

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

Инженерная школа энергетики
НОЦ им. И.Н. Бутакова
Направление подготовки 03.04.02 Физика
Профиль: Производство, транспорт и хранение сжиженного природного газа

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ влияния геоклиматических факторов на образование гидратов в газовых скважинах и газопроводах

УДК 622.279.7-551.583-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ФМ61	Исланбек Жаксыбек Ералыулы		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Голдаев Сергей Василивич	д. ф-м. н., ст.н.с.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Фигурко Аркадий Альбертович	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОКД ИШНКБ	Ледовская Анна Михайловна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Максимов Вячеслав Иванович	к.т.н, доцент		

Томск – 2018 г.

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

Инженерная школа энергетики _____
 Направление подготовки 03.04.02 Физика _____
 Отделение школы НОЦ им. И.Н. Бутакова _____

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель профиля
 _____ 12.03.2018 Максимов В.И.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5ФМ61	Исланбек Жаксыбек Ералыулы

Тема работы:

Математическое моделирование тепломассопереноса при локальном нагреве ёмкости сжиженного природного газа	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№2009/с от 22.03.2018 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2018 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования является математическая модель возникновения гидратного слоя в скважине и трубопроводе.</p> <p>Предмет исследования - распределение температуры и изменение давления природных газов скважине и трубопроводе.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Образование, предотвращение и ликвидация гидратов в скважинах и магистральных газопроводах. 2. Математическое моделирование образования гидратов в скважинах и газопроводах 3. Методы предотвращения образования гидратов в скважинах и магистральных газопроводах. 4. предупреждение образования гидратных отложений в промысловых системах. 5. Методические обеспечение прогнозирования образования гидратов в скважинах и газопроводах.

	6. Экономическая оценка наиболее выгодных и эффективных мероприятий 7. Социальная ответственность данного производства. 8. Формулировка выводов и заключения.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Количество слайдов 12 шт.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Фигурко Аркадий Альбертович
Социальная ответственность	Ледовская Анна Михайловна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Введение, обзор литературы, основные понятия и постановка задачи, методы, основные результаты, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, Социальная ответственность, Заключение (русский), Обзор литературы (английский)	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Голдаев Сергей Васильевич	д. ф-м. н., ст.н.с.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ФМ61	Исланбек Жаксыбек Ералыулы		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ООП 03.04.02
Физика.

Код результата	Результат обучения (Выпускник должен быть готов)
<i>Общекультурные (универсальные) компетенции</i>	
P1	Понимает необходимость самостоятельного обучения и повышения квалификации в течение всего периода профессиональной деятельности.
P2	Проявляет способность эффективно работать самостоятельно в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, быть лидером в команде, консультировать по вопросам проектирования научных исследований, а также быть готовым к педагогической деятельности.
P3	Умеет находить зарубежных и отечественных партнеров, владеет иностранным языком, позволяющим работать с зарубежными партнерами с учетом культурных, языковых и социально-экономических условий.
P4	Проявляет понимание используемых методов, области их применения, вопросов безопасности и здравоохранения, юридических аспектов, ответственности за профессиональную деятельность и ее влияния на окружающую среду.
P5	Следует кодексу профессиональной этики, ответственности и нормам научно-исследовательской деятельности.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P6	Проявляет глубокие естественнонаучные, математические профессиональные знания в проведении научных исследований в перспективных областях профессиональной деятельности.
P7	Принимает участие в фундаментальных исследованиях и проектах в области физики металлов и материаловедения, а также в модернизации современных и создании новых методов изучения механических, электрических, магнитных, тепловых свойств твердых тел.
P8	Способен обрабатывать, анализировать и обобщать научно-техническую информацию, передовой отечественный и зарубежный опыт в профессиональной деятельности, осуществлять презентацию

	научной деятельности.
P9	Способен применять полученные знания для решения нечетко определенных задач, в нестандартных ситуациях, использует творческий подход для разработки новых оригинальных идей и методов исследования в области физики металлов, материаловедения и термообработки.
P10	Способен планировать проведение аналитических имитационных исследований по профессиональной деятельности с применением современных достижений науки и техники, передового отечественного и зарубежного опыта в области научных исследований, умеет критически оценивать полученные теоретические и экспериментальные данные и делает выводы, знает правовые основы в области интеллектуальной собственности
P11	Умеет интегрировать знания в различных и смежных областях научных исследований и решает задачи, требующие абстрактного и креативного мышления и оригинальности в разработке концептуальных аспектов проектов научных исследований

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

Студенту:

Группа	ФИО
5ФМ61	Исланбек Жаксыбек Ералыулы

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение	Научно-образовательный центр И.Н.Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	03.04.02 Физика

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	– примерный бюджет НИ – 80000 рублей; – в реализации НИ задействованы 2 человека: руководитель и магистрант;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	– амортизация основных фондов и нематериальных активов (15% от материальных затрат);
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	– отчисления по страховым взносам 30% от ФОТ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	– Инициализация и оценка инновационного потенциала научного исследования; – потенциальные потребители результатов НТИ;
2. Разработка устава научно-технического проекта	– Не требуется
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	– перечень работ (этапов), необходимых для достижения поставленных задач по НИ; – матрица ответственности; – определить общую продолжительность работ в рабочих днях; Формирование бюджета НИ, в т.ч.: – основные расходы на оборудование; – расходы на служебные командировки; – основная и дополнительная заработная плата; – расходы на служебные командировки.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	– определение ресурсной и экономической эффективности исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. График проведения научного исследования (диаграмма Ганта)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	4.04.2017
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Фигурко Аркадий Альбертович	К.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ФМ61	Исланбек Жаксыбек Ералыулы		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5ФМ61	Исланбек Жаксыбек Ералыулы

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение	Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	03.04.02 Физика

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Рассматриваемая рабочая зона представляет собой участок газопровода с метанольной установкой.</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты) 	<p style="text-align: center;"><i>Основными вредными факторами при работе в рассматриваемой рабочей зоне являются факторы, связанные с качеством освещения, уровнем шума, состоянием микроклимата, загрязнение воздушной среды и интенсивностью теплового излучения.</i></p> <p style="text-align: center;"><i>Опасным фактором при работе в рассматриваемой рабочей зоне является – поражение электрическим током.</i></p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу 	<p style="text-align: center;"><i>Анализ воздействия на окружающую среду в процессе эксплуатации метанольной установки.</i></p>

<p>(сбросы);</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p><i>Наиболее возможными ЧС в рассматриваемой рабочей зоне является возникновение пожара, взрыва, утечки метанола. Рассмотреть средства, определяющие действия при возникновении ЧС и ликвидации их последствий (например, план эвакуации и средства пожаротушения).</i></p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p><i>Определить порядок и организацию работы в рассматриваемом помещении, которые обеспечивают безопасные и комфортные условия труда оператора, с соблюдением санитарных и технологических норм.</i></p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОКД ИШНКБ	Ледовская Анна Михайловна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ФМ61	Исланбек Жаксыбек Ералыулы		

Реферат

Магистерская диссертация содержит 135 страниц машинописного текста, 1 приложения, 17 таблиц, 31 рисунок, список использованных источников состоит из 51 наименований.

Целью работы является эффективное решение задач с максимальным учетом тех факторов, которые присутствуют при эксплуатации трубопроводных систем на современном этапе их развития.

В процессе исследования был произведен анализ различных условий образований газовых гидратов в газопроводах, их характеристик, и методов борьбы в зависимости от климатических условий и режима эксплуатации газопровода.

Магистерская диссертация выполнена с помощью текстового редактора Microsoft Word 2010, графического редактора Microsoft Visio 2010, программного продукта MATLAB версии R2015b.

Ключевые слова: магистральный газопровод, газовые гидраты, кристаллы, борьба, математическое моделирование.

СОДЕРЖАНИЕ

№, п/п	ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ	Стр.
	ВВЕДЕНИЕ	14
Глава 1	ОБРАЗОВАНИЕ, ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ГИДРАТОВ В СКВАЖИНАХ И МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ	17
1.1	Термодинамические основы образования гидратов в скважине и трубопроводе	17
1.2	Методики расчёты образования гидратов в газовых скважинах	20
1.3	Условия образования гидратов в магистральных газопроводах	22
1.4	Методы предупреждения образования газовых гидратов	26
Глава 2	МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ ПРИ ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ	29
2.1	Математическое моделирование образования газовых гидратов в скважинах	29
2.2	Математическое моделирование образования газовых гидратов в трубопроводах	40
Глава 3	МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В СКВАЖИНАХ И МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ	49
3.1	Система ввода ингибитора образования гидратов в поток газа	49
3.2	Методы идентификации процессов образования и отложения газовых гидратов в промысловых системах	51
3.3	Системы распределения и автоматического регулирувания расхода ингибиторов	54
Глава 4	ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМАХ	55
4.1	Методы предупреждения гидратных отложений	55
4.2	Предупреждение образования гидратов в скважинах	57
4.3	Предупреждение образования гидратов в газопроводах	58
4.4	Оценка способов борьбы с образование гидратов	
Глава 5	МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В СКВАЖИНАХ И ГАЗОПРОВОДАХ	63
5.1	Методики расчёта образования гидратов в	63

	магистральных газопроводах	
5.2	Определение участка газопровода, подверженного облитерации стенок	65
5.3	Определение границ участков образования гидрата	68
5.4	Анализ механизма образования гидратов в случае частичного уменьшения живого сечения трубопровода гидратами	72
5.5	Расчёт толщины гидратной пленки при транспортировке газа по газопроводу	73
Глава 6	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	84
6.1	Оценка готовности проекта к коммерциализации	85
6.2	Календарный план проекта	88
6.3	SWOT-анализ	90
6.4	Затраты на проведение работ	91
6.5	Основные фонды	92
Глава 7	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	95
7.1	Производственная безопасность	95
7.2	Экологическая безопасность	104
7.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	108
7.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	110
	Выводы	
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	
	Приложение А	

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

В настоящей диссертационной работе применяются следующие термины и определения с соответствующими обозначениями и сокращениями:

Абсорбция – поглощение отдельных компонентов из газовых (паровых) смесей всем объемом жидкости или твердого тела (абсорбента) с образованием раствора.

Адсорбция – поглощение отдельных компонентов из газовых (паровых) или жидких смесей на поверхности твердого тела (или в объеме его микропор) либо жидкости. В технике под адсорбцией обычно понимают поглощение на поверхности твердого тела (адсорбента).

Ингибитор ГГ – вещество, предотвращающее образование гидратов углеводородных газов при их добыче, транспорте и подземном хранении, а также в процессах первичной обработки.

Облитерация – процесс отложения газогидрата на стенках трубопровода.

Точка росы – такая температура, при охлаждении до которой начинается конденсация воды, содержащейся во влажном воздухе (образования росы).

Дросселирование – процесс протекания природных газов через стенки скважины, местные сужения в оборудовании, сопровождается снижением давления и температуры.

МГ – магистральный газопровод;

ИГ – ингибитор гидратообразования;

ГГ – газовый гидрат;

ГП – гидратная пробка;

ГС – гидратный слой;

ТП – трубопровод;

T_r – равновесная температура образования гидрата, °С;

t_r – температура точки росы, °С;
 M – массовый расход, кг/с;
 T – температура, К;
 P – давление, МПа;
 D – диаметр трубопровода;
 L – длина трубопровода, глубина скважины, м;
 R – удельная газовая постоянная природных газов, Дж/(кг·К);
 c_p – удельная массовая теплоемкость природных газов, Дж/(кг·К);
 α – коэффициент теплоотдачи от природных газов к стенке
трубопровода, или скважины, Вт/(м²·К);
 λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К);
 a – коэффициент температуропроводности, м²/с;
 v – скорость газа, м/с;
 ρ – плотность газа, кг/м³;
 S – площадь поперечного сечения трубы, скважины, м²;
 g – ускорение силы тяжести, м/с²;
 φ – угол наклона трубы, отчитываемый от фиксированной
горизонтальной плоскости;
 ε – коэффициент дросселирования;
 ψ – коэффициент гидравлического сопротивления;

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы Стратегическая задача предприятий по добыче и транспортировке газа – обеспечение безотказной и безопасной поставке газа потребителям [1–13]. Надёжная работа магистрального газопровода (МГ) обуславливается качеством транспортируемого газа, его влагосодержанием [14–15]. Связанно это с тем, что при течении влажного газа в трубопроводе (ТП) могут образовываться газовые гидраты (ГГ) – кристаллические соединения, внешне похожие на снег или лед. В результате значительно возрастает гидравлическое сопротивление и снижается пропускная способность ТП вплоть до его полного укупоривания, что, в свою очередь, помогает появлению аварийных ситуаций, а также нарушает работу оборудования [16–30]. Из практики транспортировки газа известны случаи, когда протяженность гидратной пробки (ГП) достигала нескольких десятков метров, прекращалась поставка газа потребителям (предприятиям, населенным пунктам) [18].

Для разрушения ГП применяются ингибиторы, наиболее распространенным является метанол [16–20, 23, 26, 28]. Фактический расход метанола на предприятиях добычи и транспорта газа, как правило, завышен вследствие его нерационального использования при ликвидации ГП. На предприятиях добычи и ТП транспорта зачастую нет системы мониторинга и контроля над процессом образования ГГ [16–20, 22, 23].

На сегодня, нуждаемость в метаноле только на предприятиях ОАО «Газпром» достигает около 300 тыс. тонн в год [36]. По оценкам, приведенным в работе [38], объем потребления метанола к 2030 г. в газовой промышленности России составит более 1 млн. тонн в год. Рост спроса на метанол сопровождается и увеличением его стоимости. В 2017 г. метанол на российском рынке продавался по цене от 12000 до 25000 руб/т. Обеспечение метанолом районов Крайнего Севера увеличивает его стоимость в два раза, а для некоторых месторождений (Ямбург, Штокмановское, Сахалин–3, Бованенковское), проблемы с доставкой в зимние периоды повергают к

увеличению стоимости метанола в три раза [36]. По мере увеличения поставок природного газа, происходит удаление районов добычи газа, ухудшение гидрогеологических условий их залегания. Для увеличения эффективности технологии добычи и транспортировки природного газа были выполнены многочисленные экспериментальные и теоретические исследования [19–37]. Все же непосредственное использование предложенных математических моделей затруднено тем обстоятельством, что они были реализованы с помощью программных комплексов типа «Альфа», ALGOL-GDR и т.п.

Поэтому актуальна проблема создания на базе упрощенных математических моделей методического обеспечения, с помощью которого можно осуществлять мониторинг и диагностику состояния скважин и ТП, для предупреждения образования гидратов на конкретном участке [19–37]. Использование его позволит выполнять технологические расчёты с достаточной точностью, определять участки конденсации влаги, выявлять причины завышенного расхода ингибитора образования ГГ.

Цель работы: создать методическое обеспечение по прогнозированию образования гидратов в газовых скважинах и ТП, с его помощью выполнить анализ влияния геоклиматических факторов на добычу и транспортировку природного газа.

Задачи:

1. Реализация на Турбо Паскале математических моделей образования гидратов в газовых скважинах, в которых учтено влияние гидрогеологических условий.
2. Реализация на Турбо Паскале математических моделей образования гидратов при транспортировке природного газа в ТП, учитывающих влияние перепадов высот вдоль трассы ТП, теплофизических свойств грунта.
3. Оценка эффективности способов борьбы с образованием гидратов при добыче и транспортировке газа

Научная новизна

1. Создано методическое обеспечение, позволяющее прогнозировать участки образования ГГ в скважинах и ТП.
2. Для упрощения нахождения толщины ГС в разные моменты времени вместо численного интегрирования громоздкого выражения получена аппроксимационная формула.
3. Осуществлена оценка эффективности перспективных способов борьбы с образованием ГГ при добыче и транспортировке газа, выбрана методика расчета удельного расхода метанола.

Практическая значимость и реализация результатов работы

Разработанное методическое обеспечение планируется предложить организациям, занимающимся добычей и транспортировкой природного газа в Томской области.

Обоснованность и достоверность результатов

В ходе реализаций математических моделей были использованы апробированные численные алгоритмы (Уэддля, Рунге-Кутты, методов бисекции, прогонки, интерполяционный многочлен Лагранжа второй степени). Тестирование их осуществлено сравнением с результатами, полученными другими исследователями.

Основные положения, выносимые на защиту

1. Созданное методическое обеспечение, позволяющее прогнозировать возникновение участков образования ГГ в скважинах и ТП.
2. Аппроксимационная формула для нахождения толщины ГС в разные моменты времени, упрощающая проведение количественного анализа определения места образования гидратов в скважине.

Технико-экономическая оценка эффективности перспективных способов борьбы с образованием ГГ при добыче и транспортировке газа.

ГЛАВА 1 ОБРАЗОВАНИЕ, ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ГИДРАТОВ В СКВАЖИНАХ И МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

По происхождению ГГ подразделяются на природные (естественные) и техногенные (искусственные). Экспериментальные и теоретические исследования термодинамики, кинетики и физико-химических свойств ГГ проводились зарубежными и отечественными учёными. Были разработаны приближенные методы, с помощью которых определялось время начала образования гидратов, место и скорость накопления их в ТП.

1.1 Термодинамические основы образования гидратов в скважинах и в трубопроводах

После открытия Г. Дэви в 1811 г. гидрата хлора начались исследования двух обширных классов веществ: молекулярных кристаллов и нестехиометрических соединений включения. Однако сам ГГ был на многие годы практически забыт, и лишь в 30-х годах XX века, когда с увеличением добычи газа участились случаи забивания скважин и газопроводов гидратами, начались их усиленные исследования.

ГГ относятся к классу нестехиометрических клатратных соединений-включений, которые образуются в результате внедрения молекул одного сорта (молекул-гостей) в пространство, образованное молекулами другого сорта (молекулами-хозяевами) без установления химических связей [28,40,41].

Для зарождения подобных соединений необходимо выполнение следующих условий:

- 1) молекулы-хозяева образуют рыхлую кристаллическую структуру, обладающую молекулярными полостями;
- 2) молекула-гость помещается в полости, так что ее пространственная конфигурация и размеры имеют решающее значение;

3) молекула-гость и молекула-хозяин не должны химически взаимодействовать, поскольку это будет препятствовать образованию соединения включения. Если в результате суммирования слабых ван-дер-ваальсовых сил взаимодействия молекул-гостей со многими молекулами-хозяевами выделится достаточная энергия, то образуется стабильное соединение [28,40,41].

Как правило, для соединений включения не существует целочисленных молекулярных соотношений. Полости в кристаллической решетке молекулы-хозяина могут быть частично незаполненными, поэтому соотношение между количеством молекул-гостей и молекул – хозяев отличается от стехиометрического, при этом, часто соединение может существовать только при определенных концентрациях «гостевого» компонента. Отношение же числа полостей к числу молекул – хозяев, их образующих, остается постоянным. Нестехиометричность характеризуется степенью заполнения Θ (отношение числа заполненных полостей к общему числу полостей) или числом n молекул-хозяев, приходящихся на одну молекулу «гостя» [28,41].

Общая формула ГГ $M \cdot n$, где M обозначает молекулу-гостя одного или нескольких видов; n – число молекул воды, приходящихся за одну молекулу-гостя, n является переменным числом, зависящим от типа образователя ГГ, давления и температуры. ГГ подразделяют на две большие группы в соответствии со структурой кристаллической решетки [28,40,41].

Если имеются сведения о структуре ГГ и о характере сил взаимодействия между молекулами и гидратном кристалле, то можно составить полное описание физико-химических свойств ГГ, воспользовавшись методами статистической термодинамики. Статистическую модель для описания свойств клатратных соединений гидрохинона построил Ван-дер-Ваальс. Эта модель была обобщена на ГГ и развита в ряде последующих работ [40,41].

Полученные в этих работах уравнения позволяют определить степени заполнения и, следовательно, состав гидрата, а также условия его

образования. Эти уравнения могут быть записаны, если известны отношения давления паров воды над чистой водой, водным раствором или льдом, находящихся в равновесии с гидратом, к давлению паров воды над пустой решеткой как функция температуры; или разность химического потенциала воды, водного раствора или льда, находящихся в равновесии с гидратом, и химического потенциала воды в пустой гидратной решетке, как функция температуры и давления, а также константы Ленгмюра, зависящей от температуры [40,41].

Образования гидратов происходит по такой схеме:



где ΔH – энтальпия образования гидратов. Для осуществления этого процесса необходимо, чтобы, во-первых, образователь ГГ M удовлетворял следующим требованиям [40, 41]:

1. Размеры, а, следовательно, и мольные объемы образователя ГГ должны быть ограничены.
2. Образователь ГГ должен иметь гомеоплярную природу.
3. Образователь ГГ должен плохо растворяться в воде, т. е. не образовывать водородных мостиков.
4. Точка кипения образователя ГГ не должна превышать 60°C , а его теплота испарения не должна превышать 7500 кал/моль.

Во-вторых, должны выполняться два термодинамических условия:

- 1) равновесное давление паров образователя ГГ над твердым гидратом должно быть меньше, чем давление насыщенного пара чистого образователя ГГ;
- 2) равновесное давление паров воды над гидратным кристаллом должно быть меньше, чем давление насыщенного пара воды над жидкой водой (или льдом) при данной температуре [28,41].

Условия образования ГГ, а также теплофизические характеристики: плотность, теплоемкость и теплопроводность определяют, главным образом, экспериментально, хотя проведение таких экспериментов связано со

значительными трудностями, обусловленными нестехиометричностью и нестабильностью гидратов. В то же время расчетные методы позволяют получить лишь приблизительные значения этих характеристик. Их точность еще больше уменьшается, когда нужно определить свойства гидратов таких сложных смесей, как природный газ [28,41].

Установлено, что для образования ГГ необходимо одновременное выполнение трёх условий: наличие влаги в газе, низкая температура и высокое давление газа. Все эти условия могут реализоваться в ТП, и в газовых скважинах [24,31-33]. При определенных термобарических условиях влага, которая находится в газе, из газообразного состояния может переходить в состояние гидрата, минуя фазу конденсации в жидкость [16,28].

Из рассмотрения свойств гидратов можно сделать вывод о том, что при добыче и транспорте газа (особенно в районах Сибири и Крайнего Севера) могут возникнуть условия, способствующие образованию и отложению гидратов в скважинах и ТП.

1.2 Методики расчёта образования гидратов в газовых скважинах

Как отмечено в работе [31], среди факторов, определяющих безотказность и долговечность подачи газа потребителям, расположенным в зоне вечной мерзлоты, первым слабым звеном технологической цепочки является сама скважина и контактирующая с ней призабойная зона газоносного пласта. В этой зоне происходит интенсивное охлаждение газа за счет дросселирования при снижении давления. Свой вклад в процесс охлаждения газа вносит теплообмен с окружающими скважину мерзлыми горными породами. Поскольку многие месторождения имеют достаточно высокие пластовые давления, то это повышает вероятность образования ГГ непосредственно в стволе скважины, что может уменьшить их пропускную способность, либо к их полной закупорке. Такая ситуация может возникнуть и при их остановке из-за низких температур окружающих горных пород.

Из качественного анализа следует, что для предупреждения образования ГГ в скважинах необходимо создать такой режим отбора газа, при котором его температура будет выше равновесной температуры газообразования. Поэтому необходимо изучение возможностей управления температурой газа без изменения конструктивных параметров скважин.

Для определения опасности образования ГГ в скважине использовался следующий прием [31]. По результатам вычислений или по данным лабораторных опытов строится равновесная кривая. На эту кривую наносится зависимость между давлением и температурой, полученная путем решения краевой задачи, описывающей распределение давления и температуры газа в скважине. Выше точки пересечения этих двух кривых газ будет охлажден ниже равновесной температуры образования гидратов.

Количественный анализ определения интервалов образования ГГ в скважинах проведен в работе [31]. Были выбраны скважины Средне-Виллюйского и Иреляхского месторождений. Диаметры скважин были одинаковыми и равными 0,1 м, глубина скважины в первом случае составила 2550 м, а во втором – 1900 м. Давление на забое для первого месторождения равно 24 МПа, для второго – 10 МПа. Температура газа 323 К и 285 К.

Численное моделирование изменения температуры и давления газа на устье скважины в зависимости от массового расхода показало, что для второго месторождения температура и давления монотонно убывают с ростом массового расхода газа, что объясняется достаточно низкими пластовыми температурами и давлениями. Установлено, что на участках скважины первого месторождения, где глубина изменяется от 0 до 630 м, температура газа будет ниже равновесной температуры образования гидратов. Для второго месторождения глубина изменяется от 0 до 1368 м. Для Средне-Виллюйского месторождения глубина вечной мерзлоты равна 252 м.

В работе [32] предложена обобщенная математическая модель динамики образования ГГ в газовых скважинах, основанная на законах

сохранения массы и энергии для потока реального газа в рамках трубной гидравлики, в которой учитывается теплообмен с окружающими многолетнемерзлыми породами. Как и в работе [31], проведен сопоставительный анализ образования ГГ на двух месторождениях: первое – Средне-Вилуйское, второе – Мессояхское, глубина скважины которого была равна 900 м, давление газа на забое равно 6,6 МПа, температура 282,9 К. Установлено, что основными параметрами, определяющими полную закупорку скважин гидратами, является глубина скважины, пластовые давления и температура, состав газа и мощность многолетней мерзлоты. Отмечено, что образование ГГ в скважинах, даже при низких пластовых температурах и мощном слое многолетней мерзлоты занимает достаточно длительный промежуток времени, позволяющий оперативно установить возникновение аварийных ситуаций в системах газоснабжения.

1.3 Условия образования гидратов в магистральных газопроводах

Современный МГ представляет собой сложное и дорогостоящее сооружение, предназначенное для многолетней безотказной эксплуатации [1-5,14,15]. Возникновение ГГ характерно для всех МГ, за исключением тех ТП, по которым транспортируют осушенный газ с температурой точки росы паров воды ниже минимальной рабочей температуры. В условиях недостаточной осушки газа от паров воды, как правило, образуются гидраты. Для их ликвидации применяются различные средства. Поэтому проблемы образования и устранения гидратов весьма актуальны при обеспечении безотказного функционирования МГ [15-18,23].

Впрочем, существующие методики определения участков начала конденсации влаги и образования гидратов в системах сбора, промышленной подготовки и транспорта газа, как правило, не учитывают совместного проявления таких процессов, как течение газа в ТП при наличии фазовых переходов, величину и скорость протекания процессов отложения твердой фазы на стенки ТП, а также теплообмен ТП с окружающей средой [22,24,25].

Поэтому для минимизации себестоимости добычи и транспорта газа, актуальной задачей является совершенствование существующих и разработка новых методик раннего обнаружения, участков начала конденсации влаги и образования ГГ, учитывающие по возможности комплексное влияние основных процессов, протекающих при эксплуатации ТП [30].

Описанию осложнений, вызванных образованием гидратов в системах добычи и транспорта газа, посвящена целая серия работ, опубликованных в 60-70-е годы прошлого века. В некоторых работах предложен количественный расчет массы гидрата, образовавшегося в процессе добычи и транспорта. Так, В. А. Хорошиловым на основании аналитического определения состава углеводородной части гидрата и количества связываемой при этом воды дана оценка скорости образования гидратов в промышленных аппаратах и коммуникациях по следующей схеме. Зная температуру потока газа и грунта, а также давление и расход, по графикам влагосодержания природного газа определяется количество сконденсированной влаги. По номограмме А. И. Гужова находится число молей газа, переходящего в гидрат. Далее вычисляются средний молекулярный вес и удельный вес гидрата, что позволяет при известном расходе газа определить весовую скорость образования гидрата.

