



ИПМ им.М.В.Келдыша РАН • Электронная библиотека

Препринты ИПМ • Препринт № 61 за 2017 г.



ISSN 2071-2898 (Print)
ISSN 2071-2901 (Online)

Попов С.Б.

Композиционное
профилирование по глубине
в газо-нефтяных
месторождениях

Рекомендуемая форма библиографической ссылки: Попов С.Б. Композиционное профилирование по глубине в газо-нефтяных месторождениях // Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша. 2017. № 61. 30 с. doi:[10.20948/prepr-2017-61](https://doi.org/10.20948/prepr-2017-61)
URL: <http://library.keldysh.ru/preprint.asp?id=2017-61>

Ордена Ленина
ИНСТИТУТ ПРИКЛАДНОЙ МАТЕМАТИКИ
имени М.В.Келдыша
Российской академии наук

С.Б. Попов

**Композиционное профилирование
по глубине
в газо-нефтяных месторождениях**

Москва — 2017

Попов С.Б.

Композиционное профилирование по глубине в газо-нефтяных месторождениях

В работе описаны задачи композиционного профилирования по глубине (КП) в газо-нефтяных месторождениях в связи с созданием PVT моделей подземных флюидов, необходимых для последующих гидродинамических расчетов. Описаны применяемые при этом модели и алгоритмы, включая поиск газо-нефтяного контакта разного типа (насыщенный и ненасыщенный) в изотермическом приближении. Даны примеры численных расчетов. Рассмотрена операция объединения компонент в группу и показаны ее недостатки при КП. Тем самым показана целесообразность операции, обратной к объединению, — операции расщепления компонент-фракций на подфракции.

Ключевые слова: композиционное профилирование, PVT модели флюидов, разработка газо-нефтяных месторождений, газо-нефтяной контакт, объединение компонент в группу, расщепление компонент.

Sergey Borisovich Popov

Compositional grading with a depth in gas-oil reservoirs

This work deals with some problems of the compositional grading with a depth (CG) connecting to the construction of PVT fluid models for the gas-oil reservoirs simulation. There are given the problem formulation and algorithms for the CG including searching for the gas-oil contact (saturated and undersaturated) in isothermal approach. Some examples of the numerical calculations are presented. Some weaknesses of component grouping operation are demonstrated as well as the reasonability of component - fraction splitting to subfractions is shown for CG problem.

Key words: Compositional grading, PVT fluid models, gas-oil reservoirs, gas-oil contact, component grouping, fraction splitting.

Введение

Для проведения гидродинамических расчетов подземных месторождений углеводородов в процессе их разведки и разработки, необходимо иметь PVT модели смесей подземных флюидов. Такие модели создаются, как правило, с помощью самостоятельных PVT симуляторов на основе образцов пластовых флюидов, взятых на определенной глубине (или на нескольких глубинах). Наиболее популярными являются такие зарубежные PVT симуляторы, как PVTi (SIS, Schlumberger), PVTx (ROXAR), DESKTOP-PVT (Landmark, Halliburton), PVTsim (Calsep International Consultants). Наиболее продвинутой по функциональности является PVTsim, при этом наиболее широко используется PVTi. Практически единственным российским PVT симулятором является «Сфера.PVT-модуль» (НЦ РИТ "Дельта"), одним из разработчиков которого является автор настоящей работы. Этот симулятор удовлетворяет требованиям ГОСТ Р "Освоение газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений". В декабре 2016 г. ПК «Сфера.PVT-модуль» включен в Реестр Минкомсвязи РФ (единый реестр российских программ и баз данных): <https://reestr.minsvyaz.ru/reestr/97407/>

Имеющиеся образцы пластовых смесей подвергаются разнообразным лабораторным исследованиям, дающим некий объем экспериментальных данных по свойствам рассматриваемых углеводородных смесей. Заметим, что природные флюиды являются смесью очень многих различных веществ (сотен и даже тысяч), причем не только углеводородных (например, часто содержатся CO_2 , N_2 , H_2S и др., так что общепринятый термин «углеводородные смеси» не совсем точен). Процесс создания PVT модели флюида начинается с выделения в рассматриваемых образцах фиксированного числа компонент (N_c) - углеводородных и неуглеводородных, и определения молярных концентраций этих компонент (композиционного состава). Углеводородные компоненты с большим молекулярным весом при этом объединяют в группы, рассматриваемые единым образом, как компоненты-фракции (псевдокомпоненты). Общее число компонент, N_c , стремятся взять не слишком большим (порядка 10 – 20), чтобы ускорить расчеты.

Моделирование основных лабораторных экспериментов над многокомпонентными композиционными смесями (расчет PVT свойств смесей) основывается на кубических уравнениях состояния (EOS) различных типов [1-5] (см. Приложение.1). Наиболее употребительными являются уравнения Пенга-Робинсона и Соаве-Редлиха-Квонга. При этом для каждой компоненты смеси i ($i = 1, \dots, N_c$) требуется определить набор параметров (индивидуальный для каждой компоненты):

$$M_w, T_c, P_c, V_c, \omega, \Omega_a^0, \Omega_b^0, s, P_a,$$

где

M_w – молекулярный вес компоненты,

T_c, P_c, V_c – критические температура, давление и объем,

ω – ацентрический фактор,

Ω_a^0, Ω_b^0 – коэффициенты, зависящие от типа EOS (обычно, это фиксированные константы, но могут корректироваться в процессе регрессионной настройки на лабораторные данные),

s - Шифт - параметр - используется для коррекции молярного объема (см. Приложение. 2),

P_a - Парахор – используется для расчета коэффициента поверхностного натяжения между газовой и нефтяной фазами в двухфазной области.

Кроме того, следует определить коэффициенты бинарных взаимодействий компонент,

$$K_{ij}, i = 1, \dots, N_c, j = 1, \dots, N_c.$$

Заметим, что для «чистых» веществ типа углекислого газа, метана и т.д., указанные параметры находятся из справочных данных [6, 7]. Для псевдокомпонент-фракций параметры находятся, используя различные корреляции (см. Приложение.3).

Найденные указанным способом параметры псевдокомпонент-фракций смеси носят приближенный характер и обычно нуждаются в уточнении, т.к. результаты расчетных (по кубическим EOS) и экспериментальных данных для рассматриваемой смеси, как правило, сильно отличаются. Сближение расчетных и лабораторных данных проводится путем коррекции параметров псевдокомпонент в итерационном процессе минимизации целевой функции. В качестве целевой функции, как правило, берут сумму квадратов отклонений расчетных и лабораторных данных с весами, т.е. используется метод наименьших квадратов. Данный процесс называется **регрессией**. При этом первоначальные параметры псевдокомпонент, найденные через корреляции, используются как начальное приближение.

Если есть образцы флюидов, взятых с разных глубин, имеет смысл рассматривать их в рамках единой согласованной модели смесей (согласование параметров модели проводится путем соответствующей регрессии), - такая возможность есть, например, в симуляторе PVTsim.

Известно, что композиционный состав и пластовое давление подземной углеводородной смеси в естественных условиях меняется с глубиной [1- 3].

В связи с этим возникает задача композиционного профилирования по глубине (CG – compositional grading в зарубежной терминологии), - задача расчета изменения композиционного состава и пластового давления по вертикальной оси глубин с учетом основных факторов.

Важность задачи композиционного профилирования по глубине обусловлена, в частности, тем, что для гидродинамических расчетов подземных резервуаров (на соответствующих гидродинамических симуляторах) требуется иметь начальное состояние флюидов в этих резервуарах, в качестве которого, обычно, рассматривают стационарное состояние.

В работе рассмотрена задача расчета изменения композиционного состава с глубиной в условиях гравитационно-термодинамического равновесия в изотермическом приближении.

Приведены примеры расчетов газо-нефтяных контактов (ГНК) разных типов и расчета характерных параметров флюидов как функций глубины.

Показаны недостатки широко применяемой операции группирования (объединения) компонент в одну псевдокомпоненту-фракцию на качество CG. Одновременно рассмотрено влияние обратной операции – расщепления фракции на подфракции, показана ее целесообразность при CG.

Все расчеты выполнены на самостоятельном ПО автора, написанном на языке Фортран.

1. Профилирование композиционного состава по глубине

Изменение композиционного состава и пластового давления подземной углеводородной смеси по глубине в естественных условиях обусловлено многими факторами [8]:

- гравитация,
- градиент температуры по вертикали,
- капиллярные межфазные (газ-нефть) силы,
- конвекция,
- химические реакции,
- неоднородности по латерали,
- наличие асфальтенов в смеси и др.

Теоретически наиболее проработан вопрос учета гравитации в приближении изотермии. Гиббс первым [9] вывел соотношения для изменения композиционного состава под действием гравитации в изотермической системе. Он показал, что в условиях равновесия в гравитационном поле многофазной многокомпонентной изотермической системы все химические потенциалы компонент, μ_i , постоянны, т.е. не зависят от глубины h :

$$\frac{d\mu_i}{dh} = M_i g, \quad i = 1, \dots, Nc; \quad (1)$$

где

M_i - молекулярный вес компоненты, g – гравитационная постоянная.

Химический потенциал компонента выражается через летучесть компонента f_i :

$$\mu_i = \mu_i^* + RT \ln f_i, \quad (2)$$

где $\mu_i^* = \mu_i^*(T)$ - химический потенциал i -го чистого компонента при атмосферном давлении, R – газовая постоянная.

Из (1), (2) следует, что летучести компонент в гравитационном поле в условиях равновесия удовлетворяют уравнению (h_0 - «базовая» глубина):

$$f_i(h) = f_i(h_0) \cdot \exp\left(gM_i \frac{h - h_0}{RT}\right) \quad (3)$$

Подчеркнем, что уравнения (1) - (3) имеют место только при выполнении термического, гравитационного (и диффузионного) равновесий. Любые из этих условий могут быть нарушены в конкретном резервуаре.

