

## МЕТОДОЛОГИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КУБИЧЕСКИХ УРАВНЕНИЙ СОСТОЯНИЯ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ

*А.И. Брусиловский (ООО «Газпромнефть НТЦ»)*

### Введение

Методы прогнозирования и анализа фазового состояния и термодинамических свойств природных газов и нефтей основываются на комплексном использовании результатов промысловых измерений, лабораторных исследований и математического описания соответствующих процессов. В качестве базового аппарата в инженерных расчетах используются уравнения состояния, методы термодинамики многокомпонентных систем и эффективные вычислительные процедуры.

### 1. О методологии применения уравнений состояния для моделирования термодинамических свойств природных газов и нефтей

#### *Кубические уравнения состояния*

При математическом моделировании фазового состояния, калорических и термических свойств природных углеводородных систем применяют формулы, вытекающие из комплексного использования фундаментальных основ термодинамики многокомпонентных систем и уравнения состояния. Если используется обобщенный вид уравнения состояния, то на его основе получают формулы для расчета термодинамических свойств, из которых как частные случаи вытекают выражения, соответствующие известным уравнениям состояния. Такой подход используется в программно-вычислительных комплексах, предназначенных для моделирования термодинамических свойств флюидов месторождений природных углеводородов.

Подробные обзоры развития уравнений состояния ван-дер-ваальсового типа изложены в [1–3]. В практике проектирования разработки и эксплуатации месторождений в настоящее время чаще всего применяют уравнения состояния Пенга – Робинсона (*PR*) и Соаве – Редлиха – Квонга (*SRK*).

Моделирование термодинамических свойств природных углеводородных систем с применением упомянутых уравнений состояния *PR* и *SRK* показало, что при давлениях свыше 40 МПа существенной ста-

новится неточность в оценке коэффициента сжимаемости газовой (паровой) фазы. Погрешность при описании плотности жидкой фазы является высокой и при низких давлениях. Для уточнения плотности фаз значения, полученные из решения уравнения состояния, корректируют с помощью линейного сдвига с использованием шифт-параметра [4, 5].

Автор настоящей статьи поставил и решил задачу создания модификации кубического уравнения состояния, более точно описывающего  $pVT$  свойства природных нефтегазовых смесей при давлениях до 100 МПа и температурах до 200 °С без применения шифт-параметра. В качестве основы была выбрана следующая форма уравнения состояния:

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{(v+c)(v+d)}, \quad (1)$$

где  $p$  – давление;  $T$  – температура;  $v$  – мольный объем;  $R$  – универсальная газовая постоянная;  $b$ ,  $c$ ,  $d$  – коэффициенты, постоянные для данного вещества; коэффициент  $a$  зависит от температуры ( $a = a_c \phi(T)$ , где  $a_c$  – константа,  $\phi$  – температурная функция, равная единице при критической температуре). При принятии обозначений

$$A = \frac{ap}{R^2T^2}, \quad B = \frac{bp}{RT}, \quad C = \frac{cp}{RT}, \quad D = \frac{dp}{RT}, \quad z = \frac{pv}{RT} \quad (2)$$

уравнение относительно коэффициента сжимаемости  $z$  записывается в виде

$$z^3 + (C + D - B - 1)z^2 + (A - BC + CD - BD - D - C)z - (BCD + CD + AB) = 0. \quad (3)$$

Структура коэффициентов уравнения состояния определена следующим образом:

$$a_c = \alpha R^2 T_c^2 / p_c; \quad b = \beta RT_c / p_c; \quad c = \sigma RT_c / p_c; \quad d = \delta RT_c / p_c. \quad (4)$$

После учета классических условий в критической точке (равенство нулю первой и второй производных давления по объему) и введения обозначения  $\Omega_c = \alpha^{1/3}$  для расчета коэффициентов уравнения состояния получены следующие выражения:

$$\alpha = \Omega_c^3, \quad (5)$$

$$\beta = Z_c^* + \Omega_c - 1, \quad (6)$$

$$\sigma = -Z_c^* + \Omega_c [0,5 + (\Omega_c - 0,75)^{1/2}], \quad (7)$$

$$\delta = -Z_c^* + \Omega_c [0,5 - (\Omega_c - 0,75)^{1/2}], \quad (8)$$

где  $Z_c^*$ ,  $\Omega_c$  – независимые параметры уравнения состояния. Их значения наряду с функцией  $\varphi = \varphi(T)$  полностью определяют уравнение состояния чистого вещества;  $Z_c^*$  – экспериментальное значение коэффициента сжимаемости вещества в критической точке  $z_c$ ;  $\Psi$  – параметр уравнения состояния, который в случае двухкоэффициентных уравнений (например, *SRK*, *PR*) определяется заданной формой уравнения.

