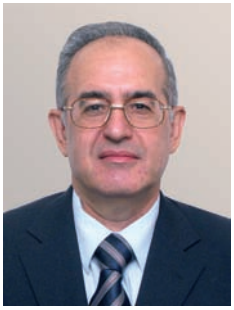
От редакции. **Публикуемая ниже статья представляет собой первую часть доклада, сделанного авторами на заседании секции нефти и газа Общества экспертов России по недропользованию 17 августа 2009 г. Доклад вызвал большой интерес специалистов, отметивших актуальность выполненных исследований и высокий теоретический уровень работы. В протоколе заседания секции постановили рекомендовать рассмотренную методологию системного обоснования свойств пластовых нефтей для включения, с учетом высказанных мнений и предложений, в отраслевые стандарты и руководящие документы по подсчету (пересчету) запасов, созданию ТЭО КИН и проектных документов по разработке месторождений, а также использовать методологию в учебном процессе вузов нефтегазового профиля и на курсах повышения квалификации специалистов отрасли. Вторую, заключительную, часть доклада редакция планирует опубликовать в следующем номере журнала.**

УДК 553.982.2:553.048:622.276

© А. И. Брусиловский, А. Н. Нугаева, И. Е. Хватова, 2009

МЕТОДОЛОГИЯ СИСТЕМНОГО ОБОСНОВАНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений (часть I)



А. И. Брусиловский,
главный специалист группы методологии,
проф., д-р техн. наук

А. Н. Нугаева,
главный специалист — руководитель группы исследования свойств флюидов,
канд. техн. наук

И. Е. Хватова,
ведущий специалист группы исследования свойств флюидов

ООО «Газпром нефть НТЦ»

Опыт показывает, что согласование используемых при подсчете запасов, проектировании и мониторинге разработки месторождений свойств пластовых нефтей является чрезвычайно важной задачей. Для ее решения необходима неразрывная связь между этапами обоснования подсчетных параметров и свойств углеводородных (УВ) систем при подсчете/пересчете запасов, составлении ТЭО КИН и проектных документов на разработку месторождений.

Необходимое условие эффективного подхода к повышению качества обоснования свойств природных УВ систем — *комплексное использование данных промысловых измерений, результатов лабораторных и теоретических исследований.* Большое значение имеет системное применение научно обоснованных методов интерпретации имеющейся информационной базы о проведенных исследованиях пластовых УВ флюидов. Создаваемые авторами статьи на этой основе адекватные многокомпонентные термодинамические модели пластовых нефтей изучаемых объектов разработки применяются как для обоснования подсчетных параметров, так и при проектировании и мониторинге разработки месторождений с использованием гидродинамических симуляторов типа «black oil» и композиционных.

При подсчете/пересчете запасов и проектировании разработки актуальным является вопрос оценки свойств пластовой нефти при отсутствии лабораторных исследований. Разумной альтернативой применяемому в этих случаях методу аналогий служит использование надежных корреляционных зависимостей, полученных путем статистической обработки большого массива данных промысловых измерений. Кроме того, подобные зависимости можно применять для проверки физической согласованности значений пересчетного коэффициента и газосодержания пластовой нефти, публикуемых в формах статистической отчетности. Именно этому вопросу будет посвящена вторая часть статьи в следующем номере журнала.

1. Рациональный подход к обоснованию PVT-свойств пластовой нефти и получению их зависимостей от давления при наличии лабораторных исследований

1.1. Идентификация подсчетных параметров пластовых нефтей

Для подсчета запасов нефти и растворенного газа на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ применяют объемный метод [1–3], сущность которого заключается в определении залегающих в пустотном пространстве пород-коллекторов массы нефти и объема растворенного газа, приведенных к стандартным условиям. При этом используют данные об объемном (пересчетном) коэффициенте пластовой нефти при начальных термобарических условиях, ее газосодержании и плотности сепарированной нефти, полученные по результатам исследований ступенчатой сепарации [1, 2, 4]. Начальные геологические запасы нефти (тыс. т) подсчитываются по следующей формуле:

$$Q_{НО} = F\, h_{эф.н}\, K_п\, K_н\, \theta\, \sigma_н, \qquad (1)$$

где F – площадь залежи, тыс. м^2; $h_{эф.н}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м; $K_п$ – коэффициент открытой пористости, доли ед.; $K_н$ – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.; $\theta = V_{сеп}/V_{пл}$ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли ед. ($V_{сеп}$, $V_{пл}$ – объемы пластовой и сепарированной нефти соответственно); $\sigma_н$ – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3. Запасы растворенного газа определяются умножением соответствующих запасов нефти на начальное газосодержание пластовой нефти, полученное по результатам исследования ступенчатой сепарации.

Для обоснования значений пересчетного коэффициента пластовой нефти, плотности сепарированной нефти и газосодержания важно учитывать фактические промысловые условия на дожимной насосной станции (ДНС) и требования ГОСТ Р 51858-2002 по упругости паров товарной нефти (не более 0,667 бар при температуре 37,8 °С) [5, 6].

Рассмотрим два типичных варианта, отличающихся информационной основой.

Вариант 1. Лабораторные исследования ступенчатой сепарации проведены *с учетом фактической системы промысловой сепарации и ГОСТ Р 51858-2002 по упругости паров товарной нефти*. В этом случае их *результаты соответствуют искомым значениям подсчетных параметров*, а для создания адекватной многокомпонентной термодинамической модели используют осредненные по скважинам представительные данные о компонентном составе пластовой нефти, давлении насыщения и значениях подсчетных параметров.

