

УДК 622.276.1

Метод моделирования РВТ-свойств пластовых УВ-смесей при планировании разработки нефтяных месторождений

А.И. Брусиловский, А.Н. Нукаева (Сибнефть)

Понимание и развитие подходов к описанию свойств пластовых нефтей является актуальной задачей и для специалистов газовой промышленности. Это вызвано тем, что компаниями приобретаются активы месторождений как природных газов, так и нефтяных. Цель данной работы – описание эффективного подхода к подготовке данных для формирования зависимостей от давления свойств жидкой УВ-фазы при моделировании разработки нефтяных месторождений с применением моделей типа «black oil». На основе обобщения экспериментальных и теоретических исследований пластовых нефтей создан метод подготовки РВТ-данных для гидродинамических моделей типа «black oil». Результаты применения метода иллюстрируются на примере пластовой нефти Ярайнерского месторождения (Западная Сибирь).

При гидродинамическом моделировании процессов разработки месторождений природных углеводородов (УВ) применяется несколько вариантов моделей, отличающихся формированием РВТ-свойств УВ-фаз.

Использование моделей типа «black oil» предполагает, что свойства фаз зависят только от давления при постоянной температуре. При этом различают модели, в которых либо учитывается растворимость нефтяного компонента в газовой фазе (wet gas), либо считается, что нефтяной компонент в газовой фазе отсутствует (dry gas). Модели первого типа используются чаще при прогнозировании разработки нефтегазоконденсатных залежей, а также газоконденсатных месторождений на естественном режиме.

Модели многокомпонентной фильтрации применяются в основном при необходимости прогнозирования показателей разработки газоконденсатных, нефтегазовых и нефтяных залежей с использованием методов газового воздействия, которые характеризуются интенсивным межфазным массообменом. Для этих моделей свойства УВ-фаз нельзя даже приближенно представить только зависимостями от давления, поскольку при одном и том же давлении в пласте могут существовать газовые фазы с различным компонентным составом.

I. Информационная основа для создания РВТ-моделей. Для подсчета за-

пасов и планирования разработки требуется обоснование усредненных для каждого пласта свойств УВ-флюидов. Одним из важных требований является равномерная (по площади и объему) охарактеризованность пластов представительными пробами УВ-флюидов. В результате будет сформировано обоснованное представление о компонентном составе и физико-химических свойствах пластовых УВ-систем.

В практике исследования пластовых нефтей применяют в основном два способа получения представительных проб:

- отбор глубинной пробы (Downhole Sampling);
- рекомбинацию газа и жидкости, отобранных из сепаратора (Separator Sampling).

Напомним принципиальные условия для отбора представительных проб [1].

Глубинные пробы. Для анализа РВТ-свойств пластовой нефти должно быть отобрано не меньше трех проб. Давление в месте отбора пробы УВ-смеси должно превышать давление насыщения, т. е. исследуемая смесь должна находиться в однозначном состоянии.

Рекомбинированные сепараторные пробы. При невозможности отбора глубинной пробы при однофазном состоянии УВ-флюида проводится исследование рекомбинированного образца, составленного на основе проб нефти и газа, полученных при сепарации добываемой смеси. При рекомбинации используется измеренная величина газового

фактора. Если после приведения рекомбинированной пробы к пластовым термобарическим условиям образуется двухфазная газожидкостная система, то отдельно исследуются свойства жидкой (подгазовая зона) и газовой (газовая шапка) УВ-фазы.

II. Теоретическая основа моделирования РВТ-свойств. В модели «black oil» пластовая УВ-система рассматривается как двухкомпонентная. «Нефтяной» компонент – дегазированная нефть (stock tank oil), а «газовый» – растворенный газ. Согласно правилу фаз Гиббса, вследствие псевдобинарности смеси достаточно иметь зависимости свойств жидкой и паровой фаз от давления при пластовой температуре. При этом задается плотность при стандартных условиях «нефтяного» и «газового» компонентов. Блок исходных данных о свойствах УВ жидкой фазы, используемый моделями «black oil», включает зависимости от давления объемного коэффициента, газосодержания и динамической вязкости. Структура исходных данных о свойствах УВ паровой фазы зависит от того, применяется ли модификация dry gas или wet gas. В обоих случаях задаются зависимости от давления объемного коэффициента и динамической вязкости. В случае применения модификации wet gas необходимо задавать и данные о растворимости «нефтяного» компонента в паровой фазе.

