

К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОРМЫ ПОТЕРИ МЕТАНОЛА ПРИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИНАХ

Э.А.Юсифов

*Азербайджанский Архитектурно-Строительный Университет
AZ1073, ул. А.Султанова, 5*

В статье исследовано влияние различных факторов, в том числе давления, температуры и состава газа, на удельный расход метанола. При этом показана необходимость учета количества потерь метанола, уносимого добываемым газом и конденсатом.

Известно, что метанол является самым распространенным ингибитором для предупреждения гидратообразования при добыче газа, а также при их промышленной подготовке, сборе и транспортировке.

Однако он имеет ряд недостатков. Например, происходят большие его потери из-за его уноса с добываемым газом и конденсатом, кроме того, метанол является экологически нечистым продуктом, опасным для здоровья человека и т.д.

Удельный расход метанола, т.е. расход метанола, приходящейся на 1000 м³ добываемого газа, зависит от многих факторов, и в том числе от давления, температуры, от состава газа, начальной концентрации самого метанола и т.д.

Но среди перечисленных факторов особое место занимают потери метанола в результате уноса добавляемой конденсатной смесью.

Известно, что при определении удельного расхода метанола по существующей методике (Бухгалтер, Пустюльгой, 1979) потери метанола с газовой фазой определяются по формуле:

$$H_2 = 0,001 \cdot \alpha \cdot C, \quad (1)$$

где H_2 – потери метанола с газовой фазой, кг/1000 м³;

C – концентрация метанола, % масс.;

α – коэффициент распределения метанола, т.е. отношение содержания насыщенного газа к его концентрации в обработанном растворе, л/1000 м³·% масс.

Численные значения коэффициента рас-

пределения α в зависимости от величины давления и температуры в виде графиков, а также в виде соответствующих таблиц представлены в (Бухгалтер, Пустюльгой, 1979). Существуют и соответствующие номограммы (Бык, Фомина, 1970).

C определяется по формуле (Бухгалтер, Пустюльгой, 1979):

$$C = \frac{M(t_{гид} - t_2)}{M(t_{гид} - t_2) + 1295} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где M – молекулярная масса метанола ($M=32$);
 $t_{гид}$ – температура гидрообразования при данном давлении газа, °C;

t_2 – минимальная температура газа на участке (установке) предупреждения гидрообразования; °C.

Однако отметим, что упомянутая выше методика не учитывает степени минерализации пластовых вод, выносимых из скважин, которые сами в определенной степени способны предупредить гидрообразование и тем самым понизить расход ингибитора.

С целью учета степени минерализации пластовой воды при предупреждении гидрообразования газов C можно определить по формуле, ранее предложенной нами:

$$C = \frac{M(t_{гид} - t_2) - 0,5\Delta T_3}{M(t_{гид} - t_2) + 0,5\Delta T_3 + 1295} \cdot 100\% \quad (3)$$

ΔT_3 – понижение температуры замерзания смеси пластовой воды с концентрацией метанола.

Определим потери метанола в шлейфе с газовой фазой для чисто газовых месторождений при $P=60 \text{ кг/см}^2$ и $t=5^\circ\text{C}$. Температура гидрообразования газа составляет $t_{\text{зид}}=12^\circ\text{C}$, а понижение температуры замерзания воды $\Delta T_3 = 5^\circ\text{C}$.

Для решения задачи:

1. По формуле (3) определим C :

$$C = \frac{32 \cdot (12 - 5)}{32 \cdot (12 - 5) + 1295} \cdot 100 = 14,75 \% \text{ масс.}$$

2. Из соответствующей таблицы для $P=60 \text{ кг/см}^2$ и $t_2=5^\circ\text{C}$ находим $\alpha = 15,7 \text{ г/1000 м}^3 \cdot \% \text{ масс.}$

3. По формуле (1) находим потери метанола с газовой фазой:

$$H_2 = 0,001 \cdot 15,7 \cdot 14,75 = 0,23 \text{ кг/1000 м}^3.$$

Теперь при этих же исходных данных определим потери метанола с газовой фазой с учетом температуры замерзания воды $\Delta T_3 = 5^\circ\text{C}$ в следующей последовательности:

1. По формуле (3) находим:

$$C = \frac{32[(12 - 5) - 0,5 \cdot 5]}{32[(12 - 5) - 0,5 \cdot 5] + 1295} \cdot 100 = 100 \% \text{ масс.}$$

2. Определяем:

$$\alpha = 15,7 \text{ г/1000 м}^3 \cdot \% \text{ масс.}$$

3. По формуле (1):

$$H_2 = 0,001 \cdot 15,7 \cdot 10,0 = 0,16 \text{ кг/1000 м}^3$$

В таблице представлены результаты расчетов определения потери метанола (C) по формуле (3), при различных значениях $\Delta t_{\text{зид}} = t_{p.g} - t_2$ и ΔT_3 , которые могут быть использованы при решении различных задач.

Таким образом, неучет степени минерализации воды искусственно увеличивает удельные нормы потери метанола с газовой фазой в данном случае примерно на 30% ($0,07 \text{ кг/м}^3$ газа).

Рассмотрим теперь потери метанола с жидким конденсатом, зная, что удельные нормы потери этого ингибитора с конденсат-

ной фазой определяются с помощью формулы (Мусаев, 1979):

$$H_k = C_k \cdot 0,01 G_k, \quad (4)$$

где: C_k – растворимость ингибитора в конденсате, $\% \text{ масс.}$;

G_k – удельный выход сырого конденсата, кг/1000 м^3 .

Растворимость метанола в конденсате по обобщенным литературным данным в зависимости от C приведены (Бухгалтер, Пустюльгой, 1979) в таблице.

Для приведенного выше примера при условии, что $G_k=10 \text{ кг/1000 м}^3$, как показывают расчеты, неучет степени минерализации пластовой воды приводит к потере метанола с конденсатом в количестве примерно:

$$H_k = 0,05 \cdot 0,01 \cdot 10 = 0,005 \text{ кг/1000 м}^3 \text{ газа.}$$

Таким образом, учет степени минерализации пластовой воды, а также количества потери метанола в конденсате способствует увеличению удельной нормы расхода метанола на $0,075 \text{ кг/1000 м}^3$, или же на 35 %.

Растворимость метанола в конденсате в зависимости от C , $\% \text{ масс.}$

C	G_k	C	G_k
10	0,10	50	0,70
20	0,22	60	0,90
30	0,36	70	1,12
40	0,52	80	1,36
		90	1,62

ЛИТЕРАТУРА

- БУХГАЛТЕР, Э.Б., ПУСТЮЛЬГОЙ, М.Л. 1979. Методика расчета норм расхода основных химреагентов при добыче и промышленной подготовке газа к дальнему транспорту (временная). ВНИИЭгазпром. Москва. 44.
- БЫК, С.Ш., ФОМИНА, В.И. 1970. Газовые гидраты. Москва. 126.
- МУСАЕВ, Р.М. 1979. Об эффекте ингибирования в процессе гидратообразования. В реф. сб.: *Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*, ВНИИЭгазпром, 9, 25 – 30.

Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана З.Я.Аббасов