Вариант 2. Лабораторные исследования ступенчатой сепарации проведены *при условиях, отличающихся от фактической системы промысловой сепарации*. Очень часто в лабораториях при проведении экспериментов используют лишь «универсальные» термобарические условия (например, давления на ступенях сепарации 0,8; 0,25; 0,101325 МПа при температуре 20 °С). Кроме того, нередко исследования для проб пластовой нефти, полученных из разных скважин одного и того же пласта, выполняются при различных условиях ступенчатой сепарации. Опыт авторов показывает, что это приводит к ошибкам при обосновании объемного, а следовательно, и пересчетного коэффициента, газосодержания и плотности сепарированной нефти при подсчете запасов. Величина ошибки зависит от типа нефти и ее газосодержания.

В рассматриваемом варианте для получения корректных значений подсчетных параметров правильным является следующий методический подход. Вначале на основе данных из технических отчетов по исследованию пластовых нефтей создается многокомпонентная термодинамическая модель, которая точно воспроизводит осредненные (в случае использования достоверной – представительной – информации по нескольким скважинам) лабораторные результаты стандартной сепарации (однократного разгазирования), значения давления насыщения пластовой нефти и ее динамической вязкости при начальных пластовых термобарических условиях. Затем моделируется ступенчатая сепарация с учетом фактических промысловых условий на ДНС и требований ГОСТ Р 51858-2002 по упругости паров товарной нефти. Значения объемного (пересчетного) коэффициента, плотности сепарированной нефти и газосодержания *принимаются в качестве подсчетных параметров изучаемого объекта разработки.*

1.2. Создание адекватной термодинамической модели пластовой нефти

Основой создания модели пластовой нефти являются данные о компонентном составе и результатах комплекса лабораторных исследований PVT- и физико-химических свойств пластовой и дегазированной нефтей, которые приводятся в технических отчетах. В связи с этим первостепенное значение приобретает качество используемой промысловой и лабораторной информации. При этом комплексно экспертируются как условия отбора проб, так и результаты лабораторных исследований.

Рассмотрим порядок формирования модели пластовой нефти на примере УВ смеси пласта $Ю_1^1$ Еты-Пуровского месторождения, полученной из скв. 231ПО (интервалы перфорации 2998,5–3001,5; 3004,5–3010 м). Используем следующие данные, представленные в техническом отчете об исследованиях пластовой нефти:

- *компонентный состав* пластовой нефти (% мол.): N_2 – 0,405; CO_2 – 0,735; CH_4 – 61,880; C_2H_6 – 9,245; C_3H_8 – 6,155; i-C_4H_{10} – 1,260; n-C_4H_{10} – 2,055; i-C_5H_{12} – 0,560; n-C_5H_{12} – 0,580; фракция C_6 – 0,665; группа C_{7+} – 16,460;
- *молярная масса* пластовой нефти 48,5 кг/кмоль;
- *плотность* нефти при стандартных условиях после однократного разгазирования (так называемая стандартная сепарация) ρ_{STO} = 828 кг/м^3;
- *фракционный состав* (% об.) по ГОСТ 2177-99: температура начала кипения 68 °С; при 100 °С выкипает 7 % об., при 150 °С – 15 % об., при 200 °С – 29 % об., при 250 °С – 40 % об., при 300 °С – 54 % об.

Моделирование пластовой нефти с разбивкой на фракции группы C_{7+} осуществляется в следующей последовательности.

1. Используя известное значение молярной массы пластовой нефти и молярный компонентный состав, рассчитываем молярную массу группы C_{7+}

$$M_{C_{7+}} = (M_{\text{пл.н}} - \sum_{i=1}^{C_6} x_i M_i)/x_{C_{7+}}, \quad (2)$$

где $M_{\text{пл.н}}$ – молярная масса пластовой нефти; x_i, M_i – молярная доля и молярная масса i-го компонента пластовой нефти; $x_{C_{7+}}$ – молярная доля группы C_{7+} в пластовой нефти.

2. Плотность группы C_{7+} пластовой нефти при стандартных условиях оцениваем на основе имеющейся информации следующим образом. Условно полагаем, что дегазированная нефть состоит из двух фракций: первая фракция выкипает в промежутке от температуры начала кипения до температуры начала кипения группы C_{7+}, равной 69,2 °С; вторая фракция – это группа C_{7+}. Данное разбиение соответствует принятым в инженерной практике свойствам фракций природных углеводородных систем. Объем дегазированной нефти равен сумме объемов двух указанных фракций. Тогда выполняется равенство $1/\rho_{\text{STO}} = g_1/\rho_1 + g_{C_{7+}}/\rho_{C_{7+}}$, где g_1, $g_{C_{7+}}$ и ρ_1, $\rho_{C_{7+}}$ – массовые доли и плотность фракций. Учитывая связь между массовой g_i и объемной V_i долями i-й фракции $g_1 = V_1\rho_1/(V_1\rho_1 + V_{C_{7+}} + \rho_{C_{7+}})$; $g_2 = (V_{C_{7+}} + \rho_{C_{7+}})/(V_1\rho_1 + V_{C_{7+}} + \rho_{C_{7+}})$, получаем зависимость $\rho_{\text{STO}} = V_1\rho_1 + V_{C_{7+}} + \rho_{C_{7+}}$. Следовательно,

$$\rho_{C_{7+}} = (\rho_{\text{STO}} - V_1\rho_1)/V_{C_{7+}}. \quad (3)$$

Плотность ρ_1 при отсутствии экспериментальных данных оцениваем исходя из средней температуры кипения данной фракции и свойств Single Carbon Number (SCN) фракций [7–9].

