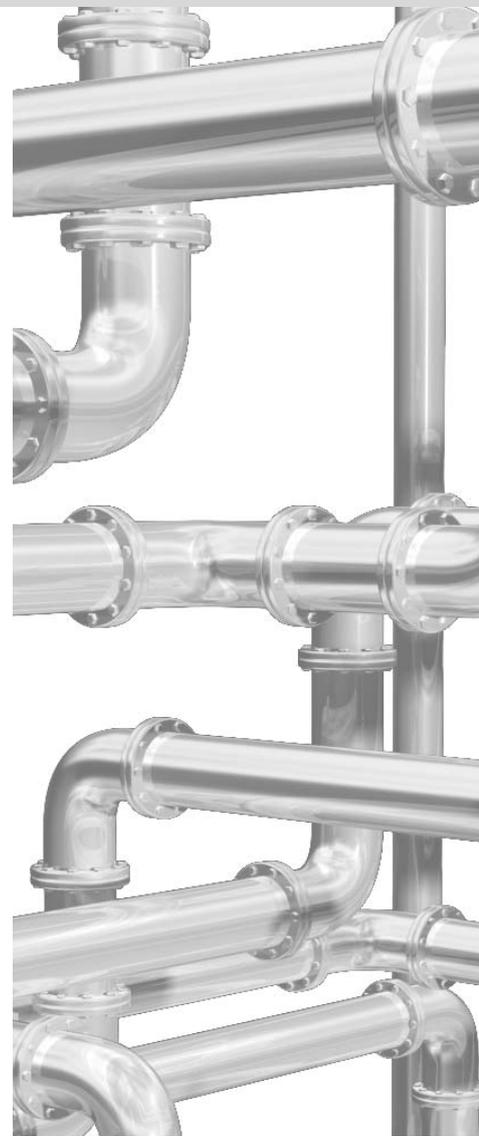


ОСОБЕННОСТИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ЛЬДО- И ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В СИСТЕМАХ СБОРА ГАЗА НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕНОМАНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ



В.А. ИСТОМИН, д.х.н., проф., г.н.с. центра добычи газа
В.Г. КВОН, к.т.н., завсектором технологического использования газовых гидратов
А.А. ТРОЙНИКОВА, м.н.с. сектора технологического использования газовых гидратов
П.А. НЕФЕДОВ, м.н.с. сектора технологического использования газовых гидратов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Россия, 142717, Московская обл., Ленинский р-н,
пос. Развилка). E-mail: v_istomin@vniigaz.gazprom.ru

Проведен анализ причин льдообразования, а также рассмотрен один из возможных механизмов отложений гидратов и/или льда в газосборных сетях на поздней стадии эксплуатации газовых месторождений. Представлена методика расчета ингибитора гидратообразования (метанола) для предупреждения льдо- и льдогидратообразования.

Ключевые слова: газовые гидраты, предупреждение льдообразования, предупреждение гидратообразования, ингибиторы гидратообразования, метанол, пластовая вода.

Для предупреждения гидратообразования в промышленных системах на северных месторождениях используется метанол [1, 2]. Направления исследований по техногенному и природному гидратообразованию подробно представлены в [3, 4].

В начальный период разработки сеноманских залежей месторождений Западной Сибири промышленные трубопроводы (шлейфы и коллекторы от кустов газовых скважин до установок комплексной подготовки газа (УКПГ) функционировали в основном в гидратном термобарическом режиме. В ходе дальнейшей эксплуатации системы сбора газа по мере снижения пластового давления постепенно выходили из гидратного режима и, соответственно, удельный расход метанола снижался.

В настоящее время основные газовые месторождения Западной Сибири – Вынгапуровское, Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Комсомольское и др. находятся на стадии падающей добычи. Для этой стадии характерно снижение дебитов скважин, а также возрастание удельного количества выносимой скважинами пластовой воды. Снижение производительности скважин приводит к уменьшению температуры газа в конце шлейфа (за счет большего времени теплообмена с окружающей средой) вплоть до отрицательных по Цельсию значений в зимнее время года. Это означает появление нового технологического осложнения в системах внутрипромыслового сбора газа – льдообразования и ледяных пробок, а также приводит к увеличению удельного расхода ингибитора.

Рассмотрим особенности ингибирования газосборных сетей (ГСС) на заключительном этапе разработки газовых месторождений.

Например, в ходе эксплуатации Уренгойского месторождения с 1978 года удельный расход метанола для ингибирования сеноманских ГСС постепенно уменьшался и достиг минимума в 2005 году. Однако начиная с 2007 года отмечается рост удельного расхода метанола – к настоящему моменту минимальное значение удельного расхода 2005 года превышено более чем в два раза. Сходная картина наблюдается и на других газовых месторождениях Западной Сибири. Специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург» [5] и других газодобывающих организаций было установлено, что основная причина увеличивающегося удельного расхода метанола в сеноманских газосборных сетях связана в основном с предупреждением льдообразования в холодное время года.