Согласно Р. М. Мусаеву, для определения зоны образования ГГ необходимо найти зону выпадения влаги из газового потока. Таким способом выделяются зоны образования ГГ различных типов ТП (надземных, подземных, подводных) и делается вывод о том, что местоположение и размер этой зоны зависят от коэффициентов теплообмена газа с окружающей средой.

Аналитический метод прогноза зон образования ГГ в надземном ТП предложен Н. Е. Ходановичем. На основании численного решения уравнений неизотермического движения реального газа Б. Л. Кривошеиным построена модель процесса образования ГГ в ТП. С помощью этой модели

анализируются термодинамические условия образования и разложения гидрата. Влияние ГП учитывается местным сопротивлением, коэффициент которого, вообще говоря, неизвестен. Это относится к существенному ограничению модели.

Как отмечено в работе [24], недостаточно использование перечисленных выше предположений о том, что рост гидратного слоя (ГС) на стенках ТП определяется только условиями выпадения влаги. Образование и рост ГС при наличии сконденсировавшейся влаги будут определяться теплообменом между движущимся газом и гидратом. Следствием такого допущения является невозможность рассмотрения динамики роста ГС во времени. В перечисленных моделях не рассматривалось также обратное влияние ГС на поток газа, т. е. не учитывалось влияние изменения проходного сечения трубы на параметры потока.

Таким образом, чтобы описать изменения толщины ГС во времени, нужно рассмотреть в рамках задачи Стефана процесс намерзания гидрата на стенку трубы, считая, что скорость роста ГС определяется как интенсивностями теплообмена между газовым потоком и ГС, так и между слоем гидрата и окружающей средой [24].

Рассмотрим содержание публикаций, посвященных этой проблеме. Так, В. В. Брушем обсуждены условия, определяющие замерзание воды в ТП. Хиршбергом рассмотрено течение жидкости в трубе, часть которой охлаждается ниже температуры замерзания. Предполагалось, что между входным и выходным сечениями трубы существует постоянный перепад давления. Зависимость между параметрами в установившемся состоянии выводится при условии ламинарного течения и равномерной толщины слоя льда по всей длине охлаждаемой части трубы. Это предположение является весьма приближенным. Зерклем и Сандерлендом найдены профили температуры и давления, а также толщина слоя льда (переменная вдоль трубы) при установившемся течении, т. е. когда рост слоя прекратился, и

между водой и льдом установилось термодинамическое равновесие. Температура стенки трубы считалась постоянной. При таком подходе ничего не говорилось о развитии процесса намерзания льда во времени [24].

Анализ нестационарных процессов замерзания льда на твердой поверхности (пластине), проведен в ряде работ для случая постоянной температуры стенки и постоянного теплового потока. Такая постановка не позволила авторам учесть влияние уменьшения проходного сечения на параметры потока и на динамику изменения толщины слоя льда [24].

Неустановившийся процесс замораживания жидкости в круглых трубах при допущении о постоянстве температуры стенки и свойств жидкости и в предположении о снаряжном профиле течения и квазиустановившемся режиме теплопроводности рассмотрен Езичеком и Маллигеном. В неявном виде использовалось также предположение о малости производных толщины ледяного слоя по времени и по пространственным координатам, так как уравнение энергии для потока жидкости в трубе записано при постоянном ее сечении. Это предположение справедливо только для стационарного теплового потока в трубе, в котором теплопроводность пренебрежимо мала [24]. Мартинцем и Бобоевым рассмотрен процесс замерзания жидкости в трубе в предположении, что падение давления в сечениях, где образовался лед, есть линейная функция времени. Процесс проникания жидкости с температурой фазового перехода в холодную трубу с постоянной температурой стенки анализировался Эпштейном [24].

Используемое в перечисленных работах предположение о постоянстве температуры стенки или теплового потока соответствует стационарному тепловому режиму в окружающей среде (грунте или горных породах), и, как отмечено Б. А. Красовицким, оно не может быть принято при расчете пусковых режимов ТП, когда имеет место значительное изменение величины теплового потока на стенке трубы [24]. Б. А. Красовицким получено приближенное решение задачи теплового взаимодействия ТП с грунтом для случая его работы в режиме постоянного расхода жидкости. Существенным

упрощающим допущением являлось предположение о равенстве температуры жидкости в зоне существования ледяного слоя температуре фазового перехода [24].

Рассмотренные выше задачи математически формулировались таким образом [21]. Для жидкой фазы записывались уравнения переноса массы, импульса и энергии, для твердой – уравнение теплопроводности; задавались начальные и граничные условия. Дифференциальное уравнение, описывающее закон движения (или в стационарном случае – положение) границы раздела твердой и жидкой фаз, получалось применением первого закона термодинамики к контрольному объему, движущемуся с границей раздела (условие Стефана). Решение полученной системы уравнений осложняется тем, что уравнения для подвижной и неподвижной фазы связаны присутствием в них самих и в граничных условиях неизвестной координаты $\xi(x,t)$ фронта фазового перехода, а также – нелинейностью граничных условий [24].

При рассмотрении нарастания гидрата на стенках трубы система уравнений еще более усложняется, так как, во-первых, движущаяся среда (газ) сжимаема, во-вторых, температура фазового перехода газ-гидрат существенно зависит от давления, в-третьих, нужно учитывать динамику выпадения влаги из газового потока.

1.4 Методы предупреждения образования газовых гидратов

С термодинамической точки зрения все применяемые методы предупреждения основаны на изменении энергических соотношении молекул природного газа и воды [28].

Ввод ингибитора - наиболее распространенный из методов противодействия образованию гидратов, который позволяет локализовать этот

процесс в ТП [17,20,28]. Сущность предупреждения образования ГГ методом ввода ингибиторов состоит в следующем. Вводимый в поток газа ингибитор

поглощает парообразную влагу и вместе со свободной водой, сконденсировавшейся в результате охлаждения газа, образует раствор. Упругость паров воды t_p снижаются. При этом понижается t_r [28].

Осушка методами адсорбций заключается в избирательном поглощении порами поверхности твердого адсорбента молекул воды из газа, последующим извлечением их из пор применением внешних воздействий. Недостатком данного процесса является необходимость регенерации адсорбента, в связи с его быстрым насыщением и потерями адсорбционных свойств [28].

В основе метода абсорбции лежит применение специальных реагентов, поглощающих влагу в газе при непосредственном контакте внутри установки осушки. Недостатком данного метода является сложность с точки зрения технологии регенерации поглотителя влаги абсорбента [28].

Низкотемпературная сепарация газа – это процесс охлаждения газа при неизменном давлении. По ходу процесса избыточная влага конденсируется и отводится, а t_p газа снижается. Недостатком процесса является необходимость поддержания постоянного давления и достаточно низкой температуры независимо от температуры окружающей среды.

Метод борьбы с образованием ГГ путем снижения давления заключается в том, что давление газа поддерживается ниже давления образования ГГ, и ниже давления разложения для разрушения уже образовавшихся гидратов [28]. Недостатки данного метода: необходимость постоянного поддержания ниже давления образования ГГ, а также плохая пригодность в условиях эксплуатации.

Обеспечение температуры газового потока выше t_r , заключается в том, что при сохранении давления в ТП температура газа поддерживается выше t_r . Недостатком данного метода являются большие затраты на изоляцию ТП, что бы не было больших потерь температуры потока при контакте стенки ТП с окружающей средой [28].

На головных компрессорных станциях очень часто используется осушка газа от влаги, методами сорбции или низкотемпературной сепарации газа, с понижением t_p по воде ниже минимальной технологической температуры, чтобы исключить конденсацию влаги.

2. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ ПРИ ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Для образования ГГ необходимо одновременное выполнение трёх условий: наличие влаги в газе, низкая температура и высокое давление газа. Все эти условия могут реализоваться в скважинах и на МГ [24, 31–33]. При определённых термобарических условиях влага, которая находится в газе, из газообразного состояния может переходить в состояние гидрата, минуя фазу конденсации в жидкость [16, 28].

2.1 Математическое моделирование образования газовых гидратов в скважинах

Для описания образования и отложения гидратов в скважинах и газопроводах использовалась квазистационарная модель из работы [21], повторения в монографии [24] и статье [32]. Движение реального газа в трубах описывалось в рамках трубной гидравлики, а динамика образования гидратов – на основе обобщенной задачи Стефана, в которой температура фазового перехода газа – гидрат существенно зависит от давления в потоке газа.

Эта система упрощается с использованием следующих физически обоснованных допущений.

1. Радиус кривизны твердого слоя вдоль оси достаточно большой, так что теплопроводностью твердого слоя в осевом направлении можно пренебречь.

2. Тепловое сопротивление стенки трубы пренебрежимо мало.

3. Изменение толщины твердого слоя как с течением времени, так и в направлении вдоль оси трубы достаточно мало, и можно считать, что процессы перераспределения температуры в твердой фазе, а также давления и температуры в движущемся газе являются квазиустановившимися (квазистационарными).

4. Массовый расход газа гораздо больше, чем скорость роста массы твердого слоя; таким образом, можно пренебречь переходными процессами в газе, связанными с переносом массы от газа к гидрату.

5. Движение газа турбулентно.

6. Скорость движения газа гораздо меньше местной скорости звука.

7. Давление и температура на входе (или перепад давлений) постоянны.

8. Изменение температуры в окружающем ТП грунте осуществляется за счет теплопроводности, причем проекции векторов тепловых потоков на ось трубы малы и ими пренебрегаем, т. е. поле этих векторов лежит в плоскостях, перпендикулярных оси трубы.

В этой модели уравнения неразрывности, движения и энергии сведены к следующему виду

$$\frac{dp}{dz} = -\rho g \sin(\varphi) - \frac{\sqrt{\pi}}{4} \frac{\psi M^2}{\rho S^{2.5}}; \quad (2.1)$$

$$\frac{dT}{dz} = \frac{\pi D \alpha (T_h - T)}{c_p M} - \frac{\rho g \sin(\varphi)}{c_p} + \varepsilon \frac{dp}{dz}; \quad (2.2)$$

где ρ , p и c_p – плотность, давление и удельная массовая теплоемкость газа; g – ускорение силы тяжести; D , S – диаметр и площадь поперечного сечения скважины; T_h – температура окружающей среды; T – температура газа; ε и ψ – коэффициенты дросселирования и гидравлического сопротивления; $M = \rho v S$ – массовый расход газа, кг/с; v – линейная его скорость.

Исходная система дифференциальных уравнений (2.1), (2.2) дополняется уравнением состояния реального газа

$$\rho = \frac{p}{zRT}; \quad z = 1 + 0,07 \frac{p}{T} \left(1 - \frac{6}{T^2} \right). \quad (2.3)$$

Здесь R – удельная газовая постоянная; коэффициент несовершенства газа z учитывается формулой Бертло; коэффициент дросселирования определяется так

$$\varepsilon = \frac{RT^2}{zRT} \frac{\partial z}{\partial T}. \quad (2.4)$$

Из решения системы уравнения переноса для газа при постоянном во времени (но не по координате) сечении определяется давление ρ и температура T . Затем, делается шаг по времени (давление и температура при этом остаются неизменными), находится новое положение границы раздела газ-гидрат. Тем самым определяется новый профиль проходного сечения. Далее вычисляются новые значения давления и температуры для этого профиля, и процедура повторяется. Следовательно, для математического описания модели можно использовать систему уравнений неизотермического стационарного движения газа в трубе переменного сечения (2.1), (2.2).

Уравнение, описывающее изменение площади проходного сечения скважины, записывалось в виде, соответствующем постоянному значению коэффициента теплопередачи от движущегося в трубе газа к ГС

$$\frac{dS}{d\tau} = \frac{b_2 [T_k - T_{ph}(p)]}{1 - b_2 \ln(S)} - b_1 \sqrt{S} [T_{ph}(p) - T], \quad (2.5)$$

где α_1 – коэффициент теплообмена между газом и ГС α_2 – коэффициент теплоотдачи между слоем гидрата и горной породой, в котором учтено тепловое сопротивление стенок скважины и изменение температурного поля горных пород; λ_h – теплопроводность гидрата; T_k – критическая температура газа; безразмерные комплексы $b_1 = 0,25\alpha_1 D_0 / \lambda_h$, $b_2 = 0,25\alpha_2 D_0 / \lambda_h$.

Равновесная температура образования гидрата вычислялась по аппроксимационной формуле

$$T_{ph}(p) = a \ln(p) + b, \quad (2.6)$$

в которой эмпирические коэффициенты a , b зависят от состава газа.

Безразмерное время, входящее в (2.4), определялось таким образом

$$\tau = \lambda_h T_0 t / (\rho_h l_h D_0). \quad (2.7)$$

Здесь ρ_h и l_h – плотность и удельная теплота образования гидрата.

Начальные условия для дифференциальных уравнений (2.1), (2.2) и (2.4) сформулированы в виде:

$$p(0) = p_0; \quad T(0) = T_0; \quad S(0) = S_0 \quad (2.8)$$

Для определения опасности образования гидратов в стволе скважин можно использовать следующий прием, который был предложен в работе [24] для простаивающих скважин. На равновесную кривую образования гидратов, построенную по результатам вычислений или по данным лабораторных экспериментов, наносится зависимость между давлением и температурой, полученная путем решения задачи (2.1) – (2.4) численным методом. По температуре, соответствующей точке пересечения этих двух кривых, определяется координата x , выше которой газ будет охлажден ниже равновесной температуры образования гидратов. Пример использования этой методики приведен на рисунке 2.1 (массовый расход соответствует оптимальной температуре газа для первого варианта расчета).

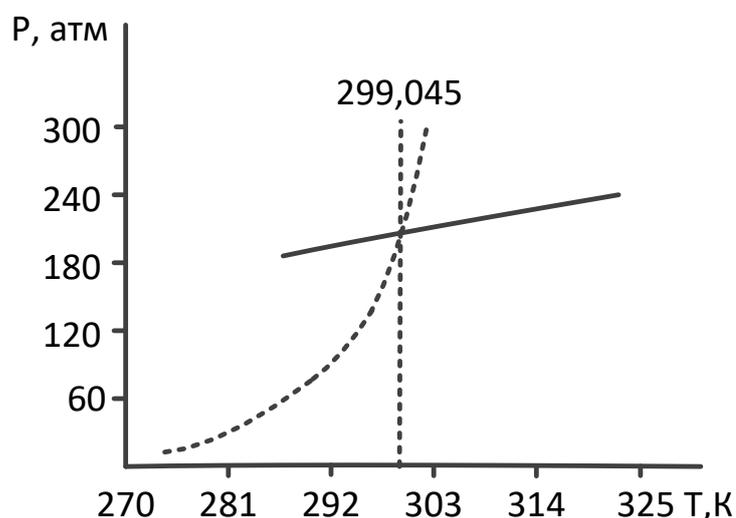


Рисунок 2.1 Пересечение расчетной равновесной кривой гидратообразования (пунктир) и расчетной связи между давлением и температурой газа в скважине для массового расхода 5,5 кг/с (Средне-Велюйское месторождение)

Графический метод, использованный в работе [31] для нахождения координат точки пересечения прямой и кривой экспоненциального вида, препятствует его использованию в автоматизированной методике.

Этот недостаток описанного алгоритма был усовершенствован соискателем следующим образом. Для диапазона температур, в котором происходит пересечение, график зависимости равновесного давления от

температуры достаточно точно заменяется на участок прямой (рисунок 2.1). Тогда имеем две прямые линии, пересекающиеся в точке x . Для этих линий можно написать

$$p_l = a_1 + a_2 T; \quad p_e = b_1 + b_2 T,$$

где a_1, a_2, b_1, b_2 – коэффициенты аппроксимации.

Из условия $p_l = p_e$ в точке пересечения графиков справедливо уравнение. $a_1 + a_2 T_x = b_1 + b_2 T_x$. Решив его для искомой температуры, получаем $T_x = (a_1 - a_2) / (b_2 - b_1)$. Соответствующее давление в этой точке $p_x = a_1 + a_2 T_x$.

Для рассматриваемого примера получено $T_x = 298 \text{ К}$, $p_x = 199,9 \text{ атм.}$, что хорошо соответствует значениям, найденным графическим методом решения (рисунок 2.1).

В следующем варианте расчета образования гидратов в скважине задавались исходные данные: глубина $L = 2000 \text{ м}$; диаметр $D = 0,07 \text{ м}$; давление на забое $p_0 = 20 \text{ МПа}$; расход газа $M = 5 \text{ кг/с}$; температура на забое $T_0 = 320 \text{ К}$; температура горных пород 270 К ; состав газа – чистый метан; плотность гидрата 800 кг/м^3 ; теплопроводность гидрата $2 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$; скрытая теплота гидратообразования равна $0,51 \text{ МДж/кг}$; теплопроводность грунта $1,3 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$; коэффициент теплообмена газопровода с грунтом $5 \text{ Вт/(м}^2\cdot\text{К)}$; коэффициент теплоотдачи газа и гидратному слою $200 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$.

Процесс нарастания ГС в скважине иллюстрируется кривыми на рисунке 2.2 (цифры у кривых соответствуют безразмерному времени).

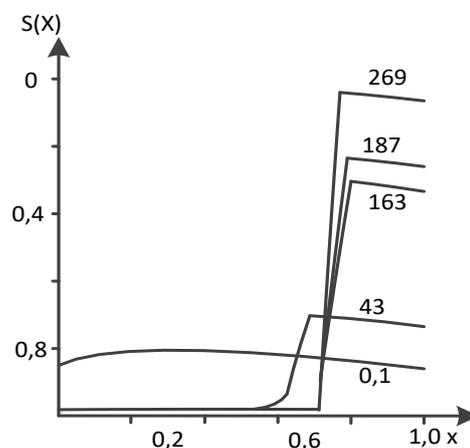


Рисунок 2.2. Рост ГС при заданном пластовом давлении

Как видно, нарастание гидрата начинается с нулевого сечения, с забоя скважины (рисунок 2.2, кривая $\tau=0,1$). Установлено что, немонотонность толщины ГС по длине исчезает достаточно быстро.

Толщина ГС в выходном сечении продолжает увеличиваться уже после того, как кромка прекратила движение. При сечении $s=0,285$ (рисунок 2.2, кривая: 213), давление на выходе из ГПа падает до нуля (рисунок 2.3), что соответствует полному перекрытию скважины. Фактически это значит, что такое сечение не в состоянии пропустить заданный расход газа. Время полной забивки в данном примере составило около 0,5 ч.

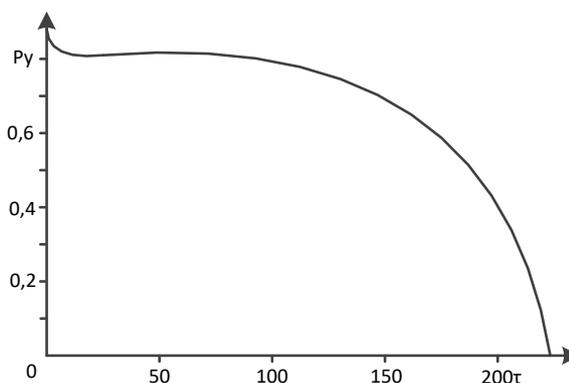


Рисунок 2.3. Изменение давления на выходе газопровода

Зависимость размеров зоны образования гидратов в ТП и скважине от начальной массовой концентрации паров воды в газе показана на рисунках 2.4 и 2.5. Цифры у кривых на рисунке 2.4 соответствуют начальной температуре грунта. Как видим, в ТП гидраты будут образовываться, если концентрация паров воды в газе больше $4,06 \cdot 10^5$. Для скважины предельное значение составляет $2,43 \cdot 10^5$. Отметим, что с ростом температуры грунта этот предел возрастает (рисунок 2.4).

Со временем зона образования гидратов смещается к устью, причем в начальные моменты времени она движется быстро, а затем скорость ее замедляется, стремясь к некоторому постоянному значению (рисунок 2.4;

штриховой линией обозначена координата максимума толщины ГС, а сплошной - положение передней кромки). Чем меньше начальная влажность газа, тем быстрее передняя кромка ГС перемещается к устью (сравни кривые 1, 2 и 3 на этих рисунках).

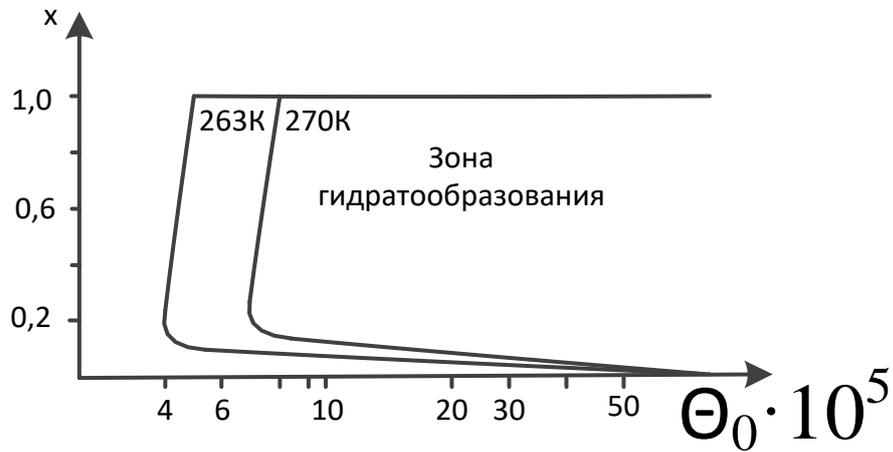


Рисунок 2.4- Зависимость размеров зоны гидратообразования от различной температуры грунта.

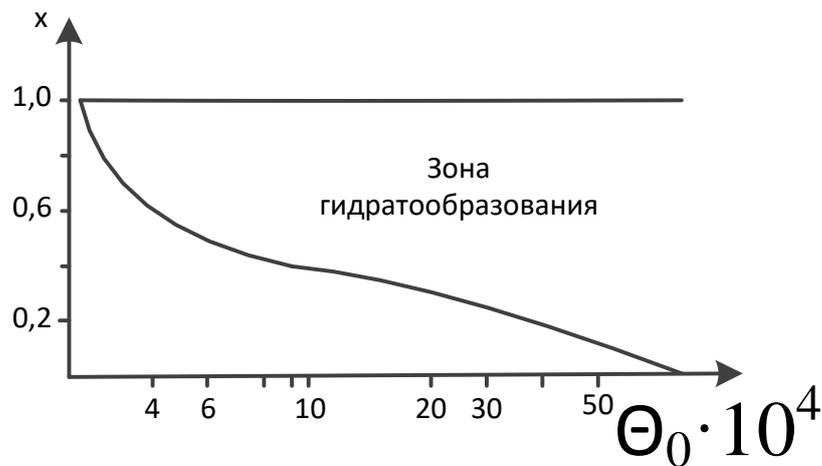


Рисунок 2.5 - Зона гидратообразования в скважине.

Влияние коэффициента теплоотдачи на динамику роста ГС можно проследить на рисунке. 2.6 (цифры у кривых обозначают безразмерное время).

Как видим, с увеличением этого параметра толщина ГС увеличивается, причем ее максимум смещается к началу ТП. Наружная теплоизоляция существенно снижает опасность гидратообразования в ТП и скважинах.

Например, теплоизоляция ТП пенополиуретаном ППУ-3 и толщиной 3 см повышает ТР транспортируемого газа с -21° до $+14^{\circ}\text{C}$. При этом происходит смещение ГС к устью ТП.

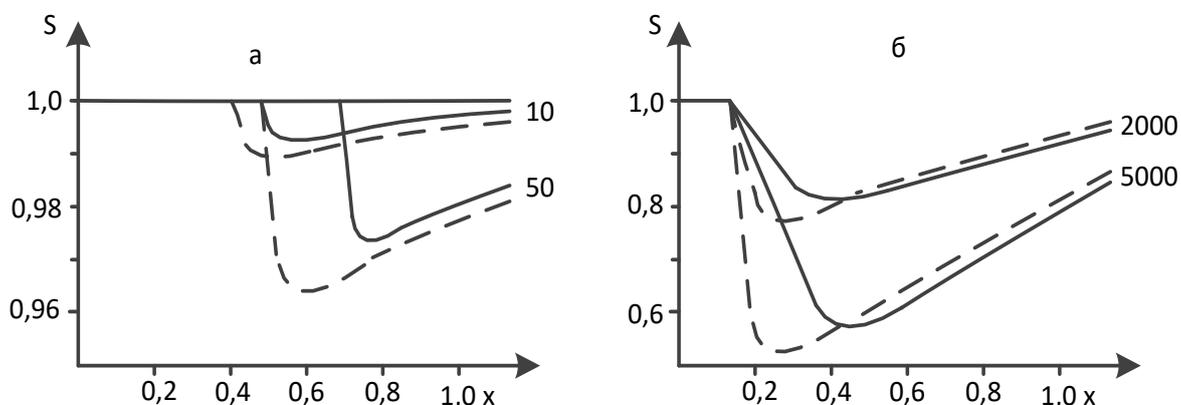


Рисунок 2.6- Влияние коэффициента теплоотдачи на рост гидратного слоя в газопроводе (а) и в скважине (б).

(а) сплошная линия $\alpha=200 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$; штриховая – $\alpha=661 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$;

(б) сплошная линия $\alpha=400 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$; штриховая – $\alpha=1970 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$.

Расчеты показали, что увеличение массового расхода с 10 до 15 кг/с сокращает время полной забивки скважины в 1,5 раза.

В скважине перепад давления вначале уменьшается за счет прогрева грунта, а затем начинает расти из-за уменьшения проходного сечения (рисунок 2.7).

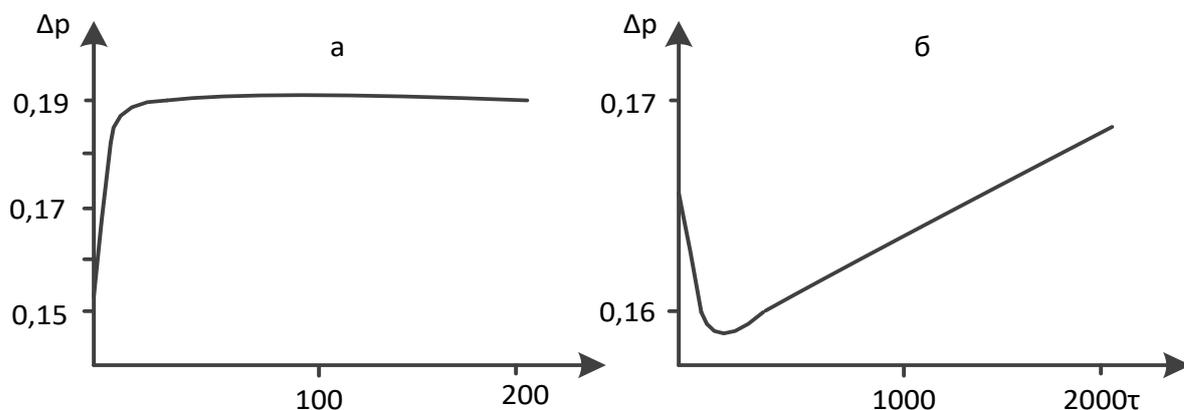


Рисунок 2.7 - Изменение относительного перепада давления в газопроводе (а) и в скважине (б) со временем.

