

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
БУХАРСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**

Факультет: «Технология нефтегазохимической промышленности»

Кафедра: «Технология нефтегазохимической промышленности»

Специальность: 5321400 – «ТНГХП»

Допускается к защите

Декан факультета «ТНГХП»
доцент Атауллаев Ш.Н. _____

Заведующий кафедрой «ТНГХП»
доцент Бозоров Г. Р. _____

Регистрационный номер № _____
«___» _____ 2018 год

«___» _____ 2018 год

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ
ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

на тему: **«Определение условий гидратообразования при
транспортировке природного газа и расчёт ингибиторов для
предотвращения загидрачивания»**

Выпускница:

студентка группы 5 – 14 ТНГХП
Протасова Людмила

Руководитель:

доцент Авлиякулов Н. Н.

День защиты _____

Протокол КГА _____

Оценка КГА _____

Секретарь КГА _____

БУХАРА – 2018 год

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
БУХАРСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**

Кафедра: «Технология нефтегазохимической промышленности»

Выпускная квалификационная дипломная работа

Студентки группы 5 – 14 ТНГХП Протасовой Л. Е.

Тема: «Определение условий гидратообразования при транспортировке природного газа и расчёт ингибиторов для предотвращения загибачивания»

Введение

1. Техническая часть

- 1.1. Гидраты в природном газе
- 1.2. Условия образования гидратов
- 1.3. Типы гидратов и гидратообразующие вещества
- 1.4. Контрольно–измерительные приборы контроля параметров рабочей среды магистральных газопроводов

2. Технологическая часть

- 2.1. Определение физических свойств гидратов
- 2.2. Методы предупреждения и борьбы с гидратами в магистральном газопроводе
- 2.3. Технологические показатели ингибиторов применяемых в газопроводах
- 2.4. Лабораторная установка для определения условий гидратообразования

3. Расчётная часть

- 3.1. Теоретические основы расчёта гидратообразования в газопроводе
- 3.2. Анализ методик расчётов обнаружения и ликвидации гидратообразования в магистральном газопроводе
- 3.3. Расчёт количества ингибитора при движении газа по газопроводу для предотвращения загибачивания

4. Безопасность жизнедеятельности

- 4.1. Основные положения техники безопасности при работе с ингибиторами гидратообразования
- 4.2. Вредные и опасные производственные факторы возникающие при транспортировке природного газа
- 4.3. Экологическая безопасность при эксплуатации магистральных газопроводов

5. Графическая часть

- 5.1. Технологическая схема двухступенчатой установки осушки газа
- 5.2. Принципиальная схема лабораторной установки визуального наблюдения для изучения процессов гидратообразования
- 5.3. Устройство предотвращения гидратообразования
- 5.4. Внутреннее гидратообразование в газопроводе
- 5.5. Методика расчёта ингибиторов для предотвращения загибачивания

Декан факультета «ТНГХП»:

Заведующий кафедрой «ТНГХП»:

Руководитель:

Выпускница:

_____ доц. Атауллаев Ш. Н.

_____ доц. Бозоров Г. Р.

_____ доц. Авлиякулов Н. Н.

_____ Протасова Л. Е.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение3

1. Техническая часть7

- 1.1. Гидраты в природном газе8
- 1.2. Условия образования гидратов11
- 1.3. Типы гидратов и гидратообразующие вещества16
- 1.4. Контрольно–измерительные приборы контроля параметров рабочей среды магистральных газопроводов22

2. Технологическая часть26

- 2.1. Определение физических свойств гидратов27
- 2.2. Методы предупреждения и борьбы с гидратами в магистральном газопроводе 32
- 2.3. Технологические показатели ингибиторов применяемых в газопроводах42
- 2.4. Лабораторная установка для определения условий гидратообразования 46

3. Расчётная часть50

- 3.1. Теоретические основы расчёта гидратообразования в газопроводе51
- 3.2. Анализ методик расчётов обнаружения и ликвидации гидратообразования в магистральном газопроводе56
- 3.3. Расчёт количества ингибитора при движении газа по газопроводу для предотвращения загидрачивания69

4. Безопасность жизнедеятельности73

- 4.1. Основные положения техники безопасности при работе с ингибиторами гидратообразования74
- 4.2. Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при транспортировке природного газа79
- 4.3. Экологическая безопасность при эксплуатации магистральных газопроводов85

Заключение91

Список использованной литературы94

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата		Лист
					5321400 – «ТНГХП»	
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

Введение

Актуальность работы. Правительством Республики Узбекистан осуществляется интенсивная работа по развитию нефтегазовой промышленности на базе применения в производстве высокоэффективного оборудования, новых материалов, современных технологий, замены устаревшей техники, реализации крупных проектов с зарубежными компаниями. Стратегическая задача — обеспечение надёжной и безопасной транспортировки и поставки газа потребителям.

Президент утвердил Стратегию действий по пяти приоритетным направлениям развития Узбекистана в 2017—2021 годах. Приоритетными направлениями развития и либерализации экономики является дальнейшее укрепление макроэкономической стабильности и сохранение высоких темпов роста экономики:

– обеспечение устойчиво высоких темпов роста валового внутреннего продукта за счет сохранения макроэкономической сбалансированности, углубления структурных и институциональных преобразований на основе реализации принятых среднесрочных программ;

– обеспечение сбалансированности государственного бюджета на всех уровнях с сохранением социальной направленности расходов, совершенствование межбюджетных отношений, направленные на укрепление доходной части местных бюджетов;

– дальнейшее совершенствование денежно–кредитной политики путем применения инструментов в соответствии с передовым международным опытом, а также поэтапное внедрение современных рыночных механизмов валютного регулирования, обеспечение стабильности национальной валюты;

– продолжение курса на снижение налогового бремени и упрощения системы налогообложения, совершенствование налогового администрирования и

					5321400 – «ТНГХП»			
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Выполнила:	Протасова Л. Е.					Литер	Лист	Листов
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.							
Утвердил:	Бозоров Г. Р.				Бух.ИТИ гр. 5–14 ТНГХП			

расширение мер соответствующего стимулирования;

– углубление реформирования и повышение устойчивости банковской системы, уровня капитализации и депозитной базы банков, укрепление их финансовой устойчивости и надежности, дальнейшее расширение кредитования перспективных инвестиционных проектов, а также субъектов малого бизнеса и частного предпринимательства;

– расширение объёмов страховых, лизинговых и иных видов финансовых услуг за счёт внедрения их новых видов и повышения качества, а также развитие фондового рынка как альтернативного источника привлечения капиталов и размещения свободных ресурсов предприятий, финансовых институтов и населения;

– дальнейшее развитие международного экономического сотрудничества, в том числе путём расширения связей с ведущими международными и зарубежными финансовыми институтами, продолжение проведения взвешенной политики внешних заимствований, эффективное использование привлеченных иностранных инвестиций и кредитов;

– ускоренное развитие индустрии туризма, повышение её роли и вклада в экономику, диверсификация и улучшение качества туристских услуг, расширение туристской инфраструктуры;

– либерализация и упрощение экспортной деятельности, диверсификация структуры и географии экспорта, расширение и мобилизация экспортного потенциала отраслей экономики и территорий;

– дальнейшее развитие дорожно–транспортной инфраструктуры, внедрение информационно–коммуникационных технологий в экономику, социальную сферу, системы управления.

Одним из основных приоритетных направлений развития и либерализации экономики Республики является газовая промышленность – обеспечивающая нужды народного хозяйства газовой продукцией, в связи, с чем этой отрасли уделяется большое внимание.

Нефтегазовая индустрия является флагманом промышленности и ведущей

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

отраслью экономики, играет важную роль в социально–экономическом развитии страны. Согласно экспертным оценкам, в Узбекистане сосредоточена треть всех минерально–сырьевых запасов Центральной Азии. Природный газ Узбекистана поставляется местным потребителям, экспортируется за пределы страны, обеспечивается его транзит из сопредельных государств.

Природный газ является сырьём, потребители которого, как правило, находятся на значительных расстояниях от районов добычи, поэтому газ транспортируют по магистральным газопроводам. В целях поставленной задачи обеспечение надёжной работы магистрального газопровода является приоритетным. Надёжная работа магистрального газопровода напрямую зависит от качества транспортируемого газа. В силу неоднородности и разрозненности месторождений проблема контроля качества газа является основным критерием надёжности, особенно по такому параметру как влагосодержание газа. Это связано с тем, что при течении влажного газа в трубопроводе происходит образование газовых гидратов, которое приводит к значительному увеличению гидравлического сопротивления и снижению пропускной способности трубопроводов вплоть до их полного закупоривания, что, в свою очередь, способствует возникновению аварийных и опасных ситуаций, а также к нарушению работы оборудования.

Для образования газовых гидратов необходимо одновременное выполнение трёх условий: наличие влаги в газе, низкая температура и высокое давление газа. Все эти условия выполняются на магистральном газопроводе. При определённых термобарических условиях влага, которая находится в газе из газообразного состояния может переходить в состояние гидрата, минуя фазу конденсации в жидкость.

Цель и задачи. Основной целью данной работы является определение условий образования гидратов природных газов транспортируемых по магистральным газопроводам и методы предотвращения гидратообразования.

Поставленная цель достигалась решением следующих задач:

- Изучение гидратов в природном газе;

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

- Определений условий образования гидратов;
- Изучение типов гидратов и гидратообразующих веществ;
- Необходимостью контроля над параметрами рабочей среды природного газа транспортируемого по магистральным газопроводам;
- Определение физических свойств гидратов;
- Исследованием методов предупреждения и борьбы с гидратами;
- Оценкой показатели ингибиторов применяемых в газопроводах;
- Определение равновесных параметров гидратообразования в лабораторной установки визуального наблюдения;

Структура и объём работы. Выпускная квалифицированная дипломная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения. Список использованной литературы содержит 26 наименований. Работа изложена на страницах компьютерного текста, в т.ч. 22 рисунков и 16 таблиц.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

1. Техническая часть

					5321400 – «ТНГХП»			
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Выполнила		Протасова Л. Е.				Литер	Лист	Листов
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.						
Утвердил:		Бозоров Г. Р.				Бух.ИТИ гр. 5–14 ТНГХП		

1.1. Гидраты в природном газе

В самом широком смысле гидратами называют химические соединения, в состав которых входит вода. Так, например, существует класс неорганических соединений, называемых «твёрдыми гидратами». Они представляют собой твёрдые вещества с ионным типом связей, в которых ионы окружены молекулами воды и образуют твёрдое кристаллическое тело. Однако в газовой промышленности под гидратами принято понимать вещества, состоящие из микромолекул и воды.

В нефтегазовой промышленности «гидратами» называют вещества, которые при комнатной температуре обычно находятся в газообразном состоянии. В число таких веществ также входят: метан, этан, двуокись углерода, сероводород и другие. Отсюда возник термин «газовые гидраты», а также одно из широко распространенных заблуждений, связанных с этим видом соединений. Многие ошибочно полагают, что неводные жидкости неспособны к гидратообразованию, однако на самом деле гидраты могут образовываться и другими жидкостями. В качестве примера вещества, которое при комнатных условиях находится в жидком состоянии, но всё же образует гидрат, можно назвать дихлордифторметан (фреон–12).

Вода часто сопутствует природному газу. В газоносных пластах всегда присутствует вода. Поэтому добываемый природный газ всегда насыщен водой. Кроме того, в некоторых случаях из скважин вместе с газом добывается пластовая вода. Вода часто используется также в технологических процессах подготовки природного газа. В процессе очистки природного газа от сероводорода двуокиси углерода (так называемых кислых газов) часто используют водные растворы. Наиболее широко применяется метод очистки (амины) можно рассматривать как производные аммиака, в котором один или несколько атомов водорода замещены на спиртовой радикал или спиртовой и углеводородный. В результате такой обработки получают очищенный газ, насыщенный водой. Вследствие таких тесных связей между водой и природным газом гидраты могут встречаться на всех стадиях добычи и подготовки

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила		Протасова Л. Е.				
Руковод:		Авлиякулов Н.Н.				

природного газа.

Такие необычные свойства воды как: необычно высокая температура кипения, высокая энтальпия испарения, расширение воды при замерзании могут быть объяснены особенностями конфигурации молекулы воды и взаимосвязями, обусловленными ее геометрией.

Молекула воды состоит из одного атома кислорода, связанного с двумя атомами водорода. Связи между атомами кислорода и водорода в молекуле воды являются ковалентными (ковалентная связь – связь, образованная направленными валентными электронными облаками). Ковалентные связи в молекулах образуются за счёт общей электронной пары. Угол между двумя атомами водорода в молекуле воды составляет приблизительно 105 градусов (рис. 1.1.)

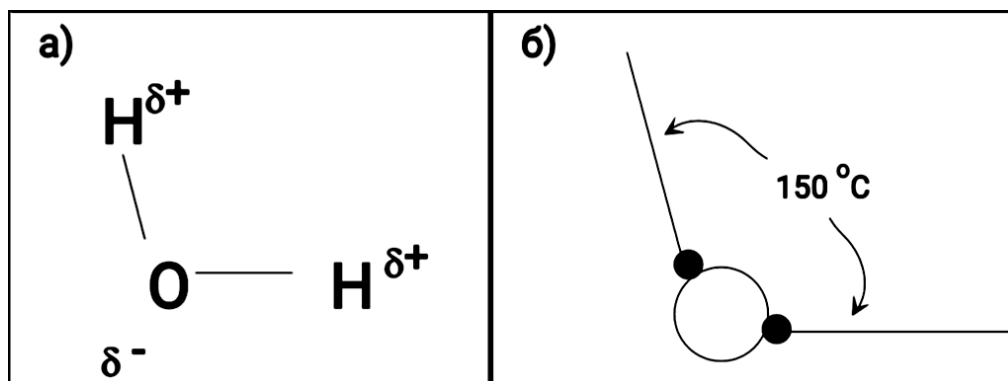


Рис. 1.1. Геометрическое строение молекулы воды:

линейная схема с указанием наведенных зарядов (а), обуславливающих водородную связь; сферическая модель с указанием угла между атомами водорода (б).

На рисунке не видны две пары несвязных электронов, которые располагаются с «тыльной» стороны атома кислорода. Эти электроны сообщают отрицательный заряд атому кислорода и небольшой положительный заряд атомам водорода. На рис. 1.1. (а) показаны наведенные электростатические заряды в молекуле (положительные заряды обозначены δ^+ , а отрицательные – δ^-).

Таким образом, молекулы воды будут стремиться выстроиться упорядоченно, чтобы атомы водорода соединились с атомами кислорода.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

Такая ориентация между атомами водорода и кислорода называется «водородной связью». Водородная связь, в сущности, обусловлена электростатическим притяжением между молекулами. Сила водородных связей составляет всего лишь от 1/10 до 1/20 силы ковалентных связей в молекуле, тем не менее, она достаточна для объяснения описанных выше свойств воды.

Когда молекулы воды выстраиваются упорядоченно, они образуют гексагональную решетку. Угол между сторонами в правильном шестиугольнике составляет 120 градусов, что превышает угол 105 градусов между атомами в молекуле воды. Кажущийся парадокс можно объяснить тем, что гексагональные структуры молекул воды не лежат в одной плоскости. Гексагональная структура молекул воды в кристалле льда показана на рис. 1.2. Кругами на рисунке обозначены молекулы воды, а линиями – водородные связи.

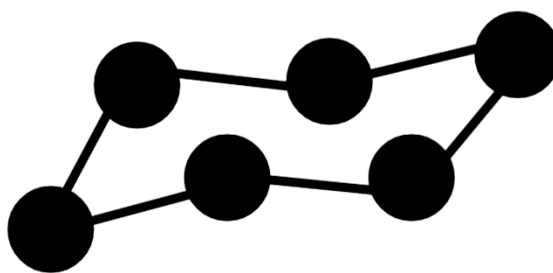


Рис. 1.2. Пространственная гексагональная структура расположения молекул воды в кристалле льда.

Способность воды образовывать гидраты объясняется наличием в ней водородных связей. Водородная связь заставляет молекулы воды выстраиваться в геометрически правильные структуры. В присутствии молекул некоторых веществ эта упорядоченная структура стабилизируется и образуется смесь, выделяемая в виде твёрдого осадка.

Молекулы воды в таких соединениях называются «хозяевами», а молекулы другие веществ, стабилизирующие кристаллическую решетку, – «гостями».

Молекулы – гости называются «гидратообразующие вещества» или «гидратообразователи». Кристаллические решетки гидратов имеют сложное, трёхмерное строение, где молекулы воды образуют каркас, в полостях которого

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

находятся заключенные молекулы гости.

Считается, что стабилизация кристаллической решётки в присутствии молекул – гостей обусловлена ван–дер–ваальсовыми силами, которые возникают из–за межмолекулярного притяжения, не связанного с электростатическим притяжением (ван–дер–ваальсовы силы – силы межмолекулярного взаимодействия с энергией 0,8 – 8,16 кДж/моль. Этим термином первоначально обозначались все такие силы, но сейчас он обычно применяется к силам, возникающим при поляризации молекул и образовании диполей. К ван–дер–ваальсовым силам относятся взаимодействия между диполями постоянными и индуцированными). Как отмечалось выше, водородная связь отличается от ван–дер–ваальсовых сил тем, что она обусловлена сильным электростатическим притяжением, хотя некоторые исследователи относят водородную связь к ван–дер–ваальсовым силам.

Ещё одна интересная особенность газовых гидратов заключается в отсутствии связей между молекулами – гостями и хозяевами. Молекулы – гости могут свободно вращаться внутри решёток, образованных молекулами – хозяевами. Это вращение подтверждено с помощью спектроскопических измерений. Таким образом, данные соединения можно наилучшим образом описать как твёрдые растворы.

1.2 Условия образования гидратов

Для образования гидрата необходимы следующие три условия:

Благоприятные термобарические условия. Образованию гидратов благоприятствует сочетание низкой температуры и высокого давления. В рис. 1.3. указаны значения давления и температуры, при которых происходит образование гидратов из обычных гидратообразующих веществ, присутствующих в природном газе. Термобарические кривые для рассматриваемых гидратообразующих веществ показаны на рис. 1.4.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

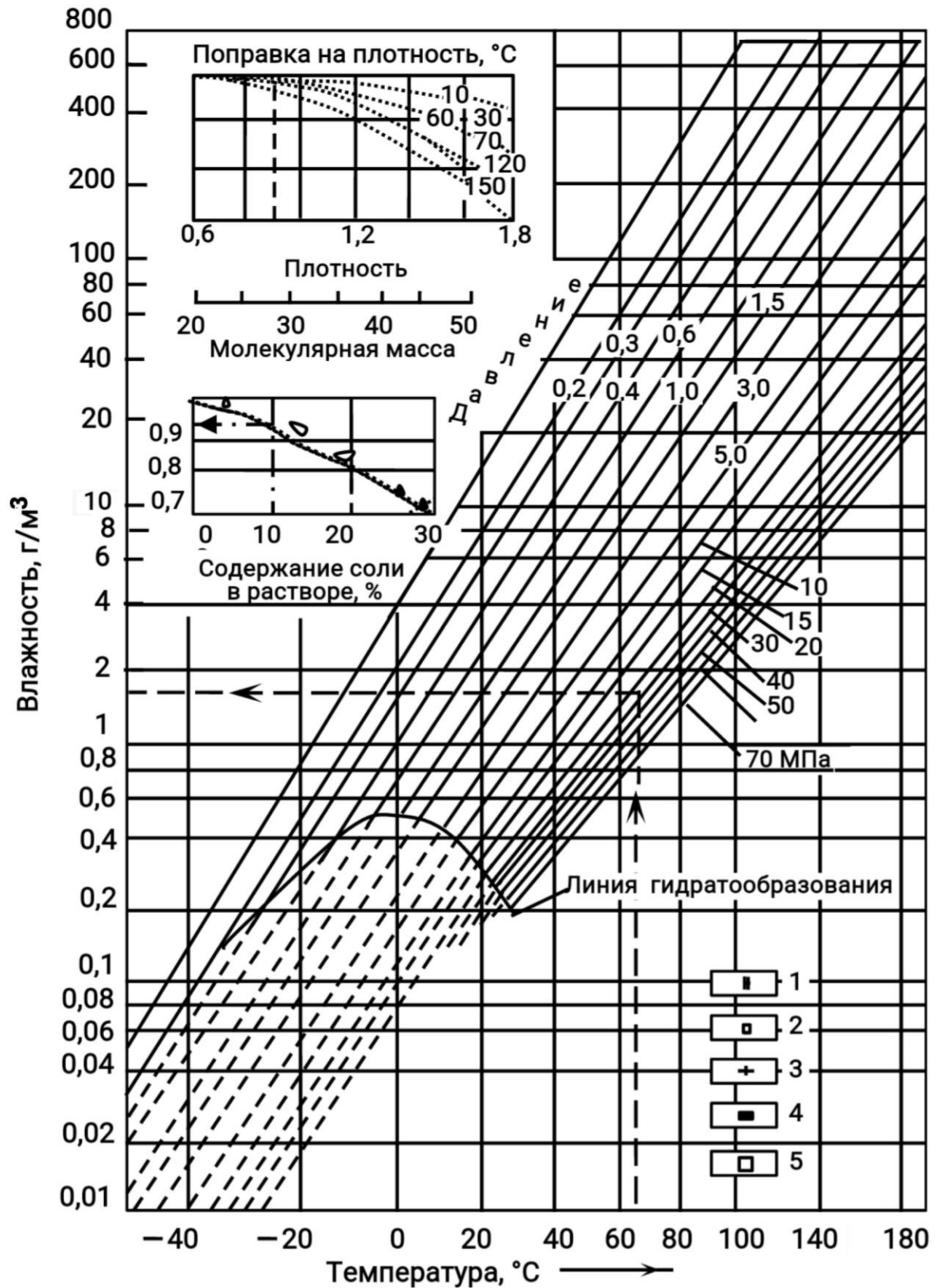


Рис. 1.3. Номограмма равновесного содержания водяного пара в природном газе

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата
Выполнила:	Протасова Л. Е.			
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.			