Температура газа в конце шлейфа зависит от ряда факторов: температуры газа на устьях скважин, длины шлейфа, способа его прокладки и качества теплоизоляции, а также времени года (имеет место ярко выраженный сезонный характер). Промышленные трубопроводы (куст скважин – УКПГ) в северных регионах имеют как надземную прокладку (Ямбургское и Бованенковское ГКМ), так и подземную (Медвежье ГКМ, Уренгойское НГКМ и др.).

В случае надземной прокладки в зимний период эксплуатации газосборных коллекторов по отдельным шлейфам

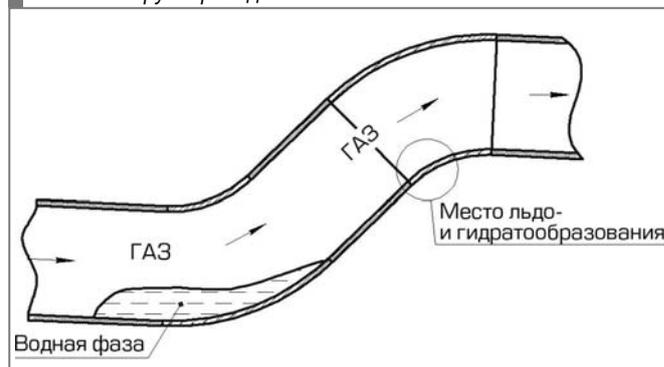
сеноманских залежей наблюдается значительное снижение температуры газа из-за интенсивной теплоотдачи с поверхности трубопровода во внешнюю среду (температура газа в шлейфе может понижаться на 15 и более градусов). Так, температура газа на устьях работающих скважин сеноманской залежи Ямбургского НГКМ составляет +10–20 °С. Она меняется в зависимости от пластовой температуры и рабочих дебитов скважин. В то же время температура газа, поступающего на УКПГ, варьируется в диапазоне от 0 до +19 °С, причем в холодные периоды на некоторых промышленных трубопроводах она может достигать и отрицательных по Цельсию значений (от –5 до –8 °С; отмечались температуры вплоть до –15 °С на отдельных шлейфах). Термобарические условия показывают, что шлейфы надземной прокладки Ямбургского НГКМ в настоящее время могут работать как в гидратном, так и в смешанном льдо-гидратном термобарическом режиме.

Если же прокладка шлейфов подземная, то влияние температуры окружающей среды на температуру газожижкостного потока вдоль трассы будет меньше, чем на открытых участках газопровода. Следует иметь в виду, что при пересечении промышленным трубопроводом рек, ручьев и оврагов отдельные участки шлейфов прокладываются наземно на свайных опорах. Именно на таких участках трассы шлейфа имеют место наибольшие теплопотери. Уменьшение производительности шлейфа приводит к возможности формирования и накопления жидкостных пробок, при этом внутренняя поверхность трубопровода может покрываться слоем льда (или гидрата), несмотря на положительную температуру газа в ядре турбулентного потока.

Рассмотрим один из возможных механизмов образования гидратной пробки из водной фазы на пониженном участке трассы шлейфа (воздушный переход через речку, шлейф некачественно теплоизолирован) при низких скоростях движения газа и наличия скопления воды на этом участке трассы. Предполагаем, что давление газа в трубопроводе составляет 2,5–3,0 МПа, то есть гидратообразование может происходить при температурах около 0 °С и ниже. При резком снижении температуры окружающей среды (воздуха) в зимнее время года появляется возможность образования гидратов на поверхности контакта водной фазы и газа, причем гидраты сносятся потоком газа в верхнюю точку застойной зоны, где и закрепляются на стенке трубопровода (рис. 1). При этом объем воды в застойной зоне уменьшается, и следующая порция гидрата закрепляется ниже предыдущей. Таким образом, вся вода застойной зоны может постепенно перейти в гидратное состояние, не вызывая при этом особых осложнений, за исключением невозможности пропускания жестких механических устройств для очистки полости трубопровода. При подпитке застойной зоны водой, поступающей из предыдущей застойной зоны, и/или при конденсации влаги из газа рост гидратной пробки будет продолжаться. Поэтому гидратные отложения постепенно будут перекрывать сечение трубопровода вплоть до образования сплошной гидратной пробки. Таким образом, наиболее опасны участки понижения трассы (переходы через реки, ручьи, овраги) с переходом на подъемный участок.