Нарастание ГС начинается с нулевого сечения (с забоя скважины). Затем толщина ГС в входном сечении продолжает увеличиваться уже после того, как кромка прекратила движение [24].

При решении задачи о росте ГС для заданного перепада давления, расход будет со временем уменьшаться. В этом случае для системы (2.7) ставится краевая задача, решаемая методом прогонки по неизвестному параметру этой системы – массовому расходу газа. Результаты такого расчета иллюстрируются рисунками 2.6 и 2.7. Исходные данные принимались такими же, как в предыдущем примере, вместо расхода газа задавалось давление на устье скважины, равное 0,7252 от давления на забое. Такой перепад давления позволяет в чистой трубе пропустить газ с массовым расходом 5 кг/с. По мере роста ГС (рисунок 2.6) расход уменьшается, причем наиболее существенное его снижение происходит почти по линейному закону (рисунок 2.7). За время порядка 15 мин расход снизился почти в два раза.

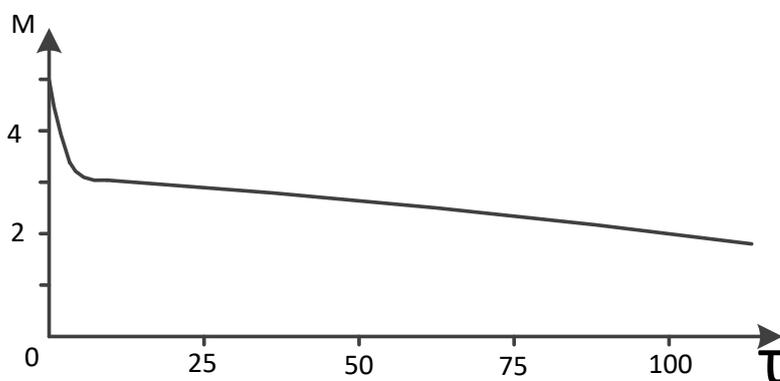


Рисунок 2.8 - Зависимость расхода газа от времени.

Наибольший интерес для практики представляет задача, когда задано не забойное, а начальное давление газа в пласте. Математическая постановка и алгоритм ее решения изложены выше. Приведем результаты вычислений, выполненных для случая, когда температура горных пород равна 266 К. Остальные параметры те же, что и в предыдущих примерах, под p_0 понимается давление в газоносном пласте. Радиус зоны дренирования

принимался равным 5200 м, мощность пласта 10 м, проницаемость 10^{-14} м^2 . Фильтрация газа в пласте считалась изотермической. В этих условиях почти полная забивка скважины гидратами происходит примерно за 40 мин (рисунок 2.9) при этом гидраты скапливаются главным образом вблизи устья скважины. На рисунке 2.9 изображены кривые изменения со временем толщины ГС в сечениях $x = 0,5$ и $x = 1$. Безразмерный перепад давления в стволе скважины уменьшается с 0,13 до 0,02 (рисунок 2.10).

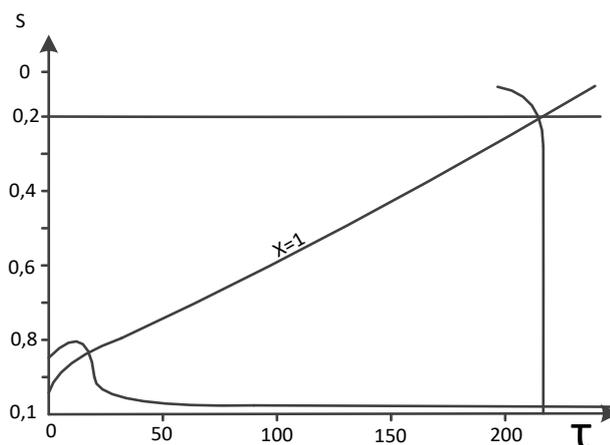


Рисунок 2.9. Изменение толщины ГС в различных сечениях трубы.

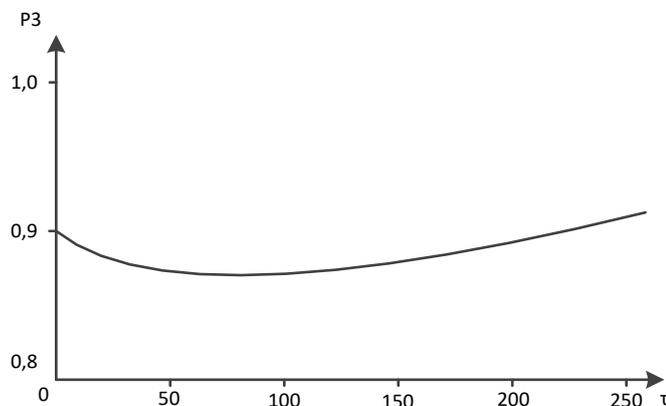


Рисунок 2.10. Зависимость перепада давления от времени.

Приведенные примеры показывают, что при отборе газа из скважин, пробуренных в зоне вечной мерзлоты, существует реальная опасность укуповивании их гидратами. Из физических соображений следует, что при равенстве тепловых потоков на границе ГС скорость его движения будет равна нулю.

В работе [32] рассматриваемая модель была модифицирована для случая учета зависимости коэффициента теплоотдачи α_1 от изменяющейся во времени площади проходного сечения трубы. Известное критериальное уравнение для теплообмена вынужденной конвекцией было представлено таким образом

$$\text{Nu} = 0,023 \left(\frac{M_0}{D_0 \mu} \right)^{0,8} \left(\frac{\pi}{4} \right)^{0,1} \frac{M^{0,8}}{S^{0,9}} \text{Pr}^{0,43}. \quad (2.9)$$

где $\text{Nu} = \alpha_1 D_0 / \lambda$ – число Нуссельта; λ и μ – коэффициенты теплопроводности и динамической вязкости газа.

Расчет осуществлялся следующим образом. В тех сечениях скважины, где образуется ГС (т.е. где величина проходного сечения становится меньше единицы), коэффициент теплоотдачи в уравнении (2.2) вычислялся по формуле (2.9), при этом значение температуры горных пород T_c заменялось на температуру фазового перехода газ–гидрат T_{ph} .

Параметрический анализ проводился для двух месторождений, о которых упоминалось в пункте 1.2. На начальном этапе вычислялся оптимальный расход, соответствующий минимуму тепловых потерь в отсутствие ГС. Для Средне-Виллюйского месторождения он оказался равным 4,5 кг/с, а для Мессояхского – 2,5 кг/с.

Установлено следующее. С уменьшением массового расхода возрастает длительность процесса достижения полной закупорки скважины гидратами. Для $M = 4,5$ кг/с она составляет примерно 13 суток (в модели с постоянным значением коэффициента теплоотдачи она равна 2 суткам, а для меньшего расхода – около 25 суток). В обоих месторождениях образование гидратов начинается примерно на одинаковой глубине. По мере закупорки проходного сечения температура газа понижается, что соответствует резкому падению давления вблизи устья скважины [32]. Это объясняется резким уменьшением проходного сечения скважины при остающемся постоянном массовом расходе газа.

2.2 Математическое моделирование образования газовых гидратов в трубопроводах

Рассмотрим течение влажного газа в ТП, сопровождаемое процессом отложения ГГ (облитерацией) на его внутренней поверхности. Этот процесс может происходить двумя способами, а именно в режиме теплового баланса и в режиме дефицита воды. Причём на начальном участке за сечением ТП, где наступает условие образования ГГ, процесс отложения идёт по первому режиму. Из-за образования ГГ происходит обеднение потока влагой, и вследствие этого, начиная с некоторого сечения, облитерация стенок ТП происходит во втором режиме [24,30].

Поэтому для образования ГГ на стенке ТП необходимо, чтобы ее температура T_s была ниже или равна температуре точки росы (t_{tr}) для влаги, содержащейся в газе [24]. При заданном составе газа равновесная температура является функцией давления (формула (2.6)). Если температура T_s стенки ТП, при контакте с потоком природного газа удовлетворяет условию $T_s \leq T_{рав}$, то на этой поверхности возможно отложение и нарастание со временем ГС.

Проанализируем уравнения, предложенные в работе [33] для рассматриваемого процесса. Для упрощения задачи предполагалось, что природный газ в ТП, состоит из двух компонентов, а именно: из влаги, являющейся главной причиной образования ГГ, и из всей остальной части – в основном газообразных углеводородов. Потери природного газа на образование твёрдого ГГ составляют обычно малую долю расхода газа через ТП. Схема ТП, на внутренних стенках которого образуется ГС, представлена на рисунке 2.11.

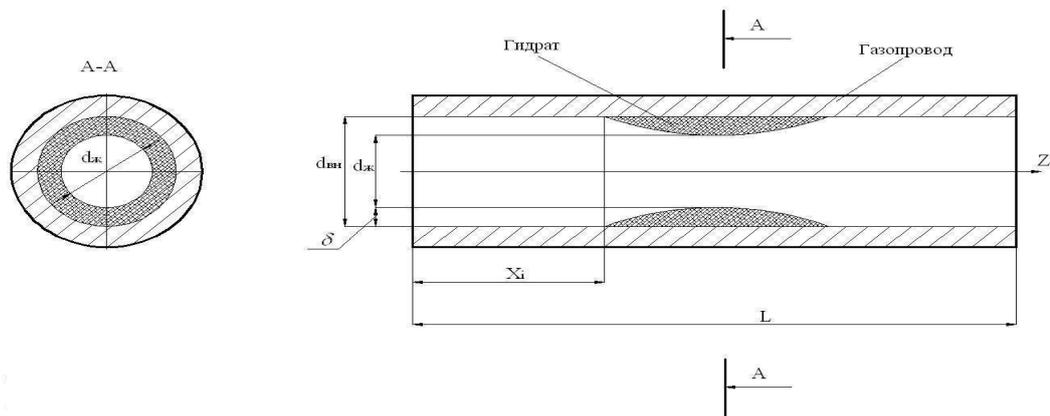


Рисунок 2.11 – Схема ТП, на внутренних стенках которого образуется ГС

$d_{вн}$ – внутренний диаметр ТП; $d_{ж}$ – диаметр живого сечения;

x_i – точка начала образования гидрата; L – длина рассматриваемого участка.

Поэтому массовый расход газа m по всей длине ТП допустимо считать постоянным. Скорость течения газа гораздо меньше скорости звука, движение газа в ТП рассматривается в гидравлической постановке, значения давления и температуры потока принимаются средним по сечению трубы, температуры для каждого сечения канала одинакова для обеих фаз (газа и жидкости), газ считается идеальным. Ось z направлена по течению газа, ее начало совпадает с входным сечением ТП.

Перечисленные выше допущения дают возможность для описания движения газа использовать стационарные уравнения неизотермического течения газа в канале в квазиодномерном приближении [24]:

$$m \frac{dv}{dz} = -S \frac{dp}{dz} - f, \quad (2.10)$$

$$mc_p \frac{dT}{dz} = \frac{m}{\rho} \frac{dp}{dz} + ml_w \frac{dk_1}{dz} - Q_\sigma, \quad (2.11)$$

где для краткости записи использованы следующие обозначения:

$$f = 2\pi a \zeta, \quad \zeta = 0,125 \lambda_g \rho v^2; \quad \lambda_g = [1,81 \lg(\text{Re}) - 1,5]^{-0,5}.$$

$$\text{Re} = 2a\rho v / \mu; \quad Q_\sigma = 2\pi a q_\sigma.$$

Здесь f и λ_g – сила и коэффициент гидравлического сопротивления, соответственно; S – площадь поперечного сечения канала; q_{σ} – интенсивность отвода теплоты, отнесенная к единице длины ТП.

В уравнении сохранения импульсов (2.10) учтено гидравлическое сопротивление стенок ТП, в уравнении сохранения энергии (2.11) – тепловые эффекты конденсации пара и отвода теплоты к внутренней стенке канала.

Содержащаяся в потоке вода будет расходоваться на образование ГГ, поэтому закон сохранения массы для воды представлен в таком виде [24,30].

$$m \frac{dk_w}{dz} = -j_w, \quad j_w = 2\pi a j_w, \quad (2.12)$$

где j_w – интенсивность расхода воды на образование ГГ.

Содержащаяся в потоке парогазовая смесь с массовой концентрацией k_w может находиться в двух агрегатных состояниях: в виде воды с массовой концентрацией k_l и в виде пара в газовой фазе с массовой концентрацией k_v . Эти концентрации связаны между собой таким образом [24]:

$$k_w = k_l + (1 - k_l)k_v. \quad (2.13)$$

где k_1 – массовое содержание воды в жидком виде; k_2 – массовое содержание паров воды.

Уравнения (2.10) – (2.14) замыкаются условием постоянства массового расхода газа

$$m_g = m_{g0} = \text{const.}, \quad (2.14)$$

где

$$m_g = \rho_g v_g S; \quad S = \pi a^2;$$

уравнением для распределения равновесной концентрации водяного пара вдоль ТП

$$k_v = p_{vz} R_g / (p R_v) \exp(-T_{vz} / T_g), \quad (2.15)$$

условием термодинамического равновесия для гидрата [24]

$$T_s(p) = T_{hz} \ln(p / p_{s0}) + T_{s0} \quad (2.16)$$

и уравнением состояния для газа

$$p_g = \rho_g R_g T_g.$$

Здесь $T_s(p)$ – равновесная температура образования ГГ, R_g и R_v – приведенные газовые постоянные для газа и водяного пара. p_{wz} , T_{wz} и T_{hz} – эмпирические параметры.

Кроме того, для однозначного решения указанной системы уравнений необходимо записать соотношение, определяющее текущее положение границы газовый поток – газовый гидрат.

$$\frac{\partial \delta}{\partial t} = \frac{j_h}{\rho_h}, \quad (2.17)$$

где j_h – интенсивность образования ГГ, ρ_h – плотность гидрата, t – время.

Примем, что отложение ГГ начинается в сечении канала $z = z_s$, где на стенках конденсируется вода и выполняется условие $T_\sigma \leq T_s(p)$ (T_σ – температура внутренней поверхности канала). При этом отложение может происходить в двух режимах, а именно: теплового баланса и дефицита воды.

Первый режим реализуется в тех участках трубы, на которых воды в газовом потоке содержится в достаточном количестве. В этом случае интенсивность образования ГГ лимитируется отводом тепла от внутренней поверхности трубы и определяется из условия теплового баланса на границе раздела газ – гидрат

$$l_h j_h = q_{\sigma G} - q_{g\sigma}, \quad (2.18)$$

с учетом соотношения, определяющего интенсивность теплоотдачи от потока к внутренней стенке канала:

$$q_{g\sigma} = \alpha_{g\sigma} (T_g - T_\sigma), \quad (2.19)$$

$$\text{Nu} = 0,021 \text{Re}^{0,8} \text{Pr}^{0,43}, \quad \text{Pr} = c_g \mu_g / \lambda_g, \quad \alpha_{g\sigma} = \lambda_\sigma \text{Nu} / (2a).$$

здесь l_h – удельная теплота образования ГГ, μ_g – динамическая вязкость, теплоемкость c_g и коэффициент теплопроводности газа λ_g определены при средней температуре потока.

Интенсивность теплопередачи между стенкой трубопровода и грунтом примем в виде [24]:

$$q_{\sigma G} = \alpha_{\sigma G}(T_{\sigma} - T_G), \quad (2.20)$$

$$\alpha_{\sigma G} = \frac{1}{a} \left[\frac{1}{\lambda_h} \ln\left(\frac{a_0}{a}\right) + \frac{1}{\lambda_h} \sum_{i=1}^2 \ln\left(\frac{a_i}{a_{i-1}}\right) + \frac{2}{\lambda_G} \ln\left(\frac{h}{\alpha_2} + \sqrt{\left(\frac{h}{\alpha_2}\right)^2 - 1}\right) \right]^{-1},$$

где λ_h , λ_1 , λ_2 и λ_G – коэффициенты теплопроводности ГГ, стенки трубы, теплоизоляционного материала и грунта, соответственно, T_G – температура окружающего грунта, h – глубина заложения ТП.

Из-за образования твердых отложений происходит обеднение потока влагой, и вследствие этого, начиная с некоторого сечения ТП, его «склероз» происходит во втором режиме. Для расчета интенсивности j_h , принимая во внимание стехиометрическое условие $j_w = (1 - k_{gh})j_h$, запишем следующие выражения: $j_w = \rho_g v_D \text{Sh} k_w$;

$$\text{Sh} = 0,021 \text{Re}^{0,8} \text{Pr}_D^{-0,43}, \quad \text{Pr}_D = \nu_D / \nu_g$$

Здесь k_{gh} – массовое содержание газа в составе гидрата, ν_D – коэффициент диффузии молекул воды к поверхности раздела газ-гидрат, ν_g – коэффициент кинематической вязкости газа, Sh – число Шервуда, Pr_D – диффузионное число Прандтля.

При численных расчетах использовались следующие промысловые данные и значения теплофизических параметров: $L = 10$ км, $a_0 = 0,11$ м
 $\delta = a_1 - a_0 = 0,011$ м, теплоизоляция отсутствует, $a_2 = a_1$, $c_g = 2911$ Дж/(кг К),
 $\lambda_G = 2$ Вт/(м·К), $T_G = 279$ К, $T_0 = 323,2$ К.

Для заданного состава газа в трубопроводе значение равновесной температуры образования ГГ составляет $T_s(p) = 282$ К, Температура стенки T_{σ} достигает данного значения в сечении с координатой $z_s \approx 1820$ м,

Проведенные расчеты показали, что распределение толщины ГС δ во времени (рисунок 2.12) и по длине кой носит такой характер (рисунок 2.13).

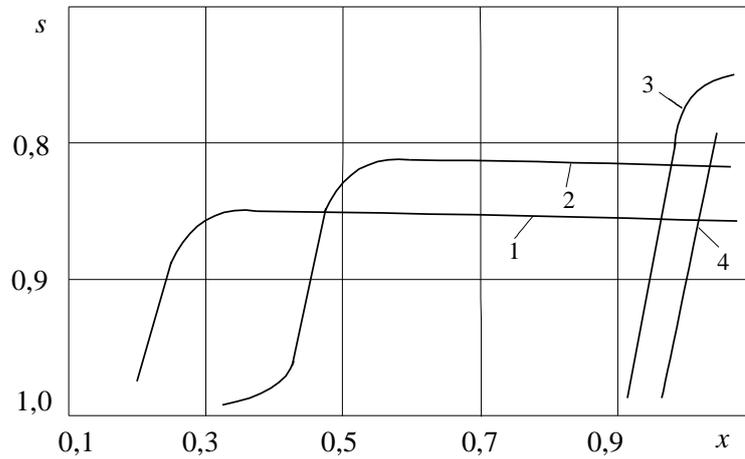


Рисунок 2.12 Распределение ГС по длине трубопровода в различные моменты времени:
 1) $t = 0,7$; 2) $t = 1,0$; 3) $t = 5,5$; 4) $t = 6,1$

До некоторого момента времени (в расчетах приблизительно 60 сут.) распределение δ по длине ТП следующее: на первоначальном участке склеротических отложений ГС быстро растет, затем на среднем участке толщина ГС практически не изменяется, а за сечением $z = z_*$ (смена режимов) происходит постепенное уменьшение до нуля ГС. Такое поведение профиля ГС на среднем участке объясняется тем, что интенсивность образования ГГ определяется исключительно оттоком теплоты в грунт, величина которого постоянна.

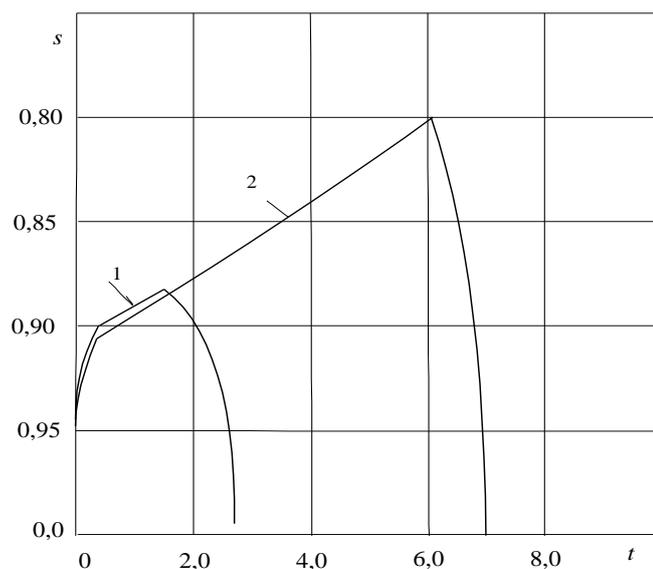


Рисунок 2.13 - Изменение толщины ГС в различных сечениях
 1) $x = 0,5$; 2) $x = 1$

Изменение толщины ГС во времени в двух разных сечениях ТП показано на рисунке 2.13. Кривые имеют три характерных участка. Первый очень кратковременный участок характеризуется быстрым ростом ГС. Затем наступает длительный период (примерно 80 % общего времени существования ГС) сравнительно медленного роста толщины ГС до максимальной величины. Этот участок практически прямолинеен. Третий участок характеризуется сравнительно быстрым уменьшением толщины ГС до нуля.

На основе проведенного параметрического анализа сформулированы следующие выводы. Накопление ГГ на внутренних стенках канала имеет немонотонный характер. Первоначально ГС вносит дополнительную теплоизоляцию, что ведет к некоторой стабилизации интенсивности отложений ГГ. Однако дальнейший рост отложений приводит к большему влиянию конкурирующего явления, связанного со снижением температуры газа за счет адиабатического расширения газа, что способствует интенсификации «склеротических» процессов. При снижении температуры грунта ГС располагается ближе к выходному сечению трубопровода, при этом протяженность гидратных отложений снижается.

Результаты анализа показали, что образование гидратов в трубах в сильной степени зависит от условий их теплового взаимодействия с окружающими горными породами. Это означает, что наибольшую опасность представляет образование гидратов в скважинах, где за короткое время проходное сечение может уменьшиться до такой степени, что окажется меньше устойчивого стационарного состояния.

Далее рассмотрим образование гидратов при течении газа в трубах, когда этот процесс лимитируется не только отводом теплоты, но и условиями конденсации влаги из движущегося газа. Соответствующая математическая модель, основанная на изложенных допущениях предложена в работе [29, 30]. Помимо уравнения движения и энергии (2.7) эта модель включает балансовое соотношение для концентрации влаги в потоке газа.

Опишем результаты численных расчетов образования гидратов при движении влажного газа в трубах [29, 30]. Основные параметры: длина газопровода 100 км, диаметр 1,42 м, массовый расход газа 500 кг/с, давление и температура на входе 5,5 МПа и 320 К, глубина заложения 1,8 м, теплопроводность и температуропроводность грунта 1,7 Вт/(м·К) и $0,77 \cdot 10^{-6}$, м²/с; глубина и диаметр скважины 2000 м и 0,1 м, массовый расход газа 5 кг/с, давление на забое 20 МПа, температура горных пород на забое 323 К.

На основе анализа результатов математического моделирования образования гидратов в газовых потоках в трубах сделаны следующие выводы.

1. При течении влажного газа в скважинах и ТП возможно образование ГС на стенках труб. В зависимости от внешних условий и технологических параметров транспорта газа этот слой может расти вплоть до полной забивки ТП или исчезать после прогрева грунта. Существует нижний предел влагосодержания газа, при котором не происходит образования гидратов. Его величина определяется параметрами газового потока и условиями теплообмена с окружающей средой.

2. В ТП большого диаметра, уложенных в грунт, образование гидратов, как правило, имеет место только в пусковой период. Впрочем, при этом перепад давления может существенно возрасти.

3. Забивка газовых скважин более вероятна, чем укупорка ТП. Основная причина – более высокие давление и влагосодержание газа и малый диаметр фонтанных трубок. При соответствующих условиях гидратная пробка в скважине образуется всего за несколько десятков минут после пуска.

4. В зависимости от сочетания внешних условий и входных параметров газового потока ГС может иметь два или одно положение равновесия или не иметь их вовсе. Если таких положений два, то одно из них, соответствующее

большему сечению, будет неустойчивым, а второе, соответствующее
меньшему сечению – устойчивым.

3 МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

В настоящее время в организациях, занимающихся добычей газа, широко используются системы распределения, поддержания и регулирования расхода ингибиторов гидратообразования/или коррозии [49]. Основные элементы этих систем: блок приготовления рабочего состава ингибитора, включающий буферную емкость; насосную подсистему с панелями распределения ингибитора по одной или нескольким точкам его впрыска; подсистему поддержания заданного расхода ингибитора; узлы впрыска антигидратного реагента в газожидкостной поток; подсистему “аварийной” подачи ингибитора в случае отложения гидратов в промышленных коммуникациях и аппаратах, а также ряд других устройств.

3.1. Системы ввода ингибитора образования гидратов в поток газа

Для предупреждения образования ГГ ингибитор должен вводиться в поток газа ранее места (участка) возможного образования ГГ. Ввод метанола или этиленгликоля выполняется обычно с помощью форсунок как по потоку газа, так и в противотоке: впрыск в противотоке при правильной организации процесса содействует более мелкодисперсному распылению, при этом капли ингибитора сначала движутся против потока, а затем увлекаются потоком газа.

Как отмечено в [49], известные способы ввода ингибитора в поток газа не всегда обеспечивают равномерное распределение ингибитора в нем. В ряде случаев это приводит к перерасходу ингибитора по сравнению с его минимально необходимым количеством.

Для обеспечения более равномерного распределения ингибитора вместо впрыска метанола через форсунку предложено насыщать часть потока газа этим ингибитором в форме аэрозоля и паров, а затем направлять его в основной поток. Работа такого устройства осуществляется за счет энергии потока газа. В результате увеличивается эффективность его применения. Генерирование аэрозоля обеспечивается с использованием ультразвуковых колебаний

магнестрикционного излучателя. Площадь поверхности контакта газа с ингибитором в аэрозольной форме может быть увеличена на три порядка по сравнению с вводом того же количества ингибитора через форсунку.

Рассмотренное техническое решение целесообразно применять в ТП сырого газа перед его дросселированием, т.к. здесь часто возможно интенсивное образование ГГ сразу после дросселя [45].

Для впрыска, тонкого распыла и равномерного распределения жидкости (ингибитора) в потоке газа могут использоваться также и устройства эжекторного типа, в частности одноступенчатый эжектор типа "газ-газ". Это позволяет осуществлять "подсос" некоторого количества газов низкого давления, а ИГ в необходимом количестве вводится через форсунку именно в поток газа низкого давления. При этом распыл ингибитора фактически проходит в две ступени: вначале при вводе его в поток газа через форсунку, а затем уже имеет место дополнительное "дробление" капель ингибитора при турбулентном смешивании в эжекторе газов высокого и низкого давления..

Подобные технические предложения направлены на создание мелкодисперсного (аэрозольного) состояния ИГ в турбулентном потоке газа. При этом предлагаемые способы и устройства применимы как для летучего ИГ (например, метанола), так и нелетучего (например, ДЭГ) [29].

Радикальным является прием, реализующий равномерный ввод и распределение летучего ИГ. При этом ингибируется поток газа "испаренным" метанолом, который предварительно пропускают через адсорбер, заполненный силикагелем, далее пары метанола направляются в ТП [49].