В табл. 1 приведены значения параметров  $Z_c^*$ ,  $\Omega_c$  и вид функции  $\varphi = \varphi(T)$ , приводящие обобщенное уравнение состояния (1) к уравнениям состояния *SRK* и *PR*.

Таблица 1

Значения параметров и вид температурных функций  
для двухкоэффициентных уравнений состояния

Уравнение состояния	$Z_c^*$	$\Omega_c$	$\varphi = \varphi(T)$	$\Psi$
<i>SRK</i>	1/3	0,753307	$\{1 + \psi[1 - (T/T_c)^{0,5}]\}^2$	$0,48 + 1,57\omega - 0,176\omega^2$
<i>PR</i>	0,3074	0,770395	$\{1 + \psi[1 - (T/T_c)^{0,5}]\}^2$	$0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2$

В табл. 2 показаны рассчитанные значения параметров уравнения состояния  $Z_c^*$ ,  $\Omega_c$ ,  $\Psi$  для компонентов природных углеводородных систем (содержащих в том числе сероводород, диоксид углерода и азот), соответствующие минимуму функционала

$$F = W_1 \sum_{i=1}^{N_z} \frac{1}{M_i} \sum_{j=1}^{M_i} \left(1 - \frac{z_{ij}^p}{z_{ij}^e}\right)^2 + W_2 \sum_{i=1}^{N_f} \frac{1}{M_i} \sum_{j=1}^{M_i} \left(1 - \frac{f_{ij}^p}{f_{ij}^e}\right)^2 + W_3 \sum_{i=1}^{N_B} \left(1 - \frac{B_i^p}{B_i^e}\right)^2, \quad (9)$$

где  $W_1$ ,  $W_2$ ,  $W_3$  – весовые коэффициенты каждой составляющей функционала;  $N_z$ ,  $N_f$ ,  $N_B$  – число изотерм с экспериментальными данными по коэффициентам сжимаемости, летучести и второму вириальному коэффициенту;  $M_i$  – число точек с разными значениями давления на  $i$ -й изотерме;  $z_{ij}$ ,  $f_{ij}$  – соответственно коэффициенты сжимаемости и летучести вещества при давлении  $p_j$  и температуре  $T_i$ ;  $B_i$  – значение 2-го вириального коэффициента при температуре  $T_i$ ; индексы  $p$ ,  $e$  – расчетные и экспериментальные значения.

Отличительная особенность нефтегазоконденсатных систем – присутствие в их составе множества углеводородов различного строения (парафиновых, нафтеновых, ароматических), каждый из которых имеет в молекуле более четырех атомов углерода. Совокупность этих углеводородов принято называть группа  $C_5 +$  высшие ( $C_{5+}$ ). Учитывая количество и разнообразие углеводородов этой группы, значения параметров уравнения состояния для них представлены не в виде табличных значений, а рассчитываются по универсальным корреляционным зависимостям. В этих зависимостях параметром, характеризующим индивидуальные свойства вещества, принят ацентрический фактор Питцера  $\omega$ .

Значения  $Z_c^*$  и  $\psi$  автор настоящей статьи предлагает вычислять следующим образом:

$$Z_c^* = 0,3357 - 0,0294\omega, \quad (10)$$

$$\psi = \begin{cases} 1,050 + 0,105\omega + 0,482\omega^2 & \omega < 0,4489 \\ 0,429 + 1,004\omega + 1,561\omega^2 & \omega \geq 0,4489 \end{cases}. \quad (11)$$

Отметим, что при  $\omega = 0,4489$  оба выражения в (11) дают значение  $\psi$ , равное 1,194.

