектом масштаба. А именно, если в мелком масштабе они могут быть

описаны локально-равновесными моделями с учетом ограниченного массообмена, то в крупном масштабе это возможно только в предположении неравновесности.

2. Предложен подход к расчету составов сосуществующих углеводородных фаз, позволяющий эффективно моделировать фильтрацию многокомпонентных углеводородных смесей с учетом их неравновесного поведения в пористых средах. Реализация данного подхода возможна на основе расширения существующих алгоритмов и программ композиционного моделирования за счет сохранения той же формы записи системы гидродинамических уравнений, что и в традиционных равновесных моделях.

3. Обоснован подход к заданию параметров неравновесных крупномасштабных моделей, обеспечивающий совпадение получаемых результатов с локально-равновесным расчетом на мелкой сетке. Предложенная процедура представляет собой физически обоснованный алгоритм ремасштабирования параметров термодинамической модели.

ЛИТЕРАТУРА

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

2. *Aziz K., Wong T.W.* Considerations in the development of multipurpose reservoir simulation models // First and Second Forum on reservoir simulation. Alpbach, Austria, 1989. P. 44–208.

3. *Whitson C.H., Brule M.R.* Phase behavior. Society of Petroleum Engineers Inc., Richardson. Texas, 2000. 233 p.

4. *Абасов М.Т., Аббасов З.Я., Фаталиев В.М.* и др. О параметре давления начала конденсации газоконденсатной системы и методе его определения // Нефт. хоз-во. 2011. № 2. С. 97–98.

5. *Тер-Саркисов Р.М., Булейко В.М., Воронов В.П.* Стратегия разработки плотных коллекторов нефтегазоконденсатных месторождений // Газовая пром-сть. 2003. № 1. С. 51–53.

6. *Булейко В.М.* Закономерности фазовых превращений углеводородных смесей в нефтегазоносных пластах разрабатываемых месторождений (по экспериментальным данным): Дис.... докт. техн. наук. М.: ИПНГ РАН, 2007.

7. *Dash J.E.* Films on solid surfaces. N. Y.: Acad. Press, 1975. 273 p.

8. *Булейко В.М.* Исследование фазового поведения углеводородных флюидов в пористых средах // Газовая пром-сть. 2007. № 1. С. 22–25.

9. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2009. 484 с.
10. *Закиров С.Н., Сомов Б.Е., Гордон В.Я., Палатник Б.М.* Многомерная и многокомпонентная фильтрация: справ. пособие. М.: Недра, 1988. 335 с.
11. *Розенберг М.Д., Кундин С.А.* Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. М.: Недра, 1976. 335 с.
12. *Nghiem L.X., Li Y.K., Agarwal R.K.* A method for modelling incomplete mixing in compositional simulation of unstable displacements // Society of Petroleum Engineers Inc., Richardson, Texas, 1989. P. 419–430.
13. *Лобанова О.А., Индрупский И.М.* Моделирование взаимовлияния гидро- и термодинамических процессов при фильтрации углеводородных систем // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефт. пром-сти. 2010. № 10. С. 19–23.
14. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2001. 302 с.