

УДК 622.276.031:532.529.5.001.57

А.И. Брусиловский, И.О. Промзелев

О методических подходах к уточнению PVT-свойств пластовой нефти двухфазных залежей

Обоснование компонентного состава и PVT-свойств пластовой нефти является одним из важнейших условий повышения достоверности подсчета запасов и эффективности проектирования разработки месторождений. Одним из сложных и актуальных вопросов является обоснование свойств пластовой нефти двухфазных залежей.

При наличии газовой шапки давление насыщения пластовой нефти в подгазовой части залежи должно быть близким к пластовому давлению. А на газонефтяном контакте (ГНК), в соответствии с классическими физическими представлениями о термодинамическом равновесии сосуществующих газовой и жидкой фаз, давление насыщения пластовой нефти равно пластовому давлению.

В связи с этим исследование пластовой нефти при наличии газовой шапки является трудной задачей, поскольку давление в месте отбора глубинной пробы нефти ниже пластового давления, и вследствие разгазирования газосодержание отобранных глубинных проб углеводородной (УВ) жидкости не соответствует газосодержанию пластовой нефти. То есть глубинные пробы не являются представительными, а следовательно, их PVT-свойства не могут характеризовать пластовую нефть. Полученные результаты могут описывать систему только в точке отбора проб.

Для определения свойств пластовой нефти залежей сложного фазового состояния необходимо комплексное применение результатов промысловых, лабораторных и теоретических исследований. Расчет термодинамических свойств природных углеводородных систем осуществляется с использованием фундаментальных положений термодинамики многокомпонентных систем, надежного уравнения состояния и эффективных алгоритмов моделирования фазовых превращений.

В настоящее время в инженерной практике можно выделить два методических подхода к воспроизведению свойств пластовой насыщенной нефти.

Первый основан на математическом моделировании постепенного донасыщения пластовой нефти при пластовой температуре образцами равновесного газа до достижения известной величины давления насыщения [1].

Второй заключается в подборе значения газового фактора для рекомбинации поверхностных образцов растворенного газа и сепарированной нефти с целью получения пластовой смеси с искомым давлением насыщения [2].

Перед применением указанных методов необходимо построение адекватной многокомпонентной PVT-модели, воспроизводящей результаты лабораторных исследований глубинной (в этом случае реализуется первый метод) либо рекомбинированной (второй метод) пробы нефти с давлением насыщения, наиболее близким к искомому. В работе [3] подробно изложен разработанный в ООО «Газпромнефть НТЦ» порядок создания расчетной PVT-модели пластовой нефти. В качестве исходной информации используются сведения о ее компонентном составе и результатах комплекса лабораторных исследований PVT- и физико-химических свойств. Отметим, что описанный в указанном источнике алгоритм настройки параметров уравнения состояния не требует использования процедуры регрессионного анализа для воспроизведения ключевых PVT-свойств пластовой нефти и эффективно применяется авторами для решения задач проектирования и мониторинга разработки залежей. При создании адекватной экспериментальным данным термодинамической модели пластовой

Ключевые слова:
пластовая нефть,
PVT-модель,
насыщенная нефть,
двухфазная залежь,
газовая шапка,
термодинамическое
равновесие.

Keywords:
reservoir oil,
PVT-model,
saturated oil,
two-phase deposit,
gas cup,
thermodynamic
equilibrium.

нефти процедура настройки параметров включает последовательное воспроизведение следующих PVT-свойств:

- давления насыщения пластовой нефти;
- плотности сепарированной нефти;
- объемного коэффициента пластовой нефти при начальном пластовом давлении;
- динамической вязкости пластовой нефти при начальных термобарических условиях.

Далее рассмотрим результаты применения указанных методов воспроизведения свойств пластовой предельно насыщенной нефти на примере газонефтяной залежи юрских отложений одного из месторождений севера Западной Сибири.

Данная залежь имеет обширную газовую шапку и охарактеризована отборами 20 глубинных проб нефти из 8 скважин. По результатам лабораторных исследований указанных проб получен широкий диапазон изменения свойств пластовой нефти: при исследовании методом стандартной сепарации газосодержание варьируется в диапазоне $63,7 \div 161,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$, объемный коэффициент – $1,201 \div 1,572$, давление насыщения – $11,05 \div 26,60 \text{ МПа}$. Причиной значительного разброса основных свойств пластовой нефти является нарушение условия однофазности течения в точке отбора глубинных проб нефти.

