



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
ООП/ОПОП: Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти,  
газа и продуктов переработки  
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
<b>«Организационно-техническое обеспечение безгидратной эксплуатации газопроводов высокого давления»</b>

УДК 622.692.4:622.279.72

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Полюго Ксения Андреевна		07.06.2023

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н.		07.06.2023

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		26.05.2023

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		18.05.2023

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н.		07.06.2023

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
<b>ПК(У)-6</b>	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов



Перечень графического материала	Технологическая схема магистрального газопровода
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Т.Г., доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.02.2023
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.02.2023

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Полуго К.А.		07.02.2023

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б91	Полюго Ксения Андреевна

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделения нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: - Материально-технические ресурсы: 5575 руб. - Затраты на специальное оборудование: 57000 руб.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: -30 % премии к заработной плате -20 % надбавки за профессиональное мастерство -1,3 – районный коэффициент для расчета заработной платы.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общая система налогообложения в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 30%.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения работ по врезке отвода в магистральный газопровод с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Определение потенциальных потребителей. Анализ конкурентных технических решений. SWOT - анализ
<i>2. Планирование и формирование бюджета научного исследования</i>	Планирование и выделение этапов проекта. Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИИ
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности научного исследования</i>	Проведение оценки ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	03.02.2023
---	------------

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		03.02.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Полюго Ксения Андреевна		03.02.2023

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б91	Полюго Ксения Андреевна

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделения нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p><b>Введение:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</li> </ul>	<p><i>Объектом исследования:</i> магистральный газопровод, предназначенный для транспортировки углеводородов. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности.</p> <p><i>Область применения:</i> магистральный газопровод высокого давления для транспортировки газа.</p> <p><i>Рабочей зоной</i> при производстве работ является полевые условия. Работы производятся в дневное время суток. При работе с метанолом могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия трубопроводного транспорта газа. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОСТ Р 56352-2015. Нефтяная и газовая промышленность. Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности.</li> <li>2. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426-ФЗ (последняя редакция).</li> <li>3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности объектов сжиженного природного газа».</li> <li>4. ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой).</li> <li>5. ГОСТ 33935-2016. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Безопасные для здоровья человека условия пребывания и пользования зданиями и сооружениями</li> </ol>
--	---

<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциальных вредных и опасных факторов</li> <li>– Обоснование мероприятий по снижению воздействия ОВПФ</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего</li> <li>– Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны</li> <li>– Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения</li> <li>– Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися</li> <li>– Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования</li> <li>– Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением</li> <li>– Взрывоопасность и пожароопасность</li> <li>– Производственные факторы, связанные с электрическим током</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p><b>Воздействие на биосферу:</b> загрязнение почвы и водных объектов горючесмазочными материалами и химикатами.  <b>Воздействие на литосферу</b> повреждением почвенно-растительного покрова изъятием земель.  <b>Воздействие на гидросферу:</b> загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод.  <b>Воздействие на атмосферу:</b> загрязнение воздуха парами природного газа при утечке.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– разгерметизация оборудования приводящих к возникновению взрыва;</li> <li>– выброс паров природного газа с последующим воспламенением;</li> <li>– взрыв паров природного в ограниченном пространстве.</li> </ul> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> разгерметизация трубопровода.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	_07.02.2023 г.
--	----------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.			07.02.2023 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Полуго К.А.		07.02.2023 г.

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)**  
**Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»**  
**ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»**  
**Уровень образования бакалавриат**  
**Отделение нефтегазового дела**  
**Период выполнения** осенний / весенний семестр 2021/2023 учебного года

**Форма представления работы:**

бакалаврская работа
---------------------

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	<i>Введение</i>	5
26.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	15
08.03.2023	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
24.03.2023	<i>Расчет условий гидратообразования магистрального газопровода высокого давления</i>	20
29.04.2023	<i>Технологии защиты газопровода от гидратных отложений и расчёт необходимого количества ингибитора гидратообразования</i>	20
14.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2023	<i>Заключение</i>	5
10.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

**Составил преподаватель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.06.2023

**Согласовано:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н.		07.06.2023

## Определения, обозначения и сокращения

### Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**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) или жидкости. В технике под адсорбцией обычно понимают поглощение на поверхности твердого тела (адсорбента).

**Газоперекачивающий агрегат:** Технологическое устройство, включающее привод и нагнетатель, предназначенный для повышения давления в магистральном газопроводе.

**Газопровод:** трубопровод, транспортирующий природный газ.

**Единая система газоснабжения:** производственно-технологический комплекс, состоящий из объектов добычи, транспорта, переработки и подземного хранения газа.

**Газотранспортная система:** Совокупность взаимосвязанных объектов, состоящая из газопроводов с сопутствующими сооружениями и предназначенная для обеспечения газом потребителя.

**Ингибитор гидратообразования:** Вещества, предотвращающие образование гидратов углеводородных газов при их добыче, транспорте и подземном хранении, а также в процессах первичной обработки.

**Облитерация:** отложение газовых гидратов на стенке газопровода, что приводит к закупорке участка газопровода.

**Производительность газопровода:** Количество газа, пропускаемое по газопроводу в единицу времени транспорт газа: Подача газа из пункта его добычи, получения или хранения в пункт потребления.

**Диспетчеризация:** Централизация оперативного контроля и координация управления технологическими процессами приема нефти от производителей, перекачки нефти по магистральным трубопроводам, слива, налива, перевалки и сдачи нефти в пунктах назначения, формирование оптимальных по количеству и качеству грузопотоков нефти; обеспечение деятельности по реализации комплексных программ развития системы магистральных нефтепроводов, по определению приоритетности и координации работ по техническому обслуживанию и ремонту сооружений, систем, оборудования, по ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций на объектах магистральных нефтепроводов.

### Сокращения:

ГДО – гидратообразование;

					Определения, обозначения и сокращения	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГГ – гидраты газа;

ГТС – газотранспортная система;

МГ – магистральный газопровод;

ОДУ – объединенное диспетчерское управление;

ПГ – природный газ;

НТС – низкотемпературная сепарация

НТК – низкотемпературная конденсация

ПВК – программно-вычислительный комплекс

ОСОДУ ГТС – Объединенная система оперативно-диспетчерского управления газотранспортной системой

КС – компрессорная станция

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

МГ- магистральный газопровод

ДС – диспетчерская служба

					Определения, обозначения и сокращения	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 111 с., 32 рис., 38 табл., 54 источник.

**Ключевые слова:** магистральный газопровод, гидратообразование, осложняющие процессы, газовые гидраты, пропускная способность, природный газ.

**Объектом исследования** является модельный участок магистрального газопровода высокого давления.

**Цель работы** - разработать мероприятия по сохранению пропускной способности магистрального газопровода.

**Методология проведения работы:** в работе проведен аналитический обзор литературы, в котором были рассмотрены основные осложняющие процессы, связанные с гидратообразованием, их влияние на пропускную способность газопровода. Проведены расчеты условий гидратообразования в соответствии с требованиями разных типовых методик; необходимый расход ингибитора подаваемое в газопровод для предотвращения гидратообразования.

В результате исследования выявлены особенности транспортировки газа по магистральному газопроводу, определены методы обеспечения необходимой пропускной способности трубопроводов, произведен сравнительный анализ методов борьбы с гидратообразованием. Предложена оптимальная и эффективная методика по обеспечению безгидратной транспортировки газа по магистральным трубопроводам.

**Основные конструктивные решения:** применение полученных результатов исследования в профессиональной деятельности.

**Область применения:** объекты трубопроводного транспорта газа высокого давления.

**Значимость работы:** потенциальная эффективность рассмотренного технического решения связана с определением метода по сохранению необходимой пропускной способности

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной эксплуатации газопроводов высокого давления						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Реферат			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.	Полного К.А.									13	112
Руковод.	Чухарева Н.В.										
Консульт.											
Рук-ль ООП.	Чухарева Н.В.									Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91	

## Abstract

The graduate qualifying work contains 155 pages, 32 figures, 49 tables, 78 literature sources, 2 applications.

Keywords: gas pipeline, hydrate formation, complicating processes, gas hydrates, passing capacity, natural gas.

The object of the study is a section of the main pipeline-high-pressure water.

The purpose of the work is to develop measures to preserve the capacity of the main gas pipeline.

Work methodology: the paper provides an analytical review of the literature, which examined the main complicating processes associated with hydrate formation, their impact on the throughput of the gas pipeline. Calculations of hydrate formation conditions were carried out in accordance with the requirements of different standard techniques; the required consumption of the inhibitor supplied to the gas pipeline to prevent hydrate formation.

As a result of the study the peculiarities of gas transportation main gas pipelines, determined methods to ensure the necessary capacity of pipelines, carried out a comparative analysis of methods to combat hydrate formation. The optimal and effective methods for ensuring hydrate-free gas transportation through the main pipelines are proposed. Main constructive solutions: application of the obtained research results in professional activity.

Main design solutions: application of the obtained results of the study in professional activities.

Scope: high-pressure gas pipeline transport facilities.

Significance of the work: the potential effectiveness of the considered technical solution is related to the definition of the method of preserving the necessary throughput capacity

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной эксплуатации газопроводов высокого давления			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Полного К.А.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					14	112
Консульт.								
Рук-ль.ООП.		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

## Оглавление

Реферат .....	13
Abstract.....	14
Введение .....	17
1. Обеспечение бесперебойной поставки газа по промысловым и магистральным трубопроводам .....	19
1.1 Характеристика осложняющих процессов, связанных с изменением пропускной способности трубопроводов .....	19
1.1.1 Структура и состав кристаллогидратов.....	20
1.1.2 Условия формирования гидратных отложений в газопроводах .....	22
1.2 Очистка газа от газового конденсата на стадии подготовки газа к дальнейшему транспорту .....	25
1.3 Управление пропускной способностью газопроводов при развитии процессов гидратообразования.....	34
1.3.1 Технологии сохранения пропускной способности газопровода.....	36
1.3.2 Технологии восстановления пропускной способности газопровода .....	38
2. Характеристика объекта исследования.....	43
4.2 Природно-климатические условия местоположения объекта.....	43
4.3 Свойства транспортируемой среды .....	43
4.4 Технические характеристики участка трубопроводов .....	44
3. Технологический расчет.....	46
3.1 Расчет влажности природного газа .....	48
3.2 Расчет условий гидратообразования.....	54
3.3 Расчет пропускной способности газопровода.....	61
3.4 Расчет концентрации метанола .....	65
3.5 Алгоритм расчета определения зоны конденсации влаги в магистральном газопроводе и расход необходимого ингибитора гидратообразования .....	67
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	73
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	73
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	73
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	74

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной эксплуатации газопроводов высокого давления							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<b>Оглавление</b>							
Разраб.		Полного К.А.								Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.									15	112
Консульт.										Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		
Рук-ль.ООП.		Чухарева Н.В.										





**Целью** выпускной квалификационной работы бакалавра: сохранение пропускной способности магистрального газопровода.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие **задачи**:

1. Изучить основные факторы гидратообразования и рассмотреть основные технологии обеспечения безгидратной эксплуатации магистрального газопровода.
2. Представить характеристику объекта исследования и определить условия гидратообразования в соответствии с требованиями разных типовых методик для определения интервала термобарических факторов формирования фазового перехода при перекачке природного газа по трубопроводу.
3. Определить технологии защиты газопровода от гидратных отложений и произвести расчёт необходимого количества ингибитора гидратообразования.

**Объектом исследования является:** магистральный газопровод

**Предмет исследования:** технологии предотвращения гидратообразования в газопроводах высокого давления

**Область применения:** магистральный газопровод высокого давления.

**Практическая значимость работы:** потенциальная эффективность рассмотренного технического решения связана с обеспечением бесперебойного транспорта газа потребителю и снижение эксплуатационных расходов на обслуживание газопровода.

					Оглавление	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 1. Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам

Природный газ является главным элементом энергетического комплекса большинства экономически развитых стран Европы и всего мира. В структуре мирового потребления энергоносителей природный газ занимает 25% от общего объема потребления и находится на третьем месте после нефти и угля. С каждым годом на мировом рынке наблюдается рост потребления природного газа [1].

Трубопроводный транспорт является преобладающим в России, в следствие высокой надежности экономичности. Это объясняется как географической близостью потребителей газа и газовых месторождений, так и способностью компании обеспечить равномерную и непрерывную поставку газа по минимально возможной для компании стоимости энергетический затрат. Его протяженность по данным ПАО «Газпром» составляет 178,2 тыс. км. [2]. Данный вид транспорта является самым энергетически выгодным. Но несмотря на это, основной объем энергетических затрат приходится на него.

На сегодняшний день стратегическими объектами развития РФ представляет топливно-энергетическая база вечной мерзлоты. В данной области, согласно проведенным исследованиям сосредоточено примерно 60% природного газа. Одной из крупнейших проблем эксплуатация трубопроводного транспорта углеводородов в условиях вечной мерзлоты, является образование гидратов, которые являются причинами выхода из строя как всей технологической системы, так и закупорки проходных каналов газопровода [3].

### 1.1 Характеристика осложняющих процессов, связанных с изменением пропускной способности трубопроводов

Пропускная способность трубопроводов зависит от многих факторов, включая диаметр трубы, длину трубопровода, температуру газа и давление в трубопроводе. Однако, с течением времени, пропускная способность может уменьшаться из-за различных факторов, таких как:

— Накопление газового конденсата в трубопроводе. Газовый конденсат образуется при снижении температуры и/или давления газа. Он может накапливаться в низкоуровневых участках трубопровода, что приводит к уменьшению пропускной

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной эксплуатации газопроводов высокого давления			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Полного К.А.			Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					19	112
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		
Рук-ль ООП.		Чухарева Н.В.						

способности трубопровода.

— Коррозия трубопроводов. Коррозия может привести к образованию отложений на внутренней поверхности трубы, что также уменьшает пропускную способность.

— Образование гидратов. Гидраты образуются при взаимодействии газа и воды при определенных условиях давления и температуры. Они могут забивать трубопроводы, что ведет к значительному уменьшению пропускной способности.

Для обеспечения бесперебойной поставки газа необходимо контролировать эти процессы и принимать соответствующие меры для их предотвращения.

Формирование гидратных отложений в трубопроводе происходит при условии, если температура стенки трубопровода меньше температуры гидратообразования [4]. Отложения гидратов ведут к уменьшению пропускной способности трубопровода, что влечет за собой множество рисков, таких как:

1. Закупоривание трубопровода и оборудования;
2. Блокирование запорной арматуры;
3. Дополнительная загрузка компрессорных станций;
4. Дополнительные эксплуатационные затраты.

Гидратообразование является угрозой безопасности и снижением рентабельности всех технологических процессов транспорта природного газа.

### **1.1.1 Структура и состав кристаллогидратов**

Кристаллогидраты - это вещества, образующиеся в результате соединения молекул газа и воды. При этом вода формирует объемную кристаллическую решетку, в которой размещаются молекулы газа. Один метр кубический гидратов может содержать до 0,8 метра кубического объема воды и до 180 метров кубических природного газа при стандартных условиях. Процесс формирования гидратов зависит от давления, температуры, состава транспортируемой среды.

Структура кристаллогидратов классифицируется в зависимости от положения молекул воды в кристаллической решетке и структуры решетки. В нефтегазовой промышленности широко распространены два типа гидратов - тип I и тип II, в то время как гидраты типа H встречаются крайне редко.

Гидраты 1 типа - это соединения, в которых молекулы воды находятся в

					Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

водецентрических позициях (находятся внутри кристаллической решетки) и связаны со своими атомами гидратации ковалентными или ионными связями. Эти соединения устойчивы при нормальных условиях температуры и давления. Примеры гидратов I типа включают медный сульфат пятиводный  $\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$  и кальций хлорид двухводный  $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ . Они имеют простую структуру, состоящей из ячеек, содержащих два вида полостей: додекаэдрические и тетракайдекаэдрические. Меньшие додекаэдрические полости соответствуют малым полостям, а более крупные тетракайдекаэдрические полости - большим. Метан, этан, диоксид углерода и сероводород - наиболее распространенные вещества, образующие гидраты типа I. В гидратах  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  молекулы-гости могут находиться как в малых, так и в больших полостях, тогда как молекулы этана занимают только большие полости.

Гидраты II типа имеют сложную структуру, которая включает два типа ячеек - додекаэдрические и гексакайдекаэдрические. Кристаллическая структура гидратов II типа состоит из 136 молекул воды. Обычно гидраты II типа образуются веществами, такими как азот, пропан и изобутан.

Молекулы азота могут находиться как в больших, так и в малых полостях гидратов II типа, в то время как молекулы пропана и изобутана занимают только большие полости.

Таблица 1 Сравнительная характеристика гидратов I и II типа

	Тип I	Тип II
Количество молекул воды в одной ячейке решетки	46	136
Количество полостей в одной ячейке решетки:		
Малых	2	16
Больших	6	8
Теоретическая формула решетки:		
При заполнении всех полостей	$X \times 5^3/4\text{H}_2\text{O}$	$X \times 5^2/3\text{H}_2\text{O}$
Молярная доля гидратообразующего вещества	0,1481	0,0150
При заполнении только больших полостей	$X \times 7^2/3\text{H}_2\text{O}$	$X \times 17 \text{H}_2\text{O}$
Молярная доля гидратообразующего вещества	0,1154	0,0556
Диаметр полости:		
Малой	7,9	7,8

Продолжение таблицы 1

Большой	8,6	9,5
Объем одной ячейки каркаса, м <sup>3</sup>	1,728×10 <sup>27</sup>	5,178×10 <sup>27</sup>
Примеры гидратообразующих веществ	CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , C <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> , изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> , N <sub>2</sub>

Для образования гидратов Н-типа, которые имеют другую структуру, необходимы маленькие молекулы, такие как метан, а также гидрообразователи Н-типа. Структура гидратов типа Н включает три разновидности полостей: додекаэдрическую, неправильную додекаэдрическую и неправильную икосаэдрическую. В каждой элементарной ячейке гидратов типа Н содержится 34 молекулы воды.

Для образования гидратов типа Н необходимо присутствие двух таких веществ: 1) с молекулами малого размера, такого как метан; 2) с более крупными молекулами-гидратообразователями типа Н.

К гидратообразователям типа Н относятся следующие виды углеводородных соединений: 2-метилбутан, 2,2-диметилбутан, 2,3-диметилбутан, 2,2,3-триметилбутан, 2,2-диметилпентан, 3,3-диметилпентан, метилциклопентан, этилциклопентан, метилциклогексан, циклогептан и циклооктан. В составе природного газа эти компоненты встречаются редко. Фактически эти вещества обычно не учитывают при анализе химического состава газа.

### 1.1.2 Условия формирования гидратных отложений в газопроводах

Гидратообразование (ГДО) это осложняющий процесс, связанный с составом углеводородной среды и термобарическими условиями перекачки, который является опасным и трудноуправляемым. Не смотря на параметры качества принимаемого природного газа в газопровод и комплексную очистку газа на установках комплексной подготовки газа к дальнейшему транспорту, остаточная влага может присутствовать в перекачиваемой среде, что ведет к ГДО.

Для предотвращения проблем, связанных с уменьшением пропускного сечения трубопровода, выделяют основные условия формирования газогидратов (ГГ) при транспорт транспортировке природного газа (ПГ) по газопроводу на рисунке 1 [5].

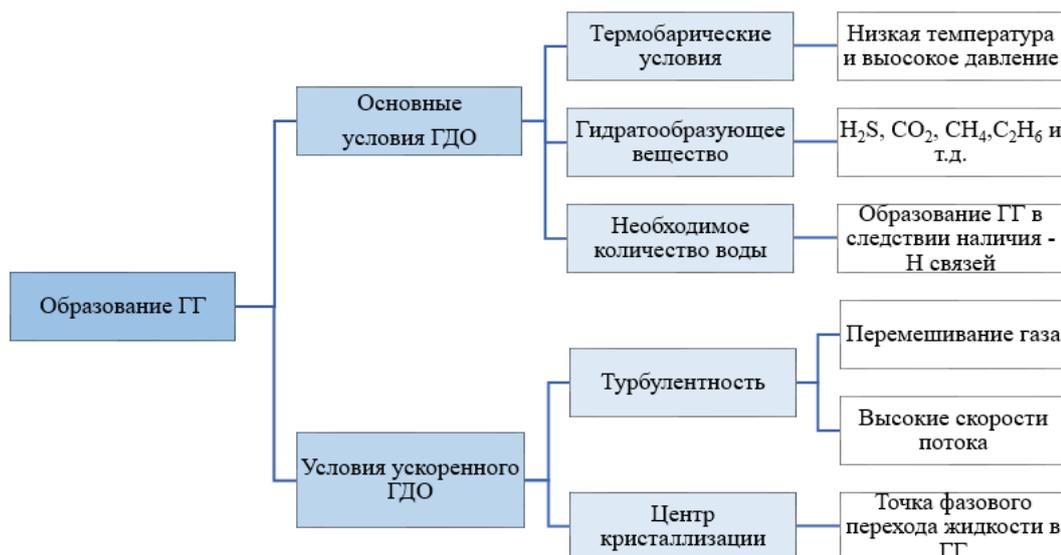


Рисунок 1 - Условия формирования гидратов природного газа

Главными условиями ГДО являются изменения термобарических условий.

- Давление природного газа может изменяться в следствии изменения его объема, при образовании в газопроводе трещин, свищей и др. дефектов, а также при изменении температуры. При подвержении газа, находящегося в насыщенном состоянии, изотермическому сжатию, происходит выделение воды. Контакт воды с газом, при устоявшихся термобарических условиях, ведет к ГДО.
- Изменение температуры транспортируемой среды может быть вызвано прохождением через сужающиеся участки газотранспортной сети и влиянием окружающей среды.

Прокладка магистрального газопровода согласно СТО Газпром 2-2.1-249-2008 [9] осуществляется при его заглублении от верхней образующей до поверхности грунта на глубину не менее 1,0 метра, при диаметре 1000-1400 мм. В данных условиях процесс гидратообразования связан с понижением температуры стенки трубопровода, в следствии промерзания грунта.

Глубина промерзания грунта регламентируется согласно СП 131.13330.2020 [10]. Согласно данному своду правил, глубина промерзания грунта составляет 0,8 м практически на всей территории РФ. Из этого следует, что не только при отрицательных температурах среды, может происходить образования кристаллогидратов при транспорте природного газа по МГ, что также является необходимым условием ГДО. В заданных условиях на стенках трубопровода происходит: конденсация воды в виде жидкой фазы; облитерация газогидратов, исходя из термобарических соотношений.

Для рассмотрения термобарических условий ГДО используют зависимость основных равновесных параметров P/T от относительной плотности (рисунок 2).

