

Особенности расчётов обобщенной модели "чёрной нефти" вблизи критической точки раствора

Колдоба Е.В.

Для моделирования фазовых переходов в многокомпонентных растворах часто используется обобщенная модель «черной нефти». При изучении численных неустойчивостей модели было обнаружено, что они могут возникать из-за термодинамического рассогласования функций в окрестности критической точки раствора, которая, как известно, физически неустойчива по своей природе. Все измеряемые величины из-за флуктуаций, происходящих в этой области, имеют значительные погрешности измерений, что приводит к существенному рассогласованию параметров модели и соответственно к численным неустойчивостям.

Предлагается физический подход к моделированию таких областей. Объяснены некоторые причины неточности моделей «черной нефти».

Введение

Для прогнозирования добычи углеводородов на нефтяных и газовых месторождений широко применяются методы численного моделирования. Расчеты могут идти от нескольких часов до нескольких месяцев в зависимости от сложности и точности модели, а также производительности компьютера. В нефти и газовом конденсате содержатся сотни компонент, причем, присутствие даже небольших концентрации одного из них может изменить количество фаз. Для повышения нефте и газоотдачи в пласт закачивают воду и газ, т.е. фаз в системе становится еще больше. К тому же, на фазовых переходах при изменении давления постоянно меняются концентрации в фазах. Сложное фазовое поведение такой системы описывается физикой растворов и термодинамикой. Существует два возможных способа описания фазового состояния в растворах нефти, воды и газа:

- 1) с помощью коэффициентов объемного расширения фаз и функций растворимости компонентов в фазах, измеренных на скважинах (месторождениях) или в лабораториях,
- 2) с помощью фазовых диаграмм и уравнений состояния; к сожалению, фазовые диаграммы для N-компонентного флюида становятся N-мерными.

Первый способ менее точный, не учитывает ряд эффектов, обусловленных

многокомпонентностью растворов. Традиционно применяется в моделях «черной нефти». Название модели взято в кавычке для того, чтобы подчеркнуть, что модель, первоначально созданная для описания фильтрации с фазовыми переходами реальной черной нефти, затем была модифицирована для моделирования фильтрации летучей нефти (не черной), газированной воды и т.д. В модели «черной нефти» для описания фильтрации используется M уравнений переноса (M – количество фаз): если фазы две, соответственно моделируются только два уравнения фильтрации. Такая модель требует относительно небольших вычислительных ресурсов, поэтому она широко используется при моделировании месторождений. Данные, полученные с месторождений или лабораторий, содержат ценную интегральную информацию о поведении реальных растворов в пластах. Однако, экспериментальные данные требуют иногда существенной компьютерной обработки перед использованием, т.к. погрешности измерений могут быть значительными особенно вблизи критической точки раствора, которая, как известно, физически неустойчива по своей природе и все измеряемые величины флуктуируют. По мере приближения к критической точке бесконечно растет восприимчивость системы (раствора) ко всем внешним воздействиям: неоднородности среды, капиллярных сил и т.д., при этом ошибки измерений могут быть ~100%.

Второй способ более точно описывает сложное многокомпонентное фазовое поведение, обычно используется в так называемых композиционных моделях фильтрации. Однако, для моделирования фильтрации N-компонентного флюида необходимо численно решать N нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных, что требует значительных вычислительных ресурсов. Кроме того, подход содержит ряд приближений (идеализаций), поэтому иногда плохо описывает реальное месторождение, но модель может быть настроена на реальный флюид (если есть необходимые данные с месторождения).

Заметим, что оба эти способа описания, на первый взгляд, должны давать одинаковые результаты при моделировании фазовых переходов, однако, на практике это обычно не так. Даже для двухкомпонентной системы с фазовыми переходами для некоторых типов диаграмм результаты отличаются значительно. В статье второй подход (теоретический) используется для объяснения некоторых эффектов, снижающих точность первого подхода. Используемые фазовых диаграмм могут дать наглядную информацию о фазовом состоянии, её особых точках и т.д. К сожалению, в общем случае N-мерные фазовые диаграммы сложно анализировать. Однако, в данной работе рассматривается только двухкомпонентный флюид. Т.к. в ряде теоретических работ показано, что модель «черной нефти» по сути сводится к модели с двумя псевдокомпонентами, называемыми «нефтяной» и «газовый».