Для парафиновых углеводородов от н-пентана до н-эйкозана оптимальные значения  $\Omega_c$  составляют от 0,755 (для н-пентана) до 0,75 (для н-нонана и высших). На основе этих результатов значение  $\Omega_c$  принято равным 0,75001 для всех веществ группы  $C_{5+}$ .

Для расчета парожидкостного равновесия и теплофизических свойств многокомпонентных систем коэффициенты  $a$ ,  $b$ ,  $c$ ,  $d$  фазы определяются по следующим правилам смешения:

$$a_m = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N (1 - c_{ij}) \cdot x_i x_j \cdot (a_i a_j)^{0,5}; \quad (12)$$

$$b_m = \sum_{i=1}^N x_i b_i, \quad c_m = \sum_{i=1}^N x_i c_i, \quad d_m = \sum_{i=1}^N x_i d_i, \quad (13)$$

где  $N$  – число компонентов смеси;  $c_{ij}$  – поправочный коэффициент парного взаимодействия, призванный интегрально учесть особенности взаимодействия молекул разного строения и размера в смеси;  $x_i$  – мольная доля  $i$ -го компонента в фазе;  $a_i$  – коэффициент  $a$  для чистого  $i$ -го компонента ( $a_i = a_{Ci} \alpha_i$ ).

Таблица 2

Значения параметров уравнения состояния  
для компонентов природных газов и пластовых нефтей

Вещество	$\Omega_c$	$Z_c^*$	$\psi$
Азот	0,75001	0,34626	0,37182
Диоксид углерода	0,75282	0,31933	0,74212
Сероводород	0,78524	0,30418	0,38203
Метан	0,75630	0,33294	0,37447
Этан	0,77698	0,31274	0,49550
Пропан	0,76974	0,31508	0,53248
изо-Бутан	0,78017	0,30663	0,63875
н-Бутан	0,76921	0,31232	0,57594
$C_{5+}$	0,75001	см. (10)	см. (11)

Значения коэффициентов парного взаимодействия компонентов смеси, а также многочисленные примеры, показывающие весьма высокую точность моделирования  $pVT$  свойств чистых веществ и смесей природных углеводородов при использовании созданной модификации кубического уравнения состояния, приведены в монографии [1].

### *Из опыта создания расчетных моделей природных углеводородных смесей*

Поскольку газоконденсатные и нефтяные смеси – это сложнейшие системы, состоящие из множества углеводородов различного строения и неуглеводородных компонентов, в расчетах фазового состояния используют модели пластовых смесей. Для создания адекватных многокомпонентных термодинамических моделей в инженерной практике используются различные подходы, которые определяются типом смеси (пластовая нефть или газоконденсатная система), наличием или отсутствием информации о фракционной разгонке дегазированной углеводородной жидкости, предполагаемым методом разработки залежей и необходимой детальностью прогнозирования компонентного состава добываемой смеси.

При моделировании газоконденсатных смесей в первую группу авторы обычно включают так называемые чистые компоненты: азот, диоксид углерода, сероводород, метан, этан, пропан, бутаны. Вторая группа, состоящая из углеводородов  $C_{5+}$ , расчленяется на фракции,

каждая из которых рассматривается как компонент системы. Такой подход позволяет эффективно учитывать величину потенциального содержания стабильного конденсата в пластовом газе и физико-химические характеристики дегазированного (или дебутанизированного) конденсата. Примеры создания расчетных моделей природных газоконденсатных смесей с использованием данных, содержащихся в технических отчетах о промысловых и лабораторных исследованиях, приведены в [6, 7].

При создании расчетных  $pVT$  моделей пластовых нефтей используют данные, содержащиеся в технических отчетах о лабораторных исследованиях представительных глубинных или (реже) рекомбинированных проб. Алгоритм и примеры создания расчетных моделей пластовых нефтей при наличии данных о фракционном составе дегазированной нефти и отсутствии такой информации представлены в [7].