В моделях, используемых для расчета РВТ-свойств природных углеводородных систем, широко используются кубические уравнения состояния. Наиболее распространено уравнение состояния Пенга – Робинсона (PR) [2, 3, 4].

Использование уравнения состояния PR для описания плотности жидкой фазы в смесях природных УВ приводит к большой погрешности. В настоящее время в инженерных расчетах реализуется подход, основанный на «расщеплении» расчета фазового равновесия и уточнения плотностей фаз. В основе этого подхода лежит вычисление поправки к рассчитанному по уравнению состояния молярному объему фазы \bar{v} на величину параметра c , т. е. «правильный» молярный объем рассчитывается как $\tilde{v} = v - c$. Для смесей параметр c



вычисляется по следующему правилу:

$$c = \sum_{i=1}^N c_i x_i, \text{ где } N - \text{число компонентов}$$

фазы; x_i – молярная доля i -го компонента в фазе; c_i – значение параметра (константы) для чистого i -го компонента.

Отметим, что эта поправка к объему фазы оставляет неизменным результат моделирования составов равновесных фаз, т. е. нужно вначале рассчитать фазовое равновесие, а затем пересчитать (уточнить) значения молярных объемов фаз.

При использовании уравнения PR Jhavery и Youngren [5] рекомендуют вычислять величину c_i при помощи «шифт-параметра» S_i , который связан с c_i через коэффициент b_i , следующим образом: $c_i = S_i b_i$.

Для вычисления значений критических давления p_c , температуры T_c и ацентрического фактора ω фракций группы C_{N+} ($N = 6, 7, \dots$) применяют следующие подходы:

1. Использование корреляционных зависимостей от температуры кипения и плотности при стандартных условиях. Широко используются, например, корреляции Кеслера и Ли.

2. Применение уравнения состояния для идентификации критического давления. Идея состоит в том, чтобы использовать имеющиеся данные о плотности фракции при стандартных условиях p_{sc} и молярной массе M применительно к конкретному уравнению состояния. Иными словами, плотность фракции, рассчитываемая по уравнению состояния при $p_{sc} = 0,101\ 325$ МПа и $T_{sc} = 293,1$ К (или 288,6 К по стандартам SPE), должна быть равна ее экспериментальному значению. Это означает, что для расчета только

двух из трех величин (T_c, p_c, ω) должны применяться эмпирические выражения, а значение третьей величины определяется из уравнения состояния. Весьма точно описывают значения ацентрического фактора для всех групп УВ корреляции Кеслера – Ли и Эдмистера. Корреляции для расчета p_c фракций получены на основе данных для углеводородов до C_{20} , и их экстраполяция менее надежна, чем применение соответствующих выражений для T_c . Поэтому расчет T_c осуществляется с использованием одной из корреляционных зависимостей, а для вычисления ацентрического фактора можно использовать как формулу Эдмистера, так и приведенное выражение Кеслера – Ли. Значения p_c и ω вычисляются из системы двух алгебраических уравнений: уравнения состояния при $p_{sc}, T_{sc}, v_{sc} = M/p_{sc}$ и выражения для расчета ацентрического фактора.

III. Метод моделирования PVT-свойств пластовых нефти при планировании разработки месторождений. При подсчете запасов нефти используются значения объемного коэффициента пластовой нефти при начальном пластовом давлении и плотности сепарированной нефти, полученные по результатам ступенчатой сепарации. Важной задачей является точное воспроизведение принятых подсчетных параметров в данных, требуемых для гидродинамического моделирования процесса разработки. Кроме того, необходимо добиться совпадения с экспериментальными данными значений давления насыщения пластовой нефти и ее динамической вязкости при начальном пластовом давлении. Для решения указанных задач производится последовательная настройка параметров модели.