В зависимости от типа залежи при моделировании могут возникнуть те или иные проблемы, а также возможны те или иные приближения. Природные залежи по особенностям фазового поведения растворов условно делятся на четыре класса: нелетучая (черная) нефть, летучая нефть, газовый конденсат и газ. Тип залежи определяется прежде всего по тому, как далеко находится рассматриваемый диапазон давлений и температур (p, T) от критической точки флюида (p_c, T_c) . Так флюид будет считаться нелетучей (черной) нефтью, если диапазон (p, T) находится достаточно далеко от точки (p_c, T_c) , а если близко, то такой флюид будет считаться летучей нефтью или газовым конденсатом, и в моделях «черной нефти» могут возникать численные неустойчивости обусловленные близостью критической точки растворов.

1. Термодинамическая модель.

Рассмотрим термодинамическую модель углеводородного раствора, так как именно в таких растворах критическая точка может оказаться в моделируемой области или рядом с ней. Пусть N –компонентный раствор с полной молярной концентрацией $\{z_i\}$ в двухфазной области расслаивается на газовую и жидкую фазы с концентрациями $\{y_i\}$, $\{x_i\}$ соответственно, тогда для молярных концентраций выполняются условия:

$$\sum_i z_i = 1, \quad \sum_i y_i = 1, \quad \sum_i x_i = 1, \quad i = 1, 2..N \quad (1)$$

где i – номер компоненты. В дальнейшем будем рассматривать двухкомпонентный, состоящий из более легкой («газовой» или летучей) компо-

ненты и более тяжелой («нефтяной» или менее летучей). Из (1.1) следует, что для такого раствора в формулах можно отказаться от индексов, обозначающих номер компонента: пусть z – полная молярная концентрация первого компонента («газового») компонента, тогда $(1-z)$ – полная молярная концентрация второго («нефтяного») компонента. Если x – молярная концентрация первого компонента («газового») компонента в жидкой фазе, тогда $(1-x)$ – полная молярная концентрация второго («нефтяного») компонента компонента в жидкой фазе и т.д.

На Рис.1 для изотермического случая схематически нарисована фазовая диаграмма «давление - состав» двухкомпонентного раствора, состоящего из «газового» и «нефтяного»

компонентов. По оси абсцисс откладываются все три молярные концентрации более легкого компонента: x, y, z . Кривая кипения $x = x_{g,O}(p)$ и кривая конденсации $y = y_{g,G}(p)$ ограничивают двухфазную область (**O+G**), причем в критической точке **C** они сходятся. Над кривой кипения раствор находится в однофазном жидком состоянии (нефть **O**). Справа и внизу от кривой конденсации раствор находится в однофазном газовом состоянии (газ **G**). В двухфазной области концентрации компонент в фазах зависят от давления и задаются кривыми $x = x_{g,O}(p)$ и $y = y_{g,G}(p)$. Здесь и далее индексы G, O обозначают фазу (газ, нефть), а индексы g, o обозначают компонент (газовый, нефтяной). Так обозначение $x_{g,O}$ означает концентрацию газового компонента в нефтяной фазе. Ясно что концентрация $y_{g,G}$ газового компонента в газовой фазе будет больше, т.е. $y_{g,G} > x_{g,O}$.

Рассмотрим флюид состава z_A при давлении p_D , на фазовой диаграмме (точка **D** на Рис.1) видно, что флюид находится в однофазном жидком (нефть) недонасыщенном состоянии (undersaturated oil), т.е. «газовый» компонент полностью растворен в жидкой фазе (отсутствует газовая фаза). При понижении давления $p < p_A$ раствор попадает в двухфазную область, в которой и нефть и газ будут насыщенными (saturated oil and saturated gas). Согласно фазовой диаграмме при давлении p_B раствор расслаивается на две фазы, в нефтяной фазе концентрация первого компонента станет x_B , а в газовой y_B .

На фазовой диаграмме (Рис.1) видно, что концентрация флюида z_A близка к концентрации критической точки, но меньше, такую нефть согласно принятой классификации называют «летучей» нефтью, если диапазон давлений задачи включает и близок давлению p_c . А если концентрация флюида z_{A1} , то этот раствор будет называться газовым конденсатом.

