

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТАНОЛА В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В КАЧЕСТВЕ ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ И ПРОГНОЗ ЕГО ПОТРЕБЛЕНИЯ В ПЕРИОД ДО 2030 г.

Грунвальд А.В.

ВНИИГАЗ/Газпром

В технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа твердые газовые гидраты вызывают серьезные проблемы, связанные с нарушением указанных технологических процессов.

Традиционным и основным методом борьбы с гидратообразованием в газовой промышленности является использование ингибитора гидратообразования - метанола.

Удельные расходные показатели потребления метанола в качестве ингибитора гидратообразования непосредственно зависят от состава добываемого природного газа, а также от технологии подготовки природного газа к транспорту.

В данной статье подробно рассматривается эта зависимость, а также представлен прогноз потребления метанола в газовой промышленности в период до 2030 г.

Введение

Техногенные газовые гидраты могут образовываться в системах добычи газа: в призабойной зоне, в стволах скважин, в шлейфах и внутривыпускных коллекторах, в системах промысловой и заводской подготовки газа, а также в магистральных газотранспортных системах. В технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа твердые газовые гидраты вызывают серьезные проблемы, связанные с нарушением протекания этих процессов.

К газопромысловым системам, в которых возможно образование техногенных газовых гидратов, относятся:

- призабойная зона скважин, ствол скважины;
- шлейфы и коллекторы;
- установки подготовки газа;
- головные участки магистральных газопроводов;
- газораспределительные станции;
- внутривыпускные и магистральные продуктопроводы;
- установки заводской обработки и переработки газа.

Для борьбы с гидратами разработан ряд методов, показанных на рисунке 1, в том числе и методы, использующие химические реагенты – ингибиторы гидратообразования [1].

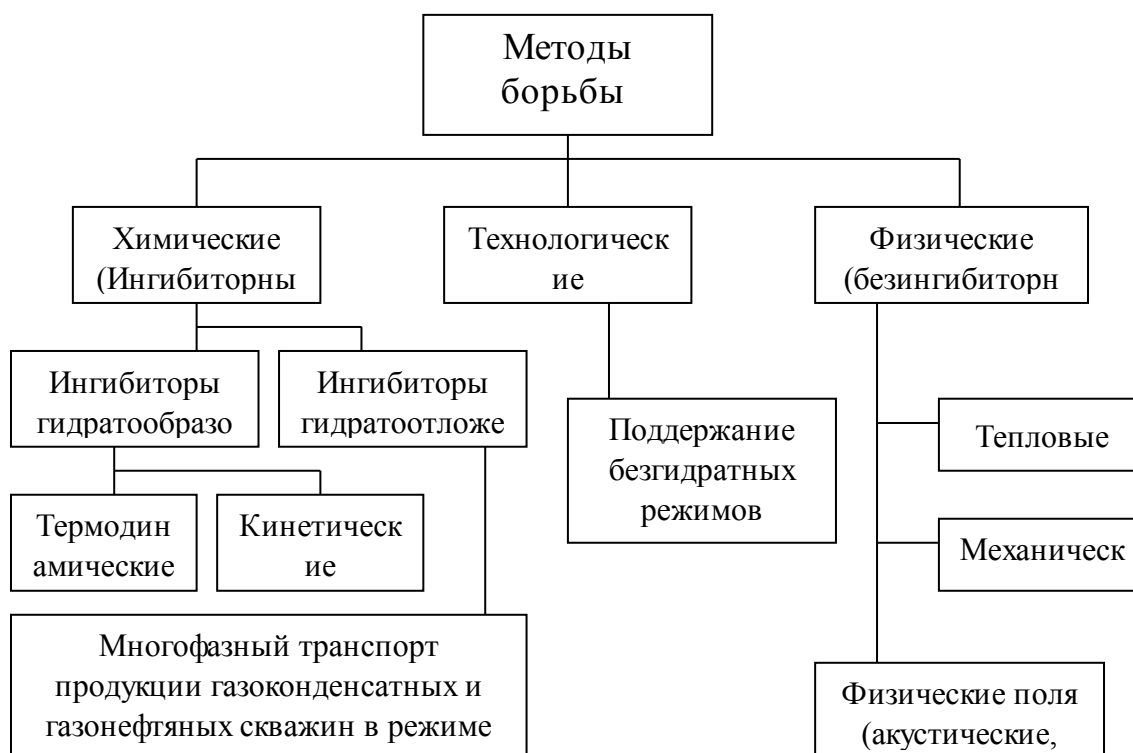


Рисунок 1. Методы борьбы с техногенным гидратообразованием в газопромысловых и газотранспортных системах

Целью данной статьи является рассмотрение вопросов использования метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г.

Технологические приемы для предотвращения гидратообразования

Рассмотрим конкретное применение тех или иных методов борьбы с гидратообразованием – предупреждения и ликвидации газовых гидратов в различных газопромысловых системах.

Ствол скважины

Образование гидратов в стволе наблюдается как в газовых, так и в нефтяных скважинах, и характерно при освоении и исследовании скважин, а также остановках по технологическим причинам и в период пуска. Наиболее часто гидратообразование имеет место при освоении и исследовании газовых скважин на северных месторождениях. Это связано с низкими температурами на устье скважин из-за сравнительно медленного прогрева ствола скважины и варьирования дебетов в широком диапазоне.

Для предупреждения образования гидратов в стволах скважин используют традиционные методы: поддержание безгидратных режимов, предупреждение отложений гидратов и подача ингибитора на забой скважины.

