

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

АНАЛИЗ КОМПЛЕКСНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА 3... НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

УДК 622.279.72-047.44(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Рогова Ксения Анатольевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.—м.н.		

Томск – 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой _____

(Подпись), (дата), (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Роговой Ксении Анатольевне

Тема работы:

Анализ комплексных технологий для борьбы с гидратообразованием на 3... нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Пакет технической, технологической и нормативной информации по методам предотвращения гидратообразования, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	Общие сведения об осложнениях в следствие гидратообразования в системах промышленного сбора газа, методы ликвидации гидратных пробок, экономическая эффективность от закачки метанола, социальная ответственность при работе с химическими реагентами.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Вазим Андрей Александрович
«Социальная ответственность»	Инженер, к.т.н. Грязнова Елена Николаевна
Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:	
Общие сведения о гидратах и гидратообразовании	
Методы борьбы с техногенным гидратообразованием в газопромысловых и газотранспортных системах	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Заключение	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	Ф.И.О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Рогова Ксения Анатольевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 85 страниц, 16 таблиц, 23 рисунка, 12 источников.

Ключевые слова: ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ, ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ, СПОСОБЫ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ, ИНГИБИТОРЫ, МЕТАНОЛ

Объектом исследования являются комплексные технологии для борьбы с гидратообразованием на газовом промысле.

Цель работы – анализ комплексных технологий для борьбы с гидратообразованием на примере З... нефтегазоконденсатного месторождения.

В бакалаврской работе приведены общие сведения о гидратах, их типах и способах образования. Проанализированы основные методы борьбы с гидратообразованием в газопромысловых и газотранспортных системах, также рассмотрен экспериментальный метод ликвидации газогидратной пробки в шлейфах, газовых и газоконденсатных скважинах. Произведен экономический расчет процесса ликвидации гидратообразования при закачке метанола в скважину. Данная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word и Microsoft Excel.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

НГКМ –нефтегазоконденсатное месторождение

СТО – станция технического обслуживания

ПАВ – поверхностно-активное вещество

ЭГ – этиленгликоль

ДЭГ – диэтиленгликоль

ТЭГ - триэтиленгликоль

ЗПА – здание переключающей арматуры

ГП – газовый промысел

ПДК – предельно допустимая концентрация

ГОСТ – государственный стандарт

ОСТ – отраслевой стандарт

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГИДРАТАХ И ГИДРАТООБРАЗОВАНИИ.....	10
1.1 Гидраты в природном газе	10
1.2 История изучения гидратов и проблем гидратообразования	12
1.3 Типы гидратов	14
1.4 Условия образования гидратов.....	19
1.5 Основные геологические особенности З... нефтегазоконденсатного месторождения	25
1.5.1 Газоносность. Распространение газонасыщенных пород- коллекторов и изменение их фильтрационно-емкостных свойств по площади месторождения	25
1.5.2 Характеристика исходного сырья	28
1.5.3 Характеристика изготавливаемой продукции	29
1.6 Анализ основных показателей разработки З... нефтегазоконденсатного месторождения	29
2. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ТЕХНОГЕННЫМ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ В ГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ И ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМАХ	26
2.1 Образование гидратов в скважинах и способы их устранения	27
2.2 Образование гидратов в газопроводах.....	36
2.3 Ввод ингибиторов, используемых при ликвидации гидратных пробок	39
2.4 Предупреждение гидратообразования в системах промыслового сбора газа залежей З... нефтегазоконденсатного месторождения	46
2.5 Прогноз потребления метанола в газовой промышленности.....	47
Российской Федерации в Западной Сибири (Надым-Пур-Тазовский	47
регион и п-ов Ямал) на перспективу до 2030 г.	47
2.6 Экспериментальный метод ликвидации газогидратной пробки в шлейфах газовых и газоконденсатных скважинах	49

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	53
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	56
4.1 Производственная безопасность	56
4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	57
4.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	70
4.2 Экологическая безопасность.....	74
4.2.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	75
4.2.2 Мероприятия по охране водных объектов	76
4.2.3 Мероприятия по охране литосферы.....	77
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	78
4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	84

ВВЕДЕНИЕ

Гидраты – это твердые соединения с водой, которые могут образовываться природным газом, насыщенном парами воды, при определенных термобарических условиях. Внешне гидраты представляют собой белую творожнообразную субстанцию и состоят из одной или нескольких молекул газа (метана, пропана, углекислого газа и др.) и воды.

Техногенные газовые гидраты образуются в системах сбора и подготовки газа, а также при его добыче: в призабойной зоне пласта, стволе скважины, в внутривыпускных коллекторах и шлейфах, в магистральных газотранспортных системах. Гидратообразование может вызвать серьезные осложнения и проблемы в технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа. Отлагаясь на стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность.

Как показывает практика, прежде всего процессу гидратообразования подвергается сама скважина и примыкающая к ней призабойная зона пласта-коллектора вследствие интенсивного охлаждения добываемого газа за счет дроссель-эффекта и теплообмена скважины с мерзлыми горными породами, окружающими ее. При достаточно высоком пластовом давлении на многих газовых и газоконденсатных месторождениях есть вероятность гидратообразования в самом стволе скважины, и, как следствие, происходит снижение ее пропускной способности или же полная закупорка скважины. Стоит сказать, что высокая вероятность закупорки скважин гидратами существует при остановке добычи газа из-за низкой температуры призабойной зоны скважины.

С развитием масштабов добычи газа и вводом новых газовых и газоконденсатных месторождений в районах Крайнего Севера возрастает актуальность проблемы предупреждения гидратообразования в системах сбора и промысловой подготовки газа.

Целью данной бакалаврской работы является анализ комплексных технологий для борьбы с гидратообразованием на примере З... нефтегазоконденсатного месторождения.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГИДРАТАХ И ГИДРАТООБРАЗОВАНИИ

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 «твердыми гидратами». Они представляют собой твердые вещества с ионным типом связей, в которых ионы окружены молекулами воды и образуют твердое кристаллическое тело. Однако в газовой промышленности под гидратами принято понимать вещества, состоящие из микромолекул и воды.

Гидраты – это твердые кристаллические соединения, образованные водой и микромолекулами. Они входят в более крупный класс химических соединений, известных под названием «клатратов» или «соединений включения». Клатратами называют соединения, в которых молекулы одного вещества заключены внутри структур, образованных молекулами другого вещества. В этой работе рассматриваются водные клатраты – гидраты.

Многие из компонентов, обычно входящих в состав природного газа, образуют гидраты в соединении с водой. Образование гидратов является одной из проблем, связанных с процессами добычи, переработки и транспортировки природного газа и его производных жидкостей.

В нефтегазовой промышленности «гидратами» называют вещества, которые при комнатной температуре обычно находятся в газообразном состоянии. В число таких веществ входят метан, этан, двуокись углерода, сероводород и др. 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 гидрообразованию, однако на самом деле гидраты могут образовываться и другими жидкостями. В качестве примера вещества, которое при комнатных условиях находится в жидком состоянии, но все 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 газа водными растворами алканоломинов (алканол амины (аминоспирты, оксиамины) 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 природного газа[1].

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 твердого осадка.

Молекулы воды в таких соединениях называются «хозяевами», а молекулы других веществ, стабилизирующие кристаллическую решетку, – «гостями». Молекулы – гости называются «гидратообразующие вещества» или «гидратообразователи». Кристаллические решетки гидратов имеют сложное, трехмерное строение, где молекулы воды образуют каркас, в полостях которого находятся заключенные молекулы гости.

Считается, что стабилизация кристаллической решетки в присутствии молекул – гостей обусловлена ван-дер-ваальсовыми силами, которые возникают из-за межмолекулярного притяжения, не связанного с электростатическим притяжением. 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.

Еще одна интересная особенность газовых гидратов заключается в отсутствии связей между молекулами – гостями и хозяевами. Молекулы – гости могут свободно вращаться внутри решеток, образованных молекулами – хозяевами. Это вращение подтверждено с помощью спектроскопических измерений. Таким образом, данные соединения можно наилучшим образом описать как твердые растворы[2].

1.2 История изучения гидратов и проблем гидратообразования

Впервые газовые гидраты были описаны в 1810 году английским химиком Хэмфри Дэви, профессором Королевского института. Их изучение носило исключительно теоретический характер до тех пор, пока в США не ввели в эксплуатацию первые магистральные газопроводы: газовые гидраты стали образовываться в трубах, что приводило к их повреждению. Выяснилось, что такому образованию способствуют сильное охлаждение, турбулентные потоки, частицы твердых веществ в газе, а главным образом — попадание в трубы воды.

Отечественная индустрия с проблемой образования твердых гидратов в трубопроводах впервые столкнулась в 30-х годах прошлого века. В 1960-е годы экспериментальные исследования по фазовым равновесиям гидратов проводили сотрудники ВНИИГАЗа Б.В. Дегтярев и Э.Б. Бухгалтер, а промышленными исследованиями занимались В.А. Хорошилов, В.С. Смирнов и другие специалисты ВНИИГАЗа под руководством проф. Ю.П. Коротаева. В эти же годы Ю.Ф. Макогон, в то время сотрудник МИНХиГП им. И.М. Губкина, занимался изучением морфологии и кинетики роста кристаллов газовых гидратов.

Следует подчеркнуть, что полученные в период 1940-60 гг. экспериментальные данные по фазовым равновесиям газовых гидратов не

отличались с современных позиций высокой точностью, а предложенные сугубо эмпирические расчетные методики в некоторых случаях приводили к двухкратной погрешности в равновесном давлении гидратообразования[3].

Среди российских исследователей современного периода, внесших существенный вклад в термодинамику газовых гидратов, следует в первую очередь назвать С.Ш. Быка и В.И. Фомину, а также Д.Ю. Ступина и Э.В. Маленко, активно работавших в этой области в 1960-70 годы. Позже основные исследования газовых гидратов сосредоточились в Якутском филиале СО АН СССР (Н.В. Черский, В.П. Царев, А.Г. Гройсман и др.), а в последующие годы лидирующие позиции в области физико-химических исследований занял ИНХ СО РАН (Ф.А. Кузнецов, Ю.А. Дядин, В.Р. Белослудов, В.И. Косяков, В.Л. Богатырев, Т.В. Родионова, Д.В. Солдатов, Е.Ж. Ларионов, Ф.В. Журко и др.).

В начале 60-х годов советские геологи и геохимики (А.А.Трофимук, Н.В.Черский, В.Г.Васильев, Ю.Ф.Макогон, Ф. А. Требин) установили свойство природных газов образовывать в земной коре при определенных термобарических условиях (температура -до 295°К, давление -до 250 атмосфер) залежи в твердом газогидратном состоянии. В 1974 г. это открытие было подтверждено: геологи Б.П.Жижченко и А.Г.Ефремова обнаружили образцы газогидратов в Черном море. Позже они были найдены и в Атлантическом океане при глубоководном бурении с судна «Гломар Челленджер».

1.3 Типы гидратов

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

Краткие сравнительные характеристики гидратов I и II типов приводятся в табл. 1. Более подробно эти типы гидратов будут рассмотрены далее. Типы полиэдрических ячеек, образующих структуру решетки в гидратах I и II типов, показаны на рисунке 1.

Гидраты I типа

Самую простую структуру решетки 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 тетракайдекаэдра т.е. четырнадцатигранника, имеющего 12 пентагональных и две гексагональные грани.

Додекаэдрические полости по размеру меньше тетракайдекаэдрических, поэтому первые часто называют малыми полостями, а вторые - большими полостями.