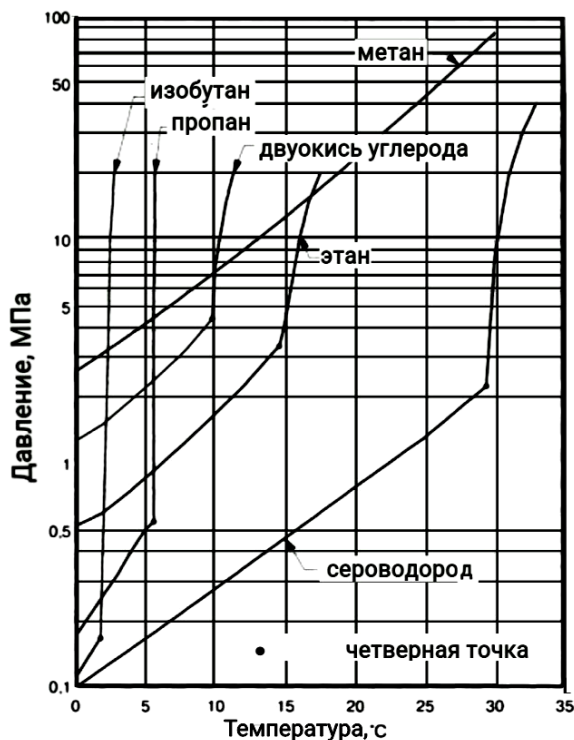


Рис. 1.4. Кривые гидратообразования для некоторых компонентов природного газа.

Во всех случаях линии равновесия у трехфазных систем, включающих две жидкие фазы, имеют сильный наклон. При небольших изменениях температуры наблюдаются очень значительные изменения значений давления. У метана такой картины не наблюдается.

Точные значения температуры и давления гидратообразования зависят от химического состава газа, причем гидраты могут образовываться при температурах выше точки замерзания воды 0 °С.

Для предотвращения гидратообразования достаточно исключить одно из трёх условий, перечисленных выше. Как правило, мы не можем удалить из смеси гидратообразующие вещества. В случае с природным газом именно гидратообразующие вещества и являются полезным продуктом. Поэтому для борьбы с гидратообразованием мы обращаем внимание на два других фактора.

Ускоренному образованию гидратов также способствуют следующие явления:

- **Турбулентность.** *Высокие скорости потока.* Образование гидратов активно протекает на участке с высокими скоростями потока среды. Это делает дроссельную арматуру особенно чувствительной к образованию гидратов. Во-

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

первых, температура природного газа при прохождении через дроссель, как правило, значительно понижается вследствие эффекта Джоуля–Томсона. Во-вторых, в уменьшенном проходном сечении клапана возникает большая скорость потока.

Перемешивание. При перемешивании газа в трубопроводе, технологическом резервуаре, теплообменнике и т. п. интенсивность гидратообразования возрастает.

- **Центры кристаллизации.** Центр кристаллизации представляет собой точку, в которой имеются благоприятные условия для фазового превращения, в данном конкретном случае – образование твердой фазы из жидкой. Центрами кристаллизации для образования гидратов могут быть дефекты трубопроводов, сварные швы, фасонные детали и арматура трубопроводов (например, колена, тройники, клапаны) и т. д. Включения шлама, окалины, грязи и песка также являются хорошими центрами кристаллизации.

- **Свободная вода.** Наличие свободной воды не является обязательным условием для гидратообразования. Это продемонстрировано на фазовой диаграмме давление – состав для системы метан + вода (рис. 1.5.). Например, в равномолярной смеси метана и воды при 10 °С и 10 МПа присутствуют только гидратная и газовая фазы – свободная вода отсутствует.

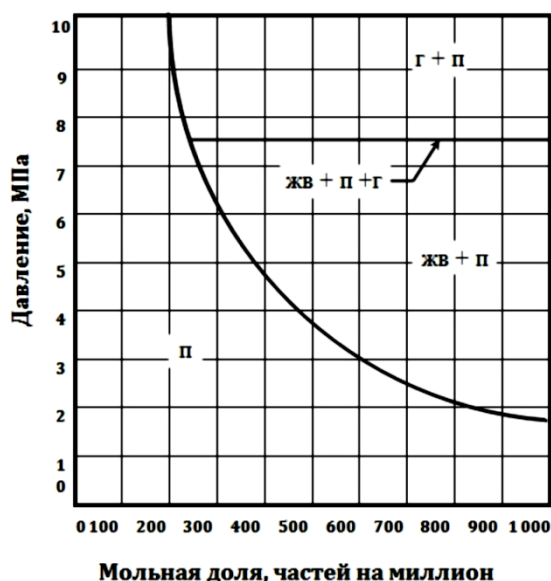


Рис. 1.5. Фазовая диаграмма давление – состав для смеси вода + метан при 10 °С (условные обозначения: Г – гидрат; ЖВ – жидкая вода; П – пар).

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

Ещё одно доказательство, так называемый «аргумент инея». Образование инея происходит без образования жидкой воды. Иней выкристаллизовывается из воздуха и покрывает предметы зимними ночами. При этом водяной пар, находящийся в воздухе, переходит непосредственно в твёрдую фазу, минуя жидкую. Воздушно–водяная смесь представляет собой газ, а в воздухе вода в жидком виде не содержится.

Процесс непосредственно перехода вещества из газообразного в твёрдое называется сублимацией. Так, например, двуокись углерода сублимирует при обычном атмосферном давлении. Твёрдое CO_2 , в просторечии называемое «сухим льдом», переходит из твёрдого состояния сразу в газообразное, минуя жидкую фазу или нафталин. Запах нафталиновых шариков можно чувствовать в воздухе, потому что нафталин превращается из твёрдого вещества непосредственно в газ, который и воспринимается обонянием человека. Фактически все чистые вещества, включая и чистую воду, способны к сублимации при значениях ниже давления в «тройной точке» (тройная точка – три фазы одновременно находятся в состоянии равновесия).

Однако интенсивность гидратообразования в присутствии свободной воды, безусловно, возрастает. Кроме того, поверхность раздела вода – газ является удобным центром кристаллизации для образования гидратов.

Перечисленные выше факторы способствуют усилению гидратообразования, но не являются обязательными условиями. Только три названных ранее условия обязательны для гидратообразования.

Ещё одним важным аспектом гидратообразования является процесс накопления твёрдого вещества. Скопление гидрата необязательно происходит в том же месте, где и его образование. Гидраты могут перемещаться по трубопроводам вместе с потоком среды, особенно жидкой. Как правило, скопление гидратов приводит к возникновению технических проблем. В многофазных трубопроводах скопление гидратов создают пробки, которые могут забивать линии и вызывать повреждение оборудования.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

1.3. Типы гидратов и гидратообразующие вещества

Гидраты классифицируются в зависимости от расположения молекул воды в кристаллической решётке и, соответственно, строения решётки. В нефтегазовой промышленности широко встречаются два типа гидратов. Их называют гидратами I и II типа, а иногда структурами I и II. Существует также третий тип гидратов, который называется тип H (структура H), однако он встречается намного реже.

Краткие сравнительные характеристики гидратов I и II типов приведены в табл. 1.1.

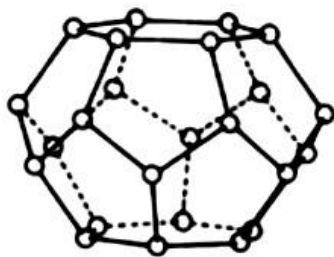
Таблица 1.1.

Сравнительные характеристики гидратов I и II типов

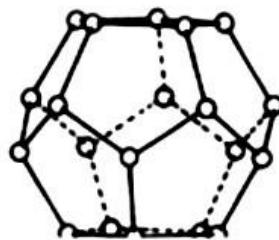
Количество молекул воды в одной ячейке решетки	Тип I	Тип II
		46
Количество полостей в одной ячейке решётки:		
Малых	2	16
Больших	6	8
Теоретическая формула ячейки ·		
при заполнении всех полостей	$X \times 5 \frac{3}{4} \text{H}_2\text{O}$	$X \times 5 \frac{2}{3} \text{H}_2\text{O}$
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1481	0,1500
при заполнении только больших полостей	$X \times 7 \frac{2}{3} \text{H}_2\text{O}$	$X \times 17 \text{H}_2\text{O}$
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1154	0,0556
Диаметр полости, Å		
Малой	7,9	7,8
Большой	8,6	9,5
Объём одной ячейки каркаса, м³	$1,728 \times 10^{-27}$	$5,178 \times 10^{-27}$
Примеры гидратообразующих веществ	CH ₄ , C ₂ H ₆ , H ₂ S, CO ₂	C ₃ H ₈ , изо- C ₄ H ₁₀ , N ₂
· X – молекулы гидратообразующего вещества.		

Типы полиэдрических ячеек, образующих структуру решётки в гидратах I и II типов, показаны на рис. 1.6.

Гидрат I типа

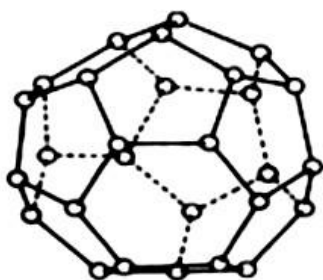


ТЕТРАКАИДЕКАЭДР
14-гранник (большая полость)

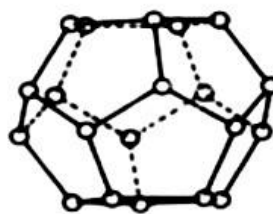


ДОДЕКАЭДР
12-гранник (малая полость)

Гидрат II типа



ГЕКСАИДЕКАЭДР
16-гранник (большая полость)



ДОДЕКАЭДР
12-гранник (малая полость)

Рис. 1.6. Полиэдрические ячейки решетки гидратов I типа и II типа.

Гидраты I типа. Самую простую структуру имеют гидраты I типа. Он образован ячейками с полостями двух видов:

- 1) в форме додекаэдра, т. е. двенадцатигранника, каждая грань которого имеет форму правильного пятиугольника;
- 2) в форме тетракаидекаэдра, т. е. четырнадцатигранника, имеющего 12 пентагональных и две гексагональные грани. Додекаэдрические полости по размеру меньше тетракаидекаэдрических, поэтому первые часто называют малыми полостями, а вторые – большими полостями.

В гидратах I типа каждая ячейка решетки состоит из 46 молекул воды. Одна из причин, в силу которых долгое время не удавалось установить кристаллическую структуру гидратов, заключается в них не стехиометричности (разное количество химических элементов вступает во взаимодействие). Это означает, что для образования стабильного гидрата необязательно, чтобы все

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

полости решетки были заняты молекулами – гостями. Степень заполнения полостей является функцией температуры и давления.

К наиболее распространенным веществам, образующим гидраты I типа, относятся метан, этан, двуокись углерода и сероводород. В гидратах CH_4 , CO_2 и H_2S молекулы – гости могут занимать как малые, так и большие полости. Молекулы этана, в отличие от них, занимают только большие полости.

Гидраты II типа. Структура гидратов II типа сложнее, чем структура гидратов I типа. В гидратах II типа решетка также образована двумя видами ячеек. Структурные ячейки в гидратах II типа имеют форму:

1) додекаэдра – 12–гранника, в котором каждая грань имеет форму равностороннего пятиугольника;

2) гексакайдекаэдра – 16–гранника, имеющего 12 пентагональных граней и четыре гексагональные грани.

Додекаэдрические полости по размеру меньше гексакайдекаэдрических. Ячейка решетки гидрата II типа образована 136 молекулами воды. Среди наиболее распространенных веществ, образующих гидраты II типа, в природном газе присутствуют азот, пропан и изобутан. Любопытно, что молекулы азота в гидратах II типа могут занимать как большие, так и малые полости. Молекулы же пропана и изобутана, напротив, занимают только большие полости.

Размеры молекул – гостей. Зависимость между размером молекулы и типом образующегося гидрата была впервые обнаружена фон Штакельбергом. Он построил графическую схему (рис. 1. 7.) показывающую зависимость типа гидрата от величины молекулы – гостя.

В верхней части диаграммы помещены молекулы малых размеров, а по мере движения вниз по графику размеры молекул увеличиваются. Самые маленькие размеры имеют молекулы водорода и гелия, диаметр которых составляет соответственно 2,7 и 2,3 Å ($1 \text{ Å} = 1 \cdot 10^{-10} \text{ м}$). Считается, что стабилизация кристаллической решетки гидрата обусловлена действием ван-дер-ваальсовых сил между молекулами – гостями и молекулами – хозяевами. Кроме того, ван-дер-ваальсовы силы считаются результатом взаимодействия между электронами в соединении. В молекулах водорода и гелия содержится

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

всего по два электрона, поэтому ван-дер-ваальсовы силы в них слабы. Это одно из объяснений, почему маленькие молекулы этих газов не образуют гидратов. Как видно из схемы молекулы диаметром менее $3,8 \text{ \AA}$ не образуют гидратов.

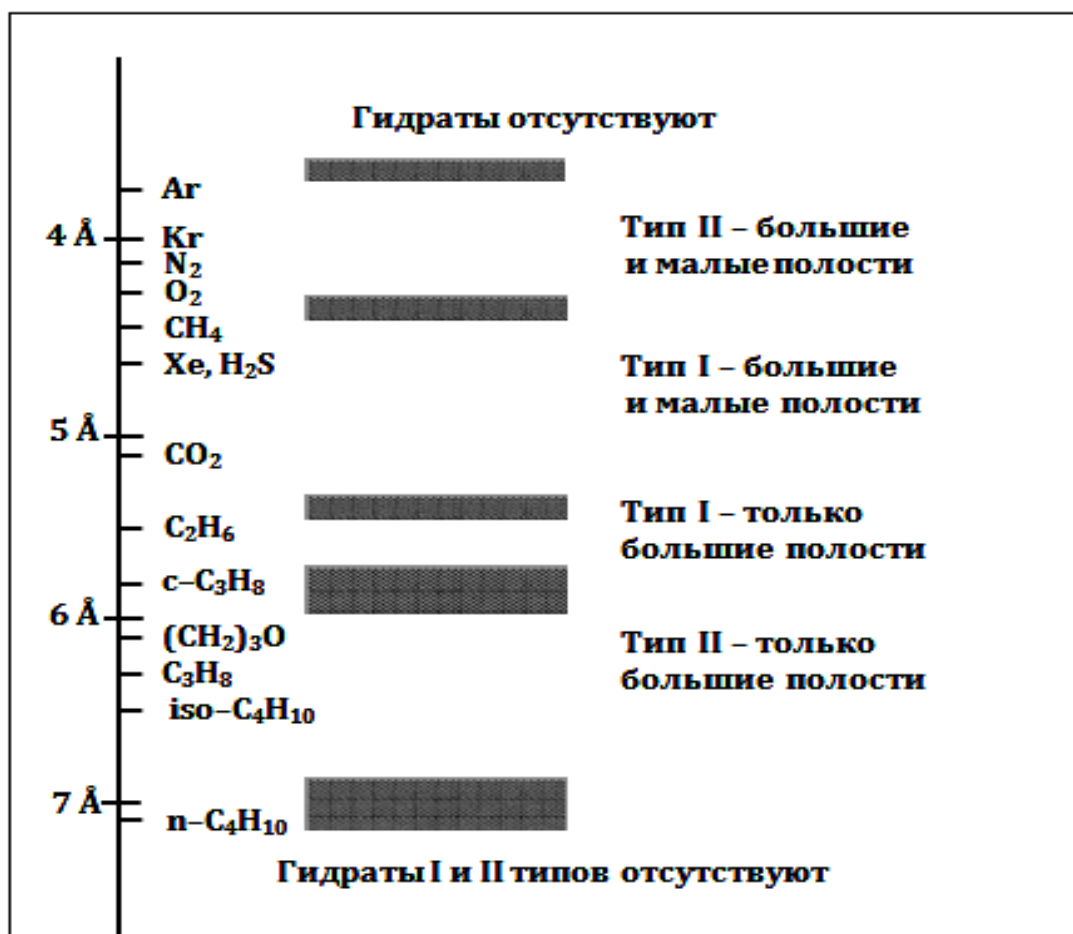


Рис. 1.7. Сравнительная диаграмма размеров:

молекул – гостей, типов гидратов и занимаемых полостей решетки для различных гидратообразователей.

Первые из гидратообразующих веществ: криптон и азот. Они образуют гидраты II типа. Молекулы этих веществ достаточно малы ($3,8 - 4,2 \text{ \AA}$) и могут занимать как малые, так и большие полости решетки.

Ниже по шкале в области $4,4 - 5,4 \text{ \AA}$ входят метан, сероводород и двуокись углерода. Их молекулы достаточно малы и занимают как большие, так и малые полости решетки.

В следующей области $5,6 - 5,8 \text{ \AA}$ располагается этан. Молекулы образуют гидраты I типа, но слишком велики и могут занимать только большие полости.

Следующая группа веществ с ещё более крупными молекулами ($6,0 - 6,9 \text{ \AA}$) представлена пропаном и изобутаном. Молекулы этих веществ образуют

гидраты II типа, но могут занимать только большие полости.

Молекулы размером более 7 Å неспособны образовывать гидраты ни I, ни II типа. Соответственно, молекулы таких веществ, как пентан, гексан и высшие углеводороды парафинового ряда, не являются гидратообразователями.

Н-бутан сам по себе не образует гидрата, однако размеры его молекул таковы, что могут поместиться в больших полостях решетки гидратов II типа. Поэтому в присутствии другого гидратообразователя молекулы н-бутана могут занимать полости решетки носителя. Н-бутан является переходным компонентом. Другие виды углеводородных соединений (такие как этилен, ацетилен, пропилен и пропин) также могут образовывать гидраты при условии, что их молекулы не слишком велики.

Циклопропан может образовывать гидраты как I, так и II типа. Тип образующегося гидрата определяется условиями температуры и давления. Независимо от типа гидрата, молекулы циклопропана в силу своих размеров могут занимать только большие полости решетки. Это тоже переходное соединение между гидратообразователями I и II типа. Другим ограничивающим фактором являются химические свойства потенциального гидратообразующего вещества. Молекулы могут быть достаточно малы и, тем не менее, не участвовать в гидратообразовании. Газы, которые растворяются в воде (такие как хлороводород, аммиак), как правило, не образуют гидратов. Иначе говоря, гидрат не будет образовываться, если молекулы вещества препятствуют существованию водородных связей. Метанол, молекулы которого малы, не образует гидратов, потому что его молекулы связаны между собой водородными связями и, таким образом, нарушают водородные связи воды. Кроме того, метанол хорошо растворим в воде.

Гидраты N типа. Гидраты N типа встречаются значительно реже, чем гидраты I и II типов. Для формирования гидратов этого типа требуются молекулы маленького размера, как, например, молекулы метана, и гидратообразователь типа N. В структуре гидратов типа N имеются полости трёх видов:

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

1) додекаэдрические – 12–гранники, в которых каждая из граней имеет форму правильного пятиугольника;

2) неправильной додекаэдрической формы – с тремя квадратными гранями, шестью пентагональными гранями и тремя гексагональными гранями;

3) неправильной икосаэдрической формы – 20–гранники с 12 пентагональными гранями и восемью гексагональными гранями. Каждая структурная ячейка решетки состоит из трёх додекаэдрических полостей (малых), двух неправильных додекаэдрических полостей (средних) и одной икосаэдрической полости (большой). Элементарная ячейка включает 34 молекулы воды. Поскольку для образования гидрата Н типа необходимы два гидратообразующих вещества, составить его теоретическую формулу достаточно сложно. Но если предположить, что маленькие молекулы Х будут заполнять только две меньшие полости, а большие молекулы Y, как известно, занимают только большие полости, теоретическая формула ячейки будет иметь вид $Y \times 5X \times 34H_2O$. Гидрообразователи Н типа: 2–метилбутан, 2,2–диметилбутан, 2,3–диметилбутан, 2,2,3–триметилбутан, 2,2– диметилпентан, 3,3–диметилпентан, метилциклопентан, этилциклопентан, метилциклогексан, циклогептан и циклооктан. В составе природного газа эти компоненты встречаются редко. Фактически эти вещества обычно не учитываются при анализе химического состава газа.

Азот. На рис. 1. 8 показана кривая гидратообразования для азота.

Для сравнения показана кривая гидратообразования для метана. Для образования гидрата из азота требуется значительно более высокое давление, чем для метана.

Для сравнения показана кривая гидратообразования для метана. Для образования гидрата из азота требуется значительно более высокое давление, чем для метана.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

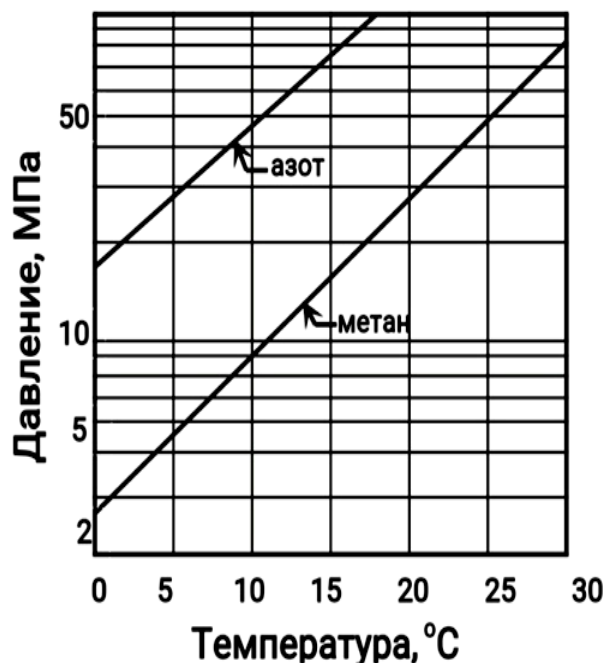


Рис. 1.8. Кривые гидратообразования метана и азота

Смеси. Если газовая смесь состоит из гидратообразующих веществ одного типа, то образующийся гидрат будет такого же типа.

Тип I + тип II. С точки зрения термодинамики будет образовываться такой тип гидрата, при котором свободная энергия системы будет наименьшей. Иными словами, в этой смеси образуется гидрат того типа, который будет термодинамически стабильным. Однако никаких строгих правил здесь нет, и каждый конкретный случай требует отдельного рассмотрения. Например, смесь этана и пропана. Если этана более 80 %, то образуется гидрат I типа, в остальных случаях – гидрат II типа. В смесях метана и пропана почти всегда образуется гидрат II типа. Гидрат I типа образуется только в смесях с очень высоким содержанием метана (более 99 %).

1.4. Контрольно–измерительные приборы контроля параметров рабочей среды магистральных газопроводов

Вследствие того, что природный газ транспортируют на большие расстояния от мест добычи до потребителя по магистральным газопроводам, пересекающим различные климатические зоны, особое значение приобретает вопрос качественной его обработки и осушки до точки росы, исключаящей

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

конденсацию воды из газа. Газ, предназначенный для транспортировки по магистральным газопроводам, должен соответствовать требованиям O'z DSt:948:2016.