1. Воспроизведение давления насыщения пластовой нефти.

Решение может быть получено двумя способами:

- с использованием однозначности зависимости давления насыщения смеси от величины коэффициента парного взаимодействия метана с фракцией C_{N+} ($N = 7, \dots$)

$K_{CN_4-C_{N+}}$: возрастание значения этой величины приводит к повышению давления насыщения пластовой нефти;

- с использованием однозначности зависимости давления насыщения смеси от величины температуры кипения фракции C_{N+} ($N = 7, \dots$): с возрастанием температуры кипения фракции растет давление насыщения пластовой нефти.

2. Воспроизведение плотности сепарированной нефти по данным ступенчатой сепарации (подсчетный параметр).

Авторами реализованы следующие способы:

- с использованием однозначности зависимости плотности сепарированной нефти по данным моделирования ступенчатой сепарации от величины «шифт-параметра» фракции C_{N+} ($N = 7, \dots$) S_{CN_4} : возрастание числового значения «шифт-параметра» приводит к увеличению плотности сепарированной нефти;
- с использованием однозначности зависимости плотности сепарированной нефти от величины плотности при стандартных условиях фракции C_{N+} ($N = 7, \dots$): с возрастанием плотности фракции растет плотность сепарированной нефти.

3. Воспроизведение объемного коэффициента пластовой нефти при начальном пластовом давлении по результатам ступенча-

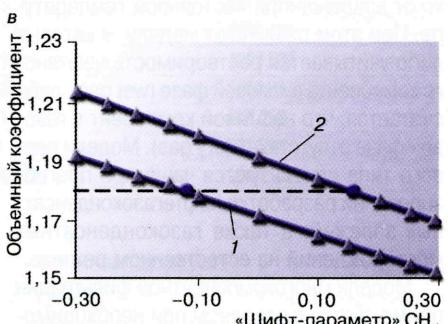
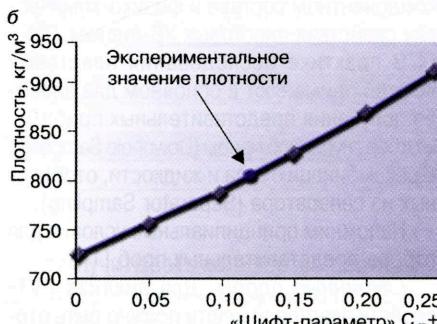
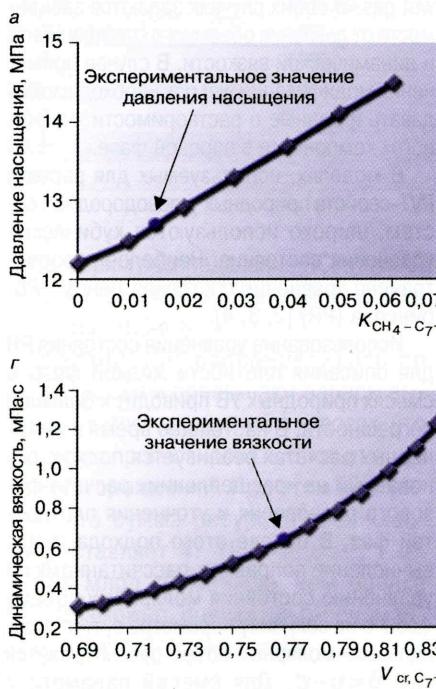


Рис. 1. Зависимости давления насыщения пластовой нефти от коэффициента парного взаимодействия между CH_4 и группой C_{N+} (а), плотности сепарированной нефти от «шифт-параметра» группы C_{N+} (б), объемного коэффициента пластовой нефти от «шифт-параметра» метана (в), динамической вязкости пластовой нефти от значения параметра V_{cr, C_7+} (г).