Таблица 1 - Сравнительные характеристики гидратов I и II типов[2]

	Тип I	Тип II
Количество молекул воды в одной ячейке решетки	46	136
Количество полостей в одной ячейке решетки:		
малых	2	16
больших	6	8

Теоретическая формула ячейки:		
при заполнении всех полостей	$X \times 5^3/4 \text{H}_2\text{O}$	$X \times 5^2/3 \text{H}_2\text{O}$
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1481	0,01500
при заполнении только больших полостей	$X \times 7^2/3 \text{H}_2\text{O}$	$X \times 17 \text{H}_2\text{O}$
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1154	0,0556
Диаметр полости, Å		
малой	7,9	7,8
большой	8,6	9,5
Объем одной ячейки каркаса, м ³	$1,728 \times 10^{27}$	$5,178 \times 10^{27}$
Примеры гидратообразующих веществ	CH_4 , C_2H_6 , C_2S , CO_2	C_3H_8 , изо- C_4H_{10} , N_2

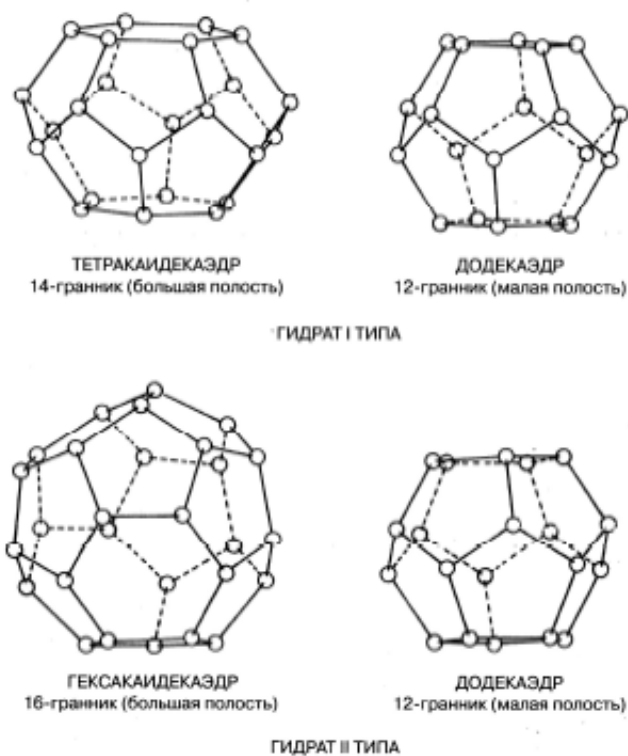


Рисунок 1 – Полиэдрические ячейки решетки гидратов I и II типов[2]

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 нестехиометричности (разное количество химических элементов во взаимодействии). Это означает, что для образования стабильного гидрата необязательно, чтобы все 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) гексакаидекаэдра – 16-гранника, имеющего 12 пентагональных граней и четыре гексагональные грани. Додекаэдрические полости по размеру меньше гексакаидекаэдрических. 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 (рисунок 2) показывающую зависимость типа гидрата от величины молекулы – гостя.

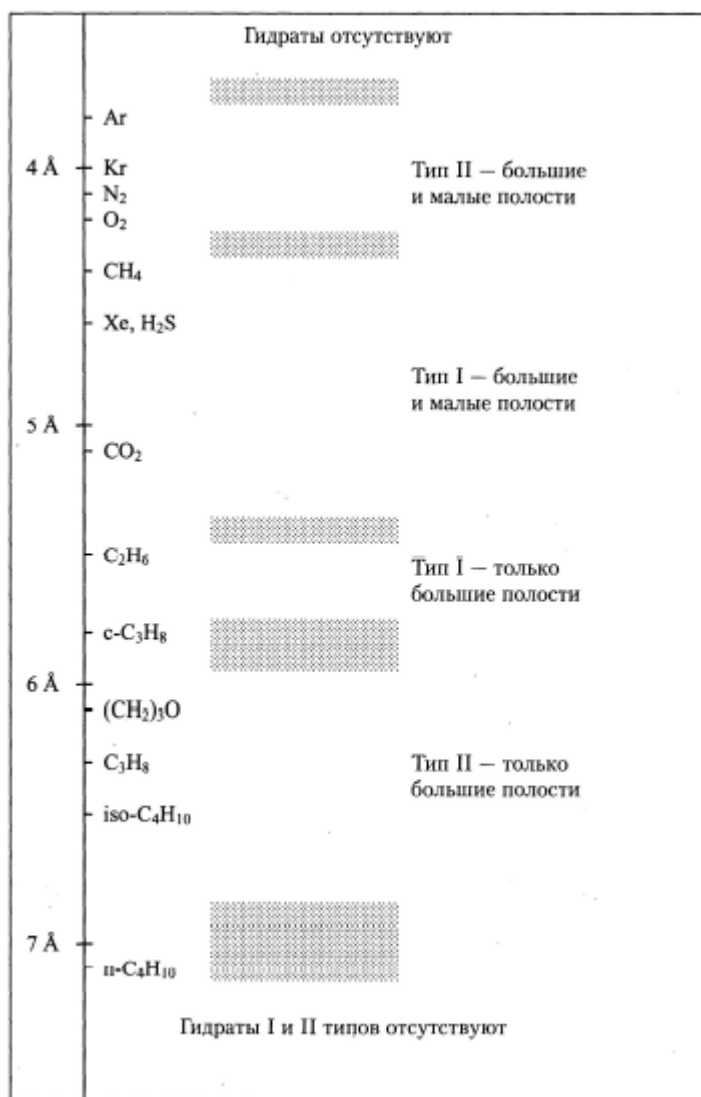


Рисунок 2 - Сравнительная диаграмма размеров молекул - гостей, типов гидратов и занимаемых полостей решетки для различных гидратообразователей[2]

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 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 Å не образуют гидратов.

Первые из гидратообразующих веществ: криптон и азот. Они образуют гидраты II типа. Молекулы этих веществ достаточно малы (3,8 – 4,2 Å) и могут занимать как малые, так и большие полости решетки.

Ниже по шкале в области 4,4 – 5,4 Å 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 Å располагается этан. Молекулы образуют гидраты I типа, но слишком велики и могут занимать только большие полости.

Следующая группа веществ с еще более крупными молекулами (6,0 – 6,9 Å) 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.

Гидраты H типа.

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

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 X будут заполнять только две меньшие полости, а большие молекулы Y, как известно, занимают только большие полости, теоретическая формула ячейки будет иметь вид $Y \times 5X \times 34 H_2O$. 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.

1.4 Условия образования гидратов

Для образования гидрата необходимы следующие три условия:

1. Благоприятные термобарические условия. Образованию гидратов благоприятствует сочетание низкой температуры и высокого давления. Термобарические кривые для рассматриваемых гидратообразующих веществ показаны на рисунке 3.

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.

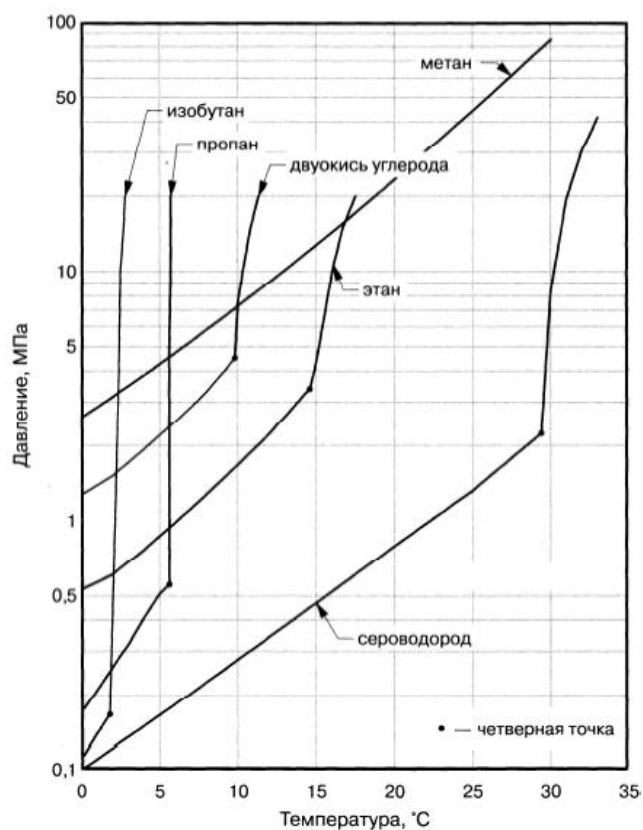


Рисунок 3 - Кривые гидратообразования для некоторых компонентов природного газа[2]

Для этана, пропана и изобутана молярные доли гидратной фазы не являются функцией температуры и давления (т. е. постоянны), так как молекулы этих веществ занимают только большие полости в решетках соответствующих гидратов. У больших полостей степень заполнения высокая.

2. Наличие гидратообразующего вещества. К гидратообразующим веществам относятся метан, этан, двуокись углерода и др.

3. Достаточное количество воды. Воды не должно быть ни слишком много, ни слишком мало.

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

Для предотвращения гидратообразования достаточно исключить одно из трех условий, перечисленных выше. Как правило, мы не можем удалить из смеси гидратообразующие вещество. 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-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. 2). Например, в равномолярной смеси метана и воды при 10 °С и 10 МПа присутствуют только гидратная и газовая фазы – свободная вода отсутствует.

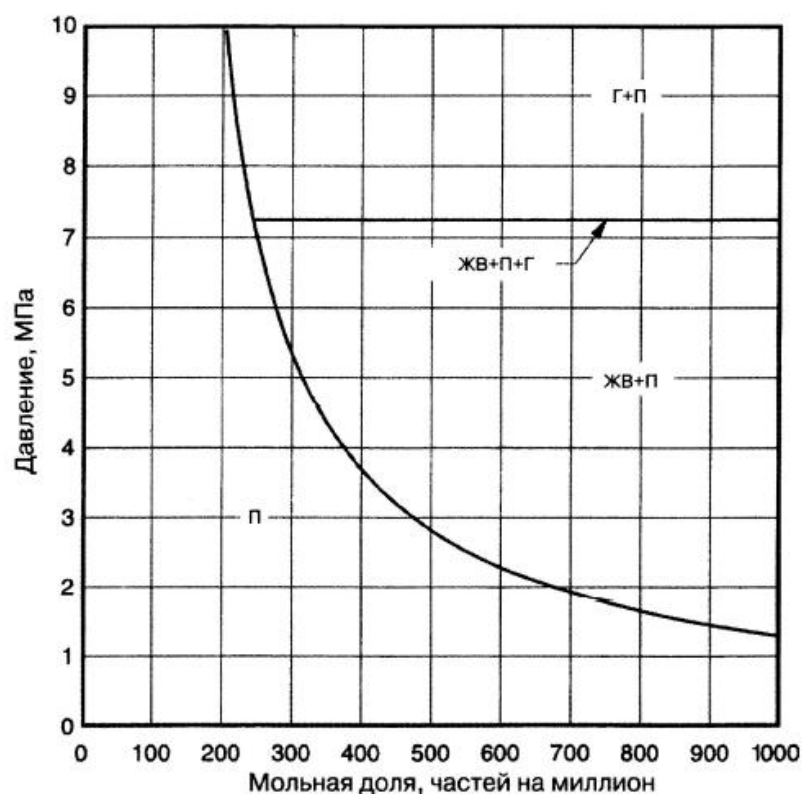


Рисунок 4 - Фазовая диаграмма давление — состав для смеси вода + метан при 10 °С (условные обозначения: Г гидрат; ЖВ — жидкая вода; П — пар.)[1]

Еще 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 твердую 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 твердое называется сублимацией. Так, например, двуокись углерода сублимирует при обычном атмосферном давлении. Твердая CO_2 , в просторечии называемая «сухим льдом», переходит из твердого состояния сразу в газообразное, минуя жидкую фазу. Или нафталин. Запах нафталиновых шариков можно чувствовать в воздухе, потому что нафталин превращается из твердого 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.

Еще одним важным аспектом гидратообразования является процесс накопления твердого 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.

Для обнаружения зоны возможного гидратообразования необходимо знать влагосодержание и плотность транспортируемого газа, а также его температуру и давление. Для заданного участка в принятых масштабах строятся кривые изменения давления 1 и температуры 2 по длине газопровода. Используя кривые влагосодержания и равновесного состояния гидратов, на график наносятся кривые точки росы 3 и равновесной температуры гидратообразования (рисунок 5).

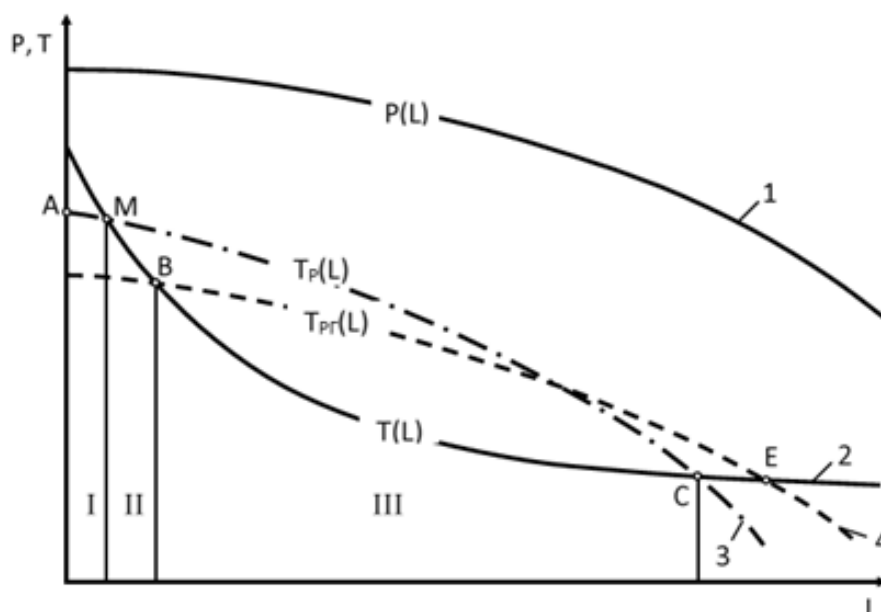


Рисунок 5 - Положение зоны возможного образования скоплений гидратов[4].