Современные магистральные газопровод, представляет собой уникальный комплекс технологических новинок в области средств измерения. Это вызвано необходимостью контроля над параметрами рабочей среды, включая температуру, расход, давление, перепад давления, точку росы по воде или точку росы по углеводородам, для контроля за всеми этими показателями используются разного рода измерительные первичные преобразователи (датчики). Датчики преобразуют физическую величину в электрический сигнал и работают с показывающими, регистрирующими вторичными приборами, регуляторами, системами автоматического управления и контроля.

Если при транспортировании газа падает давление, то повышается равновесная влажёмкость, тем самым делая газ менее насыщенным. При постоянной температуре не произойдет выделения капельной влаги из такого газа.

Если при транспортировке газа понижается его температура, то при постоянном давлении уменьшается равновесная влажёмкость такого газа: газ станет перенасыщенным. В этом случае часть капельной влаги конденсируется и выпадает в трубе.

При определении параметров природного газа используют контрольно–измерительных приборы.

В таблице 1.2. приведен перечень контрольно–измерительных приборов используемых в работе, а также погрешности измерения этих приборов.

Суперфлоу–ПЕТ – для измерений и преобразования входных сигналов давления и температуры газа, выходного импульсного сигнала преобразователя расхода газа и вычисления значений расхода и объёма газа.

Расходомеры с осредняющей напорной трубкой Annubar. Техническое устройство, устанавливаемое в измерительном трубопроводе для создания перепада давления среды путём уменьшения площади сечения трубопровода (сужения потока).

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

Датчики точки росы. Температуру точки росы необходимо контролировать в тех технологических процессах, где к сухости воздуха предъявляются повышенные требования, а образование капельной влаги в воздухе недопустимо. Датчики точки росы обычно устанавливаются после осушителей и осуществляют мониторинг сухости газа. В случае неисправности осушителя, датчик позволяет своевременно обнаружить и устранить поломку прибора. Датчики могут использоваться как с рефрижераторными, так и с адсорбционными осушителями.

Анализатор точки росы HYGROVISION–BL – автоматический конденсационный гигрометр с возможностью ручного визуального измерения, предназначенный для измерения точки росы и температуры конденсации углеводородов, а также для визуального контроля процессов конденсации воды и углеводородов.

Гигрометр имеет два исполнения, которые отличаются только набором принадлежностей и максимальным рабочим давлением (16/30 МПа).

Температуры для термопреобразователей сопротивления взрывозащищенных с выходным токовым сигналом ТСМУ 014, ТСПУ 014: начальная температура газа – ТСМ(П)У 014.53, ТСМ(П)У 014.63; температура окружающей среды – ТСМ(П)У 014.73, ТСМ(П)У 014.83. Диапазоны измерения температуры от минус 25 до +25 °С

Датчики давления Метран–150, АВВ 262 предназначены для измерения давления абсолютного, избыточного, разности давлений, гидростатического давления (уровня) и обеспечивают непрерывное преобразование измеряемой величины в электрический выходной сигнал постоянного тока 4–20 мА или 0–5 мА или/и в выходной цифровой сигнал на базе HART–протокола измеряемых величин.

Портативный лабораторный хроматограф «ХРОМАТЭК–КРИСТАЛЛ 5 000», являются приборами с электронным управлением температурой и газовыми потоками. Управление прибором и периферийными устройствами (автоматическими дозаторами и кранами) осуществляется либо с клавиатуры прибора, либо загрузкой метода системой UniChrom. Приборы поддерживают до

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

4–х аналитических широкодиапазонных сигналов (разрешение сжатого сигнала 20 бит, частота регистрации от 5 до 200 Гц).

Таблица 1.2.

Наименование приборов КИП и погрешности их измерения.

Наименование	Обозначение	Единицы измерения	Название прибора		Погрешность измерения, ±%	
			Штатные	Дополнительные (не штатные)		
Расход газа	Q	нм ³ /сут	Суперфлоу–ИЕТ	—	0,3	
			Annubar	—	0,75	
Точка росы природного газа	T _{т.р.}	°С	Датчики точки росы	Анализатор точки росы HYGROVISION–BL	±2	±0,25
Начальная температура газа	T _{нач}	°С	ТСМ(П)У 014.53, ТСМ(П)У 014.63	—	0,25	
Температура окружающей среды	T _{окр}	°С	ТСМ(П)У 014.73, ТСМ(П)У 014.83	—	0,25	
Давление в начале участка газопровода	p ₁	МПа	Метран–150	—	0,075; 0,1; 0,2; 0,5	
			ABB 262	—	0,5	
Давление в конце участка газопровода	p ₂	МПа	Метран–150	—	0,075; 0,1; 0,2; 0,5	
			ABB 262	—	0,5	
Абсолютная плотность газа	ρ	кг/ м ³	Портативный лабораторный хроматограф «ХРОМАТЭК — КРИСТАЛЛ 5 000»	—	—	

2. Технологическая часть

					5321400 – «ТНГХП»			
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Выполнила		Протасова Л. Е.				Литер	Лист	Листов
Руковод:		Авлиякулов Н.Н.						
Утвердил:		Бозоров Г. Р.				Бух.ИТИ гр. 5–14 ТНГХП		

2.1. Определение физических свойств гидратов

Характеристики физических свойств играют важную роль при проектировании технологических процессов. Это справедливо также и для процессов, в которых участвуют газовые гидраты.

Исследование свойств гидратов осложняется тем, что эти свойства зависят от:

- 1) типа гидрата;
- 2) молекулы – гостя, заполняющей полость решётки;
- 3) степени заполнения полостей (следует помнить, что гидраты нестехиометричны).

Молярная масса. Молярную массу (молекулярный вес) гидрата можно определить, исходя из его кристаллической структуры и степени заполнения полостей. Молярная масса гидрата M вычисляется по формуле (2.1.):

$$M = \frac{N_w M_w + \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^n Y_{ij} v_i M_j}{N_w + \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^n Y_{ij} v_i} \quad (2.1.)$$

где N_w – количество молекул воды в одной ячейке решетки (46 в гидратах I–го типа и 136 в гидратах II–го типа);

M_w – молярная масса воды;

Y_{ij} – парциальная степень заполнения полостей i –го типа молекулами j –го компонента;

v_i – количество полостей i –го типа;

n – число имеющихся типов полостей (в гидратах I и II типа – 2, в гидратах H – 3);

c – число компонентов, присутствующих в ячейке.

Хотя внешне формула выглядит достаточно сложной, в ней просто учитываются все присутствующие в гидрате молекулы, а затем вычисляется среднее значение, которое и является молярной массой. Молярные массы некоторых гидратообразующих веществ указаны в табл. 2.1.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

Молярные массы некоторых гидратов при 0 °С.

Компонент	Тип гидрата	Степень заполнения полостей		Молярная масса, г/моль
		Малых	больших	
Метан	I	0,8723	0,9730	17,74
Этан	I	0,0000	0,9864	19,39
Пропан	II	0,0000	0,9987	19,46
Изобутан	II	0,0000	0,9987	20,24
CO ₂	I	0,7295	0,9813	21,59
H ₂ S	I	0,9075	0,9707	20,87

Неудивительно, что молярные массы всех шести компонентов приблизительно одинаковы (~20 г/моль). Причина этого в том, что гидраты в основном состоят из воды (18,015 г/моль). Молярная масса гидрата является функцией температуры и давления, так как степень заполнения полостей зависит от этих параметров.

Плотность. Плотность гидрата ρ можно рассчитать по формуле (2.2.):

$$\rho = \frac{N_W M_W + \sum_{j=1}^c \sum_{i=1}^n Y_{ij} v_i M_j}{N_A V_{\text{cell}}} \quad (2.2.)$$

где N_A – число Авогадро (число Авогадро, константа Авогадро – физическая константа, численно равная количеству специфицированных структурных единиц (атомов, молекул, ионов, электронов или любых других частиц) в 1 моле вещества) ($6,023 \cdot 10^{23}$ молекул/моль);

V_{cell} – объём одной ячейки (см. в табл. 2.2);

N – число имеющихся типов полостей (в гидратах I и II типа – 2, в гидратах H – 3).

Формулу можно привести к упрощенному виду для одного компонента в гидрате I или II типа (2.3.):

$$\rho = \frac{N_W M_W + (Y_1 v_1 + Y_2 v_2) M_j}{N_A V_{\text{cell}}} \quad (2.3.)$$

Общая масса всех этих молекул, поделенная на объём одной ячейки кристаллической решетки, дает величину плотности гидрата.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

В табл. 2.2. указаны значения плотности гидратов некоторых чистых веществ при 0 °С.

Таблица 2.2.

Плотность некоторых газовых гидратов при 0 °С

Компонент	Тип гидрата	Плотность, г/см ³
Метан	I	0,913
Этан	I	0,967
Пропан	II	0,899
Изобутан	II	0,934
CO ₂	I	1,107
H ₂ S	I	1,046
Лёд	—	0,917
Вода	—	1,000

Можно заметить, что плотность гидратов углеводородов приблизительно равна плотности льда. У гидратов двуокиси углерода и сероводорода плотность значительно больше. Фактически они тяжелее воды.

Энтальпия плавления. Еще одной важной характеристикой является энтальпия плавления (иногда называемая теплотой образования). По этому показателю можно рассчитать количество теплоты, необходимое для разложения. Определяют изменение температуры газа по длине участка гидрата. Значения энтальпии плавления некоторых гидратов указаны в табл. 2.3. Для сравнения там же приводятся данные для льда.

Таблица 2.3.

Энтальпия плавления некоторых газовых гидратов

Компонент	Тип гидрата	Энтальпия плавления, кДж/г	Энтальпия плавления, кДж/моль
Метан	I	3,06	54,2
Этан	I	3,70	71,8
Пропан	II	6,64	129,2
Изобутан	II	6,58	133,2
Лёд	—	0,333	6,01

Указанные значения соответствуют условиям образования гидрата из жидкой воды и молекул – гостей газообразного вещества. Этим объясняется тот

факт, что теплота плавления гидратов значительно превышает теплоту плавления воды. В случае с чистой водой лед превращается в жидкость. При разложении гидрата образуется жидкость и газ, причем газ находится в более высоком энергетическом состоянии.

С другой стороны, значения энтальпии плавления сравнимы с энтальпией сублимации льда. Для воды она составляет 2,83 кДж/г, или 51,0 кДж/моль. По-видимому, этот процесс более схож с образованием гидрата, чем простое плавление льда.

Одним из способов оценки влияния температуры на теплоту плавления является так называемый метод Клайперона. Он заключается в применении в этом уравнении заложено предположение, что молярные объемы жидкости и гидрата в системе ничтожно малы в сравнении с молярным объемом газа.

Теплоёмкость. Экспериментальные данные по теплоёмкости гидратов ограничены (табл. 2.4.).

В узком температурном интервале, допускающем возможность существования гидратов, можно с достаточной уверенностью принимать эти значения постоянными.

Таблица 2.4.

Теплоёмкость некоторых газовых гидратов

Компонент	Тип гидрата	Теплоёмкость, Дж/г× °С	Теплоёмкость, Дж/моль× °С
Метан	I	2,25	40
Этан	I	2,2	43
Пропан	II	2,2	43
Изобутан	II	2,2	45
Лёд	—	2,06	37,1

Теплопроводность. Теплопроводность – это перенос теплоты структурными частицами вещества (молекулами, атомами, электронами) в процессе их теплового движения.

Свойства теплопроводности гидратов исследовались в ограниченных масштабах, однако было установлено, что гидраты обладают значительно меньшей теплопроводностью, чем лед. Теплопроводность льда составляет 2,2

Вт/м·К, тогда как гидраты углеводородов имеют теплопроводность в диапазоне $0,50 \pm 0,01$ Вт/м·К.

Механические свойства. Механические свойства гидратов в целом близки к свойствам льда. При отсутствии дополнительной информации можно с уверенностью принимать механические свойства гидрата равными соответствующим значениям для льда. Не следует считать, что гидраты представляют собой мягкую, податливую массу. Гидратные пробки могут по твердости не уступать льду. Сорвавшаяся гидратная пробка, двигаясь с большой скоростью по трубопроводу, может причинить значительные повреждения.

Объём газа в гидрате. Рассмотрим гидрат метана. При температуре $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ гидрат метана имеет следующие свойства: плотность – 913 кг/м^3 , молярная масса – $17,74\text{ кг/кмоль}$, концентрация метана – $14,1\text{ мол. \%}$, это означает, что в гидрате метана на 859 молекул воды приходится 141 молекула метана.

Используя эти данные, можно определить объём газа, содержащегося в гидрате метана. Исходя из плотности, масса 1 м^3 гидрата составляет 913 кг . Если перевести это в моли, получим $913/17,74=51,45\text{ кмоль}$ гидрата, из которых $7,257\text{ кмоль}$ приходится на метан.

Чтобы рассчитать объём газа при расширении до стандартных условий, можно воспользоваться уравнением состояния идеального газа (2.4.):

$$V = nRN/P = 7,257 \cdot 8,314 \cdot 20 + 273/101,325 = 174,5\text{ м}^3 \quad (2.4.)$$

Таким образом, в 1 м^3 гидрата содержится около 175 м^3 газообразного метана. Для сравнения, в 1 м^3 жидкого метана (при его температуре кипения $161,5\text{ }^{\circ}\text{C}$) заключено $26,33\text{ кмоль}$ газообразного метана, что соответствует 633 м^3 газа в стандартных условиях. Или, как другой пример, в 1 м^3 сжатого метана при 7 МПа (при его температуре кипения $27\text{ }^{\circ}\text{C}$) содержится $3,15\text{ кмоль}$, или $75,7\text{ м}^3$ газообразного метана.

Если посмотреть с другой стороны, для хранения газообразного метана объемом 25 000 м^3 потребуется около 150 м^3 гидрата. Это сравнимо с объемом 40 м^3 сжиженного метана, или 335 м^3 сжатого метана.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

2.2. Методы предупреждения и борьбы с гидратами в магистральном газопроводе

Эффективный и надежный метод предупреждения образования гидратов – осушка газа перед поступлением его в трубопровод. Необходимо, чтобы она проводилась до той точки росы, которая обеспечивала бы нормальный режим транспортирования газа. Как правило, осушку осуществляют до точки росы на 5–6 градусов ниже минимально возможной температуры газа в газопроводе. Выбор точки росы в этом случае – вопрос технико–экономический и должен решаться, исходя из условия обеспечения надежности газоснабжения на всём пути движения газа от месторождения до потребителя.

Осушкой называется процесс удаления влаги из природного газа. Она широко применяется как способ предупреждения гидратообразования. Если в газе не содержится влаги, образование гидрата становится невозможным. Если влага содержится в очень малом количестве, вероятность образования гидрата будет мала.

Существует и другие причины, по которым природный газ подвергают осушке. Удаление водяного пара уменьшает опасность возникновения коррозии в газотранспортных трубопроводах. Кроме того, осушка газа позволяет повысить эффективность эксплуатации трубопроводных систем за счёт уменьшения, или даже полного исключения, накопления жидкости в линейной части газопровода.

Существует несколько способов осушки природного газа. Наиболее широко применяются следующие методы осушки:

- 1) Осушка гликолем (жидким поглотителем);
- 2) Осушка молекулярными ситами (твёрдым адсорбентом);
- 3) Осушка охлаждением.

Общепринято также выражать влагосодержание газа через точку росы, т. е. температуру, при которой начинается конденсация воды. Поэтому в качестве нормы влагосодержания часто устанавливают точку росы воды минус 10 °С; однако этот способ следует применять с осторожностью, поскольку при точке росы ниже 0 °С система находится в метастабильном состоянии. При

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

температурах ниже 0 °С истинной точки росы для жидкой воды не существует, так как при этих температурах стабильной является твёрдая фаза воды – лёд или гидрат.

Осушка гликолем (жидким поглотителем). Абсорбционная осушка газа основана на использовании жидких влагопоглощающих сорбентов. Для осушки газа применяются гликоли, а для извлечения тяжёлых УВ–углеводородные жидкости. Абсорбенты, применяемые для осушки природного газа, должны обладать высокой взаиморастворимостью с водой, простотой и стабильностью при регенирации, относительно низкой вязкостью и упругостью паров при температуре контакта, низкой коррозионной способностью, не значительной растворяющей способностью по отношению к газам и углеводородным жидкостям, а также не образовывать пен или имульсии.

Одним из совершенных методов осушки является абсорбционный процесс в аппаратах противоточного действия, где поглотитель (жидкость) движется сверху вниз, а газ наоборот снизу вверх.

Влага извлекается из газа до тех пор, пока величины парциального давления воды в газе и над раствором осушителя не станут равными. Этот процесс протекает в абсорбере при контакте жидкого осушителя с влажным газом. Контактное взаимодействие фаз внутри колонны может осуществляться ступенчато (в тарельчатых колоннах) или непрерывно (в насадочных колоннах). Практическое применение получили тарельчатые абсорберы. Они имеют меньшие потери напора по сравнению с насадочными колоннами.

Получаемое снижение точки росы в основном зависит от концентрации абсорбента, температуры и времени контакта. Концентрация абсорбента определяет максимальную глубину осушки.

Наиболее совершенными схемами абсорбционной осушкой газа являются одно– и двухступенчатые схемы. По одноступенчатой схеме газ осушается в одном абсорбере, по двухступенчатой схеме – в два этапа. На первой ступени происходит грубая осушка газа раствором со сравнительно низким содержанием гликоля. Окончательная осушка газа проводится раствором более высокой концентрации.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

раствора поглощённых углеводов, затем его направляют в первичную колонну 6, где ТЭГ регенерируется до концентрации 96%. Температура низа колонны поддерживается на уровне 204 °С. Одну часть раствора ТЭГ X, отводимого через кипятильник 5 из нижней части колонны 6, подают в нижнюю часть абсорбера 1, а другую во вторичную колонну 7, где концентрируется раствор с помощью отдувочного газа IX. Окончательно регенерированный раствор IV с содержанием ТЭГ 99,9 5% из нижней части второй колонны 7 направляют в верхнюю часть второй секции абсорбера I.

Осушенный газ поступает в контактную секцию, где основная масса ТЭГ уносимая осушенным газом, улавливается промывкой пентаном.

Осушка молекулярными ситами (твёрдым адсорбентом). Сущность адсорбции состоит в концентрировании вещества на поверхности или в объёме микропор твёрдого тела. Эффективные радиусы микропор составляют 5–10 мкм. Таким образом, в этих капиллярных порах, размеры которых соизмеримы с размерами молекул адсорбируемого вещества, под влиянием сил межмолекулярного взаимодействия происходит концентрация вещества.

Промышленные адсорбенты, применяемые для обработки природных газов, должны обладать достаточно высокой активностью; обратимостью адсорбции и простотой регенерации; малым сопротивлением потоку газа; высокой механической прочностью, предотвращающей дробление и расширение поглотителя; химической инертностью; небольшими объёмными изменениями в зависимости от температуры и степени насыщения избирательностью по целевым компонентам, стабильностью адсорбционных свойств при длительной эксплуатации.

Десорбция основана на том, что при повышении температуры увеличивается энергия адсорбированных молекул, и они могут освободиться от адсорбента. Наиболее благоприятны для этого температуры 200÷3 000 °С.

Адсорбционная установка имеет два или более адсорберов. Адсорбция и десорбция осуществляются непосредственно в одном и том же аппарате. В момент насыщения адсорбента влагой в одном из адсорбентов в другом

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

происходят десорбция и охлаждение. Процесс протекает последовательно по мере насыщения влагой адсорбента в колонне. Продолжительность цикла насыщения, регенерации и охлаждения адсорбента определяется временем, необходимым для его регенерации. Обычно цикл насыщения длится 10–20 часов, а цикл регенерации 4–8 часов. Цикл охлаждения применяется только в тех случаях, если адсорбент не успевает охладиться самим газом, поступающим на сушку.

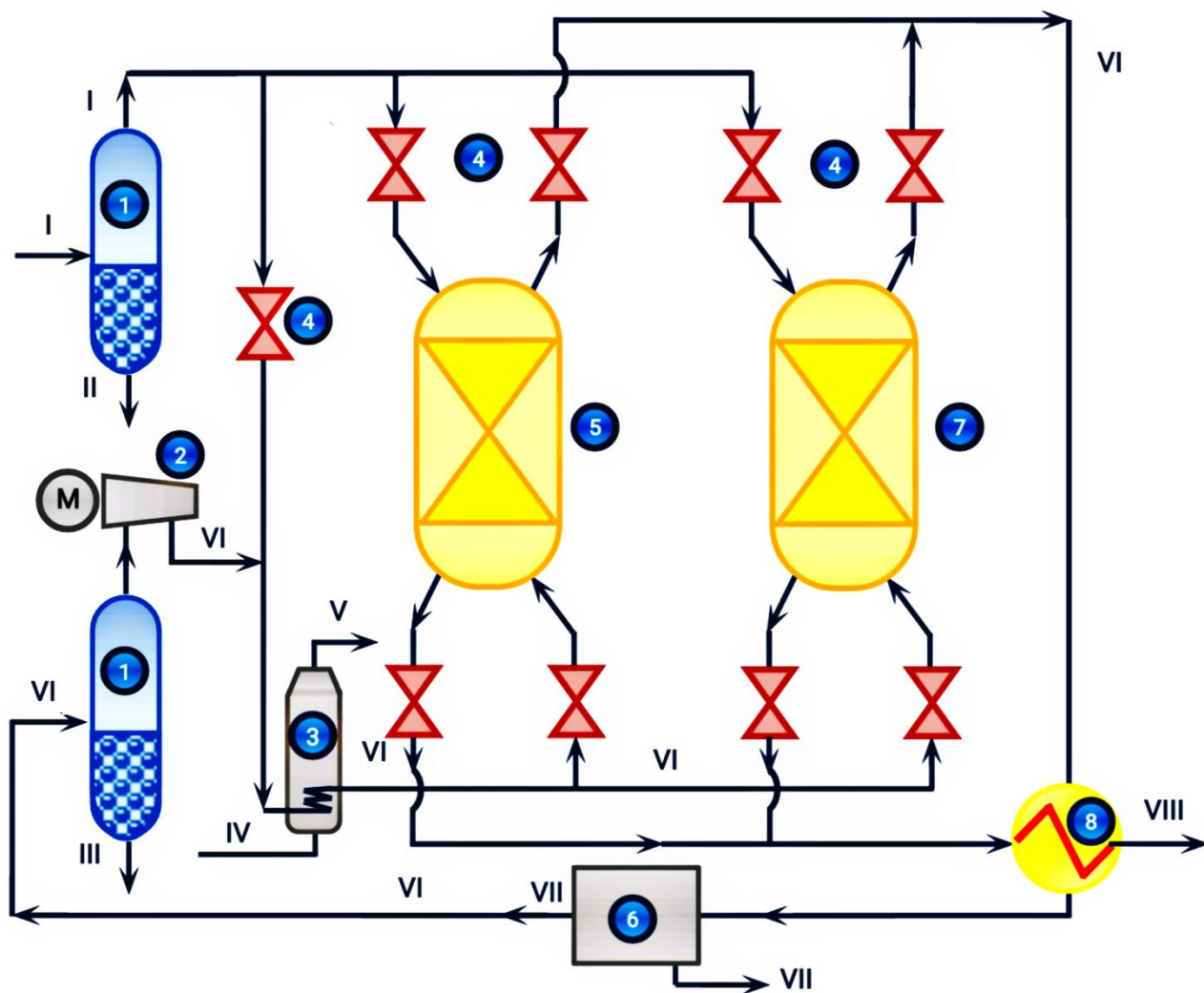


Рис. 2.2. Технологическая схема адсорбционной установки осушки газа:

*1 – сепаратор; 2 – компрессор; 3 – печь; 4 – вентиль; 5, 7 – адсорберы;
6 – холодильник; 8 – теплообменник.*

*Потоки: I – исходный газ; II – углеводороды и вода; III – вода;
IV – топливный газ; V – дымовые газы; VI – рециркулирующий десорбирующий газ; VII – вода; VIII – осушенный газ.*

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

Полный цикл работы одного аппарата состоит из следующих четырех периодов: адсорбция, нагрев адсорбента, десорбция и охлаждение адсорбента.

