

УДК 622.279.23:665.632

В.В. Капыш, Н.В. Кулемин, В.А. Истомина

Предупреждение гидратообразования в газопроводах-отводах и на газораспределительных станциях

Одним из серьезных технологических осложнений, возникающих в газопроводах при транспорте природного газа, является образование газовых гидратов. Для предотвращения гидратообразования обычно используют традиционные методы, например подогрев газа или подачу ингибитора гидратообразования (метанола), что приводит к значительным операционным затратам. Кроме того, подогрев газа довольно трудоемок в реализации. В то же время в некоторых случаях для уменьшения остроты проблемы гидратообразования вполне достаточно проведения оптимизации технологического процесса. Ниже анализируется опыт ООО «Газпром трансгаз Волгоград» и других организаций, в которых проводятся систематические работы по анализу и устранению причин образования гидратов. Рассматривается ряд методических примеров, отражающих решение вопросов предупреждения гидратообразования в газопроводах-отводах и на газораспределительных станциях (ГРС).

Для образования гидратов необходимо одновременное выполнение трех условий: наличие воды в газе, достаточно низкая температура и высокое давление газа. При этом следует учитывать, что в определенных случаях пары воды из газа непосредственно конденсируются в газовые гидраты, минуя жидкую водную фазу [1, 2]. Поэтому нужно различать температуру точки росы осушенного газа по гидратам ($T_{ТР_г}$) и температуру точки росы газа по жидкой воде ($T_{ТР_в}$). Для достаточно осушенного газа в газопроводе значение $T_{ТР_г}$ выше значения $T_{ТР_в}$ на несколько градусов Цельсия [2].

Проанализируем каждое из трех вышеуказанных условий.

Вода в газопроводе-отводе может появиться по нескольким технологическим причинам: остаться после проведения гидроиспытаний, попасть из магистрального газопровода при пропуске очистного поршня (когда перед поршнем скапливается вода, попадающая в газопровод-отвод в месте врезки) или же сконденсироваться в газопроводе из-за понижения температуры газа ниже $T_{ТР_в}$. Способы предупреждения первых двух причин достаточно ясны – необходимо соблюдение требований СТО ГП 2-3.5-354-2009 [3] и перекрытие крана в начале газопровода-отвода (на нулевом километре).

Подробнее рассмотрим процесс конденсации воды в газопроводе при понижении температуры газа ниже $T_{ТР}$, когда это обусловлено контактом газа с холодными стенками газопровода, а также редуцированием потока газа.

В соответствии с СТО Газпром 2-2.1-249-2008 [4] заглубление трубопроводов до верха трубы при условном диаметре менее 1000 мм надлежит принимать не менее 0,8 м. Во многих случаях заглубление трубопровода фактически и составляет ~0,8 м. При таком заглублении низкая температура стенок газопровода в холодное время года обусловлена промерзанием грунта. До 2000 г. глубина промерзания грунта регламентировалась СНиП 2.01.01-82 [5]. В настоящее время этот документ утратил действие, но для ориентировки его показатели можно использовать. В соответствии с [5] глубина промерзания грунта для большей части территории России составляет 0,8 м и более. Таким образом, в зимний период практически повсеместно температура стенки газопровода имеет отрицательные (по Цельсию) значения. Если по какой-либо причине глубина заложения газопровода окажется меньше проектной, это может создать

Ключевые слова:
газовые гидраты,
условия
образования
и предупреждения
газовых гидратов,
газопроводы-
отводы,
температура точки
росы газа по влаге.

Keywords:
gas hydrates,
hydrate formation,
prevention of gas
hydrates,
gas pipelines-
branches,
water dew-point.

благоприятные условия для образования гидратов, что обуславливает необходимость контроля глубины залегания газопроводов.

Сильное охлаждение стенки газопроводов в зимнее время года имеет место на участках воздушных переходов. На стенках охлажденно-го трубопровода может начаться конденсация воды как в жидкой фазе, так и в виде газогидратов (иногда льда или льдогидратов) в зависимости от соотношения температуры внутренней стенки трубы, давления и TTR_g природного газа. Аналогичное явление имеет место на территории ГРС, если газопровод выполнен в надземном исполнении и не имеет обогрева – обслуживающий персонал ГРС неоднократно фиксировал наличие гидратов на внутренней стенке газопровода, например образовавшиеся гидраты обнаруживались при демонтаже газового счетчика, расположенного со стороны высокого давления, причем они покрывали весь внутренний периметр трубы.