3. Разбиваем группу C_{7+} на фракции с использованием имеющихся данных о фракционном составе дегазированной нефти. В соответствии с принятыми в инженерной практике свойствами фракций природных углеводородных систем, температура начала кипения группы C_N равна температуре кипения н-алкана с числом атомов углерода (N – 1) плюс 0,5 °С. Следовательно, температура начала кипения группы $C_{7+} \geq 69{,}2$ °С. Поэтому, если фактическая температура начала кипения дегазированной нефти меньше 69,2 °С , то объемная доля первой фракции (69,2 ÷ 100 °С) вычисляется следующим образом:

$$V_1 = V_{t_0 \div t_1}(t_1 - 69{,}2)/(t_1 - t_0), \quad (4)$$

где t_0, t_1 – температура начала кипения дегазированной нефти и конца кипения первой фракции (соответствует 100 °С в рассматриваемом примере); $V_{t_0 \div t_1}$ – объемная доля дегазированной нефти, выкипающая в диапазоне температур от начала кипения до конца кипения первой фракции. Если же температура начала кипения дегазированной нефти 69,2 °С, то объемная доля первой и всех последующих фракций принимается согласно фактическим данным исследования фракционного состава.

4. Если температура начала кипения дегазированной нефти меньше 69,2 °С, то сумма рассчитанных выше объемных долей фракций группы C_{7+} меньше 1, поэтому выполняется нормировка. В результате сумма нормированных долей фракций группы C_{7+} становится равной 1.

5. Определяем плотности при стандартных условиях фракций группы C_{7+}. Пусть число фракций равно N. Плотности от первой до (N – 1)-й фракции определяются либо исходя из имеющихся фактических данных, например, при наличии данных исследований разгонки нефти по истинным температурам кипения (ИТК), либо рассчитываются на основе интерполяции табличных значений для SCN-фракций. Плотность последней (N-й) фракции вычисляется на основе полученного выше значения плотности группы C_{7+} и данных о плотности фракций 1, ... , N – 1. Поскольку с большой точностью можно полагать, что

$$\rho_{C_{7+}} = \sum_{i=1}^{N} \rho_i V_i, \text{ то}$$

$$\rho_N = (\rho_{C_{7+}} - \sum_{i=1}^{N-1} \rho_i V_i)/V_N. \quad (5)$$

6. Рассчитываем массовые доли фракций группы C_{7+}. Для этого используются данные о значениях объемной доли и плотности всех фракций:

$$g_i = \rho_i V_i / \sum_{k=1}^{N} \rho_k V_k. \quad (6)$$

7. Определяем молярную массу фракций группы C_{7+}. Как и в случае с плотностью, искомые значения для фракций 1, ... , N – 1 определяются либо на основе фактических характеристик фракций из данных разгонки нефти по ИТК, либо рассчитываются на основе значений для SCN-фракций. Молярная масса последней (N-й) фракции рассчитывается с использованием полученного выше значения молярной массы группы C_{7+} и данных о молярной массе фракций 1, ... , N – 1 и их массовой доле:

$$M_N = g_N/[1/M_{C_{7+}} - \sum_{i=1}^{N-1} g_i/M_i]. \quad (7)$$

8. Рассчитываем молярную долю фракций в группе C_{7+}:

$$f_i = [g_i/M_i] / \sum_{k=1}^{N} g_k/M_k. \quad (8)$$

9. Определяем молярную долю каждой фракции группы C_{7+} в пластовой смеси:

$$z_i = z_{C_{7+}} + f_i. \quad (9)$$

В результате применения описанного подхода компонентный состав модели пластовой нефти выглядит следующим образом (% мол.):

N_2 – 0,405; CO_2 – 0,735; CH_4 – 61,880; C_2H_6 – 9,245; C_3H_8 – 6,155; i-C_4H_{10} – 1,260; n-C_4H_{10} – 2,055; i-C_5H_{12} – 0,560; n-C_5H_{12} – 0,580; C_6 – 0,665; $1C_{7+}$ – 1,890; $2C_{7+}$ – 1,952; $3C_{7+}$ – 3,263; $4C_{7+}$ – 2,284; $5C_{7+}$ – 2,293; $6C_{7+}$ – 4,778.

В случае отсутствия информации о фракционном составе дегазированной нефти задача разбиения на фракции-компоненты модели пластовой смеси группы C_{7+} может быть решена на основе предположения о том, что вероятностная плотность распределения фракций в рассматриваемой группе компонентов определяется трёхпараметрической гамма-функцией [8, 9].

