

**РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ РАСЧЕТА ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ
ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ****Кутуева Эльвира Руслановна**

магистрант, Уфимский государственный нефтяной технический университет, РФ, г. Уфа

Целью данной статьи является разработка методов определения момента начала гидратообразования и предложение по ее устранению.

Проблема гидратообразования всегда была и остается актуальной, в основном для месторождений Крайнего Севера. Создание безгидратного режима является основной задачей, так как, возникновение гидратов возможно на всех стадиях разработки.

В статье рассматривается передвижной комплекс для исследования и освоения газовых и газоконденсатных скважин (ПКИОС). Он предназначен для автоматизированного измерения дебита газодобывающих скважин при различных давлениях, работающих, как в газосборную систему месторождения, так и в собственную автономную систему сбора газа и газового конденсата и утилизации газа на свечу рассеивания. Главным элементом ПКИОС является технологический блок тестового сепаратора.

Для обнаружения зоны возможного гидратообразования необходимо знать влагосодержание и плотность транспортируемого газа, а также его температуру и давление.

Температура, при которой газовые гидраты находятся в термодинамическом равновесии (равновесная температура гидратообразования), рассчитывается из условий:

$$T_{\text{гидр}} = 2.322 - F_0 + 8.028 * \ln(P), \text{ при } P \geq P_{\text{гр}},$$

$$T_{\text{гидр}} = 2.322 - F_1 - 25.397 * \ln(P), \text{ при } P < P_{\text{гр}},$$

где

P – давление в газовой линии, Мпа;

$P_{\text{гр}}$ – величина граничного давления, соответствующая критической температуре существования гидратов;

F_0 и F_1 – функции приведенной плотности газа.

Величина граничного давления определяется по формуле:

$$P_{\text{гр}} = 19,317 + 12,171 (\Delta - 0,548)^{-0,616}.$$

Функции приведенной плотности газа могут быть рассчитаны из соотношений:

$$F_0 = 9,207 \cdot (\bar{\rho} - 0,546)^{-0,225}$$

$$F_1 = 0,258 + 27,795 \cdot (\bar{\rho} - 0,544)^{-0,246}$$

Приведенная плотность газа вычисляется по формуле:

$$\bar{\rho} = \frac{\sum_{i=1}^k a_i \cdot \Delta_i}{\sum_{i=1}^k a_i},$$

где

k – число гидратообразующих компонентов в газовой смеси;

a_i – объемная доля в исходном газе;

Δ_i – относительная плотность i – го гидратообразующего компонента.

Температура газа, соответствующая точке росы (ТТР), может быть найдена по формуле:

Исходными данными для расчета являются компонентный состав газа и известные соотношения.

Для расчета температуры гидратообразования были использованы следующие данные: температура и давление в газовой линии и компонентный состав газа.

Компонентный состав газа	Доли, %	
Метан	96	0,9
Этан	1,5	1,1
Пропан	1,3	1,1
Бутан	0,2	2,1
Углекислый газ	0,3	1,1
Азот	0,5	
Пентан	0,2	

Для того, чтобы найти приведенную относительную плотность гидратообразующих

компонентов газа $\bar{\rho}$, необходимо рассчитать относительную плотность для каждого гидратообразующего компонента (таблица 1) по формуле:

$$\Delta_i = \frac{\rho_i}{\rho_{\text{возд}}}$$

Подставляя рассчитанные значения в формулу, получаем номинальную приведенную относительную плотность:

$$\rho_{\text{н}} = \frac{96 \cdot 0,556 + 1,5 \cdot 1,05 + 1,3 \cdot 1,55 + 0,2 \cdot 2,09 + 0,3 \cdot 1,53}{96 + 1,5 + 1,30,3 + 0,2} = 0,585.$$

Вследствие того, что сделать адекватный расчет с помощью формулы и графика сложно, линеаризуем формулу.

$$K_i = \frac{\partial \rho}{\partial a_i};$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial a_1} = \frac{\Delta_1 \cdot (a_1 + a_2 + a_3 + a_4 + a_5) - 1 \cdot (\Delta_1 a_1 + \Delta_2 a_2 + \Delta_3 a_3 + \Delta_4 a_4 + \Delta_5 a_5)}{(a_1 + a_2 + a_3 + a_4 + a_5)}$$

$$= -0,00026;$$

Аналогично линеаризуем формулу для остальных компонентов.