***О расчете критических параметров и ацентрического фактора  
компонент-фракций группы  $C_{N+}$  ( $N = 5, 6, 7, \dots$ )  
природных углеводородных смесей***

Применение уравнения состояния для моделирования  $pVT$  свойств многокомпонентной системы требует знания критической температуры  $T_c$ , критического давления  $p_c$  и ацентрического фактора  $\omega$  каждого компонента смеси. Для чистых компонентов используются справочные данные. Для фракций группы  $C_{N+}$  ( $N = 5, 6, 7, \dots$ ) используют эмпирические методы оценки искомых параметров. Широко известны корреляционные выражения, предназначенные для расчета  $T_c$ ,  $p_c$ ,  $\omega$  фракции по данным о температуре ее кипения и плотности. Автор настоящей работы использует подход, изложенный в [1]. При этом критическая температура фракции рассчитывается по одной из известных корреляций (корреляции *Cavett*, *Kesler* и *Lee*, *Riazi* и *Daubert* дают близкие результаты). Однако затем критическое давление и ацентрический фактор определяются не последовательным расчетом по корреляциям, а из совместного решения системы двух алгебраических уравнений: уравнения состояния фракции, записанного для стандартных термобарических условий, и равенства Эдмистера (*Edmister*) – для ацентрического фактора. Описанный способ всегда дает физически обоснованные значения критического давления компонентов фракций группы  $C_{N+}$ .

### ***О вычислительных процедурах идентификации фазового состояния многокомпонентных углеводородных систем***

Современное состояние теории разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа характеризуется использованием принципа локального термодинамического равновесия при прогнозировании  $pVT$  свойств природных углеводородных систем. Из классических положений термодинамики следует, что состояние системы при фиксированных температуре и давлении является стабильным, если не существует другого доступного состояния с более низким значением свободной энергии Гиббса. Для проверки стабильности фазового состояния многокомпонентных систем разработана теория и создан эффективный алгоритм, предложенный *M.L. Michelsen* [8]. Для моделирования фазового равновесия в гетерогенных системах используются алгоритмы, описанные в [1, 2, 3, 9, 10] и другой специальной литературе.

## **2. Решения актуальных задач исследования свойств природных углеводородных систем**

Накопленные теоретические знания в области термодинамики многокомпонентных систем позволили автору настоящей статьи совместно с коллегами из ООО «Газпромнефть НТЦ», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ИПНГ РАН и других научно-исследовательских организаций получить решения актуальных прикладных задач, которые развивают методы обоснования свойств природных углеводородных флюидов и используются при подсчете запасов углеводородов, проектировании и мониторинге разработки месторождений. Некоторые из них изложены ниже.

### ***Дифференциальная конденсация и процесс CVD***

При подсчете запасов и проектировании разработки газоконденсатных залежей на режиме истощения пластовой энергии для оценки коэффициента извлечения конденсата (КИК) и прогнозирования его содержания в добываемом газе используют результаты экспериментальных исследований процесса дифференциальной конденсации пластовых углеводородных систем. В основе его исследования лежит предположение о том, что выпавшая в пласте в результате ретроградных явлений жидкая фаза неподвижна: при разработке залежи к забоям скважин фильтруется только газовая фаза, а температура и заполненный углеводородной смесью объем в пластовых условиях остаются неизменными.

В [1, 11] сформулирована математическая постановка задачи о дифференциальной конденсации многокомпонентной системы и приведено ее решение с использованием уравнения состояния и фундаментальных положений теории фазовых превращений. Решение, полученное в результате интегрирования соответствующей системы обыкновенных дифференциальных уравнений, может применяться как эталонное при сравнении различных методических подходов, используемых для прогнозирования процесса истощения пластовой смеси в сосуде высокого давления. Для корректного сравнения результатов использования различных подходов математическое моделирование фазового состояния должно осуществляться с использованием одного и того же уравнения состояния.

Методики экспериментальных исследований дифференциальной конденсации пластового газа, разработанные российскими специалистами [12–15], соответствуют дифференциальному характеру процесса непрерывного выпуска газовой фазы из сосуда неизменного объема. Исследователи отмечают важность проблемы влияния темпа выпуска газовой фазы из  $pVT$  ячейки на количественные результаты изучаемого процесса. Скоротечность его проведения приводит к уносу конденсата во взвешенном состоянии вследствие нарушения термодинамического равновесия и, в результате, к искажению искомым результатов.