Расчет PVT-свойств природных углеводородных сис-

тем основывается на комплексном применении адекватной модели пластовой УВ смеси, надежного уравнения состояния и эффективных алгоритмов моделирования фазового состояния многокомпонентных систем. Наиболее распространенным в инженерной практике является уравнение состояния Пенга–Робинсона (*PR EOS*) [10]. Уравнение состояния *PR EOS* недостаточно точно описывает плотность жидкой фазы в смесях природных УВ. Поэтому в инженерных расчетах реализуется подход, основанный на «расщеплении» расчета фазового равновесия и уточнения плотностей фаз [11, 12]. В основе этого подхода лежит вычисление поправки к рассчитанному по уравнению состояния мольному объему фазы υ на величину параметра c, т. е. «правильный» мольный объем рассчитывается как $\tilde{\upsilon} = \upsilon - c$. Для смесей параметр c вычисляется по следующему правилу: $c = \sum_{i=1}^{N} c_i x_i$, где N — число компонентов фазы; x_i — мольная доля i-го компонента в фазе; c_i — значение параметра (константы) для чистого i-го компонента. Отметим, что приведенная выше поправка к объему фазы оставляет неизменным результат моделирования составов равновесных фаз, т. е. нужно вначале рассчитать фазовое равновесие, а затем пересчитать (уточнить) значения мольных объемов фаз.

При использовании *PR EOS* рекомендуется [13] вычислять c_i при помощи «шифт-параметра» s_i, который связан с c_i через коэффициент уравнения состояния b_i следующим образом: $c_i = s_i b_i$.

Для вычисления значений критического давления p_c, критической температуры T_c и ацентрического фактора ϖ фракций группы C_{N+} ($N = 6, 7,...$) применяют подходы, изложенные в работах [5, 7, 9, 14–17].

Физико-химические свойства фракций группы C_{7+} полученной модели пластовой смеси приведены в табл. 1. Для данной модели критическая температура рассчитана по корреляции в соответствии с работой [15], а критическое давление и ацентрический фактор — на основе совместного решения *PR EOS* и зависимости *Edmister* для ацентрического фактора [7, 14].

Далее при создании адекватной термодинамической модели осредненной пластовой нефти изучаемого объекта выполняется последовательная настройка параметров.

Для воспроизведения давления насыщения пластовой нефти используется однозначность зависимости давления насыщения смеси от коэффициента парного взаимодействия метана с фракцией C_{N+} ($N = 7,...$): возрастание значения этой величины приводит к увеличению давления насыщения пластовой нефти.

Затем способ настройки модели пластовой нефти зависит от того, соответствовали ли термобарические условия при проведении лабораторных исследований ступенчатой сепарации фактическим промысловым данным (рассмотренный выше вариант 1) или не соответствовали (вариант 2).

Для **варианта 1** порядок настройки параметров модели следующий:

- Воспроизводится значение плотности сепарированной нефти по данным ступенчатой сепарации (подсчетный параметр). Способ основан на использовании однозначности зависимости плотности сепарированной нефти по данным моделирования ступенчатой сепарации от «шифт-параметра» $S_{C_{N+}}$ фракции C_{N+} ($N = 7, ...$): увеличение числового значения «шифт-параметра» приводит к повышению плотности сепарированной нефти.
- Воспроизводится значение объемного коэффициента пластовой нефти при начальном пластовом давлении по результатам ступенчатой сепарации (подсчетный параметр). Значение объемного коэффициента пластовой нефти возрастает с увеличением газосодержания. Поскольку метан (CH_4) 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. Отметим, что изменение «шифт-параметра» метана S_{CH_4} практически не влияет на плотность сепарированной нефти вследствие ничтожно малой доли этого компонента в ее составе.

Для **варианта 2** реализуется следующая последовательность настройки параметров модели:

- Воспроизводится значение плотности сепарированной нефти по данным стандартной сепарации. Для этого, как и в первом случае, используется «шифт-параметр» фракции C_{N+} ($N = 7, ...$) $S_{C_{N+}}$.
- Воспроизводится значение объемного коэффициента пластовой нефти при начальном пластовом давле-

Таблица 1. Физико-химические свойства фракций-компонент модели пластовой нефти пласта $Ю_1^1$ Еты-Пуровского месторождения (скв. 231ПО, интервалы перфорации 2998,5–3001,5 м; 3004,5–3010 м)

Фракция	Средняя температура кипения, °С	Плотность при стандартных условиях, кг/м^3	Молярная масса, г/моль	Критическая температура, °С	Критическое давление, МПа	Ацентрический фактор
C_6	63,9	685,0	84,0	233,5	3,183	0,2753
$1C_{7+}$	84,6	711,0	94,2	257,8	3,030	0,3065
$2C_{7+}$	120	754,5	114,9	300,7	2,780	0,3413
$3C_{7+}$	170	784,0	125,0	354,3	2,815	0,4878
$4C_{7+}$	210	810,4	145,0	397,0	2,636	0,5672
$5C_{7+}$	240	837,4	190,0	430,3	2,171	0,5379
$6C_{7+}$	305	887,8	317,6	498,0	1,496	0,5007

Таблица 2. Сравнение данных о свойствах пластовой нефти пласта $Ю_1^1$ Еты-Пуровского месторождения (скв. 231ПО, интервалы перфорации 2998,5–3001,5 м; 3004,5–3010 м)

Параметры	Эксперимент	Расчет	Отклонение, %
Давление насыщения при пластовой температуре, МПа	31,5	31,5	0
Однократное разгазирование (стандартная сепарация)			
Объемный коэффициент нефти	2,711	2,711	0
Плотность дегазированной нефти, кг/м^3	828	828	0
Газосодержание, м^3/м^3	537	537	0
Динамическая вязкость при пластовых условиях, мПа·с	0,12	0,12	0

нии по результатам стандартной сепарации. Для этого, как и в первом случае, используется «шифт-параметр» метана S_{CH_4}.