В реальности имеется температурный градиент (различный в разных местах, но в среднем равный $2.6^\circ C$ на 100 м по глубине), указывающий на отсутствие глобального термодинамического равновесия, однако, при этом допускаются установившиеся решения, в которых поток массы равен нулю (т.е. гидростатическое равновесие), но поток энергии не равен нулю. Заметим, что до сих пор отсутствует общепризнанное мнение, как обрабатывать указанные температурные градиенты. В PVTi температурные градиенты при расчете композиционного профиля по глубине (ZMFVD) не учитываются. В PVTsim реализован учет температурные градиентов на основе модели Хааса, являющейся, по-видимому, в настоящее время наиболее признанной [10]. В этой модели $d\mu_i/dh$ строится так, чтобы покомпонентные термодиффузионные силы:

$$F_i = g - \frac{1}{M_i} \frac{d\mu_i}{dh}$$

обеспечивали нулевой поток массы (и, соответственно, гидростатическое равновесие по вертикали). Отсюда можно получить:

$$\left(\frac{d\mu_i}{dh}\right)_T = M_i g - M_i F_i,$$

$$F_i = \left(\frac{H}{M} - \frac{H_i}{M_i} \right) \frac{1}{T} \frac{dT}{dh}, \quad \sum_{i=1}^{Nc} Z_i M_i F_i = 0,$$

где

H_i - энтальпия компонент, $H = \sum_{i=1}^{Nc} Z_i H_i$ - средняя энтальпия смеси,

$M = \sum_{i=1}^{Nc} Z_i M_i$ - средний молекулярный вес смеси.

В работе [8] рассматривается композиционное профилирование (CG – compositional grading в зарубежной терминологии) с учетом температурного градиента по методу Хааса, содержатся следующие выводы:

- в большинстве месторождений градиент концентраций, вычисленный по изотермической модели, больше, чем в неизотермической;
- в ряде месторождений изотермическая модель дает удовлетворительные результаты при описании состояния пластового флюида;
- неизотермическая модель предсказывает CG ближе к измеренному, чем изотермическая, которая его преувеличивает;
- существуют редкие месторождения с CG, превосходящим CG, вычисленный по изотермической модели (в них нестандартный температурный градиент, который прибавляется к гравитационному вместо вычитания).

В работе [11] отмечается, что включение термодиффузии в CG может привести к нефизичным решениям уравнений, отвечающих нулевому потоку массы. Это связано с возникающей конвекцией и механической неустойчивостью, если число Релея превышает 40. При развитии механической неустойчивости одномерные уравнения нулевого массопереноса использовать больше нельзя, и требуется использовать уравнения большей размерности для гравитационно-термической задачи, включающей конвекцию. В [2] рассмотрена термоконвекция в 2D модели.

Что касается капиллярных межфазных сил, то обычно предполагается, что капиллярное давление мало влияет на PVT свойства и вертикальное равновесие для типичных смесей. Однако в случае малых поровых радиусов (порядка микрона) возможно сильное капиллярное межфазное давление [12] и ощутимые капиллярные эффекты. В пренебрежении капиллярными силами получается (в теории) резкое изменение свойств на ГНК (sharp GOC).

Основные характеристики гидростатического начального состояния подземных месторождений, необходимые для гидродинамических расчетов, включают в себя сведения о глубине и типе газо-нефтяного контакта (ГНК), глубине водо-нефтяного контакта (ВНК), а также зависимости от глубины композиционного состава и давления подземной смеси выше и ниже ГНК (задаваемые, как правило, в табличном виде).

По типу ГНК подразделяют на:

- насыщенный (saturated GOC), - когда давление пластовой УВ смеси на ГНК совпадает с давлением насыщения,
- и ненасыщенный (undersaturated GOC), - когда давление смеси на ГНК больше давления насыщения.

Если пренебречь капиллярными газо-нефтяными силами, то выше насыщенного ГНК будет однофазная газовая область (газовая шапка), а ниже ГНК (но выше ВНК) – однофазная жидкая область (нефть). На глубине насыщенного ГНК будет (в теории) резкий переход от газовой фазы к нефтяной. При наличии газо-нефтяных капиллярных сил переход от газа к нефти будет непрерывным, - в районе ГНК будет переходная двухфазная зона от газа к нефти.

Ненасыщенный ГНК отвечает линии раздела между газоконденсатной смесью и легкой нефтью. Здесь происходит непрерывный переход от газовой области (выше ГНК) к нефтяной в условиях, когда свойства газа и нефти близки (пластовые давление и температура при этом близки к критическим на фазовой РТ диаграмме).

Ниже рассмотрена задача расчета изменения композиционного состава с глубиной с учетом гравитации в изотермическом приближении.

2. Профилирование состава в изотермической системе

Рассмотрим композиционное профилирование по глубине в изотермическом приближении, при котором справедливо соотношение (3). Заметим, что из (3) следует классическое уравнение гидростатики для давления фазы α :

$$\frac{\partial p_{\alpha}}{\partial h} = g\rho_{\alpha} \quad (4)$$

Однако, уравнений (4) недостаточно (если рассматривать только их) для обеспечения и гравитационного и термодинамического равновесия, - надо, чтобы составы и давления фаз рассчитывались единообразно как функции глубины, согласно (3). Так следовало бы делать при расчете начального равновесия, одновременно вычисляя давление и фазовый состав, как функции глубины внутри гидродинамического симулятора. Однако, как правило, расчет фазового состава как функции глубины, производится посредством самостоятельного PVT-симулятора и предоставляется в гидродинамический симулятор в виде таблиц.

Peneloux *et al.* [13] показали, что при расчете композиционного градиента должна учитываться шифт - коррекция молярного объема (см. Приложение.2), т.к. объемный сдвиг меняет летучести компонент:

$$(f_{\alpha,i})_{\text{modif}} = (f_{\alpha,i})_{\text{orig}} \exp(-c_i P/(RT)).$$

Пусть на базовой глубине h_{ref} даны давление, $P(h_{ref})$, молярный компонентный состав, $\mathbf{Z}(h_{ref}) = (Z_1, \dots, Z_{Nc})$ и указан тип фазы, α (жидкая, $\alpha = L$, либо газовая, $\alpha = G$). По формулам (см. Приложение.1), находим летучести компонент, отвечающие этим значениям, $(f_{\alpha,i}(h_{ref}))_{\text{orig}}$. После чего модифицируем их согласно шифт-параметрам:

$$(f_{\alpha,i}(h_{ref}))_{\text{modif}} = (f_{\alpha,i}(h_{ref}))_{\text{orig}} \exp\left(-c_i \frac{P(h_{ref})}{RT}\right),$$

Далее, полагаем, что соотношения гравитационно-химического равновесия применяются к модифицированным летучестям:

$$(f_{\alpha,i}(h))_{\text{modif}} = (f_{\alpha,i}(h_{ref}))_{\text{modif}} \exp\left(M_i g \frac{h - h_{ref}}{RT}\right),$$

следовательно,

$$(f_{\alpha,i}(h))_{\text{orig}} = (f_{\alpha,i}(h_{ref}))_{\text{orig}} \exp\left(M_i g \frac{h - h_{ref}}{RT} - c_i \frac{P(h_{ref}) - P(h)}{RT}\right) \quad (5)$$

- удобнее рассматривать оригинальные летучести (отвечающие двухпараметрическим EOS), т.к. формулы для летучестей и расчет фазового равновесия (т.е. флэш-расчет, - см. Приложение.4) отвечают именно таким летучестям.

После вычисления по формулам (5) летучестей компонент рассматриваемой фазы α на произвольной глубине h , можно определить молярный состав, $\mathbf{Z} = (Z_1, \dots, Z_{Nc})$ и давление, $P(h)$ на этой глубине (алгоритм вычислений описан в следующем параграфе), - при условии, что в промежутке глубин между h_{ref} и h не произошла смена фазы.

Смена фазы связана с наличием газо-нефтяного контакта. Поэтому требуется выяснить вопрос наличия ГНК на рассматриваемом промежутке глубин, и при его наличии определить тип и глубину. В параграфе 4 описан алгоритм вычисления глубины ГНК разных типов. Затем приведены примеры численных расчетов.

3. Расчет композиционного состава и давления через летучести

Как отмечалось выше, изменение летучести по глубине в предположении гравитационно-термодинамического равновесия, описывается формулами (5). В связи с этим рассмотрим задачу вычисления молярного состава, $\mathbf{Z} = (Z_1, \dots, Z_{Nc})$ и давления, P , по известным летучестям компонент фазы α , $(f_{\alpha,i}(h))_{orig}$. Здесь всего $Nc+1$ неизвестная, определяемая из следующей системы уравнений:

$$f_{\alpha,i}(P, T, \mathbf{Z}) = (f_{\alpha,i}(h))_{orig}, \quad i = 1, \dots, Nc$$

$$\sum_{i=1}^N Z_i = 1$$

Опишем итерационный метод решения этой системы. Для краткости опустим индекс α и будем полагать $h_0 = h_{ref}$. Обозначим:

$$\Phi_i(P, T, \mathbf{Z}) = \ln[f_i(P, T, \mathbf{Z}) / (PZ_i)].$$

Имеем соотношение:

$$\frac{P(h)Z_i(h)}{P(h_0)Z_i(h_0)} = \exp[\Phi_i(h_0) - \Phi_i(h)] \frac{(f_i(h))_{orig}}{(f_i(h_0))_{orig}} = \exp[\Phi_i(h_0) - \Phi_i(h) + \Psi_i(h, P(h), T)],$$

где

$$\Psi_i(h, P(h), T) = gM_i \frac{h - h_0}{RT} - s_i \Omega_{bi} \frac{T_{ci}}{TP_{ci}} (P(h_0) - P(h)),$$

$$s_i = c_i / (\Omega_{bi}^0 \cdot RT_{ci} / P_{ci}), \quad \text{- безразмерный шифт-параметр.}$$

Организуем следующий итерационный процесс последовательных приближений (m – номер итерации):

$$\frac{P^{m+1}(h)}{P(h_0)} = \sum_i \{Z_i(h_0) \cdot \exp[\Phi_i(h_0) - \Phi_i^m(h) + \Psi_i(h, P^m(h), T)]\},$$

$$Z_i^{m+1}(h) = \frac{P(h_0)}{P^{m+1}(h)} Z_i(h_0) \cdot \exp[\Phi_i(h_0) - \Phi_i^m(h) + \Psi_i(h, P^{m+1}(h), T)],$$

где

$$\Phi_i^m(h) = \Phi_i(P^m(h), T, \mathbf{Z}^m(h))$$

В качестве начального приближения, \mathbf{Z}^0, P^0 , берем заданные пластовые значения на базовой глубине h_0 .