Рассмотрим в качестве примера определение зоны возможного гидратообразования в газопроводе протяженностью L .

Пусть AM – линия точки росы, которая в точке M совпадает с температурой газа в газопроводе. Так как газ на участке AM имеет температуру выше точки росы $T(L) > T_P(L)$, то он будет недонасыщенным, и следовательно в самом начале газопровода (зона I) влага выпадать не будет.

В точке M температура газа $T(L)$ равна температуре точки росы $T_P(L)$. Это соответствует началу конденсации влаги на стенке газопровода (зона II). Однако, при снижении температуры от точки M до точки B гидраты образовываться не могут, так как температура газа в газопроводе $T(L)$ выше равновесной температуры гидратообразования $T_{PG}(L)$.

В точке B температура газа становится равной равновесной температуре гидратообразования $T(L) = T_{PG}(L)$. Следовательно, начиная с точки B , в газопроводе могут образовываться гидраты (зона III). Зона возможного гидратообразования будет распространяться до точки C , поскольку за ней температура газа становится выше равновесной

температуры гидратообразования $T(L) > T_{\text{рг}}(L)$ и гидраты существовать уже не могут.

Участок СЕ соответствует наличию капельной влаги в газе и на стенках трубопровода, так как выполняется условие $T(L) < T_p(L)$.

Для построения графиков $T_{\text{рг}}(L)$ и $T_p(L)$ можно воспользоваться как известными, так и эмпирическими зависимостями [4].

1.5 Основные геологические особенности З... нефтегазоконденсатного месторождения

Информация данного раздела содержит коммерческую тайну - удалена

2. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ТЕХНОГЕННЫМ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ В ГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ И ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМАХ

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

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

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

Для борьбы с гидратами разработан ряд методов, показанных на рисунке 6, в том числе и методы, использующие химические реагенты - ингибиторы гидратообразования.

Ниже представлено конкретное применение тех или иных методов борьбы с гидратообразованием - предупреждения и ликвидации газовых гидратов в различных газопромысловых системах.

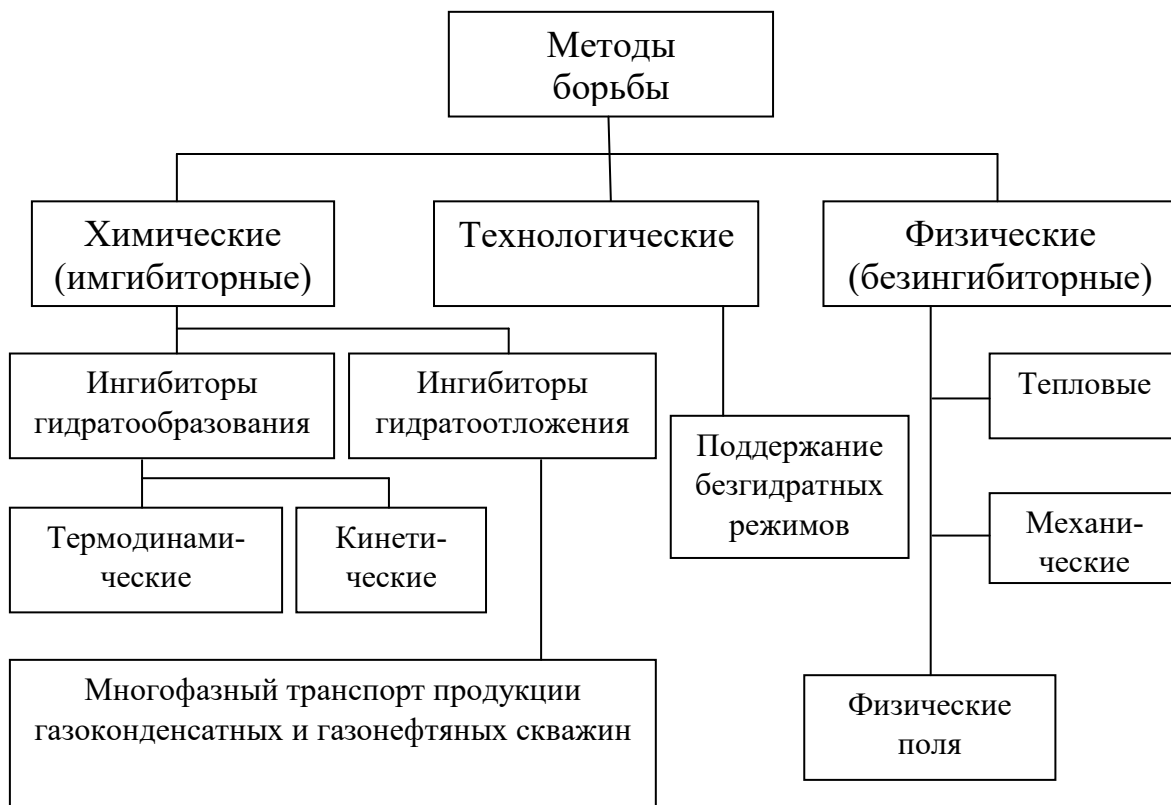


Рисунок 6 - Методы борьбы с техногенным гидратообразованием в газопромысловых и газотранспортных системах[7]

2.1 Образование гидратов в скважинах и способы их устранения

Образование гидратов в скважинах и промысловых газопроводах и выбор метода борьбы с ними в значительной степени зависят от пластовых температур, климатических условий и режима эксплуатации скважины.

Часто в стволе скважины имеются условия для образования гидратов, когда температура газа при его движении вверх от забоя до устья становится ниже температуры гидратообразования. В результате скважина забивается гидратами.

Изменение температуры в работающей скважине предпочтительней определять с помощью глубинных приборов. Если это не представляется возможным, применяют формулы:

$$t = t_{гр} - \Delta t_{ie}^{-n(H-1)} + \{(1 - e^{-a(H-1)}) (\Gamma - D_i(p_c - p_y) / H - A/c_p) / a\}; \quad (1)$$

где t , $t_{гр}$ - соответственно температура потока и грунта на глубине l ;

$$t_{гр} = t_{пл} - \Gamma(H-1); \quad (2)$$

где $t_{пл}$ - температура пласта на глубине H ; Γ - среднее значение геотермического градиента на участке $H - 1$; D_{τ} - изменение температуры в призабойной зоне за счет эффекта Джоуля-Томсона, °C;

$$t_i = D_i (p_{пл} - p_c) \{ \lg(1 + (G c_p \tau / \pi h c_{\tau} r_c^2)) \} / \lg(r_k / r_c) \approx D_i (p_{пл} - p_c); \quad (3)$$

где r_k - радиус контура питания скважины, м; r_c - радиус скважины, м; D_i - дифференциальный коэффициент Джоуля - Томсона, °C/МПа; $p_{пл}$ - давление в пласте, МПа; p_c - давление на забое скважины, МПа; G - массовый расход газа, кг/с; C_p - теплоемкость газа при постоянном давлении; τ - продолжительность работы скважины, с; h - вскрытая мощность пласта (интервал перфорации), м; c_{τ} - теплоемкость породы, Дж/м³.

$$a = (2\pi\lambda_{\tau}) / (Q c_p f(\tau)), \quad (4)$$

где λ_{τ} - теплопроводность горных пород, Дж/м с градус; $f(\tau)$ - безразмерная функция.

$$f(\tau) = \ln(1 + (\pi\lambda_{\tau}\tau / c_{\tau} r_c^2)^{0.5}) \quad (5)$$

Величина геотермического градиента Γ зависит от многих переменных; его надо рассчитывать по данным измерений температуры в скважинах, простаивающих длительное время. Температура газа в шлейфах может быть вычислена по формуле Шухова, справедливой для небольших перепадов давления,

$$t_1 = t_{cp} + (t_0 - t_{cp}) e^{-(k\pi D l / G c_{\Delta})} \quad (6)$$

где t_1 - температура потока в °C на расстоянии l от начала шлейфа, °C; t_{cp} - температура среды, в которой проложен шлейф, в °C; t_0 - температура газа в начале шлейфа, °C; D - внутренний диаметр шлейфа; k - коэффициент теплопередачи, Дж/с м~ °C. По такой же формуле рассчитывается и коллектор. Вследствие снижения температуры газа при движении его по стволу скважины, в потоке всегда имеется конденсационная вода. Поэтому образование гидратов обусловлено только отношением давления и температуры.

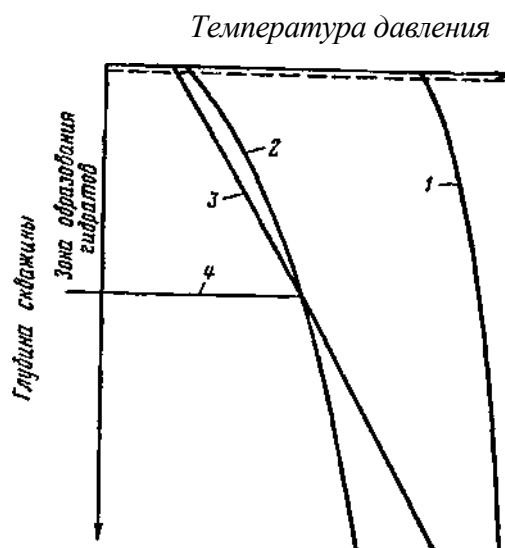


Рисунок 7 - Определение зоны возможного образования гидратов

1 - давление в скважине; 2 - равновесная температура гидратообразования; 3 - температура в скважине; 4 - глубина залегания нейтрального слоя

По графику, изображенному на рисунке 7 можно определить место образования гидратов в скважинах. Аналогично можно установить и места образования их в шлейфах и коллекторах с той лишь разницей, что там надо выделить участки, на которых температура газа ниже точки росы, т. е. имеется капельная вода. Необходимые для расчетов по формулам величины K_d , C_p и т. д. берутся из справочников теплофизических величин.

На рисунке 8 виден характер изменения температуры по глубине скважины в процессе разработки одного из месторождений при различных коэффициентах теплопередачи K и следующих исходных данных: расход $Q = 700$ тыс.м³/сут; диаметр $D = 0,2$ м; глубина $H = 735$ м; температура на забое $t_1 = 19^\circ\text{C}$.

Анализ факторов, влияющих на изменение температуры по стволу скважин, показывает, что тепловой их режим в процессе разработки месторождения изменяется, и с уменьшением дебита для данного примера температура газа по стволу понижается (рисунок 8). Как видно из рисунка 9, путем регулирования дебита можно определить условия, исключаящие образование гидратов. Изменение давления на устье p_y , температуры газа на устье t_y и равновесной температуры образования гидратов определяют в

зависимости от дебита скважины при следующих исходных данных $p_3 = 11,8$ МПа; $t_m = 32^\circ\text{C}$; $t_s = 31^\circ\text{C}$; $D = 180$ мм; $p=0,56$; $K=22$ Вт/м²* К); $\Gamma = 0,0277^\circ\text{C/м}$.

Для рассматриваемых условий режим безгидратной эксплуатации в течение начального периода разработки месторождения обеспечивается при дебитах от 0,75 млн. до 6,5 млн. м³/сут. Оптимальный дебит, обеспечивающий максимальный резерв температуры, составляет примерно 3 млн м³/сут.

Температура газа в стволе будет изменяться в зависимости от дебита скважины и диаметра фонтанных труб. Из рисунка 8 видно, что при $Q = Q_{\text{опт}}$ режим безгидратной эксплуатации обеспечивается при $D > 145 - 160$ мм. С увеличением диаметра труб $Q_{\text{опт}}$ сдвигается в сторону больших дебитов. Таким образом, при соответствующем подборе диаметра фонтанных труб и дебита газа можно обеспечить безгидратный режим работы скважин [8].