Описание технологического процесса

На рис 2.2. дана принципиальная схема адсорбционной установки осушки газа. Сырой газ I после сепаратора 1 подаётся в адсорберы 5 или 7. Адсорберы работают попеременно в режимах адсорбции и десорбции, с автоматическим переключением газовых потоков по мере насыщения адсорбента. После насыщения адсорбента в аппарате 5 (контроль ведется по точке росы газа на выходе) его переключают на подачу горячего десорбирующего газа VI из печи 3. В качестве десорбирующего газа используют исходный углеводородный газ, который циркулирует в контуре циркуляции с помощью компрессора 2. Десорбция влаги идет за счёт высокой температуры газа. Циркулирующий газ VI охлаждается сначала в теплообменнике 8 сухим газом VIII, а затем в холодильнике 6, а вода III отделяется в сепараторе 1.

Осушка охлаждением. Сущность процесса НТС состоит в однократной конденсации углеводородов при понижении температуры газа до -30°C за счёт дросселирования. Извлечение углеводородов из газа процессом НТС в значительной мере определяется составом исходного газа (например, средней молярной температурой кипения). Так, при температуре сепарации газа минус 40°C и молярной температуре кипения газа минус 100°C степень извлечения *n*-пентана составляет 99 %, а при молярной температуре кипения газа минус 156°C только 70 %. Из этого следует, что для поддержания нужного уровня извлечения жидких углеводородов из все более облегчающегося по составу газа (по мере выработки месторождения) нужно понижать температуру сепарации. Сделать это крайне трудно из-за одновременного снижения пластового давления.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

гидратообразования VI. Затем газ через теплообменники 2, охлаждаемые газом и конденсатом 2–й ступени сепарации, поступает в дроссельное устройство 5. В дросселе давление газа снижается на 4÷5 МПа, за счёт чего его температура резко падает, и высококипящие углеводороды конденсируются. Образовавшийся конденсат отделяют в сепараторе 2–й ступени 7, а газ II, очищенный от тяжёлых углеводородов, направляют потребителю.

В связи с тем, что процесс НТС протекает при низких температурах, в поток газа вводят ингибиторы гидратообразования, которые связывают влагу из газа. В качестве ингибиторов используют метанол или гликоли, которые после регенирации возвращают в процесс. Важнейший параметр НТС – исходное давление газа из скважины. Перед сепаратором первой ступени вместо компрессора иногда устанавливают холодильную машину 6. В настоящее время большинство установок НТС не обеспечивает требуемую стандартом степень выделения конденсата и влаги из газа. Основные причины этого: перегрузка сепарационного оборудования, недостаточная поверхность теплообменников и несвоевременный ввод холодильных установок.

Устройство предотвращения гидратообразования содержит камеру 1, выполненную в виде герметичного сосуда, заполненную жидким реагентом и трубку 2, соединенную с трубопроводом 3 нижним концом, в котором размещён фторопластовый штуцер 4 с отверстием, импульсную линию 5, соединяющую камеру 1 с датчиком 6 и сливноналивочную линию в виде вентиля 7, соединенного с нижней частью камеры 1. Устройство предотвращения гидратообразования работает следующим образом.

Газ из трубопровода 3 проходит через отверстие в штуцере 4 и по трубке 2 поступает в пространство камеры 1, не заполненной жидким реагентом. Следует указать, что камера 1 заполняется реагентом с высоким парциальным давлением, например, метанолом до уровня, не превышающего верхнего конца трубки 2.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

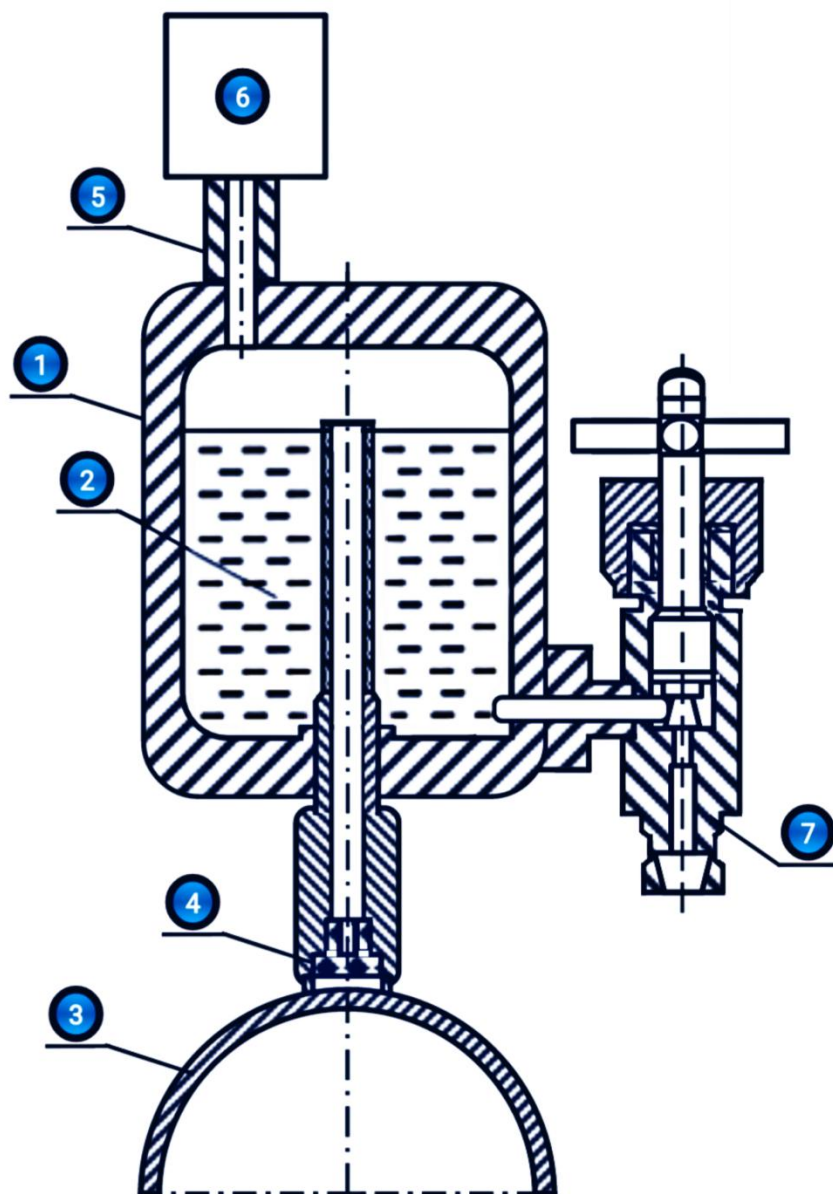


Рис. 2.4. Устройство предотвращения гидратообразования:

*1 – камера; 2 – трубка; 3 – трубопровод; 4 – фторопластовый штуцер;
5 – импульсная линия; 6 – датчик; 7 – вентиль.*

При этом условии количество паров метанола во внутренней полости камеры 1 в 5–10 раз превышает содержание паров влаги в газе. В результате пары влаги в газе соединяются с метанолом, и точка росы понижается, что исключает вероятность гидратообразования в камере 1 и в импульсной трубке 5, соединяющей камеру 1 с датчиком 6.

Небольшое отверстие в штуцере 4 уменьшает газообмен между камерой 1 и трубопроводом 3, что обеспечивает надежную работу в течение длительного времени. Выполнение штуцера 4 из фторопласта и расположение его на конце

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

трубки 2 на минимальном расстоянии от трубопровода 3 способствует предотвращению гидратообразования в пространстве между штуцером 4 и трубопроводом 3 и на самом штуцере 4 из-за гидрофобных свойств фторопласта.

Ввод антигидратных ингибиторов для ликвидации гидратных пробок.

Место образования гидратной пробки обычно удается определить по росту перепада давления на данном участке газопровода. Если пробка не сплошная, то в трубопровод через специальные патрубки, штуцера. Для манометров или через продувочную свечу вводят ингибитор. Сплошные гидратные пробки небольшой длины удается ликвидировать таким же путём. При длине пробки, исчисляемой сотнями метров, ликвидация её указанным методом может затянуться на длительное время. В этом случае над гидратной пробкой вырезают в трубе несколько окон и через них заливают метанол. Затем трубу заваривают вновь.

Для быстрого разложения гидратной пробки применяют комбинированный способ: одновременно с вводом ингибитора в зоне образования гидратов снижают давление.

Ликвидация гидратных пробок методом снижения давления.

Сущность этого метода заключается в нарушении равновесного состояния гидратов, в результате чего происходит их разложение. Давление снижают тремя способами:

- отключают участок газопровода, где образовалась пробка, и с двух сторон через продувочные свечи выпускают газ в атмосферу;
- перекрывают линейный кран с одной стороны и выпускают в атмосферу газ, заключённый между пробкой и одним из перекрытых кранов;
- отключают участок газопровода с обеих сторон пробки и выпускают в атмосферу газ, заключённый между пробкой и одним из перекрытых кранов.

Наилучшие результаты получают в первом случае, хотя и при больших потерях газа. Во втором и третьем случаях одностороннее снижение давления может привести к аварии.

После разложения гидратов скважину продувают, но при этом часто не учитываются возможности накопления жидких углеводородов на продуваемом

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

участке и образования повторных гидратов – ледяных пробок за счёт резкого снижения температуры.

При отрицательных температурах нельзя использовать метод снижения давления, так как вода, образовавшаяся в результате разложения гидратов, переходит в лёд и образует ледяную пробку. В этом случае метод снижения давления используют в комбинации с вводом в трубопровод ингибиторов в таком количестве, чтобы при данной температуре полученный раствор (введённый ингибитор и вода, образовавшаяся при разложении гидратов) не замерзал. Разложение гидратов со снижением давления в комбинации с вводом ингибиторов происходит гораздо быстрее, чем при использовании каждого метода в отдельности.

Ликвидация гидратных пробок в трубопроводах природных и сжиженных газов методом подогрева. При этом способе повышение температуры выше равновесной температуры образования гидратов приводит к их разложению. На практике трубопровод подогревают горячей водой или паром.

Лабораторные исследования показывают, что повышение температуры в точке контакта гидрата и металла до 30–40 °С достаточно для быстрого разложения гидратов.

2.3. Технологические показатели ингибиторов применяемых в газопроводах

На практике для борьбы с образованием гидратов широко применяют метанол, диэтиленгликоль и водные растворы хлористого кальция. Иногда используются жидкие углеводороды, ПАВ, пластовая вода, смесь различных ингибиторов, например метанола с растворами хлористого кальция и т. д. Все вышперечисленные реагенты способствуют снижению температуры замерзания водного раствора и предотвращению образования гидратов. Следует отметить, что во многих источниках ПАВ, конденсаты и различные нефтепродукты не растворяются в воде и не снижают её температуру замерзания, а лишь способствует образованию гидрофобных плёнок на поверхности гидратных

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

частиц, предотвращают прилипание последних и расширение их объёма или же закупоривание сечения труб. Эти нефтепродукты, смешиваясь с образовавшимися частицами гидратов, способствуют их выносу из системы, т.е. недостаточно полно исполняют роль ингибиторов.

В настоящее время наиболее эффективным и доступным обладающий высокой степенью понижения температуры гидратообразования, способностью быстро разлагать уже образовавшиеся гидратные пробки, малой вязкостью и низкой температурой замерзания.

Метанол (CH₃OH) — первый представитель низших одноатомных спиртов. Представляет собой бесцветную жидкость, иногда с резким запахом (влияет способ производства и очистка), смешивается с водой во всех отношениях без помутнения раствора и изменения окраски.

Метанол – токсичное вещество, сильный яд, попадание в организм даже небольшой дозы его может привести к смертельному исходу, поэтому при его использовании должны приниматься соответствующие меры предосторожности.

Товарный метанол, применяемый на газовых и газоконденсатных месторождениях, должен отвечать требованиям ГОСТ 2222–95. Некоторые физико–химические свойства метанола представлены в таблице 2.5.

Допускается применение метанола технических сортов: 1 – предгон и 2 – метанол–сырец. Значения плотности, вязкости и температур замерзания водо–метанольных растворов зависят от их концентрации. Температура кипения водных растворов метанола увеличивается с ростом давления и снижением концентрации раствора.

Метанол летуч; способность к самовоспламенению обуславливают требования к технике безопасности. Теплота сгорания паров метанола (745 кДж/кмоль) несколько выше теплоты сгорания жидкого метанола (729 кДж/кмоль).

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

Физико–химические свойства метанола

Параметры	Величина
Молекулярная масса	32,04
Плотность, г/см ³ при 20°С	0,792
Температура кипения	64,7
Предел взрываемости, % об.	
Нижний	6,7
Верхний	34,7
Температура, °С	
Замерзания	–97,1
Плавления	–93,9
Кипения	64,65
Вспышки	8
Воспламенения	13
Самовоспламенения	464
Вязкость, СПз, при 20°С	0,793
Упругость паров, мм. рт. ст.	89
Теплота сгорания, кДж/кг	22 331
ПДК в воздухе, мг/м ³	5

Теплота парообразования метанола понижается с ростом температур и составляет:

температура, °С 0 25 64,7 230

теплота, кДж/кмоль 38,606 37,548 35,364 1 1,872

Метанол сочетает свойства слабого основания и ещё более слабой кислоты. Однако в процессе эксплуатации желательно принимать меры по защите от коррозии. При сжигании метанола образуются пары углекислого газа и воды. На воздухе он последовательно окисляется до формальдегида, муравьиной кислоты и углекислого газа.

В качестве ингибитора гидратообразования могут быть использованы технические сорта этилового спирта. Однако, учитывая специфические особенности, на промыслах его практически не применяют. Как заменитель этого реагента может быть использована эфиральдегидная фракция – побочный продукт производства синтетического этанола из этилена. Средний весовой состав эфиральдегидной фракции:

этиловый спирт (этанол) 63

диэтиловый эфир 33

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

ацетальдегид 0,3

вода 0,7

Гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль) часто используют для осушки газа и в качестве ингибитора гидратов. Наиболее распространен как ингибитор диэтиленгликоль, хотя применение этиленгликоля более эффективно: его водные растворы имеют более низкую температуру замерзания, меньшую вязкость, а также малую растворимость в углеводородных газах, что значительно снижает его потери. Некоторые физико–химические свойства диэтиленгликоля и этиленгликоля представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6.

Физико–химические свойства диэтиленгликоля и этиленгликоля

Параметры	Величина	
	Диэтиленгликоль $C_4H_{10}O_3$	Этиленгликоль $C_2H_4O_2$
Молекулярная масса	106,12	150,7
Плотность, г/см ³ при 20°C	1 116 – 1 117	1125
Температура, °C		
вспышки	143,3	165,6
самовоспламенения	345	371
Область воспламенения, %	0,62 – 6,8	0,9 – 9,2
Температура кипения:		
– начало, °C	не ниже 244 – 241	287,4
– конец, °C	не выше 249 – 250	
Температура замерзания, °C	– 8	– 7,2
Температура начала разложения, °C	164,5	206
Вязкость при 20 °C	35,7	47,8

Гликоли бесцветные или слабо–жёлтой окраски, сиропообразные, сладковатые жидкости без запаха или со слабым запахом, являются двухатомными спиртами жирного ряда. Упругость паров повышается с уменьшением молекулярной массы.

Гликоли с водой смешиваются в любых соотношениях. Температура замерзания и относительные плотности водных растворов гликолей зависят от концентрации. Наиболее низкие температуры замерзания этих растворов находятся при массовой доле ингибиторов, равной 60–70 % (оптимальных – при использовании гликолей в качестве ингибиторов гидратов). Гликоли не считаются летучими, так как упругость их паров при температуре образования

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

небольшая. Поэтому этот ингибитор при вводе в трубопровод практически полностью остается в жидкой фазе, что значительно упрощает схему его улавливания для повторного использования.

При отсутствии на промысле гликолей допускается использование в качестве ингибитора гидратообразования этилкарбитола, являющегося побочным продуктом производства эфиров гликолей. При синтезе этилцеллозольвы кубовый остаток (карбитольная фракция) содержит по весу в среднем (%): 51,4 моноэтилового эфира диэтиленгликоля; 46,15 этиленгликоля; 1,13 диэтиленгликоля; 0,18 этилцеллозольвы, 0,94 пропиленгликоля; 0,2 воды. Этилкарбитол – прозрачная, бесцветная или слегка темноватая жидкость с температурой замерзания – 60°C.

Раствор хлористого кальция – эффективный широко распространенный ингибитор гидратообразования. Безводный хлористый кальций (CaCl_2 , молекулярная масса 111) представляет собой белые кристаллы кубической формы, сильно гигроскопичные, расплывающиеся на воздухе. Водные растворы хлористого кальция имеют иногда бледно-жёлтый или жёлтый цвет, что обусловлено примесями железа. Растворимость в 100 г воды при 20 °C составляет 74,5 г, при 100°C – 159 г. Поверхностная влагоёмкость хлористого кальция при 25 °C и относительной влажности воздуха в интервале 36 – 95% составляет 1–8,4 кг/кг. Расплав хлористого кальция может служить неплохим теплоносителем.

Выпускают безводный, плавленный и жидкий хлористый кальций по ГОСТ 450–77. На промыслах, как правило, хлористый кальций применяют в качестве ингибитора гидратообразования при весовой концентрации 30–35%.

2.4. Лабораторная установка для определений условий гидратообразования

Определение условий гидратообразования на лабораторных установках визуального наблюдения является наиболее точным и надёжным методом, поэтому его следует применять в первую очередь.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

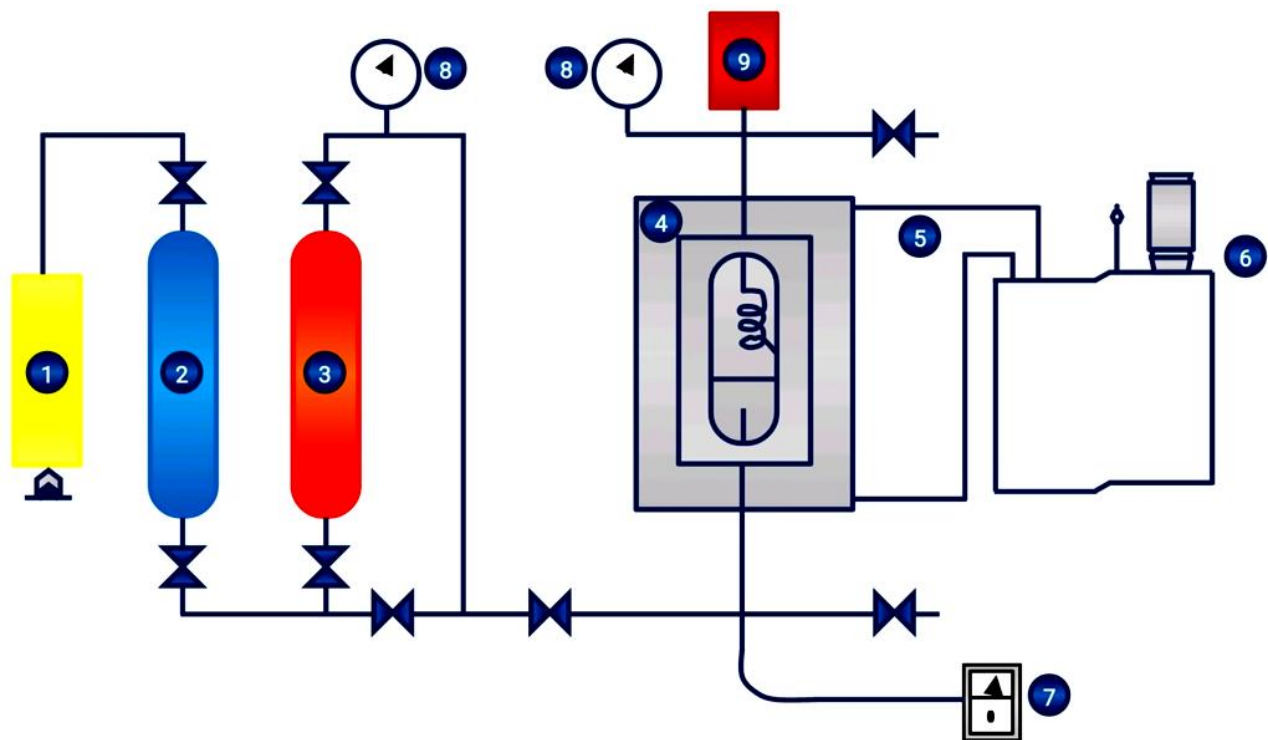


Рис. 2.5. Принципиальная схема лабораторной установки визуального наблюдения для изучения процессов гидратообразования:

1 – пресс; 2 – водяной контейнер; 3 – контейнер с газом; 4 – гидратная камера; 5 – термостатирующая рубашка; 6 – термостат; 7 – потенциометр; 8 – манометр, 9 – электромагнитная мешалка.

На рис. 2.5 приведена принципиальная схема этой установки. Основной частью установки является гидратная камера высокого давления 4, изготовленная из нержавеющей стали, со смотровыми стеклами из органического стекла. Термостатирование осуществляется с помощью термостата 6. Заполнение и поддержание давления в камере осуществляется с помощью прессы 1, водяного контейнера 2 и контейнера с исследуемым газом 3. Давление замеряется образцовыми манометрами 8. Перемешивание воды и газа осуществляется с помощью электромагнитной мешалкой 9. Температура внутри камеры замеряется с помощью термопары или точечного термистора с показывающим или самопишущего потенциометром 7.