Поддержание безгидратных режимов работы (простоя) скважин достигается подбором соответствующих рабочих дебитов скважины, обеспечивающих температуру на устье выше равновесной температуры гидратообразования. Такое традиционное техническое решение оказывается согласованным с требованиями условий разработки сеноманских залежей крупнейших месторождений – Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего и в перспективе Бованенковского. Повысить температуру газа на устье скважины можно частичным дросселированием газа на забое скважины, использованием теплоизолированных обсадных или лифтовых труб и др.

Подача ингибитора на забой скважины может осуществляться по двум основным вариантам – непрерывно и периодически.

Системы промыслового сбора углеводородного сырья

Вследствие охлаждения газожидкостного потока гидратообразование как технологическое осложнение оказывается значительно более распространенным в системах сбора, чем в стволах скважин, и наблюдается не только на северных, но и на южных месторождениях, особенно в холодное время года.

Внутрипромысловый транспорт газа от скважин до установок осушки осуществляется как по индивидуальному, так и по общему для нескольких скважин шлейфу (коллектору). Шлейфы обычно эксплуатируются в режиме, когда падение давления в них составляет 3-8 % от исходного, поэтому при

термодинамическом анализе работы шлейфа с точки зрения возможности гидратообразования основное внимание следует уделять температуре. Температура в конце шлейфа зависит от начальной температуры газа, от длины шлейфа, способа его прокладки и степени теплоизоляции, времени года и имеет во многих случаях ярко выраженный сезонный характер.

Наиболее распространенным методом предупреждения гидратообразования в системах сбора является ввод ингибитора гидратообразования (метанол). Расход метанола увеличивается с ростом давления и уменьшением температуры. Для характерных термобарических условий эксплуатации шлейфов на северных месторождениях теоретический расход метанола может изменяться в довольно широких пределах (от 0 до 300 г/1000 м³ газа). На практике же необходим дополнительный запас в 20-25 % по расходу метанола при ингибировании шлейфов с целью устранения опасности появления гидратов в коллекторе.

Установки подготовки газа к транспорту

Основным методом предупреждения гидратообразования на установках подготовки природного газа к транспорту, также как и в случае борьбы с гидратообразованием в системах промышленного сбора углеводородного сырья, является ввод ингибитора гидратообразования (метанол).

Выше были рассмотрены методы предупреждения гидратообразования в промышленных системах, в основном применяющиеся в газовой промышленности. Что касается методов ликвидации гидратных отложений в промышленных системах, то подробно они рассмотрены в публикациях [6-15].

Необходимо лишь отметить, что возможна частичная закупорка гидратами рабочего сечения и полное его перекрытие (образование гидратной или парафиногидратной пробки). В первом случае ликвидация гидратных отложений технологически не представляет каких либо трудностей, так как обеспечивается возможность прокачать ингибитор или теплоноситель. Более того, ликвидация гидратов может быть обеспечена без остановки соответствующей промышленной системы.

В то же время образование сплошной пробки является серьезной аварийной ситуацией, в большинстве случаев связанной с определенными нарушениями технологического регламента ведения процесса или просчетами при проектировании.

Традиционным методом ликвидации гидратоотложений является закачка теплоносителя или ингибитора гидратообразования.

Ингибиторы гидратообразования, применяемые в газовой промышленности России

На выбор того или иного ингибитора гидратов влияют следующие основные факторы:

- геологические, физико-географические и климатические условия того или иного месторождения;
- технологические особенности ингибитора, предполагаемого к применению с учетом функционирования сбора, промысловой и заводской обработки газа на рассматриваемом месторождении, возможностей применения современных технологий рециркуляции ингибиторов;
- коррозионная активность основного реагента, входящего в состав ингибитора гидратов;
- совместимость ингибитора с пластовой минерализованной водой и с другими реагентами при разработке составов многоцелевого назначения, например, при разработке комплексных ингибиторов коррозии, парафиноотложения и гидратообразования, либо составов для выноса пластовой воды из скважин или шлейфов и обеспечивающих одновременно предупреждение гидратообразования;
- возможность организации собственного производства ингибитора вблизи месторождения с использованием компонентов природного газа в качестве сырья;
- ожидаемый и фактический удельный расход ингибитора на промысле и технико-экономические показатели с учетом дополнительных затрат на хранение реагентов, создания резервных запасов и утилизации промышленных стоков;

- особенности приготовления ингибитора нужного состава и его распределения по точкам ввода, трудности, возникающие при автоматизации процесса ингибирования;

- класс токсичности и соблюдение мер безопасности, необходимых при применении реагента;

- возможность и целесообразность регенерации отработанных растворов ингибиторов и выбор оптимальной технологии регенерации;

- пути утилизации отработанных растворов ингибиторов, не подлежащих регенерации, с целью обеспечения требований к охране окружающей среды (обезвреживание промышленных стоков и их закачка в поглощающие горизонты с учетом особенностей охраны геологической среды).

Указанные факторы учитываются при проектировании разработки месторождений углеводородного сырья, при реконструкциях и модернизациях действующего промыслового оборудования и изменении технологии обработки газа, а также при анализе возможностей перехода на новые ингибиторы гидратообразования.