При температурах газа ниже 0 °С по аналогичному механизму могут образовываться и ледяные пробки на участках подъема трубопровода. А в случае повреждения изоляции

Рис. 1. Возможная схема формирования газогидратных отложений при наличии застойной зоны в трубопроводе



трубопровода в застойной зоне возможно замерзание слоя льда и на внутренней поверхности трубопровода.

В настоящее время с целью более эффективной эксплуатации месторождений на стадии падающей добычи разработаны и практически используются различные методы удаления жидкости из ГСС и технические решения по ее реконструкции, детально описанные в недавнем обзоре [6]. Они направлены на снижение негативных факторов, связанных с накоплением жидкости. Одним из регламентных методов борьбы с накоплением жидкой фазы в шлейфах является метод продувки газопровода: скважина останавливается на некоторое время для того, чтобы переключить шлейф на свечу либо на первичный сепаратор, после чего снова запускается. Если пластового давления еще достаточно, то продувка шлейфа производится со стороны скважины в сторону УКПГ. При недостаточном пластовом давлении шлейф продувается со стороны УКПГ, где давление газа обеспечивается компрессорной станцией. Увеличение перепада давления за счет разницы давлений на входе в УКПГ и на свече приводит к увеличению скорости газожижкостного потока, что позволяет, как правило, освободить внутреннюю полость шлейфа от жидкости.

Проанализируем факторы, из-за которых становится возможным образование льда в промышленных трубопроводах.

Водная фаза, выносимая из скважины с потоком газа, является смесью: конденсационной воды, выпадающей из газовой фазы в процессе изменения термодинамических условий при движении газа из пласта к устью скважины; техногенной воды, попавшей в призабойную зону и ствол скважины в процессе бурения или ремонтных работ; пластовой воды, попавшей в скважину из подошвенной части залежи. При этом даже в случае отсутствия притока пластовой воды выносимая из скважины жидкость всегда содержит небольшое количество минеральных солей, что может быть связано с выносом остаточной воды из продуктивного горизонта. На поздней стадии разработки месторождений всегда наблюдается увеличение выноса эксплуатационными скважинами пластовой воды. При нормировании расхода метанола (или других ингибиторов) для предупреждения льдо- или гидратообразования необходима информация об удельном количестве пластовой воды в продукции скважин. Для определения удельного количества выносимой пластовой воды в газовой и нефтяной промышленности используются различные методы: применение

многофазных расходомеров; косвенно по данным о минерализации пробы на устье скважины или во входном сепараторе УКПГ; посредством анализа в пробах воды микроэлементов йода и брома и ряд других. Также целесообразно использовать ингибиторный метод оценки содержания водной фазы в продукции газовых скважин, предложенный и обоснованный в [7]. Данный метод состоит в определении концентрации ингибитора в водной фазе в конце шлейфа при задании нескольких удельных расходов ингибитора с последующим пересчетом на удельное содержание пластовой воды. Он может оказаться вполне работоспособным именно на поздней стадии эксплуатации сеноманских залежей при значительном выносе скважинами пластовой воды.

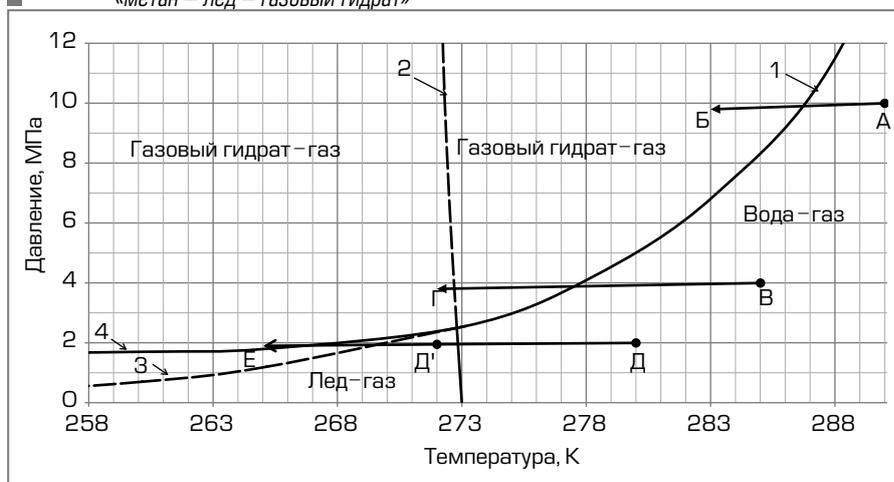
В работе [8] проведено моделирование течения двухфазного потока в шлейфе. Показано, что основным параметром, характеризующим накопление жидкости в трубопроводе, является критическая скорость газожидкостного потока, при которой в заданных термобарических условиях и геометрии трубопровода осуществляется переход от режима выноса жидкости к режиму ее накопления. Под режимом накопления понимается режим, когда истинное содержание жидкости в трубопроводе во много раз превосходит расходное. Расчетными методами установлено, что в условиях сеноманских промыслов северных месторождений критическая скорость для шлейфов составляет от 2 до 7 м/с (в зависимости от диаметра и давления газа в них). Важно отметить, что скорость движения жидкости по длине шлейфа может отличаться от скорости движения газа на несколько порядков, достигая минимальных значений на восходящих участках трассы шлейфа. Например, при скорости движения газа 0,5 м/с и ниже скорость движения жидкости составляет всего несколько мм/с. Следовательно, снижение устьевого давления, расходов газа, увеличение выноса пластовой воды приводит к реализации режима накопления жидкости в газопроводе, при котором низкие скорости движения жидкости обуславливают возможность ее охлаждения при движении по трубопроводу, причем в наиболее холодный период года до температур ниже 0 °С.