В рассматриваемых случаях реализуется следующий механизм появления и накопления воды (водной фазы) в газопроводе. В зимнее время на участках уменьшения глубины залегания газопровода (в местах промерзания грунта) или воздушного перехода температура стенки газопровода понижается, и на внутренней поверхности трубы начинают образовываться газовые гидраты. При подаче метанола они разлагаются, а водометанольный раствор (ВМР) стекает в низкие места трассы газопровода, где и скапливается. Если образовавшиеся гидраты привели к значительному перекрытию сечения газопровода и, соответственно, появлению перепада давления, подачу метанола осуществляют в экстренном порядке. При образовании небольшого количества гидратов перепад давления не регистрируется. В этом случае подача метанола проводится в соответствии с графиком профилактической заливки, и образовавшиеся гидраты разлагаются метанолом. Однако на параметры работы газопровода это практически не влияет, т.е. гидраты остаются необнаруженными. При дальнейшей работе газопровода из скопившегося на пониженном участке трассы ВМР будет испаряться преимущественно метанол, и в результате в жидкой фазе останется вода (точнее, водный раствор с незначительной концентрацией метанола). В зависимости от дальнейшего температурного режима газопровода скопившаяся вода либо «загидратится» (при достаточно низкой

температуре газа), либо будет продолжать испаряться в газовую фазу. При этом повышается TTR_g газа, поэтому далее по трассе при определенном термобарическом режиме газопровода не исключается процесс отложения гидратов, вплоть до формирования сплошной гидратной пробки и возникновения аварийной ситуации.

Например, подобное явление имело место на наземном участке газопровода низкого давления (~1,2 МПа) на территории завода удобрений Ахема (Литовская республика) [6]. Вода скопилась на пониженном участке подземной части газопровода из-за недостаточно эффективной очистки полости газопровода после гидроиспытаний, а проходящий через этот участок осушенный газ с ГРС насыщался парами воды. При этом TTR_g газа составила, по оценкам авторов, от 2 до 4 °С. Далее в холодную зиму 2003–2004 гг. в наземной части этого нетеплоизолированного газопровода (проходящего по технологической эстакаде завода) постепенно образовалась практически сплошная гидратная пробка с прекращением подачи газа на электростанцию. После «самопроизвольного» уменьшения подачи газа персонал отключил турбину и перевел газ на свечу. Тем самым был создан перепад давлений на гидратной пробке, обусловивший ее срыв и ускоренное движение с последующим сбросом части надземного газопровода с эстакады.

Таким образом, диагностика наличия водной фазы (воды или ВМР) в газопроводе является актуальным вопросом. Традиционный способ диагностики – измерение TTR в начале и в конце обследуемого участка газопровода. Если в конце участка TTR будет выше чем в начале, это может свидетельствовать о наличии воды в газопроводе. В ходе реализации такого способа диагностики в ООО «Газпром трансгаз Волгоград» применялся конденсационный анализатор точки росы Chandler (модель 13-1200, США). Однако использование этого анализатора не всегда позволяло решить поставленную задачу. Причина заключалась в том, что если на зеркале первыми конденсируются не пары воды, а углеводороды, то определение TTR_g этим анализатором становится невозможным. Следует отметить, что соотношение $TTR_g < TTR_y$ характерно для составов природных газов, транспортируемых по магистральным газопроводам ООО «Газпром трансгаз Волгоград». Приблизительно в 90 % случаев при попытке измерения TTR анали-

затором Chandler первыми конденсировались углеводороды, что не позволяло измерить TTR_g . Для возможности определения TTR_g при условии $TTR_g < TTR_y$ был протестирован новый анализатор точек росы природного газа Hygrovision-BL (ООО «НПФ Вымпел», г. Саратов). Параллельные измерения TTR двумя разными анализаторами показали, что даже в тех случаях, когда на зеркале анализатора Chandler первыми конденсировались углеводороды, анализатор Hygrovision-BL корректно определял именно TTR_g .

