

## Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния

Т.С. Ющенко<sup>1\*</sup>, А.И. Брусиловский<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

<sup>2</sup>ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

Целью работы является разработка единого поэтапного подхода по созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе трехпараметрического кубического уравнения состояния для достоверного моделирования PVT-свойств пластовых флюидов (пластовой нефти и пластового газа) при проектировании и мониторинге разработки месторождений, расчете многофазного течения в скважинах и промысловых трубопроводах, а также при бассейновом моделировании.

Предлагаемый авторами подход позволяет с высокой точностью адаптировать PVT-модель как пластовой нефти, так и пластовой газоконденсатной системы на экспериментальные данные с помощью поэтапной процедуры, где на каждом шаге с помощью изменения одного из параметров уравнения состояния настраивается одно из PVT-свойств углеводородной системы. Возможна алгоритмизация и автоматизированное применение данного подхода в специализированных программных продуктах.

Для PVT-модели пластовой нефти предлагаемый авторами подход позволяет с высокой точностью воспроизвести значения давления насыщения, объемного коэффициента, газосодержания пластовой нефти, динамику изменения изотермического коэффициента сжимаемости и динамической вязкости пластовой нефти от давления при пластовой температуре, а также плотность сепарированной нефти. Для PVT-модели пластовой газоконденсатной системы разработанный подход позволяет с высокой точностью воспроизвести давление начала ретроградной конденсации, Z-фактор пластового газа, потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе, динамику изменения потерь насыщенного конденсата и динамической вязкости фаз от давления при пластовой температуре, а также плотность стабильного конденсата и конденсатогазовый фактор.

Созданная, на основе предлагаемого в статье подхода, корректная PVT-модель может применяться как в композиционном гидродинамическом моделировании, так и в моделях типа «черная нефть».

Применение разработанного подхода проиллюстрировано на примерах 8 различных месторождений пластовой нефти и газоконденсатных систем различных регионов России.

**Ключевые слова:** PVT-модель, фазовое равновесие, пластовые углеводородные системы, методы адаптации, PVT-свойства, математическое моделирование

**Для цитирования:** Ющенко Т.С., Брусиловский А.И. (2022). Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния. *Георесурсы*, 24(3), с. 164–181. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14>

### Введение

Неотъемлемой частью при проектировании и мониторинге разработки углеводородных залежей, а также выборе параметров работы скважин и промысловых трубопроводов являются гидродинамические модели (Coats et al., 1995). Одной из важных частей таких гидродинамических моделей является PVT-модель пластовой углеводородной смеси (Poling et al., 2000; Whitson, Fevang, 1996). В инженерной практике при построении PVT-моделей природных углеводородных систем наиболее современной и удобной является методика, основанная на применении трёхпараметрических кубических уравнений состояния (Брусиловский, 2002; Pedersen, Cristensen, 2007) и эффективных алгоритмов моделирования парожидкостного

равновесия многокомпонентных систем (Брусиловский, 2002; Michelsen, Mollerup, 2007). Наиболее популярными являются уравнения состояния Пенга-Робинсона (Peng, Robinson, 1976; Jhavery, Youngren, 1988) и Соаве-Редлиха-Квонга (Soave, 1972; Peneloux et al., 1982), которые используются во всех современных специализированных симуляторах.

Трёхпараметрические кубические уравнения состояния основываются на компонентном составе углеводородной системы и имеют большое количество настраиваемых параметров (Pedersen, Cristensen, 2007; Merrill, 1994), которые сложно или даже невозможно определить в лабораторных условиях. Данные параметры могут быть использованы для адаптации модели на экспериментальные исследования. Для адаптации PVT-модели используются результаты лабораторных и промысловых исследований, полученные для представительных проб флюидов. Набор необходимых экспериментальных данных зависит от типа флюида (McCain, 2017) и целей использования PVT-модели. Процесс построения и адаптации PVT-модели

\* Ответственный автор: Тарас Сергеевич Ющенко  
e-mail: [yushchenko@phystech.edu](mailto:yushchenko@phystech.edu)

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

природной углеводородной системы является сложным, требует понимания термодинамики многокомпонентных систем и использования фундаментальных положений физической химии (Брусиловский, 2002; Whitson, Brule, 2000).

При создании PVT-модели пластовой углеводородной смеси одной из важных задач является согласование свойств пластовых флюидов, используемых в проектных документах (подсчет (пересчет) запасов, технологическая схема разработки, технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти, газа, конденсата) и гидродинамическом моделировании. Основой подхода к повышению качества обоснования параметров, характеризующих свойства пластовых флюидов при проектировании разработки месторождений, является комплексное использование результатов промысловых, лабораторных и научно-обоснованных расчетных методов.

На сегодняшний день существует ряд различных подходов к построению и адаптации PVT-моделей как пластовой нефти (Merrill, 1994; Брусиловский, 2011; Rafael et al., 2002), так и газоконденсатной системы (Schebetov et al., 2010; Hosein et al., 2014). При этом использование практически всех ранее разработанных подходов является не пошаговым алгоритмом, а творческим процессом, требующим работы высококвалифицированного специалиста и занимающим большой объем времени, даже при учете наличия качественных методов регрессии в специализированном программном обеспечении (ПО). В российской практике на сегодняшний день разработаны отдельные методы для адаптации PVT-моделей пластовой нефти (Brusilovsky, Nugaeva, 2008) и пластовой газоконденсатной системы (Yushchenko, Brusilovsky, 2014; Fateev, Nesterenko, 2014). В PVT-симуляторах имеются методы адаптации параметров PVT-моделей на экспериментальные данные с помощью регрессии, но при этом не определено какими из параметров PVT-модели какие свойства настраивать и как. В следствие этого используются математические методы, которые при большом количестве настраиваемых параметров могут не приводить к удовлетворительному результату или делают модель физически некорректной в зоне, на которую не проводилась адаптация.

Целью данной статьи является разработка единого инженерного поэтапного подхода к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем различных типов флюидов. Одной из основных задач при разработке метода является обеспечение возможности алгоритмизации разрабатываемого подхода с целью автоматизированной адаптации PVT-моделей в специализированных симуляторах.

## Обзор существующих методов создания и адаптации PVT-модели

Методики адаптации PVT-модели пластовых углеводородных систем на основе применения уравнения состояния к экспериментальным данным начали появляться с 1980-х годов, но до сих пор не разработан общепринятый подход к адаптации математической модели на экспериментальные данные. Первыми алгоритм настройки уравнения состояния предложили Коатс и Сمارт в 1986 г. (Coats, Smart, 1986). Они рекомендовали адаптировать

PVT-модель с помощью разбиения фракции остатка на 4 псевдофракции, варьирования коэффициентов парного взаимодействия между метаном ( $C_1$ ) и псевдофракциями остатка, а также варьированием констант уравнения состояния для метана и тяжелых фракций. В 2000 г. Витсон (Whitson, Brule, 2000) модифицировал метод адаптации Коатса и Смарт. Он предложил использовать вместо двухпараметрического уравнения состояния трехпараметрическое, а также вести настройку с помощью критических параметров фракций вместо констант уравнения состояния.

В 1989 году Педерсен и др. (Pedersen et al., 1989) предложили альтернативный подход к адаптации PVT-модели, основанный на точечной настройке PVT-свойств с помощью параметров уравнения состояния. В предложенном подходе давление насыщения (начала конденсации) предлагалось настраивать с помощью изменения молекулярной массы фракции остатка (в пределах 10 %), плотность жидкой фазы адаптировать путем изменения значений шифт-параметра тяжелых фракций, а изменением критических параметров и ацентрического фактора тяжелых фракций адаптировать остальные PVT-свойства. При этом значения критических параметров и ацентрического фактора с увеличением молекулярной массы компонент должны изменяться монотонно. В подходе допускалось также изменение коэффициентов парного взаимодействия между метаном и тяжелыми фракциями. В 1999 году Кристенсен (Christensen, 1999) модифицировал методику Педерсена, предложив для определения критических параметров и ацентрического фактора фракций использовать корреляцию Педерсена (Pedersen, Cristensen, 2007) и при необходимости изменять коэффициенты в этой корреляции.

В 2005 году в статье (Al-Meshari, McCain, 2005) был предложен еще один подход к адаптации PVT-модели на экспериментальные данные. В подходе предлагалось разбить остаток на ряд фракций (например, используя метод гамма-распределения Витсона (Whitson et al., 1989), далее рассчитать их критические свойства с помощью корреляции Кэветта (Cavett, 1962), а ацентрический фактор – по корреляции Рирази-Аль-Саххаф (Riazi, Al-Sahhaf, 1996). После этого давление насыщения адаптировать вариацией молекулярной массы фракций остатка. Далее группировать компоненты и фракции смеси в псевдокомпоненты. Плотности фаз предлагалось адаптировать изменением шифт-параметров компонент и фракций.

В 2008 году был предложен инженерный поэтапный подход к построению адекватной PVT-модели пластовой нефти (Brusilovsky, Nugaeva, 2008). В данном подходе осуществляется последовательная адаптация PVT-модели к ключевым свойствам пластовой нефти: давлению насыщения, объемному коэффициенту при пластовых условиях, плотности сепарированной нефти, динамической вязкости пластовой нефти. При адаптации каждого из параметров используется только один параметр уравнения состояния.

В 2014 году был предложен инженерный поэтапный подход к построению адекватной PVT-модели пластовой газоконденсатной системы (Yushchenko, Brusilovsky, 2014). В данном подходе осуществляется последовательная адаптация PVT-модели к ключевым свойствам газоконденсатной системы: давлению начала конденсации,

z-фактору газа при пластовых условиях, плотности стабильного конденсата, конденсатогазовому фактору, потенциальному содержанию конденсата в пластовом газе, а также зависимости кривой потерь насыщенного конденсата от давления. При адаптации каждого из параметров используется только один параметр уравнения состояния.

Кроме вышеописанных методик, существует ряд других работ (Rafael et al., 2002; Ефимов и др., 2012; Щebetов, Галкин, 2009), в которых предлагаются алгоритмы построения PVT-моделей природных углеводородных систем (как пластовой нефти, так и газоконденсатных систем) и их адаптация на результаты лабораторных исследований. В работах (Ефимов и др., 2012; Щebetов, Галкин, 2009) основное внимание уделяется оценке представительности проб, а настройка на результаты лабораторных исследований осуществляется изменением молекулярной массы группы  $C_{5+}$ , при этом не сохраняется потенциальное содержание группы  $C_{5+}$  в пластовом газе, и настройка ведется не на все ключевые параметры. В работах (Rafael et al., 2002; Hosein et al., 2014; Joergensen, 1995) особое внимание уделяется методике разбиения группы  $C_{N+}$  на псевдокомпоненты различными методами и определению их свойств (критическое давление, температура, ацентрический фактор) на основе корреляций, но при этом не обозначается, какие параметры уравнения состояния варьируются и каким образом.

Подход к созданию и адаптации PVT-модели пластовой углеводородной системы, описанный в данной работе, использует опыт ранее разработанных методик и является логичным развитием работ, описанных в (Брусилковский, 2011; Brusilovsky, Nugaeva, 2008; Yushchenko, Brusilovsky, 2014). В дополнение к (Brusilovsky, Nugaeva, 2008; Yushchenko, Brusilovsky, 2014) текущий алгоритм позволяет адаптировать газосодержание и зависимость коэффициента сжимаемости пластовой нефти от давления при пластовой температуре, кроме того, разработанный подход является универсальным для адаптации PVT-модели различных типов пластовых флюидов. В предложенном подходе описана процедура подготовки данных по компонентному составу и идентификации критических свойств тяжелых фракций.

### Необходимые исходные данные для создания PVT-модели

В данной работе PVT-модель основывается на трех-параметрическом кубическом уравнении состояния Пенга-Робинсона, которое является одним из самых распространенных уравнений для PVT-моделирования парожидкостного равновесия как в специализированных PVT-симуляторах, так и в гидродинамических симуляторах. Аналогичные подходы будут иметь место и при использовании других кубических уравнений состояния для расчета парожидкостного равновесия, например, уравнения Соаве-Редлиха-Квонга или обобщенного уравнения состояния (Brusilovsky, 1992).

Для создания PVT-модели пластовой углеводородной системы необходимы результаты лабораторных исследований представительных проб пластового флюида, адаптация к которым позволит построить модель, адекватно описывающую свойства смеси в широком диапазоне

изменения термобарических условий. Поэтому большое значение имеет качество проведения промысловых и лабораторных исследований (API, 2003).

Для использования уравнения состояния Пенга-Робинсона при PVT-моделировании необходимо задать значения всех параметров уравнения состояния, которые требуются для расчета его коэффициентов. Для этого необходимо задать мольные доли и свойства компонент смеси (критическое давление, критическую температуру, ацентрический фактор), а также определить коэффициенты парного взаимодействия между компонентами системы. Для вычисления PVT-свойств после расчета фазового равновесия также необходимо знать молекулярную массу компонент системы и их шифт-параметры (Whitson, Brule, 2000; Yushchenko, Brusilovsky, 2016).

Обычно, подробный компонентный состав пластовой углеводородной системы определяется численным методом по результатам лабораторных исследований жидкой (обычно до  $C_{36+}$ ) и газовой (обычно до  $C_{10+}$ ) фаз при стандартных условиях с помощью хроматографического анализа (Pedersen, Cristensen, 2007; Whitson, Brule, 2000), а также данных по соотношению жидкой и газовой фаз в пластовом флюиде. Компонентный состав с помощью хроматографического анализа определяют в массовых долях, и, далее, с использованием молекулярной массы компонент пересчитывают в мольные доли. Для пересчета массовых долей в мольные используется следующая формула:

$$z_i = \frac{w_i}{\sum_{j=1}^N \frac{w_j}{M_j}}, \quad (1)$$

где  $z_i$ ,  $w_i$ ,  $M_i$  – мольная доля, массовая доля и молекулярная масса  $i$ -ой компоненты в системе, соответственно.