Методика определения равновесных параметров гидратообразования заключается в следующем:

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

1. Контейнер с газом высокого давления 3 присоединяется к схеме установки.
2. В камеру высокого давления 4 заливается порция (1/2 – 1/3 объёма) дистиллированной воды.
3. Путём открытия соответствующих вентилей осуществляется продувка исследуемым газом камеры высокого давления и всех трубопроводов с целью удаления остатков воздуха или других газовых примесей. На продувку расходуется 8–10 объёмов камеры.
4. После продувки камеру 4 снова заполняют исследуемым газом, постепенно доводя давление в камере до уровня контейнера 3.
5. После заполнения исследуемым газом камеры 4 и контейнера 3 необходимо с помощью пресса 1 и контейнера с водой 2 поднять давление в системе до нужной величины, а затем поддерживать его постоянным в течение опыта.
6. При включённом термостате 6, охлаждаемом льдом, начинается медленное понижение температуры термостатирующей рубашки 5 и камеры 4. Одновременно включается мешалка 9, интенсивно перемешивающая в продолжении опыта газовую и жидкую фазы.
7. При появлении первых кристалликов гидратов фиксируют давление и температуру начала гидратообразования. После этого выдерживают систему в течение 2–3 часов, что достаточно для установления в камере равновесных условий гидратообразования, которые также фиксируются.
8. Для подготовки камеры к следующему опыту необходимо термостат включить на подогрев и довести температуру в камере высокого давления на 10–15°C выше температуры образования гидратов с целью полного их разложения.
9. После выдержки камеры при такой температуре в течение 40–60 минут опыт повторяется. Повторный опыт при этом же давлении может быть проведен лишь для большей уверенности или уточнения температуры гидратообразования.
10. Определение температуры начала гидратообразования проводят на разных давлениях.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

11. Полученные результаты опытов (давления и температуры гидратообразования) сводятся в таблицу, строится равновесная кривая гидратообразования для газа исследуемой площади.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

3.1. Теоретические основы расчёта гидратообразования в газопроводе

Для эффективного определения зоны конденсации влаги в магистральном газопроводе, и достаточного количества метанола, вводимого в газопровод необходимы следующие исходные данные, приведённые в табл. 3.1.

Таблица 3.1.

Исходные данные

Наименование	Обозначение	Единицы измерения
Производительность газопровода	Q	нм ³ /сут
Диаметр трубопровода	D	мм
Начальное давление	P ₁	МПа
Конечное давление	p ₂	МПа
Начальная температура газа	T _н	°С
Температура окружающей среды	T ₀	°С
Длина расчётного участка	L	м
Коэффициент Джоуля–Томсона	μ	К/МПа
Абсолютная плотность газа	ρ	кг/м ³
Температура точки росы	T _{т.р.}	°С
Теплоёмкость газа	C _p	Дж/К
Коэффициент теплопроводности	K	Вт/м ² ·К

Начало зоны конденсации x_n в газопроводе при $T = T_{т.р.}$ определяется по формуле (3.1.):

$$x_n = \frac{1}{\alpha} \cdot \ln \left[\frac{\mu \cdot (\rho_1 - \rho_2) + (T_n - T_0) \cdot \alpha \cdot L}{\mu \cdot (\rho_1 - \rho_2) + (T_{т.р.} - T_0) \cdot \alpha \cdot L} \right] \quad (3.1.)$$

Конец зоны конденсации x_k в газопроводе (3.2.):

$$x_k = \frac{1}{\alpha} \cdot \ln \left[\frac{\mu \cdot (\rho_1 - \rho_2) + (T_n - T_0) \cdot \alpha \cdot L}{\mu \cdot (\rho_1 - \rho_2) + (T_{т.р.} - T_0) \cdot \alpha \cdot L} \right] \quad (3.2.)$$

$$\alpha = \frac{24 \cdot k \cdot \pi \cdot D}{\rho \cdot Q \cdot C_p}$$

где **k** – коэффициент теплопередачи в окружающую среду;

D – наружный диаметр газопровода;

ρ – плотность газа;

Q – объёмный расход газа;

C_p – удельная теплоёмкость газа.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

Температура начала конденсации паров воды из газа при температуре газа в газопроводе T , равной точке росы $T_{т.р.}$, определяют по формуле (3.3.):

$$T = T_0 + (T_n - T_0)e^{-\alpha x} - \mu \frac{\rho_1 - \rho_2}{L} \cdot \frac{1 - e^{-\alpha x}}{\alpha} \quad (3.3.)$$

где T, T_0 – температура соответственно газа в газопроводе и окружающей среды (К);

T_n – начальная температура газа (К);

α – расчётный коэффициент;

x – расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки (м);

μ – коэффициент Джоуля–Томсона К/МПа;

L – длина участка газопровода (м);

ρ_1 – начальное давление (МПа);

ρ_2 – конечное давление (МПа).

Для нормальной работы газопровода, осушку газа необходимо проводить ниже температуры точки росы, до которой следует охлаждать газ, чтобы он достиг состояния насыщения водяным паром при данном влагосодержании и неизменном давлении.

Определение коэффициента Джоуля–Томсона (3.4.)

$$\mu = \frac{1}{C_p} \left(\frac{E_1}{T} - E_2 \right) \quad (3.4.)$$

где $E_1 = 0,980 \cdot 10^6$;

$E_2 = 1,5$.

При достижении точки росы в газе или на предметах, с которыми он соприкасается, начинается конденсация водяного пара.

Осушку газа обычно осуществляют ниже точки росы на 5 – 7 К. Толщину образовавшегося в газопроводе гидрата можно определить по формулам:

– для точки росы от 273 до 243 К (3.5.):

$$\delta = \left(m + \frac{n}{\lg \rho} \right) \cdot (T_0 - T_{т.р.}) \cdot \lg \frac{0,2785 \cdot T}{\rho} \quad (3.5.)$$

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

– для точки росы от 273 до 233 К (3.6.):

$$\delta = (m + n \cdot \lg p) \cdot (T_0 - T_{т.р.}) \quad (3.6.)$$

Переменные параметры ρ , T , D определяет через коэффициенты n и m для разных диаметров (табл. 3.2.). Данные формулы применяют, когда температура транспортируемого газа будет ниже точки росы.

Таблица 3.2.

Коэффициенты n и m для разных диаметров

Температура, газа К	$D = 500$ мм		$D = 1\ 000$ мм		$D = 1\ 200$ мм	
	m	n	m	n	m	n
273	0,0207	0,0433	0,0085	0,0816	0,0076	0,0166
263	0,0116	0,0246	0,0046	0,01025	0,0046	0,00965
253	0,0064	0,0133	0,0038	0,00400	0,0037	0,00722
243	0,0041	0,0087	0,0031	0,063	0,0016	0,0034
233	0,00072	0,00031	0,00036	0,000155	0,003	0,000125
223	0,00046	0,00025	0,00048	0,00025	0,00039	0,0002

Один из методов борьбы с гидратообразованием – является ввод в поток газа ингибиторов, в качестве которых применяются метиловый спирт (метанол).

Среднее давление газа в газопроводе (3.7.):

$$\rho_{ср.} = \frac{2}{3} \left(\rho_1 + \frac{\rho_2^2}{\rho_1 + \rho_2} \right) \quad (3.7.)$$

Полученные зависимости позволяют рассчитать влагосодержание газа для пускового периода магистрального газопровода (3.8.) и при условии, что значение точки росы газа по воде полученное по формуле (3.9.):

$$W = \frac{0,457}{P_{ср.}} 0,0735t - 0,00027t^2 \quad (3.8.)$$

где W – влагосодержание газа, (г/м³).

$$W = \frac{0,457}{1,42 \cdot P_{ср.}} e^{0,0735t - 0,00027t^2} + e^{0,054 - 0,0002t^1} \quad (3.9.)$$

Определения зоны гидратообразования в участке газопровода

1. Определяют изменение температуры газа по длине участка (3.10.)

$$T_x = T_0 + (T_1 - T_0)e^{-ax} - D_i \times (P_1^2 - P_2^2) \times (1 - e^{-ax}) / 2aIP_{ср} \quad (3.10.)$$

2. Определяют изменение температуры газа по длине участка (3.11.):

$$P_x = \sqrt{P_1^2 - (P_1^2 - P_2^2) \times x/L} \quad (3.11.)$$

Определяем изменение температуры гидратообразования по расчётным значениям P_x и Δ с графика.

Все полученные значения наносят на график. Участок, на котором температура газа ниже кривой гидратообразования, представляет собой зону возможного гидратообразования по термодинамическим условиям.

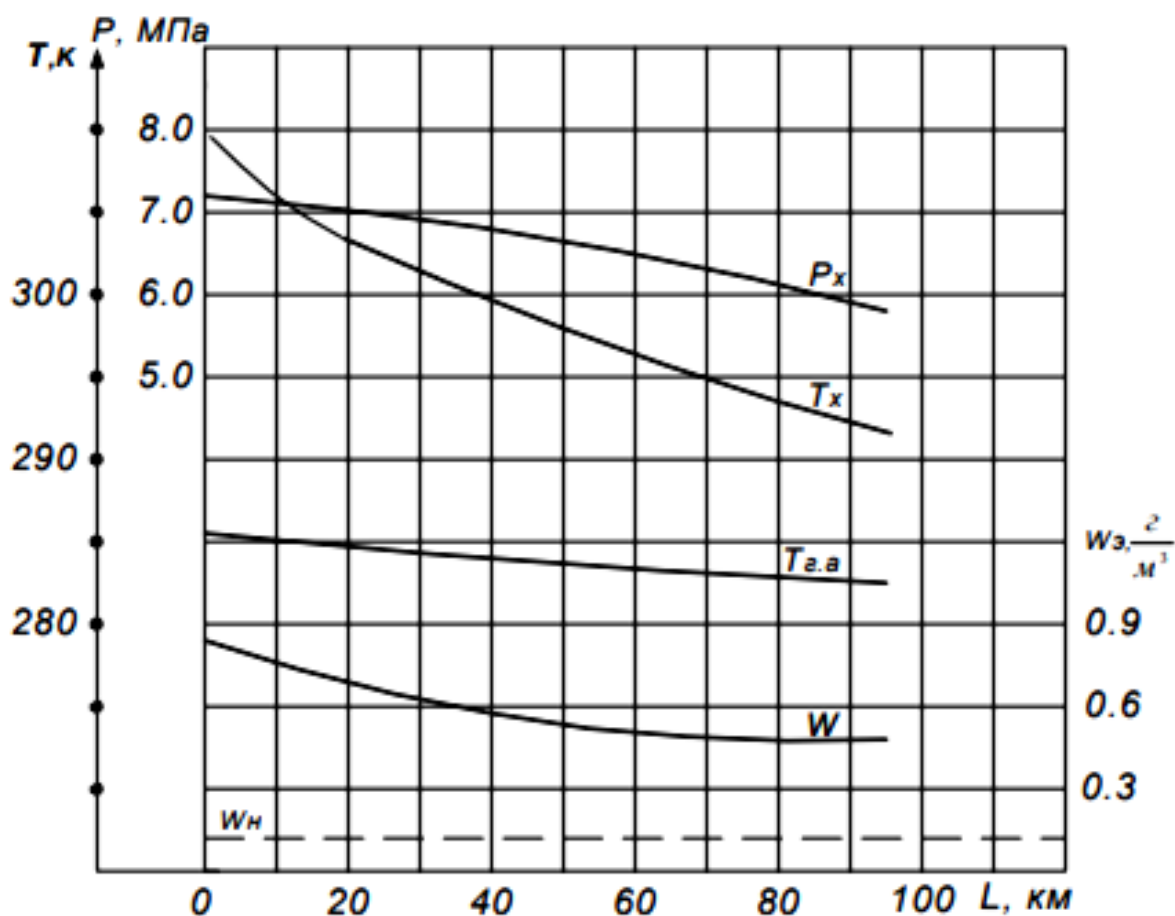


Рис. 3.1. Зона образования гидратов в газопроводе.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

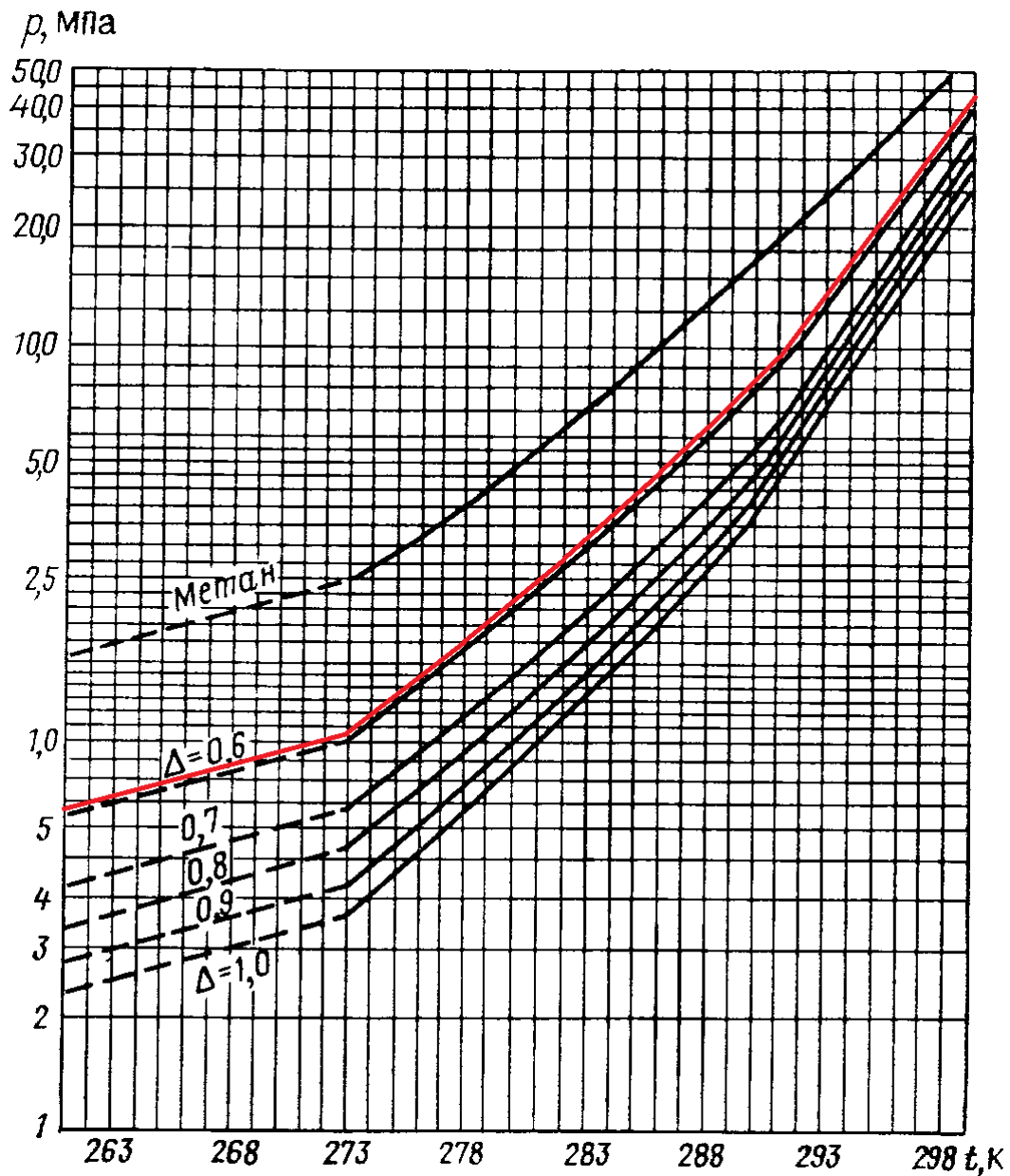


Рис. 3.2. Зависимость давления гидратообразования от температуры

Исходные данные:

$T_0 = (273+6)$, К;

$T_1 = (273+36)$, К;

$P_1 = 7,27$ МПа; $P_2 = 5,84$ МПа;

$P_{ср.} = 6,588$ МПа;

$D_H = 1,42$ м;

$d_{\text{э}} = 1,396$ м;

$l = 95$ км; $\Delta = 0,561$;

$K = 2,07$ Вт/м² К;

$G = 539,86$ кг/с;

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата
Выполнила:		Протасова Л. Е.		
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.		

5321400 – «ТНГХП»

Лист

$$C_p = 2,72 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К};$$

$$D_i = 3,465 \text{ К/МПа};$$

$$a = 2,07 \cdot 3,14 \cdot 1,42 / 2,72 \cdot 10^3 \cdot 539,86 = 6,29 \cdot 10^{-6} \text{ 1/м.}$$

Т.к. $T_{г.о.} < T_x$ на всей длине участка термодинамические условия для образования гидратов отсутствуют

Таблица 3.3.

Результаты расчёта по зоне гидратообразования

X, км	0	20	40	60	80	95
P _x , МПа	7,27	7,0	6,7	6,4	6,09	5,84
T _x , К	309	304,5	300,5	297,0	293,9	292
T _{г.} , К	286	285	284	283,5	283	282,5

3.2. Анализ методик расчётов обнаружения и ликвидации гидратообразования в магистральном газопроводе

Условия образования гидратов в магистральных газопроводах.

Рассмотрим течение влажного газа в газопроводе, сопровождаемое процессом отложения газогидрата (облитерацией) на его внутренней поверхности. Этот процесс может происходить двумя способами, а именно в режиме теплового баланса и в режиме дефицита воды. Причём на начальном участке за сечением газопровода, где наступает условие образования газогидрата, процесс отложения идёт по первому режиму. Из-за гидратообразования происходит обеднение потока влагой, и вследствие этого, начиная с некоторого сечения, облитерация стенок газопровода происходит во втором режиме.

Как известно, условиями образования газогидрата являются, во-первых, наличие гидратообразователя, каковым является природный газ содержащий, влагу; во-вторых, низкая температура и высокое давление газа. Поэтому для образования газогидрата на стенке трубопровода необходимо, чтобы её температура $T_{ст}$ была ниже или равна точки росы для влаги, содержащейся в газе. При заданном составе газа равновесная температура $T_{рав}$ является функцией давления p ($T_r = T_r(p)$). Если температура $T_{ст}$ стенки газопровода, при контакте с потоком гидратообразователя (природным газом) удовлетворяет условию $T_{ст}$

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

$\leq T_r$, то на этой поверхности возможно отложение и нарастание со временем слоя газогидрата.

Проанализируем уравнения, предложенные в работах Р.Р.Уразова, В. Ш. Шагапова для рассматриваемого процесса.

Упрощая задачу, предположим, что природный газ в газопроводе, состоит из двух компонентов, а именно из влаги, являющейся главной причиной гидратообразования, и из всей остальной части – в основном газообразных углеводородов. Потери природного газа на образование твёрдого газогидрата составляют обычно ничтожную долю расхода газа через трубопровод. Схема газопровода, на внутренних стенках которого образуется газогидратный слой представлена на рисунке 3.1.

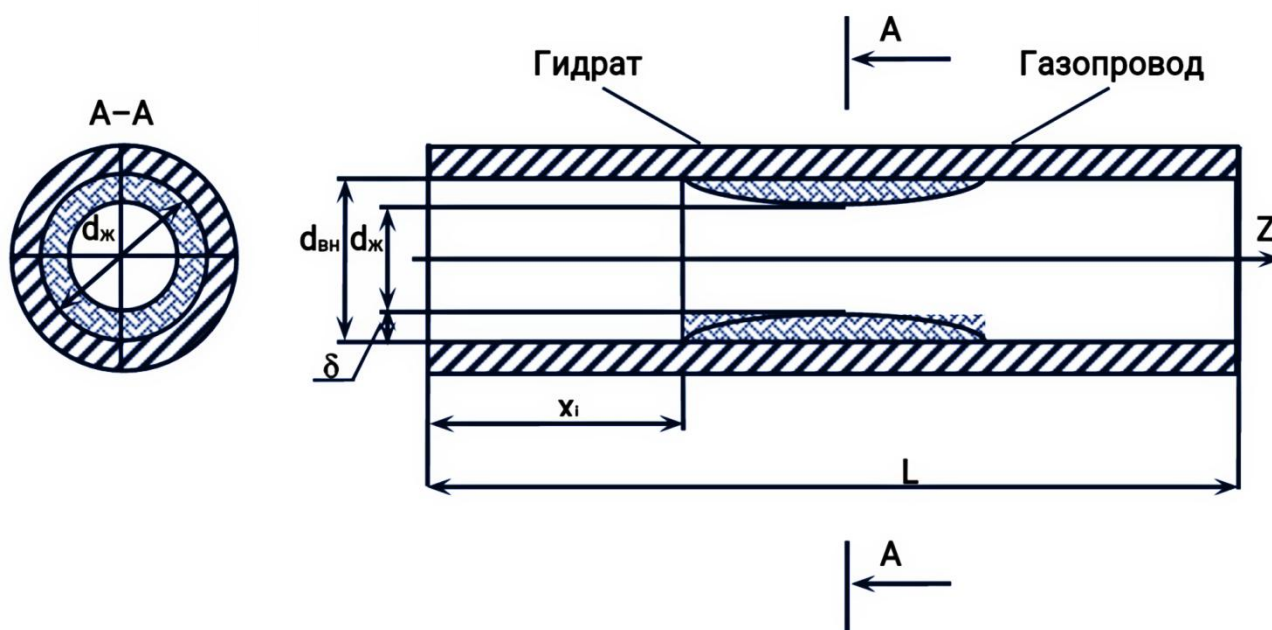


Рис. 3.3. Схема газопровода, на внутренних стенках которого образуется газогидратный слой:

$d_{вн}$ – внутренний диаметр газопровода (мм); $d_{жс}$ – диаметр живого сечения (мм); z – направления оси газопровода; x_i – точка начала образования гидрата (м); L – длина рассматриваемого участка (м).

Поэтому массовый расход газа m_r по всей длине газопровода логично считать постоянным $m_r = \text{const}$, тогда из уравнения (3.12.):

$$m_r = \rho_r \cdot v \cdot \pi \cdot d_{жс} \quad (3.12.)$$

где ρ_r – плотность газа (кг/м^3);

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

$d_{ж}$ – радиус живого сечения трубопровода (м), считая в первом приближении, что живое сечение газопровода имеет форму окружности;

$m_{г}$ – расход газа (м³/сут).