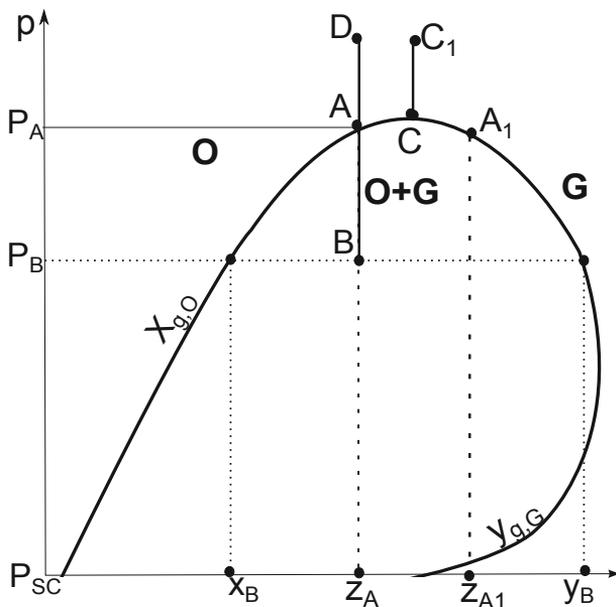


Рис. 1. Фазовая диаграмма «давление-состав».

Пусть n_O, n_G, n - молярные плотности нефтяной, газовой фазы и суммарного флюида соответственно, а S_G - насыщенность газовой фазой (доля объема, которую занимает газ), тогда S_O - насыщенность нефтяной фазой, для насыщенностей выполняется равенство: $S_O + S_G = 1$.

В некоторой области в окрестности критической точки раствора (Рис.1) физические характеристики (концентрации, плотности, вязкости, фазовые проницаемости и т.д.) жидкости должны непрерывным образом переходить в характеристики газовой фазы. А в критической точке «С» они должны быть тождественно равны:

$$n_O \equiv n_G \quad x_{g,O} \equiv y_{g,G} \quad \mu_O \equiv \mu_G$$

Но из-за больших погрешностей измерения в окрестности критической точки тождества не выполняются.

Луч CC_1 на Рис.1 условно разделяет однофазную области на нефть и газ. В реальных растворах этой границы не существует: в закритической области все характеристики жидкой фазы непрерывным образом переходят в характеристики газовой фазы. Однако, функции для газа и нефти в модели «черной нефти» разные, и обычно термодинамически не

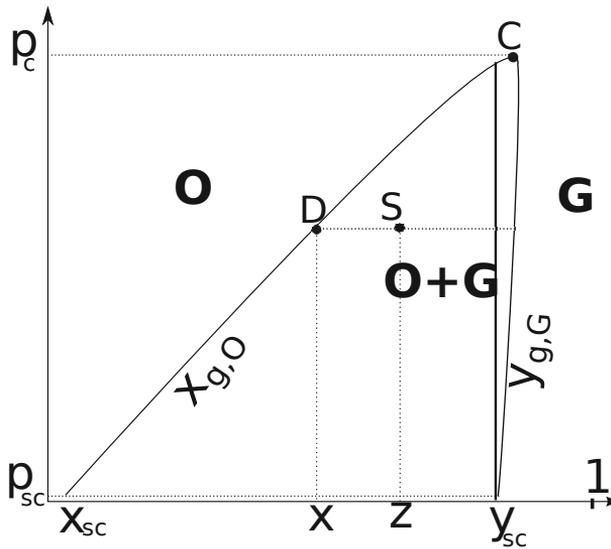


Рис. 2. Треугольная фазовая диаграмма «давление-состав».

согласованны, поэтому в алгоритме традиционно вводится линия, разделяющая область на жидкую и газовую. При пересечении этой линии на счете возникают нефизические скачки величин. Такие скачки также устраняются способом, предложенным в работе.

2. Классическая модель нелетучей или «черной нефти»

Классическая модель применима, если фазовая диаграмма «состав-давление» флюида имеет треугольный вид (Рис.2), т.е. во всем рассматриваемом диапазоне давлений состав газовой фазы практически постоянный $y_{g,G}(p) \approx y_{sc} \approx Const$, в то время как состав жидкой фазы $x_{g,O}(p) = x(p)$ меняется произвольным образом.

Обозначим концентрации в нефти и в газе при стандартных условиях (standart condition: $p = 1bar \approx 1, t = 0^{\circ}C$) соответственно x_{sc}, y_{sc} (Рис.2). Флюид состава x_{sc} считается чистым «нефтяным» псевдо-компонентом, а флюид состава y_{sc} - чистым «газовым» псевдо-компонентом. Предполагается, что все возможные концентрации в пласте представляются в виде линейной комбинации x_{sc} и y_{sc} . Рассмотрим несколько примеров. Фазовая диаграмма «метан-декан» (Рис.3а) удовлетворяет условия клас-

сической модели «черной нефти»: $y_{g,G}(p) \approx y_{sc} \approx Const$. А фазовая диаграмма «метан-гексан» (Рис.3б) нет, т.к. $y_{g,G}(p) \neq y_{sc}$.