Анализ фактических режимов эксплуатации ГСС сеноманских залежей на поздней стадии разработки месторождений Уренгойского НГКМ в период с 2004 по 2015 год показывает, что происходит снижение устьевого давления (~0,2 МПа/год), а также постоянно увеличивается истинное содержание жидкости в ГСС. В результате снижения дебитов газа и скоростей газожидкостного потока в газосборной системе УКПГ создаются условия для неполного выноса жидкости из полости трубопровода. При этом для протяженных газосборных шлейфов перепад температуры газа вдоль шлейфа увеличивается (особенно в холодное время года) и составляет 10–12 °С.

Таким образом, при эксплуатации систем внутрипромыслового сбора газа сеноманских залежей Западной Сибири

Рис. 2. Фазовая диаграмма системы «газ – водная фаза» для термобарических условий ГСС сеноманских залежей:

1 – линия равновесия в системе «метан – вода – газовый гидрат», 2 – линия равновесия «газ – вода – лед» (пунктиром в зоне стабильности гидратов), 3 – линия равновесия «газовый гидрат – газ – переохлажденная вода», 4 – линия равновесия «метан – лед – газовый гидрат»



появилось новое и достаточно серьезное технологическое осложнение – льдо- и льдогидратные отложения с возможностью образования сплошных ледяных пробок. Для предупреждения льдообразования в ГСС настоящее время также используется метанол, но, как показывает практический опыт, его удельный расход приходится существенно увеличивать.

Следует подчеркнуть, что определение требуемого удельного расхода метанола для борьбы со льдообразованием не регламентировано в действующем СТО Газпром по нормированию химреагентов [9], поскольку в этом стандарте рассматриваются только вопросы предупреждения гидратообразования. В связи с этим необходимы дополнения к указанному СТО, то есть разработка методики расчета норм расхода метанола и других ингибиторов гидратообразования (гликолей, растворов электролитов) для предупреждения образования льда в газосборных сетях газовых месторождений.

На рис. 2 приведена фазовая диаграмма природного газа, состав которого соответствует сеноманской залежи. На диаграмме выделены три линии (АВ, ВГ и СД), показывающие изменения температуры и давления газа вдоль промыслового трубопровода в разные периоды эксплуатации месторождения.

В начальный период эксплуатации месторождения при давлениях газа в ГСС на уровне 10–12 МПа в зимнее время года часть шлейфов оказывается в термобарическом режиме гидратообразования (линия АВ). В этом случае расчет необходимого удельного количества ингибиторов гидратообразования (метанола) следует проводить по методике [9]. Линия ВГ соответствует периоду эксплуатации, при котором давление в шлейфе находится на уровне 3,0–5,0 МПа, а температура в конце шлейфа может опускаться ниже 0 °С. Для этого периода возможно образование не только гидратов, но и льда. В таком технологическом режиме при расчете норм расхода метанола необходимо проводить последовательно два расчета: а) удельного расхода метанола на предупреждение гидратообразования; б) удельного расхода метанола

на предупреждение льдообразования. Из двух полученных значений выбирается большее, поскольку такой удельный расход обеспечивает предупреждение в шлейфе одновременно и льда, и гидратов. В настоящее время для сеноманских залежей Уренгойского и Ямбургского НГКМ характерен поздний период эксплуатации (линия ДД'). Если давление в шлейфе ниже 2,5 МПа, на конечном участке шлейфа (линия ДЕ) возможно льдообразование при отрицательных по Цельсию температурах в потоке газа. В этом случае для предупреждения льдообразования в шлейфах следует применять нижеприведенную схему расчета удельного расхода метанола.