За рубежом (а с недавних пор и в российских лабораториях) применяется иная методика лабораторного исследования истощения газоконденсатных смесей. Она заключается не в непрерывном выпуске газовой фазы, а в поэтапном отборе газа. На каждом этапе снижение давления осуществляется сначала за счет увеличения объема рабочей камеры, установления фазового равновесия и последующего выпуска газовой фазы при фиксированном давлении до тех пор, пока объем рабочей камеры не станет равным первоначальному. Затем происходит очередное снижение давления и т.д. Этот контактно-дифференциальный процесс получил название *Constant Volume Depletion (CVD)* [2, 16]. Алгоритм его математического моделирования описан в [1].

Результаты лабораторных исследований процесса ретроградной конденсации при снижении пластового давления являются важнейшей информацией для создания адекватных математических моделей природных газоконденсатных смесей, которые применяются при гидродинамическом моделировании разработки залежей как с использованием моделей многокомпонентной фильтрации, так и псевдобинарных моделей с учетом растворимости конденсата в газовой фазе.



Отметим, что псевдобинарные модели используют только при описании процессов разработки месторождений на режиме истощения. При создании моделей пластовых флюидов надо использовать все имеющиеся достоверные результаты экспериментальных исследований и при адаптации учитывать особенности методик, применявшихся при получении исходных лабораторных данных описываемого физического процесса.

***Влияние рассеянных жидких углеводородов и пластовой температуры на динамику содержания группы  $C_{5+}$  в добываемом газе и величину коэффициента конденсатоотдачи***

В продуктивных пластах месторождений природных газов поровое пространство частично занято другими флюидами. Это в том числе и рассеянные жидкие углеводороды (РЖУ). Их количество и распределение в пласте-коллекторе обусловлено особенностями образования залежи.

Физико-химические особенности газоконденсатных систем, содержащих до начала разработки жидкую углеводородную фазу, в СССР изучали многие исследователи. Ссылки на соответствующие исследования имеются в [7]. Установлено, что при наличии РЖУ компонентоотдача пласта на начальных стадиях разработки по сравнению с пластом, лишенным РЖУ, понижена. На более поздних стадиях разработки текущая компонентоотдача зависит от того, вовлекается ли в процесс фильтрации неподвижная ранее жидкая углеводородная фаза.

Уже отмечалось, что КИК, конденсатоотдача и динамика потенциального содержания углеводородов  $C_{5+}$  при разработке залежи на режиме истощения пластового давления оцениваются по данным дифференциальной конденсации пластового газа. Эти исследования обычно проводятся в период подготовки залежи к промышленной эксплуатации. Как показал опыт эксплуатации Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), при равенстве давления начала конденсации пластового газа начальному пластовому давлению в прогнозных расчетах весьма важно предусматривать и возможное влияние РЖУ на динамику добычи конденсата. В [17] разработан методический подход, позволяющий уточнять динамику содержания стабильного конденсата в добываемом газе для прогнозирования добычи конденсата и оценки коэффициента его извлечения при наличии в пласте РЖУ. Использование методики применительно к Оренбургскому НГКМ позволило получить согласование фактических и расчетных зависимостей выхода  $C_{5+}$  за прошедшие годы. Согласно требованиям

Госкомиссии РФ по запасам (ГКЗ РФ), для газоконденсатных систем требуется оценивать значение КИК по данным *CVD* при давлении 0,1 МПа. По результатам проведенного моделирования с использованием уравнения состояния КИК для пластовой смеси Оренбургского НГКМ составил 62 % и значительно отличается от величины, полученной без учета РЖУ, – 74 %.

Таким образом, прогнозирование содержания углеводородов  $C_{5+}$  в пластовом газе без учета наличия в пласте рассеянной углеводородной жидкости может привести к значительному завышению уровней добычи конденсата и КИК.

Вышеизложенное подтверждает необходимость уделять особое внимание мониторингу динамики содержания конденсата в добываемом газе при разработке нефтегазоконденсатных месторождений.

### ***Особенности природных околокритических углеводородных систем («переходного» состояния)***

В глубокопогруженных залежах пластовая температура может быть близка к критической температуре пластовой углеводородной смеси. Подобные сложные природные объекты требуют пристального изучения на основе комплексного применения экспериментальных и теоретических методов исследования многокомпонентных систем.