Именно мольный компонентный состав смеси используется при решении задач фазового равновесия с применением уравнения состояния и является важной первичной информацией о природной углеводородной системе.

Молекулярная масса, критическое давление, критическая температура и ацентрический фактор для углеводородных ( $C_1$ - $C_5$ ) и неуглеводородных ( $N_2$ ,  $H_2S$ ,  $CO_2$ ) компонент определены однозначно на основе экспериментальных исследований, их значения приведены в библиотечных данных PVT-симуляторов и монографиях по исследованию и моделированию PVT-свойств углеводородных смесей (Брусилковский, 2002; Pedersen, Cristensen, 2007; Whitson, Brule, 2000; Ahmed, 2007). Шифт-параметры для чистых компонент определены для каждого из уравнений состояния отдельно (Jhavery, Youngren, 1988; Peneloux, 1982), но, как и коэффициенты парного взаимодействия, при рассмотрении многокомпонентной смеси не являются неизменными, а могут вычисляться с помощью корреляций (Jhavery, Youngren, 1988) и быть настраиваемыми параметрами.

В отличие от свойств чистых компонент, свойства фракций, входящих в состав природных углеводородных смесей, не определены однозначно. Это связано с тем, что в состав фракций могут входить различное количество чистых компонент в различных соотношениях. Свойства фракций практически невозможно определить однозначно, поэтому они вычисляются с использованием

различных корреляций (эмпирических зависимостей) (Rodriguez, Namouda, 2010) и могут быть настраиваемыми параметрами при решении задач фазового равновесия и определения PVT-свойств сосуществующих фаз.

Катц и Фирузабади (Katz, Firoozabadi, 1978) представили таблицу зависимости между температурой кипения, плотностью, молекулярной массой и SCN (число атомов углерода во фракции), которую позже Витсон (Whitson, Brule, 2000; Whitson, 1983) расширил для более тяжелых фракций (до C<sub>45+</sub>), добавил значения характеристического фактора Ватсона (Whatson et al., 1935), а также значения критических параметров и ацентрического фактора, рассчитанные по корреляциям Кеслера-Ли (Kesler, Lee, 1976; Lee, Kesler, 1975). Данная таблица очень удобна для использования и позволяет оценить свойства фракций при известном значении только одного из свойств (например, молекулярной массы).

### Разбиение фракций остатка по данным лабораторных исследований

Перед тем, как переходить к построению PVT-модели, необходимо определиться с компонентным составом пластовой углеводородной системы, который будет использоваться. Для инициализации и адаптации PVT-модели рекомендуется использовать подробный компонентный состав, который далее, при передаче PVT-модели для гидродинамического композиционного моделирования можно будет сгруппировать, пользуясь определенными правилами.

Если в техническом отчете об исследованиях пластового флюида представлен компонентный состав до группы C<sub>7+</sub>-C<sub>20+</sub>, то рекомендуется разбить фракцию остатка на псевдофракции. Разбиение фракции остатка возможно как с использованием результатов разгонки стабильной углеводородной жидкости по истинным температурам кипения (ИТК), так и с использованием данных о фракционной разгонке, которая делается при физико-химических исследованиях (ФХИ) стабильной углеводородной жидкости.

По результатам разгонки стабильной углеводородной жидкости по истинным температурам кипения имеются данные как о массовых долях фракций, так и об их температуре кипения. Далее, с использованием корреляций или таблицы Катца-Фирузабади возможен расчет остальных свойств фракций (Whitson, 1983; Whitson, Brule, 2000).

При использовании данных фракционной разгонки есть необходимость проведения дополнительных вычислений для того, чтобы перейти от доли выкипания стабильной углеводородной жидкости к долям и свойствам фракций в компонентном составе системы. Результаты фракционной разгонки представлены в отчетах обычно в виде, показанном в таблице 1.

Рассматриваемый в статье подход к разбиению остатка на псевдофракции с использованием данных о

Процент выкипания, % об.	Начало кипения	V <sub>1</sub>	V <sub>2</sub>	V <sub>3</sub>	...	V <sub>p</sub>
Температура выкипания, °C	t <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>	t <sub>2</sub>	t <sub>3</sub>	...	t <sub>p</sub>

Табл. 1. Представление результатов фракционной разгонки в техническом отчете

фракционной разгонке является обобщением метода, описанного в (Brusilovsky, Nugaeva, 2008) и состоит в следующем:

Определяем величину плотности остатка, группы C<sub>N+</sub>, на основе таблицы Каца-Фирузабади, дополненной Витсоном (Whitson, 1983; Whitson, Brule, 2000) при известном значении молекулярной массы остатка C<sub>N+</sub>.

Разбиение начинаем с температуры кипения фракции C<sub>N+</sub>, если она выше температуры начала кипения стабильной углеводородной жидкости. Для этого в таблице 1 выбираем столбец с температурой кипения ближайшей к температуре кипения фракции C<sub>N+</sub>, но ниже ее. Далее, объемная доля первой псевдофракции рассчитывается по формуле (2). Если температура начала кипения сепарированной углеводородной жидкости выше, то переходим к следующему пункту №3. Ниже рассмотрим случай, когда температура кипения фракции C<sub>N+</sub> выше температуры кипения стабильной жидкости, но ниже t<sub>1</sub>.

В соответствии с принятыми в инженерной практике свойствами фракций природных углеводородных систем, температура начала кипения группы C<sub>N</sub> равна температуре кипения n-алкана с числом атомов углерода (N – 1) плюс 0.5°C. В таком случае объемная доля первой псевдофракции вычисляется следующим образом:

$$V_{1CN+} = V_1 \frac{t_1 - t_{bcN}}{t_1 - t_0} \quad (2)$$

где t<sub>0</sub> – температура начала кипения стабильной углеводородной жидкости (из результатов фракционной разгонки); t<sub>bcN</sub> – температура начала кипения фракции C<sub>N</sub> (из таблицы Каца-Фирузабади по данным молекулярной массы C<sub>N</sub>); t<sub>1</sub> – температура конца кипения первой псевдофракции (табл. 1); V<sub>1</sub> — объемная доля стабильной жидкости, выкипающая в диапазоне температур от начала кипения до конца кипения первой фракции (из результатов фракционной разгонки, табл. 1). В таком случае оставшаяся от V<sub>1</sub> объемная доля будет рассчитываться по формуле:

$$V_{0CN+} = V_1 - V_{1CN+} \quad (3)$$

Соответственно, объемные доли V<sub>2CN+</sub> и далее будут равняться V<sub>2</sub> и далее (из табл. 1).

Объемная доля сепарированной нефти V<sub>0CN+</sub> уже учтена в составе сепарированной нефти во фракции C<sub>N-1</sub>, следовательно нам необходимо провести нормирование объемных долей V<sub>1CN+</sub> - V<sub>pCN+</sub> на 100 %.

Это делается следующим образом:

$$V^*_{1CN+} = V_{1CN+} \frac{100}{100 - V_{0CN+}}; V^*_{2CN+} = V_{2CN+} \frac{100}{100 - V_{0CN+}}; \dots; V^*_{pCN+} = V_{pCN+} \frac{100}{100 - V_{0CN+}} \quad (4)$$

Ниже по тексту используются уже нормированные значения объемных долей псевдофракций.

Если плотность при стандартных условиях и молекулярная масса псевдофракций не определены в лаборатории при исследованиях, вычисляем их с помощью таблицы Каца-Фирузабади по имеющимся результатам о температурах кипения.

Вычисляем плотности остатка по результатам фракционной разгонки следующим образом:

$$\rho_M = \frac{(100\rho_{CN+} - \sum_{i=1}^{M-1} \rho_i V^*_i)}{V_M} \quad (5)$$

где ρ<sub>C<sub>N+</sub></sub> – плотность остатка C<sub>N+</sub>, определенная в пункте

$1, \rho_p, V_i^*$  – плотность и процент выкипания  $i$ -ой псевдофракции по результатам фракционной разгонки (табл. 1);  $P$  – количество псевдофракций по результатам фракционной разгонки.

Рассчитываем массовую долю псевдофракций  $g_i$  по следующей формуле:

$$g_i = \frac{\rho_i V_i^*}{\sum_{k=1}^P \rho_k V_k} \quad (6)$$

Пересчитываем массовые доли в мольные по следующей формуле (1):

$$f_i = \frac{g_i / M_i}{\sum_{k=1}^P g_k / M_k} \quad (7)$$

где  $M_i$  – молекулярная масса  $i$ -ой псевдофракции;  $i = \overline{1, P}$ , если температура начала кипения стабильной углеводородной жидкости не ниже температуры кипения  $C_N$ , в противном случае  $i = \overline{1, P+1}$ .

Определяем мольную долю псевдофракций в пластовой углеводородной системе по следующей формуле:

$$z_{N+i} = z_{C_{N+}} f_i \quad (8)$$

Таким образом, мы получаем компонентный состав пластовой углеводородной системы, состоящий из  $N+P$  компонент. В случае отсутствия информации о фракционном составе стабильной углеводородной жидкости, задача разбиения на псевдофракции группы остатка  $C_{N+}$  может быть решена на основе предположения о том, что вероятностная плотность распределения фракций в рассматриваемой группе компонентов определяется трёхпараметрической гамма-функцией. В большинстве PVT-симуляторов имеется возможность использования гамма-распределения Витсона для разделения группы  $C_{N+}$  на фракции (Whitson, Brule, 2000).

### Метод расчета свойств фракций

В отличие от свойств чистых компонент, свойства фракций, входящих в состав природных углеводородных смесей, не определены однозначно. При лабораторных исследованиях природных углеводородных систем для фракций можно определять плотность, молекулярную массу и температуру выкипания при исследованиях разгонки стабильной углеводородной жидкости по истинным температурам кипения. При отсутствии этих данных свойства фракций (плотность, температура кипения, критические параметры, ацентрический фактор) вычисляются по их зависимостям от молекулярной массы (Pedersen, Cristensen, 2007; Whitson, Brule, 2000).

В (Fateev, Nesterenko, 2014; Naji, 2010) проведено сравнение значений критических свойств и ацентрического фактора фракций в зависимости от их молекулярной массы, рассчитанных с помощью различных корреляций (рис. 1).

Как видно из рис. 1, расчет критической температуры в зависимости от молекулярной массы по различным корреляциям для тяжелых фракций (с молекулярной массой выше 450) отличается на 10–15 %, различие по расчету критического давления значительно выше во всем диапазоне молекулярной массы от фракции  $C_6$  и выше. Таким образом, выбор корреляций для расчета свойств фракций вносит дополнительную неопределенность в PVT-модель. Авторами предлагается подход к определению критического давления, отличающийся от общепринятого и основанный на использовании кубического уравнения состояния Пенга-Робинсона для фракции при стандартных условиях.

Обычно, по корреляциям определяют все свойства фракций, используемые в уравнении состояния (критическое давление, критическая температура, ацентрический фактор). Это, строго говоря, является неверным, так как в таком случае система уравнений, состоящая из:

- уравнения состояния для отдельной фракции при стандартных условиях;
- уравнения для критической температуры фракции;
- уравнения для критического давления фракции;
- уравнения для ацентрического фактора фракции;

является переопределенной (3 переменных и 4 уравнения). При определении критической температуры и критического давления с помощью корреляций мы пользуемся заданной величиной плотности фракции (обычно вычисляем по корреляции, зная молекулярную массу (Riazi, Daubert, 1980)). Но далее, решая уравнение состояния, мы рассчитываем плотность фракции при стандартных условиях с использованием критических параметров, и она не будет совпадать с плотностью, которую мы использовали для нахождения этих критических параметров. Поэтому авторами предлагается метод более корректного определения свойств фракций, при котором нет противоречия между расчетами свойств фракции по корреляциям и по уравнению состояния при стандартных условиях.

