

*От редакции.* Публикуемая ниже статья представляет собой вторую, заключительную, часть доклада авторов на заседании секции нефти и газа Общества экспертов России по недропользованию 17 августа 2009 г. Как уже отмечала редакция при публикации первой части доклада, в протоколе заседания секции было рекомендовано включить рассмотренную методологию системного обоснования свойств пластовых нефтей, 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. Обращаем внимание читателей на сквозную нумерацию формул, рисунков, таблиц, литературных источников в обеих частях статьи.

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 II)



**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 «Газпромнефть НТЦ»

### 2. Рациональный подход к оценке объемного коэффициента пластовой нефти и получению зависимостей PVT-свойств от давления при отсутствии лабораторных исследований

#### 2.1. Оценка объемного коэффициента пластовой нефти

При подсчете запасов в случае отсутствия результатов экспериментальных исследований пластовой нефти значение пересчетного коэффициента обычно принимают на основе принципа аналогии, что может приводить к несогласованности между его значением и газосодержанием пластовой нефти. Отмеченное противоречие может быть установлено и затем устранено использованием надежной корреляционной зависимости между объемным коэффициентом и газосодержанием пластовой нефти, полученной в результате обработки большого объема статистических данных. Подобные зависимости используются в инженерной практике при необходимости оценки объемного коэффициента пластовой нефти по данным промысловых замеров [22, 23]. Напомним, что при пластовом давлении, превышающем давление насыщения, определенный на промысле газовый фактор равен газосодержанию, полученному при лабораторном исследовании представительной пробы пластовой нефти.

Наибольшее распространение среди применяемых на практике инженерных методов оценки объемного коэффициента  $b_v$  пластовой нефти, не требующих знания ее компонентного состава, получил метод Стэндинга [20]. Этот метод используется как при подсчете запасов, так и при проведении технологических расчетов [3,