Еще одна причина конденсации воды или гидратов в газопроводе – редуцирование газа, например на узле редуцирования ГРС. В соответствии с эффектом Джоуля–Томпсона (изоэнтальпийное расширение газа) при падении давления на 1 МПа температура газа понижается примерно на 1–3 °С (для типичных термобарических условий в газопроводе). Если температура газа в самом регуляторе давления или после него опустится ниже TTR , из газа начнет конденсироваться вода, и могут возникнуть условия для начала образования гидратов. При этом следует учитывать, что температура газа в регуляторе всегда ниже, чем после него (поскольку в первом приближении внутри регулятора первоначально реализуется эффект изоэнтальпийного понижения температуры). Поэтому если температура газа после регулятора выше TTR_g , еще не гарантируется отсутствие процесса гидратообразования в самом регуляторе.

Часто на газопроводах-отводах встречаются участки, на которых диаметр трубопровода изменяется с большего на меньший, но понижения температуры потока при этом, как можно было бы предположить, не происходит. Это связано с тем, что в соответствии с уравнением Бернулли в потоке газа динамическое давление (скоростной напор) на несколько порядков меньше статического давления. По этой причине уменьшение сечения потока не приводит к существенному возрастанию динамического давления и уменьшению статического давления газа, и поэтому не происходит понижения температуры. Это означает, что если на участке с большим диаметром нет условий для образования гидратов, то их не будет и в месте сужения потока. На основании анализа уравнения Бернулли можно сделать еще один важный вывод: когда на газопроводе фиксируется возрастание перепада давления из-за образования

гидратов, большая часть внутреннего диаметра трубы (в некоторых случаях – до 40 % диаметра) уже перекрыта гидратами.

Третье условие, необходимое для образования гидратов, – высокое давление транспортируемого газа. Например, для уменьшения вероятности гидратообразования на одном из газопроводов-отводов было принято техническое решение о снижении давления газа с 6,0 до 3,5 МПа на время отопительного сезона. И если ранее на линейной части, а также на ГРС, расположенных вдоль трассы газопровода, неоднократно отмечались перепады давления, вызванные образованием гидратов, то за последующие три года таких случаев отмечено не было.

Далее рассмотрим возможности оптимизации работы входного участка ГРС типа «Энергия» (рис. 1). Участок 1 газопровода имеет наружный диаметр 110 мм, участок 4 – 60 мм, участок 5 – 90 мм. При образовании гидратов, приводящих к понижению давления газа в подогревателе газа 7, появляется повышенный шум в трубопроводе с наименьшим диаметром – на выходе газа из фильтра 2. После подачи метанола в газопровод в точку врезки между фильтром 2 и фланцем 3 повышенный шум исчезает, и давление газа восстанавливается. По условиям работы ГРС нет необходимости в участке 4 с уменьшенным диаметром газопровода, и его можно увеличить до 90 мм. Если принять, что перепад давления фиксируется при уменьшении диаметра проходного сечения газопровода более чем на 40 %, это будет соответствовать постепенному нарастанию гидратов и уменьшению диаметра проходного сечения газопровода с 50 до 30 мм (при толщине стенки газопровода 5 мм). В этом случае увеличение диаметра участка 4 с 60 до 90 мм приведет к тому, что площадь сечения газопровода, в котором могут накапливаться гидраты до появления перепада давления, увеличится в три раза. Таким образом, только за счет увеличения диаметра трубопровода на участке 4 можно существенно уменьшить риски образования гидратной пробки на входе в ГРС.

Аналогичные выводы можно сделать в отношении газопроводов-отводов. Если газопроводе-отводе имеется участок, на котором уменьшается диаметр трубы, то этот участок практически не создает дополнительных условий для начала процесса образования гидратов. Однако если процесс образования гидратов на-