В классической модели нелетучей или «черной» нефти [1] задаются следующие функции:

- растворимость газового компонента в нефти R_O ,
- коэффициенты (функции) объемного расширения нефти и газа B_O, B_G .

Растворимость газового компонента в нефти вычисляется следующим образом. Пусть флюид состава z при давлении p_S находится в двухфазной области и расслаивается на нефть с концентрацией x и газ с концентрацией y . Нефть с концентрацией x (точка D на Рис.2) «извлекается» на поверхность (точка X). Из нефти выделяется газ. Измеряются объемы выделившегося газа $V_{G,sc}$ и оставшейся жидкости $V_{O,sc}$ и вычисляется растворимость газа в нефти:

$$R_O = R_O(p, z) = \frac{V_{G,sc}}{V_{O,sc}},$$

Для вычисления B_O, B_G вычисляются объёмы нефти и газа соответственно при стандартных условиях и в пласте $V_{O,sc}, V_{O,D}, V_{G,sc}, V_{G,D}$ и находится их отношение:

$$B_O = B_O(p, z) = \frac{V_{O,D}}{V_{O,sc}}, \quad B_G = B_G(p, z) = \frac{V_{G,D}}{V_{G,sc}}$$

В классической модели «черной нефти» делаются явно и неявно следующие предположения:

- процесс равновесный и изотермический,
- извлеченная на поверхность нефть находится в двухфазном состоянии,
- двумя «поверхностными» псевдо-компонентами можно описать фазовое поведение многокомпонентной смеси во всем рассматриваемом диапазоне давлений [6],
- нефть - нелетучая, т.е. «нефтяной» компонент содержится только в нефтяной фазе, фазовая диаграмма имеет треугольный вид $y_{g,G}(p) \approx y_{sc} = Const$;

- отношение объемов газовой и нефтяной фазы, измеренные на поверхности при стандартных условиях, дают полную информацию о растворимости газа в нефти.

Если предположения не выполняются, то классическая модель «черной нефти» дает значительные ошибки.

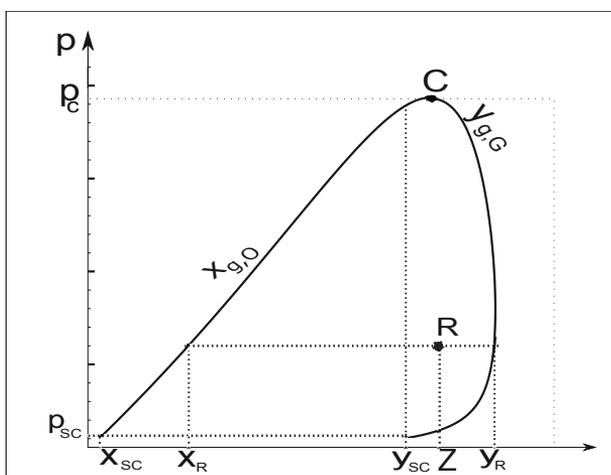
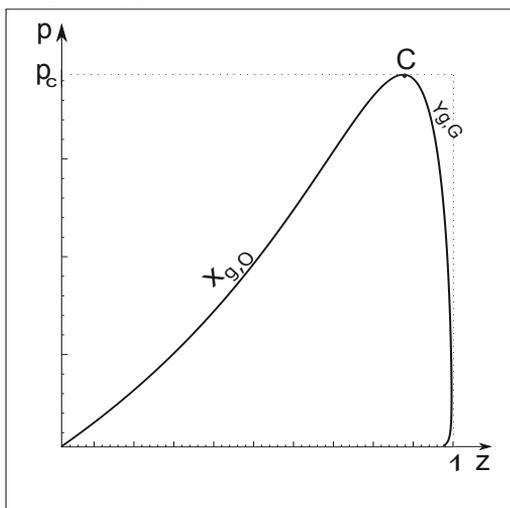


Рис.3 Фазовая диаграмма «давление-состав» при $T = 100^{\circ}C$
 а) для $C_1H_4 - C_{10}H_{22}$, б) для $C_1H_4 - C_6H_{14}$

Известно, что функция $R_O(p)$ однозначно связана с молярной концентрацией газовой компоненты (в двухфазной области) в нефти $x(p)$ следующим образом:

$$x = \frac{R_O \cdot \xi_{G,sc}}{R_O \cdot \xi_{G,sc} + \xi_{O,sc}} \quad (2)$$

где $\xi_{G,sc}, \xi_{O,sc}$ - молярные плотности газовой и нефтяной фазы соответственно, измеренные на поверхности при стандартных условиях.