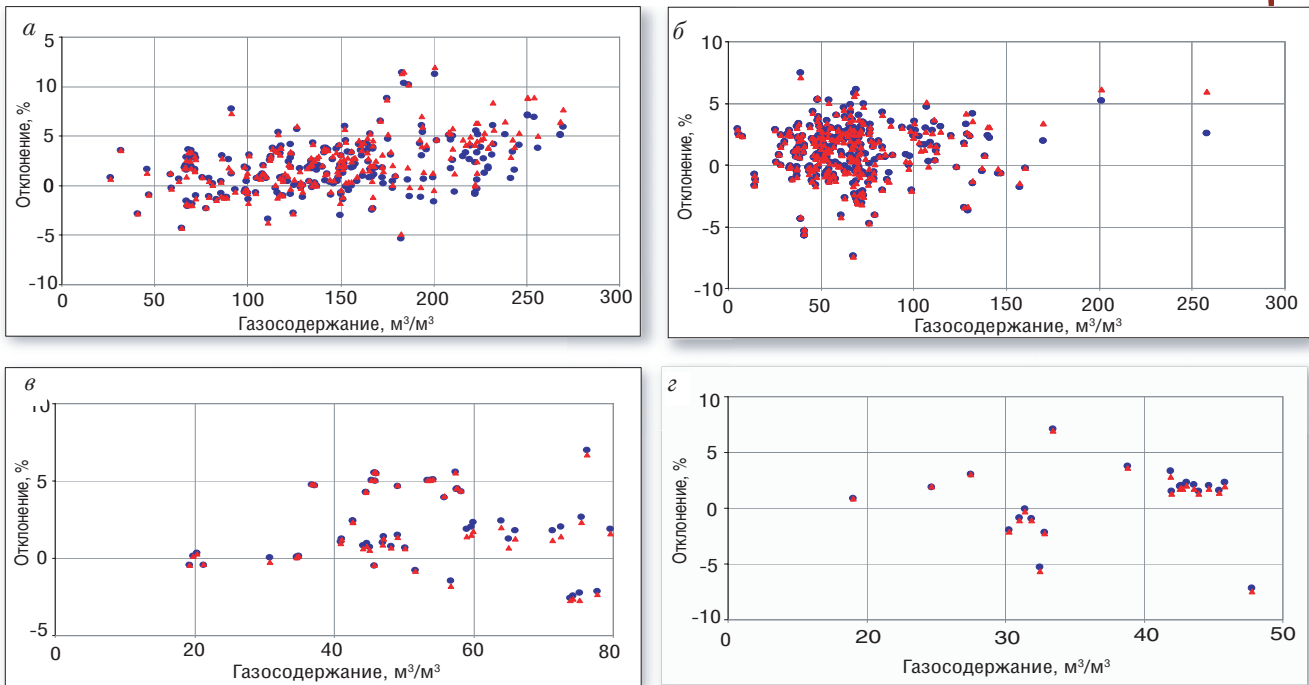


Рис. 1. Относительное отклонение объемного коэффициента пластовой нефти, вычисленного методом Стэндинга, от экспериментальных значений при использовании экспериментальных (синие кружки) и расчетных (красные треугольники) значений давления насыщения для нефтей:

*a* – легкой; *б* – средней; *в* – тяжелой; *г* – битуминозной

24–27]. Напомним порядок вычислений  $b_n$  по методу Стэндинга.

Сначала оценивается объемный коэффициент пластовой нефти при давлении насыщения  $P_s$ :

$$b_n^{(s)} = 0,9759 + 0,00012(5,058387\Gamma \sqrt{\rho_r/\rho_{сн}} + 2,25t + 40)^{1,2}, \quad (13)$$

где  $\Gamma$  – газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $\rho_r$  – плотность газа,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $\rho_{сн}$  – плотность сепарированной нефти,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;  $t$  – пластовая температура,  $^\circ\text{C}$ . При пластовом давлении, превышающем давление насыщения пластовой нефти, объемный коэффициент рассчитывается по формуле

$$b_n = b_n^{(s)} \exp\{10^{-4}c_o(P_s - P)\}, \quad (14)$$

где  $c_o$  – изотермический коэффициент сжимаемости нефти,  $10^{-4}\text{МПа}^{-1}$ ;  $P_s$  – давление насыщения, МПа;  $P$  – пластовое давление, МПа. В случае отсутствия данных о значении давления насыщения  $P_s$  пластовой нефти при пластовой температуре для оценки применяется зависимость:

$$P_s = 0,1254\{(6,688\Gamma/\rho_r)^{0,83} \cdot 10^{0,00164t-1,769/P_{сн}+1,673} - 1,4\}. \quad (15)$$

Если неизвестно экспериментальное значение изотермического коэффициента сжимаемости нефти, то используется следующее эмпирическое выражение [28]:

$$c_o = (-254,082 + 2,776\Gamma + 3,096t - 97,953\rho_r + 178,432/\rho_{сн})/P. \quad (16)$$

При создании описанного метода Стэндинг использовал данные промысловых замеров на нефтяных месторождениях Южной Калифорнии.

В работе [26] отмечено, что погрешность рассматриваемого метода идентификации объемного коэффициента при использовании достоверного значения газового фактора не превышает 5%. Эта оценка получена на основе обработки результатов сотен лабораторных исследований пластовых нефтей, полученных в зарубежных компаниях. В монографии [25] средняя ошибка объемного коэффициента пластовой нефти при использовании метода Стэндинга для месторождений Краснодарского края оценивается в 2%.

Авторами статьи исследована возможность применения указанного метода оценки объемного коэффициента пластовой нефти на примере месторождений ОАО «Газпром нефть» в Западной и Восточной Сибири. Особенность исследований заключается в использовании в качестве исходной информации результатов лабораторных исследований однократного разгазирования (стандартной сепарации) пластовых нефтей, которые не зависят от условий промысловой сепарации.

