

Математическое моделирование при учете попутно добываемого газа

Н.Н. Польская¹, А.Ю. Самойленко¹, И.П. Потемкин¹, Д.С. Емельянов¹,
Д.А. Чухнин¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»
в г. Волгограде

Адрес для связи: Natalya.Polskaya@lukoil.com

Ключевые слова: нефтяной газ, нефть, PVT-исследования, газовый фактор

Для достоверной оценки прогнозного количества нефтяного газа необходимо учитывать корректность оценки и выбора газового фактора, определяемого в лабораторных условиях при PVT-исследованиях. Для нефти с газовым фактором более 300 м³/м³ большое значение имеет вид сепарации пластовой нефти. Отмечено, что газовые факторы, полученные при дифференциальном разгазировании, могут существенно отличаться от значений, определенных при ступенчатой сепарации пластовой нефти, и результатов промысловых замеров. Завышенное газосодержание может привести к значительному расхождению расчетного количества нефтяного газа и замеренного на промысле. Это может стать причиной нарушения постановления правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148, согласно которому Российские нефтяные компании должны утилизировать не менее 95 % нефтяного газа. По мнению авторов, результаты ступенчатой сепарации пластовой нефти являются более предпочтительными для прогноза объема нефтяного газа. В случае отсутствия данных ступенчатой сепарации предложено создавать математическую модель фазового состояния пластовой нефти. Такая модель позволит получить дополнительную информацию о свойствах пластового флюида и решать частные задачи, возникающие в процессе разработки нефтяных месторождений. Одной из таких задач является определение текущего объема выделяющегося из нефти газа для фактических термобарических условий сепарации с учетом сезонных температур и возможного изменения промыслового оборудования.

Mathematical modeling taking into account associated petroleum gas

N.N. Polskaya¹, A.Yu. Samoilenko¹, I.P. Potemkin¹, D.S. Emelianov¹, D.A. Chukhnin¹

¹VolgogradNIPImorneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Volgograd,
RF, Volgograd

E-mail: Natalya.Polskaya@lukoil.com

Keywords: associated petroleum gas, oil, PVT research, gas-oil ratio

Careful calculation and selection of the gas-oil ratio (GOR) in laboratory conditions during PVT research is necessary for a reliable estimation of the predicted amount of associated petroleum gas (APG). It is very important to choose a correct separation type for oil with GOR of more than 300 m³/m³. It is noteworthy that GOR values obtained by differential degassing can significantly differ from the results of separation test and field measurements. Significant discrepancy between the predicted amount of APG and that measured at the field can lead to a violation of the Decree of the Government of the Russian Federation of November 8, 2012 No. 1148, according to which Russian petroleum companies must dispose of at least 95% of APG. In the authors' opinion, the results of reservoir oil separation test are preferable in terms of predicting the volume of APG. In the case of absence of the separation test data, authors suggest creating a mathematical model of the reservoir oil phase behavior, which will provide additional information on the properties of the reservoir fluid and help in solving local problems arising during the development of oil fields. These problems include estimation of the gas volume released from oil at actual thermobaric separation conditions of the current moment, calculated with seasonal temperatures and possible changes in field equipment taken into account.

Согласно постановлению правительства РФ от 8 ноября 2012 г. № 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» российские нефтяные компании должны утилизировать не менее 95 % добываемого нефтяного газа. Только 5 % могут являться потерями газа при добыче.

Нефтяной газ – это газ, растворенный в нефти, добываемый совместно с нефтью и отделяемый в сепараторах при ее подготовке на промысле (на установках подготовки нефти). Этот смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии, а также выделяющихся из нефти в процессе ее добычи (ГОСТ Р 8.615-2005).