В СТО Газпром [9] приведена формула материального баланса для расчета минимально необходимого удельного расхода ингибитора (метанола) G , кг/1000 м³:

$$G = \frac{G_1 \cdot (X_1 - X_2) + (W_1 - W_2) \cdot X_2}{X - X_2} + \frac{100 - X_2}{X - X_2} \cdot [(Q_2 - Q_1) + (q_2 - q_1)], \quad (1)$$

где G_1 – удельное количество поступающего с предыдущего технологического участка в точку 1 водной жидкой фазы (водометанольной), кг/1000 м³; X_1, X_2 – концентрация метанола в водной фазе перед точкой 1 и в точке 2 соответственно, % масс.; X – концентрация метанола, подаваемого в точку 1, % масс.; W_1, W_2 – (равновесное) влагосодержание газа в точках 1 и 2, кг/1000 м³; Q_1, Q_2 – содержание ингибитора в газовой фазе в точках 1 и 2 соответственно, кг/1000 м³; q_1, q_2 – содержание ингибитора в углеводородном конденсате в точках 1 и 2 соответственно, кг/1000 м³.

Соотношение материального баланса (1) можно использовать в случае не только гидратообразования, но и льдообразования либо совместного льдогидратообразования в промысловых системах. Рассмотрим этот вопрос подробнее.

В технологической схеме системы сбора и промышленной подготовки газа выделяют зоны возможного гидратообразования и льдообразования, предусматривая точку ввода ингибитора (точка 1) и защищаемую точку (точка 2), в результате обеспечивается защита от гидратов или льда на всем технологическом участке, а также точки вывода его отработанного раствора (в большинстве случаев защищаемая точка и точка вывода отработанного раствора ингибитора совпадают). В нашем случае за точку 1 следует брать термобарические условия на забое скважины рассматриваемого куста с учетом выноса скважинами пластовой воды, а за точку 2 – термобарические условия в конце шлейфа.

Методика СТО Газпром 3.1-3.010-2008, предполагает расчет минимально необходимого количества метанола для предотвращения гидратообразования в конце шлейфа (самая низкая температура газа). С целью определения данной концентрации метанола в жидкой фазе в точке 2 определяют разность между температурой в защищаемой точке и равновесной температурой гидратообразования $\Delta T, K$ при заданном давлении газа

$$\Delta T = T_2 - T_r, \quad (2)$$

где T_2 – температура в защищаемой точке, К; T_r – температура гидратообразования при заданном давлении, К.

Условия гидратообразования определяются по графику равновесных условий гидратообразования газа

сеноманских залежей, представленному на рис. 2. Строго говоря, при расчете условий гидратообразования следует учесть минерализацию пластовой воды, которая (для сеноманских залежей) составляет величину 15–17 г/л, что в первом приближении может не учитываться (для создания небольшого технологического запаса). В случае когда минерализация пластовой воды превышает 30–40 г/л, данная методика требует корректировки, поскольку необходимо использовать более полные соотношения материального баланса (они приведены в [4]).

В случае льдообразования необходимо заменить соотношение (2) на следующее:

$$\Delta T = T_{зам.в.} - T_{к.шл.}, \quad (3)$$

где $T_{зам.в.}$ – температура замерзания водного раствора метанола, К; $T_{к.шл.}$ – температура в конце шлейфа, К.

Таким образом, схема расчета необходимой концентрации метанола для предотвращения льдогидратообразования в защищаемой точке 2 (в конце шлейфа) изменяется. Расчет этой концентрации может быть выполнен с использованием графика, представленного на рис. 3.

График, представленный на рис. 3, описывается зависимостью (при концентрации отработанного метанола до 40% масс.):

$$X_2 = -1,2909T_{зам.в.} - 0,0068T_{зам.в.}^2 \quad (4)$$

По причине содержания в пластовой воде растворенных солей следует учитывать вклад минерализации раствора в понижение температуры гидратообразования. Значение минерализации выносимой пластовой воды сеноманских залежей не превышает 15–20 г/л. При таком значении минерализации происходит некоторое понижение температуры замерзания раствора (пластовой воды). Наглядно это можно проследить на графике зависимости температуры замерзания пластовой воды от минерализации раствора, представленном ниже:

По графику, представленному на рис. 4, видно, что замерзание пластовой воды при минерализации в 15 г/л начинается при температуре 272,4 К (–0,7°C).

