

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОГИДРАТОВ НА РАННЕЙ СТАДИИ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН

Воронин П.В.,

научный руководитель канд. геол.-минерал. наук, профессор Васильев В. Г.
Сибирский федеральный университет

Образование гидратов.

Большинство компонентов природного газа в соединении с водой образуют гидраты – твердые кристаллические соединения переменного состава, которые при высоком давлении могут существовать при положительных температурах.

На практике чаще всего встречаются смешанные гидраты природного газа. Наибольшая доля в составе природного газа принадлежит метану, а на пропан, изобутан, сероводород, азот и др. приходится лишь несколько процентов состава природного газа. Но и этого хватает, чтобы резко влиять на условия гидратообразования. На рис. 1. представлены условия гидратообразования в системе метан-пропан.

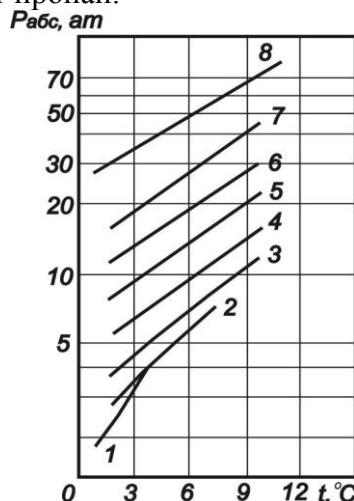


Рис.1. Условия гидратообразования системы метан-пропан-вода.

Содержание пропана в смеси с метаном (% об.) :

1 – 100; 2 – 63,8; 3 – 28,8; 4 – 11,7; 5 – 4,8; 6 – 2,6; 7 – 1,0; 8 – 0 (чистый метан)

Для определения равновесных условий гидратообразования наиболее пригодны эмпирические формулы Г.В. Пономарева, которые получены на основе обработки экспериментальных данных по условиям гидратообразования природных газов различного состава и учитывают влияние состава газа.

Эти уравнения при положительных температурах имеют вид:

$$T_p = 18,47 \lg p_p - B$$

При отрицательных температурах:

$$T_p = -58,5 \lg p_p + B_1,$$

где T_p – равновесная температура гидратообразования, p_p – равновесное давление гидратообразования. Коэффициенты B и B_1 являются табличными.

Равновесные графики для определения условий гидратообразования природных газов различного удельного веса (по воздуху) и метана представлены на рис. 3. Область существования гидратов на этом графике располагается левее и выше приведенных кривых.[1. с. 10.]

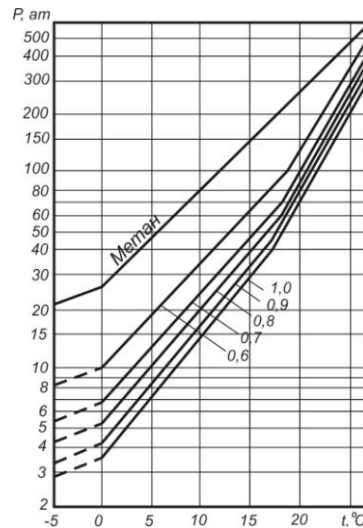


Рис.2. Условия начала гидратообразования природных газов различного удельного веса.

При определении равновесных температур гидратообразования необходимо учитывать степень минерализации пластовых вод. Наличие солей в пластовых водах снижает температура гидратообразования, так как снижается давление паров воды при растворении в ней соли.

В качестве примера можно привести фазовую диаграмму при гидратообразовании в системе пропан – хлористый натрий – вода, рис. 4. [1; с. 23.]