Ингибиторы гидратообразования подразделяются на три класса [1]:

1. традиционные термодинамические ингибиторы – вещества, растворимые в воде, меняющие ее активность и, как следствие, смещающие трехфазное равновесие газ – водная фаза – газовые гидраты в сторону более низких температур (алифатические спирты, гликоли, водные растворы неорганических солей);

2. кинетические ингибиторы гидратообразования, прекращающие на время процесс образования гидратов (потенциальная замена термодинамическим ингибиторам);

3. реагенты, практически предотвращающие (или резко замедляющие) отложение гидратов за счет частичной блокировки жидкой водной фазы, предотвращают прямой контакт газ – вода, обеспечивая тем самым многофазный транспорт продукции скважин в режиме гидратообразования.

В настоящее время на действующих месторождениях Крайнего Севера России в качестве ингибитора гидратообразования используется практически только метанол. Метанол – широко распространенный антигидратный реагент,

используемый как для предупреждения гидратообразования, так и для ликвидации возникающих по каким-либо причинам гидратных отложений (несплошных гидратных пробок).

Он также постоянно рекомендуется как ингибитор гидратообразования и на вновь проектируемых месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона и группы месторождений п-ова Ямал. Метанол используется на Оренбургском, Карачаганакском и Астраханском ГКМ, в составе природного газа которых присутствует сероводород и диоксид углерода, а также на большинстве ПХГ, ГРС и шельфовых ГКМ.

Повсеместное использование метанола в качестве ингибитора гидратообразования на газодобывающих предприятиях России обусловлено следующими причинами:

- относительно низкой стоимостью (по сравнению с другими ингибиторами гидратообразования), широко развитой промышленной базой. Производство метанола может быть развернуто непосредственно в местах потребления – газовых промыслах;

- высокой технологичностью процесса ввода и распределения метанола в требуемые участки технологической цепочки; отпадает необходимость в блоке приготовления реагента, что, например, является характерной особенностью применения ингибиторов неэлектролитов;

- наивысшей среди известных ингибиторов антигидратной активностью, сохраняющейся даже при низких температурах;

- очень низкой температурой замерзания концентрированных растворов метанола и исключительно малой их вязкостью даже при температурах ниже $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$;

- сравнительно малой растворимостью метанола в нестабильном конденсате, особенно при контакте нестабильного газового конденсата с отработанным (насыщенным) водным раствором метанола, концентрацией менее 50 масс. %;

- некоррозионностью метанола и его водных растворов;

- наличием достаточно простых технологических схем регенерации отработанных растворов;

- принципиальной проработанностью в настоящее время вопросов утилизации и захоронения промышленных стоков, содержащих метанол, в связи с постоянно возрастающими требованиями к охране окружающей среды;

- высокой эффективностью реагента не только для предупреждения гидратообразования, но и при ликвидации возникающих при нарушениях технологического режима несплошных гидратных пробок (отложений) в промысловых коммуникациях (скважинах, шлейфах, коллекторах, АВО, теплообменном оборудовании).

Взамен чистого метанола практически с той же антигидратной эффективностью можно использовать технические сорта, а также его водные растворы.

В соответствии с изложенным, имеется целый ряд позитивных моментов, делающих привлекательным использование в качестве ингибитора гидратообразования концентрированного метанола и его водных растворов, а в некоторых случаях и составов на его основе, особенно в сложных условиях газовых и газоконденсатных месторождений севера Тюменской области, Красноярского края и п-ова Ямал.

Однако использование ингибиторов на основе метанола имеет ряд серьезных недостатков, к которым прежде всего относятся:

- очень высокая токсичность (как при действии паров, так и при попадании на кожные покровы и внутрь организма), а также высокая пожароопасность;

- возможность выпадения солей при смешивании с сильно минерализованной пластовой водой и, как следствие, солеотложения в промысловых коммуникациях;

- эффект ускоренного роста кристаллогидратов в присутствии разбавленных водных растворов метанола недостаточной концентрации для предупреждения гидратов;

- высокая упругость паров метанола (нормальная температура кипения ~ 65 °С), связанная с этим его очень высокая растворимость в сжатом природном газе и, соответственно, повышенный удельный расход метанола.

Промышленная и экологическая безопасность работы с метанолом на объектах газовой промышленности

Безопасность работы с метанолом на объектах газовой промышленности России, определяется различного рода документами (инструкции, санитарные правила, правила безопасности, ГОСТы), указанными в Сборнике документов по безопасности работы с метанолом на объектах газовой промышленности России [20].

Основным документом указанного сборника, регламентирующим применение метанола, является Инструкция о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности, утвержденная заместителем Министра газовой промышленности М.И. Агапчевым 7 июля 1975 года и согласованная с Минздравом СССР N 122-19/134-4 от 27.05.75 и МВД СССР 14.05.75 [21].

В инструкции рассматриваются основные этапы процесса доставки и применения метанола на объектах газовой промышленности, где требуется строгое соблюдение мер безопасности работы с метанолом:

- допуск к работе с метанолом;
- приемка метанола от железной дороги и его перевозка на склад;
- хранение метанола на складах;
- учет и отпуск метанола со склада;
- использование метанола на газопромысловых объектах, магистральных газопроводах, станциях подземного хранения газа, кустовых базах сжиженного газа;
- списание метанола;
- меры безопасности при транспортировке метанола по метанолопроводу.

Ниже представлена физико-химическая характеристика метанола.

Метанол CH_3OH (метиловый спирт, карбинол) – бесцветная прозрачная жидкость, по запаху и вкусу напоминает винный (этиловый) спирт. Плотность 0,79 г/см³. Температура кипения 64,0-65,5 °С. Растворим в спиртах и других органических соединениях, смешивается с водой во всех отношениях, легко воспламеняется. Имеет температуру вспышки 8 °С. При испарении взрывоопасен

- концентрационные пределы воспламенения 6,7 и 34,7 % объемных, температурные -7 и 39 °С.