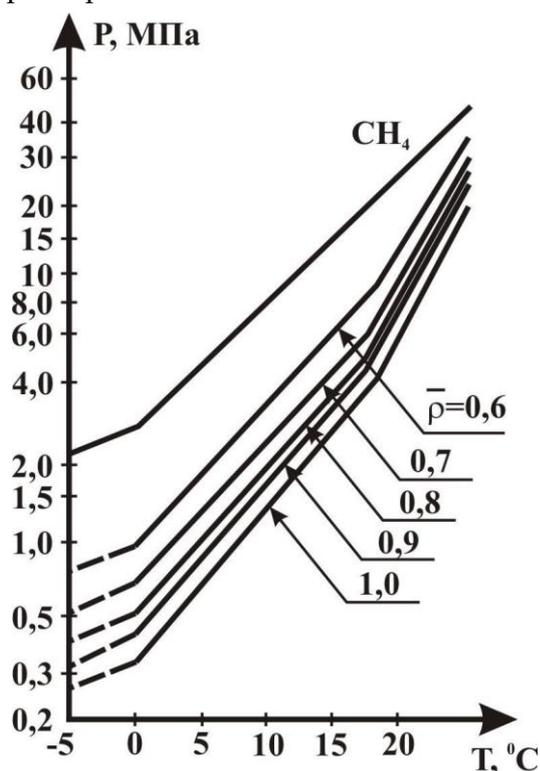


Рисунок 2 - Условия ГДО ПГ в зависимости от его относительной плотности.

На рисунке 2 можно наблюдать, что увеличение плотности газа прямо пропорционально увеличению температуры ГДО. Данная зависимость используется при определенном составе природного газа, приведенной в таблице 2 и применима только при условии участия компонентов ГДО в увеличении плотности перекачиваемой среды [17].

Таблица 2 - Состав эталонных газов для номограмм

Плотность газа (по воздуху)	Компоненты природного газа, об.%					
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5+в</sub>
0,6	92,67	5,29	1,38	0,182	0,338	0,14
0,7	86,05	6,06	3,39	0,84	1,36	2,30
0,8	73,05	13,40	6,90	0,80	2,40	3,00
0,9	67,98	17,77	11,18	1,50	4,14	3,43
1,0	57,71	17,45	13,30	2,10	6,40	6,04

- Наличие в составе газа H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> и других веществ, являющихся ускорителями ГДО, также является основной причиной образования газогидратов. Их наличие в транспортируемой среде может быть обусловлено подкачкой продукции от других транспортных компаний. Увеличение процентного содержания сероводорода и углекислого газа приводит к повышению равновесной температуры гидратообразования и

понижению равновесного давления [8].

Процессам моментального развития ГГ способствуют следующие явления: турбулентность и цент кристаллизации. Они усиливают ГДО, но не являются обязательными условиями.

- Формирование центров кристаллизации на границе раздела фаз газожидкостной смеси ведет к формированию ГГ. Центрами кристаллизации являются нарушения в теле трубы (сварные швы), фитинги и трубопроводная арматура (колена, тройники, фланцы и т.д.), запорная арматура (различные клапаны и задвижки). Кроме того, потенциальными центрами отложения гидратов являются участки, которые были загрязнены в процессе эксплуатации трубопровода и содержат включения шлама, окалины и песка.

- При транспортировке газа по трубопроводам высокого давления, образуется турбулентный режим течения жидкости. Турбулентный режим позволяет достичь высокой скорости движения газа и увеличение его пропускной способности при сохранении стабильности потока. Однако высокие скорости потока разделяют среду на газовую и жидкостную фазы, что увеличивает скорость ГДО.

Условия ускоренного ГДО, отмеченные на рисунке 1, делают дроссельную арматуру и теплообменные секции более уязвимыми, т.к.:

1. Вследствие эффекта Джоуля-Ленца температура сырьевого потока уменьшается при прохождении через дроссельную арматуру;
2. При уменьшении проходного сечения клапана скорость потока среды увеличивается;
3. В теплообменном аппарате происходит перемешивание газа.

Для недопущения отложения газогидратов необходимо проводить следующие мероприятия:

1. Проведение тщательной продувки газопровода перед вводом его в эксплуатацию;
2. Размещение конденсатосборников и продувочных патрубков в пониженных местах газопровода;
3. Своевременное удаление скопившейся жидкости;
4. Тщательная очистка ПГ на стадии подготовки к дальнейшему транспорту [6];
5. Контроль термобарических параметров.

## **1.2 Очистка газа от газового конденсата на стадии подготовки газа к дальнейшему транспорту**

### **Осушка природного газа**

					Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Осушка ПГ - это удаление влаги из природного газа, в целях предупреждения образования гидратов. При малом содержании влаги в транспортируемой среде вероятность образования гидратов снижается.

Осушку природного газа проводят не только в целях уменьшения риска возникновения гидратообразования. Так же удаление влаги из природного газа проводят для исключения образования коррозии. Кроме того, осушка газа позволяет повысить эффективность эксплуатации трубопроводных систем за счет уменьшения накопления жидкости в линейной части газопровода.

Существует три способа осушки природного газа. Наиболее распространенными являются следующие методы: 1) осушка жидкими поглотителями (гликолем); 2) осушка твердыми адсорбентами, такими как молекулярные сита; 3) осушка охлаждением.

Осушка природного газа оценивается по показателям точки росы, т.е. по температуре конденсации влаги в воде. Однако при точке росы в газе ниже 0 °С система находится в метастабильном состоянии и истинной точки росы не существует, т.к. твердая фаза воды, в данном случае, является стабильной.

#### *Осушка газа гликолем*

Одним из самых распространённых методов осушки контактно-регенеративный способ осушки природного газа жидким осушителем. Данный метод заключается в том, что влажный газ пропускается через раствор сорбента. Осушитель (регенеративный раствор) поглощает влагу из природного газа и отделяет ее. В результате на выходе получают осушенный газ, который отправляют обратно в систему транспортировки.

**Жидкие поглотители.** Некоторые жидкости обладают способностью поглощать влагу из потока природного газа. При этом всего несколько из них соответствуют всем критериям пригодности для промышленного использования, такими как:

- Жидкий поглотитель должен обладать высокой гигроскопичностью (т. е. сильное сродство к воде).
- Углеводородные компоненты природного газа должны иметь слабую растворимость в растворе поглотителя для уменьшения потерь полезного продукта и снижения выбросов углеводородов.

Поглотитель должен легко регенерироваться до высоких концентраций с целью повторного использования, обычно путем нагрева, при котором из него удаляется поглощенная вода.

					Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

- Поглотитель должен иметь очень низкое давление насыщенного пара для уменьшения потерь раствора через испарение.
- Поглотитель должен обладать высокой термической устойчивостью, в частности в условиях высоких температур в ребойлере.
- Используемые растворы не должны затвердевать в диапазоне температур, ожидаемых процессе осушки.
- Все жидкости должны быть неагрессивными по отношению к металлу узлов и агрегатов осушительного оборудования, особенно в паровом пространстве ребойлера, выпаренной колонне регенератора и нижней части абсорбера.
- Жидкие поглотители не должны вступать в химические реакции ни с одним из компонентов природного газа, включая двуокись углерода и соединения серы.

**Гликоли.** В промышленности широко используются органические соединения, называемые гликолями. Они обладают свойствами, пригодными для промышленного применения, включая более высокую температуру кипения, чем у воды, и низкое давление насыщенного пара. Однако эти свойства сопровождаются некоторыми ограничениями. При повышенных температурах гликоли разлагаются, что ограничивает максимальную температуру технологических процессов, особенно в ребойлере.

Для осушки природного газа чаще всего применяют моноэтиленгликоль (МЭГ), обычно называемый просто этиленгликолем (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ) и тетраэтиленгликоль (ТРЭГ). ТЭГ является наиболее широко используемым, так как обладает рядом преимуществ перед другими гликолями. ДЭГ имеет более высокое давление насыщенного пара, что приводит к большим потерям. ТЭГ обладает более слабым сродством к воде, что снижает точку росы. У ТРЭГ стоимость выше, а вязкость больше, что приводит к увеличению затрат на перекачку. Однако у ТРЭГ давление насыщенного пара ниже, что обуславливает меньшие потери.

С другой стороны, у ТРЭГ ниже давление насыщенного пара и, соответственно, меньше потери.

*Описание технологического процесса.*

Существует двухступенчатый процесс осушки газа жидким поглотителем. Первая ступень заключается в поглощении влаги из газа в ступенчатой колонне, в то время как на второй ступени раствор регенерируется в другой колонне. Затем раствор возвращается в первую колонну для удаления влаги из последующих порций сырого газа. Упрощенная

					Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

технологическая схема процесса осушки природного газа гликолем представлена на рисунке 3.

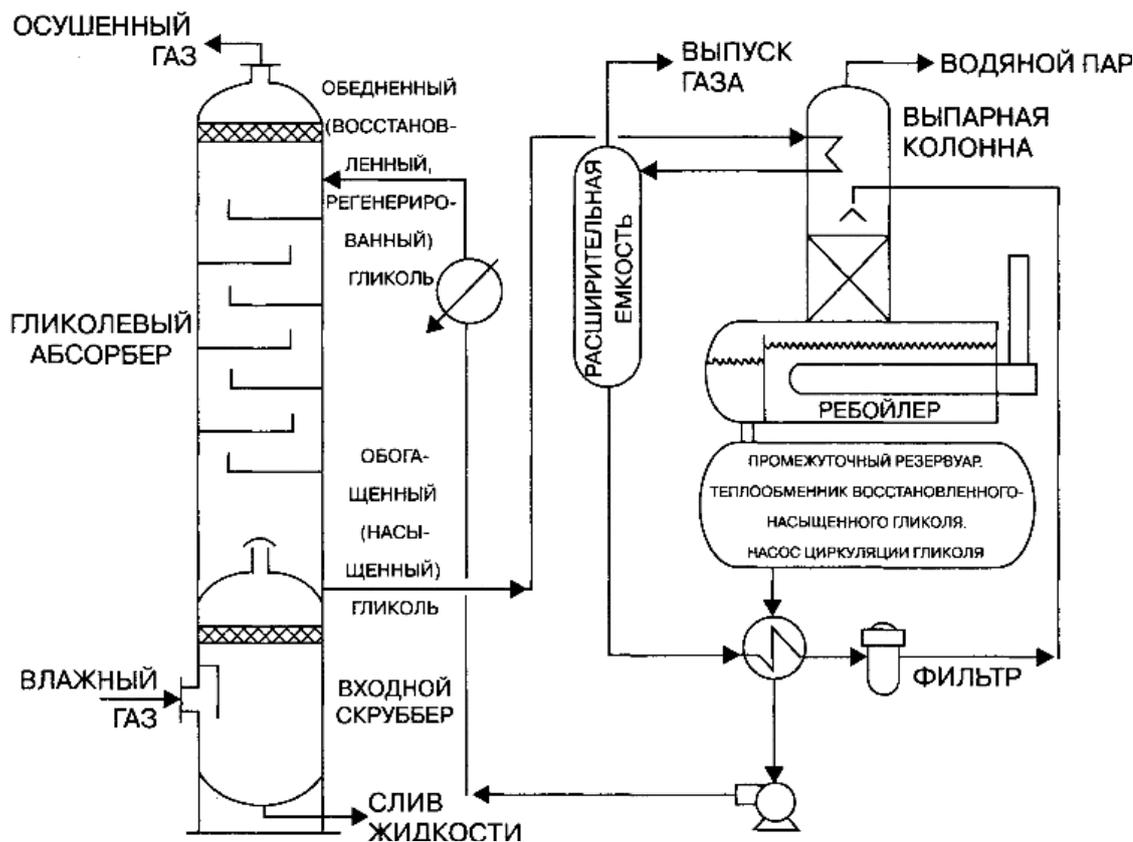


Рисунок 3 – Технологическая схема установки осушки газа жидким поглотителем (гликолем)

Установка осушки природного газа ТЭГ работает при относительно высоком давлении со стороны абсорбера и низком давлении со стороны регенерации. На стороне высокого давления размещаются гликолевый абсорбер и входной сепаратор, в то время как на стороне низкого давления расположены регенератор и расширительная емкость со вспомогательным оборудованием.

Первая ступень процесса осушки природного газа заключается в полном удалении свободной жидкости из газового потока. Для достижения этой цели перед входом в абсорбер установлен сепаратор, который отделяет жидкие углеводороды и свободную воду.

При проектировании газоочистных установок широко применяются сепараторы, которые используются для удаления свободной воды из газовых потоков. Данный тип сепаратора может быть двух- или трехфазным, в зависимости от количества свободной воды, которое ожидается извлечь. Входной сепаратор может быть выполнен в виде отдельной емкости, которая соединена с абсорбером трубопроводной обвязкой или в виде секции, которая располагается в составе абсорбера. Преимуществом использования секции является ее отделение от днища абсорбера газоотводной тарелкой.

					Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Верхняя часть сепаратора должна быть оснащена высокоэффективным сетчатым каплеотделителем для удаления взвешенной влаги и твердых частиц из газового потока перед входом в секцию абсорбера. Для предотвращения замерзания воды во встроенных сепараторах, они обычно оснащены спиральным теплообменником. Горячий раствор, поступающий из аккумулятора, циркулирует по спирали теплообменника, передавая тепло и предотвращая замерзание воды.

В установке осушки газа абсорбер, также известный как контактор, является ключевым функциональным компонентом. Главная задача абсорбера заключается в смешивании газа и жидкости, в результате чего влага отделяется. Обычно абсорбер представляет собой абсорбционную колонну, размеры которой рассчитываются в соответствии с технологическими потребностями. Каждая колонна состоит из нескольких равновесных ступеней, которых достаточно для того, чтобы обеспечить массовый перенос влаги из газовой фазы в жидкую с целью достичь требуемого влагосодержания газа на выходе. Ступени могут быть выполнены в виде клапанных или ситчатых тарелок, колпачковых тарелок или из соответствующих заполняющих материалов. В настоящее время все чаще в гликолевых абсорберах используют структурированные заполнители. Абсорбер функционирует по принципу абсорбционной колонны, при котором потоки сред движутся встречно друг другу.

Процедура отбора насыщенного гликоля происходит из нижней части абсорбера, и варьирует в зависимости от установленного регулятора уровня. Преимущественно, для того чтобы поднять концентрацию гликоля, его нагревают перед транспортировкой. Это часто происходит путем пропускания гликоля через трубки конденсатора, расположенного в верхней части выпарной колонны. Затем он проходит испарение в расширительной емкости, где большая часть летучих компонентов, включая как взвешенные, так и растворенные компоненты, становятся паром. После этого отведение гликоля из расширительной емкости также происходит по средствам регулятора уровня, после чего насыщенный гликоль направляется в теплообменник восстановленного – насыщенного гликоля. Оттуда он проходит фильтрацию и направляется на регенератор.

Одной из главных функций теплообменника восстановленного – насыщенного гликоля является восстановление тепловой энергии. Горячий восстановленный гликоль из регенератора охлаждается в теплообменнике насыщенным гликолем, поступающим из абсорбера. При этом необходимо, чтобы восстановленный гликоль был подаваем в абсорбер уже охлажденным, в то время как насыщенный гликоль был теплым, чтобы подвергаться процедуре регенерации.

					Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Регенерационная установка используется для осушки газа ТЭГ. Она включает ряд составляющих, таких как ребойлер, выпарная (дистилляционная) колонна и промежуточный резервуар. Ребойлер расположен внизу горизонтального сосуда, который имеет паровое пространство над трубными пучками. Дистилляционная колонна вертикально присоединена к паровому пространству ребойлера, а змеевик конденсатора установлен в верхней части колонны для орошения и улучшения сепарации раствора и воды.

Установка эффективно работает при температуре ребойлера около 175 оС. Это практически на 20 оС ниже температуры разложения ТЭГ, что является важным моментом в процессе эксплуатации установки. Система регенерации играет решающую роль в осуществлении операции осушки газа ТЭГ.

В процессе регенерации гликолевого поглотителя в регенераторе необходимо удалить всю накопившуюся влагу. Процесс отделения воды от гликоля в регенераторе осуществляется путем фракционирования, которое происходит в выпарной колонне. Этот процесс основан на различии температур кипения воды и гликоля: 100 оС и 288 оС соответственно. Кроме того, фракционирование легко осуществляется путем фракционной перегонки.

Внутри выпарной колонны происходит непрерывный процесс тепломассопереноса между насыщенным влагой паром, поднимающимся вверх, и нисходящим потоком насыщенной жидкости гликолевого поглотителя, который находится под высоким давлением. Разность температур между этими фазами приводит к конденсации паров гликоля (тяжелый компонент) и испарению жидкой воды (легкий компонент).

Используя этот процесс, пар в верхней части колонны состоит в основном из чистой воды, а гликоль в нижней части колонны содержит очень малое количество воды. Небольшая часть парообразной смеси (основная составляющая - водяной пар) конденсируется в верхней части колонны в конденсаторе. Это обеспечивает необходимое орошение для улучшения эффективности фракционирования.

Основные функции выпарной колонны заключаются в окончательном разделении абсорбированной влаги и гликолевого поглотителя, сбросе отделенной влаги в атмосферу и улавливании гликоля, испарившегося в ребойлере. Удаление влаги из гликоля является необходимым условием для его повторного использования в процессе абсорбции влаги.

Регенерированный гликоль выводится через нижнюю часть выпарной колонны и направляется в ребойлер для дополнительной обработки. Для увеличения температуры гликоля и его частичного испарения в ребойлер подводится тепло, обычно за счет прямого огневого подогрева. Из ребойлера горячий восстановленный гликоль поступает самотеком

					Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

в промежуточный резервуар, который обычно располагается на уровне ниже ребойлера. Далее, гликоль направляется в теплообменник восстановленного – насыщенного гликоля, где происходит его охлаждение, после чего возвращается обратно в абсорбер, и на этом технологический цикл заканчивается.

Циркуляционный насос играет ключевую роль в обезвоживании природного газа, обеспечивая откачку гликоля из промежуточного резервуара, повышение давления концентрированного гликоля и его подачу на верхнюю тарелку абсорбера. Поскольку расход гликоля регулируется посредством насоса, он становится неотъемлемой частью процесса обезвоживания природного газа. Перед входом в насос гликоль проходит через теплообменник восстановленного – насыщенного гликоля, где подвергается охлаждению. На выходе из насоса происходит дополнительное охлаждение через теплообменник сухого газа перед попаданием в абсорбер.

### **Молекулярные сита**

Молекулярные сита используются в качестве технологического средства для осушки газов. Это является альтернативой осушке гликолем, которая применяется для абсорбции влаги из природного газа. Однако метод осушки молекулярными ситами основан на адсорбции влаги газом твердого сорбента, что позволяет достичь более высокой эффективности и точности в процессе осушки.

В основе технологического процесса лежит пропускание влажного газа через слой адсорбента, при этом влага в газе поглощается молекулярным ситом и удаляется из газовой смеси. Этот метод особенно полезен в случаях, когда требуется получить очень сухой газ - например, для криогенных процессов. Использование молекулярных сит для осушки газа позволяет достичь уровня влажности менее 1 части на миллион (1 мг/м<sup>3</sup>).

Однако, после насыщения адсорбента влагой, его необходимо регенерировать. За счет дальнейшей адсорбции воды невозможно достичь необходимой степени осушки газа. Для отделения больших количеств воды используют дополнительные установки осушки гликолем. Таким образом, размер молекулярных сит уменьшается, что упрощает процесс регенерации адсорбента в дальнейшем.

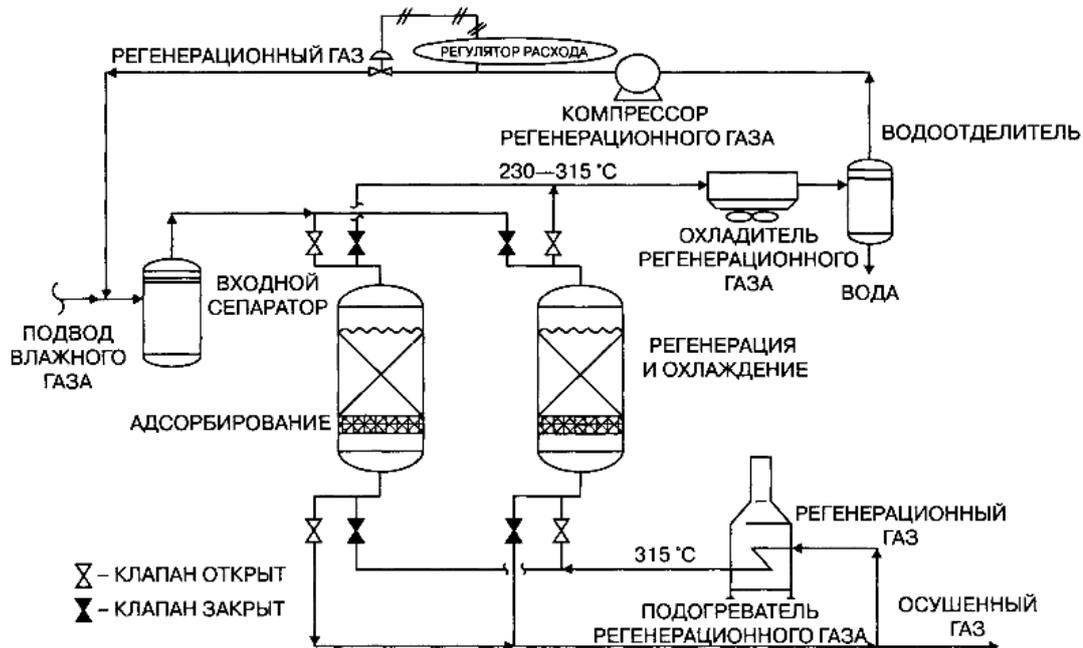
Для достижения наилучших результатов в процессе осушки газа молекулярными ситами необходимо учитывать множество факторов: тип газа, его давление и температуру, свойства адсорбента и т.д.

### *Описание технологического процесса.*

Поглощение водяного пара из потока газа адсорбентом представляет собой полунепрерывный процесс. Поэтому требуются как минимум два слоя адсорбента. В то время как один слой находится в фазе адсорбирования, другой слой находится в фазе

					Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

регенерации или остывания. По мере адсорбирования происходит насыщение слоя адсорбента, и часть его становится неспособной к дальнейшему поглощению влаги. После того как слой адсорбента полностью насытится водой, его необходимо регенерировать. Для этого через слой адсорбента пропускают поток горячего газа, при этом происходит десорбция воды и регенерация адсорбента. После завершения стадии отгонки воды слой



адсорбента должен остыть, прежде чем его снова можно будет вводить в работу. Технологическая схема осушки газа с двумя слоями адсорбента показана на рисунке 4.