4. Определение типа и глубины газо-нефтяного контакта (ГНК)

Смена фазы на определенной глубине, очевидно, связана с наличием на этой глубине газо-нефтяного контакта (ГНК). Очевидно, в случае однофазного газового состояния на базовой глубине, ГНК должен находиться ниже базовой глубины, а в случае однофазного жидкого состояния – выше базовой глубины.

Таким образом, определение изменения состава по глубине ниже базовой для газового базового состояния и выше базовой для жидкого базового состояния требует выяснения вопроса о наличии ГНК на рассматриваемом интервале глубин и об определении глубины ГНК, если он имеется. При этом также надо определять тип ГНК: насыщенный или ненасыщенный.

В большинстве случаев концентрация тяжелых фракций уменьшается при уменьшении глубины и, в результате, при этом уменьшается критическая температура флюида ($T_{кр}$). Если пластовая температура ($T = T_{пл}$) достигает $T_{кр}$ (причем $T_{кр}$ и $T_{пл}$ имеют свои градиенты по глубине, и эти температуры могут пересечься в некой точке), то в этой точке будет газо-нефтяной контакт (т.к. жидкая фаза определяется условием $T < T_{кр}$, тогда как газовая фаза будет при $T > T_{кр}$). Если в этой точке пластовое давление больше, чем давление насыщения флюидов, то смесь будет ненасыщенная (undersaturated). Следовательно, так называемый ненасыщенный ГНК имеется там, где разница между пластовым давлением и давлением насыщения минимальна по вертикальной оси глубин. Другая особенность ненасыщенного ГНК состоит в том, что в критической точке свойства газа и жидкости совпадают. Последнее эквивалентно обращению в нуль $\sum \ln(K_i)^2 = 0$ (вычисленной при $P = P_{sat}$).

Замечание.

В процессе поиска ГНК часто требуется определять состояние УВ смеси с меняющимися по глубине параметрами (P, T, \mathbf{Z}), где \mathbf{Z} - полный состав смеси. Для определения количества фаз смеси достаточно провести анализ фазовой стабильности, используя тест стабильности Михельсена [14] (см. Приложение.б). Этот тест считается быстрым и надежным. Если смесь стабильна по Михельсену (т.е. однофазное состояние устойчиво), то смесь однофазна, а если нестабильна – то двухфазна.

Более информативно (но и более трудозатратно) определение состояния смеси путем вычисления давления насыщения, $P_{sat} = P_{sat}(T, \mathbf{Z})$, и типа давления насыщения: $P_{sat} = P_{bub}$ – давление кипения, либо $P_{sat} = P_{dew}$ – давление конденсации, - см. Приложение.б. В случае, когда $P < P_{sat}$, состояние смеси двухфазное. В случае, когда $P > P_{bub}$ – состояние будет однофазное жидкое, а когда $P > P_{dew}$ ретроградное, - однофазное газовое.

Итак, пусть имеется интервал глубин (h_0, h_1) , на котором ищется ГНК.

Для определенности рассмотрим случай задания на базовой глубине h_{ref} однофазного газового состояния, т.е $\alpha = G$.

Тогда $h_0 = h_{ref} < h_1$, $P(h_0) > P_{sat}(T, \mathbf{Z} = \mathbf{X}_G) = P_{dew}$

- пластовое давление на базовой глубине превышает давление насыщения, причем давление насыщения имеет тип давления ретроградной конденсации (dew – point). Это следует из вышеуказанного предположения, что состояние смеси на базовой глубине однофазное газовое.

Вычисляем летучести компонент по формулам (5) на другом конце рассматриваемого интервала глубин, $h = h_1$. Затем по найденным значениям летучестей, вычисляем давление и компонентный состав смеси, (P, \mathbf{Z}) , при $h = h_1$ по алгоритму, описанному в предыдущем пункте (при этом все вычисления делаются без учета возможного наличия ГНК и связанной с ним сменой фаз).

Делаем проверку на однофазность смеси (P, T, \mathbf{Z}) при $h = h_1$, определяя давление насыщения, $P_{sat} = P_{sat}(T, \mathbf{Z})$, и тип давления насыщения.

Могут быть следующие 3 ситуации.

1. Если на обоих концах рассматриваемого интервала (h_0, h_1) одинаковое однофазное состояние ($P > P_{dew}$ при $h = h_1$, - как и при $h = h_0$), то на рассматриваемом интервале глубин ГНК отсутствует.

2. Если состояние смеси при $h = h_1$ однофазное ($P > P_{sat}$), но изменился тип насыщенности ($P_{sat}(h = h_1) = P_{bub}$, тогда как $P_{sat}(h = h_0) = P_{dew}$), то ищем ненасыщенный ГНК. Для этого следует решить уравнение:

$$Sum(h) = 0, \text{ где } Sum = \sum \ln(K_i)^2, \text{ вычисленное при } P = P_{sat}(h).$$

Здесь можно использовать итерационный метод секущих.

3. Если состояние смеси при $h = h_1$ двухфазное ($\Delta P(h = h_1) < 0$, где $\Delta P = P - P_{sat}$), то ищем насыщенный ГНК. Для этого следует решить уравнение: $\Delta P(h) = 0$. При этом можно использовать итерационный метод деления пополам отрезка (h_0, h_1) .

Аналогично рассматривается случай задания на базовой глубине h_{ref} однофазного жидкого состояния, $\alpha = L$.

После определения глубины ГНК ($h = h_{goc}$), пересчитываем поведение смеси после пересечения линии глубины ГНК, с учетом происходящей при этом смены фазы (выше ГНК – газовая, а ниже – нефтяная). Используя тот факт, что в точке ГНК состояние смеси двухфазно, путем флэш-расчета можно определить компонентный состав другой фазы. Пусть, для определенности, мы двигаемся сверху вниз по глубине, - тогда первая фаза будет газовая, а «другая»

- жидкая. Далее, зная состав и давление на ГНК, снова используем формулы (5) для расчета летучестей по глубине, но для жидкой фазы, беря в качестве базовых давление и компонентный состав на ГНК. После определения летучестей компонент жидкой фазы, вычисляем давления и состав этой фазы как функцию глубины.

5. Пример расчетов насыщенного ГНК

В качестве примера насыщенного ГНК рассмотрим поведение модельной смеси из 17 компонент (ниже будем называть ее «смесь 1»):

CO₂, N₂, C₁, C₂, C₃, iC₄, nC₄, nC₅, C₆, C₇, C₈, C₉, C₁₀, C₁₁, C₁₂, C₁₃, C₁₄, где обозначено: CO₂ = CO₂ – двуокись углерода, N₂ = N₂ - азот, C₁ = CH₄ - метан, C₂ = C₂H₆ - этан, ... C_n = C_nH_{2n+2}.

В таблице 1 даны результаты композиционного профилирования по глубине для смеси 1.

Таблица 1

Изменение по глубине параметров смеси 1

Величины	h – h0						
	0	50	100	hgoc-h0 = 107.94	hgoc-h0 = 107.94	150	200
CO ₂	0.181	0.182	0.183	0.184	0.176	0.175	0.175
N ₂	0.544	0.539	0.534	0.533	0.304	0.299	0.294
C ₁	86.072	85.717	85.300	85.226	62.961	62.128	61.263
C ₂	5.436	5.478	5.524	5.532	6.054	6.031	6.006
C ₃	2.718	2.763	2.813	2.822	3.912	3.917	3.920
iC ₄	0.453	0.464	0.476	0.478	0.797	0.801	0.805
nC ₄	0.544	0.558	0.574	0.576	1.045	1.053	1.060
nC ₅	0.666	0.689	0.715	0.720	1.624	1.643	1.662
C ₆	0.592	0.617	0.646	0.651	1.881	1.913	1.946
C ₇	0.525	0.551	0.583	0.588	2.129	2.179	2.229
C ₈	0.470	0.497	0.528	0.534	2.282	2.344	2.409
C ₉	0.409	0.435	0.467	0.473	2.452	2.529	2.609
C ₁₀	0.359	0.385	0.416	0.422	2.605	2.697	2.792
C ₁₁	0.315	0.340	0.371	0.377	2.754	2.860	2.970
C ₁₂	0.274	0.298	0.328	0.333	2.879	2.998	3.124
C ₁₃	0.238	0.261	0.289	0.294	2.990	3.124	3.265
C ₁₄	0.205	0.226	0.253	0.258	3.155	3.309	3.472
<i>P</i> _{пл}	268.73	269.86	271.02	271.21	271.21	273.30	275.83
<i>P</i> _{sat}	258.73	264.20	270.19	271.21	271.21	266.75	262.07
Фаза	Gas	Gas	Gas	Gas	Liq	Liq	Liq

В таблице содержатся молярные концентрации компонент (в процентах), пластовое давление, давление насыщения и фаза на базовой глубине $h = h_0$, а также дано изменение этих величин по глубине (в точках ниже h_0 на 50, 100, 150 и 200 м, а также значения на ГНК), полученные путем расчетов по вышеописанной методике. Приведено также изменение по глубине ряда величин ($P_{пл}$, P_{sat} , фаза).

Рассматривалась постоянная пластовая температура, $T_{пл} = 350$ К. Базовое давление бралось равным $P_{пл} = P_{sat} + 10$ бар. Параметры компонент смеси взяты из известных справочных данных. С уменьшением глубины, как и предполагалось, увеличивается концентрация легких компонент и уменьшается концентрация тяжелых компонент.

На рис.1 показано изменение по глубине пластового давления, и давления конденсации, P_{res} , P_{dew} , для смеси 1, полученные без учета ГНК. Эти линии пересекаются в точке ГНК (при $h = h_{goc}$). Поиск этой точки пересечения методом деления пополам дал следующие значения:

$$h_{goc} - h_0 = 107.94, P_{res}(h_{goc}) = p_{goc} = 271.21$$

На рис.2 показано изменение по глубине $Sum = \sum \ln(K_i)^2$, вычисленное при $P = P_{sat}(h)$ для смеси 1 (без учета ГНК). Видно, что значения Sum далеки от 0 на рассматриваемом интервале глубин, что означает отсутствие ненасыщенного ГНК на рассматриваемом интервале глубин.