ПДК метанола в воздухе рабочей зоны производственных помещений 5 мг/м³.

Метанол – сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую системы. В организм человека может проникнуть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу.

Особенно опасен прием метанола внутрь, 5-10 г метанола могут вызвать тяжелое отравление, а 30 г являются смертельной дозой.

Симптомы отравления: головная боль, головокружение, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, раздражение слизистых оболочек, мелькание в глазах, а в тяжелых случаях - потеря зрения и смерть.

В целях исключения возможности ошибочного употребления метанола в качестве спиртного напитка в него необходимо добавлять одорант - этилмеркаптан C_2H_5SH в соотношении 1:1000, или керосин в соотношении 1:100. Можно добавлять химические чернила или другой краситель темного цвета, хорошо растворяющийся в метаноле, из расчета 2-3 литра на 1000 литров метанола.

Общие требования Инструкции, предъявляемые к безопасности применения метанола на различных объектах газовой промышленности, заключаются в следующем.

На объектах газовой промышленности разрешается использовать метанол только как средство предотвращения или разрушения кристаллогидратных пробок в аппаратах, приборах и газопроводах, а также для обработки призабойных зон газовых скважин.

Порядок применения метанола на технологические нужды определяется в соответствии с утвержденными проектами обустройства газовых месторождений, «Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов» и «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности».

Ответственность за обеспечение необходимых условий для правильной организации работ с метанолом и контроль за соблюдением настоящей Инструкции возлагается на руководителей предприятий.

Руководители объединений и управлений обязаны специальным приказом определить предприятия, в которых разрешается создание базовых складов метанола, а также обеспечить места и условия его содержания на производственных объектах.

Существующая сегодня транспортная схема обеспечения метанолом добывающих предприятий ОАО «Газпром» и независимых недропользователей в Надым-Пур-Тазовском регионе достаточно сложна и включает в себя несколько этапов:

- залив метанола в специализированные железнодорожные цистерны на заводе-изготовителе;
- транспортировка метанола по железной дороге до железнодорожной станции назначения (Коротчаево);
- транспортировка метанола в железнодорожных цистернах на базу ООО «Газкомплектимпекс»;
- перелив метанола на терминале базы ООО «Газкомплектимпекс» из железнодорожных цистерн в стационарные емкости для хранения;
- возврат порожних специализированных железнодорожных цистерн на завод-изготовитель метанола;
- подготовка метанола к его использованию на объектах добычи природного газа (добавление к метанолу чернил или одоранта);
- перелив метанола из стационарной емкости в специализированную, автомобильную цистерну;
- транспортировка метанола автотранспортом до базы метанола на газодобывающем предприятии;
- перелив метанола из специализированной автомобильной цистерны в стационарную специальную емкость на базе метанола газодобывающего предприятия;
- возврат порожних специализированных автомобильных цистерн на базу ООО «Газкомплектимпекс»;
- перелив из стационарной емкости на базе метанола газодобывающего в автоцистерны и развоз метанола на конкретные объекты потребления.

Однако анализ этой схемы показывает следующие недостатки:

– очень большое количество операций с метанолом в ходе одной поставки. Каждая операция – потенциальный риск срыва всей поставки и возможной транспортной аварии, и соответственно разлива метанола и загрязнения окружающей среды;

– при транспортировке метанола как железнодорожным, так и автомобильным транспортом требуется соблюдение особых мер безопасности, которые предусмотрены в соответствующих нормативных документах, регламентирующих транспортировку метанола;

– наличие промежуточного склада хранения требует соблюдения специальных мер, которые предусмотрены в соответствующих нормативных документах, регламентирующих хранение метанола;

– многочисленные операции по сливу-наливу метанола увеличивают риск загрязнения окружающей среды и отравления обслуживающего персонала;

– перевозка метанола автотранспортом на большие расстояния в условиях Крайнего Севера требует наличия достаточно качественной и разветвленной сети автомобильных дорог, отсутствие или недостаточное качество которых может вести к автомобильным авариям, разливу метанола и загрязнению окружающей среды.

Высокая токсичность метанола и его пожароопасность обуславливают необходимость строгого соблюдения требований техники безопасности, что практически сводит к минимуму возможность отравлений метанолом подготовленного технического персонала. Тем не менее, всегда существует вероятность аварии на любом этапе применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования на том или ином объекте газовой промышленности, и, в результате, разливы метанола, загрязнение окружающей среды и отравление персонала.

Тем более вероятность аварии увеличивается с ростом потребления метанола в качестве ингибитора гидратообразования.

Зависимость удельных расходных показателей метанола - ингибитора гидратообразования от состава природного газа и технологий его подготовки к транспорту

Подробно вопросы подготовки природного газа к транспорту рассмотрены в различных работах [1, 18, 22-26].

Нас же интересуют вопросы зависимости удельных расходных показателей метанола – ингибитора гидратообразования от состава природного газа и технологий его подготовки к транспорту, с тем, чтобы использовать удельные показатели для оценки объемов потребления метанола в качестве ингибитора гидратообразования на перспективу и масштабы влияния применения метанола на окружающую среду.

Учитывая рост в ближайшей перспективе доли валанжинского газа в общем объеме добываемого природного газа, а также повышенный расход метанола при предотвращении гидратообразования на установках НТС, используемых для подготовки валанжинского газа, вопрос расходных показателей метанола становится актуальным.