На основе созданной адекватной термодинамической модели моделированием ступенчатой сепарации с учетом фактических промысловых условий на ДНС и требований ГОСТ Р 51858-2002 по упругости паров товарной нефти *определяются значения подсчетных параметров пластовой нефти.*

После создания термодинамической модели *в обоих рассмотренных случаях* необходимо добиться совпадения с экспериментальными данными рассчитываемого значения динамической вязкости пластовой нефти при начальных термобарических условиях.

При воспроизведении динамической вязкости пластовой нефти при начальных термобарических условиях для расчетов используется метод Lohrenz–Bray–Clark (*LBC*) [18, 5], результаты применения которого в значительной степени зависят от значения критического мольного объема V_{cr} группы компонентов C_{N+} ($N = 7, ...$). Поэтому эта величина является эффективным параметром, позволяющим адекватно описывать динамическую вязкость пластовой нефти.

Описанный подход использован для создания адекватной термодинамической модели пластовой нефти пласта $Ю_1^1$ Еты-Пуровского месторождения. Поскольку фактические термобарические условия промысловой сепарации отличны от использованных при лабораторных исследованиях ступенчатой сепарации, то настройка параметров модели проведена в последовательности, соответствующей **варианту 2**.

Приведенные в табл. 2 экспериментальные данные и результаты моделирования давления насыщения пластовой нефти при пластовой температуре, однократного разгазирования, динамической вязкости при пластовых условиях (42 МПа, 102 °С) свидетельствуют об адекватности созданной термодинамической модели.

В табл. 3 приведены результаты моделирования ступенчатой сепарации для рассматриваемой модели пластовой нефти. Следует отметить, что *результаты расчетов для лабораторных термобарических условий близки к экспериментальным данным, что подтверждает адекватность созданной модели пластовой нефти* (относительное расхождение между расчетными и экспериментальными величинами по газосодержанию – 2,1 %, объемному коэффициенту – 0,6 %, плотности сепарированной нефти – 0,1 %).

Результаты исследований показывают значительное влияние условий промысловой сепарации на значение объемного, а следовательно, и пересчетного коэффициента и газосодержания пластовой нефти. Значения объемного коэффициента пластовой нефти, полученные для лабораторных и фактических условий промысловой сепарации с учетом ГОСТ Р 51858-2002 по упругости паров товарной нефти, отличаются между собой на 6,3 %, а газосодержания – на 6,2 %. Таким образом, *использование описанного в данной работе метода позволило весьма существенно уточнить подсчетные параметры.*

Полученная адекватная многокомпонентная модель пластовой нефти может быть эффективно использована как для композиционного моделирования, так и для формирования зависимостей от давления свойств УВ фаз, необходимых для решения гидродинамических задач с применением моделей типа «black oil».

Таким образом реализуется *согласование свойств пластовых нефтей, используемых как при подсчете запасов, так и при проектировании и мониторинге разработки месторождений.*

Таблица 3. Сравнение результатов экспериментальных и расчетных данных ступенчатой сепарации пластовой нефти (на примере УВ смеси пласта $Ю_1^1$ Еты-Пуровского месторождения (скв. 231ПО, интервалы перфорации 2998,5–3001,5 м; 3004,5–3010 м)

Вариант ступенчатой сепарации	Параметры		
	Газосодержание, м^3/м^3	Объемный коэффициент	Плотность сепарированной нефти, кг/м^3
Лабораторный (эксперимент) 0,80 МПа; 20 °С 0,25 МПа; 20 °С 0,10 МПа; 20 °С	481	2,462	812
Лабораторный (моделирование) 0,80 МПа; 20 °С 0,25 МПа; 20 °С 0,10 МПа; 20 °С	471	2,477	811
Промысловый с учетом ГОСТ (моделирование) 0,56 МПа; 42 °С 0,26 МПа; 40 °С 0,103 МПа; 40 °С 0,0667 МПа; 37,8 °С 0,101 МПа; 20 °С	509	2,605	822

1.3. Формирование зависимостей свойств нефти от давления для проектирования и мониторинга разработки месторождений с применением моделей типа «black oil»

Существуют различные методы получения искомых зависимостей. Первый метод основан на использовании результатов дифференциального разгазирования пластовой нефти при пластовой температуре. Во втором методе комплексно используются данные дифференциального разгазирования при пластовой температуре и результаты промысловой ступенчатой сепарации пластовой нефти [19, 20]. Этот метод, в отличие от первого, учитывает влияние условий промысловой сепарации на свойства добываемой товарной нефти.

Введем обозначения: B_{ob} — объемный коэффициент по данным ступенчатой (промысловой) сепарации пластовой нефти при давлении насыщения; R_{sb} — газосодержание пластовой нефти по данным ступенчатой (промысловой) сепарации; B_{odb} — объемный коэффициент пластовой нефти при давлении насыщения по данным дифференциального разгазирования; $B_{ob}^{(P)}$ — объемный коэффициент УВ жидкой фазы на ступени дифференциального разгазирования пластовой нефти при давлении P; R_{sdb} — газосодержание пластовой нефти по данным дифференциального разгазирования; $R_{sd}^{(P)}$ — газосодержание УВ жидкой фазы на ступени дифференциального разгазирования пластовой нефти при давлении P.