В предлагаемом подходе критическая температура и ацентрический фактор определяются по одной из корреляций (Kesler-Lee, Cavet, Pedersen, Edmister или др. (Naji, 2010)), а критическое давление определяется из решения

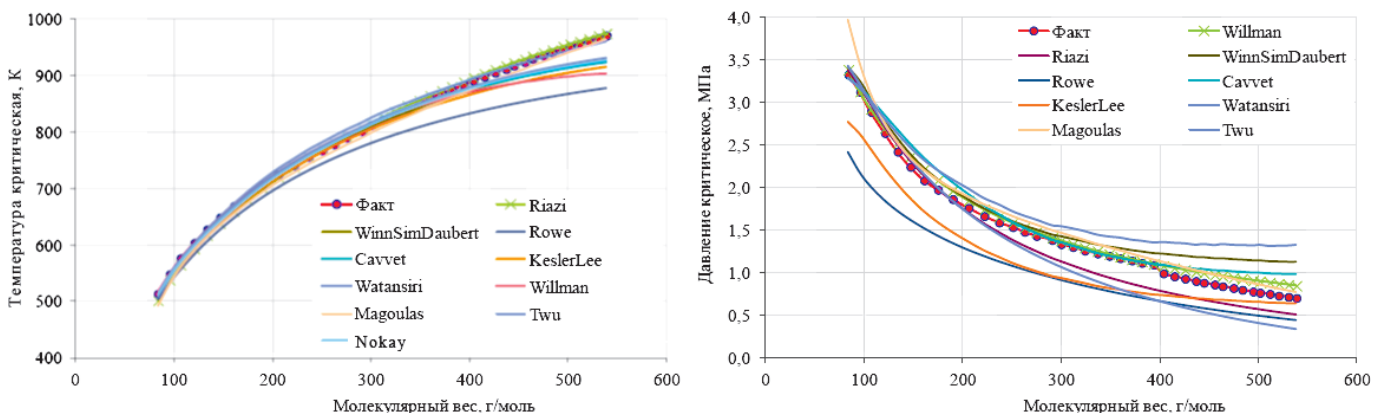


Рис. 1. Сравнение результатов расчета критических параметров с помощью различных корреляций (Fateev, Nesterenko, 2014)

уравнения состояния, записанного для стандартных условий, при которых плотность фракции нам известна. Выделяются два варианта:

1. Корреляция для ацентрического фактора не зависит от критического давления (например, Riazi и Al-Sahhaf (Fahim, Al-Sahhaf, 2009) или Могоуласса-Тассиоса (Stamatakis et al., 1990)). Тогда нахождение критического давления сводится к решению кубического уравнения и решается аналитическим методом по формуле Кардано. Запишем систему уравнений, состоящую из уравнения состояния Пенга-Робинсона (9.1), корреляции Кеслера-Ли для критической температуры (9.2), корреляции Риази и Аль-Саххаф для ацентрического фактора (9.3).

$$\begin{cases} p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)+b(v-b)} & (1) \\ T_c = \left( 615.06 + 1459.8\gamma + (0.4244 + 0.1174\gamma)T_b + \frac{(1.5128-10.5699\gamma)10^5}{T_b} \right) & (2) \\ \omega = -(0.3 - e^{-6.252+3.64457*M^{0.1}}) & (3) \end{cases}$$

где  $p$  – атмосферное давление, равное 101325 Па;  $T$  – температура в стандартных условиях, равная 293.15 К (или 288.7 К);  $\gamma$  – относительная плотность фракции при стандартных условиях;  $T_b$  – температура кипения фракции при стандартных условиях;  $M$  – молекулярная масса фракции;  $a, b$  – параметры уравнения состояния, определяемые по (10);  $R$  – универсальная газовая постоянная;  $T_c$  – критическая температура фракции;  $\omega$  – ацентрический фактор фракции;  $v$  – мольный объем фракции.

$$a = \Omega_a \frac{T_c^2 R^2}{p_c} \alpha, b = \Omega_b \frac{RT_c}{p_c}, \alpha = \left[ 1 + m \left( 1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right) \right]^2$$

если  $\omega \geq 0.49$ , то  $m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$ ,  
 если  $\omega \leq 0.49$ , то  $m = 0.3796 + 1.485\omega - 0.1644\omega^2 + 0.01667\omega^3$ , (10)

где  $p_c$  – критическое давление фракции;  $\Omega_a = 0.45724$ ;  $\Omega_b = 0.0778$  – константы уравнения состояния.

Тогда, если подставить в первое уравнение системы (9) выражения для параметров  $a, b$  (10) и мольного объема  $v = M/\rho$  и преобразовать его, то получим кубическое уравнение относительно критического давления  $p_c$  (11):

$$p_c^3 + \frac{pBv-2RTv+A}{pv^2-RTv} p_c^2 - \frac{3pB^2v+B^2RT-AB}{pv^3-RTv^2} p_c + \frac{pB^3}{pv^3-RTv^2} = 0 \quad (11)$$

где  $A = 0.45724R^2T_c^2$ ,  $B = 0.0778RT_c$ .

Данное уравнение (11) можно решить аналитически с помощью формулы Кардано (Kugosh, 1972), так как все параметры уравнения можно определить независимо от критического давления через известные величины. При этом есть ограничения на значения критического давления  $p_c$ :

а. Ограничение снизу. При любых термобарических условиях для кубических уравнений Ван-дер-Ваальсового типа должно соблюдаться неравенство:

$$v - b > 0. \quad (12)$$

Преобразовав его в соответствии с (10) и определением для  $v$ , получим:

$$p_c > 0.0778RT_c\rho/M. \quad (13)$$

б. Ограничение сверху следует из физических соображений. Так как данный метод используется для определения критического давления фракций  $C_{6+}$ , то критическое давление не должно превышать значения для  $nC_5$  (н-пентана):

$$p_c < 3.37 \text{ МПа}. \quad (14)$$

2. В случае, если корреляция для ацентрического фактора фракции зависит от критического давления (например, корреляция Эдмистера), то аналитическим методом не получится определить критическое давление фракции. Необходимо решать систему из двух уравнений (уравнения состояния и уравнения для ацентрического фактора). Такую систему можно решить, например, с помощью метода Ньютона или деления отрезка пополам. При этом в качестве начального приближения можно воспользоваться одной из корреляций для критического давления, например Кеслера-Ли (Kesler, Lee, 1976; Lee, Kesler, 1975). При этом для определения критической температуры фракции также используется корреляция.

Следует отметить, что корректное определение критического давления фракций значительно влияет как на расчет парожидкостного равновесия и свойств фаз при заданных термобарических параметрах, так и на расчет основных PVT-экспериментов по исследованию пластовых флюидов.

Для уравнения состояния Пенга-Робинсона, используя таблицу Катца и Фирузабади (Whitson, Brule, 2000), можно построить однозначную зависимость между критической температурой и критическим давлением для фракций. На рисунке 2 приведены зависимости критического давления от критической температуры для вышеописанного

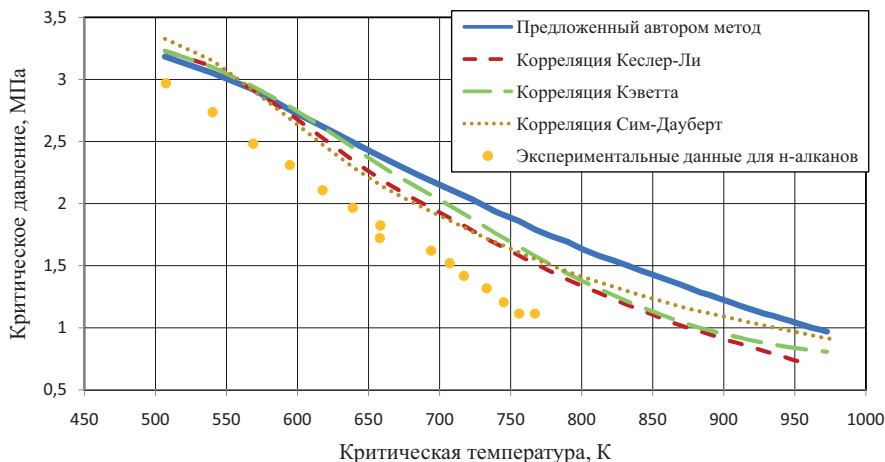


Рис. 2. Зависимость между критическим давлением и критической температурой фракций, определенных различными методами

подхода, а также для наиболее популярных корреляций для определения критического давления.

Из рисунка 2 видно, что критическое давление, определенное с помощью корреляций, значительно отличается от критического давления, определенного при использовании уравнения состояния. Использование предлагаемого авторами подхода позволяет рассчитывать критическое давление фракций опираясь на физические законы, а не на статистические корреляции.

Определив компонентный состав смеси, а также необходимые свойства всех компонент и фракций, PVT-модель углеводородной системы считается созданной. Но данная модель, скорее всего, не будет с необходимой точностью описывать свойства реальной пластовой углеводородной системы вследствие сложности ее состава. Поэтому возникает необходимость адаптации параметров PVT-модели для более точного воспроизведения результатов лабораторных исследований.

### Адаптация PVT-модели пластовой нефти

В случае, если в инициализированной PVT-модели точность расчета основных PVT-свойств по результатам моделирования лабораторных и промысловых исследований ниже требуемой, необходимо провести адаптацию PVT-модели к результатам имеющихся исследований. Для адаптации PVT-модели к результатам лабораторных исследований предлагается инженерный поэтапный метод, состоящий из последовательной настройки на ключевые свойства пластовой углеводородной смеси. Данный подход является логичным развитием методов, описанных в (Brusilovsky, Nugaeva, 2008; Yushchenko, Brusilovsky, 2014) и подходит для адаптации PVT-моделей различных типов пластовых углеводородных флюидов (пластовая нефть, газоконденсатная система и т.д.). Блок-схема метода адаптации показана на рис. 3.

Процесс адаптации PVT-модели является поэтапным и итерационным. Каждый из параметров уравнения состояния отвечает за настройку одного из основных свойств пластовой углеводородной системы. Перейдем к описанию алгоритма адаптации:

**1. На первом шаге адаптации PVT-модели настраиваемся на соотношение газа и жидкости в составе пластовой системы при сепарации** (газосодержание или конденсатогазовый фактор). Адаптацию PVT-модели на значение газосодержания или конденсатогазового фактора (КГФ) будем проводить с помощью варьирования молекулярной массы самой тяжелой фракции (остатка) или нескольких тяжелых фракций.

а. Количество фракций, молекулярную массу которых будет изменять, зависит от их мольной доли в составе пластовой углеводородной системы. Так для «черной нефти» с компонентным составом до  $C_{36+}$  обычно достаточно изменения молекулярной массы только фракции остатка для адаптации значения газосодержания. При этом для газоконденсатной системы, возможно, будет необходимо изменять молекулярную массу всех фракций от  $C_6$  и тяжелее (не более 3–5 %) для адаптации КГФ на сепараторе. Важно отметить, что изменять молекулярные массы фракций желательно пропорционально (на один и тот же процент).

б. Так как в лаборатории значение молекулярной массы сепарированной углеводородной жидкости определяется с

погрешностью 3–5 %, в PVT-модели имеется возможность изменения молекулярной массы тяжелых фракций в пределах 5–10 % без нарушения ее физической корректности.

с. Обязательно при изменении молекулярной массы тяжелых фракций необходимо пересчитать все свойства (плотность, критические параметры, ацентрический фактор) этих фракций согласно подходу, описанному выше. Для пересчета используются те же корреляции и уравнение состояния, что и для расчета свойств фракций изначально.

д. Увеличение молекулярной массы (вместе с пересчетом свойств фракций) приводит к снижению доли газа в газожидкостной смеси при сепарации.

е. Отдельно стоит отметить, что необходимо проводить адаптацию PVT-модели на условия сепарации, соответствующие промысловым.

ф. В случае отсутствия данных по промысловым условиям сепарации, адаптацию необходимо проводить на стандартную сепарацию.

Отдельно стоит отметить, что в России при лабораторных исследованиях определяют потенциальное содержание стабильного конденсата (или группы  $C_{5+}$ ), так как этот параметр участвует в подсчете запасов по методикам ГКЗ. В случае наличия данного параметра в техническом отчете, в PVT-модели молекулярная масса последней фракции остатка однозначно вычисляется при известном значении потенциального содержания стабильного конденсата по следующей формуле:

$$M_{C_{n+}} = \frac{0.02404 * (1 - z_{C_{5+}}) * \Pi_{C_{5+}} - \sum_{i=0}^{n-1} z_{C_{5+i}} M_{C_{5+i}}}{z_{C_{n+}}} \quad (15)$$

Здесь  $z_{C_{5+i}}$ ,  $M_{C_{5+i}}$  – мольная доля и молекулярная масса  $i$ -ой фракции группы  $C_{5+}$  в пластовом газе;  $n$  – количество компонент в группе  $C_{5+}$ ;  $\Pi_{C_{5+}}$  – потенциальное содержание группы  $C_{5+}$  в пластовом газе, г/м<sup>3</sup> сухого газа.

Если молекулярная масса последней фракции ( $C_{N+}$ ) получилась меньше, чем молекулярная масса предпоследней фракции ( $C_{N-1}$ ), то необходимо сгруппировать фракции  $C_{N-1}$  и  $C_{N+}$  и вычислить молекулярную массу для объединенной псевдофракции по вышеприведенной формуле для настройки на потенциальное содержание группы  $C_{5+}$  в пластовом газе.

При наличии данных о потенциальном содержании стабильного конденсата, адаптация КГФ проводится с помощью изменения шифт параметров компонент  $C_2$ – $C_4$  после выполнения п.2 (настройки модели на кривую потерь насыщенного конденсата). Увеличение шифт-параметра компонент приводит к росту КГФ, зависимость является линейной. Значения шифт-параметра можно изменять в 10–30 раз.

2. На втором шаге адаптации PVT-модели эксперименты, на которые проводим настройку, для пластовой нефти и газоконденсатной системы будут отличаться, но адаптация будет проводиться на эти эксперименты одними и теми же параметрами PVT-модели.