Таким образом, в определение значения ΔT вносят вклад температуры замерзания водного раствора метанола и минерализованной воды в конце шлейфа. Строго говоря, для учета минерализации следует уменьшить значение ΔT на несколько десятых градуса (поскольку минерализация водной фазы в конце шлейфа ниже, чем минерализация

Рис. 3. Температура замерзания водного раствора метанола

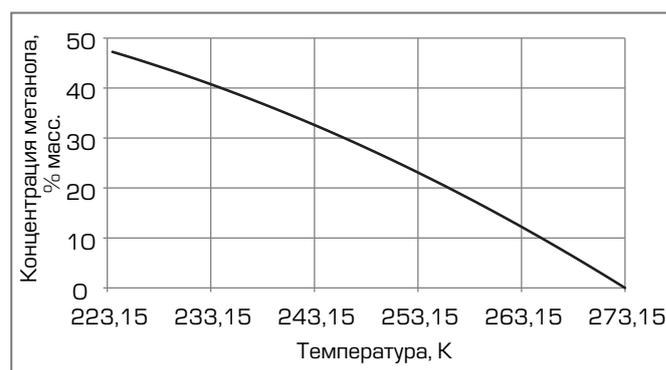


Рис. 4. Зависимость температуры замерзания пластовой воды от ее минерализации (для месторождений Западной Сибири)

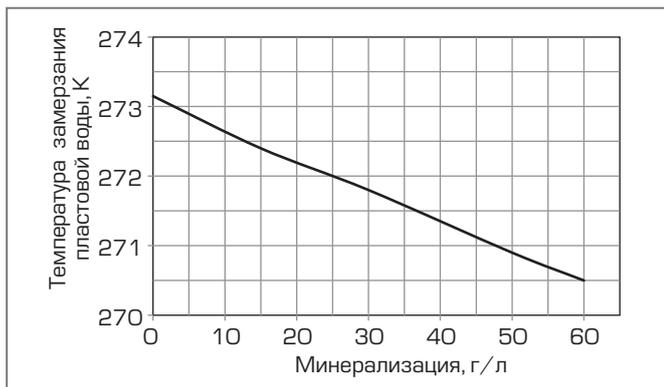
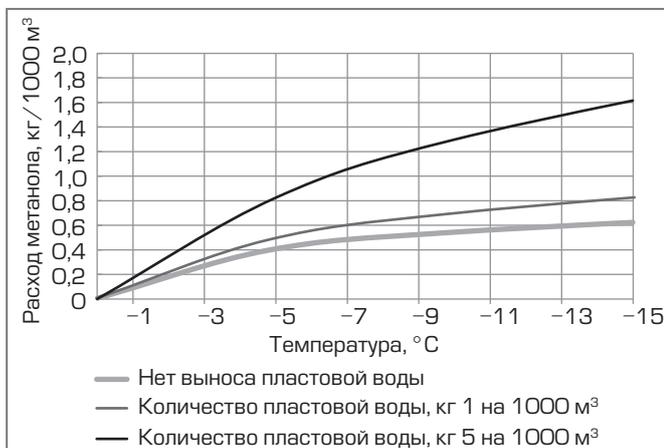


Рис. 5. Удельный расход метанола на предупреждение льдообразования в зависимости от температуры газа в конце шлейфа



пластовой воды). Применительно к сеноманским залежам месторождений Западной Сибири практически можно и не учитывать минерализацию водной фазы в конце шлейфа (создавая при этом небольшой запас по концентрации метанола). Тогда как при высоких значениях минерализации пластовых вод (что характерно для газоконденсатных месторождений в Восточной Сибири) схема расчета расхода метанола на предупреждение льдо- и гидратообразования существенно меняется. Расчет норм расхода следует вести по уравнениям материального баланса, предложенным в [4].

В качестве методического примера приведем расчет расхода метанола концентрации $X = 95\%$ масс. для предупреждения льдообразования в шлейфе. Зададим давление в пласте 2,0 МПа, пластовую температуру газа +30 °С,

давление в конце шлейфа 1,2 МПа и температуру в конце шлейфа -5 °С. Что касается удельного количества пластовой воды G_1 , то рассмотрим два случая: 1,0 кг/1000 м³ и 5,0 кг/1000 м³. Очевидно, что в пластовой воде метанола не содержится, поэтому $X_1 = 0$, а также $Q_1 = 0$.

Влагосодержание газа в точке 1 при пластовых условиях ($T_1 = 303,15$, $KP_1 = 2,0$ МПа) составляет $W_1 = 1,76$ кг/1000 м³.