Объем нефтяного газа рассчитывается по формуле

$$V_{\Gamma}^{\text{CT}} = \Gamma\Phi V_{\text{H}}$$

где V_{Γ}^{CT} – объем газа, выделяющегося из нефти, м³; $\Gamma\Phi$ – газовый фактор (газо-содержание), определяемый в лабораторных условиях, м³/м³; V_{H} – объем стабильной нефти, м³.

По результатам проведенных PVT-исследований пластовой нефти месторождения D $G\Phi = 290 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Согласно замерам, выполненным на промысле, газовый фактор составил около 200–210 $\text{м}^3/\text{м}^3$. Несоответствие результатов составляет около 30 %.

Существует ряд причин получения искаженных результатов расчета количества нефтяного газа. В данной статье рассмотрено влияние корректности определения газосодержания пластовой нефти при лабораторных PVT-исследованиях.

Экспериментальное определение газосодержания при PVT-анализе проводится тремя способами (по ОСТ 153-39.2-048-2003):

- однократное разгазированием пластовой нефти от начальных пластовых до стандартных условий;
- дифференциальное разгазирование (до давления 0,1 МПа);
- ступенчатая сепарация согласно схеме промысловой сепарации.

Как правило, для подсчета запасов и учета количества нефтяного газа используются данные, полученные при дифференциальном разгазировании. Для нефти неглубоко залегающих нефтяных пластов с низким газосодержанием различные виды разгазирования дают близкие результаты. На месторождениях с более высокими пластовыми давлением и температурой газосодержание, объемный коэффициент и плотность сепарированной нефти при применении методов стандартной сепарации и дифференциального разгазирования выше, чем при ступенчатой сепарации [1]. В табл. 1 представлены основные физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефти месторождения D. Из нее видно, что значения, полученные при ступенчатой сепарации, значительно отличаются от свойств нефти после стандартной сепарации и дифференциального разгазирования.

Таблица 1. Физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефти месторождения D

Вид исследования	Газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Плотность сепарированной нефти при температуре 20 °С, $\text{кг}/\text{м}^3$
Стандартная сепарация	289,1	1,893	800
Дифференциальное разгазирование	290,1	1,888	790
Ступенчатая сепарация	240,8	1,718	784

В табл. 2 приведены результаты дифференциального разгазирования и ступенчатой сепарации. Из нее видно, что суммарное газосодержание, определенное при дифференциальном разгазировании выше, чем при ступенчатой сепарации. Разница между значениями превышает 5 %. Если проводить учет нефтяного газа по данным дифференциального разгазирования нефти, то можно получить завышенное количество газа, выделяющегося из нефти в процессе добычи, что не будет соответствовать промысловым показателям. Это, в свою очередь, может послужить основанием для применения штрафных санкций к нефтяной компании.

Таблица 2. Результаты дифференциального разгазирования и ступенчатой сепарации пластовой нефти месторождения D

Параметры	Дифференциальное разгазирование на ступени							Ступенчатая сепарация на ступени				
	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5
Давление ступени, МПа	19,75	16,17	12,13	8,07	4,07	1,60	0,1	4,02	3,04	1,57	1,09	0,10
Температура ступени, °С	126	126	126	126	126	126	20	10	10	18	18	13,5
Газосодержание, м ³ /м ³	63,3	57,1	49,8	41,3	37,2	28,1	13,4	159,8	12,6	22,2	6,4	39,7
Суммарный газовый фактор, м ³ /м ³	290,2							240,8				

Очевидно, что данные, полученные по результатам ступенчатой сепарации, являются более показательными, поскольку число ступеней эксперимента, их давление и температура соответствуют существующей системе сепарации нефти на промысле или специально задаются. Дифференциальное разгазирование, по мнению ряда авторов [2], не имеет достаточного физического обоснования ни для подсчета запасов, ни для прогнозирования процесса разработки залежи. Особенно это актуально для пластовой нефти с газосодержанием более 300 м³/м³.