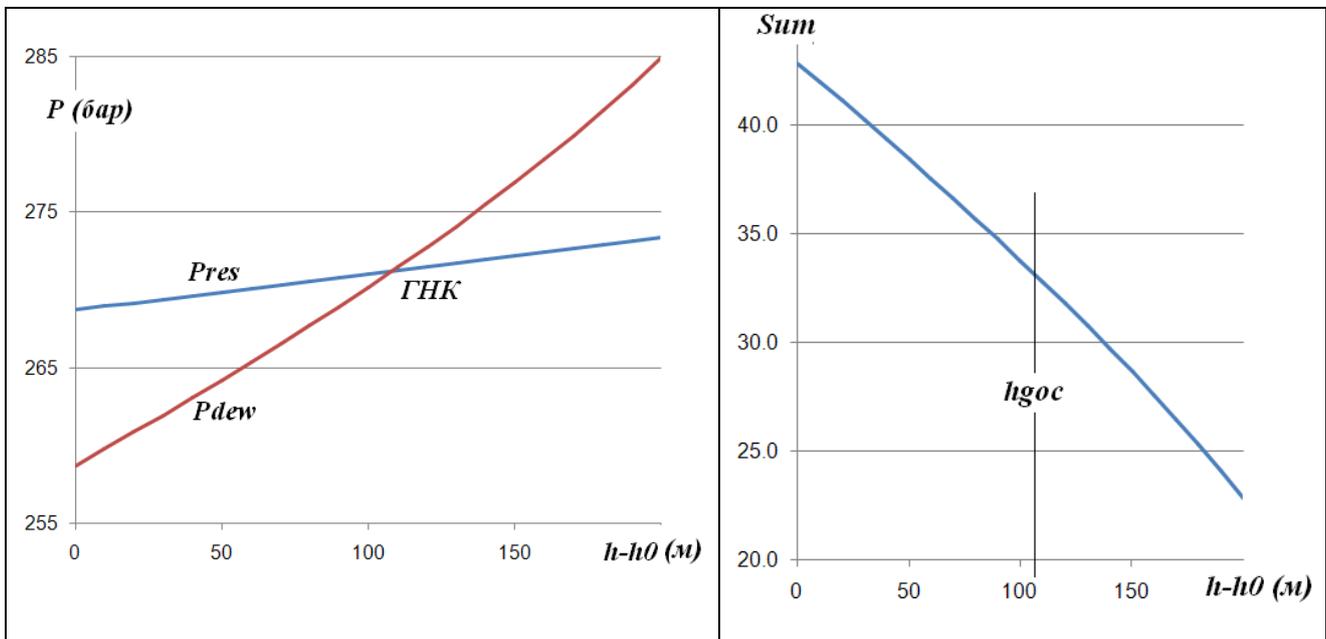


Рис.1 Зависимости от глубины давления, и давления конденсации, P_{res} , P_{dew} (без учета ГНК) для смеси 1. Точка пересечения этих кривых отвечает ГНК ($h = h_{goc}$).

Рис.2 Изменение по глубине Sum (без учета ГНК) для смеси 1.

При пересечении ГНК скачкообразно меняется состав смеси (см. таблицу 1), меняются тип насыщения, фазовое состояние смеси. На рис.3 показано изменение по глубине пластового давления и давления насыщения, - выше и ниже ГНК (для смеси 1).

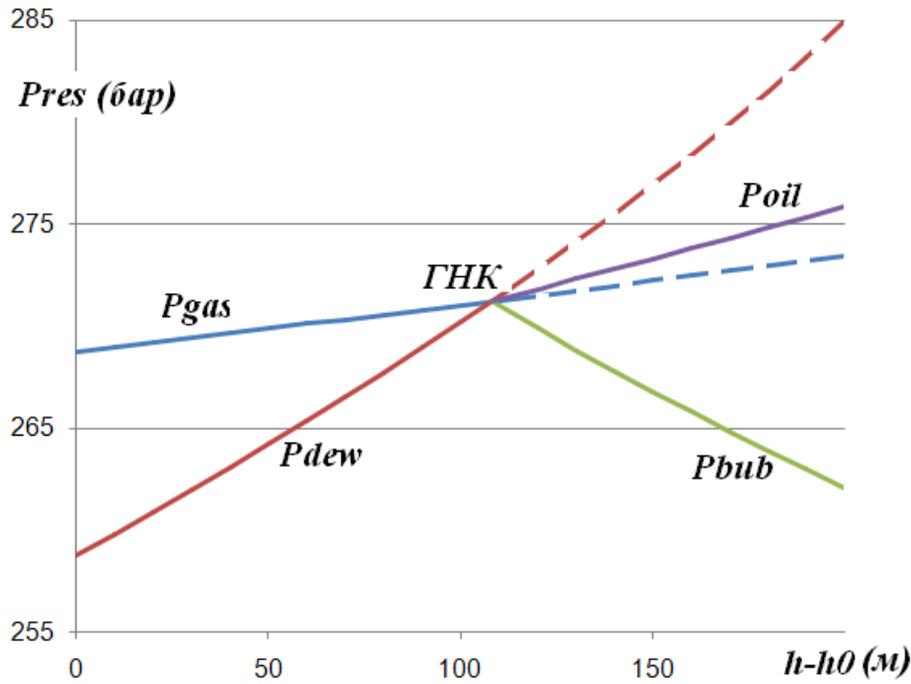


Рис.3 Изменение по глубине давления и давления насыщения (для смеси 1) с учетом ГНК. Выше ГНК (при $h < h_{goc}$) состояние смеси однофазное газовое, $Psat = Pdew$. Ниже ГНК при $h > h_{goc}$) состояние смеси однофазное жидкое, $Psat = Pbub$. Пунктиром приведены кривые давления и насыщенности за линией ГНК, полученные в предположении отсутствия ГНК.

6. Объединение компонент смеси

В целях сокращения числа компонент, как правило, производят объединение, группирование тяжелых компонент в единые компоненты (а точнее – в псевдокомпоненты, - операция grouping, pseudoization, laming). Кроме того, на практике при создании модели смеси рассматривают углеводородные фракции, как единые компоненты, являющиеся естественными природными объединениями многих «чистых» компонент.

Параметры объединенной компоненты J , обычно, находятся, путем «взвешивания» по молярным концентрациям компонент, Z_j , согласно стандартным правилам Кея (Kay's rules):

$$Z_J = \sum_{j \in J} Z_j, \quad \theta_J = \sum_{j \in J} Z_j \theta_j / Z_J \quad (6)$$

где j является набором компонент, объединяемых в группу J , θ - стандартная совокупность параметров компонент ($\theta = Mw, Tc, Pc, Vc, \omega, s, Pa$).

Коэффициенты бинарного взаимодействия между «чистой» компонентой и объединенной компонентой, i - J , определяются аналогично (6):

$$K_{iJ} = \frac{\sum_{j \in J} Z_j K_{ij}}{\sum_{j \in J} Z_j}$$

Коэффициенты бинарного взаимодействия двух объединенных компонент, I - J :

$$K_{IJ} = \frac{\sum_{i \in I} \sum_{j \in J} Z_i Z_j K_{ij}}{\sum_{i \in I} \sum_{j \in J} Z_i Z_j}$$

Рекомендуется также подправить коэффициенты Ω_{aJ}, Ω_{bJ} . В настоящей работе это выполнено по формулам:

$$\Omega_{aJ} = \frac{\sum_{j \in J} (Z_j \Omega_{aj} T_{cj}^2 / P_{cj})}{(Z_J T_{cJ}^2 / P_{cJ})}, \quad \Omega_{bJ} = \frac{\sum_{j \in J} (Z_j \Omega_{bj} T_{cj} / P_{cj})}{(Z_J T_{cJ} / P_{cJ})}$$

Полученные таким образом значения параметров объединенной компоненты, обычно, требуется скорректировать (путем регрессии), чтобы сблизить расчетные данные исходной системы и редуцированной системы. В первую очередь стремятся сблизить давления насыщения при пластовой температуре и компонентном составе.

Для проверки эффективности операции объединения компонент в одну компоненту - фракцию, наряду со смесью 1, рассмотрена редуцированная смесь из 9 компонент («смесь 2»), в которой 9-ая компонента получена путем объединения компонент с 9-ой по 17 смеси 1 в единую группу (именуемую ниже группой С6+).

После вычисления параметров объединенной компоненты С6+ смеси 2 по вышеуказанным формулам, оказалось достаточно немного подправить коэффициент Ω_{aJ} для 9-ой компоненты, отвечающей С6+, для сближения значений давления конденсации смеси 1 и 2 для базовых значений компонентного состава и пластовой температуры.

В таблице 2 приведены результаты расчета параметров смеси 2 по глубине, - как и для смеси 1 рассматривалась постоянная пластовая температура, $T_{пл} = 350$ К, базовое давление бралось равным $P_{пл} = P_{sat} + 10$ бар. Результаты расчетов довольно похожи на результаты для смеси 1.

Изменение по глубине параметров смеси 2

Величины	h – h0						
	0	50	100	hgoc-h0 = 107.63	hgoc-h0 = 107.63	150	200
CO2	0.181	0.182	0.183	0.184	0.175	0.174	0.174
N2	0.544	0.538	0.532	0.531	0.303	0.296	0.292
C1	86.072	85.676	85.201	85.119	63.814	62.735	62.026
C2	5.436	5.480	5.530	5.538	6.000	5.973	5.953
C3	2.718	2.766	2.821	2.830	3.857	3.867	3.871
iC4	0.453	0.465	0.478	0.480	0.780	0.786	0.790
nC4	0.544	0.559	0.576	0.579	1.023	1.034	1.041
nC5	0.666	0.691	0.720	0.725	1.580	1.607	1.623
C6+	3.386	3.643	3.959	4.015	22.466	23.528	24.230
$P_{пл}$	268.73	269.87	271.04	271.22	271.22	273.22	275.62
P_{sat}	258.73	264.20	270.23	271.22	271.22	266.86	262.37
Фаза	Gas	Gas	Gas	Gas	Liq	Liq	Liq

На рис.4 представлены РТ диаграммы для смесей 1 и 2 для композиционного состава на базовой глубине h_0 .