Предельно упрощенным является вариант ингибирования "испаренным" метанолом – пропускание газового потока через барботеры с метанолом.

Перейдем к анализу массообменных процессов в потоке газа при вводе летучего ИГ – метанола с использованием устройств распыла жидкости.

В работе [49] отмечено, что подача растворов метанола на расстоянии 25 м до сепаратора в большинстве случаев обеспечивает равновесный переход метанола в газовую фазу. Тем не менее вопрос о влиянии температуры,

давления и концентрации метанола в ВМР на кинетику распределения метанола по фазам остается открытым.

В методах расчета [49] предполагалось, что ввод ингибитора в поток газа осуществлялся с использованием форсунок. Учитывался перенос массы и теплоты от капли в газовую фазу, и наоборот. Перенос массы компонентов в газе обусловлен механизмом молекулярной (и/или турбулентной) диффузии. Кроме того, использовались имеющиеся опытные данные по фазовому равновесию газ – водно – метанольный раствор. Учитывалось как испарение метанола из капли раствора, так и возможность конденсации на ней воды.

Проведенные расчеты показали, что влагосодержание газа вначале резко уменьшается, проходит через минимум и лишь затем постепенно повышается до равновесного значения [45].

Динамика массообмена ансамбля капель в турбулентном потоке газа в трубах характеризуется интенсивным перемешиванием смеси, быстрым тепломассообменом капель с потоком газа за счет механизмов турбулентной миграции, диффузии и теплопроводности. В турбулентном потоке газа имеют место процессы дробления и коагуляции капель.

Анализ результатов расчета показал, что характерная длина трубы, на которой устанавливается фазовое равновесие "метанол – газ", обычно составляет несколько (до десяти) метров. Поэтому важно проведение подобных расчетов, особо на стадии проектирования технологического оборудования, что позволяет обосновать выбор места и технологию ввода ИГ [45].

3.2. Методы идентификации процессов образования и отложения газовых гидратов в промысловых системах

Опишем основные методы контроля образования и отложения ГГ в ТП и аппаратах систем добычи и подготовки газа.

Эффективные способы и технические приемы обнаружения наличия и месторасположения отложений ГГ имеют существенное значение при контроле технического состояния газопромысловых объектов (ГПО). Они используются

в системах автоматического регулирования расхода ИГ для повышения надежности безгидратной эксплуатации ГПО [24, 25].

Образовавшиеся в газовом потоке гидраты могут некоторое время и не откладываться на стенках ТП, а сноситься потоком газа, накапливаясь в местах завышенного гидравлического сопротивления, либо в “застойных” зонах (в сепараторах, разделителях и пр.)

Простейший способ индикации процесса начала образования ГГ – по термобарическим условиям интересующего технологического участка, где измеряются температура и давление. Этот метод актуален для “попадающих” эпизодически в режим возможного образования ГГ систем промышленного сбора сырого газа при очень низкой температуре окружающей среды, либо при резком снижении расхода газа по каким-либо технологическим причинам, а система индикации процесса образования ГГ используется лишь для включения или отключения подачи ингибитора.

Критериями процесса образования ГГ в рассматриваемой точке технологической цепи являются неравенства:

$$p \geq p_{\text{гидр}} = f_1(T), \text{ либо } T \leq T_{\text{гидр}} = f_2(p)$$

где p , T – давление и температура в рассматриваемой точке, а f_1 или f_2 – кривые трехфазного равновесия газ – минерализованная вода) — ГГ.

При индикации присутствия ГГ в газовых сетях осушенного газа (природного газа, прошедшего промышленную обработку) образование ГГ возможно непосредственно из газовой фазы, содержащей пары влаги (т.е. при полном отсутствии жидкой водной фазы в ТП). Реализуемость процесса образования ГГ в рассматриваемом случае определяется исходя из термобарических условий и по остаточной влажности газа (либо по измеряемой приборами конденсационного типа величине точки росы газа по влаге)

Наиболее вероятно образование подобной ситуации, т.е. отложения гидратов на головных участках МГ северных месторождений.

Простым способом контроля за наличием отложений гидратов на заданном технологическом участке является контроль за перепадом давления на нем. При

возникновении перепада выше “порогового” значения и дальнейшем его увеличении может быть сделан вывод о нарастании гидравлического сопротивления технологического участка за счет процесса отложения гидратов на стенках труб и аппаратов.

Критерием появления и накопления ГГ в промысловых ТП и аппаратах может служить изменение их температурного режима. Например, для теплообменного оборудования в качестве индикатора отложения гидратов используется коэффициент теплообмена, при образовании и росте ГС он начинает уменьшаться. Процесс образования ГГ может быть достаточно надежно идентифицирован и в осложненных случаях из-за существенных отличий в характерных временах различных процессов.

Следующий критерий наличия или отсутствия гидратов (при эксплуатации технологического участка в режиме возможного образования ГГ и соответственно подаче ИГ на этот участок) – это концентрация ингибитора в отработанном реагенте. Критерием отсутствия гидратов на технологическом участке может служить неравенство

$$X > X_1(p; T; \text{состав газа}),$$

где X – массовая концентрация ингибитора в исследуемой пробе, X_1 – минимально необходимая концентрация ингибитора, отвечающая отсутствию гидратов при заданных термобарических условиях.

Разработан ультразвуковой способ определения наличия гидратов в ТП, согласно которому вводятся ультразвуковые колебания излучателями в двух точках ТП с его противоположных стенок. Принимаются соответствующими приемниками эхо-импульсы, отраженные от внутренних стенок ТП с осажденными гидратами и без них. При отсутствии гидратов сигнал на выходе блока сравнения равен нулю. Сравниваются, например, амплитуды отраженных импульсов, пропорциональные интенсивности потоков. Один из сигнализаторов при этом не срабатывает. При образовании гидратов происходит их осаждение и накопление в местах установки излучателя и приемника, что приводит к изменению интенсивности ультразвукового потока,

отраженного от границы стенка – гидраты. В связи с этим на блоке сравнения появляется рассогласование, от которого срабатывает сигнализатор.

Методы диагностики гидратов, основанные на использовании физических полей, позволяют обеспечить и разложение отложений с использованием того же источника излучения (без увеличения расхода ИГ).

Таким полем может служить микроволновое электромагнитное излучение. Перспективно также развитие методов разрушения гидратных отложений с использованием совместных “акустического + ингибиторного” или “акустического + СВЧ” воздействий.

3.3. Системы распределения и автоматического регулирования расхода ингибиторов

В настоящее время на газовых месторождениях используются две основные схемы распределения ингибиторов: индивидуальная и групповая.

Индивидуальные схемы подачи ингибитора подразделяются на безнасосную и насосную.

При использовании насосной схемы индивидуальной подачи ИГ в каждую точку подается индивидуальным дозировочным насосом. Такая схема признана громоздкой (из-за наличия большого количества насосов) и перспективные стали разрабатываться схемы групповой подачи ингибитора [49].

В газовой промышленности накоплен положительный опыт применения индивидуальных дозировочных насосов на каждую точку подачи ингибитора. Используются также насосы, где от одного привода работает сразу несколько плунжерных пар, каждая из которых используется как индивидуальный насос.

ГЛАВА 4 ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМАХ

Необходимость предупреждения образования ГГ может возникнуть во всех звеньях технологической цепочки добычи и транспорта газа

4.1. Методы предупреждения образования гидратных отложений

Методы предупреждения образования ГГ подразделяются на ингибиторные и безингибиторные, основанные на поддержании соответствующих безгидратных термобарических режимов [16–20, 28].

При использовании ингибиторов возникают следующие задачи:

- подбор антигидратных составов, которые приемлемы с технико-экономической точки зрения;
- совершенствование методики расчета потребного количества реагента и разработка соответствующего программного обеспечения;

Для сокращения потерь метанола при ингибировании скважин, с устья скважины на забой вводят порцию легколетучего антигидратного реагента, например, метанола. Поступающий на забой скважины газ с высокой пластовой температурой насыщается парами метанола, которые конденсируются на участке ствола скважины, препятствуя образованию гидрата. Верхний гидратоопасный участок ствола скважины ингибируется и затем по стенке скважины стекает на забой. Режим работы скважины подбирается таким образом, чтобы жидкость с забоя не выносилась в шлейф.

Таким образом, ингибитор-метанол как бы частично регенерируется непосредственно в стволе скважины. Постепенно метанол на забое скважины разбавляется водой, а также уносится с газом. Поэтому через некоторое время продувается скважина и затем вводится новая порция метанола на забой скважины. Недостаток этого способа – необходимость ограничения дебита скважины, что приводит к более низкой температуре газа на ее устье.

Рассмотрим методы предупреждения ГС без использования антигидратных реагентов.

Мероприятия проводятся в следующих направлениях:

- поддержание безгидратных термобарических режимов систем добычи;
- использование методов, направленных на предупреждение отложения ГГ (при этом допускается их образование).

Проводились исследования, направленные на содержание безгидратного режима за счет использования как пассивных, так и активных методов.

Например, теплоизоляция шлейфов скважин залежей месторождений Медвежье и Ямбургское оказалась достаточно эффективным техническим решением. Это позволило существенно уменьшить расход метанола [38]. Была разработана также математическая модель, описывающая режим транспортирования сырья в теплоизолированном ТП для различных рабочих давлений, при котором предотвращается образование ГГ [38].

Для предупреждения образования ГГ в шлейфах скважин после дросселя разработан способ поэтапного дросселирования, позволяющий снизить темп падения температуры расширяющегося газа и обеспечить безгидратный режим [16–20, 28].

Вариант предотвращения отложения ГГ при дросселировании газа заключается в том, что часто дросселирование газа создает определенные технологические затруднения из-за интенсивного образования ГГ и забивания ими дросселирующих устройств, в качестве которых в большинстве случаев используются штуцеры с калиброванными отверстиями.

Таким образом, редуцирующие устройства, выполненные из специальных антигидратных материалов, могут работать длительное время в режиме образования ГГ. Такое техническое предложение способно полностью решить проблему предотвращения ГГ, если после штуцера газожидкостный поток нагревается (за счет теплоты окружающей среды). Поскольку в таком случае гидраты уносятся газожидкостным потоком и постепенно разлагаются.

Температура газового потока также резко падает при эжектировании газа. Глубокое охлаждение эжектирующей струи может вызвать образование ГГ в струйных аппаратах. С этой целью применяется на практике ввод в эжектирующий и эжектируемый потоки метанола и водного раствора хлорида кальция. Наиболее эффективным является тепловой метод борьбы с гидратами.

Для предупреждения отложений используются низко дозируемые ингибиторы: ПАВ, эмульсии, нефть, конденсат и др.

Например, в газожидкостный поток вводят эмульгатор, стабилизирующий эмульсию типа “вода в масле”, а в конце ТП осуществляют сепарацию углеводородного конденсата и воды от газа. Присадку эмульгатора растворяют в отсепарированном конденсате и затем диспергируют в зоне температур выше равновесной температуры образования ГГ совместно с добываемой газожидкостной смесью. На стадии сепарации образовавшуюся смесь подогревают до температуры выше равновесной температуры образования ГГ и выдерживают до разложения гидратов.

Установлено, что комбинированная обработка газа ПАВ и магнитным полем по ингибирующему действию сравнима с обработкой метанолом, но значительно дешевле.

4.2 Предупреждение образования гидратов в скважинах

Образование ГГ в стволе характерно при освоении и исследовании скважин, а также остановках по технологическим причинам и в период пуска. Особенно часто образование ГГ имеет место при освоении и исследовании газовых скважин на северных месторождениях. Согласованно с низкими температурами на устье скважин из-за сравнительно медленного прогрева ствола скважины (имеет место повышенная теплоотдача в около скважинное пространство).

Процесс образования ГГ может происходить как на стенке трубы (с ростом ГС и образованием пробок), так и в потоке газа.

Процесс отложения ГГ идет достаточно быстро, и сплошная пробка может образоваться уже за пять...десять часов.

При эксплуатации газовых скважин процесс образования ГГ в стволах скважин характерен главным образом для месторождений Норильскгазпрома, Таймыргазпрома и Якутгазпрома.

В ходе анализа промыслового опыта (по Северо – Соленинскому месторождению) было обнаружено, что газовые скважины стабильно работают продолжительное время, даже если верхняя часть лифтовых труб (до глубин 200...250 м) оказывается по термобарическим условиям в гидратном режиме. По-видимому, сплоченно с тем, что для образования гидратов требуется некоторое переохлаждение (на 1...2 °С) газового потока.

4.3 Предупреждение образования гидратов в газопроводах

При транспорте осушенного газа в МГ принципиально не должно возникать технологических осложнений, связанных с образованием ГГ, т.к. транспортируемый газ осушен до точки росы, заведомо ниже ожидаемой температуры газа в ТП. Технологические проблемы могут возникать в следующих случаях:

- после ввода нового ТП в эксплуатацию, если в нем осталась свободная вода;
- при несоблюдении показателей качества газа и транспорте недостаточно осушенного газа.

Таким образом, при вводе ТП в эксплуатацию или после гидравлических испытаний необходимо осушить его полость до требуемых кондиций. В этом случае могут быть использованы следующие варианты осушки ТП: инертным газом, азотом; сухим воздухом; созданием вакуума, транспортируемой средой(осушенным природным газом) и, наконец, метанолом.

В основном используется метод осушки сухим воздухом (после предварительного пропускания поршней).

Эффективный способ — пропускание порции концентрированного метанола (95...98 мас.%). Между отдельными партиями метанола помещают разделители(поршни) и метанол проталкивают по ТП транспортируемым газом. Обычно считается, что достаточно добиться концентрации метанола в 85 мас. % на выходе из осушаемого участка ТП. К тому же, при рассматриваемом способе на стенках ТП остается жидкая пленка толщиной не менее 0,1 мм. В начале ТП она состоит почти из чистого метанола, но с удалением содержание свободной воды в пленке возрастает.

4.4 Оценка способов борьбы с образованием гидратов

Введение ингибиторов гидратообразования в ТП. В качестве ингибиторов могут применяться: метиловый спирт (метанол), раствор диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоля (ТЭГ) и раствор хлорида кальция. Широкое применение для борьбы и ликвидации уже образовавшихся ГП получил метанол (CH_3OH).

Впрочем, эксплуатация МГ больших диаметров показала, что профилактическая подача небольших количеств метанола желаемых результатов не даёт.

Наибольший эффект достигается путём принудительной подачи в МГ значительного количества ингибитора (метанола) в объемах (800 – 1200 л) в течение (1 – 2 ч).

Для подачи метанола в МГ используются следующие способы.

Метод подачи метанола через манометрические штуцеры при помощи перепада давления на линейном кране. Производится в следующем порядке: кран в начале участка, на котором образовался перепад, прикрывается до создания перепада давления на кране 7 – 10 кг/см². Заправленная метанолом передвижная установка подсоединяется через нижний сливной патрубок шлангом высокого давления к манометрическому

штуцеру, на байпасе за краном (по ходу газа), а сверху также через шланг высокого давления подаётся газ под давлением от манометрического штуцера до крана. Метанол, таким образом, передавливается из метанольницы в трубу [38]. При этом время подачи метанола в трубу объемом 800 л приблизительно равно 60 минутам.

Существенный недостаток этого способа заключается в том, что заливка метанола требует значительного времени. Кроме того, манометрические штуцеры даже в процессе заливки часто забиваются ГГ или засоряются, что осложняет подачу ингибитора (метанола) в ТП [38].

Введение метанола в одну из ниток двуниточного перехода. В том случае, когда место образования ГГ находится рядом с двуниточным переходом (не более чем 3 – 4 км), целесообразно подавать метанол через одну из ниток перехода, предварительно сбросив из неё газ. После восстановления нормального режима работы подключают вторую нитку. Недостаток этого метода – большие потери газа, при сбрасывании давления в атмосферу.

Подача ингибитора (метанола) через манометрические штуцеры с применением компрессора высокого давления. Необходимо фиксировать время окончания заливки (в момент опорожнения давление резко падает), время заливки 800 л метанола составляет 20 – 25 мин.

Способ позволяет при небольшой затрате времени заливать в газопровод метанол без сброса газа. К недостаткам способа относятся необходимость применения компрессора высокого давления и наличия квалифицированного персонала для обслуживания компрессора.

Механизм введения метанола в газопровод через специальные штуцера–отводы у магистральных кранов. Заливка метанола в ТП через специальные штуцера–отводы у магистральных кранов, также производится передвижной метанольницей. Слив метанола производится самотёком; для ускорения слива можно создать перепад давления на магистральном кране [38].

Длительность операции на одну ёмкость 800 л составляет 20 мин. Недостатком применения этого способа является предварительная вварка штуцеров в ТП.

Этот метод является наиболее эффективным, так как даёт возможность быстрой подачи в ТП больших количества метанола без применения дефицитного оборудования (компрессоры высокого давления). И для этот метод не требует дополнительного персонала для обслуживания [32].

Температура образования ГГ определяется по графикам. Количество метанола, насыщающего воду, сконденсировавшуюся из газа, и количество метанола, содержащегося в газовой фазе. Наряду с метанолом для предупреждения образования и ликвидации гидратов в последнее время применяется также хлористый кальций CaCl_2 . Который значительно дешевле метанола, менее дефицитен, не токсичен и работа с ним не опасна.

Однако, приготовление раствора хлористого кальция требует сооружения специальной установки, в связи с чем, применение его в трассовых условиях очень затруднено. Поэтому, в настоящее время хлористый кальций находит широкое применение для предупреждения и ликвидации ГГ на газовых промыслах и подземных хранилищах газа. Он может быть также использован на установках по осушке газа.

Метод разрушения гидратов с помощью снижение давления, которое достигается отключением участка ТП, в котором образовалась пробка, и через продувочные свечи с обеих сторон пробки сбрасывают из него газ в атмосферу. Сбрасывать газ нужно постепенно, не допуская хотя бы незначительного перепада [38]. Снижение давления даёт заметный эффект при ликвидации ГГ, образовавшейся при положительных температурах. При отрицательных температурах этот метод не даёт результата.

При разрушении гидратов повышением температуры доставляется в зону образования ГГ определённое количество теплоты с помощью воды. При этом конечная температура поля разложения была выше 0°C .

Установлено, что количество воды несущественно, но зависит от типа ГГ, и данные показанные на рисунке 5.1, рекомендованы для определения количества воды необходимого для разрушения ГГ природного газа.

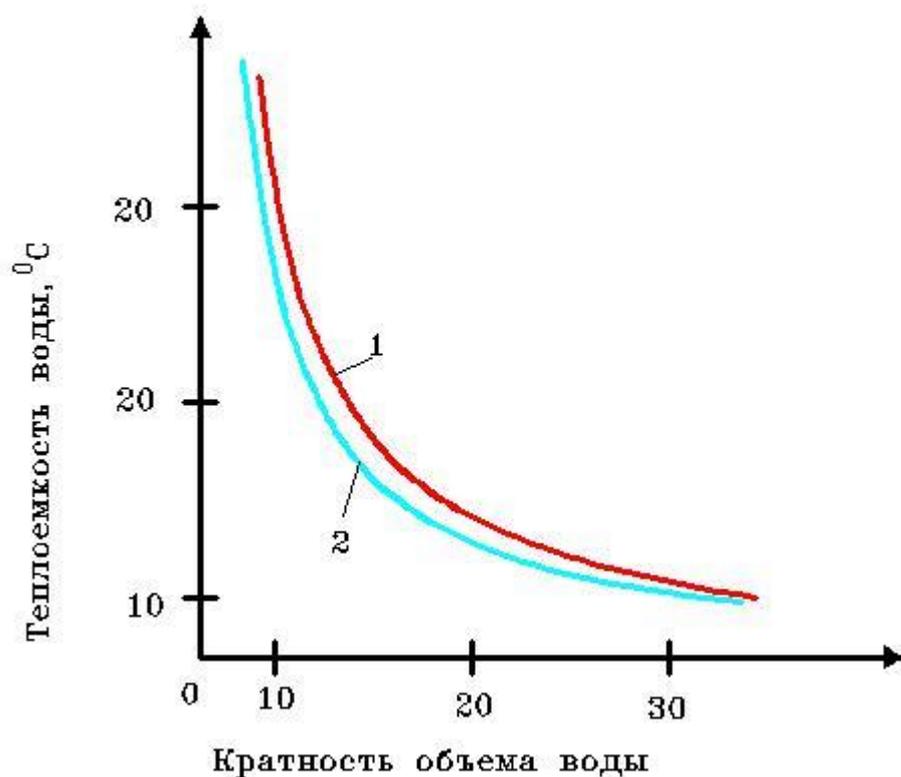


Рисунок 4.1 – Разложение гидратов метана и природного газа водой

1 – метан, 2 – природный газ с плотностью по воздуху 0,6

5. МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В СКВАЖИНАХ И ГАЗОПРОВОДАХ

5.1 Методики расчёта образования гидратов в магистральных газопроводах

Известно, что наиболее нестабильные технологические режимы течения газа в ТП возникают в период пусков и остановов газоперекачивающих агрегатов, а также после гидравлических испытаний.

Рассмотрим методику, которая приводится в работе [33]. При эксплуатации МГ в пусковой период часто наблюдается образование ГП, появление, которых обычно связывают с недостаточным удалением воды из газа, поступающего в ТП. Кроме того, одна из главных причин данного явления кроется в том, что на внутренней поверхности стенки трубы практически всегда имеются плёночные образования сорбированной воды, которая переходит в ТП сухого газа и насыщает газ жидкостью до равновесных значений. С течением времени t плёнка со стенок испаряется полностью, а протяжённость участка осушенной трубы $l(t)$ увеличивается.

На отметках $x > l(t)$, где газ насыщен влагой до равновесных значений; возможно как испарение плёнки воды, так и её рост [28,29,30]. Обозначим δ_0 – первоначальную толщину плёнки воды на трубах диаметром D , влагонасыщенность газа – W_0 , изменение давления и температуры по трассе – $p(x)$ и $T(x)$. Тогда из уравнения материального баланса получаем уравнение, описывающее изменение величины $l(t)$ от функции расхода [51].

$$l(t) = Qt[W(x) - W_B] / (\pi D \delta_0 \rho_B), \quad (5.1)$$

где $W(x)$ – равновесное влагосодержание газа в точке x ($\text{г}/\text{м}^3$), ρ_B – плотность водной плёнки на стенках труб перед пуском газопровода ($\text{кг}/\text{м}^3$).

На участках ТП $x > l(t)$ в зависимости от значения равновесного влагосодержания $W(x)$ и термобарических условий происходит конденсация паров на стенках труб или испарение пленки воды [51].

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

Изменение толщины плёнки $\delta(x, t)$ выражается уравнением

$$Q_t[W(x) - W(x + dx)] = 0,25\rho_b\pi\{D^2 - [D - 2\delta(x, t)]^2\}dx \quad (5.2)$$

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

$$\delta(x, t) = \frac{1}{2} \left[D - \sqrt{(D - 2\delta_0)^2 - \frac{4Q_t}{\pi\rho_b} \frac{dW}{dx}} \right]. \quad (5.3)$$

Из уравнения (5.3) следует, что значение $\delta(x, t)$ уменьшается (испарение плёнки воды), если производная в правой части больше нуля и наоборот.

Рассмотрим случай конденсации на стенках труб влаги из потока газа. Будем считать, что на некоторой отметке x трассы ТП, а условия транспорта газа благоприятствуют образованию ГГ, то есть, конденсирующаяся влага переходит в гидратную фазу. Тогда, пренебрегая величиной δ_0 по сравнению с D , имеем следующую зависимость

$$\delta(x, t) = \frac{1}{2} \left[D - \sqrt{D^2 - \frac{4Q_t}{\pi\rho_{bg}} \frac{dW_g}{dx}} \right], \quad (5.4)$$

где ρ_{bg} – плотность воды в гидратной фазе, W_g – влагонасыщенность газа, находящегося в равновесии с гидратом.

Максимальная толщина слоя гидрата будет наблюдаться, когда граница «сухой» зоны трубы $l(t)$ будет близка к рассматриваемой отметке x_i . Объединив уравнения (5.3) и (5.4), находим

$$\delta(x, t) = \frac{1}{2} \left[D - \sqrt{D^2 - \frac{4l\rho_b\delta_0Q_t}{\rho_{bg}[W_g(l) - W_0]} \frac{dW_g}{dx}} \right] \quad (5.5)$$

Из полученного соотношения следует, что максимальная толщина гидратной плёнки на стенках труб не зависит от расхода газа, а определяется условиями транспорта газа, длиной участка l и толщиной начальной плёнки воды δ_0 на стенках труб.

Анализ уравнения (5.5) показывает, что полное перекрытие сечений гидратной фазой ($2\delta_m = D$.) возможно при условии

$$\delta_0 = D[W_g(t) - W_0] \rho_{bg} / [4l\rho_b dW_g / dx]. \quad (5.6)$$

Полное перекрытие сечения трубы на рассматриваемой отметке произойдет через время t , рассчитываемое по уравнению

$$t = \pi D^2 / [4QdW_g / dx] \quad (5.7)$$

На основании анализа в работе [41] установлена зависимость для определения времени t полного перекрытия ТП гидратом, которая была использована в своей модели и алгоритме.

Недостатком данной методики является то, что приведенные зависимости не отражают в полном объеме все основные процессы, участвующие в образовании гидратов в пусковой период, а также в период после гидравлических испытаний ТП. Кроме того, в этой методике не приведены зависимости для определения влагосодержания газа, что не позволяет сделать однозначный вывод в пользу данной методики.

5.2 Определение участка газопровода, подверженного облитерации стенок

Как уже отмечалось ранее, достаточными условиями образования ГГ на стенках ТП являются, во-первых, наличие капельной жидкости в газовом потоке вблизи стенки ТП, а во-вторых, температура стенки ТП не должна быть выше, чем равновесная температура образования гидратов.

Согласно первому условию, образование гидратов может происходить на тех участках, где температура газа вблизи стенки ТП ниже температуры точки росы для влаги, содержащейся в газе [4-6].

Пусть парциальное давление пара в потоке p_v . Если в потоке имеются капельки воды, тогда паро – капельная смесь находится в состоянии фазового равновесия, то парциальное давление пара p_v будет равно равновесному давлению насыщения воды $p_{ws}(T_{cm})$ для текущего значения

температуры T_Γ [12]. Зависимость давления насыщения от температуры хорошо аппроксимируется выражением

$$p_{ws} = p_w \exp\left(\frac{-T_w}{T_{cm}}\right), \quad (5.8)$$

где p_w и T_w – эмпирические параметры, имеющие размерность давления и температуры.

С другой стороны, парциальные давления пара и газа в потоке описываются уравнением Клапейрона – Менделеева

$$p_B = \rho_B \cdot R_B \cdot T_\Gamma, \quad (5.9)$$

$$p_g = \rho_g \cdot R_g \cdot T_{cm}, \quad (5.10)$$

где ρ_B – средняя плотность пара в потоке ($\text{кг}/\text{м}^3$), R_B – приведенная газовая постоянная для водяного пара ($\text{Дж}/\text{кг}\cdot\text{К}$), T_{cm} – температура стенки газопровода (К); ρ_g – плотность газа ($\text{кг}/\text{м}^3$), R_g – приведенная газовая постоянная, ($\text{Дж}/\text{кг}\cdot\text{К}$).