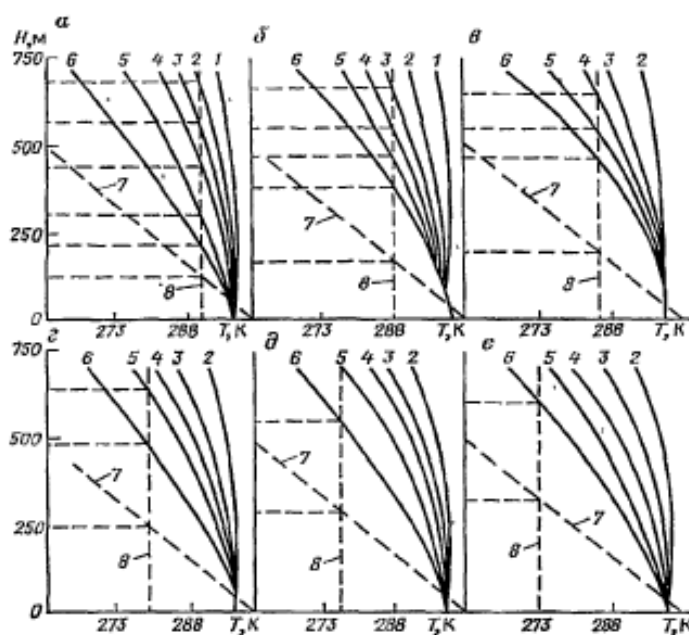


Рисунок 8 - Изменение температуры с глубиной скважины при различных коэффициентах теплопередачи

Коэффициент теплопередачи (Вт/(м²*К)): 1 - 1,2; 2 - 6; 3 - 12; 4 - 7; 5 - 23; 6 - ; 7 - геотермический градиент; 8 - равновесная температура образования гидратов; а - е - годы разработки: первый, второй, четвертый, шестой, восьмой, десятый

Рассмотрим для данного примера изменение проектного безгидратного дебита газа в процессе разработки месторождения. Вправо от точки А и выше

кривой 2 гидраты не образуются. В первые два года разработки безгидратный дебит скважин находится в пределах 1 - 0,7 млн. м³/сут. В последующие годы принятый по проекту рабочий дебит скважины обеспечивает безгидратный режим скважин.

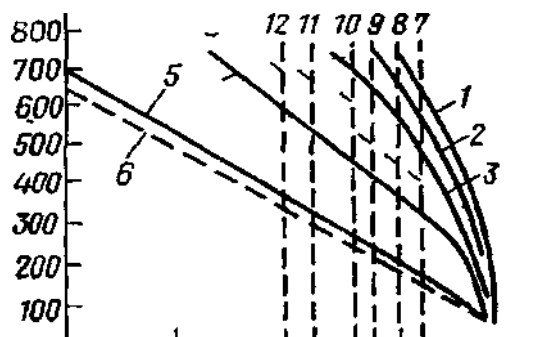


Рисунок 9 - Изменение температуры по стволу скважины при $K=12$ (Вт/м² * К) и различных дебитах Q

Дебит (в тыс. м³/сут): 1 - 700; 2 - 500; 3 - 300; 4 - 100; 5 - 10; 6 - геотермический градиент; 7 - 12 - равновесные кривые образования гидратов соответственно в первый, второй, четвертый, шестой, восьмой, десятый годы разработки

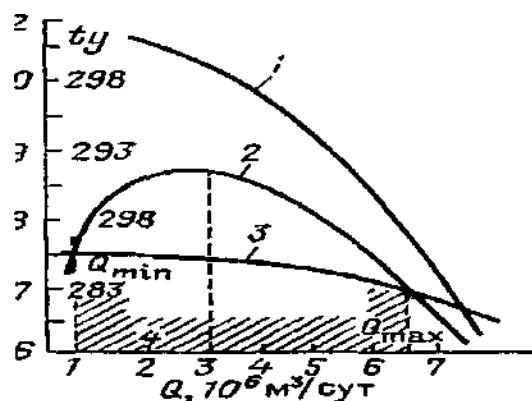


Рисунок 10 - Изменение давления и температуры газа, равновесной температуры образования гидратов в зависимости от дебита скважины

Кривые: 1 - давление на устье; 2 - температура на устье; 3 - температура образования гидратов; 4 - зона безгидратной эксплуатации

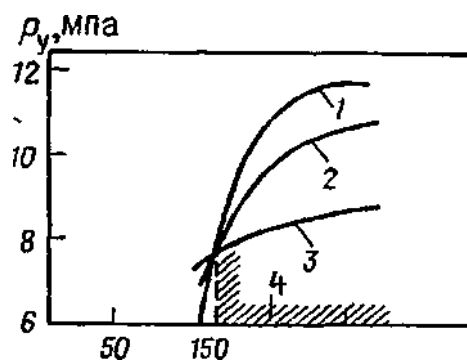


Рисунок 11 - Изменение температуры, давления газа и температуры образования гидратов в зависимости от диаметра фонтанных труб при $Q =$

$Q_{\text{опт}}$

Кривые: 1 - температура на устье; 2 - давление на устье; 3 - температура образования гидратов; 4 - зона безгидратной эксплуатации

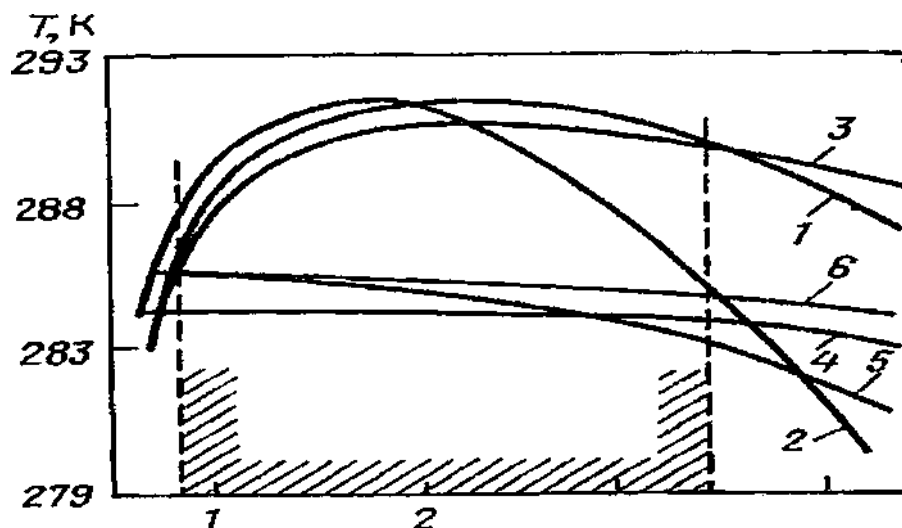


Рисунок 12 - Изменение температуры газа и равновесной температуры образования гидратов в зависимости от дебита при различных диаметрах D фонтанных труб

Кривые температуры на устье: 1 - $D = 220$ мм (пятый год разработки); 2 - $D = 180$ мм (первый год разработки); 3 - $D = 220$ мм (первый год разработки); 4 - $D = 220$ мм (пятый год разработки), 6 - $D = 220$ мм (первый год разработки)

Следует указать, что существует такой дебит, выше и ниже которого температура газа на устье не повышается, а снижается (см, кривую 2 на рисунке 11). Объясняется это тем, что при низких дебитах температура газа на устье в основном зависит от теплообмена газа со стенками скважины, а при

высоких дебитах за счет увеличения их потерь на трение эффект Джоуля - Томпсона начинает преобладать над эффектом теплообмена.

Образование гидратов в стволе можно предупредить теплоизоляцией фонтанных или обсадных колонн, повышением температуры газа в стволе с помощью нагревателей. Самый распространенный способ предупреждения образования гидратов - подача ингибиторов (метанола, гликолей) в поток газа. Иногда подача ингибитора осуществляется через затрубное пространство. Выбор реагента зависит от многих факторов.

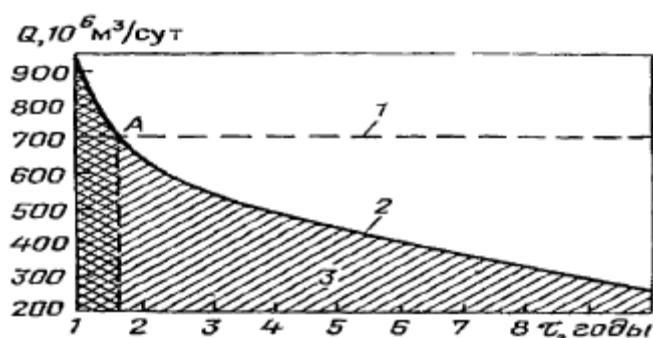


Рисунок 13 - Изменение допустимого дебита скважины, при котором исключается образование гидратов, в процессе разработки месторождения 1 - линия допустимых дебитов; 2 - проектный дебит; 3 - зона гидратов

Место начала образования гидратов в скважинах определяют по точке пересечения равновесной кривой образования гидратов с кривой изменения температуры газа по стволу скважин (рисунок 13). Практически образование гидратов в стволе скважины можно заметить по снижению рабочего давления на устье и уменьшению дебита газа. Если гидраты перекрывают сечение скважины не полностью, разложения их проще всего достигнуть с помощью ингибиторов. Значительно труднее бороться с отложениями гидратов, полностью перекрывающих сечение фонтанных труб и образовавших сплошную гидратную пробку. При небольшой длине пробки ее ликвидацию обычно осуществляют продувкой скважины. При значительной длине выбросу пробки в атмосферу предшествует некоторый период, в течение которого она частично разлагается в результате снижения давления.

Продолжительность периода разложения гидратов зависит от длины пробки, температуры газа и окружающих горных пород. Твердые частицы (песок, шлам, окалина, частицы глинистого раствора и т. п.) замедляют разложение пробки. Для ускорения этого процесса используют ингибиторы[9].

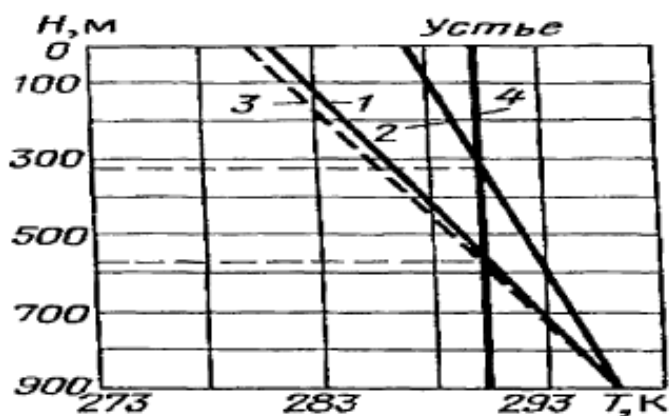


Рисунок 14 - График определения места образования гидратов в скважинах. Дебит (в тыс. м³/сут); 1 - 20, 2 - 30. Кривые: 3 - геотермического градиента; 4 - равновесной температуры образования гидратов

Следует учитывать также, что при образовании гидратной пробки в зоне отрицательных температур только при понижении давления получают эффект. Дело в том, что вода, выделяющаяся при разложении гидратов при низкой концентрации ингибитора, может замерзнуть и вместо гидратной образуется ледяная пробка, ликвидировать которую затруднительно. Если пробка большой длины образовалась в стволе скважины, ее можно ликвидировать, применяя замкнутую циркуляцию ингибитора над пробкой. В результате механические примеси размываются, и на поверхности гидратной пробки постоянно содержится ингибитор высокой концентрации.

Образование гидратов в стволе наблюдается как в газовых, так и в нефтяных скважинах, и характерно при освоении и исследовании скважин, а также остановках по технологическим причинам и в период пуска. Наиболее часто гидратообразование имеет место при освоении и исследовании газовых скважин на северных месторождениях. Это связано с низкими температурами

на устье скважин из-за сравнительно медленного прогрева ствола скважины и варьирования дебитов в широком диапазоне. Для предупреждения образования гидратов в стволах скважин используют традиционные методы:

- поддержание безгидратных режимов,
- предупреждение отложений гидратов,
- подача ингибитора на забой скважины.

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

Образование гидратов при вводе скважин в работу можно рассматривать как продолжение формирования пробки, появившейся при остановке. Если при простое скважины перераспределение фаз в НКТ не завершилось и гидратные отложения не полностью перекрыли сечение лифтовых труб, то при пуске газлифтный газ контактирует с охлажденной водой и образует гидраты, которые в сочетании с гидратной фазой довольно быстро формируют устойчивую пробку. Поэтому в начальный период скважина работает, а затем поступление нефти и газа прекращается.

Наиболее интенсивно гидраты образуются при освоении скважин после бурения и ремонта. Это объясняется тем, что призабойная зона насыщена водой, отфильтровавшейся из бурового раствора. При освоении она выносится пластовой жидкостью в скважину и, контактируя с газом, переходит в гидратную фазу.