Традиционный подход к моделированию процесса дифференциальной конденсации для оценки достигаемой величины коэффициента извлечения стабильного конденсата (группы  $C_{5+}$ ) и динамики его удельного содержания в добываемой углеводородной смеси обычно не подлежал сомнению, т.к. величина насыщенности порового пространства ретроградной углеводородной жидкой фазой считалась ниже порога гидродинамической подвижности. Однако экспериментальные и теоретические исследования показывают, что для околокритических углеводородных систем насыщенность порового пространства ретроградной жидкостью может быть выше порога ее гидродинамической подвижности при небольшом снижении пластового давления ниже давления начала ретроградной конденсации, которая для подобных систем имеет очень интенсивный («обвальный») характер. Это было учтено автором при моделировании процесса дифференциального истощения, получившего название *Generalized Constant Volume Depletion (GCVD)* [1]. В частном случае равенства нулю фазовой проницаемости жидкой углеводородной фазы модель *GCVD* описывает процесс *CVD*.

Необходимо учитывать, что механизм формирования фазовых проницаемостей в газоконденсатных системах отличается от аналогичного

процесса в нефтяных системах. Так, в нефтяной системе газ выделяется в виде пузырьков в сплошной жидкой углеводородной фазе, а при фильтрации газоконденсатной системы в газовой фазе образуются зародыши ретроградной жидкости, конденсирующейся на поверхности пористой среды или смачивающей ее пластовой воды. Поскольку более мелкие поры заполнены остаточной водой, конденсат аккумулируется в более крупных порах, что вызывает уменьшение его критической насыщенности. Фазовые проницаемости зависят от поверхностного натяжения между углеводородной жидкой и паровой фазами. В модели *GCVD* учитывается разделение режимов пленочной и капельной конденсации. При режиме пленочной конденсации ретроградная жидкость растекается и мобильна, а фазовая проницаемость равна насыщенности фазой. Капельная конденсация характеризуется традиционным видом фазовых проницаемостей. Исследования показали, что для газоконденсатных залежей с пластовой температурой, близкой к критической, прогнозирование содержания углеводородов  $C_{5+}$  в пластовом газе на основе традиционных исследований *CVD* может привести к значительному занижению уровней добычи конденсата, а следовательно, и коэффициента его извлечения. Поэтому для таких газоконденсатных систем результаты *CVD* следует использовать в качестве минимальной оценки содержания стабильного конденсата в добываемом углеводородном флюиде при разработке залежи на режиме истощения. Их необходимо дополнять данными лабораторных экспериментов на моделях пласта с реальными кернами, а в дальнейшем уточнять в соответствии с результатами эксплуатации объектов разработки.

### ***Термодинамические эффекты при разработке залежей природных газов в низкопроницаемых коллекторах***

Одно из важных направлений теории и практики разработки месторождений природных углеводородов – добыча нефти, газа и конденсата из глубокопогруженных залежей, представляющих собой сложнейшие геолого-физические системы с низкой проницаемостью пластов-коллекторов, высокими значениями пластового давления и температуры, значительным содержанием группы  $C_{5+}$  в пластовом газе и растворенного газа в пластовой нефти. Наряду с углеводородами различного строения пластовые смеси могут включать и неуглеводородные вещества в существенных концентрациях. Характерной особенностью разработки низкопроницаемых коллекторов являются значительные депрессии в призабойных зонах, приводящие к неизотер-

мичности процесса фильтрации. Среди актуальных проблем описания процесса фильтрации газоконденсатных смесей в глубоководных залежах важным является учет особенностей относительных фазовых проницаемостей при низких значениях поверхностного натяжения между жидкой и паровой углеводородными фазами. Для достоверного прогнозирования динамики компонентного состава добываемой продукции и возможных значений коэффициентов извлечения природных ресурсов из недр необходимо правильно учитывать термодинамические эффекты, существенно влияющие на результаты описания физико-химических свойств фаз пластовых флюидов.