Для оценки возможности применения метода Стэндинга объемный коэффициент рассчитан более чем для 600 проб пластовых нефтей различных месторождений. Формула (14) использована как с экспериментальными значениями давления насыщения, так и с рассчитанными по формуле (15). Объемная упругость вычислена по формуле (16). На рис. 3 показано относительное отклонение результатов расчетов объемного коэффициента от экспериментальных значений в зави-

Таблица 5. Сравнительная характеристика подсчетных параметров

Пласт	Рекомендуемые параметры				Форма 6-ГР			
	Пересчетный коэффициент (оценка методом Стэндинга)	Объемный коэффициент (оценка методом Стэндинга)	Плотность сепарированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Пересчетный коэффициент	Объемный коэффициент	Плотность сепарированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т
Ю <sub>0</sub>	0,678	1,475	863	180	0,900	1,111	817	180
Ю <sub>0</sub> <sup>1</sup>	0,792	1,262	870	100	0,900	1,111	870	100
Ю <sub>2</sub>	0,777	1,287	870	110	0,900	1,111	870	110

симости от газосодержания, соответствующего данным стандартной сепарации. Из рис. 3 видно, что отклонение расчетных значений от экспериментальных для основного массива проб не превышает 5 %. Максимальный разброс данных по отклонениям получен для легких нефтей. Следует обратить внимание на то, что для битуминозной нефти газосодержание не превышает 50 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, для тяжелой – 80 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (соответствует газовому фактору  $\Gamma$  в формуле (13)). Это обусловлено очень существенным увеличением давления насыщения при возрастании газосодержания нефтей данных типов. Поэтому в природе битуминозные и тяжелые нефти с более высоким газосодержанием встречаются редко. Отметим, что подобные исследования проведены и для особо легких нефтей. Однако для значительного количества проб пластовой нефти отклонение расчетных значений объемного коэффициента от экспериментальных превысило 5 %.

Проиллюстрируем применение описанного подхода к оценке объемного коэффициента пластовой нефти на примере месторождения N, для юрских пластов которого отсутствовала информация об исследованиях представительных глубинных проб. Анализ содержащихся в форме 6-ГР данных выявил явное несоответствие между пересчетными коэффициентами и газосодержанием для пластов Ю<sub>0</sub>, Ю<sub>0</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>2</sub> рассматриваемого месторождения: несмотря на различное газосодержание (соответственно 180, 100 и 110 м<sup>3</sup>/т), пересчетный коэффициент пластовой нефти был принят одинаковым и равным 0,900 (объемный коэффициент 1,111).

С учетом анализа фактической промысловой информации было принято решение оценить методом Стэндинга объемный коэффициент пластовой нефти на основе данных о газосодержании, содержащихся в форме 6-ГР. Заметим, что, согласно приведенным выше оценкам точности, описанный метод можно уверенно использовать в диапазоне изменения газосодержания нефти рассматриваемых пластов. В результате применения корреляционной зависимости Стэндинга получены значения объемного (пересчетного) коэффициента пластовых нефтей, физически согласованные с данными о газосодержании (табл. 5).

### 2.2. Получение зависимостей PVT-свойств от давления

Описанный подход позволяет не только оценивать подсчетные параметры пластовых нефтей при ограниченной исходной информации, но и получать согласованные с ними зависимости PVT-свойств от давления, которые необходимы для прогнозирования показателей разработки месторождений при использовании моделей типа «black oil». Для этого приведенные выше формулы используются во всем диапазоне газосодержания пластовой нефти, необходимом для получения зависимостей ее объемного коэффициента от давления. Для каждого выбранного значения газосодержания сначала по формуле (15) рассчитывается давление насыщения, а затем на основе формул (13) и (14) вычисляется объемный коэффициент в диапазоне давлений от давления насыщения до требуемого, которое может быть и выше начального пластового.

Описанный подход был применен для нефтей различных типов – от легкой до битуминозной. Результаты соответствуют оценкам, приведенным в работе [26]. На рис. 4 показан пример использования такого подхода для нефти пласта БС<sub>10</sub><sup>3</sup> Восточно-Пякутинского месторождения, которая относится к среднему типу по плотности.