Дополнительным фактором, вызывающим снижение температуры потока, является дросселирование газа через неплотности в резьбовых

соединениях лифтовых труб. Расчеты показывают, что перепад давлений в затрубном пространстве и внутренней полости НКТ в зоне возможного гидратообразования достигает 2,0...6,0 мМа. Негерметичность лифтовой колонны также может привести к охлаждению газожидкостного потока и ускорению образования гидратов.

Дополнительным фактором, вызывающим разгерметизацию колонны, является способ удаления отложений - скребкование. Так как в процессе скребкования происходит механическое удаление отложений, а из-за кривизны ствола внутренние поверхности труб испытывают различные усилия от скребка, то в местах интенсивных нагрузок снимается и защитная пленка, образующаяся в процессе эксплуатации. При совпадении с муфтовой зоной из-за удаления защитной пленки усиливается процесс разгерметизации резьбовых соединений[10]. Для снижения влияния этого фактора находят применение, наряду со скребкованием, периодические промывки растворителями, которые способствуют восстановлению защитных пленок.

Из-за парафиновых отложений также ускоряется разгазирование добываемой нефти, происходит дополнительное охлаждение газожидкостного потока, особенно в зоне многолетнемерзлых пород, что интенсифицирует процесс гидратообразования.

Таким образом, образованию гидратов при добыче нефти способствуют низкая пластовая температура, наличие в разрезе зон с пониженной температурой или зон вечномерзлых пород, высокий газовый фактор, выпадение парафина, остановка работы скважины, заниженный дебит при хорошей продуктивной характеристике скважины, негерметичность лифтовой колонны.

2.2 Образование гидратов в газопроводах

Для борьбы с отложениями гидратов в промысловых и магистральных газопроводах применяют те же способы, что и на скважинах. Кроме того,

предупредить образование гидратов можно путем ввода ингибиторов и теплоизоляции шлейфов.

По расчетным данным теплоизоляция шлейфа пенополиуретаном толщиной 0,5 см при среднем дебите скважин 3 млн. м³/сут. обеспечивает безгидратный режим его работы при длине до 3 км, а при дебите 1 млн. м³/сут. - до 2 км. Практически толщину теплоизоляции шлейфа с учетом запаса можно принять равной в пределах 1-1,5 см.

Для борьбы с образованием гидратов при исследовании скважин применяют способ, предотвращающий их прилипание к стенкам труб. С этой целью в поток газа вводят поверхностно - активные вещества (ПАВ), конденсат или нефтепродукты. При этом на стенках труб образуется гидрофобная пленка, и рыхлые гидраты легко транспортируются потоком газа. ПАВ, покрывая поверхность жидкостей и твердых веществ тончайшими слоями, способствует резкому изменению условий взаимодействия гидратов со стенкой трубы.

Гидраты водных растворов ПАВ не прилипают к стенкам. Лучшие из водорастворимых ПАВ - ОП - 7, ОП - 10, ОП - 20 и ИНХП - 9 - можно использовать только в области положительных температур. Из нефтерастворимых ПАВ лучшим является ОП - 4 - хороший эмульгатор.

Добавление к 1 л нефтепродуктов (лигроину, керосину, дизельному топливу, стабильному конденсату) соответственно 10; 12,7 и 6 г ОП - 4 предотвращают прилипание гидратов к стенкам труб. Смесь, состоящая из 15 - 20 % (по объему) солярового масла и 80 - 85 % стабильного конденсата, предотвращает отложения гидратов на поверхности труб. Расход такой смеси составляет 5 - 6 л на 1000 м³ газа[11].

После расчета температуры и давления по длине газопровода и зная равновесные их значения, можно определить условия образования гидратов. Температура газа рассчитывается по формуле Шухова, которая учитывает теплообмен газа с грунтом:

$$t = t_0 + (t_n - t_0) e^{-\alpha x} - D_i \{ (p_1 - p_2) (1 - e^{-\alpha x}) / l * \varphi \}, \quad (7)$$

где t , t_0 - температура соответственно газа в газопроводе и окружающей среды; t_n - начальная температура газа; x - расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки; Di - коэффициент Джоуля - Томсона; p_1 , p_2 - давление соответственно в начале и конце газопровода; l - длина газопровода; g - ускорение свободного падения

Расчеты и наблюдения показывают, что температура газа по длине газопровода плавно приближается к температуре грунта (рисунок 15).

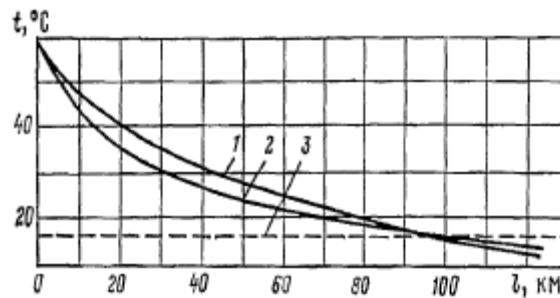


Рисунок 15 - Изменение температуры газа вдоль подземного газопровода
1 - измеренная температура; 2 - изменение температуры; 3 - температура грунта

Выравнивание температур газопровода и грунта зависит от многих факторов. Расстояние, где разница температур газа в трубопроводе и грунте становится не ощутимой, можно определить, если в полученном уравнении принять $t = t_0$ и $X = X_0$

Тогда:

$$X_0 = (1/\varphi) \ln \{ (1/\varphi) (t_n - t_0) / (Di (p_1 - p_2)) + 1 \}, \quad (8)$$

Можно считать, что на этом же расстоянии от начала газопровода прекращается выпадение влаги из газа, так как температура газа не изменяется, а давление снижается.

Например, по расчетным данным на подводном газопроводе диаметром 200 мм пропускной способностью 800 тыс. м³/сут. температура газа выравнивается с температурой воды на расстоянии 0,5 км, а на подземном газопроводе при тех же параметрах - на расстоянии 17 км.

2.3 Ввод ингибиторов, используемых при 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. Если в трубопроводе образовались сплошные гидратные пробки небольшой длины, их иногда удается ликвидировать таким же путем.

При длине пробки, исчисляемой сотнями метров, над гидратной пробкой вырезают в трубе несколько окон и через них заливают метанол. Затем трубу заваривают вновь[12].

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:

- 1). Отключают участок газопровода, где образовалась пробка, и с двух сторон через свечи пропускают газ;
- 2). Перекрывают линейный кран с одной стороны и выпускают в атмосферу газ, заключенный между пробкой и одним из перекрытых кранов;
- 3). Отключают участок газопровода с обеих сторон пробки и выпускают в атмосферу газ, заключенный между пробкой и одним из перекрытых кранов.

После разложения гидратов учитывают следующее: возможность накопления жидких углеводородов на продуваемом участке и образование повторных гидратоледяных пробок за счет резкого снижения температуры.

При отрицательных температурах по методу снижения давления в

некоторых случаях не получают должного эффекта, так как вода, образовавшаяся в результате разложения гидратов, переходит в лед и образует ледяную пробку. В этом случае метод снижения давления используют в комбинации выводом в трубопровод ингибиторов. Количество ингибитора должно быть таким, чтобы при данной температуре раствор из введенного ингибитора и воды, получившийся при разложении гидратов, не замерзал.

Разложение гидратов 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. Исследования показали, что повышение температуры в точке контакта гидрата и металла до 30 - 40 °С достаточно для быстрого разложения гидратов[13].

Наиболее распространен на газовых промыслах **способ подачи метанола (CH_3OH) в струю газа.** При этом он образует с парообразной и жидкой влагой спиртоводные смеси, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Пары воды поглощаются из газа, что значительно снижает точку росы, и, следовательно, создаются условия для разложения гидратов или для предупреждения их образования.

Основным условием эффективного действия метанола является взаимодействие паров воды с парами метанола и дальнейшая конденсация их, что приводит к значительному понижению влагосодержания газа. Наибольшая эффективность метанола может быть достигнута с применением его в качестве средства, предупреждающего гидратообразование, а не для разрушения уже образовавшихся гидратов. При этом метанол необходимо впрыскивать в газовый поток, обеспечив хорошее распыление и смешение с

общим газовым потоком. Для борьбы с гидратообразованием на групповом пункте предусматривается одна (иногда две) метанольная установка (рисунок 16), состоящая из метанольного бачка 1, емкости для хранения метанола 2, ручного насоса 5 типа БКФ - 2, обвязочных трубопроводов и вентилялей.

Метанол вводится, как правило, после сепараторов первой ступени под избыточным давлением, равным разности между давлением высоконапорной скважины, с которой соединен метанольный бачок, и давлением скважин, в которые вводится метанол, что составляет около $30-50 \text{ кгс/см}^2$. Количество вводимого в газопровод метанола для разложения образовавшихся гидратов определяют по графикам (рисунок 17, 18).

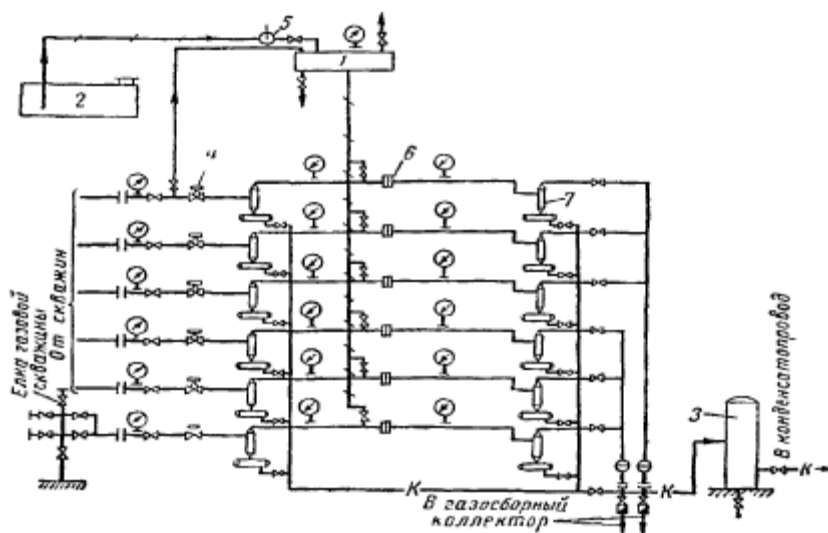


Рисунок 16 - Схема группового пункта сбора и очистки газа 1 - метанольный бачок; 2 - емкость для хранения метанола; 3 - емкость конденсата; 4 - штуцер регулируемый; 5 - ручной насос; 7 - сепаратор циклонный; К - линии конденсата

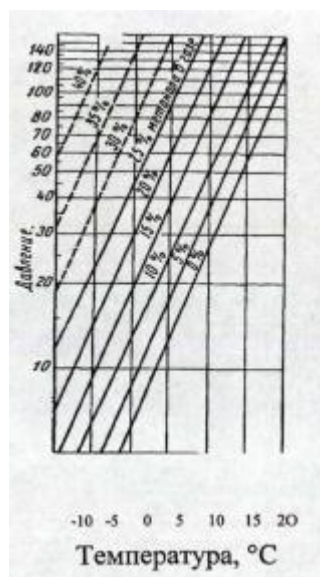


Рисунок 17 - Содержание метанола (в %) в газе, необходимое для разложения гидратов при различных давлениях и температурах