**Для пластовой нефти проводим адаптацию PVT-модели на кривую зависимости изотермического коэффициента сжимаемости пластовой нефти от давления по результатам дифференциального разгазирования при пластовой температуре** (или на среднее значение изотермического коэффициента сжимаемости от пластового давления до давления насыщения, если более

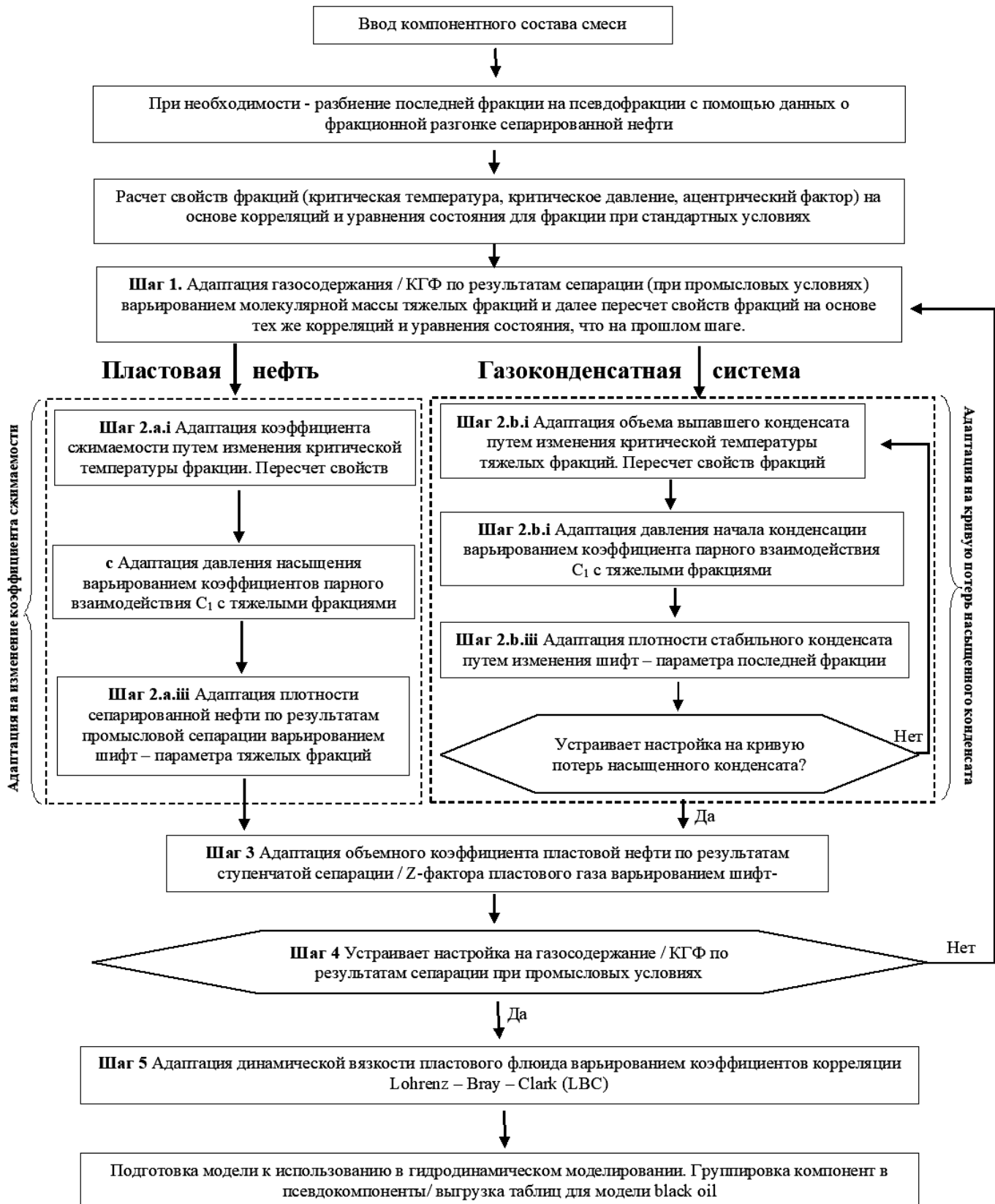


Рис. 5. Блок-схема адаптации PVT-модели пластового флюида

подробных данных нет в отчете). Настройка проводится на коэффициент сжимаемости при давлениях выше давления насыщения. Если коэффициент сжимаемости не приведен в отчете, его можно вычислить по следующей формуле при известном объемном коэффициенте пластовой нефти:

$$C_T^{P_0-P_1} = -\frac{1}{B_0} \frac{(B_0 - B_1)}{(P_0 - P_1)} \quad (16)$$

где  $C_T^{P_0-P_1}$  – изотермический коэффициент сжимаемости пластовой нефти при изменении давления от  $P_0$  до  $P_1$ , 1/МПа;  $B_0$  – объемный коэффициент пластовой нефти при давлении  $P_0$ ;  $B_1$  – объемный коэффициент пластовой нефти при давлении  $P_1$ ;  $P_0$ ,  $P_1$  – давления, МПа.

Адаптация PVT-модели на кривую изменения изотермического коэффициента сжимаемости пластовой нефти



от давления проводится в три последовательных этапа. Схематически подход к адаптации показан на рисунке 4. Подход является последовательным.

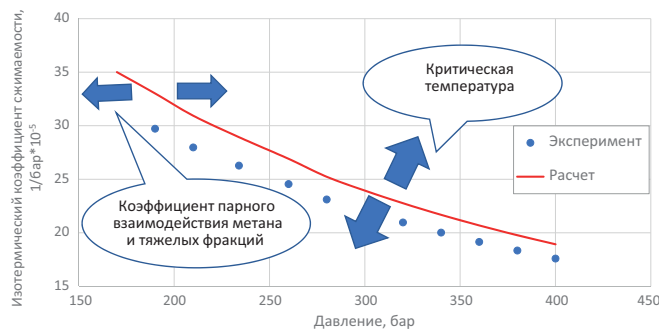


Рис. 4. Влияние параметров уравнения состояния на зависимость изотермического коэффициента сжимаемости от давления

i. На первом этапе путем изменения критической температуры самой тяжелой фракции (остатка) или нескольких тяжелых фракций проводим адаптацию на значение коэффициента сжимаемости при давлениях близких к пластовым. При адаптации необходимо соблюдать следующие требования для выполнения условий по физичности PVT-модели:

1. Критическая температура более легкой фракции не может быть выше критической температуры более тяжелой фракции;

2. Диапазон изменения критических температур тяжелых фракций в большинстве случаев составляет не более 5–10 %;

3. При изменении критической температуры фракции обязательно необходимо пересчитать критическое давление и ацентрический фактор фракции (желательно согласно подходу, описанному выше в данной статье), используя те же корреляции и уравнение состояния.

ii. На втором шаге адаптируем давление насыщения пластовой нефти при пластовой температуре. Адаптацию проводим с помощью изменения коэффициента парного взаимодействия метана ( $C_1$ ) и тяжелых фракций. Зависимость давления насыщения от коэффициента парного взаимодействия линейная.

1. Допустимый диапазон изменения коэффициента парного взаимодействия от -0.2 до 0.2. При большем изменении параметра кривая предельного насыщения пластовой системы на фазовой диаграмме в области низких температур (от 20°C и ниже) начинает задираться вверх, что далеко не всегда физически обосновано, особенно для пластовых нефтей.

2. При невозможности воспроизвести давление насыщения пластовой нефти путем изменения коэффициента парного взаимодействия метана и остатка, необходимо перейти к изменению коэффициентов парного взаимодействия между метаном и фракциями от  $C_6$  и тяжелее. При этом значение коэффициентов парного взаимодействия метана и углеводородных фракций должно увеличиваться от  $C_6$  до остатка линейно. Изменять коэффициенты парного взаимодействия метана с тяжелыми фракциями возможно также в диапазоне от -0.2 до 0.2.

3. Если в составе пластовой углеводородной системы основным газовым компонентом является не метан, а,

например, азот, углекислый газ или сероводород, то в таком случае адаптацию на давление насыщения проводим с помощью изменения коэффициентов парного взаимодействия этого газового компонента с тяжелыми фракциями.

iii. На третьем шаге проводим адаптацию плотности сепарированной нефти (при стандартных условиях) по результатам сепарации при промышленных условиях. Адаптацию проводим с помощью изменения шифт-параметра последней фракции (остатка). Зависимость плотности сепарированной нефти от шифт-параметра линейная.

1. Шифт-параметр остатка может изменяться в широком диапазоне значений. При невозможности настроить плотность сепарированной нефти при существенном изменении значения шифт-параметра остатка (в 10–20 раз), необходимо перейти к изменению шифт-параметров фракций от  $C_6$  до остатка. При этом значения шифт-параметров должно изменяться линейно от  $C_6$  до самой тяжелой фракции.

2. При отсутствии лабораторных данных о сепарации, соответствующей промышленным условиям, необходимо проводить настройку плотности сепарированной нефти на результаты стандартной сепарации.

3. При изменении расчетного значения плотности сепарированной нефти значение газосодержания может изменяться.

b. Для газоконденсатной системы проводим адаптацию PVT-модели на кривую потерь насыщенного конденсата по результатам контактно-дифференциальной конденсации (CVD, Constant Volume Depletion). В данном эксперименте воспроизводим долю жидкой фазы от давления в системе. Наиболее важным участком кривой является диапазон от давления начала ретроградной конденсации до давления максимальной конденсации. На рисунке 4 на графике кривой потерь насыщенного конденсата от давления показано, какими из параметров проводится адаптация на отдельные участки кривой. Настройка проводится в 3 этапа, для точной настройки может потребоваться 2–3 итерации.

i. На первом этапе изменением критической температуры тяжелых фракций проводим адаптацию (желательно с использованием графического представления) количества выпавшего конденсата в диапазоне давлений, при которых идет процесс ретроградной конденсации. Если расчетная кривая оказывается выше экспериментальной, то следует уменьшать критическую температуру тяжелых фракций. В соответствии с измененной критической температурой обязательно пересчитываем критическое давление и ацентрический фактор фракции по методике, описанной выше, используя те же корреляции и уравнение состояния.

Условия, которые необходимо выполнять при изменении критической температуры тяжелых фракций, описаны в пункте 2.a.i.

ii. На втором этапе настраиваем давление начала ретроградной конденсации и количество выпавшего конденсата вблизи давления начала конденсации с помощью изменения коэффициентов парного взаимодействия метана ( $C_1$ ) и тяжелой фракции остатка (или нескольких тяжелых фракций). Увеличение

коэффициентов приводит к увеличению давления начала конденсации и наоборот.

Процесс адаптации давления начала конденсации идентичен тому, что описан в пункте 2.a.ii. Отдельно необходимо отметить, что при доле фракции остатка меньше 1 % мол., увеличение только коэффициента парного взаимодействия между метаном и остатком будет приводить к искривлению кривой потерь насыщенного конденсата вблизи давления начала конденсации и увеличению давления начала ретроградной конденсации.

iii. На третьем этапе проводим адаптацию плотности стабильного конденсата с помощью варьирования шифт-параметра тяжелых фракций. Если рассчитанная плотность стабильного конденсата меньше экспериментальной, то увеличиваем значение шифт-параметра. Адаптация значения плотности стабильного конденсата идентична п.2.a.iii.

Пункт 2.b.i-iii. выполняем последовательно, итерационно, пока не достигнем желаемой точности настройки на кривую потерь насыщенного конденсата. Влияние параметров на кривую пластовых потерь насыщенного конденсата приведено на рис. 5.

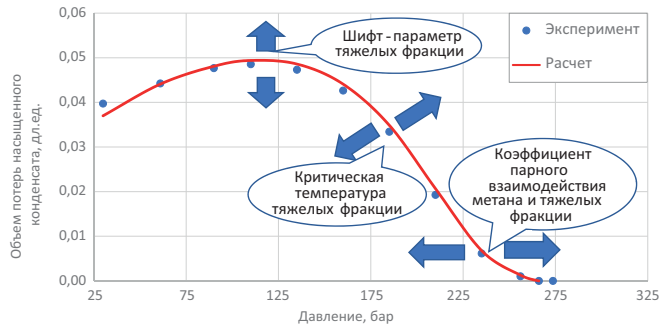


Рис. 5. Влияние параметров уравнения состояния на кривую пластовых потерь насыщенного конденсата

Дополнительно необходимо отметить, что точная настройка на кривую потерь насыщенного конденсата, а также на остальные основные PVT-свойства газоконденсатной системы позволяет рассчитывать в модели потери  $C_{5+}$  в добываемом газе также с высокой точностью.

3. Далее настраиваем соотношение объема флюида при пластовых термобарических условиях и при стандартных условиях. Для пластовой нефти проводим адаптацию объемного коэффициента пластовой нефти при начальных пластовых условиях по результатам ступенчатого разгазирования (при промысловых условиях), а для пластовой газоконденсатной системы – адаптацию Z-фактора пластового газа при начальных пластовых условиях с помощью варьирования шифт-параметра метана ( $C_1$ ). Зависимость Z-фактора пластового газа и объемного коэффициента пластовой нефти от шифт-параметра метана линейная, обратно пропорциональная.

а. Шифт-параметр метана ( $C_1$ ) может изменяться в широком диапазоне значений. При невозможности настроить объемный коэффициент пластовой нефти и z-фактор при существенном изменении значения шифт-параметра метана (в 10–30 раз), необходимо перейти к изменению шифт-параметров легких газовых компонент: азота ( $N_2$ ), диоксида углерода ( $CO_2$ ), сероводорода ( $H_2S$ ), этана ( $C_2$ ). Значение шифт-параметров этих компонент можно

изменять в 10–30 раз.

б. При высоком содержании в составе пластовой нефти неуглеводородных газов, для настройки объемного коэффициента пластовой нефти/z-фактора пластового газа необходимо изменять шифт-параметры этих компонент.

с. При отсутствии лабораторных данных о ступенчатой сепарации необходимо проводить настройку объемного коэффициента по результатам однократного разгазирования (стандартной сепарации).

4. На следующем шаге сравниваем рассчитанное с помощью PVT-модели значение КГФ на сепараторе/газосодержание пластовой нефти по результатам ступенчатого разгазирования при промысловых условиях с лабораторными и промысловыми данными. В случае, если относительное отклонение расчетного значения свыше необходимого (максимум не более 5 %), то необходимо заново повторить пп. 1–3. Если относительное отклонение расчетного и фактического значения газосодержания/КГФ не превышает необходимую величину, переходим к следующему пункту.

а. При настройке PVT-модели пластового флюида достаточно 2–3 итераций, при этом относительное отклонение от экспериментальных данных расчетных PVT-свойств по пп. 1–3 не превышает 1 %.