С учетом принятых обозначений газосодержание и объемный коэффициент УВ жидкой фазы при некотором давлении P, меньшем давления насыщения пластовой нефти, вычисляют по формулам:

$$R_S^{(P)} = R_{sb} - (R_{sdb} - R_{sd}^{(P)})\ (B_{ob}^{(P)}/B_{odb}); \qquad (10)$$

$$B_{ob}^{(P)} = (B_{od}^{(P)}\ B_{ob})/B_{odb}. \qquad (11)$$

Заметим, что значения газосодержания $R_S^{(P)}$ и объемного коэффициента $B_{ob}^{(P)}$ зависят от термобарических условий ступенчатой сепарации, так как в формулы входят величины R_{sb}, B_{ob}, определяемые по результатам промысловой сепарации.

В соответствии с вышесказанным, приведенные формулы можно применять для получения зависимостей от давления газосодержания и объемного коэффициента УВ жидкой фазы при использовании моделей типа «black oil». При давлениях, превышающих давление насыщения, газосодержание остается неизменным, а значение объемного коэффициента корректируется следующим образом:

$$B_{ob}^{(P)} = (B_o^{(P_s)}\ \rho_{P_s})/\rho_P = (B_o^{(P_s)}\ \upsilon_P)/\upsilon_{P_s}, \qquad (12)$$

где ρ_P, υ_P — соответственно плотность и удельный объем УВ жидкой фазы (нефти) при давлении P; индекс P_S обозначает давление насыщения.

На зависимости свойств пластовых нефтей от давления, получаемые с применением приведенных выше формул, могут оказывать существенное влияние термобарические условия промысловой ступенчатой сепарации. Проиллюстрируем сказанное на примере пластовых нефтей Еты-Пуровского и Вынгапуровского месторождений ОАО «Газпром нефть». В табл. 4 представлены данные о пластовых термобарических условиях, компонентных составах и свойствах нефтей. На рис. 1 показаны зависимости газосодержания и объемного коэффициента от давления для пластовой нефти юрской залежи Еты-Пуровского месторождения, полученные на основе данных дифференциального разгазирования пластовой нефти при пластовой температуре, а также сочетанием дифференциального разгазирования и ступенчатой (промысловой) сепарации. Использованы результаты ступенчатой сепарации как с применением ГОСТ по упругости паров товарной нефти, так и без него. На рис. 2 показаны аналогичные зависимости газосодержания и объемного коэффициента от давления для нефти пласта $АВ_2^1$ Вынгапуровского месторождения.

Таблица 4. Характеристика пластовых нефтей Еты-Пуровского и Вынгапуровского месторождений

Показатели	Еты-Пуровское месторождение (пласт $Ю_1^1$)	Вынгапуровское месторождение (пласт $АВ_2^1$)
Пластовое давление, МПа	42	17,3
Пластовая температура, °С	102	45
Давление насыщения, МПа	31,5	17,3
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	0,12	12,5
Компонентный состав, % мол.		
N_2	0,41	0,01
CO_2	0,74	0,08
CH_4	61,88	38,33
C_2H_6	9,25	0,81
C_3H_8	6,16	0,09
iC_4H_{10}	1,26	0,02
nC_4H_{10}	2,06	0,03
iC_5H_{12}	0,56	0,01
nC_5H_{12}	0,58	0,01
C_6	0,67	1,20
C_{7+}	16,46	59,45
Результаты стандартной сепарации		
Объемный коэффициент, доли ед.	2,711	1,087
Плотность сепарированной нефти, кг/м^3	828	915
Газосодержание, м^3/м^3	537	46

Сравнение результатов исследований на примере пластовых нефтей юрской залежи Еты-Пуровского месторождения и пласта $АВ_2^1$ Вынгапуровского месторождения показывает, что для тяжелых нефтей с невысоким газосодержанием данные дифференциального разгазирования при пластовой температуре практически не отличаются от результатов комплексного использования данных дифференциального разгазирования и ступенчатой промысловой сепарации. С увеличением газосодержания

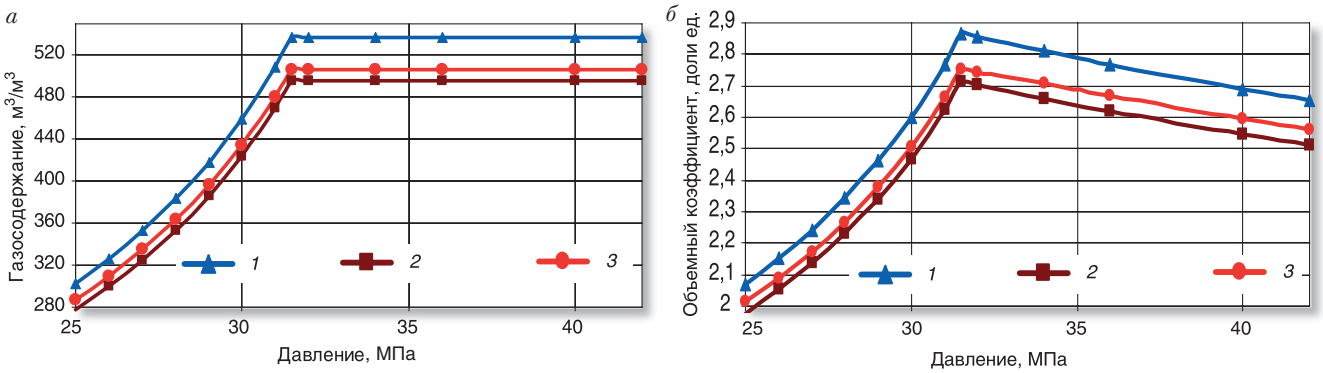


Рис. 1. Динамика газосодержания (*а*) и объемного коэффициента (*б*) пластовой нефти юрской залежи Еты-Пуровского месторождения от давления по данным:
1 – дифференциального разгазирования при 102 °С; *2* – дифференциального разгазирования и ступенчатой промысловой сепарации; *3* – то же, с учетом ГОСТа