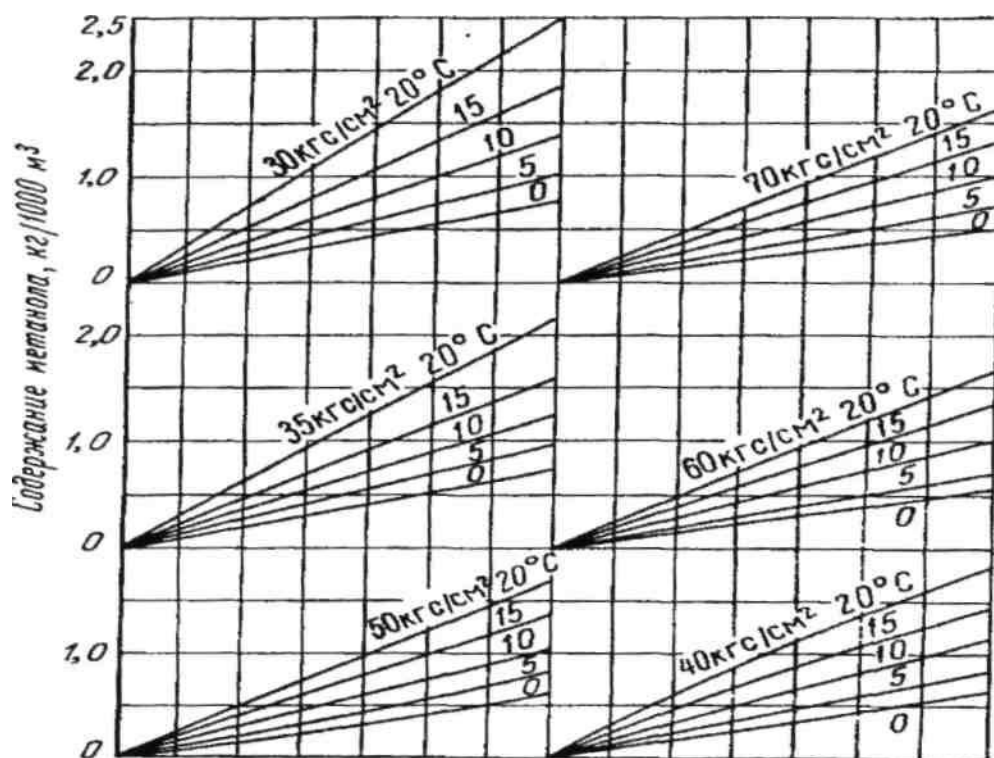


Рисунок 18 - Удельный расход метанола (кг/сут) для разложения гидратов, определяемый по содержанию метанола (%), давлению и температуре

Удельный расход метанола, необходимый для предотвращения гидратообразования при наличии в газе парообразной и жидкой влаги, определяется по формуле:

$$e_m = x (a + \Delta e / 100), \text{ кг/1000 м}^3, \quad (9)$$

где x - весовая концентрация метанола в воде в % ; t - температура гидратообразования; $a = e_{\text{мг}} / x$ - отношение содержания метанола в газе, обеспечивающего насыщение газа, к весовой концентрации в воде в кг (CH₃OH) 1000 м /% вес (CH₃OH) в воде при нормальных условиях, Δe - содержание жидкой влаги в месте подачи метанола (кг/1000 м³) определяется экспериментально, а также приближенно:

$$e = e'_n - e''_n \quad (10)$$

где e'_n - начальное влагосодержание; e''_n - влагосодержание в точке ввода метанола. Величины e'_n и e''_n определяют для начальных и данных p и t . Суточный весовой расход метанола, необходимый для предотвращения гидратообразования, будет:

$$Q_{\text{м}} = Q_{\text{м.г.}} + Q_{\text{м.ж.}} = e_{\text{м}} Q, \text{ кг/сут.}, \quad (11)$$

где $Q_{\text{м.ж.}} = Qe \cdot x / 100$.

Здесь Q - дебит газа при нормальных условиях в тыс. м³/сут; $Q_{\text{мж}}$ - количество метанола, насыщающего жидкую влагу, в кг/сут; $Q_{\text{мг}}$ - количество метанола, необходимое для насыщения газа, в кг/сут; $Q_{\text{м}}$ - общее количество метанола, необходимое для предотвращения гидратообразования, в кг/сут.

Из представленных графиков (рисунки 19 и 20) видно, что чем меньше содержание жидкой влаги в газе, тем меньший требуется расход метанола.

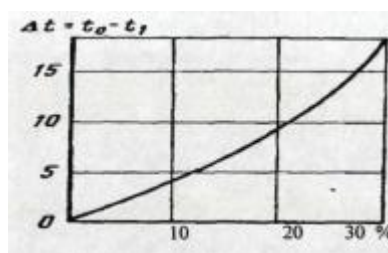


Рисунок 19 - Весовой процент метанола в воде x , необходимый для предотвращения образования гидратов, в зависимости от температуры, соответствующей снижению точки замерзания раствора $\Delta t = t_0 - t$ (t_0 - температура образования гидратов, t - температура газа в газопроводе)

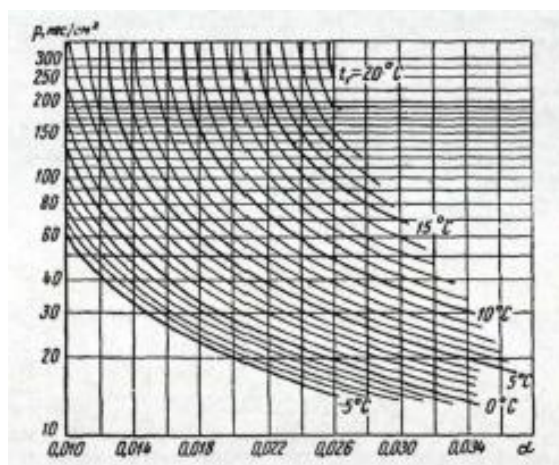


Рисунок 20 - Отношение содержания метанола в газе к весовому проценту его в воде, для предотвращения образования гидратов в зависимости от давления и температуры в точке образования гидратов

Как было показано, этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ) применяются в качестве антигидратных ингибиторов.

В таблице 6 приведена характеристика гликолей.

По своим качествам гликоли являются более сильными, но и более дорогими ингибиторами по сравнению с растворами хлористого кальция и метанолом. При использовании отработанный раствор обязательно регенерируется и используется вновь. Это значительно снижает стоимость применения гликолей.

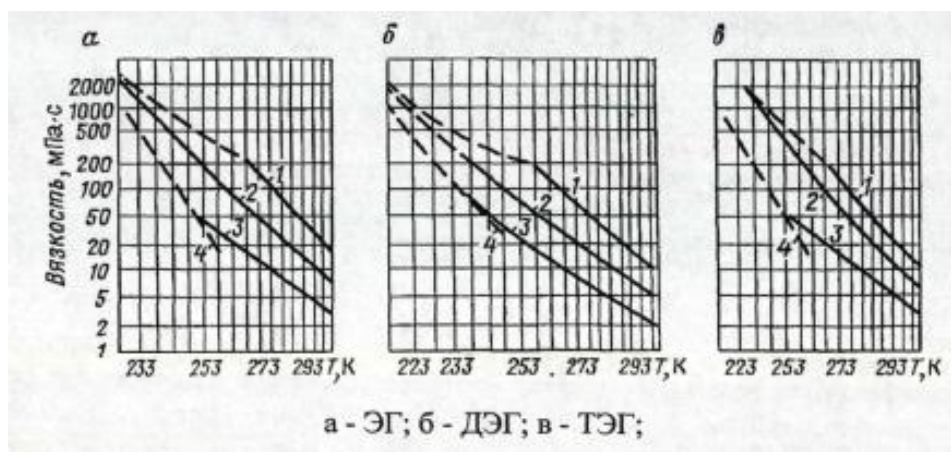
Таблица 6 - Характеристика гликолей

Гликоль	Температура замерзания,	Температура кипения,
$C_2H_6O_2$ (ЭГ)	От- 17,4 до- 12	197,2(198-200)
$C_4H_{10}O_3$ (ДЭГ)	От- 10,45 до-6,5	244,5 (245 - 250)
$C_6H_{14}O_4$ (ТЭГ)	-5	280 - 290

Выбор гликоля зависит от состава газа. Так, в магистральном газопроводе, где присутствует природный газ, лучше применять ЭГ. Однако в сепараторах, теплообменниках и других дегидраторных аппаратах

использовать ЭГ невыгодно из-за высокой упругости его паров. Для этих условий более подходят ДЭГ и ТЭГ. Следует отметить, что в единой системе сбора и транспорта газа следует применять один вид гликоля, что упрощает сбор и регенерацию отобранного раствора. С этой точки зрения целесообразнее всего применять ДЭГ.

Гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль) часто используют для осушки газа и в качестве ингибитора для борьбы с отложениями гидратов. Наиболее распространен как ингибитор диэтиленгликоль, хотя применение этиленгликоля более эффективно: его водные растворы имеют более низкую температуру замерзания, меньшую вязкость (рисунок 21), а также малую растворимость в углеводородных газах, что значительно снижает его потери.



Содержание гликоля (%): 1 - 10; 2 - 25; 3 - 50; 4 - кривая замерзания

Рисунок 21 - Зависимость вязкости водных растворов гликолей от температуры

В некоторых случаях при эксплуатации скважин температура образования гидратов значительно снижается, например, при обводнении скважин. Чем выше минерализация воды, поступающей из скважины вместе с газом, тем ниже температура образования гидратов. Присутствие нефти и дизельного топлива препятствует прилипанию образовавшихся гидратов к поверхности труб.

2.4 Предупреждение гидратообразования в системах промышленного сбора газа залежей 3... нефтегазоконденсатного месторождения

Для сбора газа на УКПГ 3... месторождения, согласно проекту обустройства, была принята коллекторно - кустовая схема. Скважины куста работают в единый газопровод - шлейф $\varnothing$ 530 мм, при этом имеются как короткие (1 - 2 км), так и очень длинные шлейфы (до 12 км). Все шлейфы теплоизолированы пенополиуретановыми скорлупами толщиной 60 мм, теплоизоляция заключена в кожух из листового алюминия марки АД - 1. Параллельно газосборному шлейфу проложен метанолопровод $\varnothing$ 57 мм. В начальный период разработки давление газа составляло 9;4 •- 9,8 МПа при температуре 10 - 16 °С на устье скважин. Заметим, что температура начала гидратообразования при этих давлениях составляет 12- 13 °С, следовательно, часть шлейфов (главным образом, длинные) работало в режиме гидратообразования.

Проведенное еще в 1987 году исследование термобарических режимов шлейфов подтвердило достаточно высокую эффективность проектного решения — теплоизоляции шлейфов: при температурах до минус 20 °С падение температуры составило в среднем 0,5 °С/км и определялось не только теплопередачей в окружающую среду, но и снижением температуры, за счет падения давления, т.е. дроссель-эффектом.

Значение фактических коэффициентов теплопередачи K , полученных; по промышленным замерам, колебались в широком диапазоне - от 0,3 до 3-4 Дж/м ч град (при расчетном проектном значении для новой сухой и неповрежденной теплоизоляции - 1 Дж/м ч град). Это объясняется главным образом сравнительно низкой точностью температурных измерений (особенно ненадежным представляется измерение температуры в начале шлейфа в зимнее время года), а также небольшим перепадом температур между началом и концом шлейфа. При более точных температурных измерениях, по-видимому, следует ожидать, что экспериментальный коэффициент

теплопередачи для шлейфов 3... месторождения будет не очень сильно подвержен влиянию сезонного колебания из-за того, что все шлейфы теплоизолированы с наземной прокладкой. Для сравнения отметим, что на месторождении Медвежье имеются теплоизолированные шлейфы, уложенные подземным способом. При этом осредненный коэффициент теплопередачи таких шлейфов испытывает весьма сильное колебание в течение года (в три - четыре раза). Особо отметим, что максимальных значений коэффициент теплопередачи (K) достигает в период активного таяния снегов и появления талых вод (май, июнь), а также с наступлением дождливого периода и резкого снижения среднесуточной температуры (сентябрь, октябрь, ноябрь), что связано с появлением открытых участков шлейфа и насыщением влагой грунта, окружающего шлейф.

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

На рисунке 22 представлена структура потребления метанола в России в 2005 г.

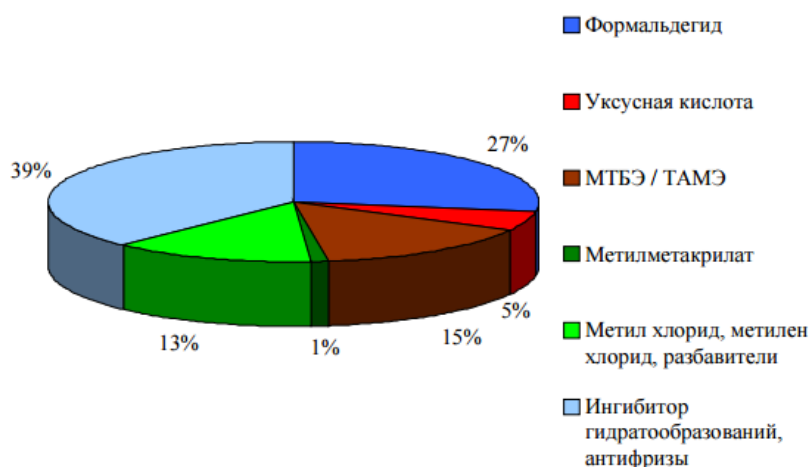


Рисунок 22 - Структура потребления метанола в России в 2005 г.