Кроме того, для всего газового потока в целом, также можно записать уравнение Клапейрона – Менделеева. Тогда, учитывая, что $p_g \approx p$, получаем

$$p_w \exp\left(-\frac{T_w}{T_{cm}}\right) = \frac{k_2 \cdot p \cdot R_B}{R_g}, \quad (5.11)$$

где $k_2 = \frac{\rho_B}{\rho_g} \cdot \rho_g$

Пусть пар на входе в ТП является сухим, т.е. выполняется условие $k_{v0} < k_v$.

$$k_v = \frac{p_w \cdot R_g}{p \cdot R_B} \exp\left(-\frac{T_w}{T_0}\right), \quad (5.12)$$

где k_{v0} и k_v – соответственно, фактическая концентрация пара на входе в тру-бопровод и равновесная концентрация, соответствующая температуре T_0 и давлению p на входном сечении ТП, T_w – температура окружающей среды. Тогда T_p вблизи стенки наступит в сечении, где будет удовлетворяться условие

$$p_w \exp\left(-\frac{T_w}{T_{cm}}\right) = \frac{k_{v0} \cdot p \cdot R_B}{R_g}, \quad (5.13)$$

Самое низкое значение температуры, которое может реализовываться на внутренней стенке ТП, равно температуре окружающего грунта.

Следовательно, если массовое содержание пара на входе соответствует условию,

$$k_{v0} = \frac{p_w \cdot R_g}{p \cdot R_B} \exp\left(-\frac{T_w}{T_{cm}}\right), \quad (5.14)$$

то, температура газа не достигает точки росы, и тем самым образование гидратов на всем протяжении газопровода не происходит.

После наступления точки росы необходимо проследить за изменением температуры стенки $ТПT_{cm}$. Для зависимости равновесной температуры гидратообразования T_r от давления p обычно используется аппроксимация

$$T_r(p) = T_h \cdot \ln\left(\frac{p}{p_{s0}}\right) + T_r, \quad (5.15)$$

где T_h – эмпирический параметр, имеющий размерность температуры и зависящий от состава природного газа, p_{s0} – равновесное давление гидратообразования (МПа).

Таким образом, при наступлении точки росы вблизи стенки ТП для образования газогидрата необходимо выполнение условия

$$T_{cm} \leq T_r, \quad (5.16)$$

Недостатки представленной методики, заключаются в том, что такой вариант расчета требует большого количества данных, а также не позволяет определить с достаточной точностью количество необходимого ингибитора для предотвращения образования гидрата [12].

Соискатель считает, что для определения начала процесса гидратообразования можно воспользоваться более упрощенными зависимостями. Стоит отметить, что соотношение $T_{cm} < T_{m.p}$ можно использовать при создании математической модели и алгоритма как один из основных критериев автоматического запуска подпрограммы «Расчет образования ГГ в ТП».

5.3 Определение границ участков образования гидрата

Образование ГГ характеризуется нарушением режима работы МГ, что приводит к сужению живого сечения трубы и, как следует к увеличению перепада давления на определённом участке [9]. При выявлении нарушения режима работы МГ, следствием которого является образования сплошной ГП, необходимо приступить к мероприятиям по их ликвидации, не допуская полной забивание МГ гидратами, так как полное перекрытие сечения – одна из наиболее трудно ликвидируемых весьма опасных аварийных ситуаций [39].

Для оценки изменения параметров газа при образовании ГП в МГ приведем кривые, характеризующие изменение параметров газа в таком процессе (рисунок 1.2).

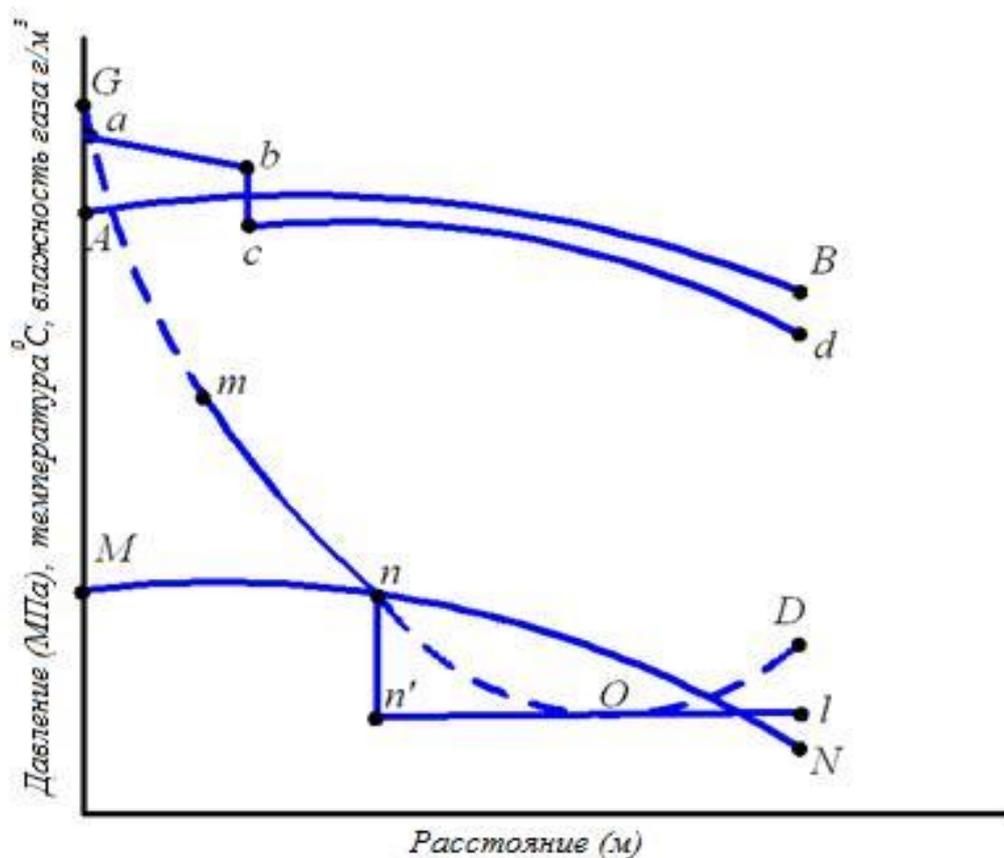


Рисунок 5.1 – Изменение параметров газа при образовании ГП в ТП

A-B – изменение давления в газопроводе до образования гидратной пробки, *abcd* – давление при наличии ГП, *MN* – равновесное давление, *GmoD* – влажёмкость газа в ТП, *n'-l* – влажесодержание газа над ГГ

В результате этого упругость паров воды над гидратами снизится и влагосодержание газа уменьшится от точки n до n' . Изменение давления в МГ в случае не полной укупоривании гидратами характеризуется кривой bcd [39]. Изменение параметров газа при образовании двух ГП в МГ (рисунок 5.3).

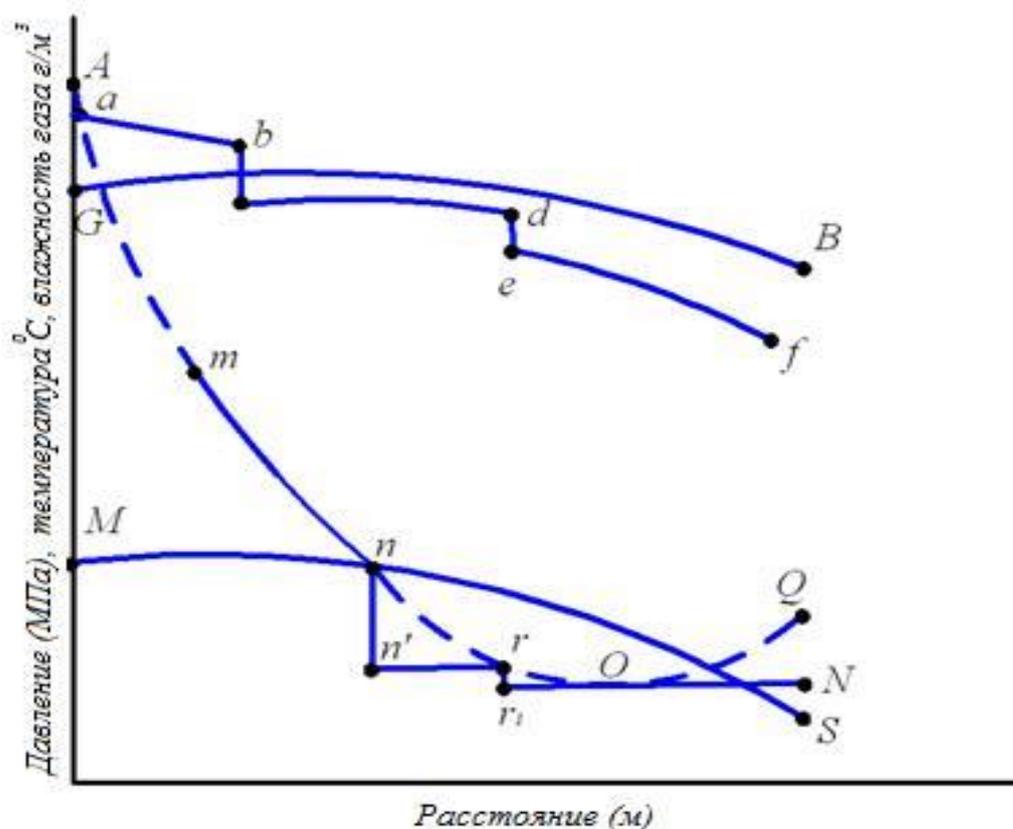


Рисунок 5.2 – Изменение параметров газа при образовании двух ГП в ТП

- $A-B$ – изменение давления в ТП до образования ГП,
- $abcd-f$ – изменение давления при наличии двух ГП в ГП,
- MnN – равновесное давление, $GmnrOQ$ – влагеёмкость газа в ТП,
- $mnn'rr_1S$ – влагосодержание газа при наличии двух ГП в ТП

Допустим, что необходимо проанализировать образование гидрата между двумя участками и определить длину сплошной ГП. Тогда, объем свободного газа, приведённый к условиям газопровода, в участке от крана 1 до ГП можно рассчитать по следующему уравнению [9]:

$$V = \frac{Q_1 p_0 T z}{p T_0}, \quad (5.17)$$

где V – объем свободного газа в (м^3), p_0 – стандартное давление, равное 0,1 МПа, T_0 – стандартная температура, равная 293 К), p – давление газа (МПа), T – температура газа (К), z – коэффициент сверхсжимаемости газа, зависит от давления и температуры.

Образование сплошной ГП в МГ изображено на рисунке 5.3. Откуда видно, что расстояние от крана 1 до ГП можно определить уравнением

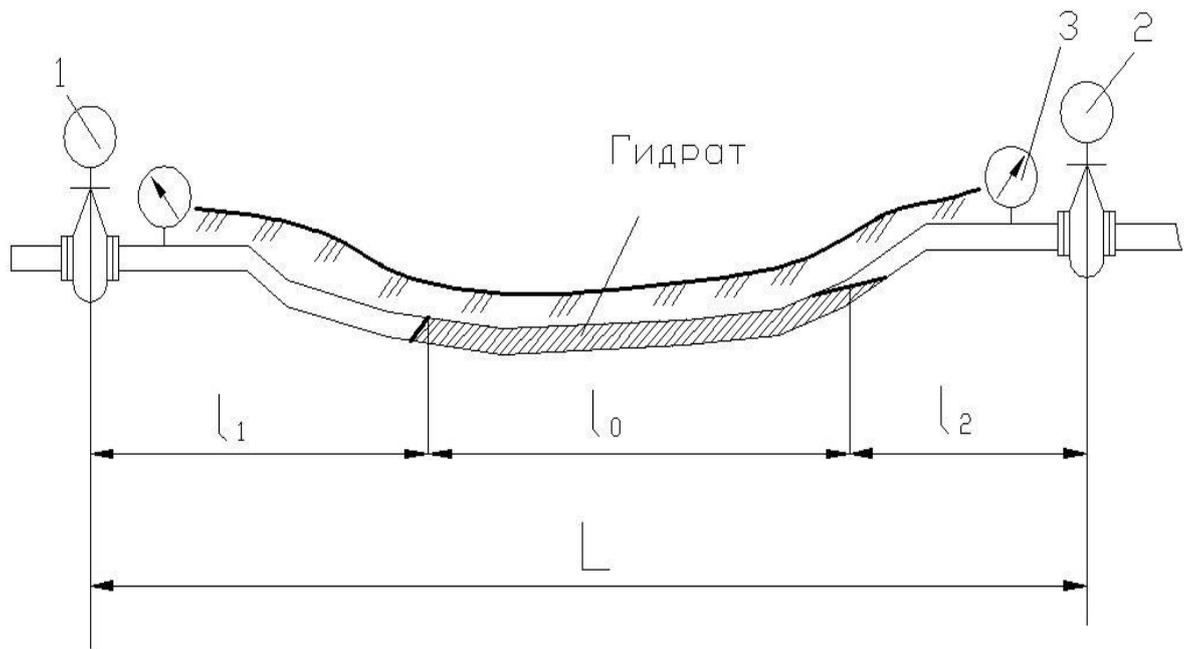


Рисунок 5.3 – Образование сплошной ГП в ТП

1,2 – краны, 3 – манометр, L – расстояние между двумя секущими кранами, l_1 – расстояние от входного крана до ГП, l_0 – длина сплошной ГП, l_2 – расстояние от ГП до выходного секущего крана

$$l_1 = \frac{4Q_1 p_0 T z}{\pi p T_0 d_{\text{вн}}^2}, \quad (5.18)$$

где l_1 – расстояние (м), d – внутренний диаметр ТП (м), Q_1 – объем свободного газа на этом участке, (м^3).

Аналогично по участку от крана 2 до ГП расстояние определяется уравнением:

$$l_2 = \frac{4Q_2 p_0 T z}{\pi r T_0 d_{\text{ВН}}^2}, \quad (5.19)$$

где l_2 – расстояние от крана 2 до ГП, Q_2 – объём свободного газа в этом участке.

Далее, по уравнению определяется длина сплошной ГП

$$l_0 = L - (Q_1 - Q_2) \frac{4Q_2 p_0 T z}{\pi r T_0 d_{\text{ВН}}^2} \quad (5.20)$$

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

Объём гидрата рассчитывается по уравнению

$$V_0 = \frac{\pi r T_0 d_{\text{ВН}}^2 l_0}{4}, \quad (5.21)$$

Таким образом, можно с достаточной степенью точности установить длину сплошной ГП. Зная ее длину и участок, на котором образовался гидрат, можно на данном участке приварить на МГ штуцер для подачи метанола в необходимом количестве с целью ликвидации ГГ [33].

В последующем, чтобы не допустить образования ГГ в МГ, необходимо установить сепарирующие приспособления, называемые камерами, с разрывом струи на данном участке (рисунок 5.4). Они широко применяются в газовой промышленности. Их ставят обычно на восходящем участке МГ.

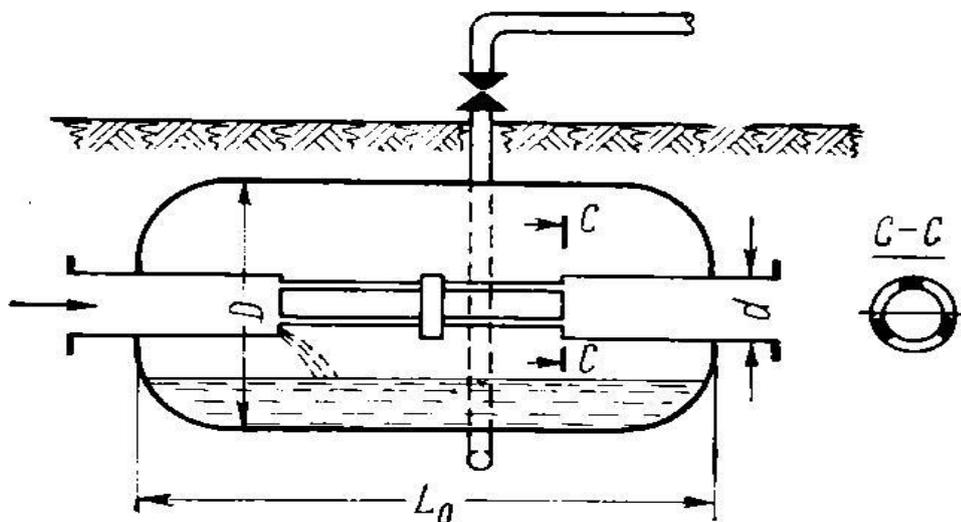


Рисунок 5.4 – Камера с разрывом струи

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

5.4 Анализ механизма образования гидратов в случае частичного уменьшения живого сечения трубопровода гидратами

При анализе механизма образования гидратов в случае частичного перекрытия ТП гидратом установлено, что для ликвидации ГП из отсечённого участка, газ может быть стравлен в любой точке в отличие от условия полного перекрытия сечения ТП [10,11,19,41]. Объем гидратов в таком случае определяется по уравнению

$$V_0 = \frac{\pi d_{\text{вн}}^2 l_0}{4} - Q \frac{p_0}{T_0}, \quad (5.22)$$

где p – давление газа в газопроводе (МПа), T – температура газа в газопроводе в (К), d – внутренний диаметр газопровода (м), L – расстояние между кранами (м), Q – объем свободного газа на участке (м³).

Степень заполнения гидратами ТП определяется тогда по уравнению

$$\varepsilon = \frac{L}{l_0} - \frac{4\pi p T z Q_1}{\pi l_0 p T_0 d_{\text{вн}}^2}. \quad (5.23)$$

Метод частичного снижения давления в МГ рекомендуется применять в нескольких случаях, во-первых, в условиях частичного перекрытия МГ, во-вторых когда объем МГ между кранами сравним с объёмом образовавшегося гидрата, или превышает его не более чем в 10 раз.

Обязательным условием при использовании данного метода является снижение первоначального давления не более чем на 20%, так как снижение давления газа ниже равновесного приводит к интенсивному разложению гидрата и замерзанию высвободившейся воды, что может впоследствии привести к разрыву МГ. Процесс ликвидации воды, которая перешла в

ледяную фазу в МГ значительно сложнее, чем гидрата. Поэтому рекомендуется применять данный метод в исключительных случаях.

5.5 Расчет толщины гидратной пленки при транспортировке газа по газопроводу

В монографии [24] для описания изменения толщины ГС с течением времени приведено обыкновенное дифференциальное уравнение

$$A \frac{d\delta}{d\tau} = \frac{(1-\delta)\{\delta - 1 + \text{Bi}[\delta \ln(\delta) - \delta + 1]\}}{3(\text{Bi} - 7/3) + 3\delta(2 - \text{Bi}) + 3\delta^2(1 - \text{Bi}) + 3\delta^2(3\text{Bi} - 2) + 2\ln(\delta)[\text{Bi} - 3 - 2\text{Bi}\delta^3]} \quad (5.24)$$

Здесь $A = \lambda_r T_0 / (3\rho_r a_{п} \rho_{\phi})$ - безразмерный параметр; $\text{Bi} = \alpha D / \lambda_r$ - число Био.

Когда трубы имеют тепловую изоляцию, коэффициент теплоотдачи меньше $2 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К})$, предложена упрощенная формула

$$\tau = A \left[4 + \delta + \delta^2 - \frac{6\delta \ln(\delta)}{\delta - 1} \right]. \quad (5.19)$$

Для уточнения области применимости приближенной зависимости толщины ГС от времени (5.19) задавалась безразмерная толщина δ в диапазоне $0,9 \dots 0,1$ и по формуле (5.19) находилось соответствующее время τ . Затем для этой же толщины с использованием алгоритма Уэддла [51] находилось из (5.18) численно время τ_i . Как видно из структуры подынтегрального выражения, в начальный момент времени, когда толщина $\delta = 1$, эта дробь обращается в бесконечность. Чтобы преодолеть такое затруднение, применялся один из приемов вычисления несобственных интегралов, согласно которому принималось $\delta = 0,99$ [51].

В ходе параметрического анализа варьировалась интенсивность теплообмена ТП с окружающим грунтом, а также начальная температура прокачиваемого газа.

Теплофизические свойства грунта и газа были взяты из монографии [24]. Диаметр ТП $D = 1,4 \text{ м}$; входная температура транспортируемого газа

$T_0 = 315...325$ К; температура окружающего грунта $T_w = 263$ К; его теплопроводность $\lambda_w = 1,3$ Вт/(м·К) и температуропроводность $a_w = 0,77 \cdot 10^{-6}$ м²/с; коэффициент теплообмена газопровода с грунтом $\alpha_2 = 5$ Вт/(м²·К); теплопроводность гидрата $\lambda_g = 2,0$ Вт/(м·К); плотность гидрата $\rho_g = 800$ кг/м³; скрытая теплота гидратообразования $r_g = 5,1 \cdot 10^5$ Дж/кг.

Результаты расчета времени образования заданной толщины ГС при различных значениях α_2 приведены в таблицах 5.3–5.8

Таблица 5.1

$\alpha_2, \text{Вт}/(\text{м}^2\text{К})$	6,0								
Bi_2	3,23								
δ	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
τ	0,03	0,12	0,29	0,53	0,87	1,32	1,91	2,69	3,79
τ_i	0,0005	0,005	0,01	0,042	0,077	0,123	0,18	0,248	0,324
$t_r, \text{ч}$	0,01	0,11	0,39	0,9	1,66	2,68	3,91	5,37	7,03
$\varepsilon, \%$	5945	2320	1508	1035	1035	970	956	985	1070

Таблица 5.2

δ	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
τ	0,03	0,12	0,29	0,53	0,87	1,32	1,91	2,69	3,79
τ_i	0,001	0,005	0,018	0,042	0,078	0,127	0,188	0,259	0,342
$t_r, \text{ч}$	0,01	0,11	0,39	0,91	1,70	2,76	4,07	5,62	7,42
$\varepsilon, \%$	5945	2319	1499	1167	1008	936	916	938	1008

Таблица 5.3

$\alpha_2, \text{Вт}/(\text{м}^2\text{К})$	4,0								
Bi_2	2,15								
δ	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
τ	0,03	0,12	0,29	0,53	0,87	1,32	1,91	2,69	3,79
τ_i	0,001	0,005	0,018	0,043	0,081	0,133	0,198	0,276	0,37
$t_r, \text{ч}$	0,01	0,11	0,40	0,93	1,75	2,88	4,29	5,99	8,02
$\varepsilon, \%$	2316	2313	1417	1145	976	893	863	873	925

Таблица 5.4

$\alpha_2, \text{Вт}/(\text{м}^2\text{К})$	3,0								
Bi_2	1,62								
δ	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
τ	0,03	0,12	0,29	0,53	0,87	1,32	1,91	2,69	3,79
τ_i	0,001	0,005	0,018	0,044	0,084	0,14	0,214	0,304	0,417

t_r , ч	0,01	0,11	0,40	0,95	1,82	3,05	4,63	6,6	3,04
ε , %	5945	2313	1474	1167	937	838	792	784	810
b	1,76	1,95	2,22	7,26	3,20	4,35	7,41	46,71	-7,99

Таблица 5.5

α_2 , Вт/(м ² К)	2,0								
Bi_2	1,08								
δ	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
τ	0,03	0,12	0,29	0,53	0,87	1,32	1,91	2,69	3,79
τ_i	0,0005	0,0052	0,0186	0,045	0,088	0,157	0,24	0,354	0,417
t_r , ч	0,01	0,11	0,40	0,97	1,91	3,29	5,19	7,67	3,02
ε , %	5947	2309	1459	1090	888	768	696	660	810
b	1,14	1,22	1,31	1,44	1,61	1,85	2,25	3,02	5,42

Таблица 5.6

α_2 , Вт/(м ² К)	1,0								
Bi_2	0,54								
δ	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
τ	0,03	0,12	0,29	0,53	0,87	1,32	1,91	2,69	3,79
τ_i	0,0005	0,0052	0,019	0,046	0,094	0,17	0,286	0,464	0,75
t_r , ч	0,01	0,11	0,41	1,0	2,03	3,67	6,2	10,06	16,3
ε , %	5947	2305	1443	1055	830	678	566	479	405
b	0,55	0,57	0,59	0,62	0,65	0,68	0,73	0,79	0,90

Результаты расчета времени образования заданной толщины ГС при различных значениях T_{k0} приведены в таблицах 5.4, 5.9, 5.10. Сравнение времен t_i показало, что с увеличением начальной температуры транспортируемого газа время образования ГП не изменяется.

$$T_{k0}=315 \text{ К } A_c = 1,50$$

Таблица 5.7

α_2 , Вт/(м ² К)	5,0								
Bi_2	2,69								
δ	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
τ	0,03	0,13	0,29	0,54	0,87	1,33	1,92	2,71	3,79
τ_i	0,0005	0,0051	0,018	0,042	0,078	0,126	0,186	0,257	0,342
t_r , ч	0,01	0,11	0,39	0,91	1,70	2,76	4,07	5,62	7,42
ε , %	6029	2349	1499	1183	1023	949	929	951	1022

$$T_{k0}=325 \text{ K } A_c = 1,45$$

Таблица 5.8

$\alpha_2, \text{Вт}/(\text{м}^2\text{К})$	5,0								
Bi_2	2,69								
δ	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
τ	0,03		0,28		0,86		1,88		3,73
τ_i	0,0005	0	0,018		0,078		0,191	7	0,347
$t_r, \text{ч}$	0,01		0,39		1,70		4,07		7,42
$\varepsilon, \%$	5761		1450		975		887		974

На рисунке 5.2 представлены в графическом виде результаты расчетов, находящихся в таблицах 5.6 и 5.9.

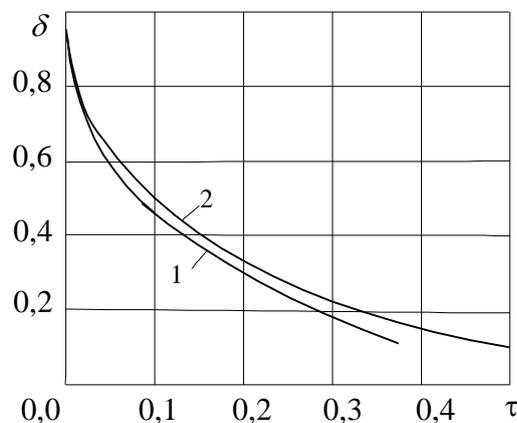


Рисунок 5.2 - Изменение толщины ГС от времени для разных значений коэффициента теплоотдачи от стенки газопровода к грунту: кривая 1 соответствует $\alpha_2=5 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К})$; кривая 2— $\alpha_2=2 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К})$

Как видно, не подтверждается рекомендация, сформулированная в монографии [24] о том, что при $\alpha_2 < 2 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{К})$ можно использовать упрощенную формулу. Как видно, такая замена приводит к большой погрешности.

Снижение интенсивности теплообмена между ТП и окружающим его грунтом замедляет скорость образования ГП (рисунок 5.2, кривые 1 и 2).