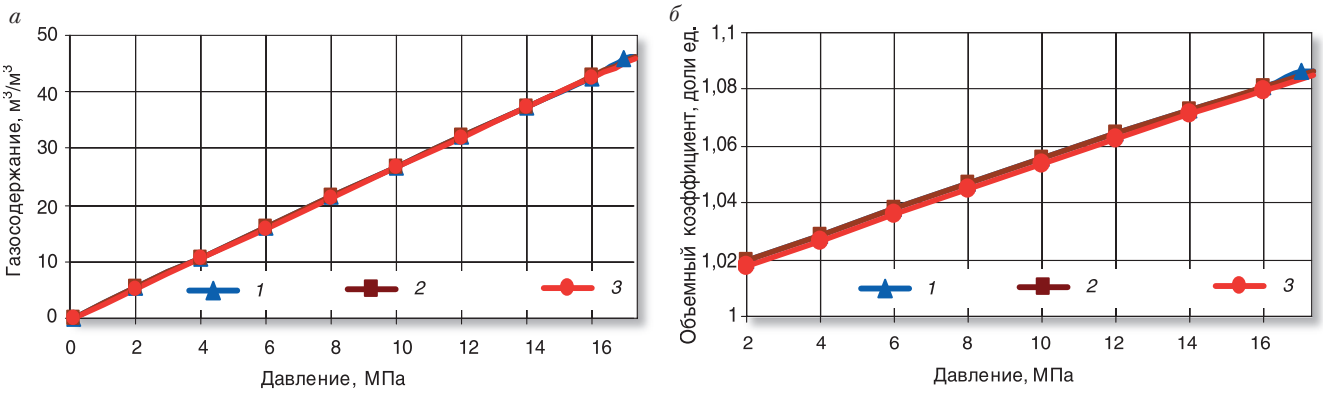


Рис. 2. Динамика газосодержания (*а*) и объемного коэффициента (*б*) пластовой нефти пласта $АВ_2^1$ Вынгапуровского месторождения от давления по данным:
1 – дифференциального разгазирования при 45 °С; *2* – дифференциального разгазирования и ступенчатой промысловой сепарации; *3* – то же, с учетом ГОСТа

пластовых нефтей возрастает различие в результатах моделирования указанных процессов, причем максимальное отличие наблюдается при давлении насыщения.

Третий метод получения зависимостей от давления газосодержания и объемного коэффициента используется в современных компьютерных симуляторах (например, Eclipse, VIP, MORE). Значения газосодержания и объемного коэффициента УВ жидкой фазы определяются моделированием промысловой ступенчатой сепарации на каждом шаге дифференциального разгазирования пластовой нефти [21, 9]. *Для реализации метода требуется использование адекватной многокомпонентной термодинамической модели пластовой нефти изучаемого объекта разработки. Алгоритм создания таких моделей описан выше.*

На основе созданной адекватной термодинамической модели формируются зависимости PVT-свойств нефти и газа, необходимые для решения гидродинамических задач проектирования разработки месторождения. Поскольку модель «black oil» основана на концепции псевдобинарной смеси, то, помимо идентификации подсчетных параметров, создание многокомпонентной модели пластовой нефти обеспечивает возможность получения зависимостей свойств пластовой УВ смеси в более широком диапазоне давлений и газосодержания, чем у исходной пластовой нефти (один из способов – формирование УВ смеси рекомбинацией дегазированной нефти и растворенного газа с заданием более высокого газосодержания, чем у исходной пластовой нефти). Это необходимо для адекватного описания процессов, происходящих при разработке месторождений. Например, в процессе разработки месторождения могут образовываться зоны как с пониженным газосодержанием, вследствие разгазирования при снижении пластового давления ниже давления насыщения, так и с более высоким газосодержанием, чем начальное, вследствие миграции выделившегося газа в другие зоны под воздействием силы гравитации и его растворения в пластовой нефти.

Выводы (по части I статьи)

1. Предложен инженерный метод создания многокомпонентной модели пластовой нефти, не требующий применения процедуры регрессионного анализа для адекватного описания PVT-свойств при использовании уравнений состояния. Основой метода является последовательная идентификация параметров модели с целью точного воспроизведения ключевых достоверных результатов экспериментальных исследований пластовых нефтей.

2. Использование адекватной модели пластовой нефти позволяет получать искомые значения подсчетных параметров, термодинамически согласованные с фактическими условиями промысловой сепарации и требованиями Государственного стандарта РФ по упругости паров товарной нефти.

3. Применение изложенной методологии позволяет автоматически согласовать PVT-свойства пластовых нефтей, используемые при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений на основе моделей типа «black oil» и композиционных.