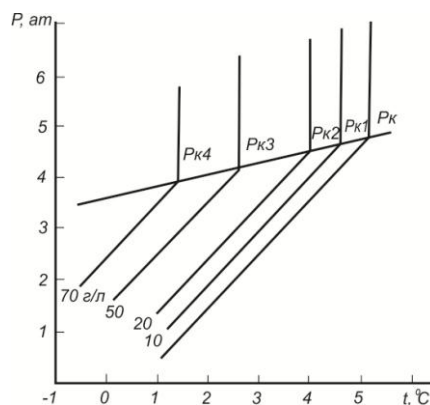


Рис.3. Условия гидратообразования в системе «пропан-вода-хлористый натрий»

Основными факторами, определяющими условия образования гидратов природных газов в скважине, являются состав газа, давление, температура, наличие свободной капельной влаги, а также степень минерализации. Все исходные данные для получения предварительного прогноза начала гидратообразования, а именно начало процесса для нас наиболее важно, можно взять по соседним площадям, параметрическим скважинам в районе, а по первым скважинам уточнить, но с «оглядкой» на прогноз. Иначе возможен риск аварийности. Наиболее точно для каждого конкретного месторождения равновесные условия гидратообразования определяются в лабораторных или в промышленных условиях с помощью лабораторных установок.

Давление на забое и по стволу простаивающей и работающей скважины можно определить с помощью глубинного манометра либо вычислить по барометрическим формулам. Определение величины давления по стволу скважины в целях предсказания возможного места образования гидратов необходимо производить в 5-6 точках ствола скважины (но не реже, чем через 400-500 м). [1; с. 28.]

Температура газа является одним из основных факторов, определяющих условия образования гидратов. Если же учесть, что давление в скважине обычно вполне достаточно для образования гидратов, и что в потоке газа в стволе скважины обязательно присутствует

капельная влага, выпадающая из газа при его охлаждении, то температура газа является определяющим фактором. Отсюда следует исключительная важность точного определения этого параметра для прогнозирования возможности и места образования гидратов в скважинах.

На температуру газа, движущегося по стволу скважины, влияет множество факторов: дросселирование газа в призабойной зоне и по стволу скважины, теплообмен с окружающими горными породами, механическая работа подъема газа, трение газа о стенки скважины, выделение скрытой теплоты парообразования при конденсации воды и тяжелых углеводородов и др. Из-за большого количества параметров влияющих на температуру газа, а также не возможности точного определения некоторых из них, расчетные способы определения температуры не очень точны. Поэтому наиболее точные и полные сведения о распределении температуры в потоке газа в скважине можно получить непосредственным замером при помощи электрического термометра сопротивления, применяющегося при промысловых геофизических исследованиях скважин. [1; с. 30.]

Гидратообразование в условиях Севера Красноярского края происходит во всех газовых и газоконденсатных скважинах. Имеются случаи образования гидратов в нефтяных скважинных в пределах Юрубченского, Куюмбинского месторождений и Моктаконской площади, а также при испытании гидрогеологических объектов на Собинском месторождении. Это обусловлено благоприятными термобарическими условиями отложений осадочного чехла Енисей-Хатангского прогиба и западной части Сибирской платформы, характеризующимися большой мощностью криолитозоны (до 700 м) и низким геотермическим градиентом (1,5-3,5°С/100м). Фактически гидратообразование в скважинах происходит в интервале глубин от 0 до 2040 м. Нижние расчетные границы зон гидратообразования по нефтегазоносным областям распространяются: Катангская НГО до 2000 м; Байкитская НГО до 1800 м; Южно-Тунгусская НГО до 2040 м; Енисей-Хатангская и Пур-Тазовская НГО до 1000 м.

Методы борьбы с газогидратами в скважине.

На данный момент, в мире существует множество методов борьбы с уже образовавшимися в скважине гидратами: химические, тепловые и механические. Мы приведем пример стандартного подхода к ликвидации аварии, вызванной гидратами, на территории Байкитской НГО.

Образование гидратов в низкотемпературных скважинах происходят с высокой скоростью и зачастую приводят к большим осложнениям при испытании, освоении и эксплуатации скважин. Всего возможны три варианта развития событий:

1. Гидратообразование выявлено на начальной стадии – ликвидируется прокачкой в трубное (затрубное) порции горячего ингибитора (обычно раствор CaCl_2).
2. Гидратная пробка в трубном пространстве – ликвидируется либо подъемом подвески НКТ, либо разбуриванием гидратов без подъема НКТ.
3. Гидратами полностью запечатаны и трубное и затрубное пространства.