Результаты параметрических исследований аппроксимированы методом выбранных точек [51]. Использовались две точки с координатами:

$$\delta_1, \tau_1; \delta_2, \tau_2.$$

Аппроксимирующая функция имела вид

$$\delta_i = A \exp(-B \tau_i). \quad (5.20)$$

Подставив значения координат, приходим к системе из двух уравнений:

$$\begin{cases} \delta_1 = A \exp(-B \tau_1); \\ \delta_2 = A \exp(-B \tau_2); \end{cases}$$

Решая систему, получаем формулы для нахождения коэффициентов аппроксимации

$$B = -\ln(\delta_2 / \delta_1) / (\tau_2 - \tau_1). \quad A = \delta_1 / \exp(-B \tau_1). \quad (5.21)$$

В частности, для представленных на рисунке 5.2 результатов выбрав координаты $\delta_1 = 0,7$, $\tau_1 = 0,018$; $\delta_2 = 0,3$, $\tau_2 = 0,198$, получаем по формулам (5.21) $B = -4,707$; $A = 0,762$.

Подставив в аппроксимационную формулу (5.20) значения коэффициентов $B = -4,707$; $A = 0,762$ и безразмерное время $\tau = 0,081$, получаем. Сравниваем его со значением безразмерной толщины с соответствующим значением, представленным на рисунке 5.2, получаем погрешность около 4%.

Таким образом, вместо численного интегрирования по формуле Уэддла, можно привлечь аппроксимационную формулу (5.20) для выполнения оценочных расчетов.

Заключение

В результате выполнения магистерской диссертации была создана методическое обеспечение по прогнозированию образования гидратов в газовых скважинах и ТП. И с его помощью были выполнены анализы влияния геоклиматических факторов на добычу и транспортировку природного газа.

В процессе выполнения данной работы были реализованы (на Турбо Паскале) математические модели образования гидратов в газовых скважинах, в которых учтено влияние гидрогеологических условий. И были реализованы математические модели образования гидратов при транспортировке природного газа в ТП, учитывающие влияние перепадов высот вдоль трассы ТП, теплофизических свойств грунта. Реализована оценка эффективности способов борьбы с образованием гидратов при добыче и транспортировке газа.

Также было выполнено технико-экономическое обоснование проекта, рассмотрены вопросы социальной ответственности, в ходе которого были предложены мероприятия по обеспечению электро- и пожаробезопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Эксплуатация магистральных газопроводов. /Изд. 2 – е, перераб. и дополн. И.Я. Котляр, В. М. Пиляк. –Л.: Недра, 1971. – .248 с.
2. Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Гусейн-заде М.А. Движение газа в газопроводах с путевым отбором–М.: Наука, 1972 – 192 с.
3. Борисов В.В. Управление магистральными трубопроводами. – М.: Недра, 1975. – .215 с.
4. Трубопроводный транспорт газа /С.А. Бобровский, С. Г., Щербаков, Е.И. Яковлев и др.. – М.: Наука, 1976. – 495 с.
5. Берлин М. А., Гореченков В. Г., Волков Н. П. Переработка нефтяных и природных газов. – М., Химия, 1981. – 472 с.
6. Гухман Л. М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. – Л.: Недра, 1980 – 161 с.
7. Гриценко А. И., Александров И. А., Галанин И. А. Физические методы переработки и использования газа. – М.: Недра, 1981. – 224 с.
8. Гидродинамика трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов /А. Х. Мирзанжанзаде, А. К. Галямов, В. И. Марон и др. — М.: Недра, 1984. –87 с.
9. Жданова Н. В., Халиф А. Л. Осушка углеводородных газов. – М.: Химия, 1984. – 234 с.
- 10.Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов – М.: Недра, 1986. – 234 с.
- 11.Макогон Ю.Ф., Г.А. Предупреждение образования гидратов при добыче и транспорте газа. – М.: Недра, 1966. –186 с.
- 12.Дегтярёв Б. В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера (практическое руководство) /Б. В. Дегтярёв, Г. С. Лутошкин,Э. Б. Бухгалтер. – М.: Недра, 1969. —120 с.

13. Сбор, транспорт, хранение природных углеводородных газов /А.И. Гужов, В.Г. Титов.,В.Ф.Медведев, В.А., Васильев – М.: Недра 1978. – 401 с.
14. Бондарев Э.А., Габышева Л.Н., Каниболотский М.А. Моделирование образования гидратов при движении газа в трубах // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1982. – №.5 – С.105 – 112.
15. Механика образования гидратов в газовых потоках / Под ред. Э. А. Бондарева – Новосибирск: Наука, 1976. – .157 с.
16. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред / В 2-х томах Т.1. М.: Наука, 1987. – 464 с.
17. Шагапов В.Ш., Уразов Р.Р. Характеристика газопровода при наличии гидратоотложения// Теплофизика высоких температур, 2004 – Т.42, №3 – С.461– 468.
18. Макогон Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образование и использование. – М.: Недра 1985. – 232с
19. Сухарев М.Г, Красевич А.М. Технологический расчет и обеспечение надежности газа и нефтепроводов – М. ГУП Изд. «Нефть и газ» РГУ НГ им. И.М. Губкина 2000 г. – 234 с.
20. Карапетьянц Б. Х. Химическая термодинамика. – М.: Химия 1975. – 421 с.
21. Хайруллин М.Х., Шамиев М.Н., Тулупов Л.А. Моделирование гидратообразования в газопроводах// Нефтегазовое дело –2005. –№
22. Дубина М.М., Красовицкий Б.А. Теплообмен и механика взаимодействия трубопроводов и скважин с грунтами -Новосибирск: Наука. - 1983. -134 с.
23. Билюшов В.М., Бондарев Э.А, Марон В.И. Процесс образования гидратов с учетом тепло-и массообмена //Инженерно-физический журнал - 1988. – Т.55-№2 – С.226-231.
24. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа/Э.А. Бондарев, В.И. Васильев, А.Ф. Воеводин Новосибирск: Наука, 1988 – 272 с.

25. Мусакаев Н.Г., Уразов Р.Р., Шагапов В.Ш. Динамика образования гидратов при транспортировке природного газа // Теплофизика и аэромеханика -2006 –Т.13, №2-С.295-302
26. Трубопроводный транспорт нефти и газа /В. Д. Белоусов, Э.М. Блейхер, А. Г. Немудров, В. А. Юфин, Е. И. Яковлев. –М.: Недра, 1978. – 116 с.
27. Бордюгов Г.А., Апостолов А.А., Бордюгов А.Г. Фигурные потери природного газа//Газовая промышленность. – 1997– №10. – С.
28. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. – М.: Недра, 1989. – 500 с.
29. Козаченко А.Н., Никишин В.И. Термодинамические характеристики природных газов: Учебное пособие. ГПНГим.И.М.Губкина. – М.: 1995 – 246 с.
30. Белослудов В.П., Дядин Ю.А., Лаврентьев М.Ю. Теоретические модели клатратообразования. – Новосибирск: Наука, 1991. – 128 с.
31. Определение интервала гидратообразования в скважинах, пробуренных в мерзлых породах / К.К. Аргунова, Э.А. Бондарев, В.Е. Николаев, И.И. Рожин //Нефтегазовое дело -2008.
32. Аргунова К.К., Бондарев Э.А., Рожин И.И. Математическое моделирование образования гидратов в газовых скважинах //Научный журнал Криосфера Земли -2011 –Т.15, №2 –С.65-69. Морозов
33. Моделирование гидратообразования в стволе вертикальной скважины /М.Х. Хайрулин, М.Н. Шамсиев, П.Е. Морозов, Л.А. Тулупов//Вычислительные технологии – 2008 –Т.13, №5 – С.86-94.
34. П.Е. Поршаков Б.П., Романов Б.А. Основы термодинамики и теплотехники – М.: Недра, 1988. – 210 с.
34. Седых А.Д. Потери газа на объектах магистрального газопровода ИРЦ.Газпром.: 1993. – 68 с..
35. Берлин М. А., Гореченков В. Г., Волков Н. П. Переработка нефтяных и природных газов. – М., Химия, 1981. – 286 с..

36. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России А.И. Гриценко, В.А. Истомина А.Н. Кульков., Р.С. Сулейманов.– М.:ОАО: Недр, 1999.– 473 с.
37. Кузнецов А. А., Судаков Е. Н. Расчеты основных процессов и аппаратов переработки углеводородных газов. – М., Химия, 1983.– 214 с.
38. Sloan E.D., jr. Clathrate Hydrates of Natural Gases. N.Y.; Basel: Marcel Dekker, Inc. 1990. P. 1– C.641
39. Бородавкин П.П., Березин В.П. Сооружение магистральных трубопроводов. – М.: Недр, 1987 – 148 с.
40. Видацкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недр, 1985. – 176 с.
41. Элияшевский И.В. Технология добычи нефти и газа. – М.: Недр, 1985. – 96 с.
42. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. Изд.3–е. Пер. с англ./ Под ред. Е. И. Соколова. – Л., Химия, 1982. – 591 с.
43. Истомина В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях.– М.: Недр, 1992. – 236 с.
44. Истомина В.А., В.Г. Квон. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 488 с.
45. Коротаев Ю.П., Кулиев А.М., Мусаев Р.М. Борьба с гидратами при транспорте природных газов. – М.: Недр, 1973 – 136 с.
46. Соколов Е.Я., Зингер Н.М. Струйные аппараты/3-е изд.– М.: Энергоатомиздат, 1986. – 287 с.
47. Рамм В.М. Абсорбция газов. М.:Химия, 1976. – 655 с.
48. Kvenvolden K.A. // Ann. N.Y. Acad. Sci. 1994. Vol. 715. P. C.232–246
49. Лутошкин Г.С. Сбор подготовка нефти, газа и воды. – М. «Недр», 1977. – С.192

- 50.Судаков Е.Н. Расчет основных процессов и аппаратов нефтепереработки. М. :Химия, 1979. – 566 с. - 2011
- 51.Голдаев С.В. Математическое моделирование и расчеты теплотехнических систем на ЭВМ – Томск: Изд-во ТПУ -188 с.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Нормальная эксплуатация магистрального газопровода может быть обеспечена при качественной осушке природного газа на промысловых пунктах подготовки. Наличие влаги в газе при некачественном её отделении часто является причиной образования газовых гидратов.

Гидраты газов представляют собой кристаллические соединения, образованные ассоциированными молекулами углеводородов и воды и имеющий строго определённую структуру.

Состав гидратов выражается формулой $C_nH_{2n+2} \cdot mH_2O$: $CH_4 \cdot 6H_2O$; $C_2H_6 \cdot 7H_2O$; $C_3H_8 \cdot 18H_2O$. Внешне гидраты напоминают кристаллы льда или мокрый спрессованный снег. Скопления гидратов в линейной части газопроводов могут вызвать частичную или полную их закупорку и тем самым нарушить нормальный режим работы магистрали. На процесс образования гидратов влияет состав транспортируемого газа, содержание воды, давление и температура. Обязательными условиями существования гидратов является снижение температуры газа ниже точки росы, при которой происходит конденсация паров воды (наличии капельной влаги в газе), а также ниже температуры равновесного состояния гидратов. Поскольку гидраты природных газов являются нестойкими химическими соединениями, любое отклонение от термодинамического равновесия приводит к их распаду. Если термодинамическое равновесие сохраняется, скопления гидратов в газопроводе могут находиться длительное время. Поэтому для своевременного предупреждения образования гидратных пробок необходимо знать условия их возникновения и прогнозировать места их возможных скоплений.

6.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1.

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно–технический задел	4	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно – технического задела	3	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
4	Определена товарная форма научно – технического задела для представления на рынок	4	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	2
7	Проведены маркетинговые	3	2

	исследования рынков сбыта		
8	Разработан бизнес – план коммерциализации научной разработки	3	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	3
12	Проработаны вопросы использование услуг, инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	4	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	4
	ИТОГИ БАЛЛОВ	47	46

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (6.1.1)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению; B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 47, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 46 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки. Что касается вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок: такие задачи на данный момент не ставятся.

6.2 Календарный план проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 6.2.1.

Таблицы 6.2.1

Календарный план проекта

Код работ ы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начало работы	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания	3	14.12.2017	17.12.2017	Исланбек Ж.Е. Голдаев С.В.
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	6	17.12.2017	23.12.2017	Исланбек Ж.Е. Голдаев С.В.
3	Литературный обзор	39	23.12.2017	24.01.18	Исланбек Ж.Е. Голдаев С.В.
4	Экспериментальная часть	53	29.01.2018	14.03.2018	Исланбек Ж.Е. Голдаев С.В.
5	Результаты и обсуждения	40	15.03.2018	20.04.2018	Исланбек Ж.Е. Голдаев С.В.
6	Оформление пояснительной записки	37	21.04.2018	29.05.2018	Исланбек Ж.Е.
	Итого	177			

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 6.2.2).

Таблица 6.2.2

Календарный план – график проведения диплома по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ																	
			декабрь			январь			февраль			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Выдача задание диплома	Студент Руководитель	3		■																
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Студент Руководитель	6		■	■															
Литературный обзор	Студент	39			■	■	■	■												
Экспериментальная часть	Студент Руководитель	53							■	■	■	■	■							
Результаты и обсуждения	Студент	40												■	■	■	■			
Оформление пояснительной записки	Студент Руководитель	37																■	■	■



– студент



– руководитель

6.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 6.3.1
Матрица SWOT

	Сильные стороны	Слабые стороны
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая экономичность и энергоэффективность технологии; 2. Экономичность технологии; 3. Повышение безопасности производства; 4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудность внедрения функции; 2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.
Возможности		
<ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации; 2. Сокращение расходов; 3. Качественное обслуживание потребителей; 4. Сокращение времени простоев. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Достижение повышения производительности агрегатов; 2. Исключение поломок оборудования в результате сбоев в электроснабжении; 3. Своевременная постановка природного газа потребителям. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Поиск заинтересованных лиц; 2. Разработка научного исследования; 3. Принятие на работу квалифицированного специалиста; 4. Переподготовка имеющихся специалистов.
Угрозы		
<ol style="list-style-type: none"> 1. Экономическая ситуация в стране, способствующая повышению цены за метанол, в результате чего применение функции станет экономически нецелесообразным; 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие спроса на новые технологии производства; 2. Доработка проекта; 3. Сложность реализации проекта. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Приобретение необходимого оборудования опытного испытания; 2. Остановка проекта; 3. Проведения других проектов.

<p>2. Недостаток финансовых средств для модернизации всех агрегатов в результате увеличения стоимости работ специалиста от завода – изготовителя;</p> <p>3. Метанол является сильным ядом.</p>		
--	--	--

Выводы на уровне рекомендаций

Исходя из данной таблицы, можно сделать следующие выводы:

Заинтересованность государства в развитии газовой промышленности на территории страны поможет инвестировать серьезные средства в разработку новых месторождений. Газовые ресурсы Центральной Азии дают возможность выхода на новые рынки сбыта при сохранении надежности поставок традиционным потребителям и снизят отставание темпов роста добычи от темпов роста потребления газа.

6.4 Затраты на проведение работ

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется последующим элементам:

- Материальные затраты;
- Затраты на электроэнергию
- Затраты на оплату труда;
- Отчисления на социальные нужды;
- Амортизационные отчисления;
- Прочие расходы.

6.5 Основные фонды

6.5.1 Расчет стоимости необходимого оборудования

Таблица 6.5.1

Расчет стоимости необходимости оборудования

Статьи затрат	Стоимость, руб.
Персональный компьютер	28000
Дополнительный монитор	12000
Комплекующие ПЭВМ	1000
Принтер	6500
Стол	3000
Стул	1500
Лампа	1500
Необходимое ПО для расчетов	бесплатная образовательная лицензия
Итого	53500

6.5.2 Заработная плата

Данную НИР выполняют 2 сотрудника: руководитель и студент.

Необходимо рассчитать расходы на оплату труда для руководителя. Руководитель является профессором и доктором технических наук, его заработная плата как руководителя проекта составляет 400 рублей/час (с учетом районного коэффициента).

Количество рабочих часов, отведённых на ведение руководителем выпускной квалификационной работы студента магистра составляет 25 часов.

Тогда:

$$З_{\text{полн}} = T_{\text{пр.д.т.н}} \cdot t_{\text{раб}} = 400 \cdot 25 = 10\,000 \text{ рублей.}$$

6.5.3 Дополнительная заработная плата:

$$Z_{доп} = 0,1 \cdot Z_{ос} = 0,1 \cdot 49184 = 4918,4 \text{ руб.}$$

6.5.4 Отчисления на социальные цели

Отчисления во вне бюджетные фонды включают в себя отчисления в фонд пенсионного страхования, фонд социального страхования и фонд обязательного медицинского страхования (27 %):

вбф

$$ECH = 0,27 \cdot Z_{общ} = 0,27 \cdot (Z_{всп} + Z_{осн}) = 0,27 \cdot (49184 + 4918,4) = 14607,65 \text{ руб.}$$

6.5.5 Расходы на служебные командировки

Для получения действительных данных по конструкции, представлении наработок по проекту и получении обратной связи от экспертов необходима служебная командировка, которая представлена в формате конференции.

Суточные составляют 100 рублей, суммарная продолжительность командировок 2 дня.

$$K_1 = 100 \cdot 2 = 200 \text{ руб.}$$

Проезд до места проведения конференций и обратно составляет:

$$K_2 = 3400 \text{ руб.}$$

6.5.6 Амортизация основных фондов и нематериальных активов

$$A = 0,15 \cdot K_{осн} = 0,15 \cdot 53500 = 8025 \text{ руб.},$$

где, $K_{осн}$ – суммарная стоимость основных средств (технологическое и вспомогательное оборудование, производственный и хозяйственный инвентарь).

6.5.7 Расходы на проведение научно-исследовательской работы

Смета данных расходов приведена в таблице 6.1. Рассчитываемая смета расходов включает затраты на приобретение необходимого оборудования, для проведения НИ и текущие расходы.

Таблица 6.5.2

Смета расходов на проведение научного исследования

Статьи расходов	Расходы, руб.
Основная заработная плата	49184
Дополнительная заработная плата	4918,4
Отчисление на социальное страхование	14607,65
Расходы на служебные командировки	3600
Амортизация	8025
Итого	80335

По результатам расчетов видно, что структура затрат в основном состоит из расходов на оплату труда. Таким образом, себестоимость работ данного научного исследования составляет 80335 рублей. Весь комплекс работ проводится на базе кафедры ТПТ НИ ТПУ, соответственно расходы на оборудование не учитываются. Итого расходы на проведение научного исследования составляют 80335 рублей.

7. Социальная безопасность

7.1 Производственная безопасность

7.1.1 Анализ возможных опасных и вредных производственных факторов

На участке газопровода с метанольной установкой присутствует действующий производственный персонал. Производственный персонал может находиться в зоне действия поражающих факторов во время производства работ и планового обслуживания.

При работе и обслуживании газопровода с метанольной установкой персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов:

- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, материалы;
- производственный шум и вибрация, высокое давление газа или воздуха;
- системе, высокое напряжение электрического тока;
- загазованность воздушной среды природным газом, газовым конденсатом, парами метанола, одоранта, сварочными аэрозолями и др;
- неблагоприятные метеорологические условия - температура (низкая или высокая), влажность воздуха, скорость движения воздуха (сквозняки);
- поражение электрическим током;
- утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

В случае аварий персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов:

- воздействие теплового излучения пожара;
- воздействие воздушной ударной волны (зона полных разрушений);
- токсическое действие химических реагентов;

- поражающее действие осколков;
- выброс в воздух паров метанола.

Численность персонала определяется видами работ, выполняемых при капитальном ремонте и технологическом обслуживании проектируемого участка газопровода. Ориентировочная численность производственного персонала, который может оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварии на объекте во время планового обслуживания может составить около 2-3 человек, при проведении капитального ремонта – 90 человек.

7.1.2 Загрязнение воздушной среды рабочей зоны

Природный газ бесцветен, значительно легче воздуха, малотоксичен если не содержит вредных примесей более допустимых норм.

Если природный газ очищен в соответствии с требованиями ОСТ 51.81—82, «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы», его свойства мало отличаются от свойств метана.

Примеси тяжелых углеводородов изменяют свойства природного газа: повышают его плотность; снижают температуру воспламенения (НКПВ), следовательно, и допустимое объемное содержание газа в воздухе рабочей зоны; при значительном их содержании в газе придают ему запах бензина; снижают минимальную энергию зажигания.

Метан по санитарным нормам относится к 4-у классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на С) – 300 мг/м³. Концентрационные пределы воспламенения в воздухе – 5–15% (по объему), температура воспламенения 645 °С. Минимальная энергия зажигания, определяемая по методике ВНИИПО – 0,15 мДж.[36]

Газоконденсат в газопроводе нестабилен. Упругость его паров при данной температуре равна давлению в газопроводе. При выпуске газоконденсата в емкость с более низким давлением или при его утечке из

газопровода в первую очередь выделяются содержащиеся в нем пары более легких углеводородов, т. е. происходит его частичная стабилизация.

Нестабильный газоконденсат содержит пропан-бутан и даже этан и пентан, определяющие высокую упругость его паров. Стабильные газоконденсаты в основном состоят из тяжелых углеводородов (пентан и вышекипящие – C_5) и 2–3 % более низкокипящих углеводородов (пропан и бутан).

Нестабильный и не полностью стабилизированный газоконденсат вследствие выделения из него в атмосферу паров тяжелых углеводородов повышает пожаро и газозрывоопасность.

Высокая газозрывоопасность газоконденсата характеризуется низкими значениями НКПВ их паров в воздухе, устойчивостью к рассеиванию тяжелых паров в атмосфере и сравнительно большой скоростью распространения пламени в паровоздушных смесях.

Пределы воспламенения и температура воспламенения паров газоконденсата значительно ниже, чем у природного газа; они тем ниже, чем больше плотность газоконденсата. Пары тяжелых углеводородов, выделяемые при стабилизации, а затем при испарении газоконденсата значительно тяжелее воздуха. Поэтому в безветренную погоду они стелются по поверхности земли, скапливаются в низких местах по рельефу местности и медленно рассеиваются, создавая иногда на большой территории скопление взрывоопасных смесей паров и воздуха с очень низким значением НКПВ. НКПВ паров стабильных газоконденсатов обычно равен 1,1–1,3 % (по объему).[]

Газоконденсаты могут оказывать вредное воздействие на кожу человека, вызывая заболевания (сухость кожи, появление трещин, а иногда дерматиты, экземы и т. п.). Особенно опасно их попадание на слизистые оболочки. Газоконденсат, попавший на тело, следует смывать теплой водой с мылом. При утечке нестабильного газоконденсата происходит сильное местное охлаждение самой струи, а также металла и тел, на которые она

попадает. Попадание струи газоконденсата на кожу тела человека может вызвать ее обморожение.

Метанол применяется на магистральных трубопроводах в качестве одной из основных мер борьбы с гидратообразованиями. Вводят метанол с помощью стационарной или передвижной метанольной установки. Применение метанола, несмотря на его токсичность, обусловлено прежде всего с тем, что метанол обладает наилучшим соотношением цена – технологическая эффективность.

В виду сильной токсичности, на объектах газовой промышленности разрешается использовать метанол только как средство предотвращения или разрушения кристаллогидратных пробок в аппаратах, приборах и газопроводах, также для обработки призабойных зон газовых скважин.[37]

Метанол (метиловый спирт CH_3OH) – бесцветная прозрачная жидкость. Метанол – сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую систему. Относится к третьему классу опасности.

Приём внутрь 5–10 мл метанола приводит к тяжёлому отравлению (одно из последствий – слепота), а 30 граммов и более – к смерти. Опасен для жизни не только чистый метанол, но и жидкости, содержащие этот яд даже в сравнительно небольшом количестве.[1]

Метанол в организм человека может проникнуть также через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу.

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

7.1.3 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне.

Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

В холодный период года допустимая температура воздуха 19,1-22,0⁰С. В теплый период года допустимая температура воздуха 21,1-27,0⁰С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (Табл. 7.1).

Таблица 7.1

Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, ⁰ С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

7.1.4 Превышение уровней шума

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных работ.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 2014 эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши [].

7.1.5 Анализ опасных факторов, которые могут возникнуть при производстве объекта на предприятии.

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

Электрический ток. Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- силы тока;

- сопротивления;
- условий внешней среды;
- подготовки персонала.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ и быть не более 50 мА.

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [42, 43, 44].

7.1.6 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов и предотвращению риска аварий на опасном производственном объекте

Все операции на каждой стадии ремонта должны проводиться под контролем (с обязательным присутствием) представителей технадзора.

При производстве работ в охранной зоне следует обратить особое внимание на обеспечение их безопасной эксплуатации.

До закрепления места производства работ знаками ведение работ не допускается!

При выполнении работ по ремонту установки взрывопожаробезопасность обеспечивается соблюдением общих мер пожаробезопасности и применением взрывозащищенного оборудования в соответствии с ВППБ 01-04-98 [35].

Весь персонал подрядной организации должен иметь допуск к производству работ (аттестацию и проверку знаний промышленной безопасности). Аттестация персонала подрядчика проводится в аттестационных комиссиях территориального органа Ростехнадзора. Проверка знаний проводится в соответствии с требованиями нормативных правовых актов в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, экологической безопасности и охраны труда, а также по вопросам, охватывающим непосредственную деятельность аттестуемого.

Все работающие на ремонте газопровода должны быть обучены правилам охраны труда и иметь удостоверения о сдаче экзаменов, кроме того, должны пройти инструктаж по технике безопасности на рабочем месте с учетом особенностей данного объекта.

При изменении условий труда непосредственный руководитель работ (мастер) должен вновь провести инструктаж по технике безопасности с учетом новых производственных условий.

Перед началом работ в охранной зоне всем рабочим бригады выдается наряд-допуск, в котором должны быть указаны мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

Все рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, в соответствии с Постановлением от 26.12.1997 № 67 «Об утверждении типовых отраслевых норм бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты».

На месте производства работ должны быть выделены помещения или места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой помощи пострадавшим.

Категорически запрещается допускать к работе заболевших и лиц в нетрезвом состоянии.

Применяемое электрооборудование должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении, уровень взрывозащиты должен

соответствовать требованиям ПУЭ, а вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасных смесей. Во взрывоопасных зонах запрещается использование электрооборудования, электропроводок, инструмента и приборов, не соответствующих требованиям ПУЭ, с нарушениями элементов взрывозащиты и не имеющих знаков взрывозащиты.

Все грузоподъемные механизмы должны иметь непросроченное техническое освидетельствование на применение на весь период строительства согласно ПБ 10-382-00 (с попр. 2001). Техническое освидетельствование должно проводиться согласно руководству по эксплуатации грузоподъемного механизма.

Эксплуатация машин и механизмов должна производиться в соответствии с инструкциями по их эксплуатации. На машинах и механизмах должны быть исправные огнетушители, лопаты, брезент и кошма.

При перевозке техники на трейлере до объекта необходимо соблюдать следующие требования:

- следить, чтобы не было посторонних лиц в зоне погрузки и выгрузки;
- поставить трейлер на тормоза и подложить под колеса инвентарные башмаки (клинья) при погрузке и выгрузке;
- подложить башмаки впереди и сзади под гусеницы заехавшего на платформу механизма;
- запрещается перевозить механизмы на трейлере в гололедицу;
- запрещается во время транспортировки механизма на трейлере кому-либо находиться на его платформе, а также на самом механизме;
- лица, участвующие при перевозке механизмов, должны ехать в кабине тягача или в отдельном автомобиле.