5. На пятом шаге настраиваем зависимость динамической вязкости пластового флюида от давления при пластовой температуре с помощью изменения коэффициентов корреляции Lohrenz-Bray-Clark (LBC) (Lohrenz et al., 1964) или Pedersen (Pedersen, Fredenslund, 1987). Стоит отметить, что вязкость не является термодинамическим параметром и не рассчитывается с помощью уравнения состояния. Вязкость – это теплофизический параметр, и в PVT-симуляторах для расчета вязкости используются корреляции, поэтому изменение коэффициентов корреляции LBC или Pedersen при адаптации динамической вязкости никак не повлияет на расчет остальных PVT-свойств.

а. При наличии не менее пяти точек данных по динамической вязкости пластового флюида при пластовой температуре адаптацию PVT-модели на экспериментальные данные лучше проводить с помощью регрессии. В качестве настраиваемых свойств выбираем значения вязкости пластового флюида выше давления насыщения и растворенного газа/конденсата при давлениях ниже давления насыщения, а в качестве варьируемых параметров выбираем все коэффициенты корреляции LBC или Pedersen.

б. Если в отчете о лабораторных исследованиях нет данных о зависимости динамической вязкости газа от давления при пластовой температуре, то для адаптации модели с помощью регрессии в качестве экспериментальных данных можно использовать данные, рассчитанные с помощью корреляции LBC или Pedersen со значением коэффициентов «по умолчанию». Если эти значения не указать для адаптации модели, то после регрессии модель может корректно воспроизводит вязкость жидкой фазы, но некорректно вязкость газа.

с. Если имеются данные по вязкости пластового флюида только в одной точке, например, при начальных пластовых термобарических условиях, то значение вязкости адаптируется путем варьирования нулевого коэффициента

корреляции LBC или Pedersen. Зависимость вязкости пластового флюида от изменения значения нулевого коэффициента линейная. Адаптацию на одно значение вязкости имеет смысл проводить таким образом, так как изменение «нулевого» коэффициента корреляции не приводит к изменению формы кривой, а только смещает ее относительно оси ординат.

### Выгрузка данных для гидродинамического моделирования

Возможны несколько вариантов выгрузки данных по PVT-модели для дальнейшего использования в гидродинамическом моделировании:

• *Для композиционного моделирования.* В этом случае большое значение имеет количество компонент в модели пластовой смеси, так как от этого зависит скорость расчета. Поэтому перед тем, как использовать созданную на основе описанного метода PVT-модель, ее необходимо модифицировать, сократив количество компонент в смеси посредством группировки. Методы группировки компонент описаны в (Брусиловский, 2002; Pedersen, Cristensen, 2007). Далее приведены несколько рекомендаций по правилам группировки компонент:

а. «Газовые» ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{C}_1$ - $\text{C}_4$ ) и «нефтяные» ( $\text{C}_5$  и тяжелее) компоненты нельзя группировать друг с другом, т.к. это может повлиять на перераспределение парожидкостного равновесия в системе;

б. Газовые компоненты лучше объединять следующим образом:  $\text{N}_2$ - $\text{C}_1$ ,  $\text{CO}_2$ - $\text{H}_2\text{S}$ - $\text{C}_2$ ,  $\text{C}_3$ - $\text{C}_4$  по схожести свойств;

с. Если планируется закачка газа (например,  $\text{CO}_2$ ), то данный компонент не рекомендуется объединять с остальными;

д. Тяжелые компоненты рекомендуется объединять таким образом, чтобы закономерность распределения мольной доли от молекулярной массы компонент сохранялась. Для более точного моделирования ретроградных процессов вблизи давления начала конденсации несколько последних фракций не следует объединять.

После объединения компонент в псевдокомпоненты рекомендуется проверить, насколько точно модифицированная PVT-модель воспроизводит основные свойства углеводородной системы. Если необходимо, то модель адаптируется с помощью описанной выше методики.

Кроме того, при выгрузке данных по PVT-модели для залежей большой мощности (более 50 м) необходимо производить выгрузку изменение состава с глубиной. При этом необходимо указать температурный градиент, исходную точку по глубине и диапазон глубин, в которых необходимо рассчитать состав пластовой смеси.

• *Для моделирования типа «черная нефть».* В PVT-симуляторах необходимо при создании таблиц выбирать тип нефти – live oil (живая нефть). Это значит, что из нефти может выделяться или в ней растворяться газ при изменении давления.

а. Для месторождений пластовой нефти при создании таблиц для модели «черной нефти» принято выбирать в PVT симуляторах при выгрузке таблиц PVT-свойств растворенного газа тип dry gas (сухой газ). В таком случае не подразумевается при гидродинамическом моделировании растворение в газовой фазе конденсата и его выпадение при изменении давления. В случае

необходимости учета возможности растворения конденсата в газе необходимо в PVT-симуляторах выбирать функцию wet gas (жирный газ).

б. При выгрузке PVT-таблиц для гидродинамического моделирования типа «черная нефть» используется методика, разработанная Витсоном и Торпом (Whitson, Torp, 1983; Dodson et al., 1953), при которой используются результаты моделирования двух экспериментов – ступенчатой сепарации при промысловых условиях и дифференциального разгазирования/CVD. При использовании данного метода для каждого шага по давлению в эксперименте по дифференциальному разгазированию/CVD, пластовый флюид приводится к стандартным условиям с помощью ступенчатой сепарации. Таким образом корректно описывается как процесс изменения свойств нефти в пласте при пластовой температуре, так и процесс сепарирования на устье.

с. В PVT-симуляторах при создании PVT-таблиц для модели «черной нефти» с опциями live oil + wet gas для газоконденсатной системы для полного выделения конденсата необходимо на одной из ступеней указывать низкотемпературную сепарацию (температура на ступени порядка (-30)–(-50) С, давление на ступени 1–5 бар), на остальных ступенях необходимо указывать термобарические условия промысловой сепарации, для которых проводилась настройка PVT-модели.

### Примеры адаптации PVT-моделей реальных пластовых флюидов

Рассмотрим примеры адаптации PVT-моделей различных типов пластовых флюидов, отличающихся как по фазовому состоянию при начальных пластовых термобарических условиях, так и по PVT-свойствам. Компонентный состав пластовых флюидов в % мол., для которых проводилась адаптация PVT-моделей, приведен в табл. 2.

Свойства фракций, полученных в результате разбегания остатка на псевдофракции с помощью данных о разгонке сепарированной нефти и стабильного конденсата, для смесей №4 и №6 представлены в таблице 3, 4. Для смеси №2 разбегание остатка на псевдофракции было сделано с помощью метода гамма-распределения Витсона (Whitson, Brule, 2000), данные по псевдофракциям представлены в табл. 4.

В табл. 2 приведены компонентный состав 8 смесей пластовых флюидов, первые 4 смеси являются пластовыми газоконденсатными системами с различным содержанием растворенного конденсата. Последние 4 смеси – это пластовые нефти с различным газосодержанием и плотностью сепарированной нефти. PVT-свойства данных пластовых флюидов приведены в таблицах 5–8. Кроме того, в данных таблицах приведены рассчитанные значения PVT-свойств для инициализированных моделей до адаптации и моделей после адаптации с использованием вышеописанного поэтапного подхода.

В табл. 6 и на рис. 6 представлены данные по потерям насыщенного конденсата по результатам контактно-дифференциальной конденсации (CVD). Как видно из рис. 6 и табл. 6–7, с помощью подхода по адаптации PVT-моделей, описанного выше, удалось с высокой точностью настроить не только на основные PVT-свойства флюида при

	Мол. масса	Смесь №1	Смесь №2	Смесь №3	Смесь №4	Смесь №5	Смесь №6	Смесь №7	Смесь №8
Тип флюида		Газ. конд	Газ. конд	Газ. конд	Газ. конд	нефть	нефть	нефть	нефть
N <sub>2</sub>	28	0.005	0.22	0.247	0.81	0.405	0.330	0.047	0.159
CO <sub>2</sub>	44	0.136	13.34	0.631	5.46	0.735	1.157	0.116	0.079
H <sub>2</sub> S	34	0.000	25.77	0.000	3.21	0.000	0.000	0.000	0.000
C <sub>1</sub>	16	92.077	52.34	75.215	70.07	61.88	31.708	38.109	23.440
C <sub>2</sub>	30	4.080	2.19	7.201	6.08	9.245	11.589	1.614	0.333
C <sub>3</sub>	44	1.420	0.98	4.394	2.72	6.155	12.093	0.134	0.2
iC <sub>4</sub>	58	0.285	0.29	0.953	0.66	1.260	1.022	0.649	0.837
nC <sub>4</sub>	58	0.382	0.56	1.514	1.32	2.055	3.592	0.080	0.253
iC <sub>5</sub>	72	0.258	0.34	0.537	1.92	0.560	0.670	1.181	1.072
nC <sub>5</sub>	72	-	0.29	0.565	-	0.58	1.035	0.043	0.647
C <sub>6</sub>	86	0.194	0.52	0.772	1	0.665	1.582	1.834	6.351
C <sub>7</sub>	96	0.260	3.16	1.160	6.76	16.46	2.542	5.681	7.052
C <sub>8</sub>	107	0.422		1.330			3.942	7.541	6.716
C <sub>9</sub>	121	0.161		0.801			3.242	5.951	4.451
C <sub>10</sub>	134	0.109		0.698			3.039	5.102	5.285
C <sub>11</sub>	147	0.211		0.463			2.568	3.909	4.208
C <sub>12</sub>	161			0.390			2.178	3.242	3.575
C <sub>13</sub>	175			0.349			1.969	3.282	3.389
C <sub>14</sub>	190			0.310			1.766	2.659	3.170
C <sub>15</sub>	206			0.286			1.651	2.619	2.981
C <sub>16</sub>	222			0.256			1.276	1.914	2.533
C <sub>17</sub>	237			0.192			1.226	2.022	2.335
C <sub>18</sub>	251			0.210			0.756	1.267	2.270
C <sub>19</sub>	263			0.142			0.995	1.364	2.081
C <sub>20</sub>	275			0.151			0.729	1.051	1.723
C <sub>21</sub>	291			0.132			0.743	0.905	1.545
C <sub>22</sub>	305			0.100			0.537	0.832	1.381
C <sub>23</sub>	318			0.103			0.545	0.71	1.235
C <sub>24</sub>	331			0.093			0.463	0.551	1.089
C <sub>25</sub>	345			0.084			0.472	0.589	0.994
C <sub>26</sub>	359			0.075			0.359	0.464	0.893
C <sub>27</sub>	374			0.068			0.358	0.416	0.824
C <sub>28</sub>	388			0.062			0.300	0.41	0.756
C <sub>29</sub>	402			0.056			0.293	0.412	0.687
C <sub>30</sub>	416			0.050			0.250	0.358	0.647
C <sub>31</sub>	430			0.045			0.243	0.365	0.567
C <sub>32</sub>	444			0.040			0.215	0.274	0.533
C <sub>33</sub>	458			0.036			0.195	0.265	0.452
C <sub>34</sub>	472			0.032			0.171	0.247	0.431
C <sub>35</sub>	486			0.029			0.159	0.209	0.380
C <sub>36+</sub>	-			0.228			2.040	1.582	2.446
<b>Мол. масса остатка</b>		186	168	583	203	188	524	580	623
<b>Мол. масса пл. флюида</b>		19	31	33.7	35	48.5	95	116	156

Табл. 2. Компонентный состав пластовых флюидов в % мол., для которых проводилась адаптация PVT-модели

Смесь №4	Процент выкипания, % об.	Начало кипения	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%
	Температура, °С	65	105	130	155	190	239	285	340
Смесь №5	Процент выкипания, % об.	Начало кипения	7%	15%	29%	40%	54%		
	Температура, °С	68	100	150	200	250	300		

Табл. 3. Результаты фракционной разгонки для смесей №4 и №5

	Компонент	1C <sub>7+</sub>	2C <sub>7+</sub>	3C <sub>7+</sub>	4C <sub>7+</sub>	5C <sub>7+</sub>	6C <sub>7+</sub>	7C <sub>7+</sub>	8C <sub>7+</sub>
Смесь №2	Молекулярная масса	113	160	197	257	401	-	-	-
	Мольная доля, %	1.500	0.696	0.323	0.488	0.153	-	-	-
Смесь №4	Молекулярная масса	96	108	121	132	169	204	251	331
	Мольная доля, %	0.615	1.08	0.987	0.919	0.744	0.636	0.53	1.249
Смесь №5	Молекулярная масса	94	115	125	145	190	318	-	-
	Мольная доля, %	1.89	1.952	3.263	2.284	2.293	4.778	-	-

Табл. 4. Мольные доли и молекулярная масса псевдофракций, полученных по результатам применения описанного в статье подхода по данным фракционной разгонки

пластовых условиях и по результатам сепарации, но также и на кривые потерь конденсата от давления, для пластовых газоконденсатных систем.

В табл. 8 и на рис. 7 представлены зависимости изотермического коэффициента сжимаемости пластовой нефти от давления по результатам контактного разгазирования.