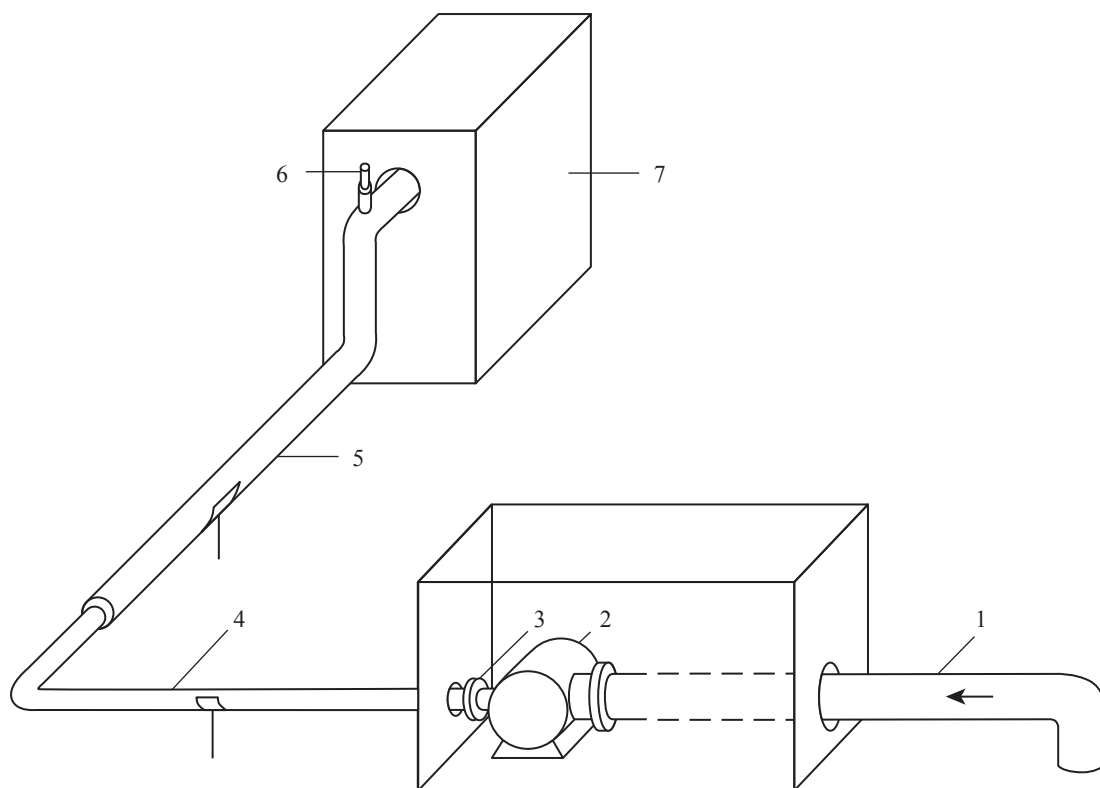


Рис. 1. Входной участок газопровода ГРС типа «Энергия»

чался, то гидратная пробка быстрее перекроет трубопровод с меньшим диаметром. Следует отметить, что в большинстве случаев нет технической или технологической целесообразности в «заужении участков» – они зачастую появляются в результате выполнения работ неспециализированными организациями.

Другая возможность оптимизации входного участка ГРС (см. рис. 1) – уменьшение потерь теплоты. В рассматриваемом случае участки 1, 4, 5 протяженностью 16 м выполнены в надземном необогреваемом исполнении и зимой фактически выполняют роль «холодильников». На рис. 2 приведены температура газа в подземной части газопровода-отвода ($T_{вх}$) на входе в участок 1, температура газа ($T_{вых}$), фиксируемая датчиком 6 на выходе рассматриваемого участка перед подогревателем газа 7, и температура окружающей среды ($T_{окр}$). Наглядно представлена зависимость $T_{вых}$ от $T_{окр}$. Согласно графику в некоторых случаях $T_{вых}$ опускалась до $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, при этом температура газа на входе в участок 1 составляла около $3\text{--}4\text{ }^{\circ}\text{C}$. Таким образом, отсутствие теплоизоляции надземного участка газопровода приводит к охлаждению газа, поступающего в подогреватель, на $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ и более. Эффективная теплоизоляция этого участка как бы соответ-

ствует «подогреву газа» на $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ по сравнению со случаем отсутствия изоляции.

Приведем пример ГРС, где рассматриваемая проблема выражена наиболее ярко: значительная протяженность входного надземного необогреваемого участка – около 40 м – обусловлена наличием измерительных трубопроводов системы учета расхода газа. По наблюдениям обслуживающего персонала, даже утепление только начального участка (4 м) способствовало уменьшению вероятности образования гидратов.

На другой ГРС входной нетеплоизолированный надземный участок газопровода перед счетчиком учета расхода газа составляет всего 8 м. Но из-за достаточно высокого давления газа (4,5 МПа и выше) и наличия этого участка оказалось достаточно для образования гидратов в зимний период.