Персонал, занятый на ремонте, должен быть обучен правилам и приемам оказания первой (доврачебной) помощи. При несчастном случае необходимо оказать первую помощь пострадавшему, вызвать скорую медицинскую помощь, сообщить об этом непосредственному начальнику и

сохранить без изменения обстановку на рабочем месте по расследованию, если она не создает угрозу для работающих и не приведет к аварии.

На месте работ по перемещению установки не должны находиться лица, не имеющие прямого отношения к выполнению данных работ.

Персонал, участвующий в испытаниях, должен быть ознакомлен с порядком проведения работ и с мероприятиями по безопасному их выполнению.

Во избежание аварии при перемещении установки перед началом работ следует выполнить проверочные расчеты с учетом:

- массы трубопровода с грузами;
- грузоподъемности трубоукладчиков;
- мощности тяговых средств.

В случае аварийной обстановки (повреждения частей установки, балласта, обрыв троса и т.п.) сигнальщик должен немедленно подать сигнал о прекращении.

Соблюдение требований промышленной безопасности и пожарной безопасности обеспечивают безаварийность строительства и должно контролироваться производителем работ (лицом, назначенным по приказу), а также представителями эксплуатирующей организации.

7.2 Экологическая безопасность

В последнее время проблемы загрязнения окружающей среды выдвигаются на первый план во всех отраслях экономики и промышленности. ПАО «Газпром» не является исключением: в число приоритетов экологической политики крупнейшего предприятия в первую очередь входят применение экологически эффективных технологий в газовой промышленности и сохранение природной среды в зоне размещения объектов. Очевидно, что в современных условиях реализация важных промышленных проектов невозможна без обеспечения жестких требований экологической безопасности [46].

В связи с этим, в настоящее время при освоении газовых и газоконденсатных месторождений в районах Крайнего Севера особое внимание уделяется экологическим вопросам, что обусловлено высокой чувствительностью северной природы к техногенным воздействиям. Один из актуальных вопросов – серьезные экологические риски при транспорте химических реагентов, к которым относится метанол, на объекты газодобычи [47].

В процессе эксплуатации газопровода воздействие на окружающую среду характеризуется выбросами в атмосферу и образованием отходов.

Метанол на газовых месторождениях используется в качестве ингибитора гидратообразования. Отмечается, что [48] с развитием масштабов добычи газа и вводом новых газовых и газоконденсатных месторождений в районах Крайнего Севера возрастает и потребление метанола. По данным на август 2008 года потребность в метаноле только в ПАО «Газпром» достигала 400 тыс. т/год.

Транспортировка метанола, как опасного груза подкласса ба (летучие легковоспламеняющиеся ядовитые вещества), на удаленные газовые промыслы наземным либо водным транспортом требует особых мер безопасности, исключающих аварии, разливы, утечки и возгорания. Таким образом, при его транспортировке, операциях слива и налива существует опасность возникновения аварийных ситуаций с экологическим ущербом. Анализ рисков и предварительная экологическая оценка последствий аварийных ситуаций показывают, что существенная доля ущерба окружающей среде обусловлена загрязнением водных объектов.

Вредность паров газоконденсатов и сжиженных газов, если они не содержат непредельные углеводороды, сравнительно невелика. По степени воздействия на организм человека они относятся к 4 классу опасности (вещества малоопасные). Их ПДК в воздухе составляет так же, как для метана – 300мг/м^3 (в пересчете на С).

Из-за специфики метанола, как загрязнителя (неограниченная растворимость в воде, способность образовывать растворы со льдом и снегом при отрицательных температурах, высокая летучесть), традиционные методы ликвидации последствий аварии, такие, как применение заградительных и боновых заграждений, сорбентов, сборщиков, скиммеров, становятся неэффективными. Устранить последствия аварии с загрязнением водного объекта метанолом чрезвычайно сложно. При этом размер вреда, причиненного водному объекту, может быть весьма значительным с учетом факторов, влияющих на его величину, к которым относятся водохозяйственная ситуация и значимость состояния водного объекта, природно-климатические условия, длительность и интенсивность воздействия вредного (загрязняющего) вещества на водный объект, масса загрязняющего вещества [47].

Указанные экологические риски могут быть значительно снижены при размещении производств метанола в непосредственной близости от потребителей, т. е. в районах газодобычи. В настоящее время в России действует только две малотоннажные установки (мощностью 12500 и 40000 тыс. т в год) по производству метанола, первая из которых была введена в эксплуатацию в 2007 г. на Юрхаровском месторождении [49].

Технологический процесс на базе паровой конверсии природного газа включает следующие основные стадии:

- паровая каталитическая конверсия парогазовой смеси под давлением 2,2 МПа (22 кгс/см^2) при температуре 850 °С в присутствии никелевого катализатора;
- рекуперация тепла конвертированного газа с выработкой пара для технологических нужд установки;
- компримирование конвертированного и циркуляционного газов;
- синтез метанола на низкотемпературном медьсодержащем катализаторе СНМ-1 под давлением 5,0 МПа при температуре 220-280 °С;

- ректификация метанола.

В таблице приведено сравнение основных показателей производства метанола на Юрхаровском промысле и на крупнотоннажной установке М-300 Новомосковской акционерной компании «Азот» с точки зрения удельного потребления ресурсов (на 1 т продукции) и негативного воздействия на окружающую среду [47].

Таблица 7.2.1

Сравнение различных производств метанола

Показатель	Малотонажная установка на Юрхаровском ГКМ	М-300 на НАК «Азот»
Потребление электроэнергии, тыс.кВт·ч/т	0,50	0,922
Водопотребление, м ³ /т	1,855	5,75
Водоотведение сточных вод, м ³ /т	0,712	1,85
Выбросы дымовых газов после трубчатой печи, м ³ /т	12120	12500

Видно, что удельные показатели потребления электроэнергии, а также удельного водопотребления, водоотведения и выбросов загрязняющих веществ в атмосферу значительно ниже, чем на крупных производствах метанола.

Ещё одним положительным моментом с экологической точки зрения является то, что при эксплуатации установки по производству метанола не образуется значительных количеств постоянных промышленных твердых отходов, за исключением отработанных медь- и никельсодержащих катализаторов (периодичность замены которых – 1 раз в 3 года), а также ионообменных смол для водоподготовки, потерявших потребительские свойства.

Таким образом, наличие собственного производства метанола на газовых и газоконденсатных месторождениях позволяет отказаться от транспортировки метанола на месторождение наземным и водным

транспортом и тем самым исключить возникающие при этом экологические риски в случае возникновения аварийных ситуаций.

Кроме этого, технико-экономические оценки показывают, что за счет интеграции малотоннажной установки получения метанола в состав установки комплексной подготовки газа достигается почти трехкратное снижение капитальных затрат [47]. Помимо экономического эффекта реализация проекта позволяет достичь независимости от поставщиков метанола и исключить необходимость формирования запасов метанола (в связи с сезонными факторами и колебаниями цен на метанол).

Применение технологического оборудования во взрывопожаробезопасном исполнении, с учетом эксплуатации установки в климатических условиях Севера, оснащение его необходимыми средствами контроля и сигнализации также позволяет снизить риски возникновения аварийных ситуаций. []

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по различным причинам, например:

- пожар;
- взрыв;
- утечка метанола;
- террористический акт;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;

- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Пожаро и взрывоопасность. Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки.

Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением. Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м^3 .

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе [36, 45].

При работе с метанолом человек должен быть в специальных защитных средствах, таких как перчатки, одежда, средства защиты глаз и лица. Метанол очень токсичен при вдыхании, контакте с кожей, проглатывании.

Метанол это легко воспламеняющаяся жидкость и пар. Может накапливаться в замкнутом пространстве, приводя к возникновению риска токсичности и воспламеняемости. В результате неполного сгорания образуется опасная одноокись углерода, двуокись углерода и прочие токсичные газы. Риск раскола или взрыва закрытых емкостей в случае

пожара. Пламя может быть невидимым в дневное время. Рекомендуется использовать инфракрасные детекторы или тепловизоры.

Может образовывать огнеопасные/взрывоопасные смеси пар-воздух.

Не допускать попадания в канализацию и питьевую воду. Уведомить власти, если жидкость попала в канализацию или общественные воды. Основная физическая реакция метанола в случае попадания в воду в Европейской системе классификации реакций химикатов описывается как "растворяется/испаряется" (сообщалось в ИМО (2011)). Профиль опасности GESAMP: метанол не биоаккумулируется и легко биоразлагается в водной среде (ИМО2011).

При утечке необходимо остановить безопасным образом. Хранить вдали от любых источников возгорания. При небольших количествах пролитой жидкости: взять в негорючим абсорбирующим веществом и собрать лопатой в контейнер для утилизации. Промыть место разлива мыльной водой. Для сбора пролитой жидкости в большом количестве рекомендуется блокирование барьерами. Спиртоустойчивые пены могут применяться для уменьшения паров и при опасности возникновения пожара. Удалить жидкость с помощью взрывобезопасных насосов или вакуумного оборудования, предназначенного для всасывания горючих материалов (т. е., оборудованные инертными газами и с контролируемыми источниками зажигания). Поместить в подходящие закрытые маркированные контейнеры [50].

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специфика труда оператора заключается в больших зрительных нагрузках в сочетании с малой двигательной активностью, монотонностью выполняемых операций, вынужденной рабочей позой. Эти факторы отрицательно влияют на самочувствие работающего. Зрительные нагрузки связаны с воздействием на зрение дисплея. Чтобы условия труда оператора

были благоприятными, снималась нагрузка на зрение, видеотерминал должен соответствовать следующим требованиям:

- экран должен иметь антибликовое покрытие;
- цвета знаков и фона должны быть согласованы между собой;
- для многоцветного отображения рекомендуется использовать одновременно 6 цветов – пурпурный, голубой, синий, зеленый, желтый, красный, а также черный и белый, так как вероятность ошибки тем меньше, чем меньше используется цветов и чем больше разница между ними, а для одноцветного отображения – черный, белый, серый, желтый, оранжевый и зеленый. Красный и голубой цвета на границе видимого спектра применять нельзя;
- необходимо тщательное регулярное обслуживание ПЭВМ специалистами.

В СанПиН 2.2.2.542 – 96 «Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» [42] даются общие требования к организации и оборудованию рабочих мест операторов ПЭВМ.

Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. Высота рабочей поверхности стола должна регулироваться в пределах 680 – 800 мм; при отсутствии такой возможности высота рабочей поверхности должна составлять 725 мм.

Рабочий стол должен иметь пространство для постановки ног, которое составляет: высоту не менее 600 мм, ширину не менее 500 мм, глубину – на уровне колен, не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног – не менее 650 мм. Конструкция рабочего стула должна поддерживать рациональную рабочую позу при работе с ПЭВМ, позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения утомления. Рабочий стул должен быть подъемно-

поворотным и регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья.

Поверхность сиденья, спинки и других элементов стула должна быть полумягкой с нескользящим, не электризующимися и воздухопроницаемым покрытием, обеспечивающим легкую очистку от загрязнений.

Приложение А

Analysis of the influence of geoclimatic factors on the formation of hydrates in gas wells and gas pipelines

Раздел 1 Обзор литературы

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5ФМ61	Исланбек Жаксыбек Ералыулы		

Консультант кафедры ТПТ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Орлова Евгения Георгиевна	Аспирант		

Консультант – лингвист кафедры ИЯЭИ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тарасова Екатерина Сергеевна	к.п.н.		

CHAPTER 1 CONTEMPORARY CONDITION OF THE PROBLEM DETECTION AND LIQUIDATION OF HYDRATE FORMATION IN THE MAIN GAS PIPELINES AND TECHNOLOGICAL PIPELINES OF COMPRESSOR STATIONS

Experimental and theoretical studies of the thermodynamics, kinetics and physico-chemical properties of gas hydrates were carried out by foreign and domestic scientists. We have developed the methods which allow calculating hydrate formation time, place and rate of their accumulation in the gas pipeline.

1.1. Conditions for the formation of hydrates in gas mains and process pipelines of compressor stations

The modern main gas pipeline is a very complex, responsible and expensive structure designed for many years of trouble-free operation. Hydrate formation is typical for all main gas pipeline, except for those gas pipelines through which the dried gas is transported from the steam of water pipeline below the minimum operating temperature. In conditions of insufficient gas drying from water vapor, hydrates are usually formed. Therefore, the problem of hydrate formation is very relevant to address the issue of failure of main gas pipeline. The hydrates can block partially or completely the pipeline section, which in some cases leads to serious complications during operation and even to major accidents.

Modern main gas pipeline is a very complex, responsible and expensive construction, designed for years of trouble-free operation. Hydrate formation is typical for all main gas pipelines, except for those pipelines that transport dried gas with dew point of water vapor below the minimum operating temperature. In conditions of insufficient gas drying from water vapor, hydrates are usually formed.

Therefore, in order to minimize the cost of gas production and transportation, an urgent task is to improve the existing and develop new methods

of early detection, the sites of moisture condensation and hydrate formation that occur during the operation of gas pipelines

Let us consider the flow of wet gas in the pipeline, accompanied by obliteration on its inner surface. This process can take place in two ways, namely, in the heat balance mode and in the regime of water shortage. Moreover, in the initial section beyond the cross-section of the gas pipeline, where the condition for the formation of a gas hydrate occurs, the deposition process proceeds according to the first regime. Due to hydrate formation, the flow is depleted by moisture, and as a consequence, starting from a certain section, the obliteration of the walls of the gas pipeline takes place in the second mode.

As it is known, the conditions for the formation of a gas hydrate are, firstly, the presence of a hydrate-forming agent, which is a natural gas containing moisture; secondly, low temperature and high gas pressure. Therefore, to form a gas hydrate on the pipeline wall, it is necessary that its temperature T_{st} be lower or equal to the dew point for moisture contained in the gas. For a given gas composition, the equilibrium temperature T_{ra} is a function of the pressure p ($T_r = T_r(p)$). If the temperature T_{st} of the gas pipeline wall, in contact with the flow of the hydrate former (natural gas) satisfies the condition $T_{st} \leq T_g$, then the deposition and growth of the gas hydrate layer over time is possible on this surface.

Let us analyze the equations proposed in for the process under consideration.

To simplify the task, let us assume that natural gas in the pipeline consists of two components, namely, moisture, which is the main cause of hydrate formation, and the rest of it – mainly gaseous hydrocarbons. The loss of natural gas in the formation of solid gas hydrate is usually a negligible proportion of the gas flow through the pipeline. The scheme of the gas pipeline, on the inner walls of which a

gas hydrate layer is formed, is shown in figure 1.1.

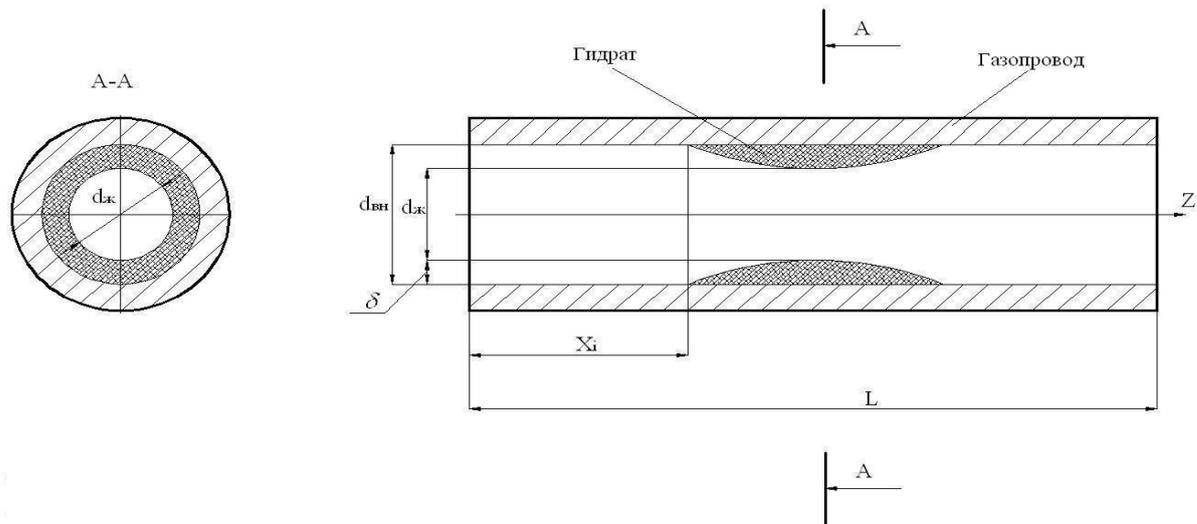


Figure 1.1 - Diagram of the gas pipeline, on the inner walls of which a gas hydrate layer is formed

$d_{вн}$ - internal diameter of the gas pipeline (mm); $d_{ж}$ - diameter of the live section (mm); z - direction of the gas pipeline axis; x_i is the starting point for hydrate formation (m); L - length of the section under consideration (m)

Therefore, it is logical to consider the mass flow rate of gas m_g along the entire length of the gas pipeline as constant $m_r = \text{const}$, then from the following equation

$$m_r = \rho_g \cdot v \cdot \pi \cdot d_{ж}^2, \quad (1.1)$$

where v is the velocity of the gas in the pipeline (m / s), ρ_g is the gas density (kg / m³), d_w is the radius of the live section of the pipeline (m), assuming in the first approximation that the live section of the gas pipeline is in the form of a circle, m_g is the gas flow rate (m³ / day).

Since the transport of gas can be accompanied by the deposition of gas hydrate, therefore, d_{zh} is a function of the coordinate x and time t . The coordinate x will be counted from the input section to the pipeline. For further analysis, we introduce the parameter $\delta = \delta(x, t)$, which determines the thickness of the gas hydrate layer near the pipeline wall with radius d_0 , then $d_{zh} = d_{0-\delta}$ contained in the flow with mass concentration k_w , can be in two aggregate states: mass

concentration k_1 and in the form of vapor in the gas phase with mass concentration k_2 . These concentrations are interrelated in this way:

$$k_w = k_1 + (1 - k_1) \cdot k_2, \quad (1.4)$$

where k_w is the mass concentration of the flow k_1 is the mass content of water in liquid form, k_2 is the mass content of water vapor.

Since the mass moisture content is very low, the formation of gas hydrate in some section of the gas pipeline leads to depletion of the flow of moisture and thus will help to reduce the rate of hydrate deposition. Therefore, according to the equation (1.5), the mass conservation is inversely proportional to the intensity of moisture absorption in the process of hydrate formation.

$$m_r \cdot \frac{dk_w}{dx} = -J_B, \quad (1.5)$$

where J is the intensity of moisture absorption in the hydrate formation process.

The intensity of moisture consumption for the formation of gas hydrate, referred to the unit length of the pipeline and the unit area of its inner wall, is described by equation

$$J_B = 2\pi \cdot \frac{d_{BH}^2}{4} \cdot j_B, \quad (1.6)$$

Let the mass intensity of formation of the gas hydrate per unit area be equal to j_h . Then the rate of increase in the thickness of the gas hydrate deposit on the inner wall of the pipeline can be determined as follows

$$\frac{\partial \delta}{\partial t} = \frac{j_h}{\rho_r}, \quad (1.7)$$

where j_h is the mass intensity of hydrate formation per unit area.

It is known that natural gas hydrate is a clathrate compound with a fixed component composition of a hydrate - forming mixture of gases and water. Therefore, the intensity of formation of the gas hydrate and the consumption of moisture for hydrate formation should be related to the "stoichiometric" condition given in equation

$$j_B = (1 - k_g) \cdot j_h, \quad (1.8)$$

where k_g is the mass concentration of gas in the gas hydrate composition.

In the process of hydrate formation, the nature of the change in temperature is important. The equation of temperature variation along the pipeline, taking into account the thermal effects of condensation of moisture vapor, can be written in the form

$$m_r \cdot C_p \frac{T_{\text{газ}}}{dx} = \frac{m_r}{\rho_r} \frac{dp}{dx} + m_r \cdot l_B \cdot \frac{dk_1}{dx} - Q, \quad (1.9)$$

where C_p is the specific heat of the gas (J / K), l_B is the latent heat of water vapor formation, m_r is the gas mass flow rate (kg / hour), $T_{\text{газ}}$ is the gas temperature (K).

The intensity of heat removal is determined as follows

$$Q = 2\pi \cdot d_{\text{ж}} \cdot q, \quad (1.10)$$

where Q and q are the heat removal rates, referred respectively to the unit length of the pipeline and the unit area of its wall.

As it was already noted earlier, the formation of a gas hydrate can occur in two ways. The former is called the heat balance regime, realized when a sufficient amount of gas and water are supplied to the surface of the hydrate. Therefore, the intensity of formation of a solid hydrate is limited only by the intensity of heat removal from the surface of phase transitions (the surface of the hydrate).

In this case, it is assumed that the temperature of the surface of the TST phase transitions is equal to the equilibrium temperature of the hydrate formation of T_g , which is a function of the gas pressure p in the flow p ($T_g = T_g(p)$). Consequently, the intensity of the gas hydrate deposition in this regime will be determined from the heat balance condition on the surface of the gas hydrate layer, which can be written as follows

$$l_s j_h = q_1 - q, \quad (1.11)$$

where l_s is the specific heat of the phase transition in the formation of the hydrate, q_1 is the heat flux from the inner surface of the gas hydrate layer to the surrounding soil.

It was assumed that over the entire length of the pipeline, where the conditions for the formation of the gas hydrate are met, the deposition occurs in accordance with the first regime. However, as the results of have shown, this assumption overestimates the intensity of the obliteration processes.

For the second mode, accompanied by a lack of moisture, it was believed that the intensity of gas hydrate deposition is fully limited by the process of moisture entering the surface of the gas hydrate layer. Under the condition that the surface temperature T_m and the gas dew-point temperature $T_{m,p}$ should satisfy the inequality $T_m < T_{m,p}$, then the existence of a gas hydrate is possible. corresponding to the pressure p in the flow. To determine the intensity of moisture saturation of the gas hydrate surface, it was additionally assumed that its concentration in the gas phase near the hydrate surface is zero ($k_w = 0$).

In accordance with this hypothesis, the internal surface of the hydrate will be adsorbing, where the incoming moisture instantly becomes a hydrate.

1.2. Determination of a section of a gas pipeline subject to wall obliteration

Sufficient conditions for the formation of hydrates on the walls of the pipeline are the following: the presence of droplet liquid in the gas stream near the wall of the pipeline; the temperature of the pipeline wall should not be higher than the equilibrium temperature of the formation of hydrates.

According to the first condition, the formation of hydrates can occur at those sections where the gas temperature near the pipeline wall is below the dew point temperature for moisture contained in the gas.

Let us assume that the partial pressure of the vapor in the flow is p_v . If there are droplets of water in the stream, then the vapor-drop mixture is in a state of phase equilibrium, then the partial vapor pressure p_v will be equal to the equilibrium water saturation pressure $p_{ws}(T_{cm})$ for the current temperature T_r . The dependence of the saturation pressure on temperature is well approximated by expression

$$p_{ws} = p_w \exp\left(\frac{-T_w}{T_{cm}}\right), \quad (1.12)$$

where p_w and T_w are empirical parameters having the dimension of pressure and temperature.

On the other hand, the vapor partial pressure in the flow is described by the Mendeleev – Clapeyron equation

$$p_B = \rho_B \cdot R_B \cdot T_\Gamma, \quad (1.13)$$

where ρ_B is the average vapor density in the stream (kg / m³), R_B is the reduced gas constant for water vapor (J / kg * K), T_{cm} is the wall temperature of the gas pipeline (K).

$$p_g = \rho_g \cdot R_g \cdot T_{cm}, \quad (1.14)$$

where p_g is the gas density (kg / m³), R_g is the reduced gas constant, (J / kg * K).

In addition, for the entire gas flow as a whole, it is also possible to write the Mendeleev – Clapeyron equation. Then, taking into account that p_{gp} , we obtain

$$p_w \exp\left(-\frac{T_w}{T_{cm}}\right) = \frac{k_2 \cdot p \cdot R_B}{R_g}, \quad (1.15)$$

where $k_2 = \frac{\rho_B}{\rho_g} \cdot \rho_g$

Let the steam at the inlet to the pipeline be dry, i. E. The condition $k_{v0} < k_v$. is satisfied.

$$k_v = \frac{p_w \cdot R_g}{p \cdot R_B} \exp\left(-\frac{T_w}{T_0}\right), \quad (1.16)$$

where k_{v0} and k_v are respectively the actual vapor concentration at the pipeline inlet and the equilibrium concentration corresponding to temperature T_0 and pressure p at the pipeline inlet section, where T_0 is the ambient temperature. Then TP near the wall will occur in a section where the condition

$$p_w \exp\left(-\frac{T_w}{T_{cm}}\right) = \frac{k_{v0} \cdot p \cdot R_B}{R_g}, \quad (1.17)$$

The lowest value of the temperature, which can be realized on the inner wall of the pipeline, is equal to the temperature of the surrounding soil.

Therefore, if the mass content of steam at the inlet corresponds to the condition,

$$k_{v0} = \frac{p_w \cdot R_g}{p \cdot R_B} \exp\left(-\frac{T_w}{T_{cm}}\right), \quad (1.18)$$

then, the gas temperature does not reach the dew point, and thus the formation of hydrates does not occur all along the pipeline.

After the dew point, it is necessary to follow the change in the wall temperature of the pipeline T_{cm} . The dependence of the equilibrium temperature of hydrate formation T_g on the pressure p is usually approximated

$$T_r(p) = T_h \cdot \ln\left(\frac{p}{p_{s0}}\right) + T_r, \quad (1.19)$$

where T_h is an empirical parameter having a temperature dimension and depending on the composition of natural gas, p_{s0} is the equilibrium pressure of hydrate formation (MPa).

Thus, when a dew point approaches the wall of the pipeline to form a gas hydrate, the condition

$$T_{cm} \leq T_r, \quad (1.20)$$

The disadvantages of the presented technique are that this version of the calculation requires a large amount of data, and does not allow to determine with sufficient accuracy the amount of the necessary inhibitor to prevent the formation of hydrate.

1.3 Analysis of methods for calculating the formation of hydrates in main pipelines and process pipelines of compressor stations during the starting period after hydrotesting

It is known that the most unstable technological regimes of gas flow in pipelines occur during the start-up and shutdown of gas pumping units, as well as after hydrotesting.

Let's consider the technique, which is given further. When operating the main pipelines in the start-up period, the formation of hydrated plugs is often

observed. They often appear because of insufficient removal of water from the gas entering the gas pipeline. Over time t the film from the walls evaporates completely, and the length of the section of the drained tube $l(t)$ increases.

At $x > l(t)$, where the gas is saturated with moisture to equilibrium values; both the evaporation of the water film and its growth are possible. Let δ_0 be the initial thickness of the water film on the pipes of diameter D , the saturation of the gas is denoted by W_0 , the pressure and temperature changes along the path are $p(x)$ and $T(x)$. Then, from the equation of material balance, we obtain an equation describing the change in the value of $l(t)$ from the flow function.

$$l(t) = \frac{Q_t [W(x) - W_0]}{\pi D \delta_0 \rho_B}, \quad (1.21)$$

where $W(x)$ is the equilibrium moisture content of the gas at the point x (g / m³), ρ_B is the density of the water film on the pipe walls before the gas pipeline is started (kg / m³).