Поскольку транспорт газа может сопровождаться отложением газогидрата, следовательно, $d_{ж}$ является функцией координаты x и времени t . Координату x будем отсчитывать от входного сечения в трубопровод. Для дальнейшего анализа введем параметр $\delta = \delta(x,t)$, определяющий толщину газогидратного слоя вблизи стенки трубопровода с радиусом d_0 , тогда $d_{ж} = d_0 - \delta$. Содержащаяся в потоке с массовой концентрацией k_w , может находиться в двух агрегатных состояниях: в виде воды с массовой концентрацией k_1 и в виде пара в газовой фазе с массовой концентрацией k_2 . Эти концентрации связаны между собой следующим образом (3.13.):

$$k_w = k_1 + (1 - k_1) \cdot k_2 \quad (3.13.)$$

Где k_w – массовая концентрация потока;

k_1 – массовое содержание воды в жидком виде;

k_2 – массовое содержание паров воды.

Поскольку массовое содержание влаги весьма невелико (после предварительной подготовки газа влагосодержание составляет обычно доли процента), то образование газогидрата на некотором участке газопровода приводит к обеднению потока влагой и тем самым, будет способствовать снижению темпов отложения гидратов на более дальних участках.

Поэтому, согласно уравнению (3.14.) сохранения массы обратно пропорционально интенсивности поглощения влаги в процессе образования гидрата.

$$m_{г} = \frac{dk_w}{dx} = -J_v \quad (3.14.)$$

где J_v – интенсивность поглощения влаги в процессе гидратообразования.

Интенсивность потребления влаги на образование газогидрата, отнесённые к единице длины трубопровода и единице площади внутренней его стенки определяется по уравнению гидрата (3.15.):

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

$$J_B = 2\pi \frac{d_{BH}^2}{4} \cdot J_B \quad (3.15.)$$

Пусть массовая интенсивность образования газогидрата на единицу площади равна j_h . Тогда скорость увеличения толщины отложения газогидрата на внутренней стенке трубопровода можно определить (3.16.)

$$\frac{\theta \delta}{\theta t} = \frac{j_h}{\rho_r} \quad (3.16.)$$

где j_h – массовая интенсивность образования газогидрата на единицу площади.

Известно, что гидрат природного газа является клатратным соединением с фиксированным компонентным составом гидратообразующей смеси газов и воды. Поэтому, интенсивность образования газогидрата и потребление влаги на гидратообразование должны быть связаны «стехиометрическим» условием, приведенным в уравнении (3.17.):

$$j_B = (1 - k_g) \cdot j_h \quad (3.17.)$$

где k_g – массовая концентрация газа в составе газогидрата.

В процессе образования гидратов важное значение имеет характер изменения температуры. Уравнение изменения температуры вдоль трубопровода с учётом тепловых эффектов конденсации паров влаги можно записать в виде (3.18.):

$$m_r \cdot C_p \cdot \frac{t_r}{dx} = \frac{m_r - dp}{\rho_r dx} + m_r \cdot l_B \frac{dk}{dx} - Q \quad (3.18.)$$

где l_B – скрытая теплота парообразования воды.

Интенсивность отвода тепла определяется уравнением (3.19.)

$$Q = 2\pi \cdot d_{ж} \cdot q \quad (3.19.)$$

где Q – интенсивность отвода тепла;

q – интенсивность отвода тепла отнесённые соответственно к единице длины трубопровода и единице площади его стенки.

Как уже было отмечено ранее, образование газогидрата может происходить двумя способами. Первый будем называть режимом теплового баланса, реализуемым в случае, когда к поверхности гидрата гидратообразователи (газ и вода) поступают в достаточном количестве. Поэтому

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

интенсивность образования твёрдого гидрата ограничивается лишь интенсивностью тепло отвода от поверхности фазовых переходов (поверхности гидрата).

В этом случае полагается, что температура поверхности фазовых переходов $T_{ст}$ (которая является одновременно температурой внутренней стенки трубопровода на участке, где откладывается гидрат) равна равновесной температуре гидратообразования T_r являющейся функцией давления газа p в потоке p ($T_r = T_r(p)$). Следовательно, интенсивность отложения газогидрата в этом режиме будет определяться из условия теплового баланса на поверхности газогидратного слоя, что можно записать следующим уравнением (3.20.):

$$I_s j_h = q_1 - q \quad (3.20.)$$

где I_s – удельная теплота фазового перехода при образовании гидрата;
 q_1 – тепловой поток от внутренней поверхности слоя газогидрата в окружающий трубопровод грунт.

Предполагалось, что на всём протяжении трубопровода, где выполняются условия образования газогидрата, отложение происходит в соответствии с первым режимом. Однако, как показывают результаты данной работы, такое предположение слишком завышает интенсивность облитерационных процессов

Для второго режима, сопровождающегося дефицитом влаги, будем полагать, что интенсивность отложения газогидрата полностью лимитируется процессом поступления влаги на поверхность газогидратного слоя. При условии, что температура поверхности $T_{ст}$ и температуры точки росы газа $T_{т.р}$ должна удовлетворять условию $T_{ст} < T_{т.р}$, то тогда возможно существование газогидрата, соответствующего давлению p в потоке. Для задания интенсивности насыщения влагой поверхности газогидрата дополнительно примем, что её концентрация в газовой фазе вблизи поверхности гидрата равна нулю ($k_w = 0$).

В соответствии с этой гипотезой внутренняя поверхность гидрата будет являться адсорбирующей, где поступающая влага мгновенно переходит в состав гидрата.

Методика расчёта образования гидратов в магистральных трубопроводах в пусковой период после гидроиспытания. Известно, что

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

наиболее нестабильные технологические режимы течения газа в трубопроводах возникает в период пусков и остановок газоперекачивающих агрегатов, а так же после гидроиспытаний.

Рассмотрим методику, которая приводится в работах Ю.Ф. Макогоном. При эксплуатации магистральных трубопроводов в пусковой период часто наблюдается образование гидратных пробок, появление, которых обычно связывают с недостаточным удалением воды из газа, поступающего в газопровод. Кроме того, одна из главных причин данного явления кроется в том, что на внутренней поверхности стенки трубы практически всегда имеются плёночные образования сорбированной воды, которая переходит в газопровод сухого газа и насыщает газ жидкостью до равновесных значений. С течением времени t плёнка со стенок испаряется полностью, а протяжённость участка осушенной трубы $l(t)$ увеличивается.

На отметках $x > l(t)$, где газ насыщен влагой до равновесных значений; возможно как испарение плёнки воды, так и её рост. Обозначим δ_0 – первоначальную толщину плёнки воды на трубах диаметром D , влагонасыщенность газа обозначим – W_0 , изменение давления и температуры по трассе – $p(x)$ и $T(x)$. Тогда из уравнения материального баланса получаем уравнение, описывающее изменение величины $l(t)$ от функции расхода (3.21.):

$$l(t) = \frac{Q_t [W_{(x)} - W_0]}{\pi D \delta_0 \rho_B} \quad (3.21.)$$

где $W_{(x)}$ – равновесное влагосодержание газа в точке x (г/м³);

ρ_B – плотность водной плёнки на стенках труб перед пуском газопровода (кг/м³).

На участках газопровода $x > l(t)$ в зависимости от значения равновесного влагосодержания $W_{(x)}$ и термобарических условий происходит конденсация паров на стенках труб или испарение пленки воды.

Для аналитического описания динамики этого процесса рассмотрим характер изменения влагонасыщенности в сечениях x и $x+dx$.

Изменение толщины плёнки выражается уравнением (3.22.):

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

$$Q_t [W_{(x)} - W_{(x+dx)}] = \frac{\pi}{4} [D^2 - (D - 2\delta(x, t))^2 dx] \quad (3.22.)$$

где ρ_e – плотность воды в равновесной фазе в сечении x с газом (жидкость, лёд, гидрат). После преобразования находим (3.23.)

$$\delta_{(x,t)} = \frac{1}{2} [D - \sqrt{(D - 2\delta_0)^2 - \frac{4Q_t}{\pi\rho_B} \cdot \frac{dW}{dx}}] \quad (3.23.)$$

Из уравнения (3.23.) следует, что значение $\delta_{(x,t)}$ уменьшается (испарение плёнки воды), если производная в правой части больше нуля и наоборот.

Рассмотрим случаи конденсации на стенках труб влаги из потока газа, будем считать, что на некоторой отметке x трассы газопровода условия транспорта газа благоприятствуют образованию гидратов, то есть, конденсирующаяся влага переходит в гидратную фазу. Тогда пренебрегая величиной δ_0 , по сравнению с D имеем зависимость (3.24.):

$$Q_t [W_{(x)} - W_{(x+dx)}] = \frac{\pi}{4} [D^2 - (D - 2\delta(x, t))^2 dx] \quad (3.24.)$$

Очевидно, максимальная толщина слоя гидрата будет наблюдаться, когда граница «сухой» зоны трубы $l(t)$ будет близка к рассматриваемой отметке x . Объединяя уравнения (3.22) и (3.24), находим (3.25):

$$\delta(x, t) = \frac{1}{2} \left[D - \sqrt{D^2 - \frac{4D\delta_0 l \rho_B}{\rho_B [W_\Gamma(l) - W_0]} \cdot \frac{dW_\Gamma}{dx}} \right] \quad (3.25.)$$

Полученное соотношение показывает, что максимальная толщина гидратной плёнки на стенках труб не зависит от расхода газа, а определяется условиями транспорта газа, длиной участка l и толщиной начальной плёнки воды δ_0 на стенках труб. Анализ уравнения (3.25.) показывает, что полное перекрытие сечений гидратной фазой ($2\delta_m = D$) возможно при условии (3.26.):

$$\delta_0 = \frac{D [W_\Gamma(l) - W_0] \rho_B}{4l \left(\frac{dW_\Gamma}{dx} \right) \rho_B} \quad (3.26.)$$

Полное перекрытие сечения трубы на рассматриваемой отметке произойдёт через время t , рассчитываемое по уравнению (3.27.)

$$t = \frac{\pi D^2}{4Q \left(\frac{dW_\Gamma}{dx} \right)} \quad (3.27.)$$

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

Определение границ участков образования гидрата. Образование гидратов характеризуется нарушением режима работы магистрального газопровода, что приводит к сужению живого сечения трубы и, как следует к увеличению перепада давления на определённом участке. При выявлении нарушения режима работы магистрального газопровода, следствием которого является образования сплошной гидратной пробки, необходимо приступить к мероприятиям по их ликвидации не допуская полной закупорки газопровода гидратами, так как полное перекрытие сечения – одна из наиболее трудно ликвидируемых весьма опасных аварийных ситуаций.

Для оценки изменения параметров газа при образовании гидратной пробки в газопроводе приведем (рисунок 3.4.).

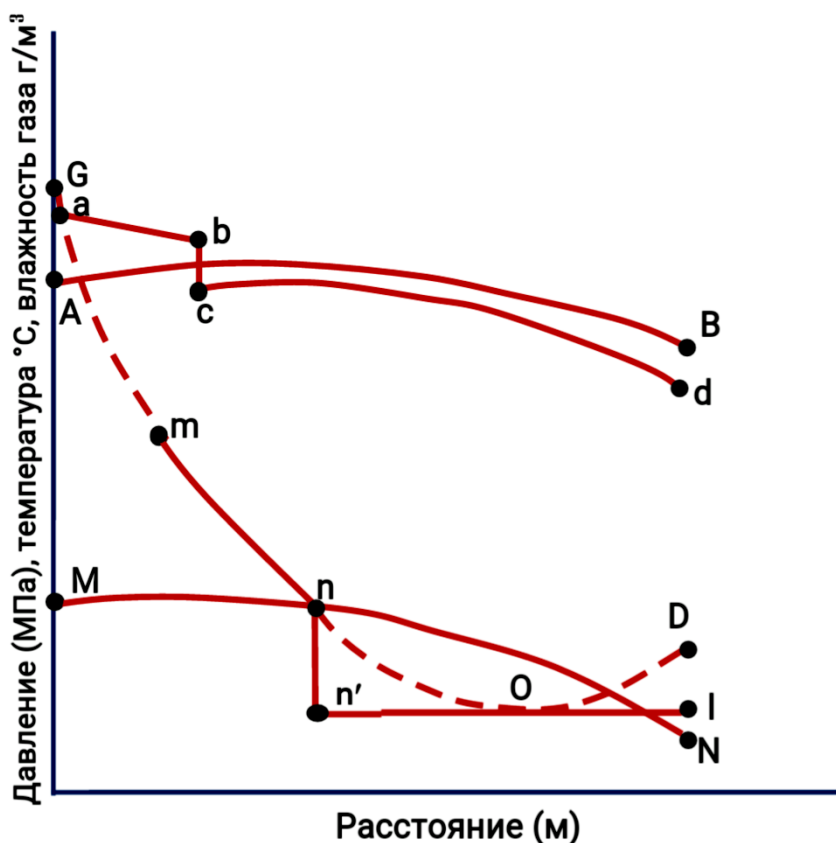


Рис. 3.4. Изменение параметров газа при образовании гидратной пробки в газопроводе:

A–B – изменение давления в газопроводе до образования гидратной пробки; MN – равновесное давление; GtpoD – влажёмкость газа в трубопроводе; n'–l – влагосодержание газа над гидратом.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

В результате этого упругость паров воды над гидратами снизится и влагосодержание газа уменьшится от точки n до n' . Изменение давления в газопроводе в случае не полной закупорки гидратами характеризуется кривой $bcdf$. Изменение параметров газа при образовании двух гидратных пробок в газопроводе (рис. 3.5.).

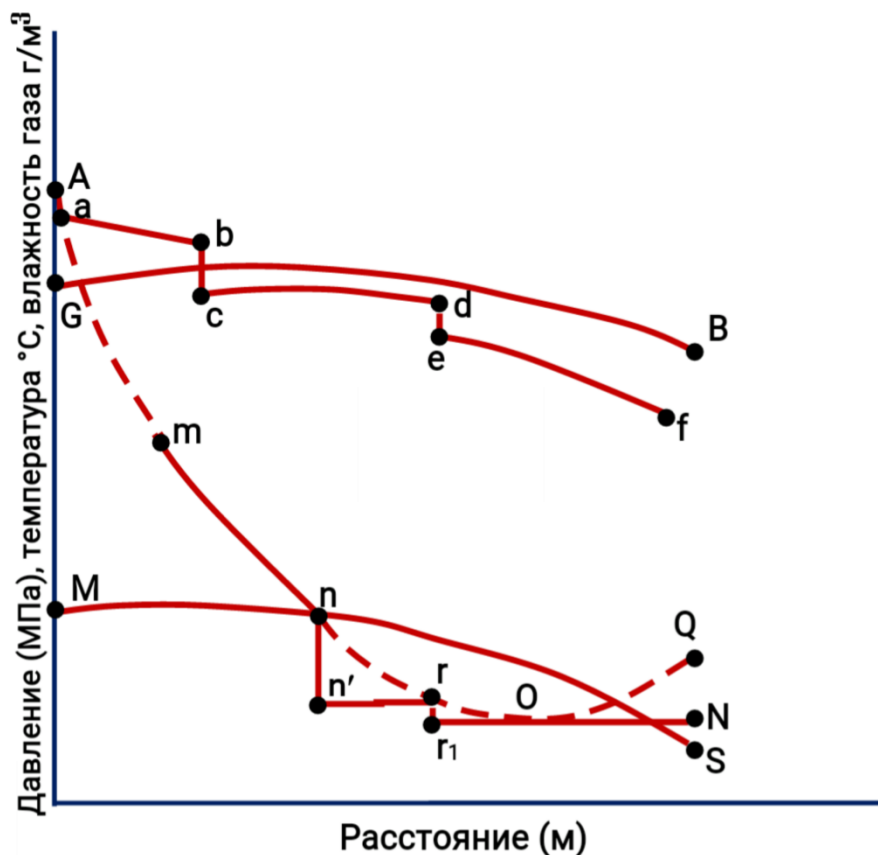


Рис. 3.5. Изменение давления в газопроводе до образования гидратной пробки:

abcdf – изменение давления при наличии двух гидратных пробок в газопроводе;
MnN – равновесное давление; *GmnrOD* – влагоёмкость газа в трубопроводе;
mnp'rr1S – влагосодержание газа при наличии двух гидратных пробок в газопроводе.

Допустим, что необходимо проанализировать образование гидрата между двумя участками и определить длину сплошной гидратной пробки. Тогда, объём свободного газа, приведённый к условиям газопровода, в участке от крана 1 до гидратной пробки можно рассчитать по уравнению (3.28.)

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

$$V = \frac{Q_1 \rho_0 T^z}{\rho T_0} \quad (3.28.)$$

где ρ_0 – стандартного давление (МПа), ($\rho_0 = 0,1$ МПа);
 T_0 – стандартная температура (К), ($T_0 = 293$ К);
 Z – коэффициент сверх – сжимаемости газа зависит от давления и температуры.

Образование сплошной гидратной пробки в газопроводе приводится на рисунке 3.6. Из рисунка видно, что расстояние от крана 1 до гидратной пробки можно определить уравнением (3.29.)

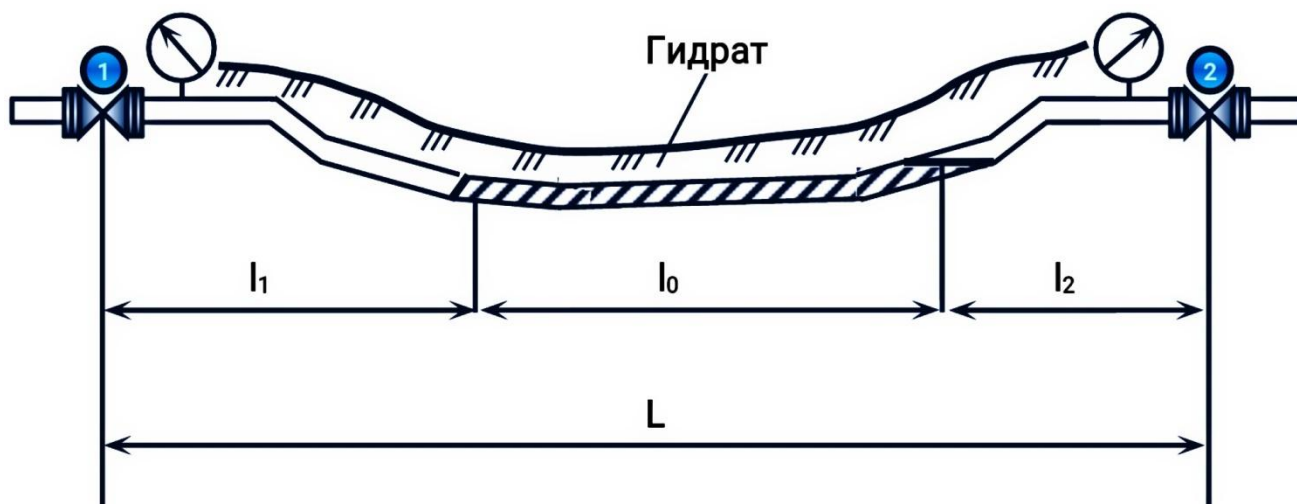


Рис. 3.6. Образование сплошной гидратной пробки в газопроводе:

1, 2 – краны; 3 – манометры; L – расстояние между двумя текущими кранами;
 l_1 – расстояние от входного крана до гидратной пробки; l_0 – длина сплошной гидратной пробки; l_2 – расстояние от гидратной пробки до выходного текущего крана.

$$l_1 = \frac{4Q_1 \rho_0 T_z}{\pi \rho T_0 d_{\text{вн}}^2} \quad (3.29.)$$

где l_1 – расстояние (м);
 $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр газопровода (м);
 Q_1 – объём свободного газа на этом участке, (м^3).

Аналогично по участку от крана 2 до гидратной пробки расстояние определяется уравнением (3.30.):

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

$$l_2 = \frac{4Q_2\rho_0T_z}{\pi\rho T_0d_{BH}^2} \quad (3.30.)$$

где l_2 – расстояние от крана 2 до гидратной пробки;

Q_2 – объём свободного газа в этом участке, (м³).

Далее, по уравнению (3.31.) определяется длина сплошной гидратной пробки:

$$l_0 = L - (Q_1 - Q_2) \frac{4Q_2\rho_0T_z}{\pi\rho T_0d_{BH}^2} \quad (3.31.)$$

где L – расстояние между кранами 1 и 2 (м).

Объём гидрата рассчитывается по уравнению (3.32.):

$$V_0 = \frac{\pi\rho T_0d_{BH}^2 l_0}{4} \quad (3.32.)$$

Таким образом, можно с достаточной степенью точности установить длину сплошной гидратной пробки. Зная длину гидратной пробки и участок, на котором образовался гидрат можно на данном участке приварить на магистральный газопроводе штуцер подать метанол в необходимо количестве с целью ликвидации гидратов.

В последующем, чтобы не допустить образования гидратов в магистральном газопроводе, необходимо установить сепарирующие приспособления называемые камерами с разрывом струи на данном участке (рис. 3.7.). Они широко применяются в газовой промышленности. Их ставят обычно на восходящем участке магистрального газопровода.

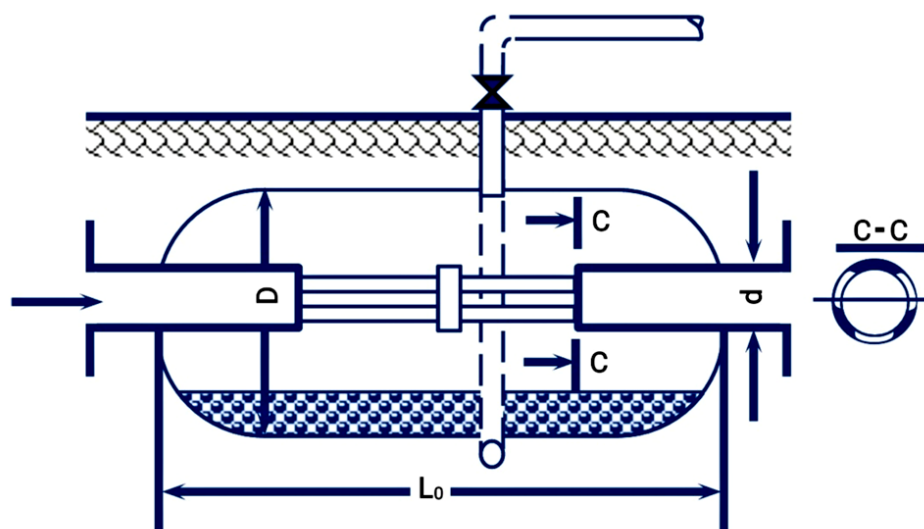


Рис. 3.7. Камера с разрывом струи

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

Величина L_0 в камерах с разрывом струи принимается равной 1 – 1,2 м, а метр корпуса камеры $D = (10 - 15) \cdot d$; d – внутренний диаметр выкидной линий шлейфа не более чем 2 м.