Подобные участки, выполняющие роль «конденсаторов гидратов», встречаются в разных вариантах как на ГРС, так и на линейной части газопроводов-отводов. На рис. 3 приведен пример двух ГРС исполнения «Ташкент-2» с разной привязкой на местности. На ГРС-1 весь газопровод от выхода его из-под земли и до подогревателя газа 4 выполнен в надземном исполнении, на ГРС-2 большая часть газопровода

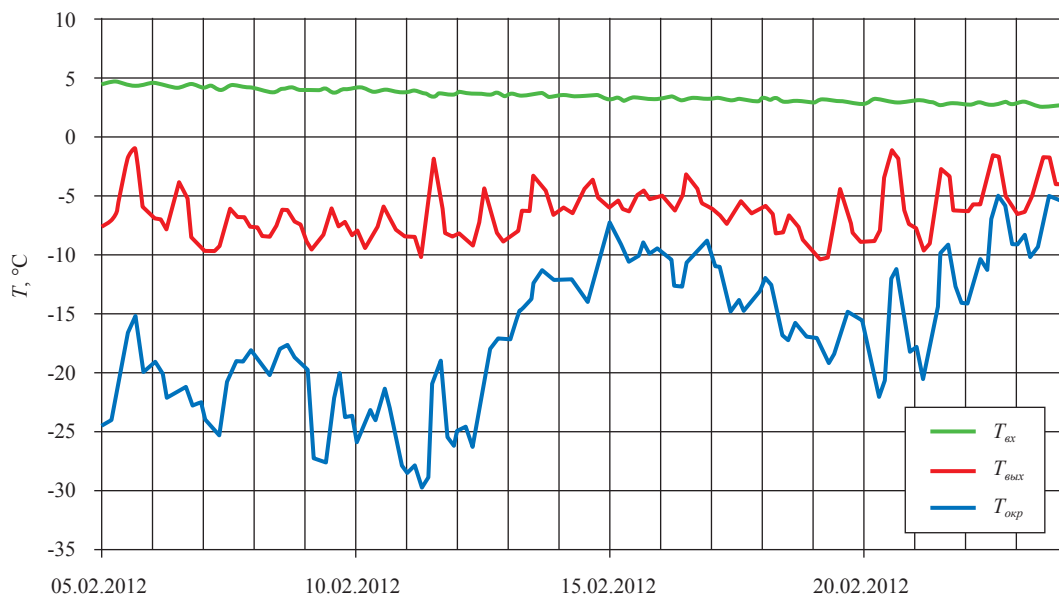


Рис. 2. Влияние температуры окружающей среды (воздуха) на температуру газа

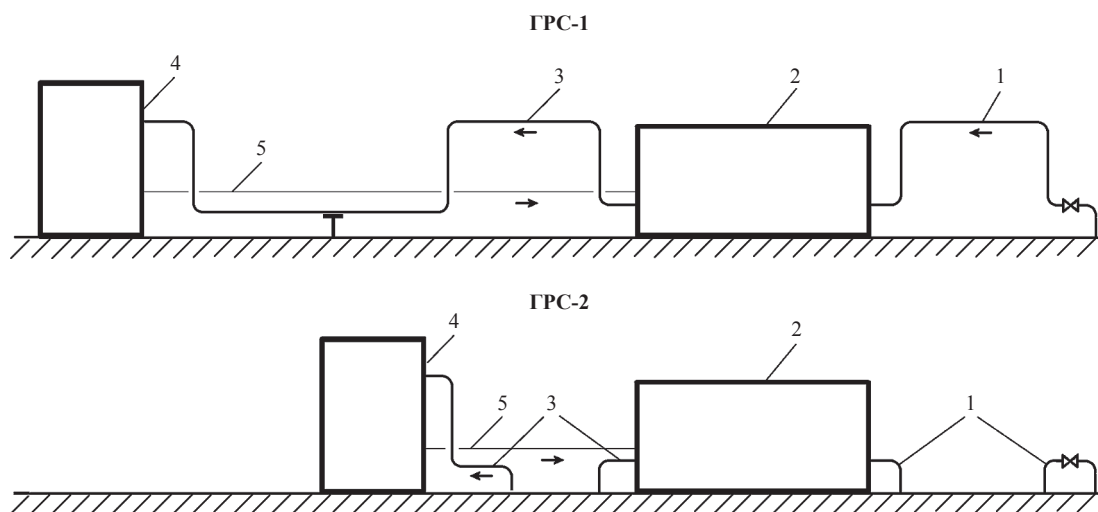


Рис. 3. Варианты исполнения ГРС

проложена под землей. Кроме того, длина надземных участков 1 и 3 составляет: на ГРС-1 – около 33 м; на ГРС-2 – около 11 м. Несмотря на то, что эти ГРС находятся на одном газопроводе и работают при одинаковом давлении (расположены на расстоянии около 30 км друг от друга), на ГРС-1 из-за переохлаждения газа в газопроводе отмечались случаи образования гидратов в конце участка 3 (перед входом в подогреватель газа), а на ГРС-2 таких случаев не было. На этих ГРС подогретый газ возвращается из подогревателя 4 по газопроводу 5 в блок редуцирования 2. Для газопровода 5 эффективная теплоизоляция также позволила бы уменьшить расход газа на подогрев.

Таким образом, на реальных примерах показано, что технически грамотное применение теплоизоляции участков газопроводов в ряде случаев позволяет практически исключить необходимость в подогревателях (как это в общем виде и рекомендуется в литературе, например в работе [7]).

Рассмотрим еще несколько примеров технических решений, реализованных на газопроводах-отводах.

Газопровод-отвод (Ду = 200 мм) был передан для эксплуатации в ООО «Газпром трансгаз Волгоград» из другой организации. При его работе отмечались случаи образования гидратов. При проведении обследования было выявлено,

что в месте, где по проекту должен быть подводный переход газопровода через речку, реализован «воздушный переход»: газопровод со стороны крутого берега выходит из-под земли, далее – надземный и надводный участки длиной около 5 м, а в середине речки газопровод уходит под воду. Этот участок как раз и является вероятным местом образования гидратов. Для устранения указанного нарушения запланирована работа по укладке трубопровода в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.1-249-2008.