Рисунок 4 - Установка осушки газа твердым поглотителем с двумя колоннами

### Осушка газа охлаждением

Газ, который был охлажден, содержит меньше влаги, чем газ с более высокой температурой. Наиболее распространенной функцией охладительных установок является отделение тяжелых углеводородов от потоков природного газа для достижения заданной точки росы углеводорода. Низкие температуры обеспечивают отделение влаги от газа, поскольку охлажденный газ способен нести в себе меньшее количество воды, чем горячий газ.

Для предотвращения образования льда и гидратов, охлажденный газ смешивают с полярным растворителем, как правило, этиленгликолем. Охлаждение газа позволяет снизить влагосодержание до уровня 16 мг/м<sup>3</sup>.

*Описание технологического процесса.*

Упрощенная технологическая схема осушки газа охлаждением показана на рисунке 5.

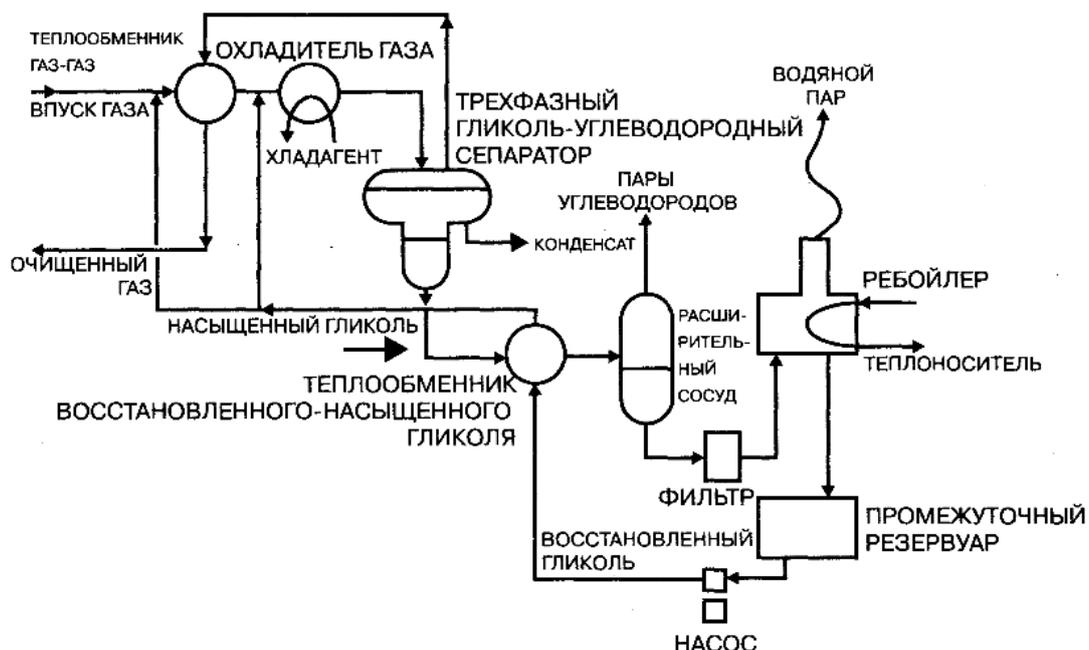


Рисунок 5 - Холодильная установка с впрыском и восстановлением гликоля

Эффективность процесса осушки газа находится в тесной связи с шагом предварительного охлаждения, который осуществляется в теплообменнике «газ – газ». После этого, газ направляется в холодильную установку, где он подвергается дополнительному охлаждению. Этот процесс происходит в ребойлере, модифицированном специально для этой цели, и называется охладителем.

Для того чтобы избежать возникновения замерзания и поглощения конденсирующейся воды в теплообменнике «газ – газ» и в охладителе, в процесс впрыскивают гликоль. Чтобы достичь оптимальных результатов, лучше всего использовать этиленгликоль (ЭГ), который имеет лучшие низкотемпературные свойства среди прочих гликолей. После смешивания, газ направляется в низкотемпературный сепаратор, где происходит разделение газа и жидкости. Газ выпускается из верхней части сепаратора, жидкие углеводороды - из средней, а смесь гликоля и воды - из нижней через лоток.

Жидкие углеводороды поступают на дальнейшую переработку. Смесь гликоля и воды направляют регенерационную колонну, где происходит регенерация гликоля для повторного использования. Товарный газ выходит из верхней части низкотемпературного сепаратора сильно охлажденным. Поэтому его направляют, обратно в теплообменник «газ – газ» для предварительного охлаждения неосушенного газа и отвода от него части тепловой энергии.

Одно из преимуществ этого метода заключается в том, что он позволяет получать газ, одновременно удовлетворяющий техническим условиям, как по точке росы углеводорода, так и по влагосодержанию. Это исключает необходимость применения

отдельных установок для осушки и регулирования точки росы углеводорода.

### 1.3 Управление пропускной способностью газопроводов при развитии процессов гидратообразования

Основной задачей единой системы газоснабжения (ЕГС) является надежная и безопасная поставка природного газа потребителям, без принесения ущерба газодобывающей компании, населению и окружающей среде. ЕГС не может функционировать без оперативно-диспетчерского управления. Он выполняет следующие функции:

1. Круглогодичное оперативное планирование, контроль и централизованное управление запасами газа в ЕГС и режимами работы ГТС;
2. Координация действий оперативного персонала;
3. Сбор, фиксация и анализ данных, с последующей передачей в вышестоящие уровни отчетной информации;

Функции диспетчерского управления ЕГС выполняет ПАО «Газпром». Диспетчерское управление осуществляется круглые сутки иерархически выстроенной структурой диспетчерских пунктов (от КЦ до Центральной диспетчерской в г. Москве) (рисунок 6)

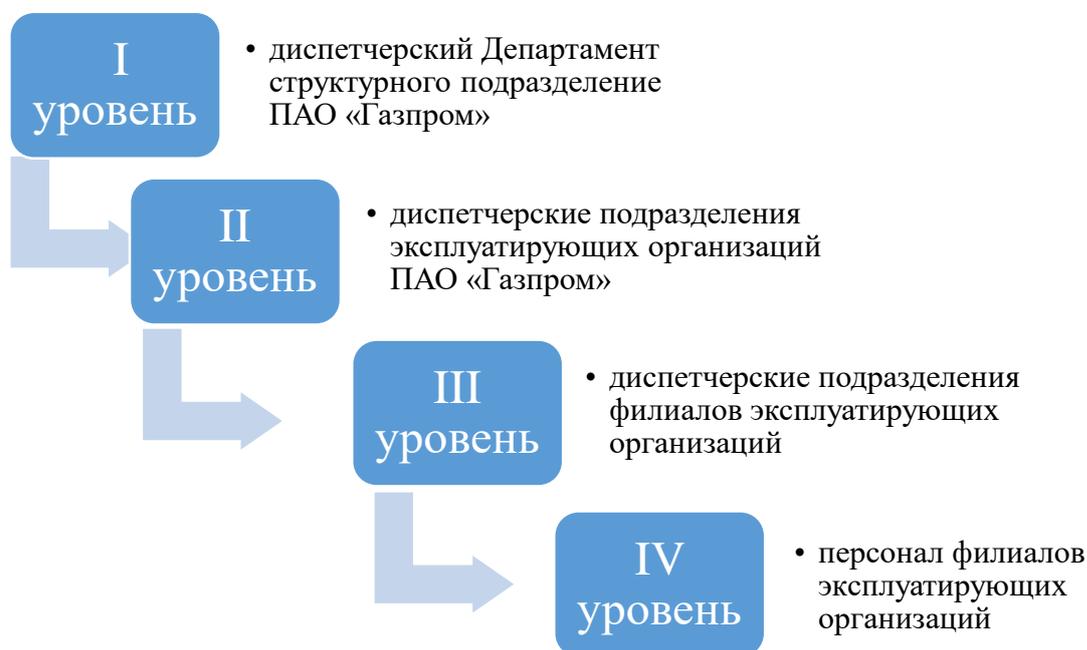


Рисунок 6 – Четырехуровневая система диспетчерского управления

На каждом уровне управления определены цели:

- Основной целью уровня Департамента ПАО «Газпром» является – обеспечение надежного газоснабжения путем организации необходимых уровней добычи, транспорта, отбора/закачки газа из ПХГ и переработки газа;

					Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

- На уровне газодобывающих, газотранспортных и газоперерабатывающих обществ и объектов ПХГ основной целью является – распределение потоков газа по технологическим объектам; поддержание добычи, транспортировки отбора/закачки газа из ПХГ и переработки газа согласно заданным объемам и параметрам путем обеспечения оптимальных режимов работы технологических объектов в зоне ответственности;

- На уровне подразделений газодобывающих, газотранспортных, газоперерабатывающих обществ и объектов ПХГ основной целью является - обеспечение заданного режима работы участка ГТС, оптимальных режимов работы технологических объектов;

- Для четвертого уровня управления, оперативного персонала технологических объектов основной целью является – обеспечение работы технологического оборудования в заданных режимах, обеспечение контроля работы оборудования и условий его безопасной эксплуатации.

Успешная реализация этих функций возможна лишь при применении качественно новой технологии диспетчерского управления транспортом газа, основанной на широком внедрении современных информационных технологий.

Для реализации поставленных технических задач, направленных на автоматизированное диспетчерское управление, применяется программно-вычислительный комплекс газотранспортной системы (ПКВ ГТС). Данный комплекс служит основой программного обеспечения диспетчерских служб. В соответствии с требованиями объединенной системой оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ) ЕГС ПКВ должны обеспечивать следующие основные функции:

1. *Оперативный контроль за работой ГТС.* Выполняется посредством обработки данных телеметрии систем типа «SCADA» и имитационного моделирования количественных и качественных параметров потока транспортируемой среды по всем технологическим объектам газотранспортной системы в режиме реального времени. Одним из главных аспектов оперативного контроля является прогнозирование динамики изменения параметров процесса. Это возможно за счет обработки данных за период времени не менее 3 часов, что позволяет эффективно контролировать работу ГТС и своевременно реагировать на возможные нарушения.

2. *Оперативное обнаружение нарушений технологического процесса транспорта газа.* Операторам ГТС доступны данные об обнаружении разрывов газопроводов, их местонахождении и интенсивности утечек газа, а также об образовании гидратно-конденсатных засорений. Кроме того, оперативный контроль позволяет отслеживать

					Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

появление других изменений в технологическом процессе, которые могут негативно сказаться на показателях энергосбережения, надежности и экологической безопасности.

3. *Интерактивное имитационное моделирование динамики поведения ГТС.* Оценка поведения ГТС при нарушении ее надежной и безопасной работы, в следствие возникновения различных ситуаций (в том числе аварийных); при изменении условий транспорта газа диспетчером (переключение кранов, режимов ГПА КС); при изменении плана поставок потребителям.

4. *Оперативное и перспективное планирование режимов транспорта газа.* Проведение многовариантных расчетов с использованием стационарной неизотермической модели потоков как для всей ГТС или отдельных подсистем.

Решение задач оптимизации режимов газопередачи для разных целевых установок с различным набором технологических ограничений и ограничений, обусловленных требованиями надежности, экологической безопасности и т.п.

5. *Расчет параметров,* характеризующих состояние ГТС и ее объектов; параметров, определяющих возможности маневрирования потоками внутри ГТС и в смежных системах; параметров эффективности функционирования газотранспортной системы и т.д.

### 1.3.1 Технологии сохранения пропускной способности газопровода

В настоящее время, как на стадии проектирования газопроводов, так и после их ввода в эксплуатацию решаются вопросы предотвращения и удаления гидратных пробок.

В статье [12] , были рассмотрены следующие методы предупреждения ГДО, представленные на рисунке 7.



Рисунок 7 - Технологии сохранения пропускной способности газопровода

Для предотвращения гидратообразования используют подогрев газа. Этот процесс осуществляется с помощью специальных теплообменников на станциях подогрева, где газ нагревается до температуры выше равновесной температуры образования гидратов. Такой

					Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

подогрев могут использовать на промыслах, газосборных сетях и на магистральных трубопроводах значительной длины. Для этого могут применяться специальные подогреватели, которые устанавливаются на трассе трубопровода перед местами, где вероятно образование гидратов.

Однако стоит отметить, что использование подогрева газа не всегда оправдано с экономической точки зрения. Данный метод требует значительных капитальных и эксплуатационных вложений. Помимо этого, подогрев газа может вызвать разрушение изоляции и появление термических напряжений в теле трубы. Также использование открытого огня на газопроводах высокого давления является опасным. Поэтому необходимо оценивать риски и применять подогрев газа только в необходимых случаях, учитывая экономическую целесообразность и безопасность транспортировки.

Подогрев газа рационально использовать для борьбы с гидратообразованием в ситуациях, когда гидраты формируются в результате местного редуцирования газа, а рабочая температура в газопроводе превосходит равновесную температуру формирования гидратов [13, 14].

Для понижения температуры ниже точки росы газа нейтрализацией выпадающей воды в поток газа вводят ингибиторы. В качестве ингибиторов могут применяться метиловый спирт (метанол), раствор диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоля (ТЭГ) и раствор хлористого кальция. Эффективность их применения зависит от условий ГДО. Введенные в поток природного газа, ингибиторы поглощают водяные пары и переводят их в раствор, который не образует гидратов или же образует их при более низких температурах.

В настоящее время существует несколько способов оценки влияния химреагентов на температуру гидратообразования. Один из них – это уравнение Хаммершмидта, которое является относительно простым и широко применяемым методом:

$$\Delta T = \frac{K_H W_i}{M(100 - W)}$$

где:  $\Delta T$  – понижение температуры, °С;

$M$  – молярная масса ингибитора, г/моль;

$W$  – массовая концентрация ингибитора в водной фазе, %;

$K_H$  – константа со значением 1297.

					Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Значение концентрации в этом уравнении определяется на основе ингибитора и воды (т. е, без учета других компонентов потока среды).

Перед использованием уравнения Хаммершмидта необходимо сначала рассчитать условия гидратообразования в отсутствие ингибитора. Уравнение Хаммершмидта позволяет определить только величину отклонения от температуры гидратообразования при отсутствии ингибитора, но не сами условия гидратообразования. Возможности применения уравнения Хаммершмидта ограничены пределами массовых концентраций около 30% для метанола и этиленгликоля и всего лишь около 20% для всех остальных гликолей [15].

### 1.3.2 Технологии восстановления пропускной способности газопровода

К способам борьбы с ГДО, относят технологические мероприятия, отмеченные в публикации [16] (рисунок 8).

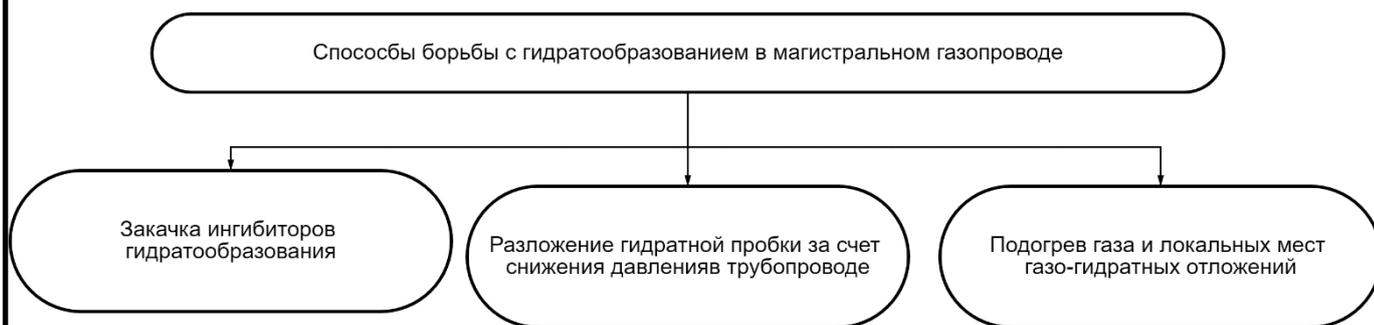


Рисунок 8 - Технологии восстановления пропускной способности

В качестве ингибиторов гидратообразования в нефтегазовой промышленности используют метанол, раствор диэтиленгликоля, триэтиленгликоля и хлорида кальция. Широкое распространение в газотранспортных компаниях получил метиловый спирт (метанол).

Подкачка небольшого количества метанола в трубопровод большого диаметра через метанольницы не дает положительного эффекта. Наибольший эффект при закачке метанола достигается при подаче метанола в большом количестве (800 – 1000 л.) за короткий промежуток времени (до 2 часов) [18].

Существует четыре метода подачи метанола в магистральный газопровод: через манометрические штуцеры при перепаде давления на линейном кране; введение в одну из ниток двуниточного перехода; через манометрические штуцеры с применением компрессора высокого давления; специальные штуцеры-отводы у магистральных кранов.

Подача метанола через манометрические штуцеры при помощи перепада давления на линейном кране осуществляется по технологии на рисунке 9.

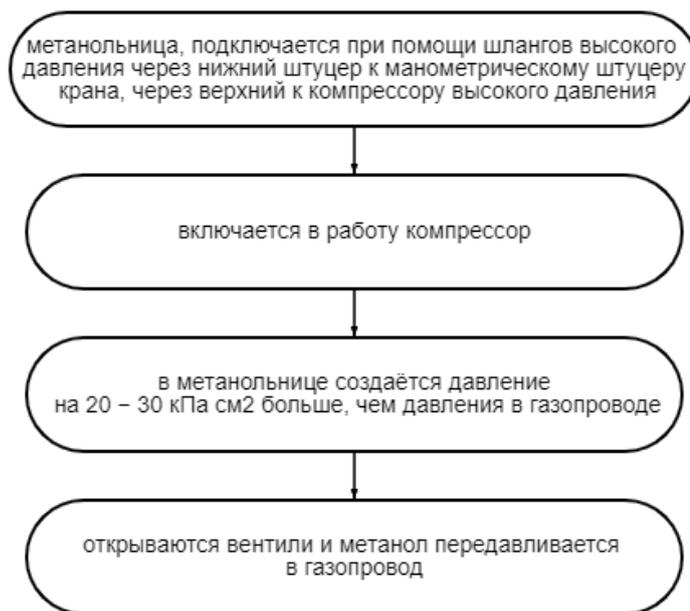


Рисунок 9 - Метод подачи метанола через манометрические штуцеры при помощи перепада давления на линейном кране

Недостатком данного метода является длительный залив метанола и загирачивание манометрических штуцеров процессе заливки в МГ, что осложняет процесс заливки метанола.

Введение метанола в одну из двух ниток двунитчатого перехода осуществляется при нахождении зоны гидратообразования вблизи перехода, длиной не более 4 км. Сбросив газ в одной из ниток перехода осуществляется подача ингибитора. Так же подача метанола может осуществляться через свечу с помощью насоса. При полной закачке требуемого количества метанола одновременно открывают одну из ниток двунитчатого перехода, а вторую закрывают на несколько часов. Подключение второй нитки осуществляется при ликвидации перепада давления в трубопроводе. Потери газа при сбрасывании давления является недостатком данного метода

Метод восстановления пропускной способности через манометрические штуцеры с применением компрессора высокого давления осуществляется с постоянным контролем давления по манометру и временем заливки (закачка 800 литров ингибитора каждые 20-25 минут) и выполняется по следующей технологии (рисунок 10):

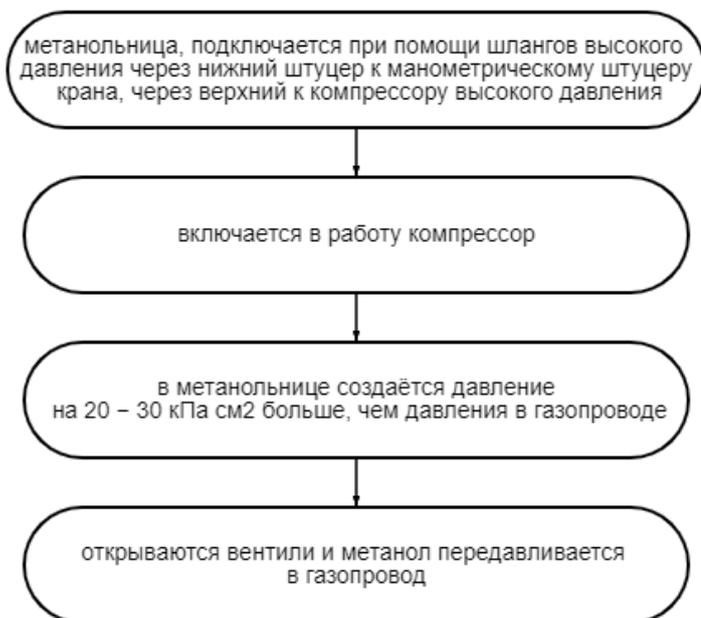


Рисунок 10 - Подача ингибитора через манометрические штуцеры с применением компрессора высокого давления

С помощью данной технологии осуществляется подача метанола за небольшой промежуток времени, без сброса газа. Его недостатком является применение дополнительного оборудования (компрессора высокого давления) [19].