В настоящее время основная добыча газа (более 90 %) на северных месторождениях России осуществляется за счет разработки чисто газовых залежей, главным образом, сеноманского продуктивного горизонта. Достаточно упомянуть только такие уникальные месторождения – супергиганты, как Медвежье, Уренгойское и Ямбургское.

В стадии проектирования разработки находится ряд крупных чисто газовых месторождений Западной Сибири и п-ова Ямал, намеченных к освоению уже в ближайшие годы.

Основные требования на качество товарного природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам, регламентируются ОСТом 51.40-93 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия».

Согласно этому отраслевому стандарту, при подготовке к транспорту сеноманских газов северных месторождений требуется только их осушка до определенной точки росы: -20°C в холодный период года (с 01.10 по 30.04) и -10°C в теплый период (с 01.05 по 30.04).

Соблюдение требований отраслевого стандарта обеспечивает безгидратный транспорт газа, даже на наиболее гидратоопасном головном участке магистрального газопровода.

Промысловая подготовка сеноманских газов к дальнейшему транспорту осуществляется в настоящее время по двум основным (и конкурирующим между собой) технологиям:

- адсорбционная осушка газа с использованием твердых адсорбентов влаги - силикагеля, цеолитов и др. (установки адсорбционной осушки газа эксплуатируются на месторождении Медвежье с 1972 г.);

- абсорбционная осушка с применением жидких поглотителей влаги (абсорбентов), обычно концентрированных водных растворов гликолей.

Сравнение этих технологий показывает, что их технико-экономические показатели довольно близки, и оба варианта технологии осушки газа могут использоваться в промысловых условиях практически одинаково успешно.

В настоящее время наибольшее распространение в России получил абсорбционный метод с применением диэтиленгликоля (ДЭГ) в качестве основного абсорбента, тогда как за рубежом чаще всего используют более эффективный осушитель – триэтиленгликоль (ТЭГ).

Для обработки природных газов газоконденсатных месторождений (валанжинские залежи) применяются низкотемпературные технологические процессы для одновременного обеспечения осушки газа и извлечения из него тяжелых углеводородов.

В настоящее время основным низкотемпературным процессом промысловой подготовки газа газоконденсатных месторождений России все еще остается процесс низкотемпературной сепарации с охлаждением газа за счет использования избыточного (по сравнению с газопроводом) давления на входе в установку. Охлаждение газа осуществляется посредством его дросселирования (эффект Джоуля — Томсона).

Применительно к газоконденсатным залежам северных месторождений, использование этого эффекта для реализации процесса низкотемпературной сепарации приводит к снижению температуры обрабатываемого газа в диапазоне 3-4,5 градуса на 1 МПа.

Для предотвращения образования гидратов используются метанол.

Значительно улучшенной с термодинамической точки зрения является технология НТС с использованием турбодетандеров взамен дросселя.

При этом оказывается возможным охлаждение газа в низкотемпературном сепараторе до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже. Кроме того, и давление в низкотемпературном сепараторе оказывается ниже, чем давление товарного газа на входе в газопровод, а это обстоятельство совместно с низкими температурами НТС обеспечивает высокую степень конденсации углеводородов $\text{C}_{3+\text{B}}$.

По прогнозным данным, различные варианты детандерных технологий найдут широкое применение в системах промышленной обработки газа, добываемого на месторождениях независимых недропользователей, для более глубокой осушки газа и максимального извлечения тяжелых углеводородов.

При проектировании систем промышленной обработки сеноманских газов, когда требуется только их осушка, а задача извлечения тяжелых углеводородов вообще не ставится, традиционно конкурируют между собой абсорбционный и адсорбционный технологические процессы. Показано, что в настоящее время перспективны варианты абсорбционной технологии, приводящие к осушке газа при низких температурах контакта. Основным недостатком абсорбционной технологии — попадание в газотранспортную систему в некотором количестве мелкодисперсного гликоля. Кроме того, не всегда исключается возможность конденсации тяжелых углеводородов на головных участках газотранспортных систем. В то же время и адсорбционная технология осушки также имеет ряд недостатков применительно к условиям Крайнего Севера.

Что касается низкотемпературных процессов (на температурном уровне $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже), то в качестве возможных вариантов подготовки сеноманских газов они обычно не рассматривались вовсе, поскольку пластовое давление в залежах с низким конденсатным фактором, как правило, не превышает 13—15 МПа. Поэтому практически отсутствует достаточный запас давления в залежи, способный обеспечить реализацию низкотемпературного способа обработки газа на длительный период с использованием расширения газа в качестве холодопроизводящего

процесса. Следовательно, применение низкотемпературных технологий для тощих газов из самых общих соображений представлялось не вполне оправданным, поскольку для природных газов с малым конденсатным фактором специально не ставится задача извлечения тяжелых углеводородов, а поддержание работоспособности технологии в течение длительного времени при стабильном термобарическом режиме в конечном сепараторе требует дополнительных, как капитальных (ДКС в «голове» технологического процесса), так и эксплуатационных (энергетических) затрат. Между тем, анализируя различные варианты осушки природного газа применительно к месторождениям п-ова Ямал и учитывая специфику этих месторождений (расположенных в северной зоне распространения многолетнемерзлых пород – зоне чрезвычайной чувствительности природной среды к геотехногенным воздействиям), специалисты ООО «ВНИИГАЗ» и ОАО «ЮжНИИгипрогаз» пришли к выводу о необходимости для этих месторождений использования промысловых технологий высокой степени надежности и, в частности, соблюдения очень жесткого требования: полностью однофазного транспорта газа на головных участках газотранспортных систем (ГТС), да еще с учетом экстремальных термобарических режимов эксплуатации (минимально возможная температура газа в ГТС – до минус 17 °С). Требование полностью «сухого» газопровода заведомо исключает из рассмотрения абсорбционные технологии осушки (из-за некоторого уноса мелкодисперсных гликолей в газотранспортную систему). При такой постановке вопроса оказалось целесообразным проанализировать более детально перспективы реализации низкотемпературных процессов осушки тощих сеноманских газов.