Вышеперечисленные и другие особенности процесса фильтрации были учтены автором при постановке задачи многокомпонентной фильтрации. Благодаря этому были выявлены и проанализированы важные особенности разработки глубоководных газоконденсатных залежей [1, 18, 19]. Так, в результате исследования процесса добычи природного газа из низкопроницаемой залежи круговой формы с центрально расположенной скважиной получена, в отличие от результатов дифференциальной конденсации того же пластового газа, немонотонная зависимость содержания конденсата в начальный период разработки. В дальнейшем зависимость содержания конденсата в добываемом газе становится монотонной, но при одинаковой доле извлеченного сухого газа наблюдается значительно меньшее удельное содержание конденсата в пластовом газе, чем при моделировании дифференциальной конденсации этой же пластовой смеси.

Многие особенности, выявленные при исследовании низкопроницаемых ненасыщенных залежей, характерны и для газоконденсатных месторождений, у которых давление начала ретроградной конденсации пластовых смесей равно начальному пластовому давлению. Наряду с этим получены принципиально новые результаты, вызванные переходом режима ретроградной конденсации пластовой смеси от пленочного к капельному и связанным с этим явлением изменения относительных фазовых проницаемостей газовой и жидкой углеводородных фаз.

Важная особенность разработки низкопроницаемых коллекторов – существенное влияние проницаемости на температуру добываемого флюида в призабойной зоне скважин. Это определяется в основном взаимосвязью депрессии с эффектом Джоуля – Томсона. При повышенных давлениях его дифференциальное значение весьма мало, однако огромные депрессии приводят к тому, что интегральная величина

изменения температуры в призабойной зоне может составлять десятки градусов. Это влияет на термобарические условия в скважинах и промышленном оборудовании и требует особого внимания при идентификации возможных условий гидратообразования и выпадения твердой фазы в результате отложения высокомолекулярных соединений, входящих в состав добываемой смеси.

***О влиянии гравитационного поля на компонентный состав  
и свойства пластовых углеводородных флюидов***

В дополнение к вышеописанным термодинамическим эффектам отметим и такое важное явление, как наблюдаемое в массивных залежах изменение начального компонентного состава пластового углеводородного флюида по глубине. В результате исследований, проведенных отечественными и зарубежными специалистами, разработан метод, позволяющий оценивать влияние гравитационных сил на начальное распределение состава многокомпонентной пластовой углеводородной смеси. Этот метод используется в композиционных гидродинамических симуляторах для задания начального распределения по вертикали состава пластовой смеси при решении задач моделирования разработки газоконденсатных, нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей.

***Рациональный подход к формированию моделей пластовых нефтей  
для гидродинамических расчетов при проектировании  
и мониторинге разработки месторождений***

Необходимое условие эффективного подхода к повышению качества обоснования свойств природных углеводородных систем – комплексное использование данных промысловых измерений, результатов лабораторных исследований и математического моделирования термодинамических свойств с использованием уравнений состояния. Большое значение имеет системное применение научно обоснованных методов интерпретации имеющейся информационной базы о проведенных экспериментальных исследованиях пластовых углеводородных флюидов. В [20], [21] описан метод создания многокомпонентных  $pVT$  моделей пластовых нефтей изучаемых объектов разработки, позволяющий при использовании уравнений состояния с высокой точностью описывать ключевые свойства пластовых нефтей. Предложенный метод не требует процедуры регрессионного анализа, его основу составляет последовательная настройка ключевых параметров расчетной модели. Метод применяется авторами как для обоснования и верифи-

кации подсчетных параметров, так и при проектировании и мониторинге разработки месторождений с использованием гидродинамических симуляторов типа *black oil* и композиционных.

### Заключение

Практика обоснования подсчетных параметров пластовых углеводородных флюидов и проектирования разработки месторождений с применением различных методов воздействия на продуктивные пласты показывает необходимость дальнейшего развития как способов получения представительной информации о пластовых смесях и их экспериментального изучения, так и методов математического моделирования свойств природных углеводородных систем в широком диапазоне компонентных составов и термобарических условий. На взгляд автора настоящей статьи, дальнейшее совершенствование методов идентификации фазового состояния и описания свойств фаз природных многокомпонентных систем связано с изучением закономерностей и особенностей свойств природных углеводородных смесей в глубокопогруженных залежах и с необходимостью применения моделей многокомпонентной фильтрации для описания и анализа процессов разработки с интенсивным межфазным массообменом, в том числе при газовом, водогазовом и термогазовом воздействиях на продуктивные пласты.