Механизм введения метанола через специальные штуцеры отводы (рисунок 11):

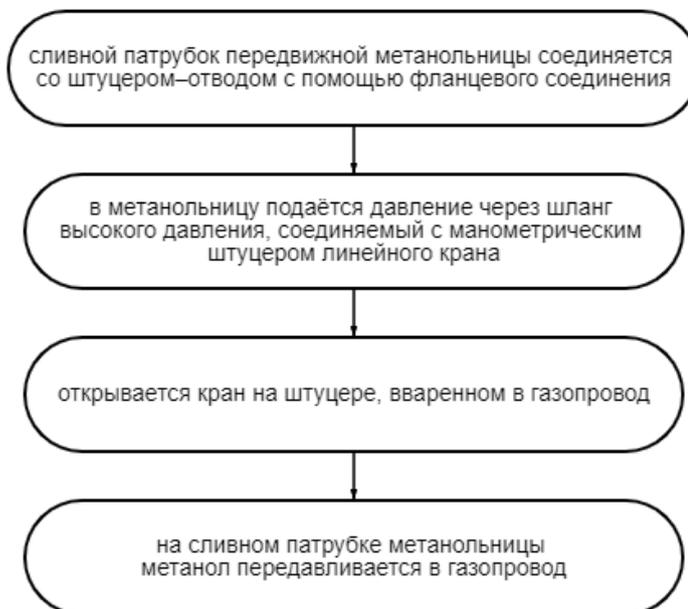


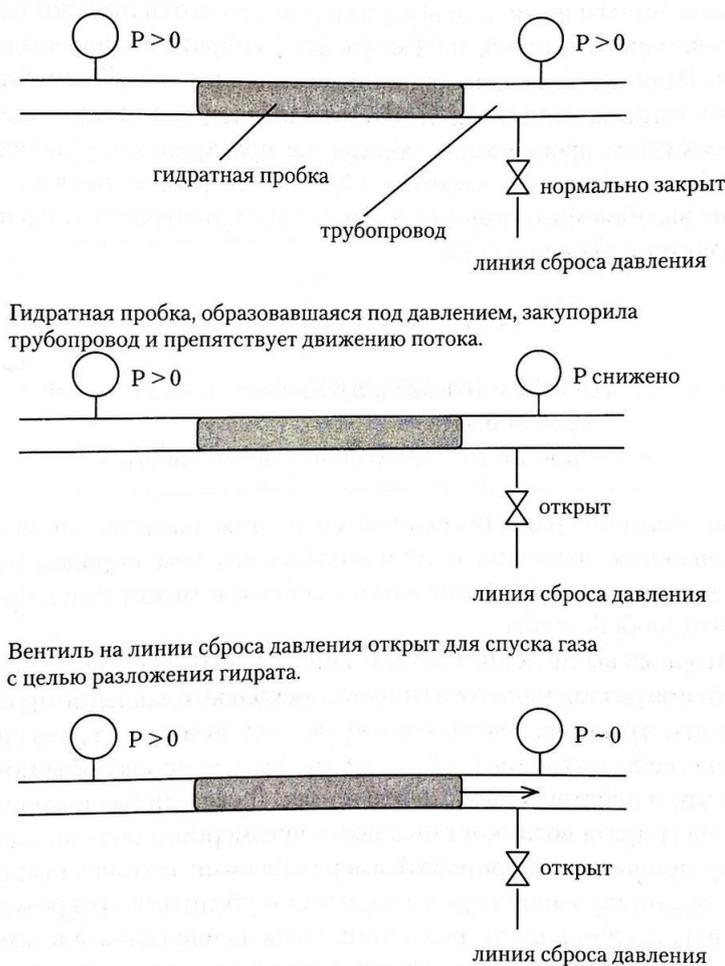
Рисунок 11 - Введение метанола через специальные штуцеры-отводы

Скорость подачи метанола составляет 800 л за 20 мин. Основной недостаток данного метода: варка штуцеров в газопровод.

Технология введения метанола через специальные штуцеры-отводы является самой эффективной за счет быстрой подачи большого объема ингибитора в газопровод без

применения дополнительного сложно-обслуживаемого оборудования [19].

- Борьба с ГДО способом снижения давления происходит следующим образом: сначала, отключают участок газопровода, в котором образовалась гидратная пробка, и через продувочные свечи с обеих сторон пробки сбрасывают газ в атмосферу. Сбрасывание газа происходит постепенно, не допуская хотя бы незначительного перепада, что контролируется с помощью манометров. Ранее применялось одностороннее стравливание газа между одним из кранов и гидратной пробкой рисунок 12.



Гидратная пробка начинает перемещаться с потенциально опасной скоростью.

Рисунок 12 - Ликвидация гидратной пробки при стравливании давления с одной стороны

Однако при таком методе имелись случаи, когда одностороннее давление газа с силой сдвигало пробку, и получался гидравлический удар, приводивший к повреждению крана. Снижение давления дает положительный эффект при ликвидации гидратной пробки, образовавшейся при положительных температурах. При отрицательных температурах этот метод не дает результата и необходимо стравливание давления по обе стороны гидратной пробки, с поддержанием одинакового давления с каждой стороны от образовавшегося отложения, для недопущения ее скоростного перемещения по трубопроводу.

					Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

В случае, когда снижение давления по обе стороны участка невозможно, необходимо постепенно стравливать давление, для постепенного разложения ГГ, без последующего срыва гидратной пробки.

При давлении в трубопроводе выше давления гидратообразования при незначительном стравливании разложение гидратной пробки не будет протекать, а при повышенном давлении возникает риск срыва пробки. В данном случае, для безопасного разложения ГГ, необходимо учитывать давление ГДО.

- Подогрев газа и локальный мест формирования газогидратных отложений и пробок осуществляется до температуры недопущения образования ГГ. Он осуществляется с помощью подогревателей, теплоизоляции трубопроводов и подбора режима эксплуатации, который обеспечит максимальную температуру потока перекачиваемой среды [15].

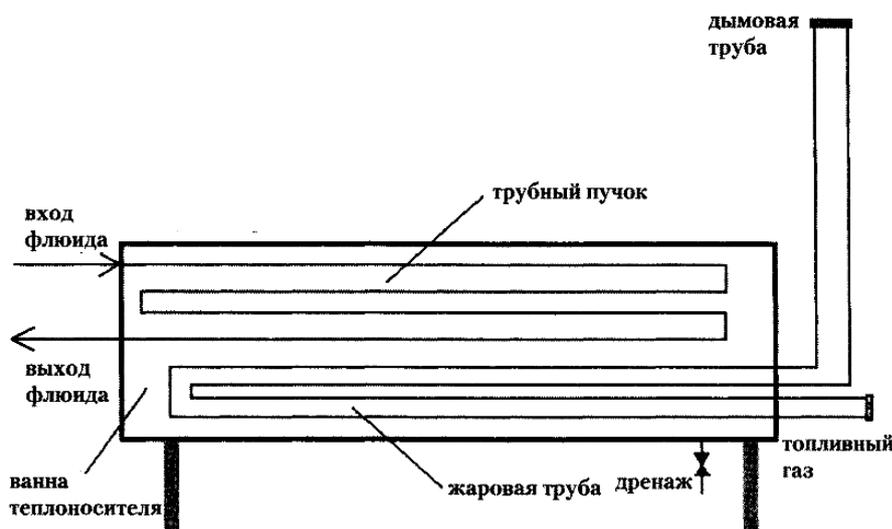


Рисунок 13 - Принципиальная схема устройства путевого подогревателя

### Вывод по разделу 1:

Гидраты - это химические соединения, образующиеся при взаимодействии воды и газа. Одним из основных факторов, влияющих на процесс гидратообразования является проведение некачественной осушки на стадии подготовки к дальнейшему транспорту. Недопущение их образования в газопроводе, является главной задачей газотранспортных компаний.

Диспетчерские службы осуществляют контроль за обеспечением надежными и безопасными поставками газа потребителям.

В случае образования гидратов газа необходимо предпринять меры по их устранению. Одним из самых распространенных и эффективных методов является закачка метанольного раствора в магистральный газопровод

					Обеспечение бесперебойной поставки газа по промышленным и магистральным трубопроводам	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42



Таблица 4 – Компонентный состав транспортируемого газа [19]

Компоненты	Объемная концентрация, в долях ед.	Молекулярная масса, кг/кмоль	$T_{кр}$ , К	$P_{кр}$ , МПа	Динамическая вязкость, $кгс/м^2 \cdot 10^{-7}$
Метан $CH_4$	■	16,04	190,5	4,49	10,3
Этан $C_2H_6$	■	30,07	306	4,77	7,5
Пропан $C_3H_8$	■	44,09	369	4,26	6,9
Изо-бутан $i-C_4H_{10}$	■	58,12	135	3,65	6,9
Н-бутан $n-C_4H_{10}$	■	58,12	152,8	3,65	6,9
Пентан $C_5H_{12}$	■	72,15	470,2	3,24	6,2
Азот $N_2$	■	28,0	126	3,39	16,6
Углекислый газ $CO_2$	■	44,01	305	7,28	13,8

#### 4.4 Технические характеристики участка трубопроводов

Объектом исследования, является участок модельного газопровода, начиная от КС 1 и заканчивая терминалом X. Газопровод предназначен для поставок российского природного газа.

Газопровод существенно повысил надёжность поставок газа в X страну, а также способствует развитию газового рынка и газовой инфраструктуры этой страны. Исследуемая часть газопровода имеет протяжённость 1212 километров.

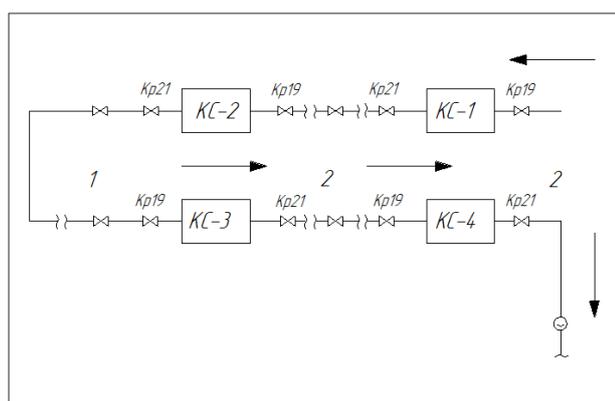


Рисунок 15 – Технологическая схема магистрального газопровода

На рисунке 15 представлена технологическая схема исследуемого газопровода. На основании данной технологической схемы, мы можем последовательно проанализировать технологические параметры участков, вероятность и методы устранения гидратообразования.

Участок 1 от КС 1 до КС 2 представляет собой однониточный газопровод Ду ■ мм из труб, рабочее давление ■ МПа.

Участок 2 от КС 2 до КС 3 представляет собой однониточный газопровод Ду ■ мм и рабочим давлением ■ МПа. КС 3 имеет мощность X мВт и создает давление на выходе до ■ атм.

Участок 3 от КС 3 до терминала представляет собой двуниточную систему из труб Ду ■ мм. Протяжённость трассы по акватории Чёрного моря составляет ■ км [20].

## **2.1 Технические характеристики рассматриваемого участка газопровода согласно нормативно-технической документации**

В ходе технологического расчета будет рассмотрен участок магистрального газопровода от КС 1 до КС 2 длина участка которого составляет ■ км, с внутренним диаметром трубопровода ■ мм и рабочим давлением ■ МПа.

Согласно СП 36.13330.2012 по рабочему давлению трубопровод принадлежит 1 классу трубопроводов (при рабочем давлении от 2,5 до 10,0 МПа). При прокладке трубопровода заглубление до верха трубы должно быть не менее 1 м, с шириной траншеи 1,5 DN.

Согласно ТУ 1381-003-4796625-2006 номинальная толщина стенки трубопровода при номинальном диаметре 14200 мм должна составлять от 14,0 до 32 мм с предельным отклонением от 1 мм. До 5% от номинальной толщины стенки трубы, с рабочим давлением от 7,4 до 9,8 МПа.

### **Вывод по разделу 2:**

Модельный трубопровод разделен на 3 участка и осуществляется перекачку нефти. Его длина составляет ■ км. Трубопровод расположен в континентальном климатическом районе, который характеризуется непродолжительным холодным периодом, и теплым летним периодом и продолжительными демисезонными. Трубопровод пересекает множество различных участков местности: морскую акваторию, горную местность и леса.

Объектом исследования для проведения технологических расчетов определения условий гидратообразования является модельный участок магистрального газопровода с DN ■ мм, рабочим давлением ■ МПа и длиной ■ км.

					Характеристика объекта исследования	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3. Технологический расчет

**Цель расчета:** определить толщину стенки трубы для обеспечения прости трубопровода на различных участках газопровода

**Методика расчета:** согласно своду правил «Магистральные трубопроводы», СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция), СНиП 2.05.06-85\*[].

#### Алгоритм расчета:

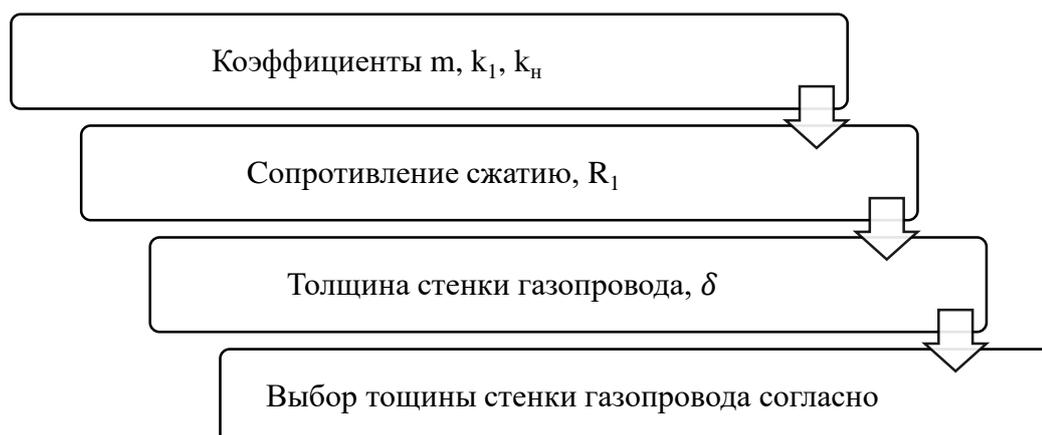


Рисунок 16 – Алгоритм технологического расчета

#### Исходные данные:

Таблица 5 – Исходные данные для технологического расчета

Наименование параметра	Обозначение параметра	Значение параметра
Номинальные диаметр трубы	$D_n$	■   ■
Марка стали	-	■
Рабочее давление в трубопроводе	$P$	■
Коэффициент надежности по нагрузке	$n$	■
Нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений	$R_1^n$	■
Коэффициент надежности по материалу	$k_1$	■
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	$k_n$	■
Коэффициент условий работы трубопровода	$m$	■

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной эксплуатации газопроводов высокого давления							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Технологический расчет			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.	Полного К.А.								46	112		
Руковод.	Чухарева Н.В.							Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91				
Консульт.												
Рук-ль ООП.	Чухарева Н.В.											

Расчетная толщина стенки трубопровода:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} \quad (1)$$

где  $n$  - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе [23];

$P$  - рабочее давление в трубопроводе, МПа;

$D_H$  — наружный диаметр трубы, мм;

$R_1$  — расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} \quad (2)$$

где:  $m$  - коэффициент условий работы трубопровода [23, табл.1];

$k_1$  - коэффициент надежности по материалу [23, табл.10];

$k_H$  - коэффициент надежности по ответственности трубопровода [23, табл.12];

$R_1^H$  - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных, Мпа.

• Диаметр трубопровода [ ] мм

Расчетное сопротивление растяжению:  $\nu$

$$R_1 = [ ] = [ ] \text{ Мпа}$$

По расчетному сопротивлению растяжению определяем толщину стенки трубопровода:

$$\delta = [ ] = [ ]$$

• Диаметр трубопровода [ ] мм

Расчетное сопротивление растяжению:

$$R_1 = [ ] = [ ] \text{ Мпа}$$

По расчетному сопротивлению растяжению определяем толщину стенки трубопровода:

$$\delta = [ ] = [ ]$$

					Технологический расчет	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По результатам расчетов округлим значения толщины стенки трубы до ближайшего большего значения по ТУ 1381-003-4796625-2006

Таблица 6 – Результаты технологического расчета

$D_n$	$\delta$	$\delta_n$ [13]
1220	■	■
1420	■	■

**Вывод:** расчетные толщины стенок трубопровода соответствуют ТУ 1381-003-4796625-2006, прочность трубопровода обеспечивается надежностью.

### 3.1 Расчет влажности природного газа

**Цель расчета:** определить влажность природного газа различными методами и сравнить полученные результаты

**Методика расчета:** расчет проводился согласно ГОСТ 20060-83 «Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги», номограмме Макетты-Уэхе и методу Нинь.

#### Алгоритм расчета:



Рисунок 17 – Определение влажности газа по различным методикам

**Исходные данные:**  $P = \blacksquare$  МПа,  $T_g = \blacksquare$  °C,  $T_{т.р.} = \blacksquare$  °C

**Номограмма Макетты-Уэхе** позволяет определить минимальное количество влаги, необходимое для гидратообразования.

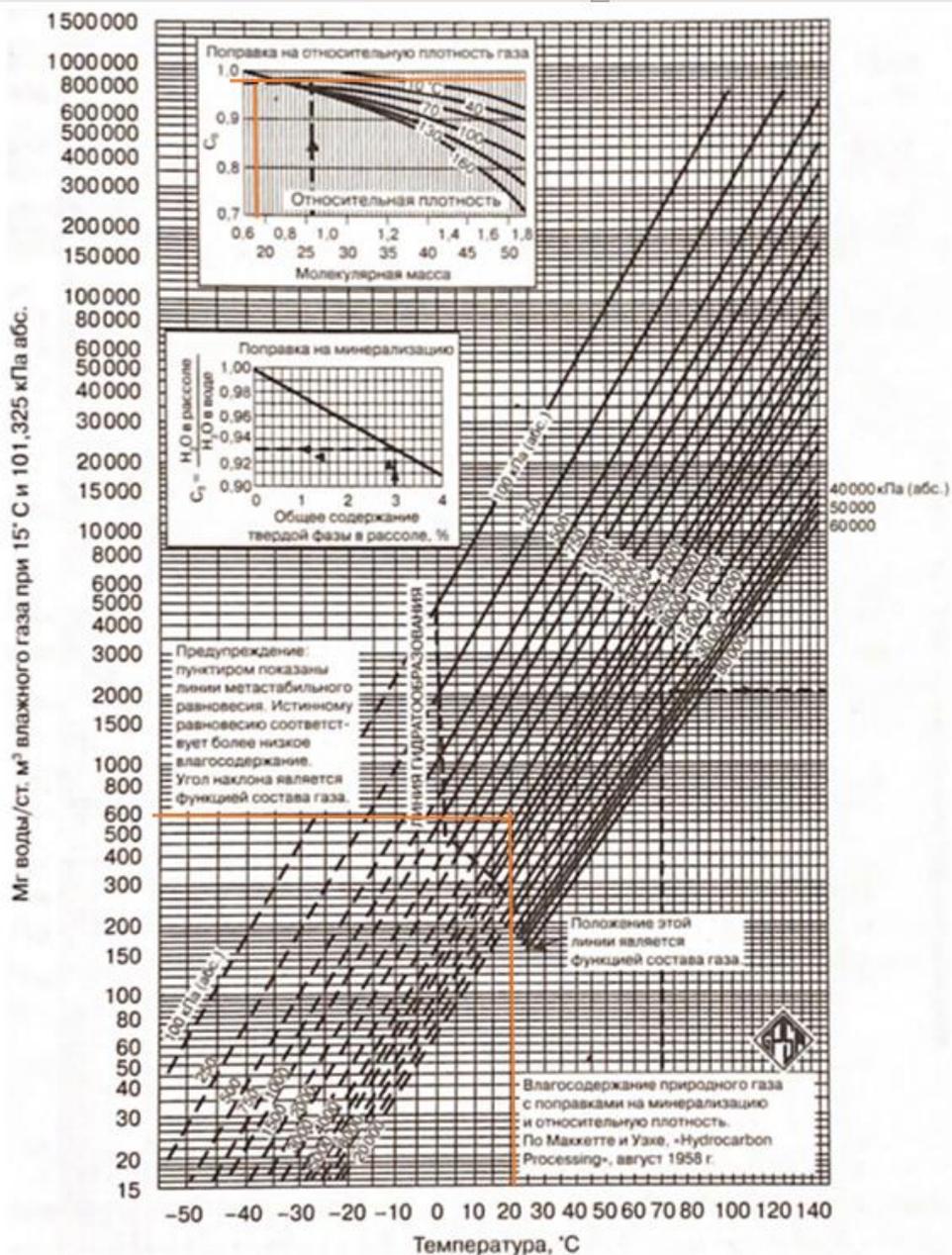


Рисунок 18 - Номограмма Макеты-Уэхе для определения влагосодержания природного газа, не содержащего кислых примесей

Влажность по номограмме для газа с относительно малой плотностью составляет  $\blacksquare$  мг/м<sup>3</sup>

Определим плотность газа при стандартных условиях по объемным долям компонентов указанных в таблице 2.2.1:

$$\rho_{ст} = \alpha_1 \cdot \rho_1 + \alpha_2 \cdot \rho_2 + \dots \alpha_n \cdot \rho_n; \quad (3)$$

где  $a_1, \dots, a_n$  - доля каждого компонента в смеси для данного состава газа;

$\rho_1, \dots, \rho_n$  - плотность компонента при стандартных условиях (293К), кг/м<sup>3</sup>.

$$\rho_{ст} = \frac{\rho_{ст}}{\rho_{ст}} = \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

На диаграмме с поправкой на относительную большую плотность равной 0,688кг/м<sup>3</sup> поправочный коэффициент C<sub>Г</sub> составляет около 0,95

Расчет влажности газа с учетом поправочного коэффициента:

$$\omega = C_{Г} \cdot \omega_{легк} = \text{кг/м}^3 \quad (4)$$

**Метод Нинь** основан на корреляционном уравнения, на основе номограммы Маккетты-Уэхе

$$\ln \omega = a_0 + a_1 T + a_2 T^2 \quad (5)$$

Значения коэффициентов a<sub>0</sub>, a<sub>1</sub>, a<sub>2</sub> рассчитываются методом интерполяции по таблице

Таблица 7 – Таблица значений коэффициентов a<sub>0</sub>, a<sub>1</sub> и a<sub>2</sub>

Давление, МПа	a <sub>0</sub>	a <sub>1</sub>	a <sub>2</sub>
0,1	-30,0672	0,1634	1,7452x10 <sup>-4</sup>
0,2	-27,5786	0,1435	-1,4347x10 <sup>-4</sup>
0,3	-27,8357	0,1425	-1,4216x10 <sup>-4</sup>
0,4	-273 193	0,1383	-1,3668x10 <sup>-4</sup>
0,5	-26,2146	0,1309	-1,2643x10 <sup>-4</sup>
0,6	-25,7488	0,1261	-1,1875x10 <sup>-4</sup>
0,8	-27,2133	0,1334	-1,2884x10 <sup>-4</sup>
1	-26,2406	0,1268	-1,1991x10 <sup>-4</sup>
1,5	-26,1290	0,1237	-1,1534x10 <sup>-4</sup>
2	-24,5786	0,1133	-1,0108x10 <sup>-4</sup>
3	-24,7653	0,1128	-1,0113x10 <sup>-4</sup>
4	-24,7175	0,1120	-1,0085x10 <sup>-4</sup>
5	-26,8976	0,1232	-1,1618x10 <sup>-4</sup>
6	-25,1163	0,1128	-1,0264x10 <sup>-4</sup>
8	-26,0341	0,1172	-1,0912x10 <sup>-4</sup>
10	-25,4407	0,1133	-1,0425x10 <sup>-4</sup>

$$\ln \omega = \text{кг/м}^3 = \text{кг/м}^3$$

Следовательно  $\omega = \text{кг/м}^3$

Предложенная Нинь корреляция учитывает поправочный коэффициент при расчете

					Технологический расчет	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

влажности газа:

$$C_r = 1,01532 + 0,011t - 0,0182\gamma - 0,0142\gamma t \quad (6)$$

где  $C_r$  – поправка на плотность газа;  
 $t$  – температура газа;

$$\gamma = \frac{P_{см}}{P_{возд.}} = \blacksquare = \blacksquare \quad (7)$$

$\gamma$  – относительная плотность газа.

$$C_r = \blacksquare = \blacksquare$$

$$\omega = C_r \cdot \omega = \blacksquare = \blacksquare \text{ мг/м}^3$$

По ГОСТ 20060-83 влажность природного газа при температуре  $\blacksquare$ °С и давлении  $\blacksquare$  кПа вычисляются по формуле:

$$\omega = \frac{A \cdot 101,325}{P} + B \quad (8)$$

где  $P$  – давление газа, кПа;

$A$  и  $B$  - коэффициенты для природных газов (таблица 8).