До недавнего времени для подсчета запасов нефти и составления проектных документов использовались данные, полученные после дифференциального разгазирования. В феврале 2016 г. вышло распоряжение № 3-р «Об утверждении методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477», согласно которому: «Подсчет геологических запасов нефти производится с учетом объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам дифференциального или ступенчатого разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий».

В то же время при первичных PVT-исследованиях пластовой нефти ступенчатая сепарация проводится не всегда. Выполнить ее позднее, не имея соответствующих глубинных проб, зачастую не представляется возможным. Это обуславливает необходимость создания PVT-моделей пластовых флюидов. Математическое моделирование физических процессов осуществляется в программах-симуляторах. При наличии информации о фактических термобарических условиях промысловой сепарации пластового продукта можно определить соответствующее газосодержание и по промысловым замерам дебита выделяющегося из нефти газа рассчитать потери нефтяного газа. Данный подход позволит получать более достоверную информацию о газовых потоках, а также избежать штрафов.

Моделирование включает следующие этапы:

- подготовка данных для моделирования;
- задание компонентного состава;
- настройка уравнения состояния (грубая или тонкая настройка);
- проверка адекватности полученной модели.

В качестве примера в табл. 3 представлены результаты математического моделирования фазового состояния пластовой нефти месторождения D, полученные в программе PVTrго по фактическим термобарическим условиям сепарации на промысле. В качестве уравнения состояния использовалось трехпараметрическое уравнение Пенга – Робинсона (1978), в качестве уравнения распределения компонентов C_{7+} – модифицированное экспоненциальное уравнение Педерсена. Для расчета критических параметров нефти и ацентрического фактора применялась корреляция Педерсена (1988).

Таблица 3. Результаты математического моделирования

Параметры	Степень			Суммарно
	1	2	3	
Расчет 1				
Давление, МПа	1,5	0,3	0,1	
Температура, °С	0	0	20	
Газосодержание, м ³ /м ³	193,8	21,7	20,5	236,0
Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³	1,112	1,057	1,000	
Расчет 2				
Давление, МПа	1,5	0,3	0,1	
Температура, °С	18	18	20	
Газосодержание, м ³ /м ³	206,2	19,8	11,4	237,4
Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³	1,093	1,038	1,000	
Расчет 3				
Давление, МПа	2,5	0,3	0,1	
Температура, °С	12	12	20	
Газосодержание, м ³ /м ³	183,2	39,6	13,8	236,6
Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³	1,149	1,042	1,000	

Ниже приведены значения газосодержания (м³/м³) пластовой нефти месторождения D, полученные при разных способах разгазирования.

Стандартная сепарация	289,1
Дифференциальное разгазирование.....	290,1
Ступенчатая сепарация:	
проект.....	240,8
факт	236,7
факт 1 и 2 ступени.....	221,4

Очевидно, что рассчитанные газосодержания (см. табл. 3) существенно отличаются от газосодержания, определенного при дифференциальном разгазировании ($290 \text{ м}^3/\text{м}^3$). А если принять во внимание, что учету подлежал газ, выделенный на 1 и 2 ступенях сепарации, то суммарное газосодержание, полученное в модели, практически совпадает с промысловым газовым фактором.

Таким образом, использование программ-симуляторов для учета нефтяного газа позволяет получить дополнительную информацию о свойствах пластовой нефти и приступить к решению частных задач, возникающих при разработке нефтяных месторождений. Одной из таких задач является определение объема выделяющегося из нефти газа для текущих фактических термобарических условий сепарации с учетом сезонных температур и изменения промыслового оборудования.

Список литературы

1. Былинкин Г.П., Гужиков П.А. Зависимость свойств пластовой нефти от вида разгазирования // Геология нефти и газа. – 2008. – № 3. – С. 31–36.
2. Брусиловский А.И., Былинкин Г.П. Новый подход к подсчету геологических запасов нефти, газа и конденсата на единой методологической основе // Геология нефти и газа. – 1990. – № 11. – С. 35–39.