Для газа сеноманских залежей параметр $(q_2 - q_1)$ равен нулю, поскольку в системе отсутствует углеводородный конденсат, а также $X_1 = 0$. С учетом этого уравнение (1) можно записать:

$$G = \frac{G_1 \cdot (X_1 - X_2) + (W_1 - W_2) \cdot X_2 + \frac{100 - X_2}{X - X_2} \cdot Q_2}{X - X_2} \quad (5)$$

Для температуры газа в конце шлейфа -5 °С по графику, представленному на рис. 4, и формуле (4) находим, что необходимо обеспечить концентрацию метанола в ВМР, равную 7,2% масс. Для найденной концентрации метанола в ВМР определяем в соответствии с [4] влагосодержание газа в точке 2 при термобарических условиях в конце шлейфа ($T_2 = 268,15$ $KP_2 = 1,2$ МПа) $W_2 = 0,293$ кг/1000 м³, а также метанолосодержание газа $Q_2 = 1,022$ кг/1000 м³.

С учетом выноса скважинами пластовой воды $G_1 = 5$ кг/1000 м³ подставляем найденные величины в формулу (5) и получаем $G = 0,79$ кг/1000 м³ – требуемое удельное количество метанола, концентрации 95% масс.

С учетом коэффициента запаса $K = 1,25$ (он может быть и меньшим) норма расхода метанола на шлейф с указанными показателями составит

$$H_{ш} = G_{95\%} \cdot K = 0,79 \cdot 1,25 = 0,988 \text{ кг/1000 м}^3$$

Аналогично для величины выноса пластовой воды $G_1 = 1$ кг/1000 м³ получаем требуемый удельный расход метанола $G = 0,48$ кг/1000 м³ и норму расхода $H_{ш} = 0,60$ кг/1000 м³.

Из рис. 5 видно, что расход метанола возрастает в зависимости от удельного количества выносимой пластовой воды скважинами.

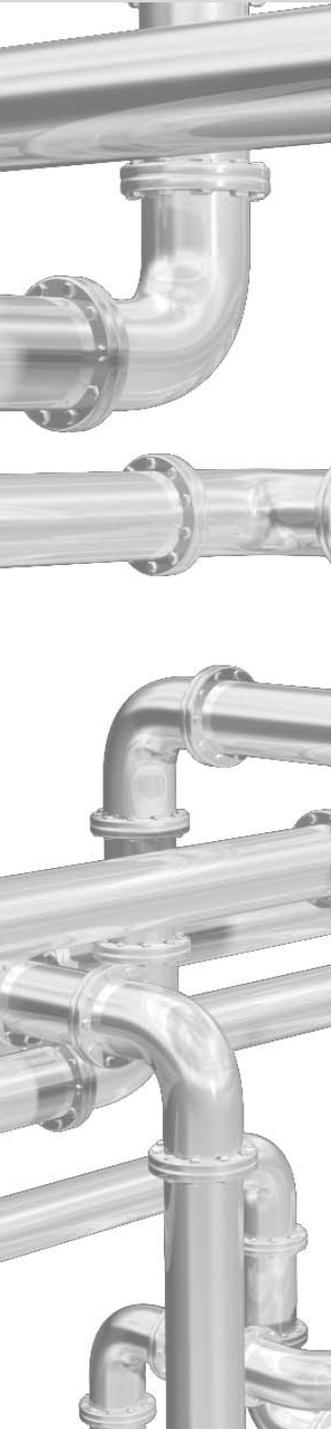
В случае применения на промысле других химреагентов для предупреждения гидратообразования схема расчета принципиально остается той же. Изменения в расчете связаны с определением температуры замерзания выбранного ингибитора в зависимости от его концентрации в водной фазе.

Таким образом, выше рассмотрены особенности предупреждения льдо- и гидратообразования в системах внутрипромыслового сбора газа сеноманских залежей месторождений Западной Сибири и представлена методика расчета удельного количества ингибитора для предупреждения льдогидратообразования на поздней стадии эксплуатации месторождений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Истомин В.А., Квон В.Г. Оценка расхода метанола для предупреждения гидратообразования в выкидных линиях Ямбургского ГКМ // Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений: Реф. сб. М.: ВНИИЭГазпром, 1985. № 11. С. 6–9.
2. Истомин В.А., Квон В.Г. Применение водных растворов метанола с целью предупреждения процесса гидратообразования в выкидных линиях скважин сеноманских залежей северных месторождений // Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений: Реф. сб. М.: ВНИИЭГазпром, 1986. № 6. С. 13–16.
3. Истомин В.А., Якушев Я.С. Исследования газовых гидратов в России // Газовая промышленность. 2001. № 6. С. 49–54.





4. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. 506 с.
5. Ефимов В.В., Халиулин Д.В. Разработка мероприятий раннего обнаружения и предупреждения накопления в промысловой газосборной сети на завершающей стадии эксплуатации северных месторождений больших объемов жидкости в виде высокопористых льдистых отложений. «Пробковое введение» метанола в газожидкостный поток // Сбор и подготовка нефти и газа. 2014. № 5. С. 19–28.
6. Основные технические решения по предотвращению накопления жидкости в газосборных сетях / А.А. Ротов, В.А. Сулейманов, В.А. Истомин и др.: Сер. Проблемы разработки и эксплуатации северных месторождений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Вести газовой науки. 2015. № 3 (23). С. 109–115.
7. Истомин В.А., Типугин А.В., Митницкий Р.А., Исмагилов Р.Н. Контроль содержания жидкости в продукции газовых скважин // Газовая промышленность. 2009. Спецвып. 633. С. 34–39.
8. Митницкий Р.А., Бузников Н.А., Истомин В.А. Промысловые гидродинамические исследования и моделирование систем сбора газа сеноманских залежей // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2015. № 3. С. 30–38.
9. СТО Газпром 3.1-3.010-2008 Методика расчета норм химреагентов по газодобывающим предприятиям ОАО «Газпром». М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. 51 с.

SOME FEATURES OF ICE AND GAS HYDRATES PREVENTION IN GAS-GATHERING SYSTEMS AT THE DEVELOPMENT LATEST STAGE OF CENOMANIAN FIELDS IN WESTERN SIBERIA

ISTOMIN V.A., Dr. Sci. (Chem.), Prof., Principal Researcher of Gas Production Center

KVON V.G., Cand. Sci. (Tech.), Head of Sector Industrial Use of Gas Hydrates

TROYNIKOVA A.A., Junior Researcher of Sector Industrial Use of Gas Hydrates

NEFEDOV P.A., Junior Researcher of Sector Industrial Use of Gas Hydrates

Gazprom VNIIGAZ (pos. Razvilka, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russia). E-mail: v_istomin@vniigaz.gazprom.ru

ABSTRACT

The detailed analysis of ice and ice-hydrate formation in gas gathering systems of gas fields at the late stage of development is presented. On the base of field data the calculation procedure of hydrate inhibitor (methanol) consumption for preventing ice and hydrate formation is proposed.

Keywords: gas hydrate, hydrate inhibitor, methanol calculation procedure, formation water.

REFERENCES

1. Istomin V.A., Kvon V.G. Evaluation of flow of methanol to prevent hydrate formation in the flowlines of Yamburg oil and condensate field. *Geologiya, bureniye i razrabotka gazovykh i morskikh neftyanykh mestorozhdeniy*, 1985, no. 11, pp. 6–9 (In Russian).
2. Istomin V.A., Kvon V.G. The use of aqueous solutions of methanol to prevent hydrate formation process in the flowlines of wells in Cenomanian deposits of the northern fields. *Geologiya, bureniye i razrabotka gazovykh i morskikh neftyanykh mestorozhdeniy*, 1986, no. 6, pp. 13–16 (In Russian).
3. Istomin V.A., Yakushev YA.S. Studies of gas hydrates in Russia. *Gazovaya promyshlennost'*, 2001, no. 6, pp. 49–54 (In Russian).
4. Istomin V.A., Kvon V.G. *Preduprezhdeniye i likvidatsiya gazovykh gidratov v sistemakh dobychi gaza* [Prevention and elimination of gas hydrates in gas production systems]. Moscow, IRTS Gazprom Publ., 2004. 506 p.
5. Yefimov V.V., Khaliulin D.V. Development of measures for early detection and prevention of the accumulation in the field gas network in the final stage of exploitation of the northern fields of large volumes of liquid in the form of highly porous icy deposits. «Cork introduction» of methanol in the gas-liquid flow. *Sbor i podgotovka nefi i gaza*, 2014, no. 5, pp. 19–28 (In Russian).
6. Rotov A.A., Suleymanov V.A., Istomin V.A., Chel'tsova T.V., Mitnitskiy R.A. The main technical solutions to prevent the accumulation of fluid in the gas gathering networks. *Vesti gazovoy nauki*, 2015, no. 3 (23), pp. 109–115 (In Russian).
7. Istomin V.A., Tipugin A.V., Mitnitskiy R.A., Ismagilov R.N. Control of the liquid content in the products of gas wells. *Gazovaya promyshlennost'*, 2009, no. 633, pp. 34–39 (In Russian).
8. Mitnitskiy R.A., Buznikov N.A., Istomin V.A. Field hydrodynamic studies and modeling of the gas collection systems of senrmansk deposits. *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya*, 2015, no. 3, pp. 30–38 (In Russian).
9. СТО Газпром 3.1-3.010-2008 *Metodika rascheta norm khimreagentov po gazodobyvayushchim predpriyatiyam OAO «Gazprom»* [Method of calculation for a norm of chemicals by the gas production enterprises OAO «Gazprom»]. Moscow, IRTS Gazprom Publ., 2008. 51 p.