Таблица 8 - Значение коэффициентов  $A$  и  $B$  для природных газов

Температура точки росы, °С	A	B
-10	2,188	0,0229
-6	2,990	0,03035
-2	4,030	0,03770
2	5,400	0,04640
6	7,155	0,05710
10	9,390	0,06960
14	12,39	0,08550
16	13,94	0,09300
20	17,87	0,1120
24	22,80	0,1343
28	28,70	0,1595
30	32,30	0,1740

Влажность газа по известной точке росы:

$$\omega = \blacksquare = \blacksquare \text{ г/м}^3 = \blacksquare \text{ мг/м}^3$$

Влажность газа для начала гидратообразования:

$$\omega = \blacksquare = \blacksquare \text{ г/ст. м}^3 = \blacksquare \text{ мг/м}^3$$

Таблица 9 - Результаты расчетов влажности ПГ:

Методика расчета	Метод вычисления	Результат расчета, мг/м <sup>3</sup>
Номограмма Маккетты-Уехе	Определение по номограмме с учетом поперочного коэффициента	■
Метод Нинь	Корреляционное уравнение $\ln \omega = a_0 + a_1 T + a_2 T^2$	■
ГОСТ 20060-83	$\omega = \frac{A \cdot 101,325}{P} + B$	■

**Вывод:** по результатам расчетов, значение показателей влажности природного газа варьируется от ■ до ■ мг/м<sup>3</sup>, что соответствует точности измерений ■ % и свидетельствует о точности проведенных расчетов. Различность полученных данных обусловлено ограничениями по составу ПГ: номограмма Маккетта-Уэхе предназначена для природных газов не содержащих кислых примесей; метод Нинь учитывает степень минерализации и плотность ПГ, не учитывая содержание H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>; влажность по ГОСТ 20060-83 определяется при температуре 20°C и давлении ■ кПа.

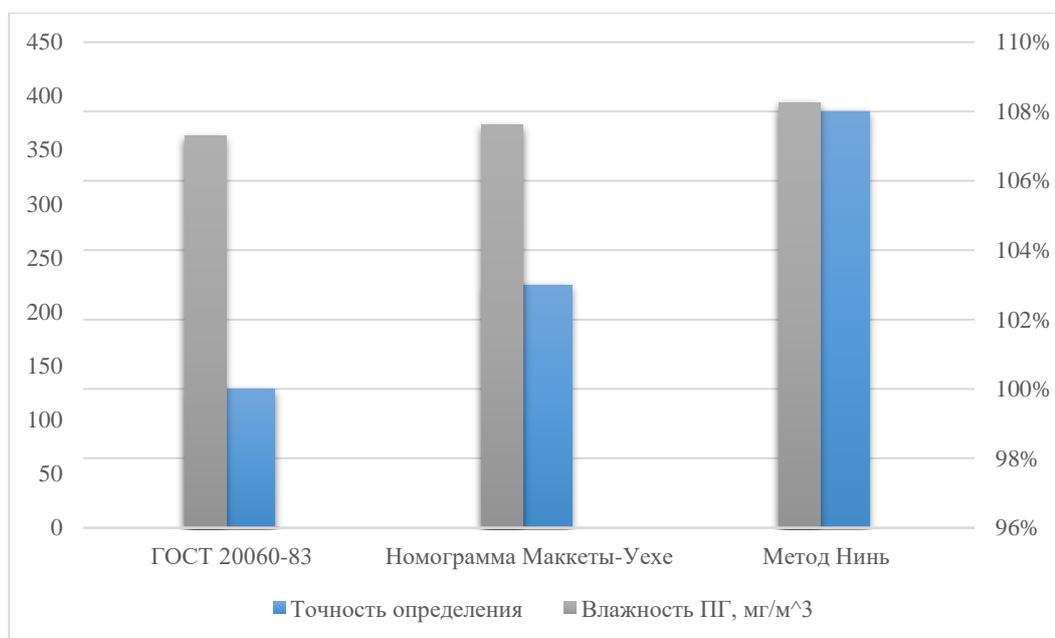


Рисунок 19 Результат расчета влажности ПГ

При последующем изменении температуры точки росы (0 °С, +10 °С, +30 °С) и при тех же исходных данных (давлении и составе газа), проведем расчет влажности газа и проследим зависимость:

Таблица 10 – Результаты расчетов влажности газа при изменении температуры

Температура, °С	Методика расчета		
	ГОСТ 20060-83	Номограмма Маккетты-Уехе	Метод Нинь
0°C	■	■	■
10°C	■	■	■
20°C	■	■	■
30°C	■	■	■

По диаграмме (рисунок 20) можно пронаблюдать, что при изменении температуры газа, влажность увеличивается с увеличением температуры. При росте температуры газа, сходимость полученных влажности ПГ увеличивается. Следовательно, для более высоких температур точность полученных результатов возрастает.

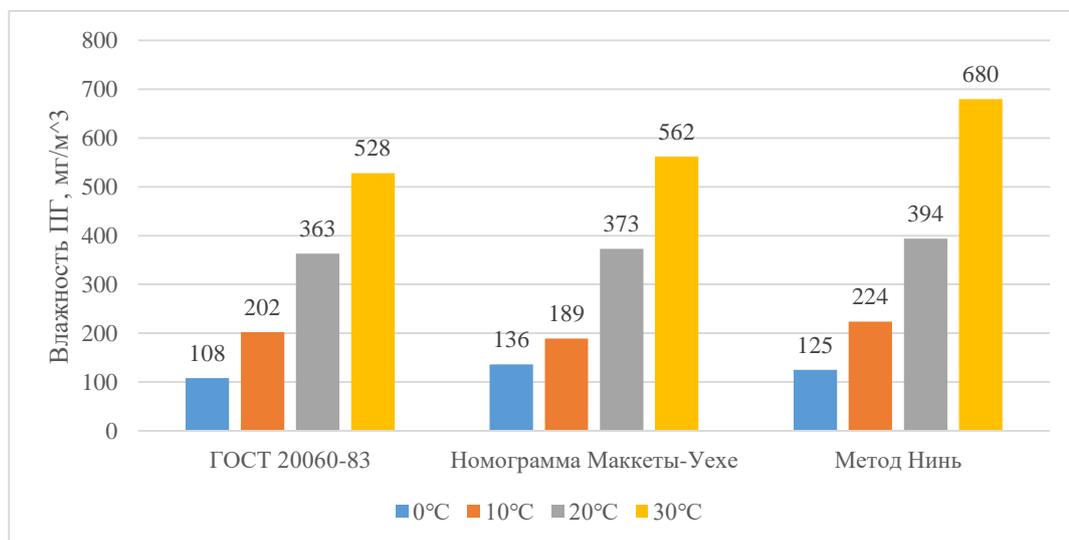


Рисунок 20 – Зависимость влажности газа от температуры газа при расчете различными методами

При последующем изменении давления газа (6,2 МПа, 7,0 МПа, 7,4 МПа) при тех же исходных данных (температуры и составе газа), проведем расчет влажности газа и проследим зависимость:

Таблица 11 - Результаты расчетов влажности газа при изменении температуры

Давление, Мпа	Методика расчета		
	ГОСТ 20060-83	Номограмма Маккетты-Уехе	Метод Нинь
2,0 МПа	■	■	■
4,5 Мпа	■	■	■
7,2 Мпа	■	■	■
10,0 Мпа	■	■	■

Из диаграммы (рисунок 21), можно сделать вывод, что при уменьшении давления газа, при постоянных значениях температуры и составе газа, влажность увеличивается. При уменьшении давления газа, сходимость полученных влажности ПГ увеличивается. Следовательно, для более низких показателей давления точность полученных результатов возрастает.

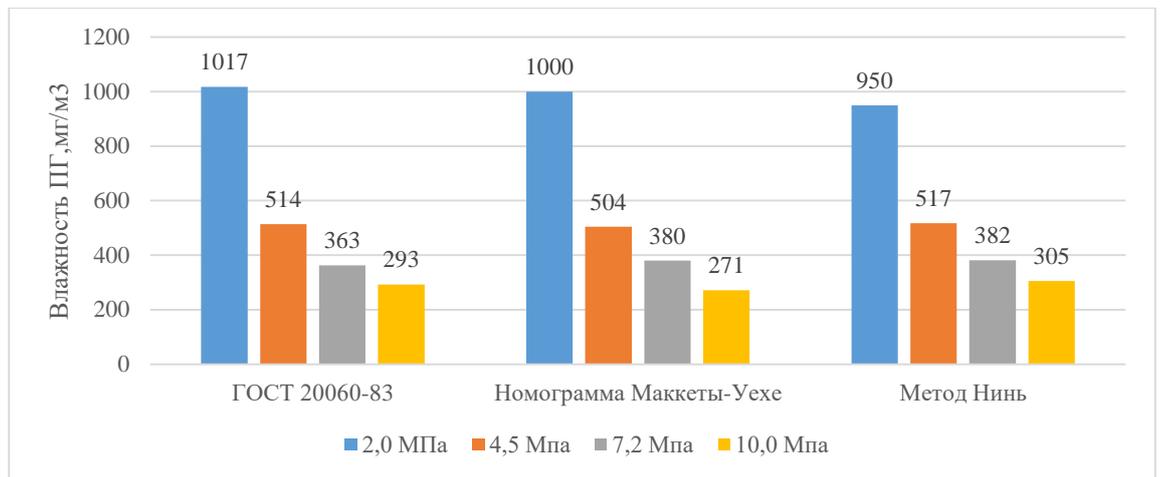


Рисунок 21 – Зависимость влажности газа от давления газа при расчете различными методами

### 3.2 Расчет условий гидратообразования

**Цель расчета:** определить условия гидратообразования по различным методикам: по плотности газа, метод Бейли – Уичера, по коэффициенту К

**Методика расчета:** согласно методическим указаниям приведенных [ ].

**Исходные данные:**  $P = \blacksquare$  МПа,  $T_r = \blacksquare$  °С, компонентный состав газа (таблица 4)

- Метод расчета условий гидратообразования по плотности газа:

По относительно плотности вычислим вероятность гидратообразования по исходным данным:

Относительная плотность:

$$\gamma = \frac{M}{p_{\text{возд}}} \quad (9)$$

где  $M$  – молярная масса газа

$p_{\text{возд}} = 28,966$  – стандартная молярная масса воздуха.

$$\gamma = \blacksquare = \blacksquare \text{ кг/м}^3$$

Определим давление и температуру газа по фазовой диаграмме (рисунок 22):



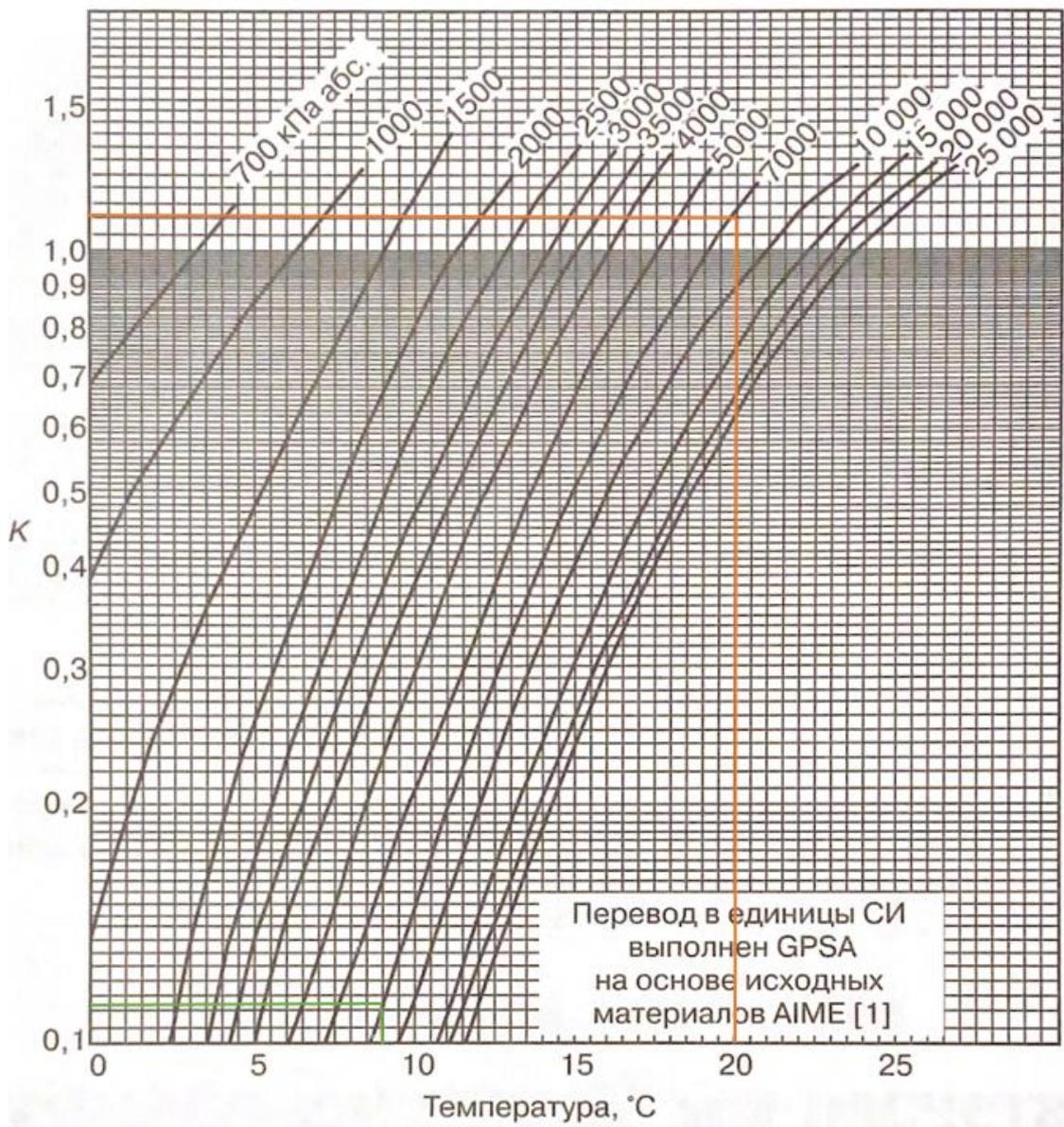


Рисунок 24 - Значения коэффициента К для этана

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

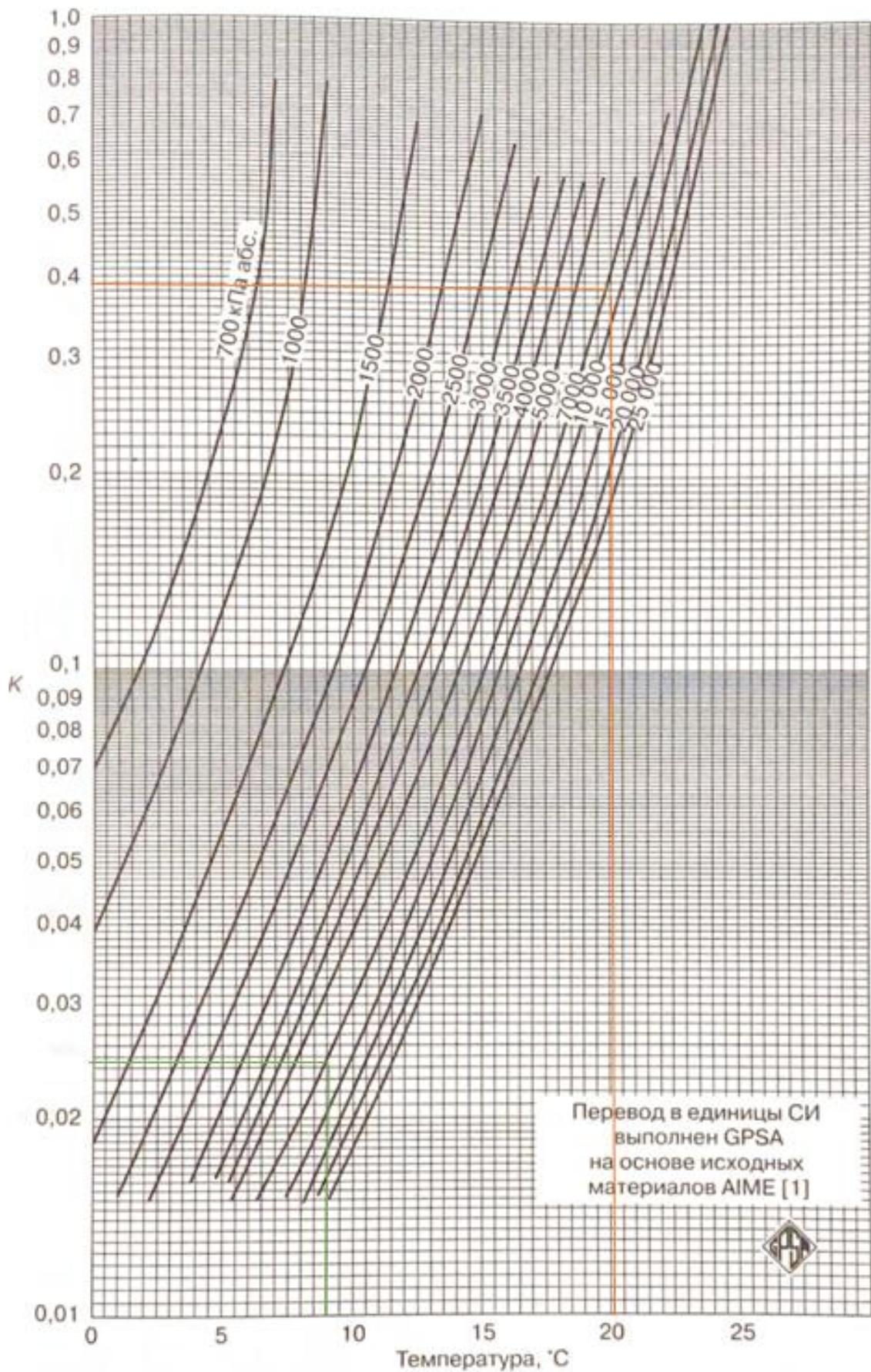


Рисунок 25 - Значения коэффициента К для пропана

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

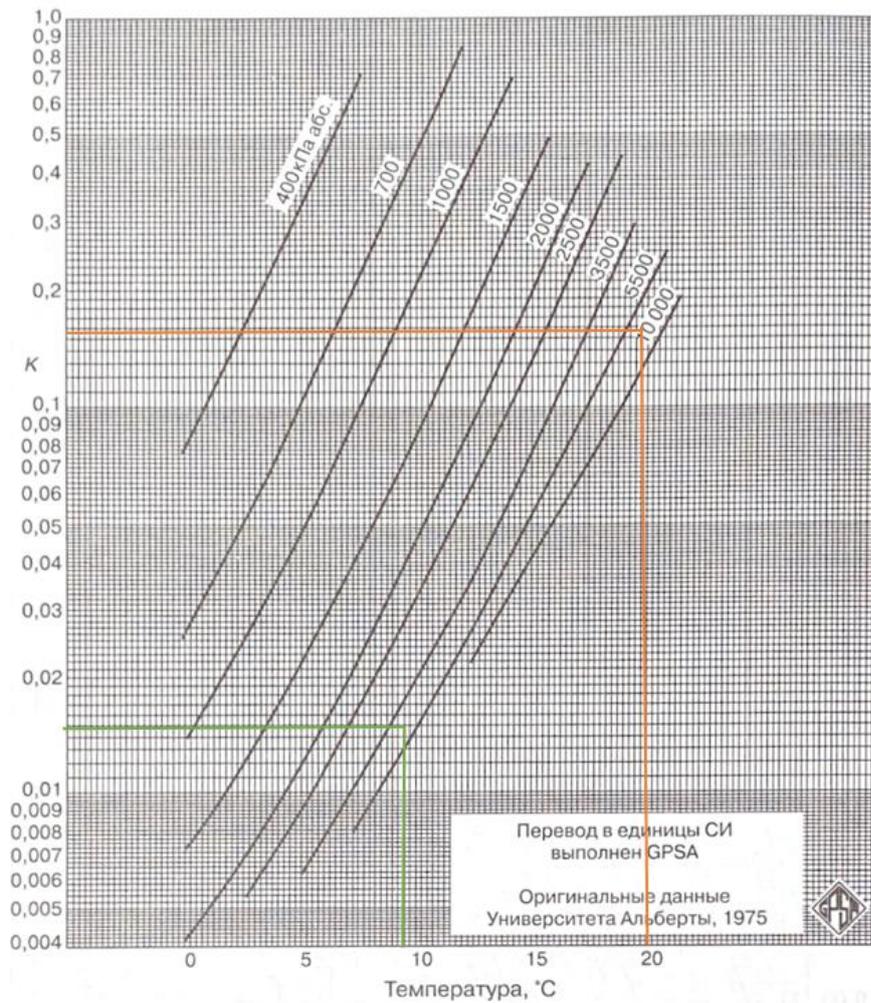


Рисунок 26 - Значения коэффициента К для изобутана

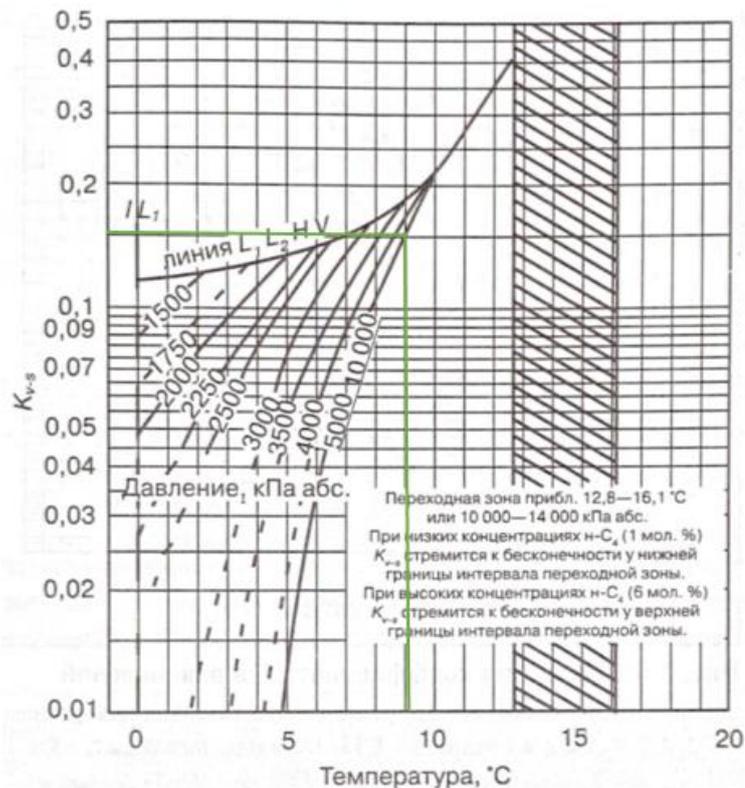


Рисунок 27 - Значения коэффициента К для н-бутана

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



По диаграмме определим температуру ГДО (оранжевая линия)  $T_{гидр.} = \blacksquare$  °С без учета температурной поправки на содержание пропана в составе газа, в связи с его малым содержанием ( $\blacksquare$  %):