p_c, ω, C_7+ : 1 – из совместного решения уравнения состояния и зависимости Эдмистера, 2 – из корреляционных зависимостей

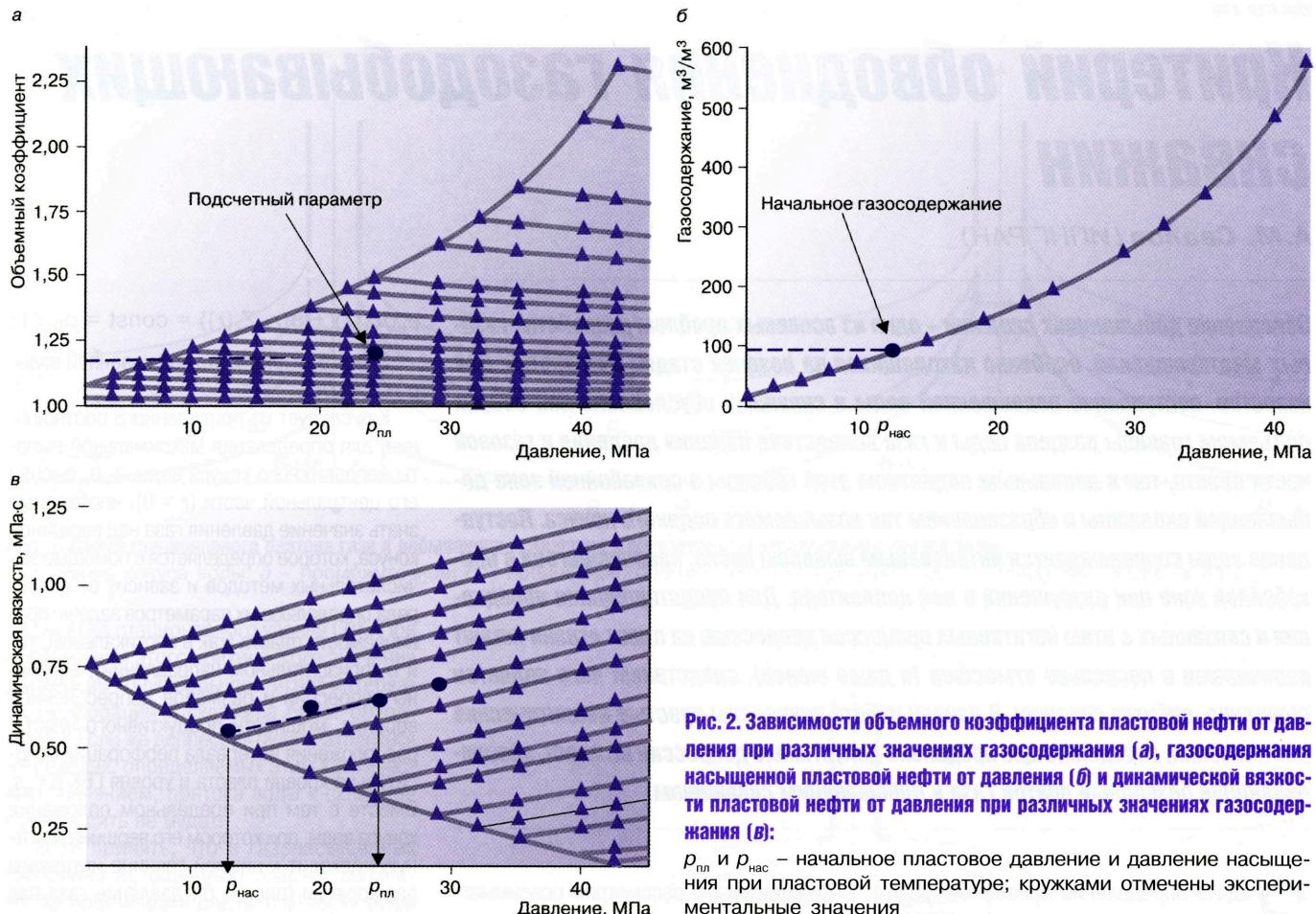


Рис. 2. Зависимости объемного коэффициента пластовой нефти от давления при различных значениях газосодержания (а), газосодержания насыщенной пластовой нефти от давления (б) и динамической вязкости пластовой нефти от давления при различных значениях газосодержания (в):