Определение количества выделившейся жидкой фазы воды и удельного расхода метанола, необходимого для ликвидации гидратов.
 Определение количества выделившейся жидкой фазы воды, является основным критерием для определения удельного расхода ингибитора гидратообразования (метанола).

Количество жидкой фазы, выделившейся из газа можно определить из зависимости (3.33.):

$$G_{ж.в.} = W \cdot Q \quad (3.33.)$$

Температуру образования гидрата $T_{гидр}$ определяем на основании среднего давления $p_{ср}$.

Необходимое снижение точки замерзания раствора определяется по формуле (3.34.):

$$\Delta T = T_{гидр} - T_0 \quad (3.34.)$$

где $T_{гидр}$ – температура гидратообразования (К);

T_0 – температура окружающей среды (К).

Содержание метанола в жидкости определяется на основании ΔT , представлено в табл. 3.4.

Таблица 3.4.

Определения содержания метанола в жидкости

ΔT (К)	Содержание метанола в жидкости $M_{ж}$ (%)
0	0
5	15
10	20
15	27
20	32
25	40

Концентрация метанола в газе определяется по формуле (3.35.):

$$K_{м.г.} = M_{ж} \cdot K_m \cdot 16 \cdot 10^{-3} \quad (3.35.)$$

где $M_{ж}$ – содержание метанола в жидкости;
 $G_{м.ж.}$ – количество жидкой фазы, выделившейся из газа (кг/сут).

Количество метанола, насыщающего газ (3.36.):

$$G_{м.г.} = Q \cdot K_{м.г.} \quad (3.36.)$$

где $K_{м.г.}$ – концентрация метанола в газе (г/м³).

Количество метанола, вводимого в газопровод (3.37.):

$$G_{м.} = G_{м.ж.} + G_{м.г.} \quad (3.37.)$$

где $G_{м.ж.}$ – количество метанола, насыщающего жидкость;

$G_{м.г.}$ – количество жидкой фазы, насыщающего газ (кг/сут).

Тогда удельный расход метанола можно определить как (3.38.):

$$q_{м.} = \frac{G_{м.}}{Q} \quad (3.38.)$$

где $G_{м.}$ – количество метанола, вводимого в газопровод (кг/м³).

Расчёт необходимого количества ингибиторов для предотвращения гидратообразования

Задание: Рассчитать количество ингибиторов гидратообразования, подаваемых в газопровод. Условия движения газа определены давлением ($P_{н}$) и температурой газа ($t_{н}$) в начале газопровода и давлением ($P_{к}$) и температурой ($t_{к}$) в конце газопровода. Известно количество транспортируемого газа (Q) и плотность газа по воздуху, а также начальные концентрации ингибиторов (C_1).

Исходные данные к задаче:

$P_{н}$, МПа	$P_{к}$, МПа	$t_{н}$, °C	$t_{к}$, °C	Q , м ³ /сут	ρ	C_1 , % метанол	C_1 , % ДЭГ
5,0	1,5	20	0	900	0,8	95	75

Решение:

Согласно номограмме равновесного содержания водяного пара в природном газе (рис. 1.3), количество влаги в начале газопровода $W_1 = 0,55$ кг на 1 000 м³ газа, количество влаги в конце газопровода $W_2 = 0,35$ кг на 1 000 м³ газа. Разность $W_1 - W_2$ даст количество воды, конденсирующейся на каждом 1 000 м³ газа:

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

$$\Delta W = W_1 - W_2 = 0,55 - 0,35 = 0,2 \text{ кг}$$

Температура начала образования гидратов определяется из графика (рис. 3.8.). Для нашего случая она будет $+15 \text{ }^\circ\text{C}$. Величина понижения равновесной температуры Δt , определяется по рисунку, для раствора диэтиленгликоля составит:

$$\Delta t = 15 - 0 \text{ }^\circ\text{C} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$$

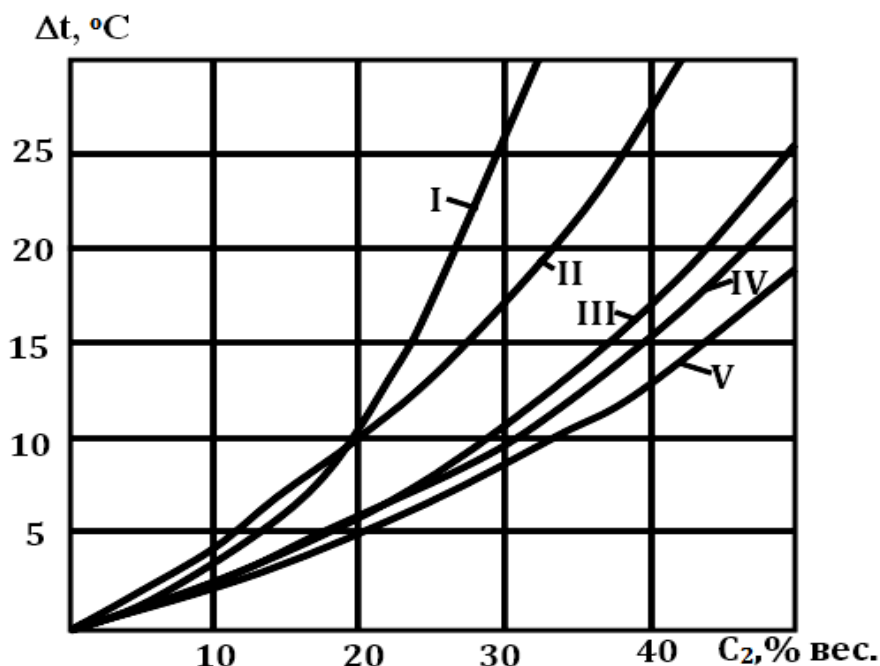


Рис. 3.8. Понижение температуры гидратообразования различными ингибиторами в зависимости от концентрации отработанного ингибитора:

I – CaCl_2 ; II – CH_3OH ; III – ТЭГ; IV – ДЭГ; V – ЭГ.

По графику 3.8. находим, что для $\Delta t = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ концентрация отработанного раствора метанола CH_3OH равна 27 % масс. По уравнению определяем удельный расход 95 %-ного раствора:

$$q = \Delta W \cdot \frac{C_2}{(C_1 - C_2)} = 0,2 \cdot \frac{27}{95 - 27} = 0,08 \text{ кг на } 1000 \text{ м}^3$$

Суточный расход CH_3OH составит:

$$q_{\text{сут.}} = q \cdot Q = 0,086 \cdot 900 = 72 \text{ кг}$$

Определим количество ДЭГ, которое следует ввести в поток газа для предотвращения образования гидратов при условиях, рассмотренных выше.

Начальная концентрация ДЭГ $C_1 = 75 \text{ } \%$. Для $\Delta t = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ по графику

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

определяем $C_1 = 38$ % – концентрацию отработанного ДЭГ, которую надо поддерживать для указанной величины снижения температуры начала образования гидратов. По уравнению определяем удельный расход гликоля:

$$q_{\text{сут}} = \Delta W \cdot \frac{C_2}{(C_1 - C_2)} = 0,2 \cdot \frac{38}{75 - 38} = 0,21 \text{ кг на } 1000 \text{ м}^3$$

Суточный расход ДЭГ составит:

$$q_{\text{сут.}} = q \cdot Q = 0,21 \cdot 900 = 189 \text{ кг}$$

Ответ: суточный расход: метанола = 72 кг, ДЭГ = 189 кг.

3.3. Расчёт количества ингибитора при движении газа по газопроводу для предотвращения загидрачивания

Ингибиторы применяемые для предотвращения процессов гидратообразования способствуют снижению температуры гидратообразования. В качестве ингибитора используется метанол CH_3OH . В качестве сравнения проведем расчёт по двум ингибиторам: CH_3OH и CaCl_2 .

Рассчитаем необходимое количества ингибитора при движении газа по газопроводу при следующих условиях: начальные давление 10 МПа и температура +26 °С, конечные давление 5,5 МПа и температура –2 °С; количество газа, транспортируемого по газопроводу, равно 850 тыс. м³/сут. Относительная плотность газа по воздуху 0,65, массовая концентрация свежего ингибитора метанола – 95%, CaCl_2 – 35%.

1. Определим количество конденсирующейся воды. Воспользуемся уравнением Бюкачева (3.39.):

$$W = \left(\frac{A}{10,1 \cdot P} \right) + B \quad (3.39.)$$

где **A, B** – коэффициенты, определяются в зависимости от температуры по табл. 3.5.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

Значения коэффициентов А и В в уравнении Бюкачева

t, °C	A	B	t, °C	A	B	t, °C	A	B
0	0,145	0,00347	12	10,72	0,7670	60	152,0	0,562
-38	0,178	0,00402	14	12,39	0,0855	62	166,5	0,399
-34	0,267	0,00538	16	13,94	0,0930	64	183,3	0,645
-30	0,393	0,00710	18	15,75	0,1020	66	200,5	0,691
-28	0,471	0,00806	20	17,87	0,1120	68	219,0	0,741
-26	0,566	0,00921	22	20,15	0,1227	70	238,5	0,793
-24	0,677	0,01043	24	22,80	0,1343	72	260,0	0,841
-22	0,809	0,01168	26	25,50	0,1463	74	283,0	0,902
-20	0,960	0,01340	28	28,70	0,1595	76	306,0	0,965
-18	1,144	0,01510	30	32,30	0,1740	78	335,0	1,023
-16	1,350	0,01705	32	36,10	0,1 89	80	363,0	1,083
-14	1,590	0,01927	34	40,50	0,207	82	394,0	1,148
-12	1,868	0,02115	36	45,20	0,224	84	427,0	1,205
-10	2,188	0,02290	38	50,80	0,242	86	462,0	1,250
-8	2,550	0,02710	40	56,20	0,263	88	501,0	1,290
-6	2,990	0,03035	42	62,70	0,285	90	537,5	1,327
-4	3,480	0,03380	44	69,20	0,310	92	582,5	1,365
-2	4,030	0,03770	46	76,70	0,335	94	624,0	1,405
0	4,670	0,04180	48	85,30	0,363	96	672,0	1,445
2	5,400	0,04640	50	94,00	0,391	98	725,0	1,487
4	6,225	0,0515	52	103,00	0,422	100	776,0	1,530
6	7,150	0,0571	54	114,00	0,454	110	1093,0	2,620
8	8,200	0,0630	56	126,00	0,487	120	1520,0	3,410
10	9,390	0,0696	58	138,00	0,521	130	2080,0	4,390

1. Тогда найдем количество влаги в начале газопровода:

$$W_1 = \left(\frac{25,5}{10,1 \cdot 10} \right) + 0,1463 = 0,399 \text{ кг/1 000 м}^3$$

Найдем количество влаги в конце газопровода:

$$W_2 = \left(\frac{4,03}{10,1 \cdot 5,5} \right) + 0,0377 = 0,110 \text{ кг/1 000 м}^3$$

Найдем количество влаги в конце газопровода:

Разность между W_1 и W_2 даст количество влаги, конденсирующейся на каждые 1 000 м³ газа:

$$\Delta W = W_1 - W_2 = 0,399 - 0,110 = 0,289 \text{ кг / 1 000 м}^3 \quad (3.40.)$$

2. Определим величину необходимого понижения температуры начала гидратообразования (3.41.):

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

$$\Delta t = t_{\text{н.обр}} - t_{\text{кон}} = 18 - 2 = 20 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (3.41.)$$

3. Определим концентрацию отработанного ингибитора.

По графику 3.8 находим, что для $\Delta t = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ концентрация отработанного раствора метанола равна 33%, концентрация отработанного раствора CaCl_2 равна 26 %.

4. Определим удельный расход ингибитора (3.42.):

$$q_{\text{н}} = \frac{(W_1 - W_2) \cdot C_2}{C_1 - C_2} + 0,001 \cdot C_2 \cdot \alpha \quad (3.42.)$$

где C_1 – массовая концентрация свежего ингибитора, %;

C_2 – массовая концентрация отработанного ингибитора, %;

α – отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости ($\alpha = 0,02 \text{ г/м}^3$).

$$q_{\text{CH}_3\text{OH}} = \frac{(0,399 - 0,110) \cdot 33}{95 - 33} + 0,001 \cdot 33 \cdot 0,02 = 0,154 \text{ кг / 1 000 м}^3$$

$$q_{\text{CaCl}_2} = \frac{(0,399 - 0,110) \cdot 26}{35 - 26} + 0,001 \cdot 26 \cdot 0,02 = 0,83 \text{ кг / 1 000 м}^3$$

5. Определим суточный расход ингибитора (3.43.):

$$q_{\text{сут}} = q_{\text{н}} \cdot Q \quad (3.43.)$$

Суточный расход метанола составит:

$$q_{\text{сут}} = 0,154 \cdot 850 = 131 \text{ кг/сут}$$

Суточный расход хлорида кальция составит:

$$q_{\text{сут}} = 0,83 \cdot 850 = 709 \text{ кг/сут}$$

В результате проведенных расчётов были определены следующие параметры: температура начала гидратообразования, величина необходимого понижения температуры и количества ингибиторов необходимого для понижения данной температуры.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

4. Безопасность жизнедеятельности

					5321400 – «ТНГХП»			
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Выполнила		Протасова Л. Е.				Литер	Лист	Листов
Руковод:		Авлиякулов Н.Н.						
Утвердил:		Бозоров Г. Р.				Бух.ИТИ гр. 5–14 ТНГХП		

4.1. Основные положения техники безопасности при работе с ингибиторами гидратообразования

Эксплуатация объектов химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности продолжает оставаться актуальной проблемой, поскольку использование агрессивных сред, эксплуатация оборудования в условиях высоких или низких температур, больших давлений может привести к крупным авариям. Трубопроводный транспорт газа является потенциально опасным и связан с риском возникновения взрывов при его эксплуатации. Однако ещё одной проблемой, требующей повышенного внимания, является гидратообразование на стенках трубопроводов. Отлагаясь на внутренних стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и могут привести к аварийной остановке эксплуатации газопровода.

Закачка в газопроводы ингибиторов является универсальным способом устранения гидратообразования (табл. 4.1.). В качестве ингибиторов могут применяться: метиловый спирт (метанол), раствор диэтиленгликоля, триэтиленгликоля и раствор хлористого кальция. Широкое применение для борьбы и ликвидации уже образовавшихся гидратных пробок получил метанол (CH_3OH).

На сегодняшний день, самым распространенным ингибитором гидратообразования является метанол (метиловый спирт CH_3OH). Это простейший одноатомный спирт, бесцветная ядовитая жидкость. С воздухом в объёмных концентрациях 6,98–35,5 % образует взрывоопасные смеси (температура вспышки 8 °С). Основным свойством, которое делает метанол хорошим ингибитором гидратообразования является способность смешиваться в любых соотношениях с водой и большинством органических растворителей.

Однако, несмотря на повсеместную распространенность метанола ввиду его качеств как ингибитора, имеется определенная опасность его использования для обслуживающего персонала. При работе с метанолом следует руководствоваться иметь на промысле (или участке) «СанПиН РУз № 0205–06. Санитарные правила и гигиенические требования при работе с метанолом»

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнил:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

Таблица 4.1.

Характеристика рассматриваемых ингибиторов

Название	Химическая формула	Описание	Плотность при 20 °С, г/см ³
метанол (метиловый спирт)	CH ₃ OH	сильнодействующий яд. Является бесцветной жидкостью, иногда с резким запахом	0,792
Диэтиленгликоль	C ₄ H ₁₀ O ₃	Прозрачная белая вязкая жидкость с характерным запахом гликоля	1,118
Триэтиленгликоль	C ₆ H ₁₄ O ₄	Является прозрачной, бесцветной, вязкой, гигроскопичной жидкостью, не имеет запаха и обладает немного сладковатым вкусом.	1,123 – 1,124
Водный раствор хлористого кальция	CaCl ₂	Кристаллы без цвета и запаха, с горько- соленым вкусом	1,1775

Метанол – сильнодействующий яд, вызывающий поражение центральной нервной и сердечнососудистой системы. При приеме внутрь вызывает слепоту и смерть. Смертельная доза – 30 см³, тяжёлое отравление, сопровождающееся слепотой, вызывают 5–10 см³. Предельно–допустимая концентрация в воздухе рабочей зоны 5 мг/м³. При работе с метанолом следует применять индивидуальные средства защиты. При попадании на кожу его следует смыть струей воды. Метанол относится к высокоопасным веществам. То есть при загрязнении метанолом окружающей среды – экологическая система будет сильно нарушена. Период восстановления не менее 30 лет после полного устранения источника вредного воздействия. Известны инциденты, произошедшие из-за неправильного использования метанола, неправильного хранения и т.д. При остром отравлении метанолом в зависимости от количества токсического вещества симптомы возникают через несколько часов, либо в срок до 1–2 сут. При нарастании патологического процесса и отсутствии первой помощи пострадавший впадает в кому из-за отёка мозга. Причиной летального

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

исхода считают остановку дыхания и работы сердечнососудистой системы.

При отравлении метанолом часто поражаются зрительные нервы и сетчатка глаз. Пары метанола обладают высокой растворимостью в крови и жидкости организма. Накопление паров в организме идет в течение всего периода вдыхания паров, а последующее выделение через дыхательные пути и почки происходит медленно.

Опасен для здоровья и жизни человека не только метанол, но и химические смеси, которые содержат больше 2% метанола.

Симптомы хронического отравления метанолом:

- быстрая утомляемость и слабость;
- повышенная раздражённость и плаксивость;
- снижение работоспособности и памяти;
- боли в правом подреберье и желудочно–кишечные нарушения;
- границы цветного зрения сужаются;
- отёк и нарушение строения сосудов глазного дна – артерии извивистые и суженные, вены расширены;
- зрительный нерв бледный или атрофирован;
- покраснение сосудистого шара глаза;
- снижение уровня тромбоцитов (тромбоцитопения) в общем анализе крови.

Первая помощь пострадавшему заключается в удалении из организма метанола, задержке его окисления и борьбе с ацидозом (избыточным количеством кислых продуктов в организме). При острых отравления метанолом через рот необходимо промывать желудок в течение двух часов, принимая внутрь 2–4 л и внутривенно 1 л 50–ного раствора питьевой соды. Предельно допустимая концентрация метанола составляет 0,05 мг/л. При частом повторном вдыхании паров метанол может накапливаться в организме, что создаёт реальную опасность ввиду медленного его окисления.

При попадании метанола в организм человека появляются тошнота и рвота, в некоторых случаях первые симптомы обнаруживаются через несколько

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

часов и даже на другой день (смерть наступает от остановки дыхания). Но если человек находится в сознании, то жалуется на сильные боли в голове, во всём теле, в желудке, выздоровление идёт медленно. Если расширение зрачков не проходит, то возможно расстройство зрения и даже полная слепота.

Отравление путём вдыхания паров метанола чаще развивается в течение нескольких дней. При малых концентрация отравление развивается постепенно, но симптомы их те же.

Неотложная первая помощь больному при отравлении метанолом состоит в максимально быстром выведении яда из организма и противодействии его метаболизму.

Возможный перечень средств противодействия при отравлении:

- массивное промывание желудка, лучше через зонд;
- обильное питье;
- применение солевого слабительного средства;
- приём этилового спирта в качестве противоядия (0,5 мл на 1 кг веса);
- приём щелочных растворов (питье и внутривенное введение гидрокарбоната натрия).

К профилактическим мероприятиям при отравлениях метанолом относятся:

- санитарно–просветительная работа и повышение настороженности населения;
- детальный инструктаж работников на предприятиях, использующих метанол;
- применение общих и индивидуальных средств защиты;
- предупреждение использования метанола для хозяйственных нужд.

Метанол опасен не только для человека, но и для окружающей среды. При утечке метанола, возможно загрязнение водных источников. А вследствие этого отравление живых организмов, использующих воду из этих источников. При воздействии на почву будут теряться плодородные свойства. Что косвенным образом опять же скажется как на животных, обитающих в этой области, так и

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

на людей, живущих неподалеку. Использование метанола на производстве, также создает дополнительную нагрузку управляющему персоналу. Так как использование метанола регулируется нормативно–технологической документацией, следовательно, необходимо создавать инструкции и правила для использования метанола ввиду его опасности для человека.

Запрещается в одном и том же производственном помещении совместное одновременное или поочередное применение метанола и спирта этилового, если это не обусловлено химизмом технологического процесса.

Производственные процессы с применением метанола или веществ, содержащих метанол, должны быть полностью герметизированы и исключать возможность контакта работающих с метанолом.

Метанол хранится в таре согласно ГОСТу 2222–78 «Метанол–яд». Тара имеет предупредительные надписи «метанол–яд», «огнеопасно» и знак, установленный для ядовитых веществ.

В производственных помещениях где используется или хранится метанол должны быть в наличии дежурные противогазы марки «А», резиновые перчатки и резиновые фартуки.

Рассмотрим возможные заменители этанола, которые обладают подходящими качествами.

Диэтиленгликоль $C_4H_{10}O_3$ – эффективный нетоксичный ингибитор, хорошо и с малыми потерями регенерируется. Хотя ДЭГ сравнительно дефицитный и дорогой реагент, но регенерация позволяет избежать больших потерь. Серьёзным препятствием для широкого применения ДЭГ является его довольно высокая вязкость, и чтобы обеспечить бесперебойную подачу ДЭГ требуется теплоизолировать ингибиторопровод и подводящие коммуникации и строго следить за концентрацией водного раствора ДЭГ.

Триэтиленгликоль $C_6H_{14}O_4$, являясь хорошим абсорбентом, имеет ряд технологических и технических недостатков: сложность регенерации водных растворов, повышенная вязкость и температура замерзания, высокая стоимость, токсичность, дефицитность.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

Опасность острых отравлений при работе с гликолями в результате вдыхания паров исключено, так как все они малолетучие, но возможны хронические отравления. Токсическое действие гликолей уменьшается в ряде ЭГ – ДЭГ – ТЭГ. При обращении с водными растворами гликолей токсичность уменьшается по сравнению с действием в чистом виде.

При отравлении гликолями необходимо ещё в промышленных условиях оказать первую помощь: вызвать рвоту, обильно промыть желудок водой или насыщенным раствором пищевой соды. Для борьбы с ацидозом рекомендуется обильно пить боржоми или другую щелочную воду, 5%-ный раствор пищевой соды; необходимы покой, согревание тела (пострадавшего надо обложить горелками).