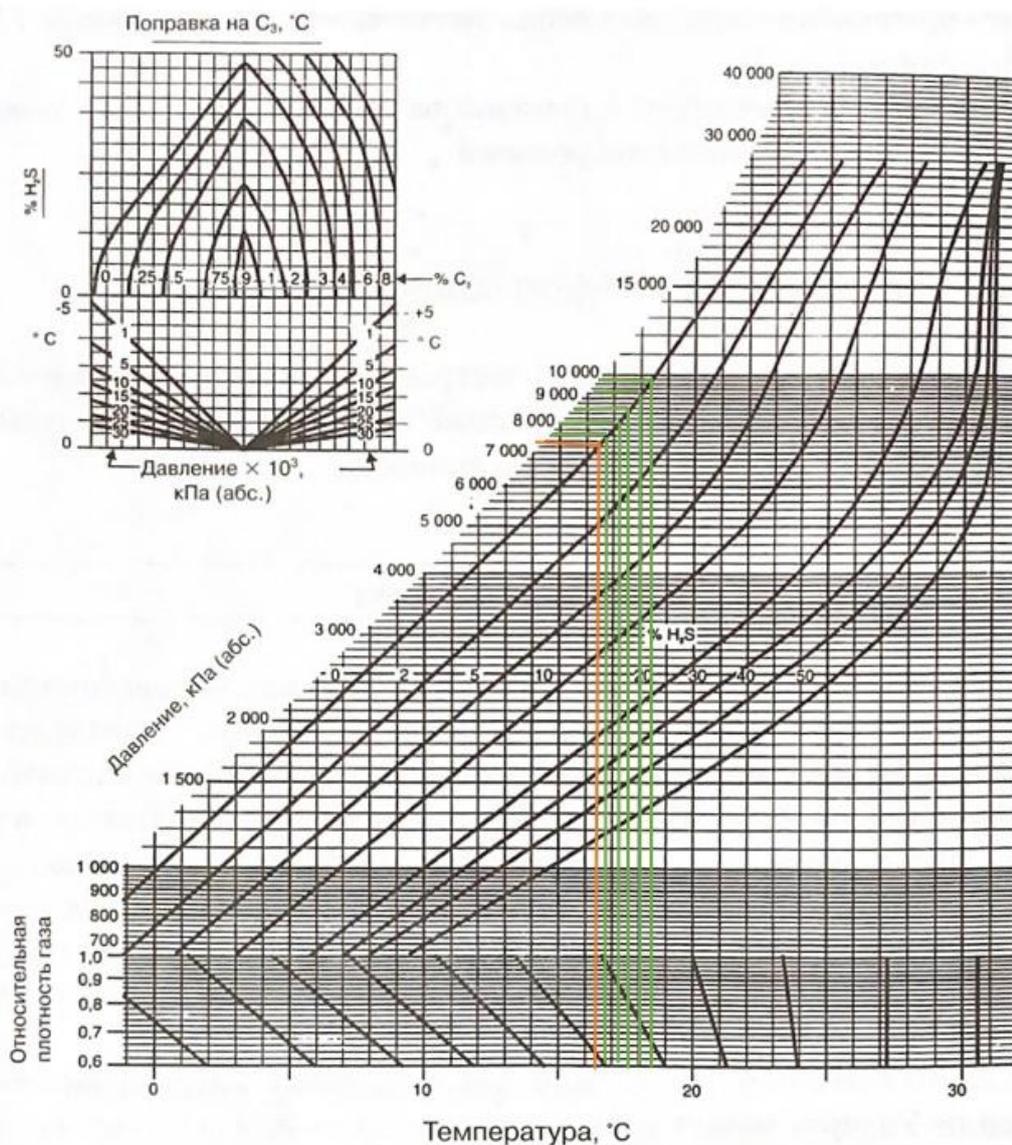


Рисунок 29 - Диаграмма Бейли - Уичерта для расчета условий гидратообразования

Проследим зависимость температуры начала гидратообразования от изменения давления ПГ по диаграмме Бейли – Уичерта ( $\blacksquare$  МПа,  $\blacksquare$  МПа,  $\blacksquare$  МПа;  $\blacksquare$  МПа;  $\blacksquare$  МПа)

По диаграмме сведем полученные данные в таблицу 13:

Таблица 13 - Зависимость температуры начала гидратообразования от изменения давления ПГ (зеленая линия).

Давление гидратообразования, МПа	7,4	8	8,6	9,2	9,8
Температура, °С	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$	$\blacksquare$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

**Вывод:** Температура ГДО при давлении ■■■ МПа равна ■■■ °С. По диаграмме Бейли – Уичерта можно наблюдать прямопропорциональную зависимость температуры гидратообразования от давления газа, следовательно, при увеличении давления газа температура гидратообразования увеличивается. Данный метод позволяет учитывать содержание сероводорода (до ■■■) и пропана (до ■■■) и применяется для высокосернистых газов. Точность определения температуры ГДО составляет до ■■■ °С. Недостатком данного метода является ограничение по плотности (■■■ ... ■■■ кг/м<sup>3</sup>).

### 3.3 Расчет пропускной способности газопровода

**Цель расчета:** определить зависимость пропускной способности трубопровода от наличия ГДО

**Методика расчета:** согласно методическим указаниям по проектированию магистральных газопроводов [24].

**Алгоритм расчета:**

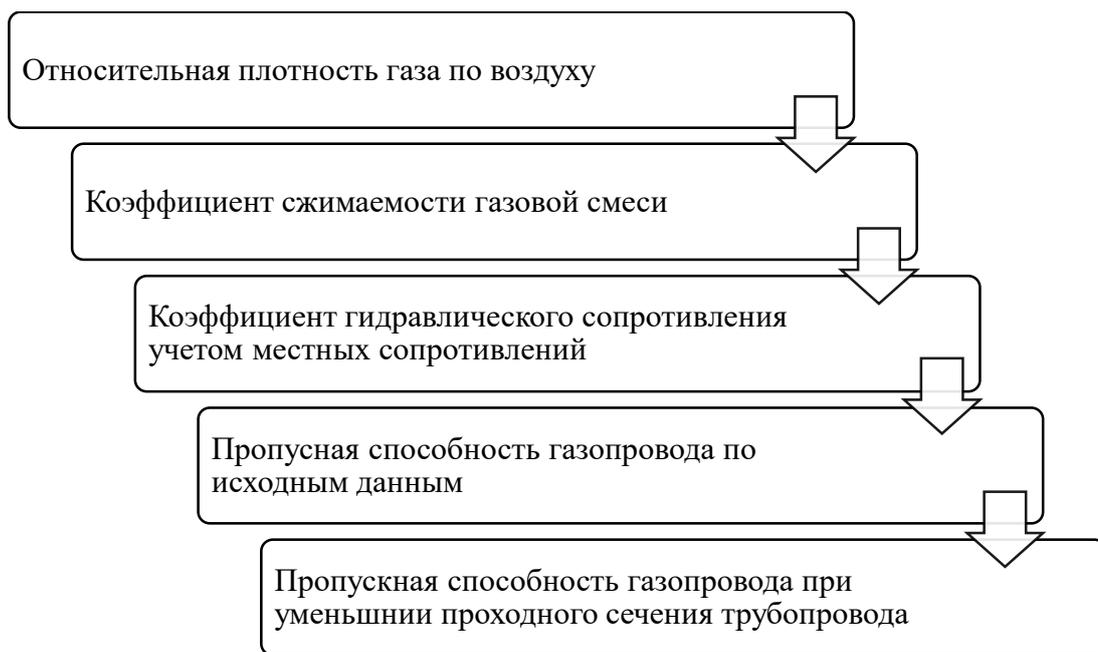


Рисунок 30 – Алгоритм расчета пропускной способности

**Исходные данные:**

Таблица 14 – Исходные данные для расчета пропускной способности

Наименование	Обозначение	Исходные данные
Внутренний диаметр трубопровода	<i>D</i>	■■■ мм

Продолжение таблицы 14

Начальное давление	$P_1$	■■■■ МПа
Конечное давление	$P_2$	■■■■ МПа
Начальная температура газа	$T_n$	■■■■ °С
Температура окружающей среды	$T_0$	■■■■ °С
Длина расчётного участка	$l$	■■■■ км
Абсолютная плотность газа;	$\rho$	■■■■ кг/м <sup>3</sup>
Температура точки росы	$T_{m.p.}$	■■■■ °С
Пропускная способность газопровода	$q$	■■■■ млрд м <sup>3</sup> /год

Рассчитаем значение пропускной способности МГ по заданным значениям плотности газа, давления и температуры.

- 1) Определим молекулярную массу газовой смеси,  $M$ , кг/кмоль:

$$M = a_1 * M_1 + a_2 * M_2 + \dots a_n * M_n \quad (11)$$

где  $M_1 \dots M_n$  – молекулярная масса компонента, кг/кмоль.

$a_1, \dots a_n$  - доля каждого компонента в смеси для данного состава газа, кг/кмоль.

$$M = \text{■■■■} = \text{■■■■} \text{ кг/кмоль}$$

- 2) Плотность газовой смеси  $\rho_{см}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{см} = \frac{M}{V_m} \quad (12)$$

где  $V_m$  – молярный объем газа при нормальных условиях  $V_m = \text{■■■■}$  м<sup>3</sup>/кмоль

$$\rho_{см} = \text{■■■■} = \text{■■■■} \text{ кг/м}^3$$

- 3) Относительная плотность по воздуху  $\Delta$ :

$$\Delta = \frac{\rho_{ст}}{\rho_{в}} \quad (13)$$

где  $\rho_{в} = 1,20445$  кг/м<sup>3</sup> – плотность воздуха при стандартных условиях

$$\Delta = \text{■■■■} = \text{■■■■}$$

- 4) Динамическая вязкость газовой смеси  $\mu_{см}$ , Па · с:

$$\mu_{см} = a_1 * \mu_1 + a_2 * \mu_2 + \dots a_n * \mu_n \quad (14)$$



$$T_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{ср}}}{T_{\text{пк}}} = \dots = \dots \quad (20)$$

10) Коэффициент сжимаемости газовой смеси, Z:

$$Z_{\text{ср}} = 1 + A_1 \cdot P_{\text{пр}} + A_2 \cdot P_{\text{пр}}^2 \quad (21)$$

$$Z_{\text{ср}} = 1 - \dots * \dots + \dots * \dots = \dots$$

где:

$$A_1 = -\dots + \frac{\dots}{T_{\text{пр}}} - \frac{\dots}{T_{\text{пр}}^2} + \frac{\dots}{T_{\text{пр}}^3} \quad (22)$$

$$A_1 = \dots = \dots$$

$$A_2 = \dots - \frac{\dots}{T_{\text{пр}}} + \frac{\dots}{T_{\text{пр}}^2} = \dots \quad (23)$$

$$= \dots = \dots$$

11) Число Рейнольдса, Re:

$$Re = 17,75 \cdot \frac{\Delta \cdot q}{D_{\text{вн}} \cdot \mu} \quad (24)$$

где  $K_{\text{и}}$  – коэффициент использования пропускной способности газопровода, который вычисляется по формуле 11:

$$K_{\text{и}} = K_{\text{р0}} \cdot K_{\text{эт}} \cdot K_{\text{нд}} = \dots = \dots \quad (25)$$

где  $K_{\text{р0}}$  – коэффициент расчетной обеспеченности газоснабжения потребителей.  $K_{\text{р0}} = 0,98$  для базовых и распределительных газопроводов;

$K_{\text{эт}}$  – коэффициент экстремальных температур, учитывающий необходимость компенсации снижения пропускной способности газопровода, связанного с влиянием высоких температур.  $K_{\text{эт}} = 0,98$  для газопроводов более 1000 км;

$K_{\text{нд}}$  – коэффициент надежности газопровода, учитывающий необходимость компенсации снижения производительности газопровода из-за вынужденных процессов и ремонтно-технического обслуживания.  $K_{\text{нд}} = 0,99$  для газопровода длиной более 500 мм.

Суточная производительность газопровода:

$$q = \frac{q_{\text{г}} \cdot 10^3}{365 \cdot k_{\text{н}}} = \dots = \dots \text{ млн. м}^3/\text{сут} \quad (26)$$

$$Re = \blacksquare = \blacksquare$$

12) Коэффициент сопротивления трению:

В магистральном газопроводе наиболее часто встречается квадратичный режим течения газа, при котором  $\lambda_{тр}$  рассчитывается:

$$\lambda_{тр} = \blacksquare = \blacksquare \quad (27)$$

где  $k_э$  - эквивалентная шероховатость труб,  $k_э = 0,03$  мм.

13) Коэффициент гидравлического сопротивления с учетом местных сопротивлений:

$$\lambda = 1,05 \left( \frac{\lambda_{тр}}{E} \right) \quad (28)$$

где  $E = 0,95$  – коэффициент гидравлической эффективности газопровода

$$\lambda = \blacksquare = \blacksquare$$

14) Пропускная способность газопровода:

$$q = 105,087 \cdot d^{2,5} \cdot \left( \frac{P_H^2 - P_K^2}{\Delta \cdot \lambda_{тр} \cdot Z_{ср} \cdot L} \right)^{0,5} \quad (29)$$

$$q = \blacksquare = \blacksquare \text{ млн. м}^3$$

15) Смоделируем ситуацию, когда гидрат образуется и уменьшает проходное сечение трубопровода на 20%. Тогда  $D_{вн} = 1,12$  м.

$$\lambda_{тр} = \blacksquare = \blacksquare$$

$$\lambda = \blacksquare = \blacksquare$$

$$q = \blacksquare = \blacksquare \text{ млн. м}^3$$

Из расчетов делаем **вывод**, что уменьшение внутреннего диаметра трубопровода на  $\blacksquare$  % приводит к уменьшению пропускной способности на  $\blacksquare$  %. Для недопущения такой ситуации необходимо разработать мероприятия по предупреждению гидратообразования в трубопроводе.

### 3.4 Расчет концентрации метанола

**Цель расчета:** определение необходимой концентрации ингибитора различными методами

**Методика расчета:** уравнение Хаммершидта и диаграмма показателей ингибирующего воздействия различных ингибиторов

**Исходные данные:**  $\Delta T = \blacksquare$  °C

**Алгоритм расчета:**

Простым и наиболее применяемым методом расчета концентрации ингибитора является уравнение Хаммершидта. Концентрация в данном уравнении рассчитывается исходя из состава ингибитора и воды, не опираясь на параметры перекачиваемой среды. Возможность применения данного уравнения имеет ограничения массовых концентраций ингибирующего вещества: 30% для метанола и этиленгликоля, 20% для др. гликолей.

$$W = \frac{100 \cdot M \cdot \Delta T}{K_n + M \cdot \Delta T} \quad (30)$$

где W – массовая концентрация ингибитора в водной фазе, %

M – молярная масса ингибитора, г/моль

$\Delta T$  – понижение температуры, оC

$K_n$  – константа со значением 1297.

Таблица 15 - Значения M и K для различных ингибиторов

Константа	Метанол	Этиленгликоль (ЭГ)	Триэтиленгликоль (ТЭГ)
K	1297	1297	1297
M	32,04	62,07	150,17

Для метанола:

$$W = \blacksquare = \blacksquare \%$$

Для ЭГ:

$$W = \blacksquare = \blacksquare \%$$

Для ТЭГ:

$$W = \blacksquare = \blacksquare \%$$

- Расчет концентрации ингибитора по диаграмме показателей ингибирующих веществ:

					Технологический расчет	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Диаграмма (рисунок 5.3.1) позволяет определить величину понижения температуры по заданной концентрации ингибитора и наоборот. При температуре понижения равной 7,2 °С концентрация ингибиторов составляют: для метанола 17%, для ЭГ 26%, для ТЭГ 34%

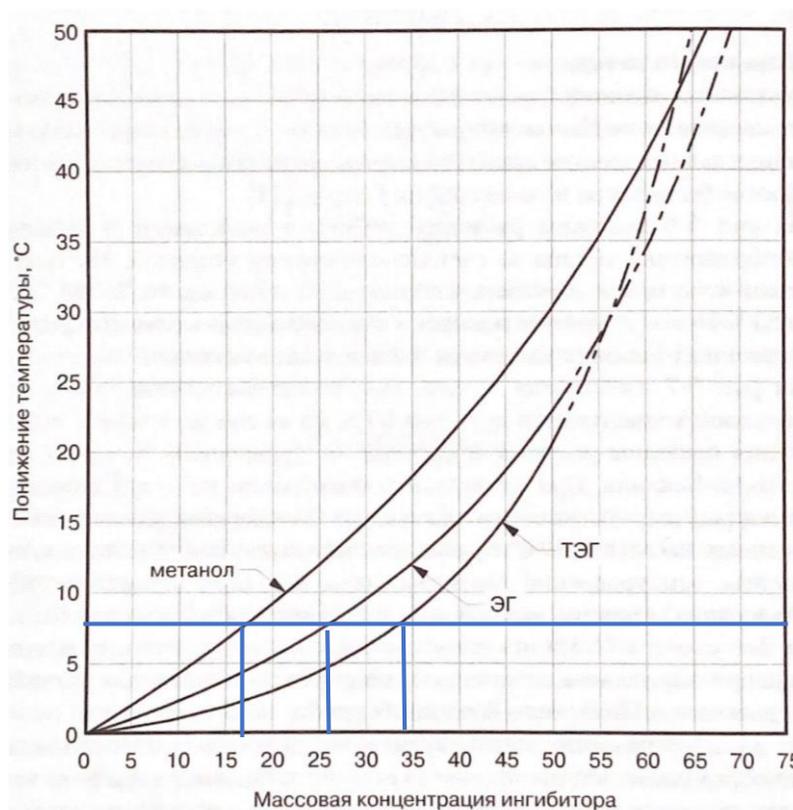


Рисунок 31 - Показатели ингибирующего воздействия метанола, ЭГ, ТЭГ

**Вывод:** результаты вычисления массовой концентрации ингибиторов показали незначительные отклонения при выборе метода расчета. Концентрация ингибиторов составляет: для метанола 17%, для ЭГ 26%, для ТЭГ 34%

### 3.5 Алгоритм расчета определения зоны конденсации влаги в магистральном газопроводе и расход необходимого ингибитора гидратообразования

**Цель расчета:** определить зону конденсации влаги на участке газопровода от КС Ставропольская до КС «Краснодарская» и расход ингибитора гидратообразования

**Методика расчета:** вычисление проводилось на основании алгоритма, описанного в [24].

**Исходные данные:**

Наименование	Обозначение	Исходные данные

Производительность газопровода	$Q$	■ нм <sup>3</sup> /сут
Внутренний диаметр трубопровода	$D$	■ мм
Начальное давление	$P_1$	■ МПа
Конечное давление	$P_2$	■ МПа
Начальная температура газа	$T_n$	■ °С
Температура окружающей среды	$T_0$	■ °С
Длина расчётного участка	$l$	■ м
Коэффициент Джоуля–Томсона;	$\mu$	■ К/МПа
Абсолютная плотность газа;	$\rho$	■ кг/ м <sup>3</sup>
Температура точки росы	$T_{m.p.}$	■ °С
Теплоёмкость газа	$C_p$	■ Дж/К
Коэффициент теплопроводности	$K$	■ Вт/м <sup>2</sup> ·К
Пропускная способность газопровода	$q$	■ млрд м <sup>3</sup> /год

Таблица 16 – Исходные данные для определения зоны конденсации и расхода ингибитора

**Алгоритм расчета:**

Рисунок 32 – Алгоритм расчета зоны конденсации и расхода метанола

Начало зоны конденсации  $x_n$  в газопроводе при  $T = T_{m.p.}$  определяется по формуле:

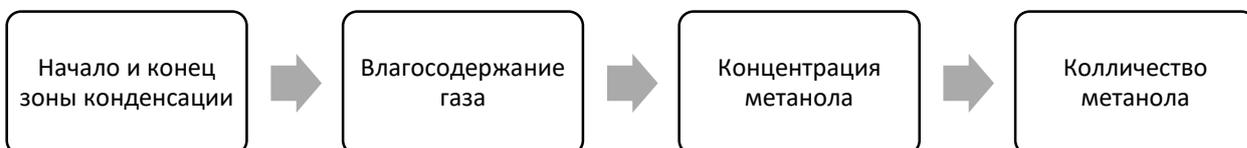
$$x_n = \frac{1}{a} \ln \left[ \frac{\mu \cdot (P_1 - P_2) + (T_n - T_0) \cdot a \cdot L}{\mu \cdot (P_1 - P_2) + (T_{т.р} - T_0) \cdot a \cdot L} \right] \quad (30)$$

$x_n =$  ■ = ■ км

Конец зоны конденсации  $x_k$  в газопроводе

$$x_n = \frac{1}{a} \cdot \ln \left[ \frac{(T_n - T_0) \cdot a \cdot L}{\mu \cdot (P_1 - P_2)} + 1 \right] \quad (31)$$

$x_n =$  ■ = ■ км



$$a = \frac{24 \cdot k \cdot \pi \cdot D}{\rho \cdot Q \cdot C_p} \quad (32)$$

где  $k$  – коэффициент теплопередачи в окружающую среду;

$D$  – наружный диаметр газопровода;

$\rho$  – плотность газа;

$Q$  – объёмный расход газа,

$C_p$  – удельная теплоёмкость газа.

$$a = \blacksquare = \blacksquare$$

Температура начала конденсации паров воды из газа при температуре газа в газопроводе  $T$ , равной точке росы  $T_{m,p}$ , определяют по формуле:

$$T = T_0 + (T_n + T_0)e^{-ax} - \mu \cdot \frac{P_1 - P_2}{L} \cdot \frac{1 - e^{-ax}}{a} \quad (33)$$

$$T = \blacksquare = \blacksquare \text{ K}$$

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

$T_n$  – начальная температура газа (К);

$a$  – расчётный коэффициент;

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

$\mu$  – коэффициент Джоуля–Томсона К/МПа,

$L$  – длина участка газопровода (м),

$P_1$  – начальное давление,

$P_2$  – конечное давление(МПа).