Параметры	Смесь №1			Смесь №2			Смесь №3			Смесь №4		
	Эксп.	До адаптации	После адаптации	Эксп.	До адаптации	После адаптации	Эксп.	До адаптации	После адаптации	Эксп.	До адаптации	После адаптации
Пластовая температура, °С		55			110			109			88	
Пластовое давление, МПа		25.7			61.2			63.4			57.3	
Давление начала конденсации, МПа	23.3	23.7	23.3	42.8	25.7	42.8	54.9	53.9	54.7	50.9	52.2	50.9
Динамическая вязкость пластового флюида, мПа*с	-	0.025	0.025	-	-	-	0.11	0.07	0.1	0.1	0.08	0.1
Плотность при пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	199	198.3	199	420	469	431	443.4	449.2	447	430	450	430
Температура сепарации, °С		-29			30			31			30	
Давление сепарации, МПа		3.3			5.5			4.26			6.0	
Z –фактор при пластовых условиях	0.88	0.90	0.88	1.12	1.27	1.13	1.51	1.5	1.51	1.34	1.49	1.33
Потенциальное содержание стабильного конденсата (C <sub>5+</sub> ) в пластовом газе, г/ст.м <sup>3</sup> сухого газа	75.4	76	75.4	269	250	269	661	640	652	645	640	645
Конденсатогазовый фактор, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	144	130	144	506	337	501	1094	1163	1010	1200	963	1210
Плотность стабильного конденсата, кг/м <sup>3</sup>	730	737	730	805	731	805	810.4	802.4	810	811	727	811
Молекулярная масса стабильного конденсата	108	111	108	157	153	158	185	159.5	190	165	172	164

Табл. 5. Экспериментальные и расчетные PVT-свойства пластовых смесей №1–№4 до и после адаптации модели

Смесь №1	Смесь №2			Смесь №3			Смесь №4								
	Доля жидкой фазы, %			Доля жидкой фазы, %			Доля жидкой фазы, %			Доля жидкой фазы, %					
	Давление, МПа	Эксп	До адаптации	После адаптации	Давление, МПа	Эксп	До адаптации	После адаптации	Давление, МПа	Эксп	До адаптации	После адаптации			
25.7	0	0	0	61.2	0	0	0	63.4	0	0	0	50.9	0	0	0
23.3	0	0	0	55.1	0	0	0	56.1	0	0	0	48	0.5	10.2	0.3
20.7	0.23	0.48	0.25	49.0	0	0	0	54	0.8	0	0.9	44	16.2	21.3	16.5
18.2	0.5	0.8	0.51	38.6	0.5	0	0.5	52	3.0	13.7	3.8	39.5	22.5	23.1	22.0
15.7	0.78	1.02	0.77	30.6	1.9	0	1.9	49	7.7	20.6	8.1	30.5	26.1	25.3	25.9
13.2	0.96	1.21	0.96	24.5	2.9	2.3	3.0	46	11.8	23.4	12.4	20.5	26.3	25.5	26.3
10.6	1.05	1.32	1.06	18.4	3.6	8.9	3.7	43	15.9	24.8	16.5	10.5	24.5	24.2	24.6
8.1	1.08	1.36	1.09	12.2	3.8	7.5	3.9	40	19.1	25.6	18.9				
5.6	1.06	1.29	1.08	6.12	3.7	6.6	3.6	36	21.9	26.1	22.8				
2.9	0.96	1.22	1.01	-	-	-	-	32	23.9	26.3	24.6				
								28	25.1	26.2	25.4				
								24	25.6	26.0	25.5				
								20	25.6	25.5	25.1				
								14	24.9	24.3	23.9				
								7	22.7	22.2	21.7				
								0.48	17.9	17.5	17.4				

Табл. 6. Результаты эксперимента по контактно-дифференциальной конденсации (CVD) для смесей №1 – №4

Как видно из рис. 7 и табл. 7–8, вышеописанный подход к адаптации PVT-моделей позволяет с высокой точностью воспроизвести свойства пластовой нефти как при пластовых условиях, так и по результатам сепарации, а также точно воспроизвести поведение пластовой системы при изменении давления.

Таким образом, на примере реальных пластовых смесей месторождений нефти и газа РФ показаны возможности по адаптации PVT-моделей пластовых флюидов различных типов с помощью разработанного поэтапного подхода. Данный подход может быть реализован с помощью автоматического алгоритма и использоваться в PVT-симуляторах для автоматизированной адаптации моделей

аналогично методам регрессии. Но в отличие от регрессии, в предложенном подходе для настройки каждого из PVT-свойств используется отдельный параметр уравнения состояния. Таким образом, адаптация проводится более структурировано и не приводит к тому, что математическая модель становится физически некорректной.

### Заключение

В данной статье подробно описан поэтапный алгоритм создания и адаптации PVT-модели пластового углеводородного флюида по результатам лабораторных и промышленных исследований.

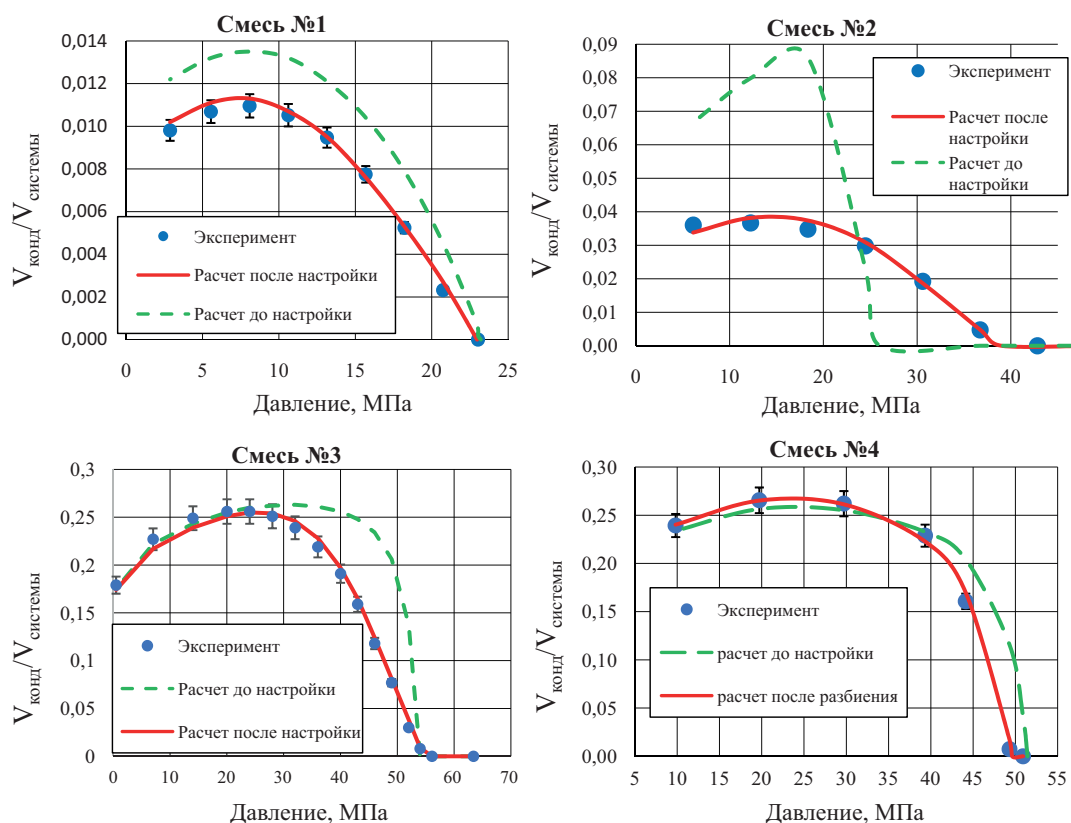


Рис. 6. Кривые потерь насыщенного конденсата по результатам контактно-дифференциальной конденсации для пластовых смесей №1-№4

	Смесь №5			Смесь №6			Смесь №7			Смесь №8		
	Эксп.	До адаптации	После адаптации	Эксп.	До адаптации	После адаптации	Эксп.	До адаптации	После адаптации	Эксп.	До адаптации	После адаптации
Пластовая температура, °C		102		100			66			47.8		
Пластовое давление, МПа		42		23.4			17.4			8.95		
Давление насыщения, МПа	31.5	30.9	31.5	18.5	15.0	18.5	16.2	12.7	16.2	7.44	6.43	74.4
Средний коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 <sup>-4</sup>	40.5	51.8	41.7	22.1	27.5	22.3	15.2	16.1	15.2	14.2	11	13.8
Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа*с	0.12	0.13	0.12	0.36	0.64	0.36	0.71	1.70	0.71	2.14	3.62	2.14
Плотность при пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	535	488	508	722	674.4	715	750.4	740.4	758	792.5	791.5	793.1
<b>Однократное разгазирование</b>												
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	537	470	536	159	158.3	163	81.1	74.7	79	34.2	33.6	34.5
Объемный коэффициент пл. нефти	2.711	2.604	2.647	1.415	1.52	1.451	1.239	1.202	1.235	1.107	1.091	1.104
Плотность сеп. нефти, кг/м <sup>3</sup>	828	738.3	825	833.7	835	837	864	830.2	863	848.4	836.1	845.9
Плотность газа	1.01	0.94	0.97	1.18	1.19	1.18	0.824	0.793	0.805	0.829	0.826	0.834
<b>Ступенчатая сепарация</b>												
Давление на ступенях сепарации, МПа	1ст.: 0.8, 2ст.: 0.25 3ст.: 0.1			1ст.: 0.55, 2ст.: 0.16 3ст.: 0.1			1ст.: 0.56, 2ст.: 0.32 3ст.: 0.1			1ст.: 0.8, 2ст.: 0.1		
Температура на ступенях сепарации, °C	1ст.: 20, 2ст.: 20, 3ст.: 20			1ст.: 25, 2ст.: 25, 3ст.: 20			1ст.: 28, 2ст.: 28, 3ст.: 20			1ст.: 44, 2ст.: 20		
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	481	418	483	150	140.6	148	77.4	72	76.2	33	32.3	33.1
Объемный коэффициент пл. нефти	2.462	2.246	2.464	1.392	1.452	1.392	1.19	1.19	1.19	1.102	1.086	1.101
Плотность сеп. нефти, кг/м <sup>3</sup>	812	723	812	828.3	824.4	828.8	861	828.6	861	846.2	835.1	844.6
Плотность газа	0.96	0.89	0.94	1.1	0.97	1.1	0.762	0.735	0.755	0.805	0.79	0.79

Табл. 7. Экспериментальные и расчетные PVT-свойства пластовых смесей №5-№8 до и после адаптации модели

Смесь №5				Смесь №6				Смесь №7				Смесь №8			
Давление, МПа	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 <sup>-4</sup>			Давление, МПа	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 <sup>-4</sup>			Давление, МПа	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 <sup>-4</sup>			Давление, МПа	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 <sup>-4</sup>		
	Эксп	До адаптации	После адаптации		Эксп	До адаптации	После адаптации		Эксп	До адаптации	После адаптации		Эксп	До адаптации	После адаптации
42	32.7	41.9	34.5	23.4	20.9	24.8	20.9	17.4	15.1	15.6	15.0	9.00	14.41	10.6	13.2
40	34.9	44.6	36.6	22.6	21.4	25.3	21.3	16.17	15.3	16.1	15.4	8.2	14.47	10.9	13.6
38	37.3	47.8	38.9	21.5	21.9	25.8	22.0	16.15	15.3	16.1	15.4	7.6	14.53	11.0	13.7
36	40.1	51.3	41.5	20.9	22.2	26.6	22.3	13.0		17.5		7.4	14.54	11.1	13.8
34	43.3	55.3	44.4	19.4	22.9	27.5	23.3	12.7		17.6		7.2		11.13	
32	46.9	60.0	47.7	18.5	23.2	28.4	23.8	12.5		15.6		7.0		11.15	
31.5	48.2	61.7	48.5									6.8		11.2	
												6.6		11.3	

Табл. 8. Результаты эксперимента по контактному разгазированию для смесей №5-№8

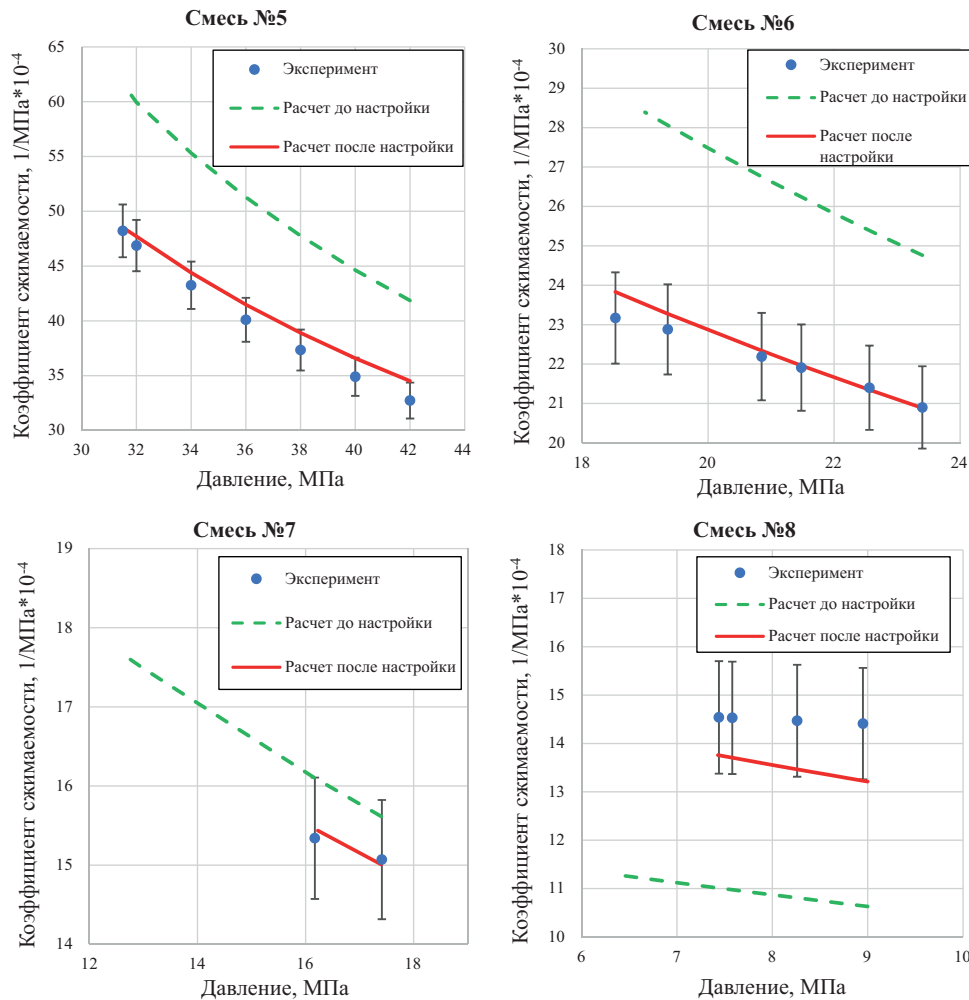


Рис. 7. Изменение изотермического коэффициента сжимаемости для смесей №5-№8 от пластового давления до давления насыщения

Для использования разработанного подхода необходимо наличие проведения стандартных лабораторных и промысловых исследований, которые проводятся практически для всех отбираемых проб пластовых флюидов. Предлагаемый алгоритм адаптации является поэтапным, для настройки каждого из PVT-свойств используется отдельный параметр уравнения состояния. Таким образом, разработанный подход может быть алгоритмизирован и

использован в программных продуктах для создания и адаптации математической модели.