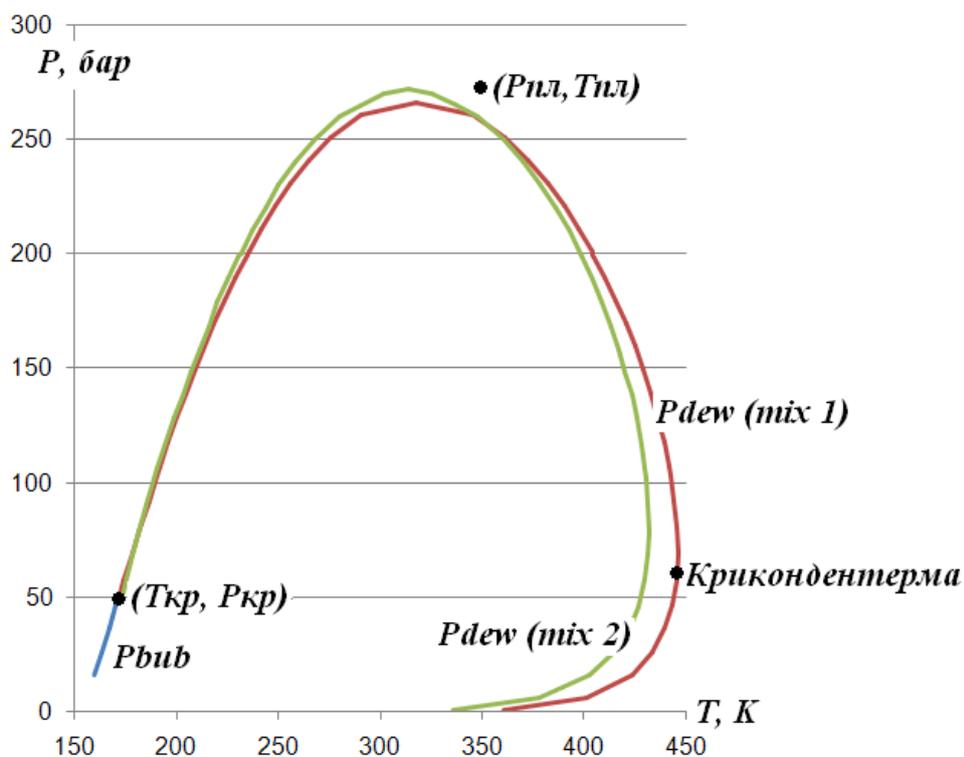


Рис.4 РТ диаграммы смесей 1 и 2 на базовой глубине. Синим дана линия кипения, $P_{bub}(T)$, красным – линия конденсации, $P_{dew}(T)$ для смеси 1. Зеленым дана линия конденсации $P_{dew}(T)$ для смеси 2.

Видно, что фазовые оболочки смеси 1 и 2 пересекаются при $T=T_{пл}=350\text{ K}$, $P_{dew_group}(T_{пл}) = P_{dew}(T_{пл})$, что свидетельствует о правильной настройке параметров смеси 2, обеспечивающей одинаковые значения давления конденсации для пластовой температуры.

Можно убедиться, что $T_{кр} < T_{пл}=350\text{ K}$ на РТ диаграмме, что отвечает газовой фазе рассматриваемых смесей на базовой глубине.

Глубина ГНК для смеси 2 = $hgoc - h_0 = 107.63$, $P(hgoc) = 271.22$
(напомним, что для смеси 1: $hgoc - h_0 = 107.94$, $P(hgoc) = 271.21$).

Интерес представляет поведение по глубине молекулярного веса группы компонент C_6+ для смеси 1, вычисляемого по формуле (6), применительно к параметру $\theta = M_w$, и ее сравнение с постоянным молекулярным весом групповой компоненты C_6+ смеси 2. На рис.5 представлен график зависимости от глубины $M_w(C_6+)$ для смесей 1 и 2. Эта величина монотонно возрастает с ростом глубины для смеси 1, причем на ГНК происходит заметный скачок.

Заметим, что изменение молекулярного веса фракций с глубиной часто не учитывается в модели смеси с компонентами-фракциями, являющимися объединением многих компонент. Примером как раз такой модельной фракции является 9-ая компонента смеси 2, молекулярный вес которой фиксирован и равен $M_w(C_6+)$ на базовой глубине h_0 . Скачок $M_w(C_6+)$ на ГНК, не учитываемый в смеси 2, приводит к заметной разнице в результатах вычисления плотности флюида для смесей 1 и 2 после пересечения ГНК (см. рис.6).

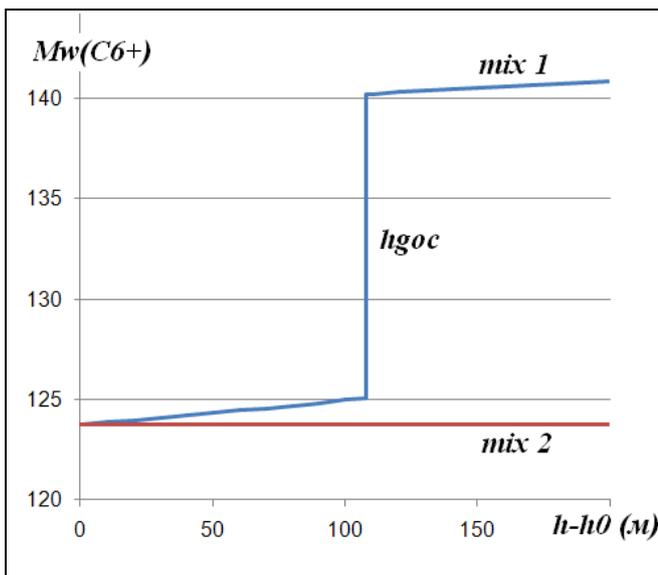


Рис.5 Зависимость от глубины молекулярного веса группы компонент C_6+ для смесей 1 и 2.

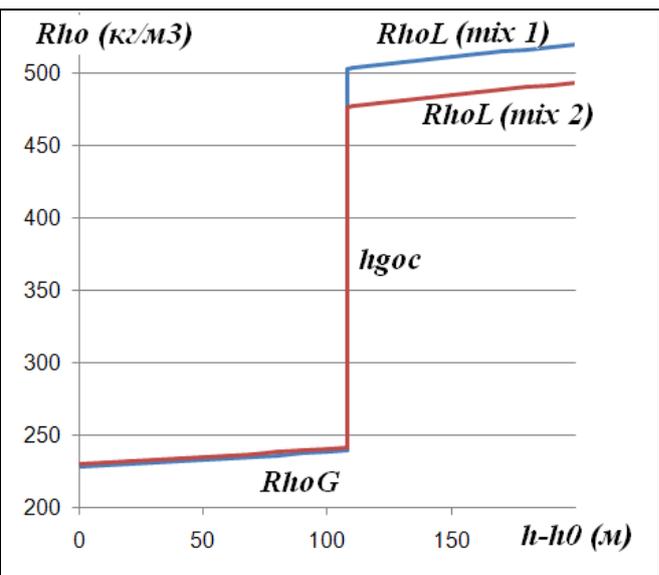
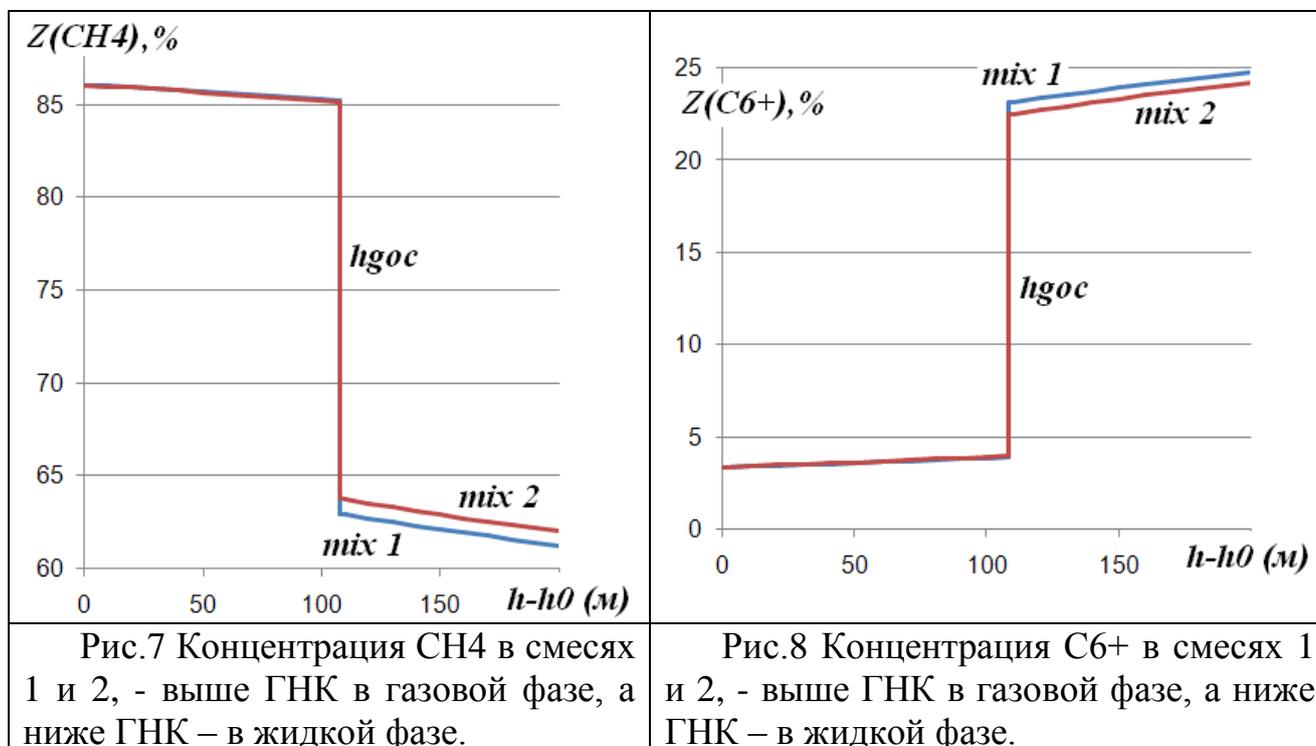


Рис. 6 Плотности смесей 1 и 2, - выше ГНК это плотности газа, а ниже ГНК – нефти.