Таким образом по формуле (4) устанавливается связь первого и второго способа описания фазового состояния флюида.

Введем обозначения $\alpha = \xi_{G,sc}/\xi_{O,sc}$, где α - константа для конкретной задачи. Тогда взаимно-однозначную связь функций x и R_O можно записать в виде:

$$x = 1 - \frac{1}{\alpha R_O + 1}, \quad R_O = \frac{1}{\alpha} \left(\frac{1}{1-x} - 1 \right) \quad (3)$$

Из (2.2) следует, что если $x(p) = Const$, то $R_O(p) = Const$, что если $x(p)$ в некотором диапазоне аппроксимируется линейной функцией, то $R_O(p)$ аппроксимируется гиперболической функцией и наоборот. В классической модели «черной нефти» при необходимости на счете выполняется экстраполяция функций [4-5]:

- линейная экстраполяция функции $R_O(p)$ в двухфазной области, функция может принимать только такие значения, чтобы выполнялось следующее неравенство $x_{g,O}(p) < 1$,
- гармоническая экстраполяция функций $B_O = B_O(p), B_G = B_G(p)$.

На фазовой диаграмме раствора С1-С6 видно, что для описания фазовых переходов в этом случае недостаточно знания функции $R_O(p)$, необходимо учитывать функцию растворимости «нефтяного» компонента в газе $R_G(p)$, именно эта функция вводится далее в обобщенной модели «черной нефти».

3. Обобщенная модель «черной нефти» или модель летучей нефти (volatile oil).

Пусть флюид состава z в пласте при давлении p_S находится в двухфазной области и расслаивается на нефть с концентрацией x и газ с концентрацией y . Из пласта на поверхность (стандартные условия) извлекается

нефть «по одной трубе», а по «другой трубе» извлекается газ. На Рис.4а проиллюстрировано это действие: из пласта (точка В) на поверхность извлекается нефть (точка Х), также извлекается на поверхность газ (точки D и Y соответственно). При стандартных условиях измеряются объемы, выделившегося газа и жидкости в первом и втором случае, затем вычисляются растворимости [2-3]:

- растворимость «газового» компонента в нефтяной фазе $R_S = R_S(p, z) = \left(\frac{V_{G,sc}}{V_{O,sc}} \right)_O$
- растворимость «нефтяного» компонента в газовой фазе $R_V = R_V(p, z) = \left(\frac{V_{O,sc}}{V_{G,sc}} \right)_G$

Индексы у скобок означают какой флюид извлекается на поверхность. Понятно, что для извлеченного на поверхность нефтяного флюида, величины объемов $V_{G,sc}, V_{O,sc}$ будут другие чем для извлеченного газа. Соответственно функции $R_S \cdot R_V \neq 1$.

Кроме того вычисляются коэффициенты объемного расширения нефтяной и газовой фазы:

$$B_O = B_O(p, z) = \frac{V_{O,S}}{V_{O,sc}}, \quad B_G = B_G(p, z) = \frac{V_{G,S}}{V_{G,sc}}$$

где $V_{O,S}, V_{G,S}$ - объемы нефтяной и газовой фазы при давлении $p = p_S$, а $V_{O,sc}, V_{G,sc}$ - объемы нефтяной и газовой фазы, измеренные при стандартных условиях.

На Рис.4 изображены две фазовые диаграммы «давление-состав». На первой: извлеченные нефть и газ при стандартных условиях оказываются в двухфазной области, это означает, что для них можно вычислить R_O и R_G . На второй диаграмме извлеченный газ (точка D) при стандартных условиях оказывается не в двухфазной области, а в газовой, т.е. $V_{O,sc} = 0$ и нельзя определить R_G . Для такой фазовой диаграммы обобщенная модель не работает и необходимо использовать классическую модель «черной нефти».