Коэффициенты могут быть уточнены путем наблюдений за реальным процессом гидратообразования. Их легко можно подстраивать на основе статистического материала по данным образования гидратов.

Примем для рассматриваемого примера, что начальное влагосодержание соответствует точке росы $T_p = 275 \text{ K}$, при $P = 11,72 \text{ Мпа}$ (значение давления получили путем расчета дисперсии).

По формулам рассчитываем $F_0 = 19,62$ и $F_1 = 61,4$

В нашем случае $T_{\text{гидр}}$ рассчитываем по первой формуле, т.к. $P \geq P_{\text{гр}}$ ($P_{\text{гр}} = 1,49$).

Когда все данные известны, рассчитываем температуру гидратообразования и получаем:

$$T_{\text{гидр}} = 2,322 - F_0 + 8,028 \cdot \ln P = 2,322 - 19,2 + 8,028 \cdot \ln 11,72 = -8,29^\circ\text{C}$$

Рассчитываем дополнительную нижнюю границу температуры, исходя из состава газа (таблица 2).

Компонентный состав газа	Доли, %
Метан	90
Этан	5
Пропан	2,2
Бутан	0,5
Углекислый газ	0,8
Азот	1
Пентан	0,5

$$\begin{aligned}\Delta\rho &= K_1\Delta a_1 + K_2\Delta a_2 + K_3\Delta a_3 + K_4\Delta a_4 + K_5\Delta a_5 = \\ &= -0,00026 \cdot 90 + 0,0047 \cdot 5 + 0,0097 \cdot 2,2 + 0,015 \cdot 0,5 + 0,0095 \\ &\cdot 0,8 = 0,03654\end{aligned}$$

$$\bar{\rho} = \rho_{\text{н}} + \Delta\rho = 0,585 + 0,03654 = 0,62154$$

$$F_0 = 9,207 \cdot (0,62154 - 0,546)^{-0,225} = 16,46$$

$$F_1 = 0,258 + 27,795 \cdot (0,62154 - 0,544)^{-0,246} = 52,4$$

После этого получаем итоговую нижнюю температуру гидратообразования

$$T_{\text{гидр}} = 2,322 - 16,46 + 8,028 \cdot \ln 11,72 = -5,55$$

Производим аналогичные расчеты температуры гидратообразования на входе в передвижной комплекс для исследования и освоения газовых и газоконденсатных скважин (ПКИОС).

Для расчета температуры гидратообразования были использованы следующие данные: температура и давление на входе в ПКИОС и компонентный состав газа.

Давление $P = 11,92$ Мпа (получили путем расчета дисперсии выборки).

$$T_{\text{гидр}} = 2,322 - F_0 + 8,028 \cdot \ln P = 2,322 - 19,2 + 8,028 \cdot \ln 11,92 = -8,23^\circ\text{C}$$

Рассчитываем дополнительную нижнюю границу температуры, исходя из состава газа и тогда итоговая температура гидратообразования:

$$T_{\text{гидр}} = 2,322 - 16,46 + 8,028 \cdot \ln 11,92 = -5,49^\circ\text{C}$$

Делаем вывод что, зная нужные параметры и в зависимости от места в агрегате можно предотвратить любое появление гидратообразования.

Диагностирование начала процесса гидратообразования по двум факторам (уменьшению температуры газа и повышению давления на входе ПКИОС в установившемся режиме эксплуатации) позволяет повысить достоверность диагностирования и более рационально использовать метанол.

Чтобы повысить эффективность, и получить более достоверную информацию, необходимо исследовать спектральные характеристики шума в трубопроводе и воспользоваться преобразованием Фурье.