Среднее давление в газопроводе:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left( P_1 - \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right) \quad (34)$$

где  $P_1$  – начальное давление газа, МПа;

$P_2$  – конечное давление газа, МПа.

$$P_{cp} = \blacksquare = \blacksquare \text{ МПа}$$

Полученные данные позволяют рассчитать влагосодержание газа для магистрального газопровода и при условии, что значение точки россы газа по воде

					Технологический расчет	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

полученное по формуле 35 укладывается в параметры, заданные ГОСТ 53763 –2009:

$$W = \frac{0,457}{1,42 \cdot P_{cp}} \cdot e^{0,0735t - 0,00027t^2} + 0,0418 \cdot e^{0,054t - 0,0002t^2} \quad (35)$$

$$W = \text{[redacted]} = \text{[redacted]} \text{ г/м}^3$$

где  $W$  – влагосодержание газа (г/м<sup>3</sup>),  $P_{cp}$  – среднее давление на рассматриваемом участке (МПа),  $t$  – температура на рассматриваемом участке газопровода (°С).

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

$$G_{ж.в.} = W \cdot Q \quad (36)$$

$$G_{ж.в.} = \text{[redacted]} = \text{[redacted]} \text{ кг/сут}$$

Температуру образования гидрата  $T_{гидр}$  определяют из зависимости равновесных параметров гидратообразования природных газов от плотности по среднему давлению  $p_{cp}$  (рисунок 2).

Снижение точки замерзания раствора определяется по формуле:

$$\Delta T = T_{гидр} - T_0 \quad (37)$$

$$\Delta T = \text{[redacted]} = \text{[redacted]} \text{ К}$$

Концентрация метанола в газе определяется по формуле:

$$K_{м.г.} = M_{ж} \cdot K_m \cdot 16 \cdot 10^{-3} \quad (38)$$

где  $M_{ж}$  – содержание метанола в жидкости (%),  $K_m$  – отношение количества паров метанола к его содержанию в жидкости  $K_m = W/1,088$ , (г/м<sup>3</sup>).

Таблица 17 - Содержание метанола в жидкости

$\Delta T$ (К)	Содержание метанолов жидкости $M_{ж}$ (%)
0	0
5	15
10	20
15	27
20	32
25	40

По данным таблице методом интерполяции  $M_{ж} = \text{[redacted]} \%$

Концентрация метанола в газе:

$$K_{м.г.} = \text{[redacted]} = \text{[redacted]} \text{ г/м}^3$$

Количество метанола, насыщающего жидкость, определяют:

$$G_{\text{м.ж.}} = \frac{G_{\text{ж.в.}} \cdot M_{\text{ж}}}{100 - M_{\text{ж}}} \quad (39)$$

$$G_{\text{м.ж.}} = \blacksquare = \blacksquare \text{ кг/сут}$$

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

Количество метанола, насыщающего газ:

$$G_{\text{м.г.}} = Q \cdot K_{\text{м.г.}} \quad (40)$$

$$G_{\text{м.г.}} = \blacksquare = \blacksquare \text{ кг/сут}$$

где  $K_{\text{м.г.}}$  – концентрация метанола в газе (г/м<sup>3</sup>).

Количество метанола, вводимого в газопровод:

$$G_{\text{м}} = G_{\text{м.ж.}} + G_{\text{м.г.}} \quad (41)$$

$$G_{\text{м}} = 469 + 474 = 943 \text{ кг/сут}$$

Таблица 18 – Результаты расчетов

Параметр	Обозначение	Расчетное значение	Единицы измерения
Начало зоны конденсации	$X_{\text{н}}$	■	км
Конец зоны конденсации	$X_{\text{к}}$	■	км
Среднее давление газа	$P_{\text{ср}}$	■	МПа
Температура в начале зоны конденсации	$T_{\text{нач.}}$	■	°С
Температура в конце зоны конденсации	$T_{\text{конц}}$	■	°С
Средняя температура в газопроводе	$T_{\text{ср}}$	■	°С

Продолжение таблицы 18

Влагосодержание газа	$W$	■	г/м <sup>3</sup>
Количество жидкой фазы	$G_{\text{ж.в}}$	■	кг/сут
Содержание метанола	$M_{\text{ж}}$	■	%
Концентрация метанола в газе	$K_{\text{м}}$	■	г/м <sup>3</sup>
Количество метанола вводимого в газопровод	$G_{\text{м}}$	■	кг/сут

### Вывод по главе 3:

В настоящий момент времени при борьбе с образованием гидратов газа на производстве по ГОСТ 20060-83 «Газы горючие природные» используют метод граничных условий ГДО. Использование единственной методики не обеспечивает качественный подход в предотвращении образования гидратов. Это связано с тем, что данный руководящий документ не учитывает реальные параметры компонентного состава транспортируемой среды и его температурные параметры. В следствие этого, можно сделать вывод, что разработка методики расчетов условий ГДО является актуальной.

В ходе исследования были проведены расчеты по различным методикам, позволяющие определить граничные термобарические условия, ведущие к образованию гидратов. Результаты расчетов позволили определить содержание влаги с погрешностью измерений в 9 %. Погрешность полученных расчетных данных обусловлена неточностью в проведении интерполяции, работой с диаграммой и ограничениями, заложенными в каждую из методик.

Процесс ГДО связан с температурой перекачиваемой среды, влажность ПГ. Для недопущения ГДО необходимо проводить качественную осушку природного газа и поддерживать температуру перекачиваемой среды выше температуры точки росы. Одним из самых эффективных и распространенных методов предупреждения является ввод метанольного раствора.

В ходе технологических расчетов условий гидратообразования предлагается усовершенствование методик вычисления и разработка нормативно технической документации, включающей в себя все вышеперечисленные параметры.

					Технологический расчет	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

#### 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе проекта рассматривается работа по обеспечению бесперебойной эксплуатации магистрального газопровода, при качественной осушке природного газа на промысловых пунктах подготовки. Она позволяет обеспечить поставки требуемого объема природного газа потребителям и надежно и долговечно эксплуатировать МГ. Поэтому важно использовать технологию, которая будет отвечать всем требованиям безопасности и экономической эффективности транспортировки природного газа.

##### 4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

###### 4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Исследуемые ингибиторы гидратообразования предназначены для смещения равновесных условий образования ГГ при транспорте продукта по МГ, газопроводу-отводу и на станциях ГРС. Сравнение показателей данных ингибиторов является немаловажной частью, т.к. их правильный выбор будет способствовать сохранению бюджета компании, сил и средств, а также избавит от непредвиденных аварийных ситуаций.

Целевыми потребителями разработки являются предприятия газовой промышленности, занимающиеся транспортировкой природного газа по магистральным газопроводам и на станциях ГРС. Особый интерес данный анализ вызовет у компаний, занимающихся транспортом газа с Северных месторождений с осложненными климатическими условиями.

Сегментировать рынок можно по типу перекачиваемого продукта и соответствующего ингибитора, наиболее подходящего для реализации данной технологии (таблица 19).

Таблица 19 Карта сегментирования рынка

		Вид ингибитора		
		Кинетический	Метанол	Хлористый кальций
Тип продукта	газ			
	нефть			
				- ПАО «Транснефть»
		- ПАО «Газпром»		

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной эксплуатации газопроводов высокого давления							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.	Полного К.А.									73	112	
Руковод.	Чухарева Н.В.							Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91				
Консульт.												
Рук-ль ООП.	Чухарева Н.В.											

Ввиду актуальности проблемы безгидратной транспортировки природного газа, технология будет востребуемой. По карте сегментирования рынка видно какие компании будут заинтересованы в конкретном типе ингибиторов гидратообразования, исходя из характеристик перекачиваемого продукта.

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Ввиду актуальности проблемы безгидратной транспортировки природного газа, технология будет востребуемой. По карте сегментирования рынка видно какие компании будут заинтересованы в конкретном типе ингибиторов гидратообразования, исходя из характеристик перекачиваемого продукта.

Наиболее целесообразно сравнивать предупреждение и ликвидацию ГО с применением метанола (К1), потому как данный вид ингибитора самый распространенный, и с применением CaCl<sub>2</sub> (хлористый кальций), из-за конкурирующих характеристик данного продукта, а также ингибиторы кинетического действия (К3) из-за их перспективности в области применения. Результаты представим в видео оценочной карты (табл.19), где оценивание технологий приведено по пятибалльной шкале: 1 – наиболее слабая позиция, 5 – наиболее сильная.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i B_i, \quad (42)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$V_i$  - вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Таблица 20 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$B_{K1}$	$B_{K2}$	$B_{K3}$	$K_{K1}$	$K_{K2}$	$K_{K3}$
1	2				6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Температурный интервал эксплуатации	0,12				0,60	0,48	0,24
2. Удобство в эксплуатации	0,10				0,50	0,50	0,50

Продолжение таблицы 20

3. Вязкость	0,05				0,20	0,10	0,15
4. Разделение эмульсии	0,07				0,28	0,14	0,35
5. Растворимость в газовой фазе	0,11				0,33	0,55	0,55
6. Активность	0,19				0,95	0,95	0,76
7. Утилизация	0,08				0,24	0,24	0,40
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность	0,08	5	4	2	0,40	0,32	0,16
2. Цена	0,11	5	4	2	0,55	0,44	0,22
3. Перспективность использования	0,04	4	3	5	0,16	0,12	0,20
4. Промышленная база	0,05	5	4	2	0,25	0,20	0,10
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>48</b>	<b>42</b>	<b>40</b>	<b>4,46</b>	<b>4,04</b>	<b>3,63</b>

В результате анализа полученных данных таблицы 20 можно сделать вывод, что применение метанола в качестве ингибитора ГДО природного газа превосходит альтернативные методы предупреждения и ликвидации газовых гидратов как по значению большинства показателей в отдельности, так и по итоговому баллу.

#### 4.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

На первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Результаты SWOT-анализа исследования

<b>Сильные стороны</b>	<b>Возможности во внешней среде</b>
С1. Большая перспектива развития С2. Низкая стоимость материала С3. Повышение безопасности производства С4. Рациональность использования ресурсов	В2. Отсутствие массового производства аналогов В1. Развитие технологий в данной отрасли В3. Возможность изготавливать в РФ
<b>Слабые стороны</b>	<b>Угрозы внешней среды</b>
Сл1. Неполноценная отдача при использовании Сл2. Высокая стоимость изучения новых вариаций	У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Рост стоимости импортных материалов У3. Уменьшение объема инвестиций У4. Экономическая ситуация в стране У5. Появление новых конкурентных разработок.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 22 – Интерактивная матрица сильных и слабых сторон и возможностей

	Сильные стороны				Слабые стороны		
		C1	C2	C3	C4	Сл1	Сл2
Возможности проекта	B1	+	+	0	-	0	+
	B2	+	+	+	+	-	-
	B3	+	+	+	+	0	-

Таблица 23 Интерактивная матрица сильных сторон и слабых сторон и угроз

	Сильные стороны				Слабые стороны		
		C1	C2	C3	C4	Сл1	Сл2
Угрозы проекта	У1	0	+	-	+	-	+
	У2	-	-	-	-	-	-
	У3	-	-	0	+	-	-
	У4	+	+	+	-	-	-
	У5	-	+	+	+	-	+

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, представленная в Таблице 24.

Результатам анализа внешней и внутренней среды проекта будут учитываться при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

Таблица 24 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны	Слабые стороны
	С1. Большая перспектива развития С2. Низкая стоимость материала С3. Повышение безопасности производства С4. Рациональность использования ресурсов	Сл1. Неполюценная отдача при использовании Сл2. Высокая стоимость изучения новых вариаций

Продолжение таблицы 24

<b>Возможности</b>	<p>В2. Отсутствие массового производства аналогов</p> <p>В1. Развитие технологий в данной отрасли</p> <p>В3. Возможность изготавливать в РФ</p>	<p>1. Привлечение средств государства для введения новой технологии.</p> <p>2. Импортзамещение и возможность создавать конкурентоспособные материалы на рынке</p>	<p>1. Оптимизация технологии изготовления оборудования для использования продукта</p> <p>2. Отбор высококвалифицированных специалистов</p> <p>3. Сотрудничество с иностранными компаниями</p>
<b>Угрозы</b>	<p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии</p> <p>У2. Рост стоимости импортных материалов</p> <p>У3. Уменьшение объёма инвестиций</p> <p>У4. Экономическая ситуация в стране</p> <p>У5. Появление новых конкурентных разработок.</p>	<p>1. Недостаток финансирования простимулирует качество производимого оборудования, что позволит продлить срок использования</p> <p>2. Страны, заинтересованные в данных разработках, могут покрыть недостаток финансирования</p>	<p>1. Создание массового производства оборудования</p> <p>2. Развитие исследований для возможности применения новых технических решений для улучшения параметров</p> <p>3. Развитие отечественных технологий производства</p>

Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

## 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр
	2	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр
	3	Литературный обзор	Бакалавр
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель

Продолжение таблицы 25

Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Бакалавр
	6	Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр

#### 4.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Расчет трудоемкости выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоёмкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} \quad (43)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{\min i}$  – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (44)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу

на данном этапе, чел.

### 4.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{Pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (45)$$

где:  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -ой работы в календарных днях;

$T_{Pi}$  – продолжительность  $i$ -ой работы, раб. дней;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (46)$$

где:  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22 \quad (47)$$

Таблица 26 - Временные показатели проведения научного исследования.

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, $T_{Pi}$	Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$
	$t_{min}$ , человека дни	$t_{max}$ , человека дни	$t_{ож}$ , человека дни			
Календарное планирование работ по теме	4	8	5,6	Руководитель, бакалавр	3	4
Постановка цели и задач исследования	4	8	5,6	Руководитель, бакалавр	3	4
Литературный обзор	13	19	15,4	Бакалавр	15	23
Составление и утверждение технического задания	8	13	10	Руководитель	10	15
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	10	15	12	Бакалавр	12	18

Продолжение таблицы 26

Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	18	24	20,4	Бакалавр	20	30
Оценка результатов исследования	6	9	7,2	Руководитель, Бакалавр	4	5
Составление пояснительной записки	10	15	12	Руководитель, Бакалавр	6	9

На основе таблицы временных показателей проведения научного исследования был построен календарный план-график проведения НИОКР по теме (таблица 27). Для удобства месяца в диаграмме были разбиты на декады (10 дней).

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта.

Таблица 27 - Календарный план-график проведения НИОКР.

№	Вид работ	Исполнители	$T_{ki}$ , кал. дни	Продолжительность выполнения работ													
				Фев.		Март		Апрель		Май							
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр	4	■													
2	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр	4	■													
3	Литературный обзор	Бакалавр	23		■	■	■	■	■								
4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	15				■	■	■	■	■						
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Бакалавр	18						■	■	■	■	■	■			
6	Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	Бакалавр	30								■	■	■	■	■	■	
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр	5													■	■
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр	9													■	■

#### 4.4 Бюджет научно–технической разработки

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- Материальные затраты НТИ;
- Основная заработная плата исполнителей темы;
- Дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- Накладные расходы НИР.

#### 4.5 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат НТР включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i}, \quad (48)$$

где  $k_M$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

$m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$C_i$  – цена приобретения  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{\text{расх } i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.).

Таблица 28 - Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, Z <sup>M</sup> , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Программы Microsoft Office	шт.	3	3	3	1500	1500	1500	4500	4500	4500
Бумага для принтера	шт.	350	280	300	0,5	0,5	0,5	175	140	150
Электроэнергия	кВт/ч	200	230	270	4,5	4,5	4,5	900	1035	1215
Итого:								5575	5675	5865

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						81

#### 4.6 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 29). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 29 – Расчет затрат на оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З <sup>м</sup> , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Компьютер	шт.	1	1	1	50000	55000	60000	50000	55000	60000
Принтер	шт.	1	1	1	7000	7500	7500	7000	7500	7500
Итого:								57000	62500	67500

##### 4.6.1 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (49)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата, руб.;

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (50)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дней  $M=11,2$  месяцев, 5 – дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (k_p + k_{\text{пр}} + k_d) + Z_{\text{тс}}, \quad (51)$$

где  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент ( $k_{\text{пр}} = 0,3$ , т. е. 30% от  $Z_{\text{тс}}$ );

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок ( $k_d = 0,2$ , т. е. 20% от  $Z_{\text{тс}}$ );

$k_p$  – районный коэффициент (для Гомска  $k_p = 0,3$ , т. е. 30%).

Таблица 30 - Расчет основной заработной платы

Исполнитель	З <sub>тс</sub> , руб.	k <sub>пр</sub> , %	k <sub>д</sub> , %	k <sub>р</sub> , %	З <sub>м</sub> , руб.	З <sub>дн</sub> , руб.	T <sub>р</sub> , раб. дн.	З <sub>осн</sub> , руб.
Руководитель проекта	38000	30	20	30	68400	8512	9,25	78736
Студент	1400	30	20	30	2520	313,6	27,5	8624
Итого, З <sub>осн</sub> :								87736

#### 4.6.2 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (52)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Таблица 31 - Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	k <sub>доп</sub>	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	78736	11810
Студент	0,15	8624	1294
Итого:			13104

#### 4.6.3 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды ( $k_{\text{внеб}} = 0,3$ ).

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (53)$$

Таблица 32 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	78736	11810
Студент	8624	1294
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого:	30139	

#### 4.6.4 Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в предыдущих пунктах.

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (54)$$

где  $k_{\text{нр}}$  - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным  $k_{\text{нр}} = 16\%$ .

$$Z_{\text{накл1}} = (5575 + 57000 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 30909 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл2}} = (5675 + 62500 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 31805 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл3}} = (5865 + 67500 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 32635 \text{ руб.}$$

#### 4.7 Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Заключительный анализ технического решения представлен в таблице 33.

Таблица 33 - Итоговые затраты на демонтаж СМП.

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НТИ	5575	5675	5865	Пункт 5.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	57000	62500	67500	Пункт 5.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	87360			Пункт 5.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13104			Пункт 5.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	30139			Пункт 5.5
6. Накладные расходы	30909	31805	32635	16% от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат НТИ	224087	230583	236603	Сумма ст. 1-6

Таким образом, общий бюджет затрат НТИ составил 236603 руб.

#### 4.8 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ

Определение эффективности происходит на основе сравнения значений интегральных финансовых показателей, интегральных показателей ресурсоэффективности и интегрального показателя эффективности разработки, которые получают в ходе оценки бюджета затрат и сравнительной оценки характеристик двух (и более) вариантов разработок.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Ранее было отмечено (раздел 4.3), что техническое решение является уникальным в своем роде и других разработок по данной проблеме нет. В связи с чем проведение сравнительной оценки значений интегральных финансовых показателей, интегральных показателей ресурсоэффективности и интегрального показателя эффективности разработки не представляется возможным.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают входе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{Pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (55)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{Pi}$  – стоимость i-го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{224087}{236603} = 0,94$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{230583}{236603} = 0,97$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{236603}{236603} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{Pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (56)$$

где  $I_{Pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$ – весовой коэффициент разработки;

$b_i$ – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 34 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Критерии				
1. Способствует росту производительности	0,1	5	4	5
2. Удобство в эксплуатации(соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	4	4
3. Помехоустойчивость	0,15	5	3	3
4. Энергосбережение	0,20	4	3	2
5. Надежность	0,25	5	4	2
6. Материалоемкость	0,15	5	3	4
Итого	1	4,8	3,5	3,05

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}} = \frac{4,8}{0,94} = 5,1;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{р-исп2}}{I_{финр}} = \frac{3,5}{0,97} = 3,6;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{р-исп3}}{I_{финр}} = \frac{3,05}{1} = 3,05$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен во втором исполнении

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{срi}$ ):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (57)$$

Таблица 35 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,94	0,97	1,00
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	3,5	3,05
3	Интегральный показатель эффективности	5,10	3,60	3,05
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,42	1,18	0,59

Как видно из таблицы, первый вариант исполнения научно-исследовательского проекта выгоднее остальных двух как с финансовой стороны, так и со стороны ресурсоэффективности.

### Вывод по разделу

Выполнив данную работу, выявили наиболее конкурентоспособный материал, оценили его сильные и слабые стороны и подвели общий итог по исследуемым материалами. Согласно проведенным исследованиям, бюджет включает в себя учет всех ранее рассчитанных необходимых затрат, для проведения научных исследований. Согласно данным из таблицы 33 бюджетный фонд, сформированный для проведения научно-исследовательской работы, составил 236603 руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

## 5. Социальная ответственность

### Введение

Сохранение пропускной способности и регулирование объемов поставки природного газа по магистральным газопроводам. Обеспечение безопасных и здоровых условий труда на производстве возможно только при строгой трудовой и производственной дисциплине всех работающих. Без этого самые современные техника и технология не в состоянии создать безопасную обстановку на производстве. Лишь строгое соблюдение рабочими правил промышленной безопасности является основным условием предотвращения несчастных случаев и аварийности на производстве.

На метанольной установке общее наблюдение за технологическим процессом осуществляют операторы, при этом они периодически делают обход работающего оборудования и оценивают его работу по КИПиА, а также на слух и визуально.

Нормальная эксплуатация магистральных газопроводов может быть обеспечена при качественной осушке природного газа на промышленных пунктах подготовки. Наличие влаги в газе при некачественном ее удалении часто является причиной образования газовых гидратов.

Все основные технологические процессы газовой промышленности (добыча, подготовка газа к транспорту и переработка, транспорт и подземное хранение газа) сталкиваются с проблемой гидратообразования, обусловленной возникновением при определенных условиях твердых кристаллических соединений газа с водой.

Основным промышленным способом предупреждения процесса гидратообразования и разложения уже образовавшихся гидратных отложений («пробок») является использование так называемых «ингибиторов» гидратообразования. В качестве основного промышленного ингибитора применяется метиловый спирт (метанол).