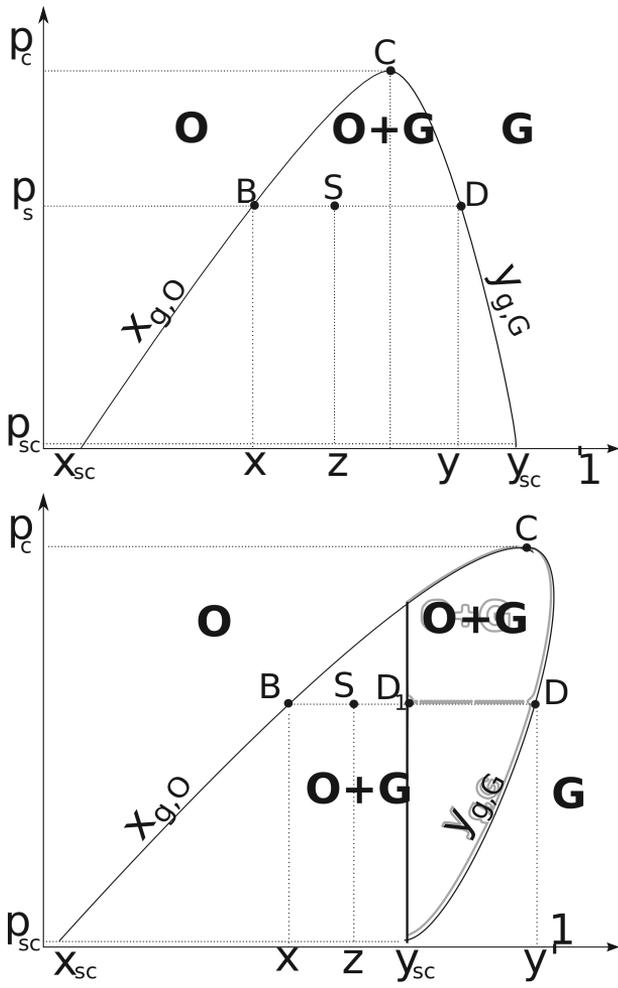


Рис.4 Фазовые диаграммы «давление-состав».

Если R_O и R_G вычислены, то по ним можно найти исходные молярные концентрации в фазах по следующим формулам:

$$x = \frac{\alpha R_O}{\alpha R_O + 1}, y = \frac{1}{R_G/\alpha + 1} \quad (4)$$

Таким образом, уравнения (3.1) устанавливают связь между молярными концентрациями газового компонента в нефти x и в газе y и растворимостями R_O и R_G .

В обобщенной модели рассматриваются и растворимость «газового» компонента в нефти и растворимость «нефтяного» компонента в газе.

Казалось бы такая модель более точная чем классическая модель «черной нефти». Но иногда эта модель дает более значительные ошибки, к тому же она в некоторых областях становится численно неустойчивой. Исследуем эти области.

Молярные плотности фаз выражаются через R_O и R_G следующим образом:

$$\xi_O = \frac{\xi_{O,SC}}{B_O}(\alpha R_O + 1), \quad \xi_G = \frac{\xi_{G,SC}}{B_G}(R_G/\alpha + 1)$$

Количество молей нефтяной N_o и газовой N_g компоненты в нефти и газе выражаются через фазовые насыщенности S_O и $S_G = 1 - S_O$:

$$N_o = \frac{\xi_{O,SC}}{B_O}S_O + R_G \frac{\xi_{G,SC}}{\alpha B_G}S_G, \quad N_g = \alpha R_O \frac{\xi_{O,SC}}{B_O}S_O + \frac{\xi_{G,SC}}{B_G}S_G$$

разрешая которые относительно фазовых насыщенностей, получаем:

$$S_O = \frac{B_O}{\xi_{O,SC}} \frac{(N_o - N_g R_G/\alpha)}{(1 - R_O R_G)}, \quad S_G = \frac{B_G}{\xi_{G,SC}} \frac{(N_g - \alpha N_o R_O)}{(1 - R_O R_G)} \quad (5)$$

В формулах (3.2) содержится деление на $(1 - R_O R_G)$, если $R_O R_G = 1$ и все функции термодинамически согласованы, то одновременно обращаются в «0» и знаменатель и числитель:

$$N_o - N_g R_G/\alpha = 0, \quad N_g - \alpha N_o R_O = 0$$

Возникает неопределенность типа «0/0». Теоретически такая ситуация наблюдается в критической точке раствора и означает выход из двухфазного состояния. В алгоритме такая точка считается однофазным состоянием, например, жидким $S_O = 1$, $S_G = 0$ и тем самым неопределенность не исчезает.