На одном из газопроводов-отводов кран на нулевом километре был выполнен в надземном исполнении. Длина надземной части газопровода составляла около 1,5 м. На этом газопроводе-отводе также отмечались случаи образования гидратов. С учетом низкой скорости газа при движении по газопроводу-отводу можно полагать, что этот надземный участок является одним из гидратоопасных мест. Поэтому при проведении капитального ремонта надземный участок был заменен на участок в подземном исполнении.

Еще на одном газопроводе-отводе для выяснения причины появления гидратов, была проведена проверка глубины его залегания в местах переходов через балки и овраги. Было обнаружено, что в одной из балок, где глубина залегания в соответствии с проектом должна была составлять 1,3 м, она составила 0,7 м (из-за размыва грунта).

Для того чтобы эффективно бороться с гидратами, необходимо как можно более точно определить места их образования. Однако большая протяженность участков газопроводов между соседними линейными кранами усложняет выявление гидратоопасных мест. Для решения этой задачи при появлении перепада давления в газопроводах планируется выполнение работы по определению времени от момента начала заливки метанола до момента начала снижения перепада давления. При известной скорости газа в трубопроводе это позволит определить место образования гидратов.

В некоторых случаях предотвратить образование гидратов можно, используя теплоту компримированного газа. В одном из линейно-производственных участков магистрально газопровода (ЛПУ МГ) ООО «Газпром трансгаз Волгоград» в начале газопровода после компрессорной станции установлен регулятор давления типа Mokveld (Голландия), регулирую-

щий подачу газа в газопровод и не оснащенный системой подогрева. Когда регулятор начинает закрываться, ограничивая подачу газа в газопровод, в нем возникает перепад давления, понижается температура, и при определенных термобарических условиях начинается процесс образования гидратов. Более высокая температура газа будет препятствовать этому. Повысить температуру газа на входе в регулятор можно несколькими способами.

1. За счет повышения температуры газа на выходе компрессорной станции до значений, близких к верхнему значению, допустимому по технологическим ограничениям.

2. При низких температурах окружающего воздуха целесообразно не включать в работу вентиляторы агрегатов воздушного охлаждения (АВО) газа.