Метанол  $\text{CH}_3\text{OH}$  (метиловый спирт, карбинол) - бесцветная прозрачная жидкость по запаху и вкусу напоминает винный (этиловый) спирт. Плотность  $0,79 \text{ г/см}^3$ . Температура кипения  $64,0-65,5 \text{ }^\circ\text{C}$ . Растворим в спиртах и других органических соединениях, смешивается с водой во всех отношениях, легко воспламеняется. Имеет температуру

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной эксплуатации газопроводов высокого давления						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.	Полного К.А.										
Руковод.	Чухарева Н.В.									88	112
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91			
Рук-ль ООП.	Чухарева Н.В.										

вспышки 8 °С, при испарении взрывоопасен, концентрационные пределы воспламенения 6,7 и 34,7 % объемных, температурные -7 и 39 °С. ПДК метанола в воздухе рабочей зоны производственных помещений 5 мг/м<sup>3</sup>. Метанол - сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую систему. В организм человека может проникнуть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу. Особенно опасен прием метанола внутрь: 5-10 г метанола может вызвать тяжелое отравление, а 30 г являются смертельной дозой. Симптомы отравления: головная боль, головокружение, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, раздражение слизистых оболочек, мелькание в глазах, а в тяжелых случаях - потеря зрения и смерть. В целях исключения возможности ошибочного употребления метанола в качестве спиртного напитка в него необходимо добавлять одорант (этилмеркаптан C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>SH) в соотношении 1:1000, или керосин в соотношении 1:100 и химические чернила или другой краситель темного цвета, хорошо растворяющийся в метаноле, из расчета 2-3 литра на 1000 литров метанола [25].

### 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Газоконденсатные месторождения территориально располагаются в местности, приравняемой к району Крайнего Севера. Работа в районах Крайнего Севера подразумевает вахтовый график работы, продолжительность 12 часов в сутки.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях в порядке, установленном ст. 372 ТК РФ [45]

- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Севера, - 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней (ст. 302 ТК РФ) [46].

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях (ст. 297 ТК РФ) [47].

При работе с ингибиторов гидратообразования и его подачи в трубопроводы используется централизованная схема, которая подразумевает подачу химического реагента с одного центрального пункта к участкам трубопроводов, оснащенная дистанционным управлением технологическим процессом подачи реагента. Операторы управляют процессом с рабочего места (пульта управления):

- осуществляют непрерывный контроль различных параметров;
- активируют и осуществляют управление технологическими элементами (клапаны, насосы);

В таком случае соответствующее рабочее место должно быть оснащено рабочей мебелью, обеспечивающей возможность выполнения работы, а также удобство и комфорт при длительном её выполнении, техникой с возможностью вывода данных и контрольных параметров на экран, средствами связи (сотовые телефоны, рации), различными канцелярскими принадлежностями и т.п. Также все сотрудники должны придерживаться распорядка дня при выполнении работы в целях оптимизации работы.

## 5.2 Производственная безопасность

Таблица 36 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтно-восстановительных работ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
<i>Физические</i>		
	Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.0.003 -74-ССБТ [33]

Продолжение таблицы 36

	Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [34] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [35]
Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего		
Повышенный уровень шума		ОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [36] СНиП II-12-77 [37]
Повышенный уровень общей вибрации		ОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [38]
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения		СП 52.13330.2016 СНиП 23-05-95 [39]
<i>Химические</i>		
Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [40] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [41]
	Токсическое влияние природного газа	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [42]
<i>Биологические</i>		
Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [43]

**5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

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 в 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.

#### **Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу**

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 [48], «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.

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Метан по санитарным нормам относится к 4-у классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на С) – 300 мг/м<sup>3</sup>. Концентрационные пределы воспламенения в воздухе – 5–15% (по объему), температура воспламенения 645 °С. Минимальная энергия зажигания, определяемая по методике ВНИИПО – 0,15 мДж [27].

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 – С<sub>5</sub>) 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 [49].

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) [27].

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 — 300 мг/м<sup>3</sup> (в пересчете на С).

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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, а также для обработки призабойных зон газовых скважин [28].

Метанол (метиловый спирт  $\text{CH}_3\text{OH}$ ) – бесцветная прозрачная жидкость. Метанол – сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую систему. Относится к третьему классу опасности.

Описание: плотность – 0,791 г/с, температура кипения 64,7 гр. С, температура вспышки 16 гр. С, пределы воспламенения паров в воздухе от 6,7 до 36,5%, допустимая концентрация паров в рабочей зоне – 5 мг/м<sup>3</sup>.

Физико-химические свойства:

- Метанол – химическая формула:  $\text{CH}_4\text{O}$  /  $\text{CH}_3\text{OH}$ .
- Молекулярная масса 32.0.
- Бесцветная, легкоподвижная жидкость с запахом, аналогичным запахом этилового спирта.
- Температура кипения 65°C
- Температура плавления – 98°C
- Относительная плотность (вода = 1): 0.79 г./мл
- Давление паров, кПа при 20°C: 12.3.
- Относительная плотность пара (воздух = 1): 1.1.

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Относительная плотность смеси пар/воздух при 20°C: (воздух=1): 1.01
- Температура вспышки 12°C:
- Температура самовоспламенения 464°C:
- Пределы взрываемости, объём% в воздухе 5.5–44.
- Коэффициент распределения октанол / вода как  $\log P_{ow}$ : – 0.82/-0.66
- Метанол смешивается в любых соотношениях с водой и большинством органических растворителей (например): спиртами, бензолом, ацетоном.
- Показатель преломления  $n_D^{20}$  1,3330
- Вязкость – 0.817 мПа·с.
- Теплота парообразования – 8.94 ккал / моль.
- Теплота сгорания: жидкого – 173.85 ккал / моль, газообразного – 177.40 ккал / моль [4].

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 [30].

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.

Особую токсичность метанола обычно связывают с образованием из него в организме формальдегида и муравьиной кислоты. При любом способе введения метанола типичны поражения зрительного нерва и сетчатки глаза, отмечаемые как в острых, так и при выраженных хронических отравлениях. Считают, что образующийся в организме формальдегид нарушает окислительное фосфорилирование в сетчатке глаза и, по-видимому, тормозит анаэробный гликолиз, в результате чего возникает недостаток аденозинтрифосфорной кислоты (АТФ). Даже временное нарушение синтеза АТФ в клетке сетчатки может привести к потере зрения. Пары метанола сильно раздражает слизистые оболочки глаз и дыхательных путей.

Характер токсического действия:

- Отравления при вдыхании паров редки.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

• Отравление при попадании на кожу обычно происходят при одновременном вдыхании паров [3].

Химический механизм токсического действия:

Схема окисления: Метанол → формальдегид → муравьиная кислота →  $H_2O + CO_2$ . Окисление формальдегида в муравьиную кислоту происходит столь быстро, что определить его в организме часто не удастся: муравьиная кислота легко обнаруживается в крови и моче. Скорость окисления метилового спирта 25 мг/кг/ч. Выделение метилового спирта происходит с выдыхаемым воздухом (~50–70%) и с мочой (1–10%); муравьиная кислота выводится с мочой в количестве 5–9% от поступившей дозы. Класс по характеру токсического действия и по опасности: третий.

Диэтиленгликоль - бесцветная или желтоватая прозрачная жидкость, горюч, температура самовоспламенения 343 °С, температура воспламенения 132 °С, при загорании токсичных веществ не образует; в условиях пожара следует применять противогаз марки КИП-8 или АСВ-2; тушить следует водой, водяным паром, пеной или углекислотой; токсичен: при попадании в организм вызывает острое отравление, действует на почки, печень. ПДК диэтиленгликоля в воздухе рабочей зоны производственных помещений - 10 мг/м<sup>3</sup> (III класс опасности). Разлитый продукт необходимо засыпать песком или опилками. Способ уничтожения - сжигание добавлением в горючие смеси.

#### **Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего**

Нередко работниками производства осуществляются работы вне производственных помещений, в частности, монтаж и демонтаж оборудования. Отклонение показателей климата может оказать негативное воздействие на состояние рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не проводится. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

В холодный период года допустимая температура воздуха 19,1-22,0 °С. В теплый период года допустимая температура воздуха 21,1-27,0 °С.

В летний период в качестве защиты головы от воздействия солнечного теплового облучения подразумевается использование защитных касок. Для защиты глаз используются очки с темными линзами. Спецодежда должна быть выполнена из льна или хлопчатобумажной ткани, должна иметь удобный крой.

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

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– недопущение к работам при отсутствии у работников средств индивидуальной защиты, отвечающим климатическим условиям;

– при температуре наружного воздуха ниже  $-25^{\circ}\text{C}$  работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении во избежание переохлаждения.

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 (таблица 37).

Таблица 37 - Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях [31].

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$
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

Помимо применения СИЗ возможно осуществление коллективной защиты для сведения к минимуму негативного воздействия климатических условий на работников производства. Достичь этого можно путем рационального размещения технологического оборудования для сокращения времени воздействия климата на рабочих, обогревом помещений в холодное время года, использование автоматизированного и дистанционного управления технологическими процессами.

### **Превышенный уровень шума**

Источниками шума при проведении ремонтных работ на газопроводе являются 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 – 83 (1999) эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА [50].

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

Коллективные средства защиты:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

- 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 [33].

### **Производственные факторы, связанные с электрическим током.**

При работе на газовых и газоконденсатных месторождениях основным сырьем, добываемым из недр, является углеводородный газ и газовый конденсат. Газовый конденсат представляет собой смесь жидких углеводородов, которые не являются проводниками электрического тока, как нефть и ее производные, включая метанол, используемый в качестве ингибитора гидратообразования на газовых и газоконденсатных промыслах. Однако в них могут накапливаться электростатические заряды, которые способны достигать величин в несколько тысяч вольт, в результате трения частиц и слоев между собой, трения о стенки промысловых трубопроводов. И этого напряжения достаточно для того, чтобы могла возникнуть искра, способная вызвать воспламенение углеводородного сырья.

В целях предупреждения опасности, возникновение которой обуславливается накоплением зарядов в объемах сырья, предусматриваются следующие мероприятия при работе с ингибитором гидратообразования и газовым конденсатом:

- заземление цистерн и технологических емкостей, непосредственно участвующих в технологической цепи;
- заземление трубопроводов, расположенных на наружных эстакадах, по которым осуществляется движение газового и газоконденсатного сырья, а также ингибитора гидратообразования (метанола);
- заземление всех электропроводных элементов технологического оборудования, на котором возможно накопление и возникновение электростатических зарядов.

Сопротивление заземляющих устройств и проводников не должно превышать 4 Ом, а контроль сопротивления должен осуществляться не реже одного раза в год. [49]

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

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

Изолирующие средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [34, 35, 36].

### **Взрывоопасность и пожароопасность**

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.

Нефть, газ и газовый конденсат также являются легковоспламеняющимися жидкостями. Таким же свойством обладают и пары ингибитора гидратообразования, в роли которого выступает метанол, являющийся спиртом. Работа с данными веществами несет в себе потенциальную угрозу взрывов и пожаров.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м<sup>3</sup>, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м<sup>3</sup> [53].

Газоопасные работы, в том числе работы, связанные с пребыванием людей внутри аппаратов, емкостей и другого оборудования, должны проводиться в тех случаях, когда они не могут быть механизированы, автоматизированы или проведены без непосредственного участия людей.

В зависимости от степени опасности газоопасные работы подразделяются на группы:

I - проводимые с оформлением наряда-допуска на проведение газоопасных работ;

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

II - проводимые без оформления наряда-допуска на проведение газоопасных работ, но с обязательной регистрацией таких работ перед их началом в журнале учета газоопасных работ, проводимых без оформления наряда-допуска [52].

Во взрывоопасных зонах опасного производственного объекта (ОПО) осуществляется постоянный контроль состояния воздушной среды. Для контроля загазованности по ПДК и НКПР пламени в производственных помещениях, рабочей зоне открытых наружных установок должны быть предусмотрены средства автоматического непрерывного газового контроля и анализа с сигнализацией, срабатывающей при достижении предельно допустимых величин и с выдачей сигналов в систему противоаварийной защиты. При этом все случаи загазованности должны регистрироваться приборами с автоматической записью и документироваться. Контроль воздушной среды при проведении газоопасных работ должен проводиться не реже каждые 30 минут [54].

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

В целях борьбы с потенциальной опасностью пожаров и взрывов предусматривается использование пожарных сигнализаций, размещения емкостей с песком на территории производства, огнетушителей и иных средств пожаротушения. Тушения очагов пожара осуществляется активным и пассивным способами. В случае активного способа пожаротушения используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно-механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, инертные газы и порошковые составы. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе [27, 37].

Не менее важным условие при работе на нефтяных и газовых промыслах является использование оборудования во взрывозащищенном исполнении.

### **5.2.2 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

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 [44].

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

					Социальная ответственность	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

работ (лицом, назначенным по приказу), а также представителями эксплуатирующей организации.

### 5.3 Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала производства работ и потенциально достижимого при их производстве:

- уровня загрязнения природной среды;
- уровня доходности нарушаемых угодий;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

Таблица 38 - Природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	На протяжении всего периода производства работ должен осуществляться контроль соблюдения границ землеотвода.
	Засорение почвы производственными отходами	Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ.  На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям.
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	В качестве противопожарных мероприятий выполняются работы по созданию противопожарных заслонов (уборка валежника, срезка пожароопасного подлеска и п.т.)
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.

Продолжение таблицы 38

<p>Вода и водные ресурсы</p>	<p>Загрязнение сточными водами и мусором</p>	<p>Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений и нефтепродуктов в поверхностные воды;</p> <p>Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки. Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках.</p> <p>В случае возникновения нештатной ситуации, связанной с проливом ГСМ, места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.</p>
<p>Животный мир</p>	<p>Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.</p>	<p>Для того чтобы обеспечить более высокий экологический уровень природопользования, позволяющий на порядок снизить ущерб животному миру, необходимо применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных;</li> <li>2) ограничить передвижение вездеходной техники вне дорог.</li> </ol>

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

требований санитарно – эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

#### 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по различным причинам, например:

- пожары;
- террористические акты;
- 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.).

При работе с метанолом работник 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)).

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

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 [34].

## **5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **Специальные правовые нормы трудового законодательства**

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты,

инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.
- Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.1999 г.,
- Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 г.,
- Федеральный закон "Об охране атмосферного воздуха" от 04.05.1999 г.,
- Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 г.,
- Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1 (в редакции от 28.12.2013)
- Федеральный закон ""Об экологической экспертизе" от 23.11.1995 г.,
- "Земельный кодекс Российской Федерации" от 25.10.2001 N 136-ФЗ (в редакции от 23.07.2013 и дополнениями от 01.01.2014)
- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08- 624- 03
- Инструкции по технике безопасности предприятия.
- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»
- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий.
- СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.
- Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 24.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.
- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.
- ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
- ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест
- СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест

**Выводы по разделу:**

В разделе «Социальная ответственность» рассматривается деятельность оператора с точки зрения безопасности жизнедеятельности в соответствии с трудовым законодательством.

В результате работы был произведен анализ вредных и опасных факторов на ОПО, рассмотрено влияние каждого из факторов на производственную безопасность и методы защиты от них.

Также, было рассмотрено воздействие вредных факторов на окружающую среду, затронуты вопросы защиты атмосферы, гидросферы, литосферы, приводится список природоохранных мероприятий, обеспечивающих экологическую безопасность при производственном процессе.

При анализе вероятных ЧС было определено, что наиболее типичными и опасными являются ЧС техногенного характера, такие как: воспламенение и взрыв топливного газа, короткое замыкание, разрушение оборудования и агрегатов. Указаны необходимые действия при возникновении чрезвычайных ситуаций.

					Социальная ответственность	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Заключение

По результатам проведенной выпускной квалификационной работы можно сделать следующие выводы:

- В ходе литературного обзора были изучены сведения о природе гидратов и основные группы факторов, влияющие на изменение пропускной способности газопроводов. Было установлено что основными причинами образования кристаллогидратов, при перекачке природного газа, являются термобарические показатели, наличие гидратообразующего вещества и необходимого количества воды. Наличие гидратов в трубопроводе ведет к закупорке трубопроводов и техническому сбою трубопроводной арматуры, в связи с чем необходимо проводить качественную осушку газа на стадии подготовки к дальнейшему транспорту. В случае возникновения отложения гидратов в трубопроводе, требуется проведение мероприятий по их устранению.
- При проведении расчета интервала термобарических факторов фазового перехода различными методиками, для объекта исследования, было выявлено отклонение в расчетах с погрешностью в 9%. Причиной данного отклонения является то, что каждый из алгоритмов расчетов, включая ГОСТ 200060-83, не учитывает все факторы, влияющие на процесс гидратообразования.
- Было доказано, что уменьшение внутреннего диаметра трубопровода на 20% приводит к уменьшению пропускной способности на 44 %, что негативно влияет на надежную транспортировку природного газа.
- По результатам расчетов было отмечено, что увеличение температуры и/или уменьшение давления перекачиваемой среды, ведет к увеличению влагосодержания газа,
- Для первого участка рассматриваемого объекта исследования были определены граничные условия конденсации влаги (где начало зоны конденсации влаги на 198км, а конец 541 км). Для предотвращения гидратообразования, при влагосодержании влаги в  $0,0227 \text{ г/м}^3$ , необходимо вводить в газопровод 943 кг раствора ингибитора гидратообразования в сутки.
- В целях недопущения процессов гидратообразования в газопроводе необходимо разработка методик вычисления и нормативно-технической документации, в которой будут учитываться все характеристики, влияющие на ГДО.

					Организационно-техническое обеспечение безгидратной эксплуатации газопроводов высокого давления						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Заключение						
Разраб.		Полного К.А.							Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.								108	112
Консульт.									Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		
Рук-ль ООП.		Чухарева Н.В.									



13. Аксютин О.Е. Условия образования и методы борьбы с гидратами на газовом промысле Ямсовейского месторождения / Мельшиков С.Н., Лапердин А.И.: Обзор информ. М.: Газпром экспо, 2010. 88 с.
14. Рекомендации по предупреждению гидратообразования на газовых промыслах Севера. Якутск: Якут. Филиал СО АН СССР, 1977. 52 с.
15. Джон Кэрролл Гидраты природного газа: справочное пособие. – М.: ЗАО "Премиум Инжиниринг", 2007. - 289 с.
16. Мусакаев, Н. Г. Превентивные методы борьбы с гидратообразованием в трубопроводах / Мусакаев Н. Г., Уразов Р. Р. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2006. – №. 1. – С. 50-56.
17. Красуцкий С.П. Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов. Магистерская диссертация / Красуцкий С.П.; Национальный исследовательский Томский политехнический университет; науч. Рук. Цимбалюк А.Ф. – Томск, 2018.
18. Бекиров Т.М., А.Т. Шаталов Сбор и подготовка к транспорту природных газов М."Недра" 1986
19. Панарук А.А. Разработка методов раннего обнаружения гидратообразования в магистральных газопроводах и технологических трубопроводах компрессорных станций; Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук / ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»; Краснодар – 2014. 12-14 с.
20. Проект, побивший множество рекордов // [proektirovanie.gazprom.ru](https://proektirovanie.gazprom.ru) UR1: <https://proektirovanie.gazprom.ru/press/about-company/2018/03/3/> (дата обращения: 07.05.2023).
21. Цедрик С. А. Проблемы при использовании метода низкотемпературной сепарации и достижения требуемой точки росы / С. А. Цедрик ; науч. рук. Л. А. Саруев // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — [С. 502-504].
22. ОСТ 51.40-93 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам»
23. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы
24. Паранук А.А. Разработка методов раннего обнаружения гидратообразования в магистральных газопроводах и технологических трубопроводах компрессорных станций: дис. к.т.н нефтегазовая отрасль наук: 05.02.13. - К., 2014. - 137 с.

					Список используемых источников	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

25. Сборник документов по безопасности работы с метанолом на объектах министерства газовой промышленности – М.: ВНИИГАЗ, 1987. – 73с.
26. ГОСТ 12.1.005–88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 50 с.
27. Карпеев Ю.С. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности. Вопросы и ответы: Справочник. - М.: Недра, 1991. – 399 с.37
28. Метанол: Токсичность // polyguanidines UR1: [http://polyguanidines.ru/a\\_guanidini&metanol&5.htm](http://polyguanidines.ru/a_guanidini&metanol&5.htm) (дата обращения: 06.04.2023).
29. Дегтярев Б.В., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. — М.: Недра, 1976. 197 с.
30. ГОСТ 12.1.004–91 Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 83 с.
31. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.
32. ГОСТ 12.0.003. -74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.
33. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 7 с.
34. ГОСТ 12.1.019–79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с.
35. Мазур И.И., Иванцов О.М., Молдаванов О.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. – М.: недра, 1990. – 264 с.
36. ГОСТ 12.1.011–78 Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. – М.: Изд-во стандартов, 1978. – 20 с.
37. Фертикова Е.П. // Газовая промышленность. – 2008. – № 5. – С. 40.
38. Р.Р. Юнусов, С.Н. Шевкунов, Дедовец С.А. и др. // Газовая промышленность. – 2007. – № 12. – С. 52.
39. В.А. Истомин, Ланчаков Г.А., Ставицкий В.А. и др. // Газовая промышленность. – 2008. – № 8. –43с.
40. Михельсон Л.В. // Газовая промышленность. – 2008. – №3. – с. 14.
41. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ
42. ГОСТ 2222-95 Метанол технический. Технические условия – Минск.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1995 – 19 с.
43. ВППБ 01-04-98. Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности/Минтопэнерго. – М.: 1998. - 105 с.

					Список используемых источников	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

44. ТК РФ Статья 372. Порядок учета мнения выборного органа первичной профсоюзной организации при принятии локальных нормативных актов
45. ТК РФ Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом
46. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом
47. ОСТ 51.81.-82 Система стандартов безопасности труда. Охрана труда в газовой промышленности. Основные термины и определения
48. Опасные свойства газа и конденсата и меры безопасности при обращении с ними // anemometers UR1: <https://anemometers.ru/neft-gaz-i-energetika-opasnye-svoystva-gaza-i-kondensata-i-mery-bezopasnosti-pri-obrashchenii-s-nimi/> (дата обращения: 13.04.2023).
49. ГОСТ 12.1.003-83 СИСТЕМА СТАНДАРТОВ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА. ШУМ. Общие требования безопасности
50. ГОСТ 12.4.124-83. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
51. Приказ от 15 декабря 2020 года N 528 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ"
52. ПОСТАНОВЛЕНИЕ от 13 февраля 2018 года N 25 Об утверждении гигиенических нормативов ГН 2.2.5.3532-18 "Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны"
53. Приказ от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"

					Список используемых источников	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		