$p_{\text{пл}}$ и $p_{\text{нас}}$ – начальное пластовое давление и давление насыщения при пластовой температуре; кружками отмечены экспериментальные значения

той сепарации (подсчетный параметр). Значение объемного коэффициента пластовой нефти возрастает с увеличением газосодержания. Поскольку метан является доминирующим компонентом в составе растворенного газа, то «шифт-параметр» CH_4 может эффективно использоваться для воспроизведения объемного коэффициента пластовой нефти при начальном пластовом давлении по результатам ступенчатой сепарации.

4. Воспроизведение динамической вязкости пластовой нефти при начальном пластовом давлении. Для получения зависимостей динамической вязкости пластовой нефти от давления при различных значениях газосодержания, применяемых в современных гидродинамических симуляторах, необходимо комплексно использовать экспериментальные и расчетные методы. Для расчетов наиболее часто используется метод Лоренца – Брея – Кларка (LBC) [6], результаты применения которого сильно зависят от значения критического молярного объема V_{cr} группы компонентов C_N^+ ($N = 7, \dots$). Поэтому величина V_{cr, C_N^+} является эффективным параметром, позволяющим адекватно описывать динамическую вязкость пластовой нефти.

IV. Результаты применения метода.

В качестве примера рассмотрим результаты воспроизведения свойств пластовой и сепарированной нефти одного из пластов Ярайнерского месторождения. Компонентный состав пластовой нефти (молярная доля, %): $\text{CO}_2 - 0,01$; $\text{N}_2 - 0,55$; $\text{CH}_4 - 34,07$; $\text{C}_2\text{H}_6 - 2,04$; $\text{C}_3\text{H}_8 - 3,20$; $i\text{-C}_4\text{H}_{10} - 2,35$; $n\text{-C}_4\text{H}_{10} - 2,87$; $i\text{-C}_5\text{H}_{12} - 2,01$; $n\text{-C}_5\text{H}_{12} - 2,11$; фракция $\text{C}_6 - 4,09$; группа $\text{C}_7^+ - 46,70$. Пластовые давление и температура равны соответственно 24 МПа и 78 °C. Экспериментальное значение давления насыщения пластовой нефти при указанной температуре составляет 12,7 МПа.

На рис. 1, а–г приведены зависимости, иллюстрирующие влияние различных параметров модели на расчетные величины, характеризующие свойства пластовой и сепарированной нефти. На графиках выделены значения параметров, которые соответствуют точному воспроизведению экспериментальных данных о давлении насыщения при пластовой температуре, объемном коэффициенте и динамической вязкости пластовой нефти при начальном пластовом давлении, а также плотности сепарированной нефти при стандартных условиях. На рис. 2 показаны полученные за-

висимости объемного коэффициента, газосодержания и динамической вязкости пластовой нефти от давления, которые используются при гидродинамическом моделировании процесса разработки залежи с применением модели «black oil».

В результате проведенных исследований:

- разработан метод подготовки PVT-зависимостей для гидродинамических моделей типа «black oil», созданный на основе обобщения данных экспериментальных и теоретических исследований пластовых нефейт;
- предложен алгоритм последовательной идентификации параметров расчетной флюидальной модели.

Практическая значимость результатов работы заключается в точном воспроизведении значений подсчетных параметров: объемного коэффициента пластовой нефти и плотности сепарированной нефти.

Список литературы

1. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефейт. ОСТ 153-39.2-048-2003/ К.Д. Ашмян, Ю.А. Шмелев, В.В. Гетманенко и др. – М.: ВНИИнефть, 2003. – 85 с.
2. Брусловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.