3. При еще более низких температурах газ может излишне охладиться, даже проходя через АВО с неработающими вентиляторами, тем самым температура газа на выходе станции станет значительно ниже допустимой. Если в этом случае в регуляторе давления Mokveld образуются гидраты, представляется целесообразным на выходе компрессорного цеха пропускать газ в обход АВО через байпас. Однако техническая проблема состоит в том, что в этом цехе нет байпаса. Но он имеется во втором цехе этого ЛПУ МГ. Поэтому когда второй цех выведен из работы (при этом газ по газопроводу проходит, минуя второй цех), и есть технологическая возможность, целесообразно включать в работу второй цех вместо первого, и пускать газ в обход АВО.

4. В случае неработающей компрессорной станции газ, минуя ее, поступает в регулятор давления с достаточно низкой температурой. В связи с этим целесообразно рассмотреть с диспетчерской службой предприятия вопрос, есть ли технологическая возможность включения в работу агрегатов этого ЛПУ за счет вывода из работы соответствующего количества агрегатов в другом ЛПУ на предыдущем участке магистрального газопровода. Тем самым оптимизируется технологический режим работы газопровода.

Как отмечалось выше, существенным моментом предотвращения гидратообразования является мониторинг ТТР_г. Особенно актуален этот вопрос на граничных станциях, где одна газотранспортная организация передает газ другой. Здесь необходимо правильно выбрать

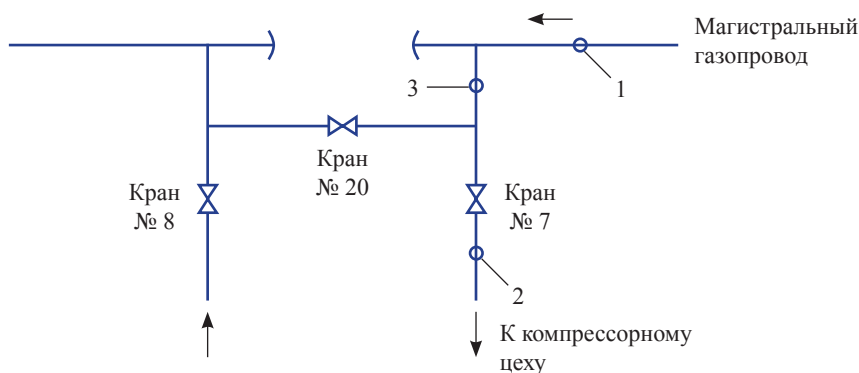


Рис. 4. Возможные места установки анализатора точки росы

места установки анализаторов ТТР. На некоторых газопроводах ООО «Газпром трансгаз Волгоград» анализаторы точки росы установлены в точке 2 после крана № 7 (рис. 4). Недостатком установки анализатора в этом месте является то, что когда компрессорный цех выведен из работы и газ идет через кран № 20, измерение ТТР не может проводиться. И когда после одной из граничных станций в газопроводе было зафиксировано повышение ТТР, данных, свидетельствующих о появлении дополнительной влаги в газопроводе на этом конкретном участке не было (анализатор точки росы не мог проводить замеры). Точка 1 (см. рис. 4) также не является подходящим решением для установки анализатора, так как пробозаборный зонд

будет мешать прохождению поршня при очистке газопровода или при проведении внутритрубной дефектоскопии. Для схемы подключения цеха, изображенной на рис. 4, наилучшим местом пробоотбора является точка 3, где имеет место поток газа как при работе цеха, так и при выводе его из работы.

Таким образом, авторами детально проанализированы условия эксплуатации и выявлены причины, осложняющие эксплуатацию газопроводов-отводов и ГРС из-за процесса гидратообразования; рассмотрены технические решения, способствующие предотвращению гидратообразования; даны рекомендации, позволяющие уменьшить риски отложения гидратов.

Список литературы

1. Истомин В.А. Газовые гидраты в природных условиях / В.А. Истомин, В.С. Якушев. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
2. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А. Истомин, В.Г. Квон. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 508 с.
3. СТО Газпром 2-3.5-354-2009 «Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях».
4. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы».
5. СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология и геофизика».
6. Квон В.Г. Особенности образования гидратных отложений в технологических газопроводах осушенного газа / В.Г. Квон, В.А. Истомин, Ш. Драгуновичюс // Проблемы и перспективы комплексного освоения месторождений полезных ископаемых криолитозоны: сб. докл. межд. конф. – Якутск, 2005. – Т. 2. – С. 179–182.
7. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа / Дж. Кэрролл. – М., 2007. – 290 с.