Работа в этом направлении привела к довольно интересным вариантам низкотемпературных технологий осушки тощих газов, которые оказались не только технологичными, но и вполне конкурентоспособными (хотя явное предпочтение до того отдавалось адсорбционным технологиям). Основным моментом здесь является обязательное использование в технологической схеме детандер-компрессорного агрегата. Причем наиболее логичной представляется низкотемпературная технология при таком конденсатном факторе, когда

извлечение тяжелых углеводородов уже целесообразно, но не ставится во главу угла степень их извлечения (основной целью остается обеспечить требования отраслевого стандарта по качеству товарного газа и «сухости» головного участка магистрального газопровода).

Важнейшим элементом низкотемпературных методов осушки природного газа с низким конденсатным фактором является использование летучих ингибиторов гидратообразования с их рециркуляцией и саморегенерацией. Более того, с теоретической точки зрения, рассматриваемые ниже технологические схемы можно трактовать как некоторую конкретизацию общего низкотемпературного процесса промышленной подготовки газа с рециркуляцией летучего ингибитора гидратообразования. Конкретизация же этой общей технологии состоит в использовании детандер-компрессорной схемы охлаждения газа и подборе режимных параметров, учитывающих особенности транспорта осушенного газа на головном участке МГ.

Основная идея обеспечения «сухости» головного участка газопровода в рамках низкотемпературной технологии состоит в том, что допускается некоторый фиксированный унос сконденсировавшейся жидкости из концевой сепаратора, но при этом термодинамический режим концевой сепарации подбирается таким образом, чтобы имело место не только обратное испарение унесенной мелкодисперсной, жидкой фазы (углеводородного конденсата и ингибитора гидратообразования) в рекуперативных теплообменниках, но и гарантировалось отсутствие конденсации жидкости (в том числе и ретроградной конденсации углеводородного конденсата) непосредственно в магистральном газопроводе с учетом довольно жесткого термобарического режима эксплуатации его головного участка.

Таким образом, представленное ниже обсуждение низкотемпературных процессов промышленной обработки тощих газов предполагает наличие:

- серийных детандер-компрессорных агрегатов повышенной степени надежности, желательно отечественного производства;
- низкотемпературных сепараторов нового поколения с пониженными (и стабильными в течение длительного времени) номинальными уносами жидкой фазы;

– аппаратного оформления рециркуляционных схем ингибирования установки летучими ингибиторами гидратообразования – десорберов отдувки ингибитора (варианты десорберов разработаны в АО ЦКБН по техническим предложениям ВНИИГаза);

– а также надежных аппаратов воздушного охлаждения, работающих на сыром газе.

Разработка соответствующих аппаратов – приоритетная задача технической политики ОАО Газпром, которая должна быть успешно решена в ближайшие годы. В настоящее время не просматривается принципиальных трудностей при их решении: имеющиеся трудности — в основном финансового и организационно-технического характера.

Специалисты ООО «ВНИИГАЗ» детально проработали три возможных варианта низкотемпературных технологических схем, отличающихся термобарическими условиями в низкотемпературном сепараторе:

– при давлении в концевом сепараторе, превышающем давление на входе в головной участок магистрального газопровода – 7,7 МПа при номинальном давлении в газопроводе 7,5 МПа), - так называемые технологии «высокого» давления;

– при давлении в сепараторе в диапазоне 5,5–6,3 МПа, т.е. ниже давления на входе в головной участок МГ, - это технологии «среднего» давления;

– при давлении в пределах 3 – 5 МПа - технологии «низкого» давления.

Особенность разработанных технологических схем состоит в том, что технология осушки газа более тесно увязывается с термобарическими режимами эксплуатации головного участка газотранспортной системы и требованием обеспечения однофазного транспорта осушенного газа. При этом не выдвигается каких-либо чрезмерно высоких требований к эффективности турбохолодильной техники и теплообменного оборудования. Данные технологические схемы предназначены главным образом при конденсатном факторе, не превышающем несколько граммов на кубический метр газа. Однако они остаются принципиально работоспособными и при наличии большего количества конденсата в природном газе (скажем, при

конденсатном факторе в диапазоне 3 – 20 г/м³) – в этом случае их можно называть промышленной модификацией технологии НТС при относительно низком пластовом давлении с ДКС в «голове» технологического процесса практически с начала эксплуатации месторождения.

Как уже отмечалось выше в системах добычи, сбора и промышленной подготовки газа появление техногенных газовых гидратов является достаточно типичным технологическим осложнением. Особенно это характерно для условий северных газовых и газоконденсатных месторождений.

По существу предотвращение гидратообразования является одним из элементов подготовки газа к транспорту. При этом, чем ниже температура реализации технологических процессов добычи, сбора и промышленной подготовки газа, тем выше вероятность образования гидратов и тем больше ингибиторов, а именно метанола, требуется для предотвращения процесса выпадения гидратов.