Отметим, что в двухфазном состоянии всегда $R_O R_G < 1$ и $S_O, S_G > 0$. Действительно, в двухфазной области из (2.3) следует:

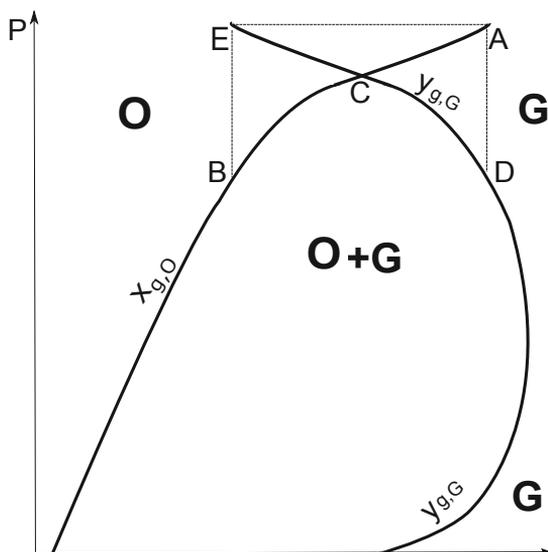
$$R_O \cdot R_G = \frac{x}{1-x} \cdot \frac{1-y}{y} = \frac{x}{y} \cdot \frac{1-y}{1-x} < 1$$

Это строгое неравенство выполняется, т.к. газового (более легкого) компонента в газе больше чем в нефти: $x < y$, а нефтяного компонента в нефти больше чем в газе

$(1-x) > (1-y)$. И только в критической точке выполняется равенство компонент в фазах и $R_O \cdot R_G = 1$.

Так как экспериментальные данные имеют всегда некоторую ошибку измерений, то возможны ситуации, когда: $R_O R_G > 1$.

Покажем, что физический смысл для углеводородных растворов имеют только значения, когда выполняется условие $R_O R_G \leq 1$. Построим фазовую диаграмму для случаев $R_O R_G \leq 1$ и $R_O R_G > 1$, пересчитав R_O, R_G в кривую кипения $x_{g,O}(p)$ и кривую конденсации $y_{g,G}(p)$.



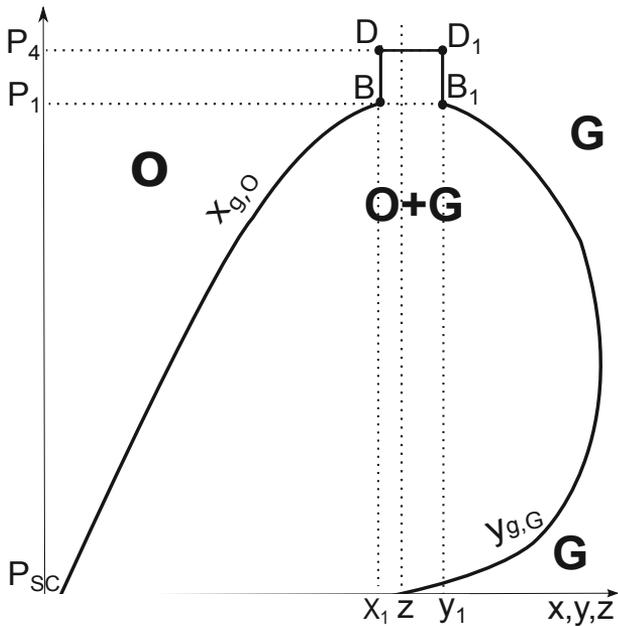


Рис.5-6 Фазовые диаграммы.

Получившийся график схематически изображен на Рис.5. Точка С может восприниматься как точка эвтектики, однако она таковой не является. Действительно луч CE - это продолжение кривой конденсации $y_{g,G}(p)$, т.е пространство под ним это двухфазное состояние. С другой стороны это же пространство находится над кривой кипения $x_{g,O}(p)$ и это означает, что это однофазное жидкое состояние. Таким образом возникает противоречие. Кроме того, по фазовой диаграмме на Рис.5 следует что при давлении p_E концентрация легкого компонента в газовой фазе ниже чем в нефтяной фазе. И все эти несоответствия возникают из-за больших ошибок в измерениях.

Ситуация $R_O R_G > 1$ не возможна в равновесном случае и не имеют физического смысла. Такие данные необходимо удалять и формировать область для сшивки всех функции, описывающих в моделях «черной нефти» разделять газовую и жидкую фазы: плотности ξ_O, ξ_G , насыщенности фаз S_O, S_G , вязкости μ_O, μ_G , относительные проницаемости k_O, k_G .

Рассмотрим один из возможных случаев сшивки всех функции. Предположим, что при p_1 выполняется $R_O R_G < 1$, а при давлении p_2 наблюдается уже неравенство $R_O R_G > 1$, которое противоречит физическому смыслу. Это значит, что функции R_O, R_G надо обрезать для давлений $p > p_1$. Будем считать условие $R_O R_G < 1$ главным определяющим на-

личие двух фаз. Пересчитаем R_O, R_G в плотности x_O, y_G по формулам (3.1). Вычислим значение величины $\Delta = y_G - x_O$. В диапазоне давлений $[p_1, p_{max}]$ на фазовой диаграмме сформируем Δ -канал (см. Рис.6). Давление p_{max} введем позже так, чтобы согласованными оказались все функции. В диапазоне давлений $[p_1, p_{max}]$ концентрации в жидкости и газе постоянны $x_O \equiv x_O(p_1), y_G \equiv y_G(p_1)$, а это значит, что функции R_O, R_G тоже постоянны $R_O = R_O(p_1), R_G = R_G(p_1)$.

