

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ, ПРОБУРЕННОЙ В ЗОНЕ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

Багаутдинов Н.Я., Ямлихин Р.Р.

Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР)

В статье рассматриваются условия образования гидрато-парафиновых отложений в нефтяных скважинах ряда месторождений Западной Сибири.

Приводится усредненная зависимость давления гидратообразования от температуры.

Промышленное освоение крупнейших нефтяных месторождений Западной Сибири потребовало решения ряда сложных проблем, связанных со специфическими условиями их эксплуатации. Большая глубина залегания продуктивных горизонтов, наличие многолетнемерзлых горных пород, высокий газовый фактор и повышенное содержание асфальтосмолопарафиновых веществ в нефти является причиной образования газовых гидратов, перекрывающих насосно-компрессорные трубы (НКТ) в добывающих скважинах.

Остановка скважины приводит к охлаждению жидкости в ее стволе.

Наличие реликтовой мерзлоты на глубине порядка 230 м может в ряде случаев привести к образованию в НКТ гидратов попутных газов. К такому случаю могут привести остановки скважины и связанные с ним охлаждение жидкости, наличие влаги в пластовой жидкости, а также наличие свободной газовой фазы на участках скважин, расположенных выше зоны, соответствующей давлению насыщения нефти газом.

Гидраты углеводородных газов представляют собой твердые соединения, образованные водной кристаллической решеткой, пустоты которой заполняют молекулы газа. Силы сцепления между молекулами имеют природу вандерваальсовых сил.

В отличие от льда, в котором молекулы воды образуют кольца из шести молекул, в гидратах молекулы воды объединены в кольца из пяти молекул. Эти кольца объединяются друг с другом в додекаэдры. Лед не содержит полостей, в которых мог разместиться газ. Длина водородной связи у гидрата составляет 0,275 нм. Между полостями додекаэдра может разместиться любая молекула газа (диаметром до 0,5 нм). Соотношение воды и газа зависит от размера молекул газа

– гидратообразователя. Один объем воды в гидратном состоянии связывает от 70 до 300 объемов газа.

Если гидрат образован, к примеру, метаном, то соотношение молекул воды и газа будет: $8G \cdot 46H_2O$, т.е. 8 молекул газа на 46 молекул воды, почти 5-6 молекул воды на одну молекулу газа.

Чем выше молекулярная масса газа или смеси газов – тем ниже требуется давление для образования гидрата при постоянной температуре. Наличие кислых газов в смеси увеличивает опасность гидратообразования. Гидратообразование происходит на границе газ-вода при полном насыщении природного (попутного) газа влагой.

В объеме воды при наличии центров кристаллизации активно образуются гидраты. Растворенный газ частично переходит в гидрат.

Для активного гидратообразования необходимо, чтобы пары воды конденсировались на стенке трубы или парафиновых отложениях в виде капли или пленки.

Механизм образования гидратов включает стадии образования зародыша кристаллизации и сорбционный рост кристаллогидрата вокруг зародышей. Образование зародыша происходит на поверхности контакта «газ-вода». Рост гидрата может далее происходить и в объеме газа и в объеме воды.

Максимальное количество молекул газа находится у поверхности водной фазы, т.е. у места контакта воды и газа. Таким образом, на месте контакта имеется переходный слой, в котором в пересыщенном состоянии находится вода и газ. Здесь и образуются зародыши при определенных давлении и температуре за счет фиксации положения молекул воды и газа в додекаэдр. Процесс образования гидрата происходит до полного перекрытия свободной поверхности воды.

Гидраты образуются на поверхности из сконцентрированной пленочной воды.

Применительно к скважинам можно, таким образом, сказать, что соответствующие термодинамические условия пребывания газожидкостных смесей в НКТ, насыщенность газа парами воды и воды газом могут создавать условия выпадения гидратов. Статистика отложения гидратов показывает, что

наиболее частые случаи наблюдаются в верхней части НКТ и в зоне над динамическим уровнем в затрубном пространстве.

Для оценки возможности образования газовых гидратов в НКТ в работающей или простаивающей скважине необходимо рассчитать кривую равновесия газовых гидратов в координатах P-T (давление - температура). Для оценки давления и температуры гидратообразования были использованы метод Карсона и Катца (метод КК) и метод Пономарева (метод П).

Метод КК был разработан в 40-50 гг. для определения давления гидратообразования природных газов. Он может быть также использован в случае попутных газов нефтяных месторождений. Сущность метода заключается в использовании уравнения равновесия в системе газ-вода-гидрат:

$$\sum X_i = \sum \frac{Y_i}{K_i} = 1,$$

где X_i – молярная доля i-компонента в гидрате;

Y_i – молярная доля i-компонента в газе;

K_i – константа равновесия i-компонента.

При определении давления гидратообразования учитываются следующие компоненты газа: углеводороды от метана до бутана, углекислый газ и сероводород. Принимается, что азот, углеводороды C_5 и выше участия в образовании гидратов не принимают. Значения K_i берутся из диаграмм и таблиц. Там же приведены примеры расчетов. Для каждой температуры рассчитываются два случая – один для давления заведомо выше давления гидратообразования, второй для давления заведомо ниже давления гидратообразования и затем определяется искомое давление гидратообразования путем линейной экстраполяции. Существенным недостатком метода является сложность и длительность расчетов.