С точки зрения гидратообразования, рассмотренные выше технологии подготовки газа к транспорту не равнозначны. При прочих равных условиях детандерные технологии обеспечивают подготовку газа при температурах более низких по сравнению с другими рассмотренными выше технологиями. Поэтому для реализации и поддержания процесса подготовки газа по детандерной технологии требуются более высокие расходы метанола.

В зависимости от используемой технологии подготовки природного газа к транспорту, а также от состава добываемого природного газа, расходные показатели потребления метанола в качестве ингибитора гидратообразования также отличаются.

Исходя из опыта эксплуатации различных установок подготовки газа, можно принять следующие расходные показатели потребления метанола:

– сеноманский газ – адсорбционная или абсорбционная осушка, средние удельные показатели потребления метанола составляют 30-50 г/1000 м³ обрабатываемого газа;

– сеноманский газ – низкотемпературная сепарация с детандер-компрессорным агрегатом «среднего давления», средние удельные показатели потребления метанола составляют 400-1200 г/1000 м³ обрабатываемого газа;

– валанжинский газ - низкотемпературная сепарация, средние удельные показатели потребления метанола составляют 1500-1800 г/1000 м³ обрабатываемого газа;

– валанжинский газ - низкотемпературная сепарация с турбодетандерным агрегатом при температуре минус 70 °С, средние удельные показатели потребления метанола составляют 2000-2500 г/1000 м³ обрабатываемого газа.

**Прогноз потребления метанола в газовой промышленности
Российской Федерации и в Западной Сибири
(Надым-Пур-Тазовский регион и п-ов Ямал) на перспективу до 2030 г.**

На рисунке 2 представлена структура потребления метанола в России в 2005 г.

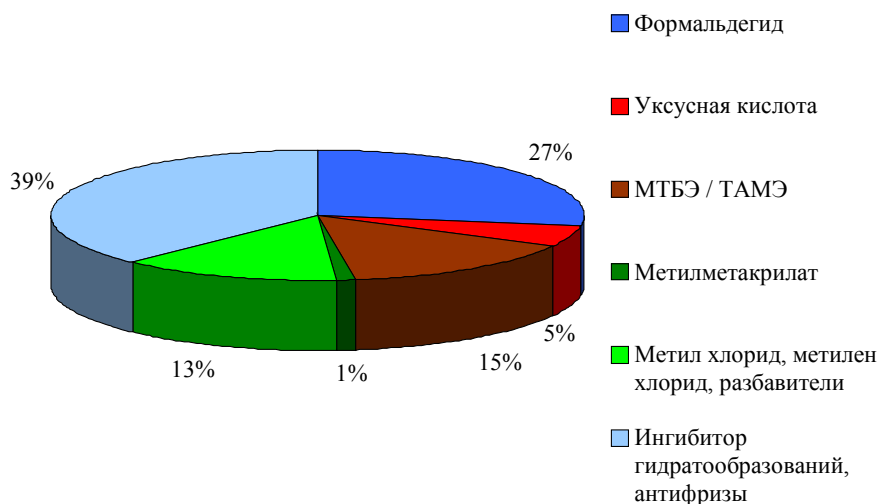


Рисунок 2. Структура потребления метанола в России в 2005 г.
(по данным СМАИ)

Из рисунка 2 видно, что крупнейшим потребителем метанола в Российской Федерации является газодобывающая отрасль. В связи с тем, что основная часть российского природного газа добывается в районах Крайнего Севера (90 % добычи даёт Ямало-Ненецкий автономный округ), при подготовке газа для

закачки в трубопроводы при низкой температуре неизбежно возникает задача предотвращения образования газогидратов. Метанол является самым распространённым ингибитором гидратообразования, так как обладает лучшим соотношением цена – технологическая эффективность.

Прогноз объемов потребления метанола в газовой промышленности России на период до 2030 г. был подготовлен на основе:

1. данных по прогнозным объемам и составам углеводородного сырья газодобывающих предприятий России;

2. средних годовых удельных показателей потребления метанола по месторождениям, принятых на основе анализа динамики потребления метанола газодобывающими предприятиями России и данных по прогнозным объемам потребления метанола и схемам подготовки углеводородного сырья к транспорту, предоставленных газодобывающими предприятиями России.

В таблице 1 представлен прогноз объемов потребления метанола в газовой промышленности Российской Федерации на период до 2030 г.

Из таблицы 1 видно, что объем потребления метанола в газовой промышленности России к 2030 г. составит более **1 млн. тонн в год**.

Рост потребления метанола связан прежде всего с разработкой валанжинских и ачимовских залежей, газ с которых характеризуется более высоким конденсатным фактором, нежели сеноманский сухой газ, а, следовательно, применением схемы промысловой подготовки конденсатсодержащих газов данных месторождений, которая будет проводиться методом низкотемпературной сепарации (НТС) на температурном уровне минус 25-30 °С или методом НТС на температурном уровне -70 °С. Значительный рост потребления метанола будет вызван также началом освоения месторождений по ва Ямал, Обской и Тазовской губ, где для подготовки газа к транспорту принята схема НТС на температурном уровне -70 °С.

Таблица 1

Прогноз объемов потребления метанола в газовой промышленности
Российской Федерации на период до 2030 г.