In the gas pipeline sections $x > l(t)$, depending on the value of the equilibrium moisture content $W(x)$ and the thermobaric conditions, condensation of vapors on the pipe walls or evaporation of the water film occurs.

For an analytical description of the dynamics of this process, we consider the nature of the change in the moisture saturation in the cross sections x and $x + dx$

The change in the film thickness $\delta(x, t)$ is expressed by the equation

$$Q_t [W(x) - W(x + dx)] = \rho_B \frac{\pi}{4} [D^2 - (D - 2\delta(x, t))^2 dx], \quad (1.22)$$

where ρ_B is the density of water in the equilibrium phase in section x with gas (liquid, ice, hydrate). After the transformation, we find

$$\delta(x, t) = \frac{1}{2} \left[D - \sqrt{(D - 2\delta_0)^2 - \frac{4Q_t}{\pi\rho_B} \cdot \frac{dW}{dx}} \right] \quad (1.23)$$

It follows from (1.23) that the value of $\delta(x, t)$ decreases (the evaporation of the water film) if the derivative on the right-hand side is greater than zero and vice versa.

Let us consider the case of condensation on the walls of pipes of moisture from a gas stream. We assume that at a certain mark x of the pipeline route, the gas transport conditions favor the formation of hydrates, that is, the condensed moisture passes into the hydrate phase. Then, neglecting the value of δ_0 , in comparison with D , we have the following dependence

$$\delta(x, t) = \frac{1}{2} \left[D - \sqrt{D^2 - \frac{4Q_t}{\pi\rho_B} \cdot \frac{dW_\Gamma}{dx}} \right], \quad (1.24)$$

where ρ_B is the density of water in the hydrate phase, W_d is the saturation of the gas in equilibrium with the hydrate.

The maximum thickness of the hydrate layer will be observed when the boundary of the "dry" zone of the pipe $l(t)$ is close to the considered mark x_i . Combining equations (1.22) and (1.24), we find

$$\delta(x, t) = \frac{1}{2} \left[D - \sqrt{D^2 - \frac{4D\delta_0 l \rho_B}{\rho_B [W_\Gamma(l) - W_0]} \cdot \frac{dW_\Gamma}{dx}} \right] \quad (1.25)$$

The obtained ratio shows that the maximum thickness of the hydrated film does not depend on the gas flow rate. It is determined by the conditions of gas transport, the length of the section l and the thickness of the initial water film δ_0 on the walls of the pipes.

Analysis of equation (1.25) shows that the total overlap of the cross sections by the hydrate phase ($[2\delta]_m = D$) is possible under condition

$$\delta_0 = \frac{D [W_\Gamma(l) - W_0] \rho_B}{4l \left(\frac{dW_\Gamma}{dx} \right) \rho_B}, \quad (1.26)$$

The total overlap of the pipe section on the mark in question will occur after a time t calculated from equation (1.27)

$$t = \frac{\pi D^2}{4Q \left(\frac{dW_\Gamma}{dx} \right)}, \quad (1.27)$$

On the basis of the analysis of work, a dependence was established for determining the time t for the complete overlap of the gas pipeline with a hydrate.

This dependence was applied in its model and algorithm, to determine the time t of the complete overlapping of the pipeline by the hydrate.

On the basis of the analysis of work the dependence for determination of time t of full overlapping of the gas pipeline by hydrate is established. This dependence was applied in its model and algorithm to determine the time t of complete closure of the gas pipeline with hydrate. In addition, in this technique, no dependencies are given to determine the moisture content of the gas, which allows one to make a non-unambiguous conclusion not in favor of this technique.

1.4 Determination of the boundaries of hydrate formation sites

The formation of hydrates is characterized by a disturbance in the operating mode of the main gas pipeline, which leads to a narrowing of the live section of the tube and, as it follows, an increase in the pressure drop at a certain site. In case of detection of a hydrate plug in the main gas pipeline, it is necessary to start measures to eliminate them, preventing the complete blocking of the gas pipeline with hydrates. Since the complete blocking of the cross section is one of the most difficult to eliminate very dangerous phenomena.

The curves characterizing the change of gas parameters during the formation of hydrate plugs in the pipeline were given (figure 1.2).

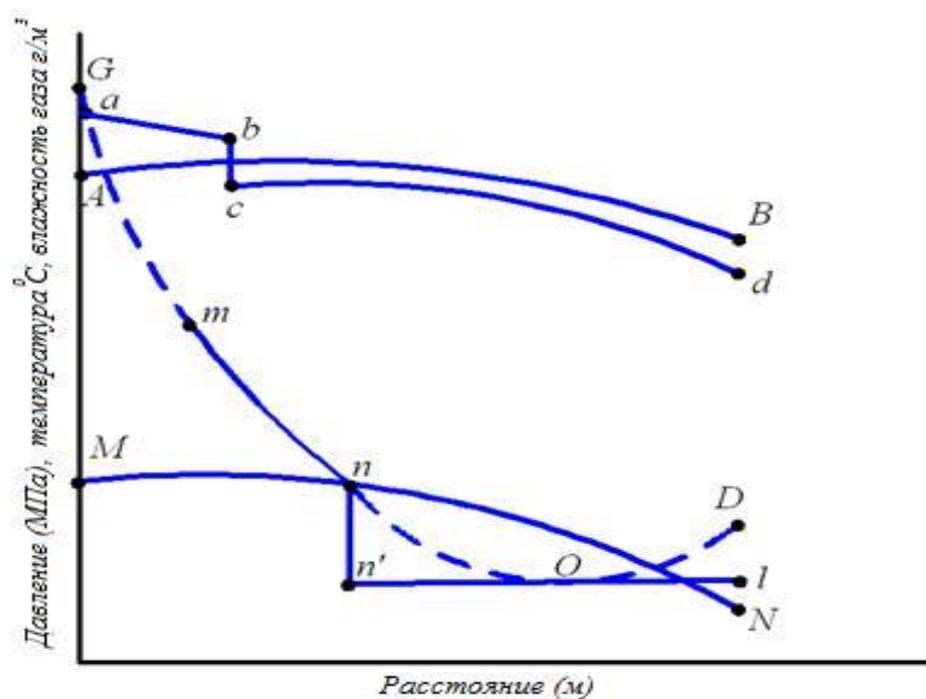


Figure 1.2 - Change in gas parameters when forming a hydrate plug in a gas pipeline

A-B - change in pressure in the gas pipeline to the formation of hydrate plug, abcd-pressure in the presence of hydrate plug, MN - equilibrium pressure,

GmnoD is the gas capacity of the gas in the pipeline, n'-l is the gas moisture content over the hydrate.

As a result, the elasticity of water vapor over the hydrates decreases and the moisture content of the gas decreases from point n to n'. The change in the pressure in the gas pipeline in case of not complete blockage by hydrates is characterized by the bcd curve. Change in gas parameters when two hydrate plugs are formed in the gas pipeline (Figure 1.3)

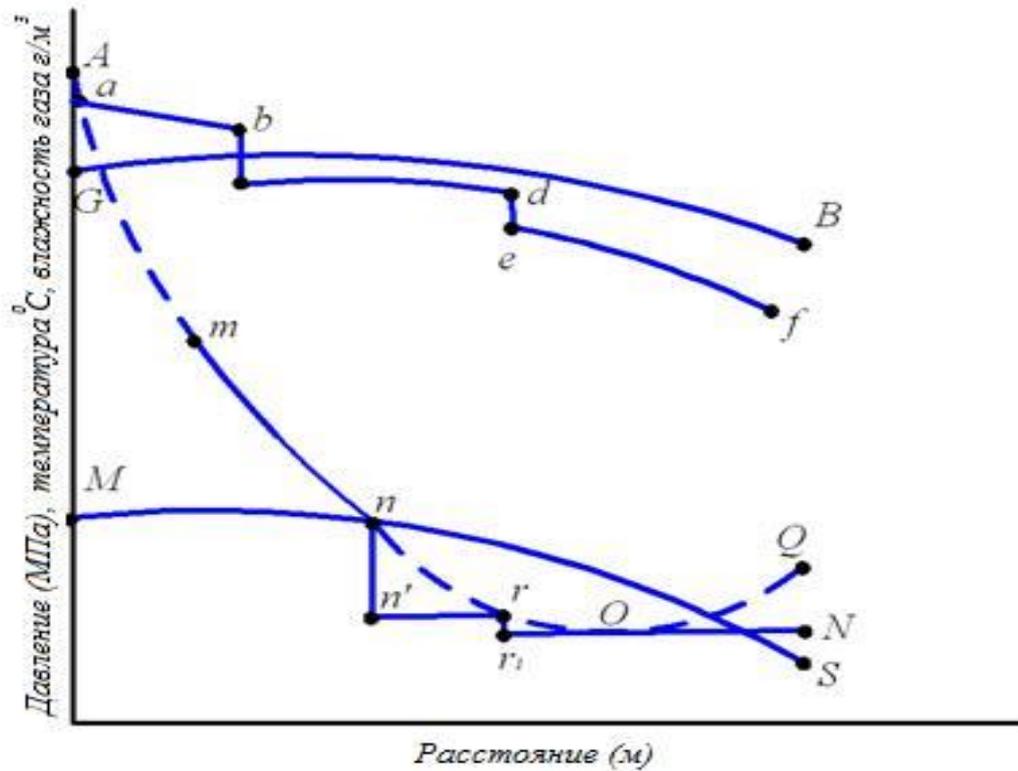


Figure 1.3 - Gas parameters change during formation of two hydrate plugs in a gas pipeline

A-B - change in pressure in the gas pipeline to the formation of a hydrate plug,

abcd f - pressure change in the presence of two hydrate plugs in the gas pipeline,

MnN is the equilibrium pressure, GmnrOQ is the gas capacity of the gas in the gas pipeline,

mnn'rr1S - the moisture content of the gas in the presence of two hydrate plugs in the gas pipeline

It is necessary to analyze the formation of hydrate between the two sites and determine the length of the continuous hydrate tube. Then, the volume of free gas, brought to the conditions of the gas pipeline, in the area from the valve 1 to the hydrate plug can be calculated from the following equation (1.28):

$$V = \frac{Q_1 p_0 T z}{p T_0}, \quad (1.28)$$

where V is the volume of free gas in (m^3), p_0 is the standard pressure (MPa), ($p_0 = 0.1MPa$), T_0 is the standard temperature (K), ($T_0 = 293K$), p is the gas pressure in the gas pipeline (MPa), T is the gas temperature in the gas pipeline (K), z is the gas supercompressibility coefficient, depends on pressure and temperature.

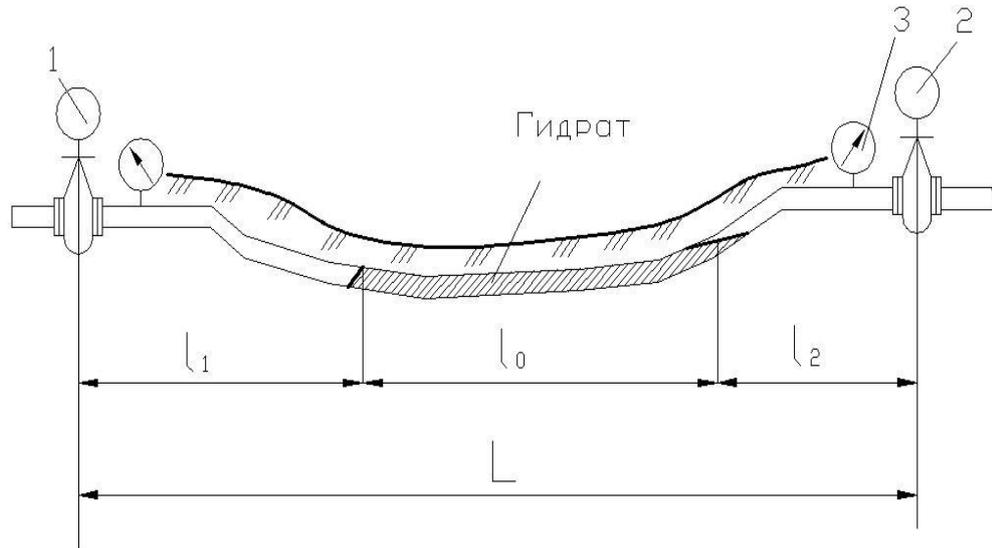


Figure 1.4 - Formation of a solid hydrate plug in a gas pipeline

1,2 - cranes, 3 - manometer, L - distance between two secant cranes, l_1 - distance from the inlet valve to the hydrate plug, l_0 - length of the solid hydrate plug, l_2 - distance from the hydrate plug to the output crossbar

$$l_1 = \frac{4Q_1 p_0 T z}{\pi p T_0 d_{BH}^2}, \quad (1.29)$$

where l_1 is the distance (m), d_{BH} is the internal diameter of the gas pipeline (m), Q_1 is the volume of free gas in this section, (m^3).

Similarly, over the area from the valve 2 to the hydrate plug, the distance is determined by the equation:

$$l_2 = \frac{4Q_2 p_0 T z}{\pi p T_0 d_{BH}^2}, \quad (1.30)$$

where l_2 is the distance from the valve 2 to the hydrate plug, Q_2 is the volume of free gas in this section (m^3).

Further, by equation (1.31), the length of the solid hydrate plug

$$l_0 = L - (Q_1 - Q_2) \frac{4Q_2 p_0 T z}{\pi p T_0 d_{BH}^2} \quad (1.31)$$

where L is the distance between the cranes 1 and 2 (m),

The volume of the hydrate is calculated by the equation

$$V_0 = \frac{\pi p T_0 d_{BH}^2 l_0}{4}, \quad (1.32)$$

Thus, the length of the solid hydrate plug can be determined with a sufficient degree of accuracy. Knowing its length and the area on which the hydrate was formed, it is possible to weld a methanol supply nozzle in the required quantity in the given section in order to eliminate the hydrates.

In the future, in order to prevent the formation of hydrates in the main gas pipeline, it is necessary to install separating devices, called chambers, with a rupture of the jet in this area (Figure 1.5). They are widely used in the gas industry. They are usually placed on the uplifted section of the main gas pipeline.

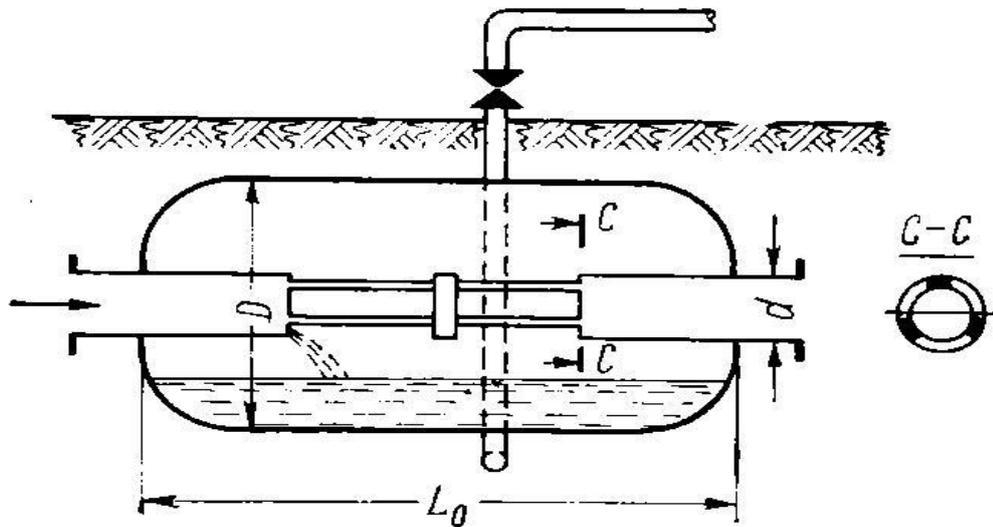


Figure 1.5 - The chamber with a rupture of a jet

The value of L_0 in chambers with a jet rupture is assumed to be 1-1.2 m,

Meter of the camera body $D = (10 - 15) * d$; d - the internal diameter of the flow lines of the loop is not more than 2 m.

1.5 Analysis of the mechanism of hydrate formation in the case of a partial reduction in the live section of the pipeline by hydrates

With partial overlap of the gas pipeline with hydrate, it is established that to exclude the hydrate plug from the zone, the gas can be rectified to any point. The volume of hydrates in this case is determined by the equation

$$V_0 = \frac{\pi d_{\text{BH}}^2 l_0}{4} - Q \frac{p_0}{T_0}, \quad (1.33)$$

where p is the gas pressure in the gas pipeline (MPa), T is the gas temperature in the gas line in (K), d_{ww} is the inner diameter of the gas pipeline (m), L is the distance between the cranes (m), Q is the free gas volume in the section (m³).

The degree of filling of the gas line with hydrates is then determined by equation

$$\varepsilon = \frac{L}{l_0} - \frac{4\pi p T z Q_1}{\pi l_0 p T_0 d_{\text{BH}}^2}. \quad (1.34)$$

The method of partial pressure reduction in the gas pipeline is recommended in several cases,

- 1) in conditions of partial overlap of the pipeline,
- 2) when the volume of the gas pipeline between the cranes is comparable to the volume of the formed hydrate.

A prerequisite for using this method is to reduce the initial pressure by no more than 20%. Since the reduction of gas pressure below equilibrium leads to intensive decomposition of hydrate and freezing of released water, which can subsequently lead to a rupture of the gas pipeline.

The process of eliminating water that has passed into the ice phase in a gas pipeline is much more complicated than a hydrate. Therefore, it is recommended to apply this method in exceptional cases.

1.6 Overview of methods for preventing hydrate formation

All the methods of prevention used are based on a change in the energy ratio of molecules of natural gas and water.

Figure 1.6 shows a diagram of the most common methods for preventing hydrate formation. The use of this or that method depends on the condition and place of hydrate formation in the technological system of gas production and transport.

Entering the inhibitor is the most common method of counteracting the formation of hydrates, which allows localizing the formation of hydrates in a gas pipeline. The essence of the prevention of hydrate formation by the method of introducing inhibitors is as follows. The inhibitor introduced into the gas stream absorbs vaporous moisture and, together with the free water condensed by cooling the gas, forms a solution. The elasticity of water vapor, and accordingly, the temperature of the dew point decreases. This reduces the equilibrium temperature of hydrate formation. The introduction of an inhibitor into the pipeline is widely used on main gas pipeline.

Drying by adsorption and absorption and low-temperature separation (NTS).

Drying by adsorption methods consists in the selective absorption of water molecules from the gas by the pores of the surface of the solid adsorbent, followed by their extraction from the pores through the use of external influences. The disadvantage of this process is the need to regenerate the adsorbent, due to its rapid saturation and loss of adsorption properties.

The absorption method is based on the use of special reagents absorbing moisture in the gas with direct contact inside the drying plant. The disadvantage of this method is the complexity in terms of recovery technology, the properties of the absorber of the absorbent moisture.

Low-temperature gas separation (NTS) is the process of cooling the gas at a constant pressure. In the course of the process, excess moisture condenses and is removed, and the TP of the gas decreases. The disadvantage of the process is the

need to maintain constant pressure and a sufficiently low temperature, regardless of the ambient temperature.

The method of controlling the formation of hydrates by reducing the pressure is that the gas pressure is maintained below the hydrate formation pressure and below the decomposition pressure. Disadvantages of this method, the need for constant maintenance below the pressure of hydrate formation, as well as poor suitability under operating conditions.

1.7 Evaluation of ways to combat hydrate formation

Introduction of hydrate inhibitors in gas pipelines. As inhibitors can be used: methyl alcohol (methanol), a solution of diethylene glycol (DEG), triethylene glycol (TEG) and a solution of calcium chloride. Methanol (CH_3OH) was widely used to fight and eliminate the already formed hydrate plugs.

The greatest effect is achieved by the forced supply of a significant amount of inhibitor (methanol) to the gas pipeline in volumes (800 – 1200 l) in a rather short time (1 – 2 h), but if you use the program of calculation from work, the amount of the spent inhibitor (methanol) can be reduced.

To feed methanol into main gas pipeline, one of the methods described below is used.

Method of feeding methanol through the pressure valving with pressure drop for a linear valve is the following:

The crane at the beginning of a site on which the difference was formed, is covered before creation of a pressure drop on the crane of 7 – 10 kg/cm².

The methanol-fueled mobile unit is connected via the lower drain pipe by a high-pressure hose to the manometer pipe, on the bypass behind the crane.

From above also through a high-pressure hose gas is supplied under pressure from the manometer to the valve. Methanol is thus compressed from methanolic in the pipe. At the same time, the time of supply of methanol to the pipe with a volume of 800 liters is approximately 60 minutes.

A significant disadvantage of this method is that methanol pouring takes considerable time. In addition, gauges even during pouring, are often clogged with hydrates or clogged, which complicates the supply of the inhibitor (methanol) to the gas pipeline.

The introduction of methanol into one of the line of the two-line transition. Sometimes methanol is poured through a pipe joint with a pump. At the end of the required amount of methanol supply, one of the transition line is switched on, and the second is switched off for several hours. After eliminating the overstated drop, and restoring the normal operation mode, connect the second line. The disadvantage of this method is large gas losses, when pressure is released into the atmosphere.

The method allows methanol to be poured into the gas pipeline with little time consumption without gas discharge. The shortcomings of the method include the need to use a high-pressure compressor and the availability of qualified personnel to service the compressor.

The mechanism of introducing methanol into the gas pipeline through special valves and outlets at the main cranes. Pouring methanol into the gas pipeline through special pipe valve at the main cranes is also carried out by mobile methanol unit. The methanol is produced by gravity; To accelerate the drain, you can create a differential pressure on the main crane.

Sequence of the operation when pouring:

- the drain pipe of the mobile methanolmeter is connected to the valve - outlet by means of a flanged connection or by another method ensuring tightness;
- a methanol meter is supplied with pressure through a high-pressure hose connected to a manometer nozzle of a linear valve;
- the valve is opened at the connection welded into the gas pipeline, then methanol is transferred to the gas pipeline on the methanol tank drain pipe.

The duration of the operation per 800 liter capacity is 20 minutes. The disadvantage of using this method is preliminary in cooking the fittings in the gas pipeline.

This method is the most effective, since it allows rapid supply of large amounts of methanol to the gas pipeline without the use of scarce equipment (high-pressure compressors) and does not require additional personnel for maintenance.

The temperature of hydrate formation is determined from the graphs presented in the first chapter. The amount of methanol saturating the water, condensed from the gas, and the amount of methanol contained in the gas phase. Along with methanol, CaCl_2 calcium chloride has also recently been used to prevent the formation and elimination of hydrates. Which is much cheaper than methanol, is less deficit. In addition, calcium chloride is not toxic and work with it is not dangerous.

However, the preparation of a solution of calcium chloride requires the construction of a special installation, in connection with which, its application in road conditions is very difficult. Therefore, at the present time, calcium chloride for main gas pipeline is not used, but is widely used to prevent and eliminate hydrate plugs in gas fields and underground gas storages. It can also be used in gas drying plants.

Method of destruction of hydrates by means of pressure reduction. Reducing the pressure when forming a hydrate plug leads to the decomposition of the hydrate. The pressure is reduced as follows: disconnect the section of the gas pipeline in which the plug was formed, and through the to clean the plugs on both sides of the plug, the gas is discharged into the atmosphere from it. The gas should be thrown off gradually, not allowing at least a slight drop. To do this, manometers are installed on the crane bypasses, and a reliable connection is created between the cranes. The wound was applied by unilateral discharge of gas between one of the valves and a hydrate plug. However, such a method can not be recommended, since there were cases when the unilateral gas pressure with the force shifted the plug, and the hydraulic shock resulting in damage to the crane. Reducing the pressure gives a positive effect when eliminating the hydrate plug formed at positive temperatures. At negative temperatures, this method does not work.

Method of destruction of hydrates by increasing the temperature of the hydrate. We can consider the method of hydrate destruction by increasing the temperature of hydrate. To destroy the hydrate in the gas pipeline by raising the temperature, it is necessary to deliver a certain amount of heat to the hydrate formation zone with the help of a coolant (water).

The destruction of hydrate with water should be arranged in such a way that the final temperature of the decomposition field was above 0°C .

Based on Fig. 1.7, the amount of water is insignificant, but depends on the type of hydrate, and the data shown in the figure are recommended for determining the amount of water necessary to destroy natural gas hydrates.

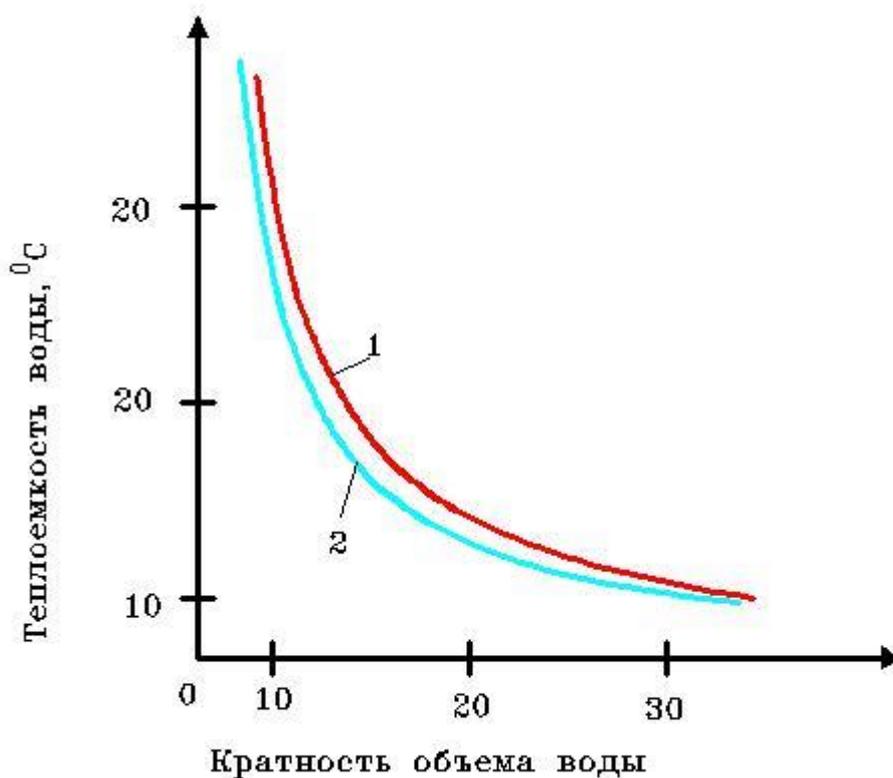


Figure 1.7 - Decomposition of methane and natural gas hydrates with water
1 - methane, 2 - natural gas with an air density of 0.6

Conclusions to chapter 1

Based on the literature review presented in this chapter, the main causes of hydrate formation in main gas pipeline have been noted, as well as an analysis of methods for preventing and eliminating hydrates in these systems. The main goals and objectives of the research are formulated:

1. Develop a program for early diagnosis and monitoring of moisture condensation sites, and prevent hydrate formation at the main gas pipeline.
2. Incorporate in the program calculation methodology hydrate formation during the starting period after hydrotesting.
3. Develop an algorithm that allows implementing the program in the regular monitoring systems of the main gas pipeline to diagnose and monitor moisture condensation and prevent hydrate formation.
4. Practically implement the results of the study and the developed program, for early diagnosis and monitoring of moisture condensation sites, and prevent hydrate formation on main gas pipeline.