### Список литературы

1. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
2. Whitson C.H. Phase behavior / C.H. Whitson, M.R. Brule // SPE Monograph Series. – Richardson, Texas, 2000. – 240 p.
3. Danesh A. PVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids / A. Danesh // Elsevier Science B.V., 1998. – 104 p.
4. Peneloux A. A consistent volume correction for Redlich – Kwong – Soave volumes / A. Peneloux, E. Rauzy, R. Freze // Fluid Phase Equilibria. – 1982. – V. 8. – P. 7–23.
5. Jhavery B.S. Three-parameter modification of the Peng-Robinson equation of state to improve volumetric predictions / B.S. Jhavery, G.K. Youngren // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – V.3. – № 3 (August). – P. 1033–1040.
6. Брусиловский А.И. Методология применения кубических уравнений состояния для моделирования природных газоконденсат-

ных смесей / А.И. Брусиловский // Газовая промышленность. – 2004. – № 7 (Апрель). – С. 16–19.

7. Брусиловский А.И. Теория и практика обоснования свойств природных углеводородных систем / А.И. Брусиловский, А.Н. Нугаева // Обзор. информ. Сер.: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 112 с.

8. Michelsen M.L. The Isothermal Flash Problem. Part I: Stability / M.L. Michelsen // Fluid Phase Equilibria. – 1982a. – V. 9. – P. 1–19.

9. Michelsen M.L. The Isothermal Flash Problem. Part II: Phase-Split Calculation / M.L. Michelsen // Fluid Phase Equilibria. – 1982b. – V 9. – P. 21–40.

10. Firoozabadi A. Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs / A. Firoozabadi. – Mc Graw-Hill, 1999.

11. Брусиловский А.И. Методы расчета дифференциальной конденсации многокомпонентных систем / А.И. Брусиловский // Труды МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. – 1985. – Вып. 192. – С. 67–77.

12. Исследование газоконденсатных месторождений на газоконденсатность / А.И. Брусиловский // Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1980. – Гл. 7; Руководство по исследованию скважин. – М.: Недра, 1995. – Гл. 7.

13. Долгушин Н.В. Исследование газоконденсатных систем / Н.В. Долгушин, Ю.М. Корчажкин, В.Г. Подюк, Д.З. Сагитова. – Ухта, 1997. – 179 с.

14. Р Газпром 2-3.3-303-2009. Руководство по исследованию природных газоконденсатных систем с целью подсчета балансовых и извлекаемых запасов компонентов природного газа, проектирования, анализа и контроля за разработкой месторождений ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2009. – 595 с.

15. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Газпром экспо, 2011. – Ч. I. – 234 с.

16. Whitson C.H. Evaluating constant-volume depletion data / C.H. Whitson, S.B. Torp // Journal of Petroleum Technology. – 1983. – March. – P. 610–620.

17. Брусиловский А.И. Прогнозирование добычи конденсата и оценка конечного коэффициента его извлечения / А.И. Брусиловский,

С.Н. Закиров, В.З. Баишев и др. // Газовая промышленность. – 2000 (Март). – С. 43–45.

18. Брусиловский А.И. Закономерности фильтрации газоконденсатных систем в низкопроницаемых коллекторах / А.И. Брусиловский // Газовая промышленность. – 1997. – № 3. – С. 34–35.

19. Брусиловский А.И. Многокомпонентная фильтрация газоконденсатных систем в глубоководных залежах / А.И. Брусиловский // Геология нефти и газа. – 1997. – № 7. – 1997. – С. 31–38.

20. Брусиловский А.И. Рациональный подход к формированию моделей пластовых нефтей для гидродинамических расчетов при проектировании и мониторинге разработки месторождений / А.И. Брусиловский, А.Н. Нугаева, И.Е. Хватова // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 4. – С. 48–56.

21. Баталин О.Ю. Прогнозирование состава пластовой смеси и давления по глубине залегания залежи / О.Ю. Баталин, А.И. Брусиловский, Н.Г. Вафина // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1984. – Вып. 10. – С. 9–11.