

УДК 665.7.033.2 665.632

С.А. Леонтьев, к.т.н, доцент; **О.В. Фоминых**, Тюменский государственный нефтегазовый университет, e-mail: FOV@tsogu.ru

МЕТОД РАСЧЕТА ГАЗСОДЕРЖАНИЯ

Как известно, глубина спуска электроцентробежного насоса в скважину определяется, как и для случая ШСН, по кривым изменения давления в стволе скважины. Основным критерием для выбора глубины погружения насоса является газосодержание на его приеме. Как известно, при газосодержании до 7 % напорная характеристика насоса не ухудшается; при 7-20 % необходимо в расчет напора вносить поправку; при более 30 % наблюдается срыв подачи насоса.

Согласно [1] газосодержание бывает истинное и расходное. В свою очередь, истинное разделяют на объемное, молярное и массовое. Истинное объемное газосодержание (φ''_{pT}) это объемная доля нефтяного газа в нефтегазовой смеси короткого (физически бесконечно малого) участка трубопровода,

$$\varphi''_{pT} = \frac{V''_{pT}}{V''_{pT} + V''_{pT}}, \quad (1)$$

где V''_{pT} – объем газа в смеси, м³; V''_{pT} – объем нефтегазовой смеси, м³. Массовое газосодержание (ψ''_{pT}) это массовая доля нефтяного газа в нефтегазовой смеси короткого (физически бесконечно малого) участка трубопровода

$$\psi''_{pT} = \frac{V''_{pT}\rho''_{pT}}{V''_{pT}\rho''_{pT} + V''_{pT}\rho''_{pT}}, \quad (2)$$

где ρ_{pT} – плотность соответствующей фазы, кг/м³.

Для добычи нефти наибольший интерес представляет объемное и массовое газосодержания. В [2] приводится зависимость для расчета растворенного количества газа в нефти:

$$\Gamma_p = K_{cp} \left(\frac{P_s}{P_{at}} - 1 \right), \quad (3)$$

где: P_s – абсолютное давление разгазирования, МПа; P_{at} – атмосферное давление, МПа; K_{cp} – средний коэффициент растворимости.

$$K_{cp} = \frac{\Gamma_n}{P_{нас}}, \quad (4)$$

где: Γ_n – полный газовый фактор, м³/м³; $P_{нас}$ – давление насыщения, МПа.

Учитывая, что фактическая зависимость газосодержания от давления имеет нелинейный характер, институтом Гипровостокнефть предложена другая зависимость:

$$\Gamma_{св} = \frac{\Gamma_n \lg \frac{P_{нас}}{P_s}}{\lg \frac{P_{нас}}{P_{ам}}}, \quad (5)$$

В тех случаях, когда известно давление насыщения только при пластовой температуре, в его расчет вводится поправка на температуру:

$$P_{нас,t} = P_{нас,пл} - k(t - t_{пл}), \quad (6)$$

где:

$$K = \frac{\Gamma_n(N_{cl} - 0,8N_N)}{7018 + 0,9157\Gamma_n(N_{cl} - 0,8N_N)};$$

N_{cl} , N_N – содержание метана и азота в газе при стандартных условиях.

Однако приведенная выше методика не позволяет на стадии предварительной оценки газосодержания провести расчеты, в связи с потребностью в большом количестве промысловых данных.

Существует и другой способ оценки газосодержания, который может использоваться при любых значениях давления и температуры, достаточно знать лишь компонентный состав пластовой нефти. Способ основан на известной и достоверной методике расчета сепарации газа от нефти [3]. В этом случае мы сможем определить истинное молярное газосодержание, которое легко можно перевести в объемное или массовое.

Алгоритм расчета будет выглядеть следующим образом.

Для определения покомпонентного состава образовавшейся газовой (паровой) фазы используется уравнение:

$$y'_i = \frac{z'_i K_i}{1 + (K_i - 1)N'}, \quad (7)$$

где z'_i – молярная доля i -го компонента в пластовой нефти; N' – молярная доля отгона.

$$\text{Поскольку } \sum_{i=1}^n y'_i = 1,$$

то по уравнению (7) получим:

$$\sum_{i=1}^n \frac{z'_i K_i}{1 + (K_i - 1)N'} = 1 \quad (8)$$

Уравнение (8) используется для определения методом итерации молярной доли отгона N' , при заданных составе исходной смеси z'_i , давлении и температуре сепарации. Составляем уравнения молярных концентраций для каждого компонента в газовой фазе в расчете на 100 молей нефти. Путём итерации определим такую величину N' , при которой выполнится условие:

$$\sum_{i=1}^n y'_i = 1 \quad (9)$$

После расчета получаем массовые и молярные балансы а также молярную долю отгона, которая и будет расчетной величиной истинного молярного газосодержания. Экспериментальную величину определяли как отношение молекулярной массы выделявшегося газа к молекулярной массе пластовой нефти. Расчеты по нескольким место-