Известно, что крупнейшим потребителем метанола в Российской

Федерации является газодобывающая отрасль. В связи с тем, что основная часть российского природного газа добывается в районах Крайнего Севера (90 % добычи даёт Ямало-Ненецкий автономный округ), при подготовке газа для закачки в трубопроводы при низкой температуре неизбежно возникает задача предотвращения образования газогидратов. Метанол является самым распространённым ингибитором гидратообразования, так как обладает лучшим соотношением цена - технологическая эффективность.

Прогноз объемов потребления метанола в газовой промышленности России на период до 2030 г. был подготовлен на основе: данных по прогнозным объемам и составам углеводородного сырья газодобывающих предприятий России; средних годовых удельных показателей потребления метанола по месторождениям, принятых на основе анализа динамики потребления метанола газодобывающими предприятиями России и данных по прогнозным объемам потребления метанола и схемам подготовки углеводородного сырья к транспорту, предоставленных газодобывающими предприятиями России. В таблице 7 представлен прогноз объемов потребления метанола в газовой промышленности Российской Федерации на период до 2030 г.

Из таблицы 7 видно, что объем потребления метанола в газовой промышленности России к 2030 г. составит более 1 млн. тонн в год.

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

уровне -70 °С.

Таблица 7 - Прогноз объемов потребления метанола в газовой промышленности Российской Федерации на период до 2030 г.

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

2.6 Экспериментальный метод ликвидации газогидратной пробки в шлейфах газовых и газоконденсатных скважинах

При образовании довольно обширной газогидратной пробки, распространена практика стравливания газа через продувные свечи и подача ингибитора в трубопровод. Однако данные мероприятия ведут к значительным загрязнениям окружающей среды, вследствие выброса большого количества углеводородов в атмосферу. На газоконденсатных шлейфах данный метод и вовсе не может быть применен, так как это повлечет выброс конденсата в окружающую среду и экологическому бедствию. Также, в холодное время года, когда температура воздуха ниже 0, что характерно для промыслов крайнего севера, данная методика тоже не может быть использована, так как это повлечет к конденсации воды вследствие падения давления и последующему ее застыванию. В связи с этим, на некоторых месторождениях севера применяют метод одностороннего стравливания газа. Однако метод одностороннего стравливания может привести к разрушению и выносу гидратной пробки, однако он также может спровоцировать гидроудар, который ведет к серьезным авариям шлейфов. Помимо этого, одностороннее стравливание

создает значительный перепад давления в зоне образования гидратной пробки, что приводит к возникновению дроссель-эффекта, который в свою очередь приводит к увеличению скорости образования гидратной пробки вследствие охлаждения газа. Особенно данный эффект опасен на завершающем этапе образования пробки. Метод одностороннего стравливания применим лишь на начальных этапах образования газогидратной пробки, и, если гидратная пробка не была разложена в первые минуты, следует прекратить данный режим работы.

В результате анализа вышеизложенных утверждений, предлагается рассмотреть вариант борьбы с газогидратной пробкой, когда стравливание газа невозможно либо нецелесообразно. Предлагается не сбрасывать газ, а наоборот увеличивать давление в шлейфе за гидратной пробкой путем поджатия КРР. При этом давление между пробкой и ЗПА (рисунок 23) (участок 2) давление будет возрастать и выравниваться с давлением до зоны образования гидратной пробки (участок 1). Это позволит значительно уменьшить дроссель-эффект в месте образования гидрата и снизить скорость роста пробки. Одновременно с увеличением давления на участке 2 необходимо проводить обильную закачку ингибитора в шлейф. Важно подчеркнуть, что после относительного выравнивания давления по шлейфу, дальнейшее его увеличение следует прекратить.

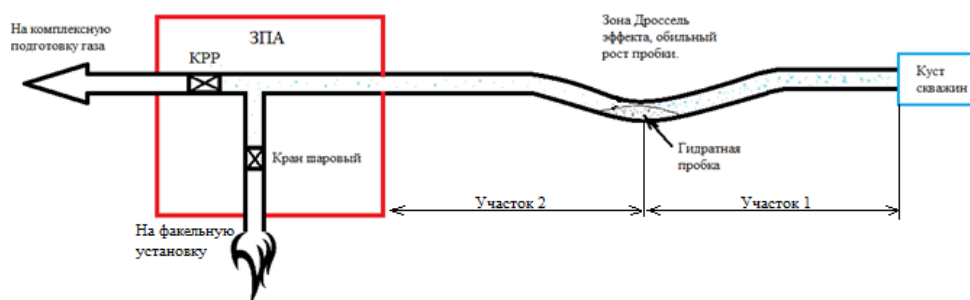


Рисунок 23 - Условная схема участка системы сбора

Описываемый режим работы шлейфа был уже успешно опробован на одном шлейфов, УКПГ 1В. Стандартный способ борьбы с гидратами на этом

промысле подразумевал одностороннее стравливание газа, однако это неоднократно приводило к образованию глухой пробки. В ходе работы шлейфа на предложенном режиме удалось добиться выравнивания давления по шлейфу и предотвращения роста гидратной пробки, с последующим ее разрушением. Данные давлений на устье скважины и ЗПА приведены в таблице 8. Видно, что при увеличении давления между ЗПА и пробкой, давление на устье практически не изменяется[14].

Таблица 8. Давления на устье скважины и ЗПА

	1 день	2 день	3 день	4 день	5 день
$P_{\text{устья}} \text{ (кгс/см}^2\text{)}$	80,5	81	84	81	81
$P_{\text{зпа}} \text{ (кгс/см}^2\text{)}$	73	75	78	79,8	79,8
$P_{\text{устья}} - P_{\text{зпа}}$	7,5	6	6,2	1,2	1,2

Таким образом, предполагается, что предложенный вариант ликвидации гидратной пробки, может быть использован на некоторых газовых (газоконденсатных) промыслах.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Роговой Ксении Анатольевне

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Технические данные по расходу метанола;</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Стоимость обслуживания блока подачи метанола.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Амортизация, энергоресурсы, заработная плата.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведены расчеты материальных затрат, численности персонала и ФОТ, амортизации основных средств.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Выявлено, что применения новых, снижающих затраты методов подготовки продукции и борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин оправдано.</i>

Перечень графического материала:

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	Кандидат экономических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Рогова Ксения Анатольевна		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Информация данного раздела содержит коммерческую тайну - удалена

**Задание для раздела
«Социальная ответственность»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Роговой Ксении Анатольевне

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения:	Объектом исследования является система сбора и подготовки газа и газоконденсата. Область применения объекта – газодобывающая отрасль.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность а. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) б. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	1. Производственная безопасность 1.1. Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: 1. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. 2. Отклонения показателей микроклимата в производственном помещении 3. Повышенная загазованность рабочей зоны в помещении 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны 1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: 1. Электробезопасность; 2. Работа с оборудованием под давлением; 3. Пожаробезопасность и взрывобезопасность – необходимые средства защиты от опасных факторов.
2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	2. Экологическая безопасность - анализ воздействия объекта на атмосферу (пары природного газа и метанола); - анализ воздействия объекта на гидросферу (промышленные стоки и прорывы амбаров в сточные воды); - анализ воздействия объекта на литосферу (разливание буровых растворов и химических агентов). - решение по обеспечению экологической безопасности.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях - анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы; - выбор наиболее типичной ЧС:: - разработка превентивных мер по

по ликвидации её последствий	предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности - специальные правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Рогова Ксения Анатольевна		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность - сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, гражданского долга, социальных задач, норм и ценностей, понимание последствий осуществляемой деятельности для определенных социальных групп и личностей, для социального прогресса общества.

Работы включают в себя следующие технологические операции: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль за системами подачи реагента в систему сбора и подготовки продукции, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

4.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данных видов работ, представленных в таблице 13.

Таблица 13 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Подача метанола в возможные места образования гидратной пробки на промысле; 2. Работа с машинами и механизмами 3. Установка и снятие заглушек;	1. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. 2. Отклонения показателей микроклимата в производственном помещении 3. Повышенная загазованность рабочей зоны в помещении 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	1. Электробезопасность; 2. Работа с оборудованием под давлением; 3. Пожаробезопасность и взрывобезопасность	ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.038-82 СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.008-76

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

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Для предотвращения газогидратных пробок на ЗГКМ используется метанол, который представляет большую опасность производства для обслуживающего персонала и населения. Метанол - сильный яд, действующий на нервную и сосудистую системы, слизистую оболочку дыхательных путей. Отравление при приеме внутрь и при вдыхании паров. Небольшое количество метанола (до 10-15г) приводит к тяжелым отравлениям. ПДК для данного вещества указана в Таблице 14. При работе с метанолом необходимо соблюдать требования техники безопасности согласно ГОСТ 12.1.007-76.

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 объемов. Фланцевые соединения на трубопроводах метанола окожушиваются и пломбируются.

Отклонения показателей микроклимата в производственном помещении

Нормы производственного микроклимата установлены в ССБТ ГОСТ 12.1.005-88. Они едины для всех производств и всех климатических зон с некоторыми незначительными отступлениями.

В этих нормах отдельно нормируется каждый компонент микроклимата в рабочей зоне производственного помещения: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха в зависимости от способности организма человека к акклиматизации в разное время года, характера одежды, интенсивности производимой работы и характера тепловыделений в рабочем помещении.

Таблица 14 – Характеристики пожаро-, взрывоопасных и токсических свойств сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства[5]

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции	Агрегатное состояние при рабочих условиях	Класс опасности ГОСТ 12.1.007-76	Температура, °С			Концентрационные пределы, % об.		Характеристика токсичности (воздействия на организм человека)	ПДК веществ в воздухе рабочей зоны (ГОСТ 12.1.005-88[2]), мг/м ³
			Вспышки	Воспламенения	Самовоспламенения	Ниж	Верх		
Газ природный	Газ	4	-191		537	5	15	Действует удушающе при незначительном, менее 18%, содержании O ₂ в воздухе. Вызывает расстройство нервной системы	300
ДЭГ	Жидкость	3	123	133 - 203	380	1.05	22.07	При приеме внутрь - яд. Возможны хронические отравления при вдыхании паров	10
Метанол	ЛВЖ	3	6		440	6	34	Сильный яд, действует на нервную и сосудистую системы, слизистую оболочку дыхательных путей. Отравление при приеме внутрь и при вдыхании паров.	5
Конденсат газа	ЛВЖ	4	<-40		287	1.4	7.7	Действует на центральную нервную систему. При длительном вдыхании паров в концентрациях значительно превышающих ПДК, появляется головокружение, тошнота, головная боль и слабость, а при значительных концентрациях может наступить отравление. Может вызвать заболевания: дерматит и экзему.	300
Керосин	ЛВЖ	4	28	25 - 105	230	1.8	8	Керосин является малоопасным продуктом. В помещениях для хранения керосина не допускается хранить кислоты, баллоны с кислородом и другие окислители.	300

В рабочей зоне производственного помещения согласно ГОСТ 12.1.005-88 могут быть установлены оптимальные и допустимые микроклиматические условия.

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение 12-часовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 15, применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

Таблица 15 - Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровням энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22 - 24	21 - 25	60 - 40	0,1
	Iб (140 - 174)	21 - 23	20 - 24	60 - 40	0,1
	IIa (175 - 232)	19 - 21	18 - 22	60 - 40	0,2
	IIб (233 - 290)	17 - 19	16 - 20	60 - 40	0,2
	III (более 290)	16 - 18	15 - 19	60 - 40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23 - 25	22 - 26	60 - 40	0,1
	Iб (140 - 174)	22 - 24	21 - 25	60 - 40	0,1
	IIa (175 - 232)	20 - 22	19 - 23	60 - 40	0,2
	IIб (233 - 290)	19 - 21	18 - 22	60 - 40	0,2
	III (более 290)	18 - 20	17 - 21	60 - 40	0,3

Допустимые величины показателей микроклимата устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 3 применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

При обеспечении допустимых величин микроклимата на рабочих местах:

- перепад температуры воздуха по высоте должен быть не более 3°C ;
- перепад температуры воздуха по горизонтали, а также ее изменения в течение смены не должны превышать:
 - при категориях работ Ia и Ib – 4°C ;
 - при категориях работ IIa и IIб – 5°C ;
 - при категории работ III – 6°C .

В соответствии с требованиями ст. 221 ТК Российской Федерации на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются сертифицированные специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты.

Повышенная загазованность рабочей зоны в помещении

При подготовке природного газа к транспортировке должны быть приняты меры по предупреждению 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 ее устранению.