При проведении детального анализа полученных результатов лабораторных исследований глубинных проб нефти были отбракованы пробы с величиной давления насыщения выше пластового. Остальные пробы были признаны частично разгазированными по причине значительного занижения величины давления насыщения по сравнению с пластовым давлением на уровне ГНК. Для указанных проб выявлена взаимосвязь между газосодержанием и величиной давления насыщения нефти (рис. 1).

На рис. 1 указана проба, по которой замеренная величина давления насыщения (19,30 МПа) наиболее близка к величине пластового давления на уровне ГНК (20,09 МПа). Результаты лабораторных исследований данной пробы были использованы при построении PVT-модели пластовой нефти, которая настраивалась методом, описанным в работе [3]. PVT-модель создавалась на основе кубического уравнения состояния Пенга–Робинсона (со «шифт»-параметром).

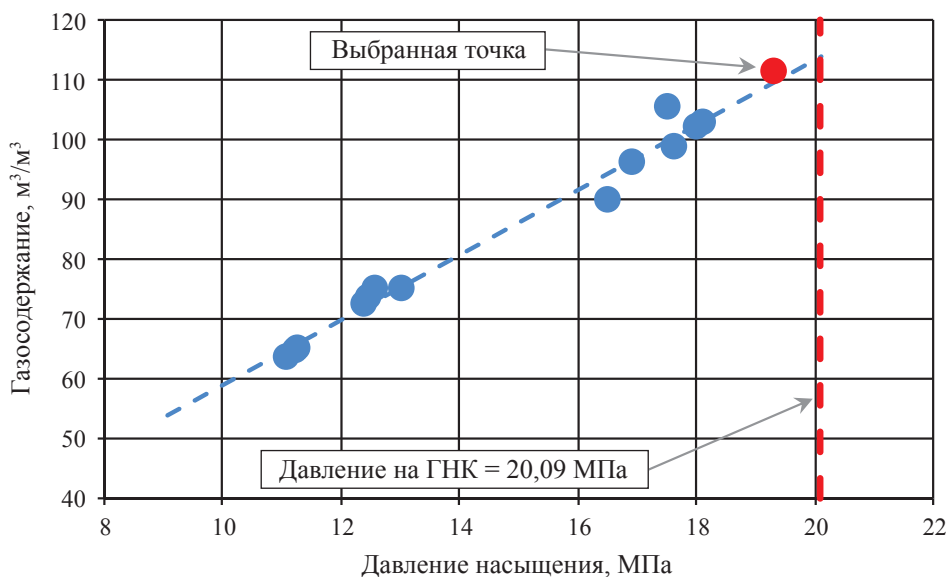


Рис. 1. Зависимость газосодержания от давления насыщения нефти по результатам лабораторных исследований глубинных проб

Укажем исходный компонентный состав пластовой нефти, % мольн.: CO_2 – 0,22; CH_4 – 42,55; C_2H_6 – 4,55; C_3H_8 – 3,21; $i\text{C}_4\text{H}_{10}$ – 1,04; $n\text{C}_4\text{H}_{10}$ – 1,68; $i\text{C}_5\text{H}_{12}$ – 0,84; $n\text{C}_5\text{H}_{12}$ – 0,78; C_6H_{14} – 1,28; $\text{C}_7\text{H}_{16+\text{В}}$ – 43,85. Результаты настройки полученной модели приведены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты настройки PVT-модели на экспериментальные данные

Параметр	Факт	Модель	Отклонение, %
Давление насыщения, МПа	19,30	19,30	0,00
Газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$	111,60	111,56	0,04
Объемный коэффициент, д.е.	1,344	1,344	0,00
Плотность сепарированной нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$	856,0	856,0	0,00
Динамическая вязкость пластовой нефти, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	0,74	0,74	0,00

Согласно данным табл. 1, PVT-модель практически полностью воспроизводит результаты лабораторных измерений, что указывает на ее адекватность.