Таблица 1. Результаты расчета газосодержания

КОМПОНЕНТ	СОСТАВ ГАЗА, МОЛЯРНАЯ КОНЦЕНТРАЦИЯ %					
	Приразломное м-ние, БС ₄₋₅		Санниское м-ние, АС ₁₁		Каменное	
	Расчет	Эксперимент	Расчет	Эксперимент	Расчет	Эксперимент
CO ₂	1,70	2,29	0,34	0,35	0,63	1,11
N ₂	0,82	0,9	0,81	0,88	0,48	0,58
CH ₄	49,77	58,52	43,61	47,3	55,78	38,4
C ₂ H ₆	9,84	11,68	13,32	14,68	10,55	13,18
C ₃ H ₈	12,55	14,89	18,83	20,6	12,25	22,27
изо-C ₄ H ₁₀	2,11	2,34	2,58	2,33	2,60	5,36
н-C ₄ H ₁₀	5,26	5,47	8,22	7,23	5,93	11,58
изо-C ₅ H ₁₂	1,06	1,15	1,54	1,45	1,19	3,27
н-C ₅ H ₁₂	2,54	1,6	1,94	1,85	1,54	4,25
C ₆ H ₁₄ +	14,34	1,15	8,81	3,33	9,09	0
Молекулярная масса	36,62	28,18	35,99	32,01	32,6	26,46
Газосодержание, %	25,60	20,4	18,4	21,2	15,6	16,46
Погрешность, %	25,49		4,09		5,76	

рождениям показали следующие результаты (таблица 1).

Как видно из таблицы 1 результат расчетов оказались приемлемые. Аналогичные расчеты были проведены для нефтей Орехово-Ермаковского, Западно-Сургутского, Угутского и Краснотеннинского месторождений,

погрешность расчета не превысила 6 %. Неудовлетворительный результат по Приразломному месторождению вызван как погрешностью определения компонентного состава пластовой нефти, так и погрешностями расчета. Таким образом, предлагаемую методику можно рекомендовать для оценки

газосодержания добываемой нефти, при расчете констант фазового равновесия рекомендуется использовать методику, изложенную в [4]. После расчета молярного газосодержания, полученные значения можно перевести в объемное и массовое газосодержание, применяя известные выражения.

Литература:

1. Дунюшкин И.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды / И.И. Дунюшкин, И.Т. Мищенко, Е.И. Елисеева // Учебное пособие для вузов - М.: ФГУП Из-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 448 с.
2. Долгов Д.В. Исследование и разработка технологии рационального использования нефтяного газа низкого давления // Дисс... канд. техн. наук. – Тюмень: ТюмГНУ, 2009. – 96 с.
3. Фоминых О.В. Оптимизация режимов работы нефтегазосепараторов // Проблемы геологии и освоения недр: Сб. науч. тр. – Томск: ТПУ, 2009. – С. 488-490.
4. Леонтьев С.А. Определение констант фазового равновесия по данным исследования глубинных проб нефти / С.А. Леонтьев, О.В. Фоминых // Известия вузов. Нефть и газ. – 2009. – № 4. – С. 84-87.

Ключевые слова: газосодержание, нефтегазовая смесь, расчет газосодержания.

OGSB

Трубопоршневые поверочные установки от OGSB

Фирма OGSB построила и ввела в эксплуатацию завод комплектных систем и оборудования для нефтяной, газовой и нефтехимической промышленности в г.Калининград, на территории Особой Экономической Зоны. Система менеджмента качества организации одобрена Lloyd's Register Quality Assurance и соответствует ISO 9001:2008 и ISO/TS 29001:2007. К настоящему моменту реализовано уже более 30 проектов для нефтяной и газовой промышленности Норвегии, Англии, России, Республики Беларусь, Республики Казахстан и др. Одним из видов продукции являются трубопоршневые поверочные установки (ТПУ) I-го разряда, производительностью от 100 до 4000 м³/ч, классами давления по ANSI от 150 до 900 в стационарном или мобильном варианте. По желанию заказчика выполняется тепловая изоляция с защитным покрытием из нержавеющей стали и осуществляется доставка до места установки.

Предлагаем готовые решения – трубопоршневые поверочные установки производительностью 550 м³/ч ANSI 300 в наличии со склада:



Предоставляется сертификат соответствия ГОСТ-Р, свидетельство об утверждении типа средств измерений, разрешение на применение. Более подробную информацию Вы можете узнать на нашем сайте www.ogsb.ru, или через отдел продаж OGSB, контактное лицо – коммерческий директор, **Паньков Андрей Анатольевич (+7 911 072 25 82).**

236039, Россия,
г. Калининград,
ул. Портовая, д. 41
Тел.: (4012) 63 12 47
Факс: (4012) 64 27 56
marketing@ogsb.ru
www.ogsb.ru