Предприятия	2006	2010	2015	2020	2025	2030
1	2	3	4	5	6	7
Добыча газа, всего РФ, млрд. м ³	629	689	735	778	792	804
Потребление метанола, всего РФ, тыс. т	263	355	538	751	922	1050

Выводы

Рассмотрев методы борьбы с гидратообразованием в системах добычи, подготовки и транспортировки природного газа можно сделать вывод о том, что основным методом предупреждения гидратообразования и гидратоотложения является использование ингибиторов гидратообразования, а именно метанола.

В настоящее время в отечественной промысловой практике на северных месторождениях в качестве ингибитора гидратообразования используется исключительно метанол. Он используется также на Оренбургском и Астраханском ГКМ. Однако у метанола, несмотря на все плюсы его использования, остаются серьезные недостатки, связанные с высокими эксплуатационными затратами по применению, недостаточной проработанностью технологий утилизации отработанных растворов низких концентраций (высокой стоимостью принципиально известных решений), ядовитостью и пожароопасностью.

Высокая токсичность метанола и его пожароопасность обуславливают необходимость строгого соблюдения требований техники безопасности, что практически сводит к минимуму возможность отравлений метанолом подготовленного технического персонала. Тем не менее, всегда существует вероятность аварии на любом этапе применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования на том или ином объекте газовой промышленности, и, в результате, разливы метанола, загрязнение окружающей среды и отравление персонала.

Удельные расходные показатели потребления метанола в качестве ингибитора гидратообразования непосредственно зависят от состава добываемого природного газа, а также от технологии подготовки природного газа к транспорту.

Объем потребления метанола в газовой промышленности России к 2030 г. составит более **1 млн. тонн в год.**

Литература

1. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 473 с.: ил. – ISBN 5-247-03818-5.

2. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра, 1992, 235 с.

3. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промысловой обработки газа и нефти. – М.: ВНИИЭгазпром, 1990, 214 с.

4. Природные и техногенные газовые гидраты: Сборник научных трудов/Под редакцией А.И. Гриценко, В.А. Истомина. – М.: ВНИИГАЗ, 1990, 210 с.

5. Истомин В.А., Якушев В.С., Карпюк В.В. Аналитический библиографический указатель литературы по газовым гидратам (1983-1987 гг.). – М.: ВНИИГАЗ, 1988, 246 с.

6. Дегтярев Б.В., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. – М.: Недра, 1976, 197 с.

7. Бухгалтер Э.Б. Предупреждение и ликвидация гидратообразования при подготовке и транспорте нефтяного и природного газов. – Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982, выпуск 10 (34), 41 с.

8. Хорошилов В.А., Малышев А.Г. Предупреждение и ликвидация гидратных отложений при добыче нефти. – Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986, выпуск 15(122), 55 с.

9. Фазлутдинов А.Р. Исследование причин образования гидратов газлифтных скважин в интервалах многолетнемерзлых пород и разработка

способов борьбы с ними. Автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1988, 22 с.

10. Девликамов В.В., Кабиров М.М., Фазлутдинов А.Р. Борьба с гидратами при эксплуатации газлифтных скважин: Учебное пособие. – Уфа: УфНИИ, 1984, 80 с.

11. Макогон Ю.Ф., Малышев А.Г., Седых А.Д., Унароков К.Л., Топчев Ю.И. Временная инструкция по предупреждению и ликвидации гидратов в системах добычи и транспорта газа. – М.: ВНИИГАЗ, 1983, 132 с.

12. Коротаев Ю.П., Кулиев А.М., Мусаев Р.М. Борьба с гидратами при транспорте природных газов. – М.: Недра, 1973, 136 с.

13. Калтелин Н.Д., Малышев А.Г. Инструкция по промышленному применению технологии предупреждения образования гидратных пробок в газовых скважинах на предприятиях Главтюменнефтегаза. РД-39-5-768-82. – Тюмень, СибНИИИП: 1982, 19 с.

14. Временное методическое руководство по предупреждению и ликвидации гидратных пробок в нефтяных скважинах. – Тюмень: СибНИИИП, 1984.

15. Малышев А.Г., Хорошилов В.А. Особенности пробкообразования в фонтанных скважинах Северо-Варьеганского месторождения. В сб.: Нефтепромысловое дело, сер. Экспресс-информация. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986, выпуск 1, с. 8.

16. Временная инструкция по приготовлению и использованию хлористого кальция в качестве ингибитора гидратообразования. – М.: ВНИИГАЗ, 1968, 22 с.

17. Дегтярев Б.В., Лутошкин Г.С., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера. – М.: Недра, 1969, 119 с.

18. Жданова Н.В., Халиф А.Л. Осушка углеводородных газов. – М.: Химия, 1984, 192 с.

19. Алиев А.Г., Исхаков Р.Н. Особенности промысловой подготовки газа и конденсата на Карачаганакском НГКМ и пути их решения. – М.: ВНИИЭгазпром, 1988, 27 с.

20. Сборник документов по безопасности работы с метанолом на объектах министерства газовой промышленности. Под редакцией заместителя начальника

Управления охраны труда, военизированных частей и охраны предприятий Министерства газовой промышленности Яновича А.Н., 1987 г.

21. Инструкция о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности. 1975 г.

22. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. – М.: Недра, 1986, 261 с.

23. Чуракаев А.М. Газоперерабатывающие заводы и установки. – М.: Недра, 1994, 333 с.

24. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. – Л.: Недра, 1980, 161 с.

25. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. – М.: Недра, 1980, 293 с.

26. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. Переработка нефтяных и природных газов. – М.: Химия, 1981, 472 с.