Следующий шаг включал уточнение свойств пластовой предельно насыщенной нефти двумя указанными выше методами.

Итерационную процедуру воспроизведения свойств пластовой нефти первым методом можно представить следующим образом:

1) осуществляется расчет компонентного состава равновесного газа при текущем давлении насыщения и пластовой температуре;

2) производится донасыщение пластовой нефти путем растворения небольшого объема равновесного газа при пластовой температуре;

3) определяется величина давления насыщения полученной смеси. Если она соответствует искомому давлению, то расчет прекращается, в противном случае – возврат к п. 1.

Результаты расчетов скорректированного состава пластовой нефти и ее свойств, выполненных первым методом, приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчетов компонентного состава и свойств пластовой нефти, выполненных первым методом

Компоненты	Исходное состояние		1-я итерация (+ 1 % газа)		2-я итерация (+ 1 % газа)		3-я итерация (+ 0,18 % газа)	
	пластовая нефть	равновесный газ	пластовая нефть	равновесный газ	пластовая нефть	равновесный газ	пластовая нефть	равновесный газ
CO_2	0,220	0,257	0,220	0,256	0,221	0,254	0,221	0,254
CH_4	42,550	92,679	43,051	92,681	43,548	92,683	43,636	92,682
C_2H_6	4,550	4,010	4,545	3,997	4,539	3,984	4,538	3,982
C_3H_8	3,210	1,691	3,195	1,691	3,180	1,692	3,177	1,692
$i\text{C}_4\text{H}_{10}$	1,040	0,367	1,033	0,369	1,027	0,370	1,025	0,370
$n\text{C}_4\text{H}_{10}$	1,680	0,494	1,668	0,497	1,656	0,499	1,654	0,500
$i\text{C}_5\text{H}_{12}$	0,840	0,174	0,833	0,175	0,827	0,177	0,826	0,177
$n\text{C}_5\text{H}_{12}$	0,780	0,143	0,774	0,144	0,767	0,146	0,766	0,146
C_6H_{14}	1,280	0,138	1,269	0,140	1,257	0,142	1,255	0,142
$\text{C}_7\text{H}_{16+\text{В}}$	43,850	0,047	43,412	0,051	42,978	0,055	42,901	0,055
Давление насыщения, МПа	19,30		19,66		20,03		20,09	
Газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$	111,56		113,76		115,98		116,38	

Процедура использования второго рассматриваемого метода:

1) осуществляется рекомбинация газа сепарации и сепарированной нефти с заданной величиной газового фактора;

2) рассчитывается значение давления насыщения полученной смеси.

Величина газового фактора постепенно изменяется до тех пор, пока расчетное значение давления насыщения не совпадет с искомым.

Результаты расчетов скорректированного состава пластовой нефти и ее свойств по второму методу приведены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты расчетов компонентного состава и свойств пластовой нефти, выполненных вторым методом

Компоненты	Исходная пластовая нефть	Газ сепарации	Сепарированная нефть	Скорректированная пластовая нефть	Равновесный газ
CO ₂	0,220	0,411	0,006	0,225	0,259
CH ₄	42,550	80,326	0,363	43,599	92,480
C ₂ H ₆	4,550	8,376	0,277	4,656	4,090
C ₃ H ₈	3,210	5,485	0,670	3,273	1,747
<i>i</i> C ₄ H ₁₀	1,040	1,508	0,518	1,053	0,382
<i>n</i> C ₄ H ₁₀	1,680	2,200	1,099	1,695	0,514
<i>i</i> C ₅ H ₁₂	0,840	0,736	0,956	0,837	0,181
<i>n</i> C ₅ H ₁₂	0,780	0,575	1,009	0,774	0,148
C ₆ H ₁₄	1,280	0,382	2,282	1,255	0,143
C ₇ H _{16+В}	43,850	0,000	92,820	42,632	0,056
Давление насыщения, МПа	19,30			20,09	
Газосодержание, м ³ /м ³	111,56			117,60	

Проведенное в табл. 4 и на рис. 2 сопоставление результатов расчетов, осуществленных по двум рассмотренным методам, показывает их высокую сходимость.