На рис.7, 8 дано сопоставление результатов расчета концентраций для смесей 1 и 2: графики поведения концентраций CH_4 и C_{6+} . Синим цветом показаны величины в смеси 1, а красным – в смеси 2.



Еще раз подчеркнем, что при рассмотрении изменения композиционного состава по глубине в большинстве работ в моделях флюидов предполагается фиксированный молекулярный вес, что неправильно: молекулярный вес фракций, являющихся объединением многих компонент, меняется с глубиной. Игнорирование этого факта может привести, как показывают результаты расчетов, к заметным ошибкам определения, например, плотности флюида после изменения фазы при пересечении линии ГНК. Чтобы уменьшить связанную с этим ошибку, можно расщепить псевдокомпоненты – фракции на несколько подфракций.

Операция расщепления компонент (splitting) – является операцией обратной к операции объединения, группирования. По отношению к смеси 2 смесь 1 можно рассматривать как результат операции расщепления псевдокомпоненты C_{6+} на подфракции.

Приведенные результаты показывают целесообразность такой операции.

7. Пример расчетов ненасыщенного ГНК

В качестве примера с ненасыщенным ГНК рассмотрим поведение следующей модельной смеси (будем называть ее «смесь 3») из 9 компонент (такой набор компонент приведен в [15]):

H_2S , CO_2 , N_2 , C_1 , C_2 , C_3 , iC_4 , nC_4 , C_{11} .

C11 (ундекан) моделирует природную группу C5+.

В таблице 3 приведены молярные концентрации компонент (%), пластовое давление, давление насыщения и фаза на базовой глубине $h = h_0$, а также дано изменение этих величин по глубине (выше h_0 на 50, 100, 150 и 200 м), полученные путем расчетов по вышеописанной методике. Рассматривалась постоянная пластовая температура, $T_{пл} = 350$ К. С уменьшением глубины, как и увеличивается концентрация легких компонент и уменьшается концентрация тяжелых компонент. Например, при уменьшении глубины на 200 м концентрация метана увеличилась на 16%, а концентрация ундекана (C11) значительно снизилась (в 2.9 раз), - см. также рис. 14,15.

Таблица 3

Изменение по глубине параметров смеси 3

Величины	h - h ₀ (м)					
	0	- 50	hgoc-h ₀ = - 91.5	- 100	- 150	- 200
H ₂ S	3.988	3.923	3.778	3.727	3.562	3.479
CO ₂	4.869	4.886	4.910	4.911	4.884	4.851
N ₂	0.627	0.657	0.719	0.739	0.798	0.824
C ₁	66.187	68.188	71.801	72.863	75.774	76.994
C ₂	5.654	5.647	5.582	5.549	5.418	5.344
C ₃	2.863	2.812	2.682	2.633	2.474	2.393
iC ₄	0.490	0.474	0.440	0.428	0.390	0.371
nC ₄	1.092	1.051	0.961	0.931	0.837	0.793
C ₁₁	14.230	12.362	9.127	8.219	5.865	4.951
$P_{пл}$ (бар)	339.10	336.89	335.18	334.86	333.12	331.50
P_{sat} (бар)	311.94	318.89	324.71	324.11	314.92	306.99
Фаза	Liq	Liq	Liq=Gas	Gas	Gas	Gas

На рис.9 приведен профиль РТ диаграммы пластовой смеси 3 для базовой глубины $h = h_0$. Видно, что $T_{пл} > T_{кр}$, $T_{пл} > P_{dew}$, что отвечает однофазному газовому состоянию.

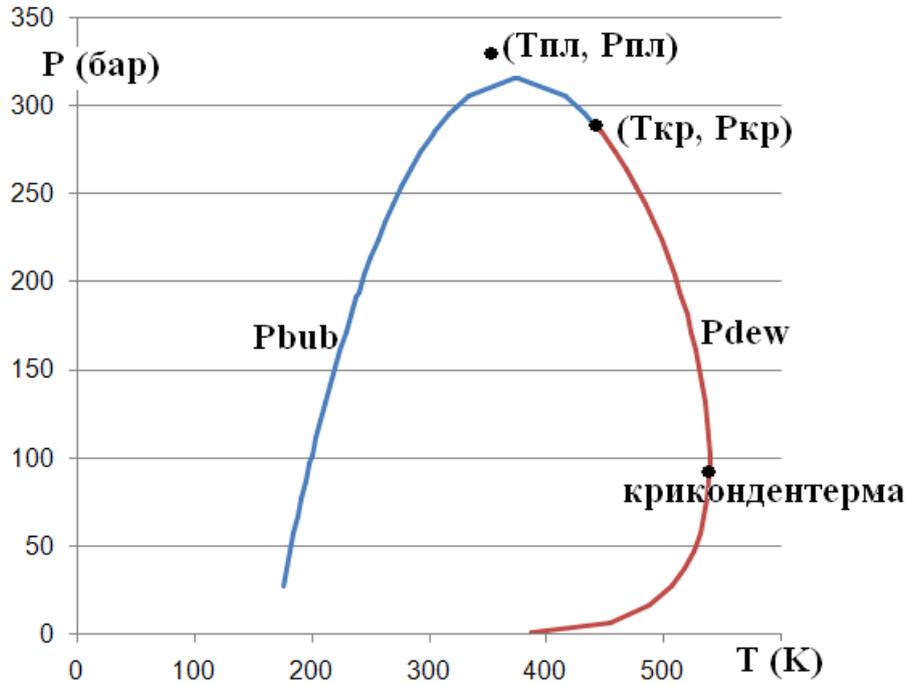


Рис.9 PТ диаграмма пластовой смеси 3 для базовой глубины $h = h_0$

На рис.10 дан график $Sum = \sum [\ln(K_i)]^2$, вычисляемой при $P=P_{sat}$, как функции глубины h . Видно, что на глубине в районе $h = h_0 - 100$ значение Sum близко к нулю. Это означает наличие ненасыщенного ГНК, $h = h_{гос}$, на этой глубине.

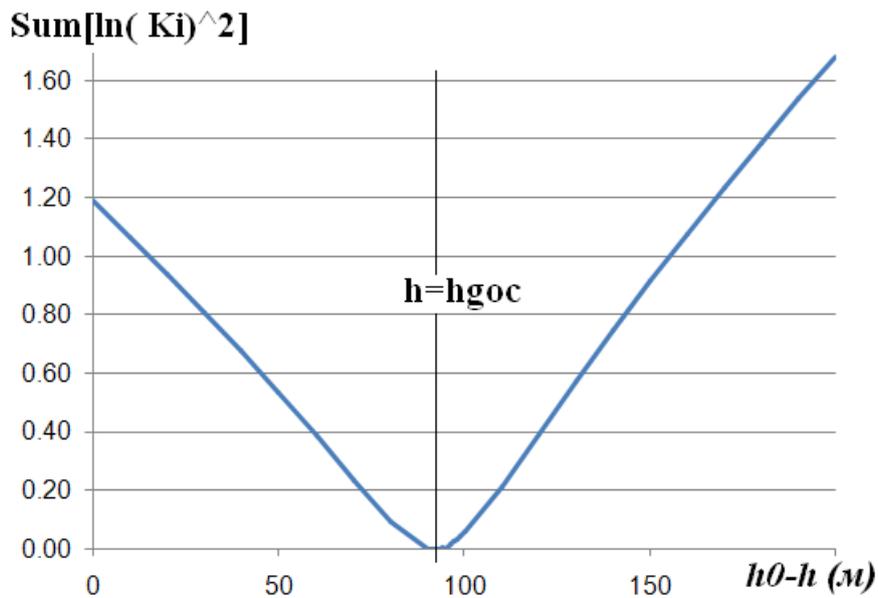


Рис.10 Поведение Sum как функции глубины для смеси 3

По вышеописанной методике поиска нуля функции $Sum(h)$ была найдена глубина ненасыщенного ГНК:

$$hgoc - h0 = - 91.5 \text{ м}$$

График *Sum* согласуется с графиком изменения по глубине $T_{кр}$ смеси 3 (рис.11), - в точке $h = hgoc$ $T_{кр} = T_{пл}$. Область, в которой $T_{пл} > T_{кр}$, отвечает газовой фазе, а область, где $T_{пл} < T_{кр}$ – жидкой фазе.

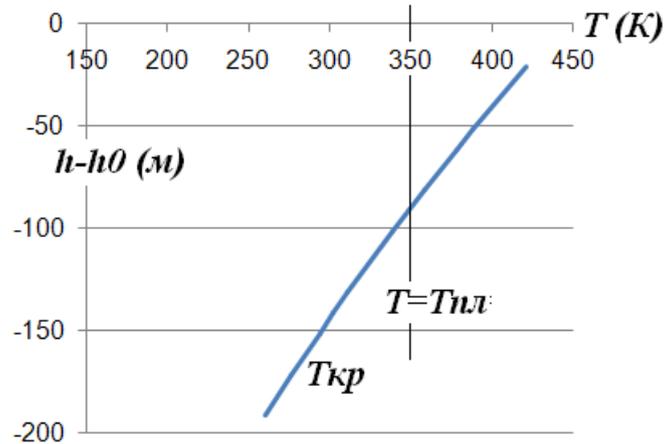


Рис.11 Поведение критической температуры как функции глубины в районе ненасыщенного ГНК

Также это согласуется с графиком поведения по глубине пластового давления и давлений насыщения (рис.12), - на ГНК (при $h = hgoc$) происходит смена типа насыщенности с давления кипения ($P_{sat} = P_{bub}$) на давление конденсации ($P_{sat} = P_{dew}$). Причем всюду $P_{пл} > P_{sat}$, что подтверждает вывод о ненасыщенном типе ГНК.