Согласуем плотности фаз. Предположим, что при p_3 молярная плотность жидкой фазы больше или равна газовой $\xi_O \geq \xi_G$, а при p_4 выполняется неравенство $\xi_O < \xi_G$ (противоречит физическому смыслу), тогда:

- если моделируется летучая нефть, то при выходе из 2-х фазной области, флюид будет в жидком состоянии, т.е. для $p > p_3$ плотность будет $\xi = \xi_O(p)$, если еще существует две фазы, то полагаем $\xi_O \equiv \xi_G$;
- если моделируется газовый конденсат, то при выходе из 2-х фазной области, флюид будет в газовом состоянии, т.е. для $p > p_3$ плотность газа $\xi = \xi_G(p)$, если еще существует две фазы, то полагаем $\xi_O \equiv \xi_G$.

Также согласуем вязкости фаз. Предположим, что при p_5 для вязкостей жидкой фазы и газовой выполняется $\mu_O \geq \mu_G$, а при p_6 выполняется неравенство $\mu_O < \mu_G$ (противоречит физическому смыслу), тогда:

- если моделируется летучая нефть $\mu_O = \mu_O(p)$, если еще существует две фазы, полагаем $\mu_O \equiv \mu_G$;
- если моделируется газовый конденсат, то для $p > p_5$ плотность газа $\mu_G = \mu_G(p)$, если еще существует две фазы, полагаем $\mu_O \equiv \mu_G$.

Выберем максимальное давление p_{max} из давлений p_1, p_3, p_5 . Если $p_{max} = p_1$, то Δ -канал имеет нулевую длину.

При выходе из Δ -канала насыщенности фаз S_G, S_O и относительные фазовые проницаемости k_G, k_O равны:

- $S_O = 1, k_O = 1, S_G = 0, k_G = 0$, если моделируется летучая нефть ;
- $S_G = 1, k_G = 1, S_O = 0, k_O = 0$, если моделируется газовый конденсат.

Выводы.

В модели «черной нефти» данные часто рассогласованны и содержат значительные ошибки, поэтому на счете могут возникать нефизические скачки функций и численные неустойчивости. В работе предлагается физический подход для расчетов около-критического состояния (near-critical fluid): удаление нефизических данных и создание некоторой области, в которой сшиваются все функции модели (плотности, вязкость, концентрации, относительные проницаемости).

Литература

Список литературы

- [1] Азиз Х., Сеттари Э., *Математическое моделирование пластовых систем*, Институт компьютерных исследований, Москва-Ижевск, 2004, 416 стр.
- [2] John A. Trangenstein, John B. Bell, *Mathematical Structure of the Black-Oil Model for Petroleum Reservoir Simulation*, SIAM Journal on Applied Mathematics, Vol.49, No. 3(Jun., 1989), pp. 749-783
- [3] Chen Z., Huan G., Ma Y., *Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media*, Southern Methodist University Dallas, Texas, SIAM, 2006.
- [4] McCain W.D., Spivey J.P., *Extrapolation of Laboratory Measured Black Oil and Solution Gas Properties for Variable-point Simulation*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October 1999, Houston, Texas.
- [5] Bobach T., Farin G., Hansford D., Umlauf G., *Natural neighbor extrapolation using ghost points*, Computer Aided Design, 41(2009), pp. 350-365.
- [6] C.F. Leibovici, E.H. Stenby, K. Knudsen, *A Consistent Procedure for Pseudo-Component Delumping*, Fluid Phase Equilibr., 117 (1997), pp. 225-232 8.

**Numerical simulation of the general black oil model near the
critical point of solution
Koldoba E.V.**

For numerical simulation of phase transition in multicomponent solutions it is often used general Black oil model. In the study of the numerical instabilities of the model it has been discovered that they can arise from the mismatch thermodynamic functions near the critical point of solutions, which is known to be physically unstable by nature. All measured values because of fluctuations occurring in this region have significant measurement errors, leading to significant misalignment of model parameters and, respectively, to the numerical instabilities. We propose a physical approach to simulation such problems. It is explained some of the reasons for inaccurate of Black oil models .