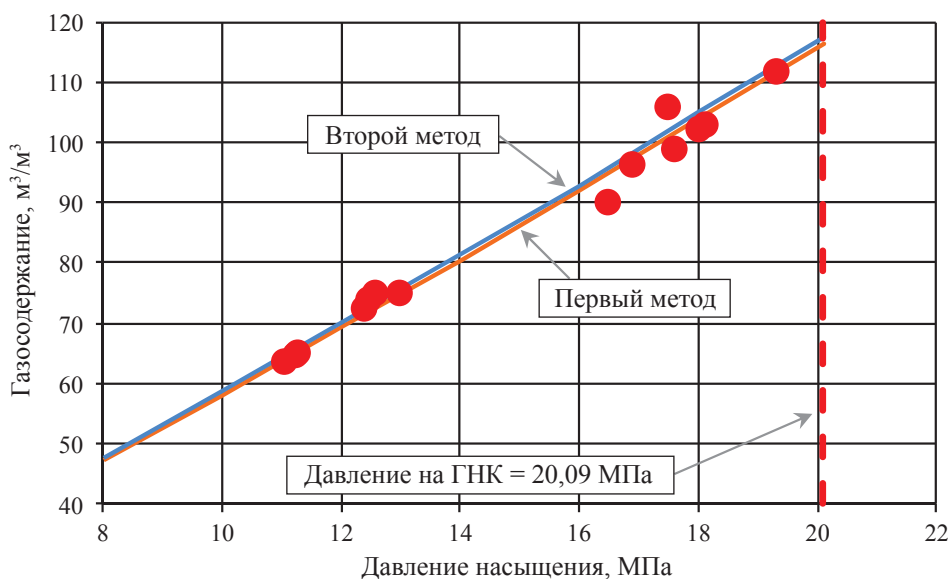


Рис. 2. Сопоставление модельных кривых зависимостей газосодержания от давления с результатами лабораторных исследований глубинных проб нефти

Таблица 4

Сопоставление результатов расчета двумя рассмотренными методами

Параметр	Первый метод	Второй метод	Отклонение, %
Давление насыщения, МПа	20,09	20,09	0,00
Газосодержание, м ³ /м ³	116,38	117,60	1,05
Объемный коэффициент, д.е.	1,359	1,363	0,29
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	856,1	856,0	0,01
Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с	0,70	0,69	1,45

Следует отметить, что для залежей, имеющих значительную мощность продуктивных отложений, полученный состав пластовой нефти на ГНК дает возможность проводить оценку изменения компонентного состава пластовой нефти и, следовательно, ее свойств по разрезу пласта на основе моделирования гравитационного распределения.

В заключение можно сделать следующие выводы:

1) сопоставление описанных методов уточнения компонентного состава и свойств пластовой насыщенной нефти показало их высокую сходимость;

2) при применении первого метода воспроизводится процесс, обратный дифференциальному разгазированию, которое может наблюдаться при отборе глубинных проб пластовой нефти в случае снижения давления в месте отбора пробы ниже давления насыщения. Данный метод предпочтителен при наличии результатов лабораторных исследований глубинных проб пластовой нефти;

3) второй метод расчета рекомендуется использовать при наличии только рекомбинированных проб пластовой нефти;

4) описанные методические подходы целесообразно применять при подсчете запасов и проектировании разработки нефтегазоконденсатных залежей.

Список литературы

1. Ефимов Д.В. Восстановление корректных РVT-свойств пластового флюида нефтегазоконденсатного месторождения с использованием физико-математического моделирования / Д.В. Ефимов, Е.И. Сергеев, Д.А. Юрьев // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2008. – С. 35–38.
2. Брусиловский А.И. Теория и практика обоснования свойств природных углеводородных систем: обз. инф. / А.И. Брусиловский, А.Н. Нугаева. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 112 с. – (Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).
3. Брусиловский А.И. Рациональный подход к формированию моделей пластовых нефтей для гидродинамических расчетов при проектировании и мониторинге разработки месторождений / А.И. Брусиловский, А.Н. Нугаева, И.Е. Хватова // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 4. – С. 48–56.