4. Описанный метод системного подхода к обоснованию подсчетных параметров пластовых нефтей и установлению зависимостей их свойств от давления широко внедрен при подсчете (пересчете) запасов и создании проектов разработки многих месторождений ОАО «Газпром нефть». ///

Methods and procedures for the comprehensive substantiation of the properties of base oils for estimation of reserves and planning of oilfield development

A. I. Brusilovsky, A. N. Nugaeva, I. E. Khvatova

The article describes methods and procedures of the comprehensive approach to the creation of the appropriate models of base oils, substantiation of volumetric parameters and calculation of the related pressure dependences of PVT-properties of hydrocarbon (HC) phases for oilfield development planning and monitoring. The authors discuss the approaches developed and used by them when the results of base oil laboratory research are available and in the absence of such data. Application of these methods and procedures is described as case studies of base oils from the fields of Western Siberia developed by the OAO Gazprom Neft.

Key words: properties of base oils, identification of volumetric parameters, thermodynamic model of base oil, planning and monitoring of oilfield development, comprehensive approach, case studies, OAO Gazprom Neft.

Список литературы = References

1. *Гутман И. С.* Методы подсчета запасов нефти и газа: Учебник для вузов. М.: Недра, 1985 = *Gutman I. S.* Methods of oil and gas reserve estimation: Manual for students of higher education establishments. M. Nedra Publishers, 1985 (in Russian).
2. *Жданов М. А.* Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. Учебное пособие для вузов, 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1981 = *Zhdanov M. A.* Oil and gas field geology and estimation of oil and gas reserves. Manual for students of higher education establishments, 2nd revised edition. M.: Nedra Publishers, 1981 (in Russian).
3. *Методические* рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. Москва–Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. = *Methodological* guidelines for estimation of geological reserves of oil and gas by volumetric method / under the general editorship of V. I. Petersilie, V. I. Proskurin, G. G. Yatsenko. Moscow-Tver: VNIGNI, NPC Tvergeofizika, 2003 (in Russian).
4. *Нефть.* Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. ОСТ 153-39.2-048-2003 / К. Д. Ашмян, Ю. А. Шмелев, В. В. Гетманенко и др. М.: Минэнерго РФ; ВНИИнефть, 2003. = *Oil.* Standard research into reservoir fluids and separator oils. OST 153-39.2–048-2003 / K. D. Ashmyan, Yu.A. Shmelev, V. V. Getmanenko et al. M.: Minenergo RF; VNIIneft, 2003 (in Russian).
5. *Брусиловский А. И., Нугаева А. Н.* Теория и практика обоснования свойств природных углеводородных систем: Обз. инф. сер.: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. = *Brusilovsky A. I., Nugaeva A. N.* Theory and practice of the substantiation of properties of natural hydrocarbon systems: Information Review: Series: Geology, drilling, development and operation of gas and gas condensate fields. M.: OOO IRTs Gazprom, 2008 (in Russian).
6. *Нефть.* Общие технические условия. ГОСТ Р 51858-2002. М.: Изд-во стандартов. 2002. = *Oil.* General requirements specification. GOST P 51858-2002. M.: Standards Publishing House, 2002 (in Russian).
7. *Брусиловский А. И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. = *Brusilovsky A. I.* Phase transformations in the process of oil and gas field development. M.: Graal, 2002 (in Russian).
8. *Whitson C. H.* Characterizing hydrocarbon plus fractions // SPE Journal. 1983. August. P. 683–694.
9. *Whitson C. H., Brule M. R.* Phase behavior // SPE Monograph Series. Richardson, Texas, 2000.
10. *Peng D. Y., Robinson D. B.* A new two-constant equation of state // Ind. Eng. Chem. Fundam. 1976. V. 15. P. 59–64.
11. *Martin J. J.* Cubic equations of state – which ? // Ind. Eng. Chem. Fundam. 1979. V. 18. P. 81–97.
12. *Peneloux A., Rauzy E., Freze R. A* consistent volume correction for Redlich-Kwong-Soave volumes // Fluid Phase Equilibria. 1982. V. 8. P. 7 0–23.
13. *Jhavery B. S., Youngren G. K.* Three-parameter modification of the Peng-Robinson of state to improve volumetric predictions // SPE Reservoir Engineering. 1988. V. 3. № 3 (August). P. 1033–1040.
14. *Brusilovsky A. I.* Mathematical simulation of phase behavior of natural multicomponent systems at high pressures with an equation of state // SPE Reservoir Engineering. 1992. №1 (February). P. 117–122.
15. *Cavett R. H.* Physical data for distillation calculation vapor-liquid equilibria // Proc. 27th Midyear meeting, API Division of refining, San-Francisco, CA, May 15, 1964.
16. *Edmister W.C.* // Petroleum Refiner. 1958, V. 37. № 4. P. 173.
17. *Kesler M. G., Lee B. J.* Improve prediction of enthalpy of fractions // Hydrocarbon Processing. 1976. V. 55. № 3. P. 153–158.
18. *Lohrenz J., Bray B. G., Clark C. R.* Calculating Viscosities of Reservoir Fluids From Their Compositions // JPT, October 1964. P. 1171–1176.
19. *Craft B. C., Hawkins M.* Applied Petroleum Reservoir Engineering. McGraw-Hill Bock Co.Inc. New York City, 1960.
20. *Standing M. B.* Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems //SPE. Richardson. Texas, 1977.
21. *Dodson C. R., Goodwill D., Mayer E. H.* Application of Laboratory PVT Data to Reservoir Engineering Problems // Transactions of AIME. 1953. V. 198. P. 287–298.