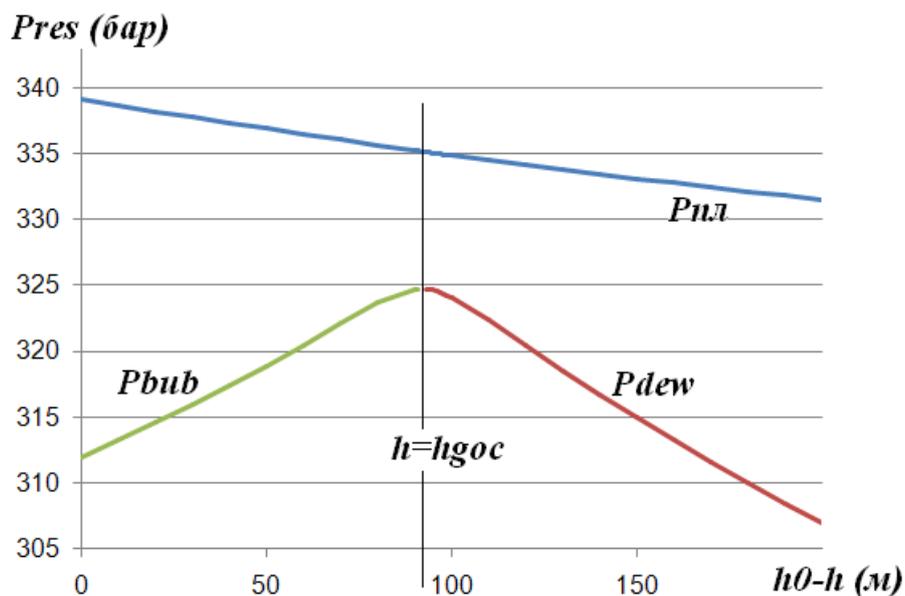


Рис.12 Поведение пластового давления и давлений насыщения как функции глубины h в районе ненасыщенного ГНК

На рис.13 показан профиль плотности флюида по глубине, а на рис.14, 15 – изменение концентраций метана ($C_1=CH_4$) и ундекана (C_{11}) по глубине. Видно, что в отличие от насыщенного ГНК, здесь изменение величин носит плавный характер.

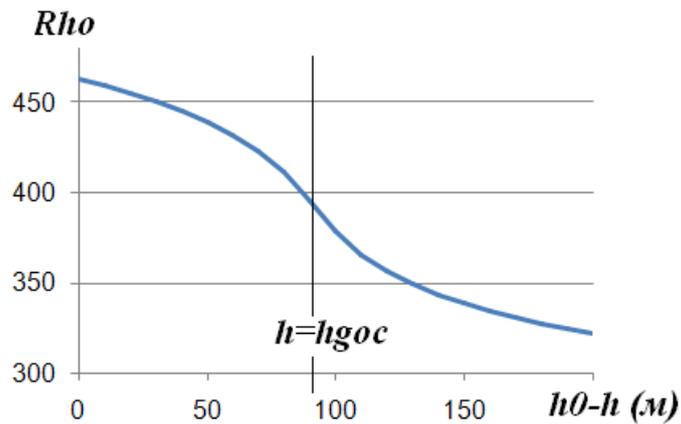


Рис.13 Профиль плотности флюида по глубине в районе ненасыщенного ГНК.

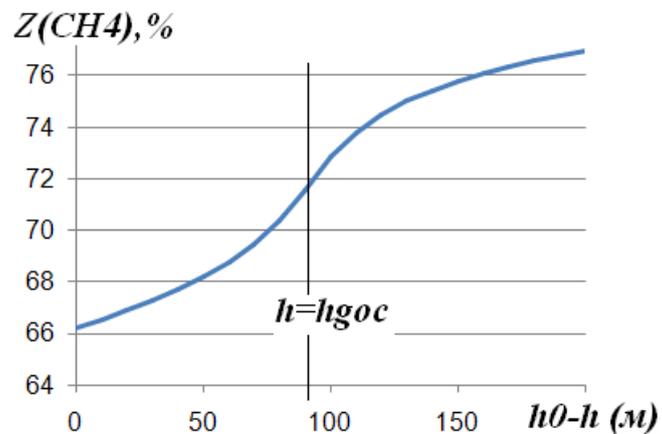


Рис.14 Изменение концентрации метана по глубине в районе ненасыщенного ГНК.

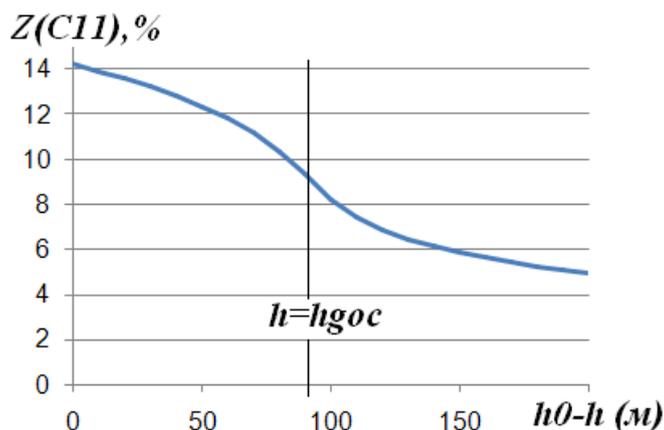


Рис.15 Изменение концентрации ундекана (С11) по глубине в районе ненасыщенного ГНК.

8. Заключение

Выше были показаны характерные особенности поведения пластовых величин (концентраций компонент, давления, давления насыщения, плотности флюида) при пересечении линии ГНК разных типов: резкий, скачкообразный переход от газовой фазы к нефтяной для насыщенного ГНК и плавный переход — для ненасыщенного.

Продемонстрированы недостатки широко применяемой операции объединения, группирования компонент, приводящие к заметным ошибкам определения молекулярного веса, плотности и др. объединенных компонент в процессе композиционного профилирования по глубине.

Тем самым, одновременно, показана целесообразность операции, обратной к объединению, - операции расщепления компонент-фракций на подфракции.

Приложение

III. Двухпараметрические кубические уравнения состояния

Для справки приведем ряд известных соотношений [1-5] для кубических уравнений состояния (EOS). Кубические двухпараметрические EOS могут быть записаны в следующей форме:

$$Z^3 + E_2 Z^2 + E_1 Z + E_0 = 0,$$

где $E_0 = -[AB + m_1 m_2 B^2 (B + 1)]$,

$$E_1 = A - (m_1 + m_2 - m_1 m_2) B^2 - (m_1 + m_2) B,$$

$$E_2 = (m_1 + m_2 - 1) B - 1$$

Наиболее широко используются EOS Пенга-Робинсона (ПР) и Соаве-Редлиха-Квонга (СРК).

Коэффициенты А,В во всех типах уравнений состояния находятся, используя 4 закона смешивания:

$$A = \sum_{i=1}^{Nc} \Sigma_i X_i, \quad \Sigma_i = \sum_{j=1}^{Nc} A_{ij} X_j, \quad A_{ij} = (1 - K_{ij}) (A_i A_j)^{1/2}, \quad B = \sum_{j=1}^{Nc} X_j B_j$$

Здесь $X_j, j=1, \dots, Nc$, - молярный компонентный состав рассматриваемой фазы (жидкая или газовая),

K_{ij} - коэффициенты бинарного взаимодействия компонент,

$$A_j = \Omega_{aj}(T) \cdot P_{rj} / T_{rj}^2, \quad B_j = \Omega_{bj}(T) \cdot P_{rj} / T_{rj}, \quad j=1, \dots, Nc,$$

$$\Omega_{aj}(T) = \Omega_{aj}^0 \cdot \alpha(\omega_j, T_{rj}), \quad \Omega_{bj}(T) = \Omega_{bj}^0,$$

$$\alpha(\omega, T_r) = \left[1 + \psi(\omega) \cdot (1 - \sqrt{T_r}) \right]^2, \quad \omega_j - \text{acentрический фактор,}$$

$T_{rj} = T / T_{cj}, \quad P_{rj} = P / P_{cj}$ - «приведенные» (reduced) температура и давление компонент.

Для уравнения Соаве-Редлиха-Квонга:

$$m_1 = 0, \quad m_2 = 1;$$

$$\Omega_{aj}^0 = 0.4274802, \quad \Omega_{bj}^0 = 0.08664035,$$

$$\psi(\omega) = 0.48 + 1.574\omega - 0.176\omega^2$$

Для уравнения Пенга-Робинсона:

$$m_1 = 1 + \sqrt{2}, \quad m_2 = 1 - \sqrt{2};$$

$$\Omega_{aj}^0 = 0.457235529, \quad \Omega_{bj}^0 = 0.07796074,$$

$$\psi(\omega) = \begin{cases} 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2, & \omega < 0.49 \\ 0.379642 + 1.48503\omega - 0.164423\omega^2 + 0.016666\omega^3, & \omega > 0.49 \end{cases}$$

Корни кубического уравнения дают Z-факторы для жидкой или газовой фазы. Как правило, получаются три корня. Наименьший из корней назначается Z-фактором для жидкой фазы, а наибольший из корней — для газовой фазы.

Летучести компонент фазы α ($f_{\alpha,i} = f_{\alpha,i}(P, T, \mathbf{X}_\alpha)$, $i = 1, \dots, Nc$) рассчитываются через коэффициент летучести, $\phi_{\alpha,i}$, с помощью следующих соотношений:

$$\ln(\phi_{\alpha,i}) = -\ln(Z_\alpha - B) + \frac{A}{(m_1 - m_2)B} \left(\frac{2\Sigma_i}{A} - \frac{B_i}{B} \right) \ln \left(\frac{Z_\alpha + m_2 B}{Z_\alpha + m_1 B} \right) + \frac{B_i}{B} (Z_\alpha - 1) \quad (1)$$

где

$\phi_{\alpha,i} = f_{\alpha,i} / (P X_{\alpha,i})$ - коэффициент летучести,

P - давление, $X_{\alpha,i}$ - молярная концентрация компоненты i в фазе α , Z_α - Z-фактор этой фазы.

П2. Шифт-коррекция объема

Как известно, для уточнения молярных объемов, вычисляемых с помощью двухпараметрических EOS типа ПР или СРК, широко используется метод линейного сдвига объема – шифт коррекция объема (volume-translation method):

$$V_{\alpha} = V_{\alpha}^{EOS} - \sum_{i=1}^{Nc} X_{\alpha i} c_i, \quad i = 1, \dots, Nc,$$

где V_{α}^{EOS} - молярные объемы, вычисленные по оригинальному уравнению состояния, V_{α} - подправленные молярные объемы, $X_{\alpha i}$ - молярная доля компоненты i в фазе $\alpha = L, G$,

c_i - объемные шифт-параметры (volume-shift parameters), зависящие от номера компоненты i .