Рассмотрим третий вариант применительно к скважинам Байкитской НГО. Максимальное гидратообразование в скважинах этого региона возможно в интервале глубин от 100 до 1800 м. При полном запечатывании трубного и затрубного пространств необходимо выполнить следующие операции:

1. Разбурить гидратную пробку в трубном (около 3 суток работы)
2. Заглушить продуктивный горизонт
3. Наладить циркуляционную систему внутри прихваченных НКТ-73 горячим агентом (95-100°С). Для этого спустить на глубину 1800 м лифт из НКТ-48, обеспечить постоянный нагрев агента и непрерывно прокачивать его в течении 10-15 суток.

Однако опыт показывает, что и эта операция не во всех случаях дает положительный результат.

4. В случае не удачи растепления скважины циркуляцией в большинстве случаев прибегают к обуриванию прихваченной колонны НКТ-73 левым снарядом и отворотом труб. Что может занять дополнительно 10-15 суток.

Таким образом максимальные временные затраты на ликвидацию осложнения по третьему варианту могут составить, без учета мобилизации и времени принятия решения, до 1,5 месяцев. Дополнительно потребуется доставка на буровую сверх штатного оборудования и материалов: НКТ-48 – 1850 м (8,2 т), вращающийся превентор (ПВМ 156x7,5/3,5 – 0,35 т), буровой инструмент левый Ø 73 мм (1850м – 28,9 т), специальный инструмент (обурник, коронки, колокола, метчики, труболочки и т.п. 0,5 т) и ГСМ. Всего вес дополнительного оборудования составит свыше 45 т. Потребуется 11-12 рейсов Ми-8АМТ. Очевидно, что затраты на ликвидацию осложнения составят не один десяток миллионов рублей.

Предупреждение гидратообразования.

Для предупреждения созданий условий ведущих к гидратообразованию в скважине во время испытания и освоения, а соответственно и материальных потерь, необходимо внедрить в процесс станции ГТИ с автоматической регистрацией, обработкой и передачей информации удаленному пользователю в режиме Online. Так как необходимые условия в скважине для начала гидратообразования известны заранее, то при помощи СГТИ представляется возможным следить, за тем чтобы эти условия не выходили за рамки установленного коридора значений. А при достижении контролируемых параметров критических значений, с помощью передачи данных в режиме Online, позволит оперативно изменить ход работ, чтобы предотвратить начало гидратообразования.

Внедрение в испытание и освоение скважин системы СГТИ, с применением новой услуги «Удаленный мониторинг», позволит повысить контроль и ответственность за процессом на всех уровнях от заказчика до исполнителя, оперативно принимать оптимальные решения при возникновении нештатных ситуаций, так как все заинтересованные лица будут одновременно осведомлены о нештатной ситуации. При выходе контролируемых параметров за установленные коридоры значений, появится возможность сообщать об этом средствами автоматического звукового оповещения. Так же необходимо создать типовой регламент действий при возникновении предаварийной ситуации.

Все вышеизложенное, крайне важно, так как гидратообразование в скважине является «лавиным» процессом, и необходимо не допустить его начала. Схема связи всех участников процесса представлена на рис.12.



Рис.12. Схема связи на скважине с удаленными объектами.

Помимо предупреждения аварийных ситуаций (гидратообразования), службы ГТИ, в процессе испытания и освоения, будет выполнять также следующие задачи: сбор информации (создание базы данных), экспресс изучение физических свойств пласта и полученной продукции, помощь в достижении высоких технико-экономических показателей.

Список используемой литературы:

1. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера (практическое руководство). Б.В. Дегтярев, Г.С. Лутошкин, Э.Б. Бухгалтер. М., Изд-во «Недра», 1969 г., стр. 120.