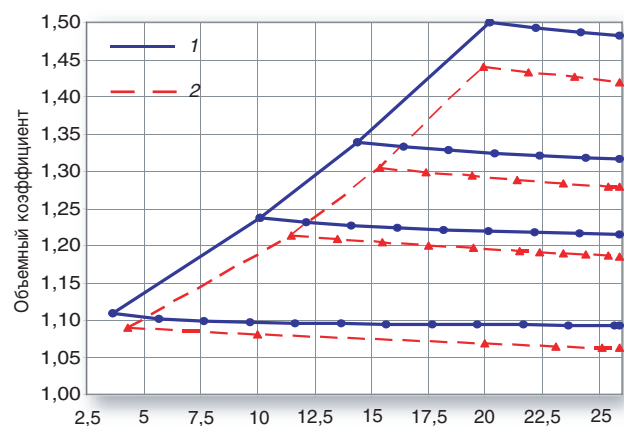


Рис. 2. Расчетные зависимости объемного коэффициента пластовой нефти от давления при различном газосодержании: 1 – полученные с использованием корреляции Стэндинга; 2 – на основе адекватной термодинамической модели

Кроме того, для сравнения на этом же рисунке приведены зависимости объемного коэффициента от давления, полученные с применением описанного выше метода адекватного термодинамического моделирования PVT-свойств пластовой нефти.

### Выводы (по II части статьи)

1. На примере пластовых нефтей месторождений ОАО «Газпром нефть» подтверждено, что применение метода Стэндинга позволяет с точностью до 5% оценивать объемный коэффициент битуминозных, тяжелых и средних нефтей во всем исследованном диапазоне газосодержания пластовой нефти, а легких нефтей – до газосодержания  $170 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

2. Использование апробированных корреляций является альтернативой применению метода аналогий для оценки пересчетного коэффициента пластовой нефти при отсутствии результатов исследований представительных глубинных проб. Также корреляции целесообразно применять для проверки физической согласованности данных о плотности сепарированной нефти, газосодержании и пересчетном коэффициенте пластовой нефти, приводимых в форме 6-ГР и других документах статистической отчетности.

3. Применение надежных корреляционных зависимостей позволяет получать зависимости объемного коэффициента пластовой нефти от давления для гидродинамического моделирования разработки месторожде-

ний при ограниченной исходной информации о PVT-свойствах.

### Заключение

В ООО «Газпромнефть НТЦ» создана методология системного обоснования свойств пластовых нефтей при подсчете/пересчете запасов, проектировании и мониторинге разработки месторождений на основе комплексного учета результатов промысловых, лабораторных и теоретических исследований. Методология широко апробирована при подсчете/пересчете запасов и создании проектных документов на разработку 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

3. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В. И. Петерсилье, В. И. Пороксуна, Г. Г. Яценко. Москва–Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
20. Standing M. B. Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems // SPE. Richardson. Texas, 1977.
22. Дунюшкин И. И., Мищенко И. Т., Елисева Е. И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды. М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004.
23. Мищенко И. Т. Расчеты в добыче нефти. М.: Недра, 1989.
24. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов: Справочник / Под ред. В. В. Стасенкова, И. С. Гутмана. М.: Недра, 1989.
25. Хазнаферов А. И. Исследование пластовых нефтей / Под ред. В. Н. Мамуны. М.: Недра, 1987.
26. McCain W. D., Jr. Reservoir-Fluid Property Correlations – State of the Art // SPE Reservoir Engineering, May 1991. P. 266–272.
27. McCain W. D., Jr. The Properties of Petroleum Fluids. Second Edition. Penn Well Books, Tulsa, 1989.
28. Vasquez M., Beggs H. D. Correlations for Fluid Physical Properties Prediction // JPT. June, 1980. P. 968–970.

#### От редакции

В № 4-2009 были опубликованы статьи известного специалиста, профессора, доктора технических наук Е. И. Панфилова «Возродим Горный кодекс» и специалиста в области горного права, члена редакционной коллегии журнала Н. И. Толстых «О необходимости кодификации законодательства Российской Федерации, регулирующего отношения при пользовании недрами». Размещая эти материалы одновременно, редакция и редакционная коллегия преследовали цель инициировать конструктивную дискуссию по одному из важнейших вопросов недропользования. Однако публикация статьи Н. И. Толстых не была предварительно согласована с Е. И. Панфиловым, который по праву расценил такое решение редакции как некорректное. Редакция с уважением относится к мнению Евгения Ивановича Панфилова и приносит ему свои извинения.