Часто вместо объемных шифт параметров используют безразмерные шифт-параметры s_i :

$$s_i = c_i / b_i, \quad b_i = \Omega_{bi}^0 \cdot RT_{ci} / P_{ci}$$

Введение шифт-параметров эквивалентно добавлению третьего параметра в кубические EOS, но специальным образом, т.к. условия термодинамического равновесия при этом не изменяются (рассматриваются в рамках исходных, двухпараметрических EOS).

П3. Корреляции для параметров компонент – фракций

Значения T_c , P_c , V_c , ω , s , Pa для фракций определяют последовательно путем соответствующих корреляций, используя имеющуюся информацию о фракциях. Как минимум, должны быть известны молярные веса фракций, M_w . Желательно также иметь значения $RhoLiq$, $Tboil$ фракций, где $RhoLiq$ - плотность фракции при стандартных условиях, $Tboil$ - температура кипения фракции при стандартном давлении.

Справка. Под стандартными условиями понимают условия на поверхности (P_{stc} , T_{stc}), $P_{stc} = 1$ атм, $T_{stc} = 20$ C в России и $T_{stc} = 60$ F = 15.5556 C в западных странах.

Если значения $RhoLiq$ и $Tboil$ фракций отсутствуют, их значения можно оценить, используя корреляции по молекулярному весу: $RhoLiq = RhoLiq(M_w)$ и $Tboil = Tboil(M_w, RhoLiq)$.

С помощью значений $RhoLiq$, $Tboil$, в первую очередь, определяют критические параметры (T_c , P_c , V_c) фракций. Для этого имеются различные корреляции: Kesler-Lee [16], Cavett [17], Riazi-Daubert [18] и др.

Затем определяют значения ацентрического фактора, A_c , используя значения T_c , P_c , $RhoLiq$ (через корреляции Kesler-Lee [16] или Edmister [19]).

Значения парахор также находят из соответствующих корреляций (на основе значений молекулярного веса), - имеются, например, корреляции Firoozabadi (1988), либо Fanchi (1990).

Значения шифт-параметров обычно находят из корреляций Соредда [20].

Значения коэффициентов бинарного взаимодействия находят, используя корреляции Katz – Firoozabadi, либо Cheuh - Prausnitz.

П4. Расчет двухфазного равновесия (флэш-расчет)

Задача расчета двухфазного термодинамического равновесия (именуемая за рубежом флэш-расчетом) формулируется следующим образом:

заданы давление P , температура T и полный молярный состав смеси из N_c компонент, $\mathbf{Z} = (Z_1, \dots, Z_{N_c})$. Требуется определить мольные доли V , L и молярные составы газовой и жидкой фаз, $\mathbf{X}_G, \mathbf{X}_L$, на которые разделяется исходная смесь при заданных термобарических условиях (в предположении двухфазного состояния системы).

В случае двухфазного состояния изотермической смеси справедливы уравнения равенства летучестей компонент в жидкой и газовой фазах:

$$f_{L,i}(P, T, \mathbf{X}_L) = f_{G,i}(P, T, \mathbf{X}_G), \quad i = 1, \dots, N_c,$$

где $\mathbf{X}_G = (X_{G,1}, \dots, X_{G,N_c})$, $\mathbf{X}_L = (X_{L,1}, \dots, X_{L,N_c})$ - молярные составы в газовой и жидкой фазах.

Отсюда имеем систему из $2N_c + 2$ уравнений для $2N_c + 2$ переменных:

$$f_{L,i}(P, T, \mathbf{X}_L) = f_{G,i}(P, T, \mathbf{X}_G), \quad i = 1, \dots, N_c$$

$$X_{L,i}L + X_{G,i}V = Z_i, \quad i = 1, \dots, N_c$$

$$\sum_{i=1}^{N_c} X_{G,i} = 1, \quad L + V = 1$$

Для решения этой системы уравнений имеются различные методы (метод последовательных приближений, метод Ньютона и др.), на которых не будем останавливаться. Повторим, что в результате ее решения, для смеси с параметрами (P, T, \mathbf{Z}) , где \mathbf{Z} - полный молярный состав определяют мольную долю газовой фазы, V (мольная доля жидкой фазы, соответственно, $L=1-V$), и молярные составы газовой и жидкой фаз, $\mathbf{X}_G, \mathbf{X}_L$. При этом предполагается,

что смесь находится в двухфазном состоянии. В ходе флэш-расчета также вычисляются, так называемые, K -значения:

$$K_i = X_{G,i} / X_{L,i}, i = 1, \dots, Nc$$

Вычисляется также сумма $\ln(K_i)^2$:

$$Sum = \sum \ln(K_i)^2$$

В случае, если значение этой суммы мало ($Sum < 1.e-4$), говорят, что получено, так называемое, тривиальное решение (TS).

Замечание. Флэш - расчет, дающий значение $V < 0$ или $V > 1$ ($L > 1$ или $L < 0$), называется **негативным**. Это отвечает однофазному состоянию смеси.

П5. Тест фазовой стабильности Михельсена, определение давления насыщения и типа насыщения

Для определения количества фаз смеси с параметрами (P, T, \mathbf{Z}) , где \mathbf{Z} - полный молярный состав, - одна или две фазы, - широко используется, так называемый, тест фазовой стабильности Михельсена [14], - быстрый и надежный. Стабильность (т.е. устойчивость однофазного состояния), полученная в результате этого теста, означает однофазное состояние смеси, а нестабильность - двухфазное состояние. На деталях этого теста мы здесь не будем останавливаться.

На основе теста фазовой стабильности Михельсена можно построить эффективный алгоритм поиска давления насыщения, $Psat(T, \mathbf{Z})$, методом деления пополам. Для этого достаточно иметь интервал значений по давлению, $(P1, P2)$, на концах которого состояние смеси, с точки зрения количества фаз, различно (одна или две). Имеет смысл $P2$ выбирать достаточно большим, чтобы заведомо иметь при $P = P2$ однофазное состояние (и обеспечить, в частности, определение в газовых задачах $Pdew$ *ретроградное*, а не $Pdew$ *нормальное*). Заметим, что в случае достаточно больших температур, - если T больше критической температуры, - давления насыщения не существует (критическая температура - это максимальная температура на фазовой оболочке P - T диаграммы).

После определения $Psat(T, \mathbf{Z})$, проводим флэш-расчет для смеси с параметрами $(Psat, T, \mathbf{Z})$ и находим молярную долю газовой фазы, V . Полученное значение V позволяет определить тип насыщения: если $V = 1$, то $Psat = Pdew$, а при $V = 0$ получаем $Psat = Pbub$.

Библиографический список

- [1] Whitson C.H., Brulé M.R. Phase Behavior. Society of Petroleum Engineers Inc., Texas. 2000. 240 p.
- [2] Firoozabadi A. Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs. McGraw-Hill, 1999. 354 p.
- [3] Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
- [4] Уэйлес С. Фазовые равновесия в химической технологии: в 2-х ч. Пер. с англ. М.: Мир. 1989. 304 с.
- [5] Riazi M.-R. Characterization and properties of petroleum fractions / Riazi M.-R. - 1 st ed. p. cm.--(ASTM manual series: MNL50)
- [6] Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие/перевод с англ. под ред. Б.И. Соколова, - 3-е изд. – Л.: Химия, 1982, 592 с. - Нью-Йорк. 1977.
- [7] Green D.W., Perry R.H. *Perry's Chemical Engineers' Handbook (8th Edition)* McGraw-Hill. 2008
- [8] Mohammad H.N. Modeling of Compositional Grading in Nonisothermal Petroleum Reservoirs. Thesis submitted to the faculty of graduate studies for the degree of master of science, University of Calgary, Alberta. 2014
- [9] Gibbs J.W. *The Collected Works of J. Willard Gibbs*, Yale U. Press, New Haven, Connecticut, 1. 1948.
- [10] Haase R., Haase R. *Thermodynamics of irreversible processes*. New York: Dover. 1990. p. 39.
- [11] Whitson C.H., Trondheim U., Belery P. Compositional Gradients in Petroleum Reservoirs. *SPE 28000*. 1994.
- [12] Lee S.T. Capillary-gravity equilibria for hydrocarbon fluids in porous media. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 1989, October.
- [13] Peneloux A., Rauzy E., Freze R. A Consistent Correction for Redlich-Kwong-Soave Volumes. *Fluid Phase Equilibria* **8**, 7 (1982).
- [14] Michelsen M.L. *The Isothermal Flash Problem. Part I. Stability*. Fluid Phase Equilibria, Vol. 9, Page 1-19 (1982).
- [15] Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов, - М.: Недра, 1992, 272 с.

- [16] Kesler M.G., Lee B.I. “*Improved Predictions of Enthalpy of Fractions*”, Hydro. Proc., Page 153-158, March (1976)
- [17] Cavett R.H. “*Physical Data for Distillation Calculations - Vapor-Liquid Calculations*”, Proc. 27th API Meeting, San Francisco, Page 351-366, (1962)
- [18] Riazi M.R., Daubert T.E. “*Simplify Property Predictions*”, Hydro. Proc. Page 115-116, March (1980)
- [19] Edmister W.C. “*Applied Hydrocarbon Thermodynamics*”, Part 4: Compressibility Factors and Equation of State, Pet. Refiner, Page 173-179, April, (1958)
- [20] Søreide, I. “*Improved Phase Behaviour Predictions of Petroleum Reservoir Fluids from a Cubic Equation of State*”, Ph.D. Thesis, The University of Trondheim, Norwegian Institute of Technology, Department of Petroleum and Chemical Engineering, April (1989)

Оглавление

Введение	3
1. Композиционное профилирование по глубине.....	5
2. Профилирование в изотермической системе	8
3. Расчет композиционного состава и давления через летучести	10
4. Определение типа и глубины газо-нефтяного контакта (ГНК).....	11
5. Пример расчета насыщенного ГНК.....	13
6. Объединение компонент смеси.....	15
7. Пример расчета ненасыщенного ГНК.....	19
8. Заключение.....	24
Приложение	24
П1. Двухпараметрические кубические уравнения состояния	24
П2. Шифт-коррекция объема	26
П3. Корреляции для параметров компонент – фракций	26
П4. Расчет двухфазного равновесия (флэш-расчет)	27
П5. Тест фазовой стабильности Михельсена, определение давления насыщения и типа насыщения	28
Библиографический список.....	29