Одной из важных частей разработанного подхода является расчет критического давления тяжелых фракций с помощью методики, основанной на применении уравнения состояния для фракции при стандартных условиях. Использование такого подхода позволяет с более высокой точностью описывать поведение реальных природных

углеводородных систем, и упрощает процесс адаптации модели на результаты лабораторных исследований.

В качестве примера использования разработанного подхода по адаптации PVT-моделей пластовых флюидов в статье приведены 8 реальных смесей пластовых нефтей и газоконденсатных систем.

Отдельно необходимо отметить, что предлагаемый в статье подход разработан для адаптации на основные лабораторные и промысловые исследования, которые проводятся практически для всех отбираемых проб пластовой нефти.

Для адаптации на специальные исследования, такие как минимальное давление смесимости при закачке газов (Брусиловский, 2002; Pedersen, Cristensen, 2007), swelling тест (Pedersen, Cristensen, 2007), определение неравновесности фазовых переходов при разработке месторождений (Lobanova et al., 2016), адаптация компонентного состава фаз на ступенях сепарации и т.д., необходима более тонкая адаптация PVT-моделей. Авторами в будущем планируется разработка подходов к адаптации PVT-моделей на специальные исследования.

## Благодарность

Авторы выражают благодарность рецензенту за подробный анализ материалов статьи, а также за комментарии и замечания, которые помогли доработать статью и повысить ее качество.

## Литература

- Брусиловский А.И. (2002). Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М: Грааль, 575 с.
- Брусиловский А.И. (2011). Методология и результаты применения кубических уравнений состояния для моделирования термодинамических свойств природных углеводородных систем. *Вести газовой науки*, с. 150-165.
- Ефимов А.Д., Токарев Д.К., Фатеев Д.Г., Козубовский А.Г. (2012). Адаптивная схема создания адекватных моделей газоконденсатных систем (на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ). *Территория Нефтегаз*, 12, с. 46.
- Щебетов А.В., Галкин М.В. (2009). Оценка качества и моделирования газоконденсатных исследований в условиях неопределенности исходных данных. *Газовая промышленность*, 9, с. 40.
- Ahmed T. (2007). Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. Gulf Publishing Company, 557 p.
- Al-Meshari A.A., McCain W.D. (2005). New Strategic Method to Tune Equation-of-State for Compositional Simulation. SPE-106332, 13 p. <https://doi.org/10.2118/106332-MS>
- API (2003). Sampling Petroleum Reservoir Fluids. Washington: API Recommended Practice 44, Second Edition, 49 p.
- Brusilovsky A.I. (1992). Mathematical Simulation of Phase Behavior of Natural Multicomponent Systems at High Pressures with an Equation of State. SPE-20180-PA, 7(01), pp. 117–122. <https://doi.org/10.2118/20180-PA>
- Brusilovsky A.I., Nugaeva A.N. (2008). New Method of Systemic Substantiation of Reservoir Crude Oil properties in Calculation of reserves and field development design. SPE-117391-MS, 11 p. <https://doi.org/10.2118/117391-MS>
- Cavett R.H. (1962) Physical Data for Distillation Calculations-Vapor-Liquid Equilibria. *Proc. 27th API Meeting*, San Francisco, p. 351.
- Christensen P.L. (1999). Regression to Experimental PVT Data. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38, p. 1. <https://doi.org/10.2118/99-13-52>
- Coats K.H., Thomas L.K., Pierson R.G (1995). Compositional and Black oil Reservoir Simulation. *SPE Res Eval & Eng*, 1(04), pp. 372-379. <http://dx.doi.org/10.2118/50990-PA>
- Coats K.H., Smart G.T. (1986). Application of a Regression-Based EOS PVT Program to Laboratory Data. *SPERE*, 5, p. 277. <https://doi.org/10.2118/11197-PA>
- Dodson C.R., Goodwill D., Mayer E.H. (1953). Application of Laboratory PVT Data to Reservoir Engineering Problems. *Transactions of AIME*, 198, pp. 287-298. <https://doi.org/10.2118/953287-G>
- Fahim F.A., Al-Sahhaf T.A. (2009). *Fundamentals of Petroleum Refining*. Oxford, UK: Elsevier, 516 p.
- Fateev D.G., Nesterenko A.N. (2014). Unification of Approaches in the Study of the Characteristics of Gas-Condensate Systems. SPE-171249-MS, <https://doi.org/10.2118/171249-MS>
- Hosein R., Dawe R.A. (2014). A Parametric Methodology in tuning the Peng-Robinson (PR) Equation of State for Gas Condensate Systems. *Petroleum Science and Technology*, 32, pp. 662-672. <https://doi.org/10.1080/10916466.2011.603011>
- Ibeh S.U., Chubueze S.E. (2016). PVT Analysis: Validity Checks and EOS Tuning Techniques for Retrograde Gas Condensate Reservoirs. SPE-184314-MS. <https://doi.org/10.2118/184314-MS>
- Jhavery B.S., Youngren G.K. (1988). Three-parameter modification of the Peng – Robinson equation of state to improve volumetric predictions. *SPE Reservoir Engineering*, 3, p. 1033. <https://doi.org/10.2118/13118-PA>
- Joergensen M., Stenby E.H. (1995). Optimization of pseudo-component selection for compositional studies of reservoir fluids. SPE- 30789, 11 p. <https://doi.org/10.2118/30789-MS>
- Katz D.L., Firoozabadi A. (1978) Predicting Phase Behavior of Condensate/Crude-Oil Systems Using Methane Interaction Coefficients. *JPT*, 11, p. 1649. <https://doi.org/10.2118/6721-PA>
- Kesler M.G., Lee B.I. (1976). Improve Predictions of Enthalpy of Fractions. *Hydro. Proc.*, 55, p. 153.
- Kurosh A.G. (1972). Higher algebra. Trans. from the Russ. Moscow: Mir, 430 p.
- Lee B.I., Kesler M.G. (1975). A Generalized Thermodynamic Correlation Based on Three-Parameter Corresponding States. *AICh J*, 1, p. 510. <https://doi.org/10.1002/aic.690210313>
- Lobanova O.A., Indrupskiy I.M., Yushchenko T.S. (2016). Modeling Non-Equilibrium Dynamics of Condensate Recovery for Mature Gas-Condensate Fields. SPE-181977, 14 p. <https://doi.org/10.2118/181977-MS>
- Lohrenz J., Bray B.G., Clark C.R. (1964). Calculating Viscosities of Reservoir Fluids from Their Compositions. *JPT*, October, pp. 1171-1176. <https://doi.org/10.2118/915-PA>
- Majidi M., Azari V., Karimi F. (2021). Tuning of Peng-Robinson Equation of State for Simulation of Oil Compositional Change During EOR Processes. *82nd EAGE Annual Conference & Exhibition*, 2021, p.p 1-5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202011960>
- Mashayekhi L., Assareh M., Kasiri N. (2019). An Effective EOS Based Modeling Procedure for Minimum Miscibility Pressure in Miscible Gas Injection. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 9(2), pp. 70-88.
- Merrill R.C., Hartman K.J. (1994). A comparison of equation of state Tuning Methods. SPE-28589-MS. <https://doi.org/10.2118/28589-MS>
- McCain W.D. (2017). The properties of petroleum fluids. PennWell, 576 p.
- Michelsen M.L., Mollerup J. (2007). *Thermodynamic Models: Fundamentals and Computational Aspects*. Denmark: Tie-Line Publications, 382 p.
- Naji H.S. (2010). Characterizing Pure and Undefined Petroleum Components. *International Journal of Engineering & Technology*, 10(2), pp. 39-68.
- Pedersen K.S., Cristensen P.L. (2007). Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. N.Y.: CRC Press, 407 p. <https://doi.org/10.1201/9781420018257>
- Pedersen K.S., Fredenslund A., Thomassen P. (1989). Properties of Oils and Natural Gases. Denmark: Petroleum Geology and Engineering, 252 p.
- Pedersen K.S., Fredenslund A. (1987). An Improved Corresponding states model for the Prediction of Oil and Gas Viscosities and Thermal Conductivities. *Chem. Eng. Sci.*, 42, p. 182. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(87\)80225-7](https://doi.org/10.1016/0009-2509(87)80225-7)
- Peng D.Y., Robinson D.B. (1976). A new Two-Constant Equation of state. *Ind. Eng. Chem. Fundam.*, 15, p. 59. <https://doi.org/10.1021/i160057a011>
- Peneloux A., Rauzy E., Freze R. (1982). A consistent volume correction for Redlich – Kwong – Soave volumes. *Fluid Phase Equilibria*, 8, p. 7. [https://doi.org/10.1016/0378-3812\(82\)80002-2](https://doi.org/10.1016/0378-3812(82)80002-2)
- Poling B.E., Prausnitz M., O'Connell J.P. (2000). The properties of gases and Liquids. Fifth Edition. McGRAW – Hil, 768 p.
- Rafael A. Aguilar Zurita, McCain W.D. Jr. (2002). An efficient tuning strategy to calibrate cubic EOS for compositional simulation. SPE-77382. <https://doi.org/10.2118/77382-MS>
- Riazi M.R., Al-Sahhaf T.A. (1996). Physical Properties of Heavy Petroleum Fractions and Crude Oils. *Fluid Phase Equilibria*, 117, p. 217. [https://doi.org/10.1016/0378-3812\(95\)02956-7](https://doi.org/10.1016/0378-3812(95)02956-7)
- Riazi, M.R., Daubert, T.E. (1980). Simplify Property Predictions. *Hydro. Proc.*, 115 p.
- Rodriguez I., Hamouda A.A. (2010). An approach for characterization and lumping of plus fractions of heavy oil. SPE-117446. <https://doi.org/10.2118/117446-PA>



Schebetov A., Rimoldi A., Piana M. (2010). Quality Check of Gas-Condensate PVT Studies and Eos Modelling Under Input Data Uncertainty. SPE-133258-MS. <https://doi.org/10.2118/133258-MS>

Soave G.S. (1972). Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong equation of state. *Chem. Eng. Sci.*, 27, p. 1197. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(72\)80096-4](https://doi.org/10.1016/0009-2509(72)80096-4)

Stamatakis S., Magoulas S., Tassios D. (1990). Prediction of Phase Behavior and Physico-chemical Properties of HT-HP Reservoir Fluids. SPE-37294. <https://doi.org/10.2118/37294-MS>.

Watson K.M., Nelson E.F., Murphy G.B. (1935). Characterization of Petroleum Fractions. *Ind. Eng. Chem.*, 27, p. 1460. <https://doi.org/10.1021/ie50312a018>

Whitson C.H., Andersen T.F., Soreide I. (1989). C7+ Characterization of Related Equilibrium Fluids using the Gamma Distribution. *Advances in Thermodynamics*, 1, p. 35. [https://doi.org/10.1007/978-1-4899-0771-4\\_3](https://doi.org/10.1007/978-1-4899-0771-4_3)

Whitson C.H. (1983). Characterizing hydrocarbon plus fractions. *SPE Journal*, August, pp. 683-694. <https://doi.org/10.2118/12233-PA>

Whitson C.H., Brule M.R. (2000). Phase behavior. Texas: SPE Henry L. Doherty series, 235 p. <https://doi.org/10.2118/9781555630874>

Whitson C.H., Fevang O. (1996). Modeling Gas-condensate Well Deliverability. SPE-30714, 9 p. <http://dx.doi.org/10.2118/30714-PA>

Whitson C.H., Torp S.B. (1983). Evaluating Constant-Volume Depletion Data. *JPT*, pp. 610-620.

Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. (2014). Efficient Engineering Method for Creating Adequate PVT-model of Natural Gas Condensate Mixture Using Equation of State. SPE-171238, 18 p. <https://doi.org/10.2118/171238-MS>

Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. (2016). Mathematical modeling of gas-condensate mixture PVT-properties including presence of brine in reservoir. *Fluid Phase Equilibria*, 409, pp. 37-48. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2015.09.029>

### Сведения об авторах

Тарас Сергеевич Ющенко – кандидат физ.-мат. наук, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Александр Иосифович Брусиловский – доктор тех. наук, профессор, ведущий эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ» Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. Реки Мойки, Д. 75-79, Литер Д

Статья поступила в редакцию 28.04.2022;

Принята к публикации 19.08.2022; Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## A step-by-step approach to creating and tuning PVT-models of reservoir hydrocarbon systems based on the state equation

T.S. Yushchenko<sup>1\*</sup>, A.I. Brusilovsky<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>Gazpromneft NTC LLC, St. Petersburg, Russian Federation

\*Corresponding author: Taras S. Yushchenko, e-mail: [yushchenko@phystech.edu](mailto:yushchenko@phystech.edu)

**Abstract.** The article is considering a new effective step-by-step approach to creating and tuning PVT-models of reservoir oil and reservoir gas condensate mixtures. The method is based on the reproducing of the results of field measurements and basic laboratory studies of representative samples in thermodynamic modeling using cubic three parameters equation of state. Tuning PVT-model is used for reliable modeling of PVT properties of reservoir fluids (reservoir oil and reservoir gas) in the design and monitoring of field development, calculation of multiphase flow in wells and field pipelines, as well as in basin modeling.

Proposed approach makes possible to tune the PVT model with high accuracy of both reservoir oil and reservoir gas condensate system to experimental data using a step-by-step procedure, where at each step, by changing one of the parameters of the equation of state, one of the PVT properties of the hydrocarbon system is tuned. Algorithmization and automated application of this approach in specialized software products is possible.

Proposed approach allows tune reservoir oil PVT-models on the main PVT-properties such as saturation pressure, FVF, STO density, gas-oil ratio of reservoir oil and dependencies of dynamic viscosity and compressibility on pressure at reservoir temperature as well as STO density. The tuned gas-condensate PVT-model precisely reproduces the key properties such as dew point pressure, initial condensate content in the reservoir gas, z-factor of the reservoir gas, gas-oil ratio, stable condensate density, drop down curve by the result of CVD-test.

PVT-models created on the base of the proposed method, provide reliable information on the properties of a reservoir

fluid in development of flow simulation both using a reservoir simulation compositional models and using pseudo models “black oil”.

The method is illustrated by the example of creation of the adequate PVT-models of various regions of Russia reservoir oil and reservoir gas condensate mixtures.

**Keywords:** PVT-model, phase equilibria, reservoir fluid, tuning approach, PVT-properties, mathematical modeling

### Acknowledgements

The authors are grateful to the reviewers for a detailed analysis of the article, as well as for comments and remarks that helped to improve its quality.

**Recommended citation:** Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. (2022). A step-by-step approach to creating and tuning PVT-models of reservoir hydrocarbon systems based on the state equation. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 164–181. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14>

### References

Ahmed T. (2007). Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. Gulf Publishing Company, 557 p.

Al-Meshari A.A., McCain W.D. (2005). New Strategic Method to Tune Equation-of-State for Compositional Simulation. SPE-106332, 13 p. <https://doi.org/10.2118/106332-MS>

API (2003). Sampling Petroleum Reservoir Fluids. Washington: API Recommended Practice 44, Second Edition, 49 p.

Brusilovsky A.I. (1992). Mathematical Simulation of Phase Behavior of Natural Multicomponent Systems at High Pressures with an Equation of State. SPE-20180-PA, 7(01), pp. 117–122. <https://doi.org/10.2118/20180-PA>

Brusilovsky A.I. (2002). Phase Transformations in the development of oil and gas fields. Moscow: Graal, 575 p. (In Russ.)

- Brusilovsky A.I. (2011). Methodology and results of using cubic descriptions for modeling the thermodynamic properties of natural hydrocarbon systems. *Vesti gazovoy nauki*, Part II, pp. 150-165. (In Russ.)
- Brusilovsky A.I., Nugaeva A.N. (2008). New Method of Systemic Substantiation of Reservoir Crude Oil properties in Calculation of reserves and field development design. SPE-117391-MS, 11 p, <https://doi.org/10.2118/117391-MS>
- Cavett R.H. (1962) Physical Data for Distillation Calculations-Vapor-Liquid Equilibria. *Proc. 27th API Meeting*, San Francisco, p. 351.
- Christensen P.L. (1999). Regression to Experimental PVT Data. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38, p. 1. <https://doi.org/10.2118/99-13-52>
- Coats K.H., Thomas L.K., Pierson R.G (1995). Compositional and Black oil Reservoir Simulation. *SPE Res Eval & Eng*, 1(04), pp. 372-379. <http://dx.doi.org/10.2118/50990-PA>
- Coats K.H., Smart G.T. (1986). Application of a Regression-Based EOS PVT Program to Laboratory Data. *SPERE*, 5, p. 277. <https://doi.org/10.2118/11197-PA>
- Dodson C.R., Goodwill D., Mayer E.H. (1953). Application of Laboratory PVT Data to Reservoir Engineering Problems. *Transactions of AIME*, 198, pp. 287-298. <https://doi.org/10.2118/953287-G>
- Efimov A.D., Tokarev D.K., Fateev D.G., Kozubovsky A.G. (2012). Adaptation scheme for creating adequate models of gas condensate systems (on the example of the Achimov deposits of the Urengoykoye oil and gas condensate field). *Territoriya Neftegaz*, 12. (In Russ.)
- Fahim F.A., Al-Sahhaf T.A. (2009). *Fundamentals of Petroleum Refining*. Oxford, UK: Elsevier, 516 p.
- Fateev D.G., Nesterenko A.N. (2014). Unification of Approaches in the Study of the Characteristics of Gas-Condensate Systems. SPE-171249-MS, <https://doi.org/10.2118/171249-MS>
- Hosein R., Dawe R.A. (2014). A Parametric Methodology in tuning the Peng-Robinson (PR) Equation of State for Gas Condensate Systems. *Petroleum Science and Technology*, 32, pp. 662-672. <https://doi.org/10.1080/10916466.2011.603011>
- Ibeh S.U., Chubueze S.E. (2016). PVT Analysis: Validity Checks and EOS Tuning Techniques for Retrograde Gas Condensate Reservoirs. SPE-184314-MS. <https://doi.org/10.2118/184314-MS>
- Jhavery B.S., Youngren G.K. (1988). Three-parameter modification of the Peng – Robinson equation of state to improve volumetric predictions. *SPE Reservoir Engineering*, 3, p. 1033. <https://doi.org/10.2118/13118-PA>
- Joergensen M., Stenby E.H. (1995). Optimization of pseudo-component selection for compositional studies of reservoir fluids. SPE- 30789, 11 p. <https://doi.org/10.2118/30789-MS>
- Katz D.L., Firoozabadi A. (1978) Predicting Phase Behavior of Condensate/Crude-Oil Systems Using Methane Interaction Coefficients. *JPT*, 11, p. 1649. <https://doi.org/10.2118/6721-PA>
- Kesler M.G., Lee B.I. (1976). Improve Predictions of Enthalpy of Fractions. *Hydro. Proc*, 55, p. 153.
- Kurosh A.G. (1972). Higher algebra. Trans. from the Russ. Moscow: Mir, 430 p.
- Lee B.I., Kesler M.G. (1975). A Generalized Thermodynamic Correlation Based on Three-Parameter Corresponding States. *AIChE J*, 1, p. 510. <https://doi.org/10.1002/aic.690210313>
- Lobanova O.A., Indrupskiy I.M., Yushchenko T.S. (2016). Modeling Non-Equilibrium Dynamics of Condensate Recovery for Mature Gas-Condensate Fields. SPE-181977, 14 p. <https://doi.org/10.2118/181977-MS>
- Lohrenz J., Bray B.G., Clark C.R. (1964). Calculating Viscosities of Reservoir Fluids from Their Compositions. *JPT*, October, pp. 1171-1176. <https://doi.org/10.2118/915-PA>
- Majidi M., Azari V., Karimi F. (2021). Tuning of Peng-Robinson Equation of State for Simulation of Oil Compositional Change During EOR Processes. *82nd EAGE Annual Conference & Exhibition*, 2021, p.p 1-5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202011960>
- Mashayekhi L., Assareh M., Kasiri N. (2019). An Effective EOS Based Modeling Procedure for Minimum Miscibility Pressure in Miscible Gas Injection. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 9(2), pp. 70-88.
- Merrill R.C., Hartman K.J. (1994). A comparison of equation of state Tuning Methods. SPE-28589-MS. <https://doi.org/10.2118/28589-MS>
- McCain W.D. (2017). The properties of petroleum fluids. PennWell, 576 p.
- Michelsen M.L., Mollerup J. (2007). *Thermodynamic Models: Fundamentals and Computational Aspects*. Denmark: Tie-Line Publications, 382 p.
- Naji H.S. (2010). Characterizing Pure and Undefined Petroleum Components. *International Journal of Engineering & Technology*, 10(2), pp. 39-68.
- Pedersen K.S., Cristensen P.L. (2007). *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*. N.Y.: CRC Press, 407 p. <https://doi.org/10.1201/9781420018257>
- Pedersen K.S., Fredenslund A., Thomassen P. (1989). *Properties of Oils and Natural Gases*. Denmark: Petroleum Geology and Engineering, 252 p.
- Pedersen K.S., Fredenslund A. (1987). An Improved Corresponding states model for the Prediction of Oil and Gas Viscosities and Thermal Conductivities. *Chem. Eng. Sci*, 42, p. 182. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(87\)80225-7](https://doi.org/10.1016/0009-2509(87)80225-7)
- Peng D.Y., Robinson D.B. (1976). A new Two-Constant Equation of state. *Ind. Eng. Chem. Fundam*, 15, p. 59. <https://doi.org/10.1021/i160057a011>
- Peneloux A., Rauzy E., Freze R. (1982). A consistent volume correction for Redlich – Kwong – Soave volumes. *Fluid Phase Equilibria*, 8, p. 7. [https://doi.org/10.1016/0378-3812\(82\)80002-2](https://doi.org/10.1016/0378-3812(82)80002-2)
- Poling B.E., Prausnitz M., O'Connell J.P (2000). *The properties of gases and Liquids*. Fifth Edition. McGRAW – Hil, 768 p.
- Rafael A. Aguilar Zurita, McCain W.D. Jr. (2002). An efficient tuning strategy to calibrate cubic EOS for compositional simulation. SPE-77382. <https://doi.org/10.2118/77382-MS>
- Riazi M.R., Al-Sahhaf T.A. (1996). Physical Properties of Heavy Petroleum Fractions and Crude Oils. *Fluid Phase Equilibria*, 117, p. 217. [https://doi.org/10.1016/0378-3812\(95\)02956-7](https://doi.org/10.1016/0378-3812(95)02956-7)
- Riazi, M.R., Daubert, T.E. (1980). Simplify Property Predictions. *Hydro. Proc.*, 115 p.
- Rodriguez I., Hamouda A.A. (2010). An approach for characterization and lumping of plus fractions of heavy oil. SPE-117446. <https://doi.org/10.2118/117446-PA>
- Schebetov A.V., Galkin M.V. (2009). Evaluation of the quality and modeling of gas condensate studies under conditions of initial data uncertainty. *Gazovaya promyshlennost*, 9, p. 40. (In Russ.)
- Schebetov A., Rimoldi A., Piana M. (2010). Quality Check of Gas-Condensate PVT Studies and Eos Modelling Under Input Data Uncertainty. SPE-133258-MS. <https://doi.org/10.2118/133258-MS>
- Soave G.S. (1972). Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong equation of state. *Chem. Eng. Sci.*, 27, p. 1197. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(72\)80096-4](https://doi.org/10.1016/0009-2509(72)80096-4)
- Stamatakis S., Magoulas S., Tassios D. (1990). Prediction of Phase Behavior and Physico-chemical Properties of HT-HP Reservoir Fluids. SPE-37294. <https://doi.org/10.2118/37294-MS>
- Whatson K.M., Nelson E.F., Murphy G.B. (1935). Characterization of Petroleum Fractions. *Ind. Eng. Chem.*, 27, p. 1460. <https://doi.org/10.1021/ie50312a018>
- Whitson C.H., Andersen T.F., Soreide I. (1989). C7+ Characterization of Related Equilibrium Fluids using the Gamma Distribution. *Advances in Thermodynamics*, 1, p. 35. [https://doi.org/10.1007/978-1-4899-0771-4\\_3](https://doi.org/10.1007/978-1-4899-0771-4_3)
- Whitson C.H. (1983). Characterizing hydrocarbon plus fractions. *SPE Journal*, August, pp. 683-694. <https://doi.org/10.2118/12233-PA>
- Whitson C.H., Brule M.R. (2000). Phase behavior. Texas: SPE Henry L. Doherty series, 235 p. <https://doi.org/10.2118/9781555630874>
- Whitson C.H., Fevang O. (1996). Modeling Gas-condensate Well Deliverability. SPE-30714, 9 p. <http://dx.doi.org/10.2118/30714-PA>
- Whitson C.H., Torp S.B. (1983). Evaluating Constant-Volume Depletion Data. *JPT*, pp. 610-620.
- Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. (2014). Efficient Engineering Method for Creating Adequate PVT-model of Natural Gas Condensate Mixture Using Equation of State. SPE-171238, 18 p. <https://doi.org/10.2118/171238-MS>
- Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. (2016). Mathematical modeling of gas-condensate mixture PVT-properties including presence of brine in reservoir. *Fluid Phase Equilibria*, 409, pp. 37-48. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2015.09.029>

### About the Authors

**Taras S. Yushchenko** – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences  
3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

**Alexander I. Brusilovsky** – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Senior Expert, Gazpromneft NTC LLC  
Liter D, 75–79, Moyka river emb., St.Petersburg, 190000, Russian Federation

Manuscript received 28 April 2022;

Accepted 19 August 2022;

Published 30 September 2022