Метод Пономарева разработан для расчета гидратообразования в случае попутных газов. Равновесные давление и температуру гидратообразования определяют с использованием следующих уравнений при температуре выше 0 °С

$$\lg P_r = 0,0541 \cdot (t_r + B);$$

при температуре ниже 0 °С

$$\lg P_r = 0,0541 \cdot (t_r + B_1),$$

где P_r - равновесное давление гидратообразования в атм.;

t_r – температура °С;

B и B_1 – постоянные величины.

Для каждого состава газа из диаграммы или таблицы определяют значения констант. Примеры определения P_r и t_r приведены в [1]. Следует отметить простоту метода – для определения критического давления или температуры гидратообразования требуется минимальное количество расчетов.

Оба расчетных метода для положительных температур дали одинаковые результаты.

Состав попутного газа Повховского месторождения приведен в таблице 1. Компонентный состав попутного газа других месторождений Когалымского района определялся хроматографией. Он практически совпадает с составом газа Повховского месторождения.

Таблица 1

Содержание компонентов в попутном газе Повховского месторождения

Компонента	Массовая концентрация, %	Молярная доля, доля ед.
1	2	3
CH ₄ *	72,6	0,8289
C ₂ H ₆ *	13,12	0,0792
C ₃ H ₈ *	9,64	0,0400
C ₄ H ₁₀ *	2,89	0,0091
C ₄ H ₈	5,39	0,0176
C ₅ H ₁₂	1,48	0,0039
C ₅ H ₁₀	1,58	0,0042
C ₆ H ₁₄	0,58	0,0013
CO ₂ *	0,82	0,0038
N ₂ *	1,8	0,0117

Примечание * - использованы при оценке давления гидратообразования

Авторами был выполнен комплекс исследований и расчетов констант равновесия гидратообразования для ряда месторождений Когалымского района. Для Кустового, Урьевского, Южно-Покачевского, Дружного, Вать-Еганского, Поточного месторождений ООО «Лукойл-Западная Сибирь» получены значения коэффициента в уравнении (1): -3,22; -3,69; -3,58; -3,61; -3,49; -3,52.

На рисунке 1 приведена осредненная для месторождений Западной Сибири зависимость давления гидратообразования от температуры, которой можно пользоваться для расчета условий образования газогидратов в добывающих скважинах.

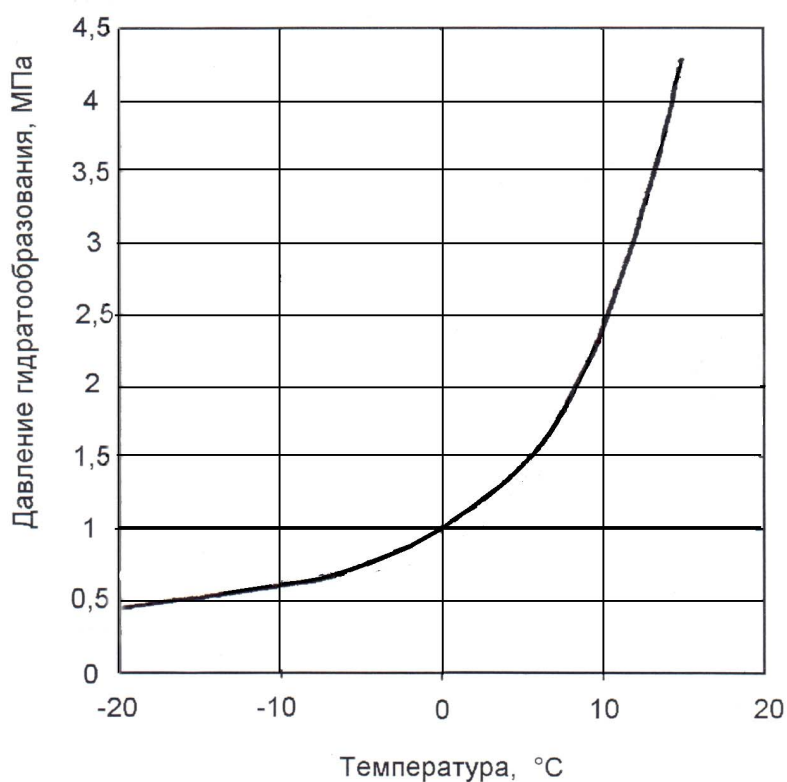


Рисунок 1. Зависимость давления гидратообразования от температуры

Литература

1. Пономарев Г.В. Условия образования гидратов природных и попутных газов Труды КуйбышевНИПИИП, вып. 2.- 1960.- С. 97-106.
2. Саяхов Ф.Л., Багаутдинов Н.Я. Электротепловые методы воздействия на гидратопарафиновые отложения / М.: Недра, 2003.- 119 с.