К мерам предупреждения при работе с гликолями относятся: подробное ознакомление обслуживающего персонала с опасностью приёма внутрь, предостерегающие надписи, подробные инструкции по работе с каждым из ингибиторов, надлежащие хранение, транспортировка и т.п.

30 %-й хлористый кальций CaCl_2 – самый дешёвый из всех существующих ингибиторов может легко регенерироваться, производится в больших количествах, не токсичен. Некоторые требования к технологии приготовления и использования раствора: точный контроль за плотностью, мероприятия по обескислороживанию и введение антикоррозийных добавок являются своего рода сдерживающими факторами.

В промышленных условиях отравление обслуживающего персонала хлористым кальцием исключено.

4.2. Вредные и опасные производственные факторы возникающие при транспортировке природного газа

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данных видов работ, представленных в таблице 4.2.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
1. Подача метанола в возможные места образования гидратной пробки на промысле; 2. Работа с устройством предотвращения гидратообразования; 3. Установка и снятие заглушек (вентилей);	1. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; 2. Отклонения показателей климата на открытом воздухе; 3. Повышенная загазованность рабочей зоны.	1. Электробезопасность; 2. Работа с устройством предотвращения гидратообразования; 3. Пожаробезопасность и взрывобезопасность.

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. Для предотвращения гидратообразования, газогидратных пробок используется метанол, который представляет большую опасность производства для обслуживающего персонала и населения. При работе с метанолом необходимо соблюдать требования техники безопасности согласно СанПин РУз № 0205–06. Первые признаки отравления – недомогание и головокружение. Предельно допустимая концентрация содержания метана в воздухе рабочей зоны – 7 000 мг/м³. Класс опасности 4.

Средства индивидуальной защиты для предотвращения отравления метанолом: противогаз с коробкой марки А, резиновые сапоги и перчатки.

Пролитый при авариях или других случаях метанол смывается большим количеством воды, но не менее 2-х объёмов. Фланцевые соединения на трубопроводах метанола ожокушиваются и пломбируются.

Отклонения показателей климата на открытом воздухе. Климат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухопроницаемости, малую влагеёмкость.

Коллективная защита на промысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;
- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утеплённом транспорте;
- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений.

В теплое время года работник может подвергаться солнечному удару, который может произойти вследствие перегрева организма человека. Перегрев зачастую зависит от атмосферной температуры и скорости ветра.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (солнцезащитные очки, каска).

Коллективная защита на промысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;
- доставка к месту работы и с работы;
- для периодического отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Повышенная загазованность рабочей зоны. При подготовке природного газа к транспортировке должны быть приняты меры по предупреждению

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

загрязнения рабочих мест и загазованности воздушной среды. Для контроля загазованности должны проводиться замеры воздушной среды в производственных помещениях, а при появлении загазованности – приниматься меры по её устранению.

При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/м^3 работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

Для защиты от воздействия природного газа, действующего удушающее в больших концентрациях, используют следующие индивидуальные средства защиты: фильтрующий противогаз с коробкой марки АХ или В, изолирующие противогазы марки РКК-1 и КИП-7.

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Электробезопасность. Все рабочие места должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками.

Для того чтобы исключить возможность поражения электрическим током, на УКПГ применяются различные технические способы и средства защиты: защитное заземление, защитное зануление, изоляцию проводников, токоведущие сети располагают на высоте или применяют ограждения, блокировки, сигнализацию, голые электропровода, шинопроводы, щиты управления помещают в специальные ящики, шкафы или закрывают сплошными или сетчатыми ограждениями.

Для обслуживания устройства для предотвращения гидратообразования применяют следующие индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, оперативные штанги, изолирующие и измерительные клещи, инструмент с изолирующими рукоятками и указатели напряжения; дополнительно применяются: диэлектрические галоши (боты), резиновые коврики, дорожки и изолирующие подставки.

Для уменьшения опасности поражения электрическим током при использовании ручного электроинструмента, переносных светильников и ламп применяется пониженное напряжение – 12 или 42 В. Источниками малого

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

напряжения служат аккумуляторы или понижающие трансформаторы.

Для защиты от статического электричества технологическое оборудование и трубопроводы заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не превышает 100 Ом.

Для ослабления генерирования зарядов статического электричества ЛВЖ и другие диэлектрические материалы транспортируются по трубопроводам с малыми скоростями. Ограничения скорости транспортирования принимаются в зависимости от свойств жидкости, диаметра и длины трубопроводов.

Для предотвращения образования и накопления статического электричества от падающей струи трубы для заполнения резервуаров, емкостей спущены почти до дна, под уровень имеющейся жидкости.

Предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами.

Работа с устройством предотвращения гидратообразования под давлением. Основная опасность при эксплуатации сосудов под давлением – возможность их разрушения под действием давления рабочей среды. При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и воздушную ударную волну. При этом осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и пожаров и гибели людей. Мощность физических взрывов сосудов весьма велика. Например, мощность взрыва сосуда вместимостью 1 м^3 , находящегося под давлением воздуха, равным 1 МПа, составляет 13 МВт.

Наиболее частыми причинами аварий и взрывов сосудов, работающих под давлением, являются несоответствие конструкции максимально допустимому давлению и температурному режиму, превышение давления сверх предельного, потеря механической прочности аппарата (коррозия, внутренние дефекты

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

металла, местные перегревы), несоблюдение установленного режима работы, отсутствие необходимого технического надзора, ошибочные действия обслуживающего персонала.

Требования безопасности, предъявляемые к устройству предотвращения гидратообразования, изготовлению и эксплуатации сосудов, работающих под давлением, определены «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». К сосудам, на которые распространяются эти правила, относятся: сосуды, работающие под избыточным давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см²); баллоны, предназначенные для перевозки и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа, сосуды, работающие под давлением воды с температурой выше 115 °С или другой жидкости с температурой, превышающей температуру кипения при давлении 0,07 МПа.

Правила устанавливают специальные требования безопасности к конструкции и материалам сосудов, к изготовлению, монтажу и ремонту, к арматуре, контрольно-измерительным приборам и предохранительным устройствам, к установке, регистрации и техническому освидетельствованию сосудов, к содержанию и обслуживанию их.

Конструкция сосудов должна быть надежной, обеспечивать безопасность при эксплуатации и предусматривать возможность осмотра, очистки, промывки, продувки и ремонта сосудов.

Пожаробезопасность и взрывобезопасность. На газовом промысле взрывоопасен природный газ, его концентрация в рабочей зоне не должна превышать 15 % об. Для взрыво- и пожароопасных участков, объектов; исходя из их специфики, в качестве мер пожарной безопасности принят порядок содержания территории, в т.ч. эвакуационных путей, осуществляется мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ. Для курения, применения открытого огня и проведения огневых работ предусмотрены специально оборудованные площадки.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

Предусмотрено обучение персонала обязанностям и действиям при пожара правилам вызова пожарной охраны, порядку аварийной остановки технологического оборудования, отключения электрооборудования, правилам применения первичных средств пожаротушения, порядку осмотра и приведения в пожаробезопасное состояние всех закрепленных помещений и установок. По данным мероприятиям периодически проводятся практические тренировки.

Производственные и служебные помещения, технологическое оборудование укомплектовано необходимыми первичными средствами пожаротушения согласно нормам.

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части 01.

Проведение пожароопасных работ (электро– и газосварка, бензорезка, паяльные работы, работа с электроинструментом и др.) на газовых объектах осуществляется только после оформления наряда–допуска на выполнение работ повышенной опасности.

Наружное пожаротушение всех зданий и сооружений осуществляется от кольцевой сети надземного водопровода диаметром 250 мм через незамерзающие пожарные гидранты, установленные также надземно.

Внутреннее пожаротушение, кроме автоматического, осуществляется из внутреннего противопожарного водовода, через установленные на нем краны, количество которых соответствует параметрам помещений.

4.3 Экологическая безопасность при эксплуатации магистральных газопроводов

Трубопроводный транспорт – один из наиболее эффективных и экономичных средств транспортировки газообразных веществ. Это экологически чистый вид транспорта, обладает низкой себестоимостью, непрерывностью процесса перекачки, возможностью повсеместной укладки и т.д. Использование трубопроводного транспорта более эффективно, чем использование

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

автомобильного и железнодорожного транспорта, позволяет уменьшить степень риска при транспортировке газовых сред.

Функционирование трубопроводов происходит в жёстких условиях, поскольку они подвергаются различным нагрузкам – внутреннему давлению, осевым растягивающим или сжимающим напряжениям, давлению грунта засыпки и подвижных средств, перепадам температур.

Все эти факторы способствуют развитию коррозии на внутренней и внешней поверхности стенки трубопровода, и, как следствие – возникновению утечек и аварий. Именно по этой причине большее внимание уделяется надежности и эффективности работы магистральных трубопроводов.

С каждым годом экологическое состояние нашей окружающей среды все ухудшается и ухудшается... Постоянно увеличивается количество факторов, негативно влияющих на окружающую природную среду – растет количество промышленных предприятий, а вместе с ними увеличивается и количество вредных выбросов. Именно поэтому «ужесточаются» требования к качеству оборудования, к его надежности (для обеспечения необходимой экологической безопасности).

Не обходят стороной эти требования и газовую промышленность. Снижение негативного воздействия и влияния магистральных трубопроводов на окружающую среду в процессе их возведения и эксплуатации является одной из приоритетных задач современного строительства, поэтому разработка технических решений в целях повышения надежности трубопроводов и снижения антропогенного воздействия на окружающую среду является актуальной проблемой на сегодняшний день.

Важнейшей задачей предприятий Республики Узбекистан является надёжное и стабильное обеспечение транспорта природного газа в установленном объёме и заданными параметрами.

Особое внимание соблюдению экологической безопасности и природопользования при эксплуатации любых газопроводов, обусловлено тем, что в случае отказа оборудования ядовитые компоненты транспортируемого

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

сырья и токсичные среды ведут к локальным и общим загрязнениям окружающей среды, создают повышенный риск возникновения опасности для персонала и населения. При этом отказ магистрального трубопровода, сопровождающийся потерей герметичности стенок труб, трубных деталей или общей потерей прочности в результате разрушения, несёт повышенный экологический ущерб с возможными непоправимыми последствиями для окружающей природной среды. Отказ любого элемента магистрального трубопровода: труб, трубных деталей, арматуры – может спровоцировать аварийную ситуацию; самая распространенная причина отказа трубопровода связана с дефектами труб и сварных соединений.

Интенсивное взаимодействие с окружающей средой магистральных газопроводов обусловлено:

- 1) их протяжённостью, большим диаметром и площадью контакта с грунтом;
- 2) прокладкой в различных климатических и гидрогеологических условиях и пересечением множества естественных и искусственных преград;
- 3) массой и свойствами транспортируемого природного газа;
- 4) энергетической мощностью.

Безопасность эксплуатации трубопроводов основана на их конструктивной надёжности, которая проявляется в функционировании с сохранением эксплуатационных свойств в течение предусмотренного проектом срока. Расчётные модели конструктивной надёжности трубопроводов должны строиться с учётом экологических ограничений, то есть предельно допустимых воздействий, оцениваемых по всем компонентам окружающей природной среды, находящимся в контакте с трубопроводом.

Таким образом, экологическая надёжность магистрального трубопровода – это свойство сопротивляться внешним и внутренним нагрузкам и воздействиям, возникающим при транспортировке продукта, без нарушения герметичности вследствие соблюдения правил эксплуатации, технического обслуживания и ремонта. С точки зрения обеспечения экологической надёжности трубопроводов

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

в эксплуатационный период важнее предупреждать аварии, а не ликвидировать их последствия.

Эксплуатирующая магистральный трубопровод организация в хозяйственной деятельности должна соблюдать Закон Республики Узбекистан № 754–ХП от 9.12.1992 «Об охране окружающей среды», экологические, санитарно-эпидемиологические, гигиенические нормы и правила. Недопустимо использовать технологии, результаты которых не предсказуемы для окружающей среды. Руководство предприятия обязано обеспечивать контролирующим органам условия для контроля соблюдения экологических требований, предоставлять при запросах необходимую информацию и документацию в Министерство природных ресурсов РУ.

Особое отрицательное воздействие на природные ресурсы и компоненты окружающей среды оказывают вредные факторы, представленные в таблице 4.3., где также описаны основные природоохранные мероприятия.

Таблица 4.3.

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации систем подачи химических веществ

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосферный воздух	Выбросы продуктов сгорания природного газа	Тщательный контроль за оборудованием
Вода и водоиспользование	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства)
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы химическими веществами	Отправление отходов на полигон для их дальнейшей утилизации.
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Атмосферный воздух загрязняется главным образом такими вредными веществами как окись углерода и окислы азота, содержащимися в продуктах сгорания природного газа. Окись углерода и окислы азота выбрасываются в атмосферу также с продуктами сжигания природного газа при продувке шлейфов, отработке скважин.

Следующим по значимости источником загрязнения атмосферного воздуха являются выбросы автотранспорта, отработанные выхлопные газы которых содержат в своем составе окись углерода, окислы азота, углеводороды и другие вредные вещества.

В целях обеспечения содержания вредных веществ в приземном слое атмосферы в количествах, не превышающих их предельно-допустимую концентрацию в воздухе, по каждому стационарному источнику выбросов расчетным путём (с учётом рассеивания) определены максимальные величины предельно допустимых выбросов (ПДВ).

Основные мероприятия, проводимые по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха включают и себя:

- контроль выхлопных газов автотранспорта на дымность, содержание окиси углерода с целью последующей регулировки двигателей для снижения концентрации вредных веществ в выбросах до нормативных величин;
- контроль дымовых газов котельных, технологических печей и других стационарных источников выбросов на содержание окиси углерода, окислов азота для установления оптимальных режимов сжигания природного газа и уменьшения концентрации указанных вредных веществ;
- утилизацию промстоков путем закачки их в поглощающие горизонты вместо сжигания с природным газом.

Мероприятия по охране водных объектов.

К основным источникам загрязнения водоемов относятся неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промстоки, образующиеся при добыче и подготовке природного газа, содержащие метанол, диэтиленгликоль,

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

нефтепродукты, компоненты пластовой воды, а также ливневые стоки загрязненные вредными веществами, находящимися в атмосферном воздухе и почве.

Промышленные стоки, содержащие значительные количества загрязняющих веществ, не поддающихся эффективной очистке, утилизируются закачкой в пласт, а в аварийных случаях сжигаются на горизонтальных факельных установках.

Мероприятия по охране литосферы

Почвы способны аккумулировать загрязняющие вещества, что ведет к загрязнению поверхностных вод и представляет серьезную угрозу загрязнения природных водоемов. Так, например, углеводородные загрязнители (нефтепродукты) – стойкие химические соединения, способные длительное время сохраняться в различных природных средах. Восстановление растительного покрова (биоценоза) на нарушенных при обустройстве месторождений землях, естественным путем происходит длительное время - в течение 90–100 лет.

С целью предотвращения загрязнения почв осуществляет следующие мероприятия:

- планомерно проводит биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом;
- захоронение твёрдых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах; складирование металлолома на отдельно отведенных площадках;
- хранение горюче–смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в ёмкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой.

Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение безопасности экологичности производственных процессов, достаточно эффективен для надежной эксплуатации объектов УКПГ и грамотного проведения работ по предотвращению и ликвидации гидратов.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила:	Протасова Л. Е.					
Руковод.:	Авлиякулов Н.Н.					

Заключение

В данной выпускной квалификационной дипломной работе рассмотрена тема: «Определение условий гидратообразования при транспортировке природного газа и расчёт ингибиторов для предотвращения загидрачивания». Стратегическая задача — обеспечение надёжной и безопасной транспортировки и поставки газа потребителям. Поэтому нормальная эксплуатация магистрального газопровода может быть обеспечена при качественной осушке природного газа на промысловых пунктах подготовки. Наличие влаги в газе при некачественном её отделении часто является причиной образования гидратов.

По данной выпускной квалификационной дипломной работе можно сделать выводы, что:(

1. Гидраты природных газов или клатраты – кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из воды и газа.

2. Гидратообразование зависит от трёх условий: наличие гидратообразующего компонента, наличие воды, наличие определенных термобарических условий.

3. Гидраты в зависимости от расположения молекул воды в кристаллической решётке и строения решётки подразделяются на I и II тип или структуры I и II. Существует и третий тип гидратов H (структура H), но он встречается намного реже.

4. При транспортировке природного газа весьма важен контроль над образованием гидратов. Эти вещества могут заблокировать трубопровод, запорную и регулирующую арматуру, вывести из строя контрольно-измерительные приборы. Гидраты образуются если температура газа, ниже температуры точки росы. В тех местах, где происходит редуцирование давления, температура из-за эффекта Джоуля–Томсона понижается. Таким образом, для того чтобы избежать образования гидратов, необходимо контролировать температуру точки росы, и влажность газа.

5. Изучена зависимость условий гидратообразования от температуры,

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

давления и компонентного состава газа. Причем чем выше температура и ниже давление газа, тем вероятность гидратообразования ниже и наоборот, чем ниже температура и выше давление газа, тем вероятность гидратообразования выше. А также с увеличением плотности газа (при условии, что тяжелые компоненты являются гидратообразующими) уменьшается давление гидратообразования и увеличивается температура гидратообразования.

6. Эффективный и надежный метод предупреждения образования гидратов – осушка газа перед поступлением его в трубопровод. Наиболее широко применяются следующие методы осушки: осушка гликолем (жидким поглотителем); осушка молекулярными ситами (твёрдым адсорбентом) и осушка охлаждением.

Для ликвидации гидратных пробок в трубопроводах природных и сжиженных газов применяют ввод антигидратных ингибиторов или метод подогрева.

7. На практике для борьбы с образованием гидратов широко применяют метанол, диэтиленгликоль и водные растворы хлористого кальция.

Проанализировав методы предупреждения и борьбы с гидратами (выбрав для борьбы с гидратами ингибирующие вещества) доказано, что с экономической точки зрения метанол является более приемлемым веществом для борьбы как с уже образовавшимся гидратом, так и для предупреждения гидратообразования.

8. Наиболее точным и надёжным методом определение условий гидратообразования визуального наблюдения является лабораторная установка, поэтому его следует применять в первую очередь.

9. При определении влажности газа, пришли к заключению, что с увеличением температуры газа приводит к увеличению влажности газа, а увеличение давления газа приводит к уменьшению влажности газа.

10. Зависимость влажности газа от изменения температуры и давления газа является нелинейной и это следует учитывать при регулировании влажности газа этими параметрами.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

11. Пропускная способность трубопровода зависит от наличия гидратообразований. Наличие гидратообразования на внутренней поверхности газового оборудования, приводит к уменьшению пропускной способности трубопровода.

12. Изучили основные положения техники безопасности при работе с ингибиторами, используемыми для предотвращения гидратообразования. Большую опасность для обслуживающего персонала представляет отравление метанолом, т.к. он является сильнейшим ядом. Отравление обслуживающего персонала хлористым кальцием исключено. При работе с гликолями возможны хронические отравления.

13. Рассмотрели основные наиболее вероятные вредные и опасные производственные факторы образования гидратов при транспортировке природного газа.

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

Список использованной литературы

1. Указ Президента Республики Узбекистан «О Стратегии действий по дальнейшему развитию Республики Узбекистан» № УП–4947 от 7.02.2017 г.
2. СанПиН РУз № 0205–06. Санитарные правила и гигиенические требования при работе с метанолом от 6.05.2006 г.
3. Закон Республики Узбекистан «Об охране окружающей среды» № 754–ХП от 9.12.1992, 18 с.
4. Закон Республики Узбекистан «Об охране атмосферного воздуха» № 353–I от 27.12.1996, 11 с.
5. Закон Республики Узбекистан «О воде и водопользовании» № 837–ХП от 06.05.1993, 22 с.
6. Закон Республики Узбекистан «Об охране природы» № 754–ХП от 09.12.1992, 16 с.
7. Шагапов В.Ш., Мусакаев Н.Г. Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа М.: Наука, 2016 – 238 с.
8. Чухарева Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов. Расчёт необходимого количества ингибиторов для предотвращения загидративания. Методические указания. – Томск: Издательство Томского политехнического университета (ТПУ), 2010 – 30 с.
9. Арнольд К., Стюарт М. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа М.: Премиум Инжиниринг, 2009 – 630 с.
10. Шагапов В.Ш., Уразов Р.Р. Характеристика газопровода при наличии гидратоотложения// Теплофизика высоких температур, 2004, т.42 №3 – с. 461–468
11. М.Г Сухарев, А.М. Красевич Технологический расчет и обеспечение надежности газа и нефтепроводов М. ГУП Изд. «Нефть и газ» РГУ НГ им. И.М. Губкина 2000 г.
12. Хайруллин М. Х., Шамиев М. Н., Тулупов Л. А. Моделирование

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата		Лист
Выполнила		Протасова Л. Е.			5321400 – «ТНГХП»	
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

гидратообразования в газопроводах// Нефтегазовое дело 2005.

13. Истомин, В. А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В. А. Истомин, В. Г. Квон. – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 507 с.

14. Квалифицированная первичная переработка нефтяных и природных газов /М.А. Берлин, В.Г. Гореченков. В.П.Капралов. – Краснодар: Советская Кубань, 2012. – С.512

15. Технологические процессы и оборудование для переработки углеводородов: справочник/ гл. ред. П. М. Сорокин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013 г. – 420 с.

16. Катаев, К.А. Гидратообразование в трубопроводах природного газа / КА. Катаев // Всероссийский журнал научных публикаций. – 2011. – № 1 (2). – 109 с.

17. Дж. Кэрролл. Гидраты природного газа / Перевод с англ. – М.: Издательство «Технопресс», 2007. – 316 с

18. Шапошникова Ю.Н. Проблема экологической безопасности трубопроводов для транспортировки нефти, газа и нефтепродуктов // Интернет-журнал «Технологии техносферной безопасности» – Выпуск № 1 (29) – февраль 2010. – 6 с.

19. Лapidус А. Л., Голубева И. А., Жагфаров Ф. Г. Газохимия Учебное пособие. — М.: ЦентрЛит-НефтеГаз, 2008. – 450 с.

20. Технологии нефти и газа 2012 №06. Издательство - Российский Государственный Университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 68 с.

21. O'z DSt:948:2016 «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы и транспортируемые по ним»

22. www.ziyonet.uz

23. www.twirpx.com

24. www.allbest.ru

25. www.studopedia.ru

26. www.studfiles.ru

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				

27. www.chem21.info

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	5321400 – «ТНГХП»	Лист
Выполнила		Протасова Л. Е.				
Руковод.:		Авлиякулов Н.Н.				