При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/м^3 (Таблица 14) работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

Во всех производственных помещениях установлены приточно-вытяжные системы вентиляции с механическим и естественным побуждением. В производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление больших количеств горючих газов, аварийная

вентиляция совместно с основными системами обеспечивает дополнительный воздухообмен.

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

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Для обеспечения комфортного освещения разработаны и выполнены следующие мероприятия: рабочие места объекты подходы к ним, проходы в темное время суток освещены, искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ и строительных норм и правил, уровень освещенности рабочих мест соответствует отраслевым нормам проектирования искусственного освещения объектов. В производственных помещениях предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Освещенность помещения обеспечивает оптимальное зрительное восприятие объекта различения. Освещение обеспечивает равномерное распределение яркости на рабочей поверхности и окружающего пространства. Освещенность поверхности постоянна, без пульсаций. Осветительные установки долговечны и безопасны. Замеры уровня освещенности проводится не реже одного раза в год, а также после реконструкции помещений и систем освещения.

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

Электробезопасность

Все производственные помещения должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.019-79.

Согласно ПОТ Р М-016-2001 установлено 5 квалификационных групп по электробезопасности, каждая из которых предусматривает соответствующий объем требований в отношении профессиональных знаний, стажа работы в электроустановках и практических навыков.

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

Требования безопасности, предъявляемые к устройству, 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 ($0,7 \text{ кгс/см}^2$); 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°C 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. Так, сосуды с внутренним диаметром более 800 мм должны иметь люки, а с диаметром менее 800 мм – лючки в местах, доступных для обслуживания.

Пожаробезопасность и взрывобезопасность

Все мероприятия проводятся согласно ГОСТ Р 12.3.047-98.

На газовом промысле взрывоопасен природный газ, его концентрация в рабочей зоне не должна превышать 15 %об. (таблица 14). Для взрыво- и пожароопасных цехов, участков, объектов; исходя из их специфики, в качестве мер пожарной безопасности принят порядок содержания

территории, зданий и помещений, в т.ч. эвакуационных путей и выходов, 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.

Предусмотрено обучение персонала обязанностям и действиям при пожаре правилам вызова пожарной охраны, порядку аварийной остановки технологического оборудования, отключения вентиляции и 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.

На УКПГ 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.

При возникновении пожара, кроме централизованного отключения вент.систем, предусмотрена их автоматическая блокировка, за исключением вент.систем обслуживающих тамбур шлюзы, на канализационных сетях промстока установлены гидрозатворы.

Все здания предусмотрены третьей степени огнестойкости согласно СНиП 21-01-97. В зданиях с помещениями категории «А» предусмотрены наружные легко сбрасываемые конструкции, площадь которых составляет не менее $0,05 \text{ м}^2$ на 1 м^3 объема взрывоопасного помещения.

В производственных помещениях, в качестве средств пожаротушения применяются: вода, углекислый газ, порошок в соответствии с техническими требованиями и технико-экономическими обоснованиями.

4.2 Экологическая безопасность

Особое отрицательное воздействие на природные ресурсы и компоненты окружающей среды оказывают вредные факторы, представленные в Таблице 16, где также описаны основные природоохранные мероприятия.

Таблица 16 – 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 водные объект	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.

4.2.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Атмосферный воздух в районе З... НГКМ загрязняется главным образом такими вредными веществами как окись углерода и окислы азота, содержащимися в продуктах сгорания природного газа, используемого для собственных нужд с целью получения тепловой и электрической энергии, энергии для работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций; для сжигания загрязненных промстоков на горизонтальных факельных установках (ГФУ).

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 путем (с учетом рассеивания) определены максимальные величины предельно допустимых выбросов (ПДВ).

Основные мероприятия, проводимые в ООО "Газпром добыча Ямбург" 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 на ГФУ.

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

В связи с ограниченной способностью водоемов Крайнего Севера к самоочищению, обусловленной низкими температурами и коротким летом, практически все хозяйственно-бытовые стоки в компании подвергаются биологической очистке до нормативных требований на канализационно-очистных сооружениях (КОСах). Промышленные стоки, содержащие

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

Эффективность очистки сточной воды на КОСах постоянно контролируется работниками технологической (ПХБЛ) и ведомственной лаборатории охраны окружающей среды (НИЛ ООСиПС Управления НИПР).

Регулярному контролю подвергается вода Обской губы, являющейся источником питьевого водоснабжения объектов компании.

4.2.3 Мероприятия по охране литосферы

Почвы в условиях Крайнего Севера способны в значительной степени 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 компания осуществляет следующие мероприятия:

- планомерно проводит биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом, специально разработанной для условий З... НГКМ, универсальной травосмеси;
- захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах; складирование металлолома на отдельно отведенных площадках;

- хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой;
- передвижение по тундре тяжелой техники разрешается только в зимней период; ведомственной лабораторией предприятия (НИЛ ООСиПС) планомерно производится контроль экологического состояния территории промысла, промзоны, жилых поселков.

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

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В Ямало-Ненецком автономном округе характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, сильные морозы, метели и снежные заносы.
- техногенного характера: пожары, взрывы, отключение электроэнергии, аварии с выбросом (угрозой выброса) аварийно химически опасных веществ.

На газовом промысле велика угроза выброса горючего природного газа вследствие неисправности применяемого оборудования, применения неправильных и опасных приемов работы, неудовлетворительной постановки обучения и инструктажа рабочих, не использования защитных средств и приспособлений по технике безопасности, что может привести к возгоранию и, впоследствии, к взрыву.

В связи с этим необходимо категорически запрещать курение в производственных помещениях и на территории УКПГ; производство огневых работ допускать только по специальному письменному разрешению;

не разрешать проверять зажигание "на искру" во взрывоопасных помещениях; в случае выхода из строя постоянного взрывобезопасного освещения разрешать пользоваться только взрывобезопасными фонарями шахтного типа; ремонт электропроводки и смена ламп во взрывоопасных помещениях разрешать только при обесточенной линии; категорически запрещать определять утечки или наличие газа в помещении при помощи огня; при производстве работ во взрывоопасных помещениях запрещать применение ударных стальных слесарных и кузнечных инструментов; ударные инструменты должны быть изготовлены из цветных металлов (медь, латунь, бронза); запрещать хранение в производственных помещениях промасленных обтирочных материалов, т.к. возможно их самовозгорание.

Этот комплекс мероприятий обеспечивает безопасное ведение процесса и защиту обслуживающего персонала[16].

Для ликвидации аварии следует точно определить место утечки, локализовать опасный участок, далее следовать плану ликвидации возможных аварий и пожаров, который разработан для каждого цеха.

Для предупреждения и предотвращения ЧС на предприятии действует отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС на территории предприятия и риск их возникновения. На основе проведенного анализа с помощью специальных методик выявляются потенциально опасные производственные объекты и на основе этого прогнозируются последствия воздействия возможных ЧС на население и подведомственные территории. Отталкиваясь от полученных результатов, осуществляется выбор, обоснование и реализация направлений деятельности обеспечения защиты населения и территории предприятия. К ним относятся:

- осуществление комплекса профилактических мероприятий по предотвращению возникновения и снижению ущерба от ЧС;
- организация защиты населения и его жизнеобеспечения в ЧС;
- обеспечение устойчивости работы хозяйственных объектов в ЧС;

- организация аварийно-спасательных и других неотложных работ в очагах поражения и зонах заражения.

4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К работам на производственных объектах допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в условиях Крайнего Севера и с учетом вредных и опасных производственных факторов, прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

При работе в условиях крайнего севера, или регионах приближенным к условиям крайнего севера, к размеру заработной платы персонала добавляются так же определённые коэффициенты, согласно статьям трудового кодекса 316. районный коэффициент к заработной плате и 317. процентная надбавка к заработной плате, так же предоставления ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, согласно статье 321.

Рабочая площадка оператора представляет собой кустовую площадку расположенную на определённом удалении от основного места пребывания . Кустовая площадка оборудована блоком управления погружного оборудования, автоматической групповой замерной установкой, а так же сетью фонтанных арматур со специально установленными площадками для удобства и безопасности выполнения оператором необходимых технологических операций, согласно нормам технологического проектирования объектов сбора, транспортировки, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений [5].

Рабочая смена за пультом управления составляет 12 часов. Контроль над работой оборудования должен происходить всегда, то есть работы проводятся в две смены. Запрещен допуск к работе женщин и подростков, также сотрудников, не имеющих допуск к работе. Каждому оператору в обязательном порядке выдается 2 комплекта спецодежды. Оператор может

устранять мелкие неполадки в работе установки, но запрещается допуск к устранению серьезных поломок. При обнаружении таковых незамедлительно сообщить сменному инженеру и вызвать бригаду ремонтников.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время технология борьбы с гидратообразованием широко изучена и направлена на снижение потребления ингибиторов гидратообразования (метанола), который является основным способом борьбы с гидратами.

В данной бакалаврской работе были рассмотрены гидраты природного газа и условия их образования, а также проведен анализ материалов по борьбе с гидратообразованием на 3... месторождении, который показывает следующее:

1. Для эффективной борьбы с гидратообразованием необходимо знать значения следующих показателей:

- количество влаги, содержащейся в жидком состоянии в трубопроводе;
- фактическая температура в трубопроводе;
- влагосодержание газа в точках ввода и вывода ингибитора;

2. На месторождениях, где существует проблема гидратообразования, для эффективного решения применяются реагенты комплексного действия;

3. В данный момент времени на месторождения Крайнего Севера в качестве ингибитора применяется в основном метанол. Но, помимо плюсов использования данного ингибитора, у метанола существуют значительные недостатки, такие как высокие эксплуатационные затраты при закачке, высокая стоимость технологий по утилизации отработанных растворов низких концентраций, метанол является ядом и пожароопасен.

4. Если учесть вышеперечисленное, возникает необходимость строгого соблюдения требований техники безопасности, что в свою очередь сводит практически к минимуму вероятность отравлений метанолом персонала. Однако, не стоит исключать возможность возникновения аварийной ситуации на любом из этапов применения метанола как ингибитора

гидратообразования, например, в результате разлива метанола, загрязнения окружающей среды и отравления персонала.

5. Состав добываемого природного газа или газового конденсата и технология подготовки природного газа к транспортировке непосредственно влияют на удельные расходные показатели потребления метанола как ингибитора гидратообразования.

6. Описанный экспериментальный метод удаления гидратной пробки в шлейфах и газовых скважинах может быть применен на некоторых газовых (газоконденсатных) промыслах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чухарева Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов: Методические указания / - Издательство НИ ТПУ, 2010. – 30 с.
2. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа: справ. пособие / Пер. с англ. - М.: Премиум Инжиниринг, 2007. - 289 с.
3. Кузнецов Ф.А. // Газовые гидраты: исторический экскурс, современное состояние, перспективы исследований / В.А. Истомин, Т.В. Родионова – Рос.хим.ж., 2003, т.XLVII, №3 – с. 5-18
4. Петров С.В. //Борьба с гидратообразованием при магистральном транспорте природного газа. Лабораторные и практические работы: метод. указания / С. В. Петров, В. Л. Онацкий, И. С. Леонов. – Ухта : УГТУ, 2014. – 24 с.
5. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. – ВНИИГАЗ/Газпром, 2007. – 25с.
6. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под. ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. - М.: Недра, 1980.- 301с.
7. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. - Л.: Недра; 1980, 161с.
8. Уразаков К.Р., Багаутдинов Н.Я., Атнабаев З.М. и др. Особенности насосной добычи нефти на месторождениях Западной Сибири. -М.: ВНИИОЭНГ, 1997.- 56 с.
9. Якушев В.С., Карпюк В.В. Аналитический библиографический-указатель литературы по газовым гидратам (1983-1987 гг.). — М.: ВНИИГАЗ,1988,246 с.

10. Истомин В.А., Квон В.Г.. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа – Москва.:ООО ИРЦ Газпром, 2004 – 363 , 430 с.
11. Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. М.: Недра, 1980, 296 с.
12. Коротченко Р. К. Технологическое решение по борьбе с газогидратами в шлейфах в условиях Арктики / Р. К. Коротченко, К. А. Рогова ; науч. рук. Ю. А. Максимова // Творчество юных - шаг в успешное будущее : Арктика и её освоение: материалы IX Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина, г. Томск, 10-14 октября 2016 г. — Томск : Изд-во ТПУ, 2016. — [С. 196-199].
13. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности: учебник / под ред. проф. Дунаева В. Ф. – М.: ООО «ЦентрЛитНефтеГаз», 2005. – 372с.
14. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». – Н.Уренгой, 2001. – 345 с.