

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

---

Инженерная школа Природных ресурсов  
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела (ОНД)

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
Анализ эффективности методов подготовки природного газа в условиях крайнего севера на примере газового месторождения Каменномысское-море (ЯНАО)

УДК 622.279.8:551.345(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Педаш Дарья Сергеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Ерофеев Владимир Иванович	д.т.н., профессор		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень,звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина Анна Николаевна	к.филол.н., доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н., профессор		

Томск – 2018 г.

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

Инженерная школа Природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела (ОНД)

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Зятиков П.Н.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Педаш Дарье Сергеевне

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1395/с от 01.03.2018 г.
---	--------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2018 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет геологической, геофизической, научной информации по месторождениям Крайнего Севера, тексты, графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Оценка технического уровня технологий подготовки газа; 2. Характеристика месторождения, основные показатели разработки, положения обустройства месторождения; 3. Анализ существующих технологий подготовки природного газа, основные требования к качеству подготавливаемого газа, характеристика абсорбентов, выбор ингибитора гидратообразования; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность 6. Формирование выводов о проделанной работе
<b>Перечень графического материала</b>	1. Обзорная карта работ; 2. Схема расположения кустов и скважин; 3. Зависимость точки росы газа при осушке

	растворами ТЭГ от температуры контакта; 4. Принципиальная схема газодинамического сепаратора; 5. Структурная схема УКПГ. Низкотемпературная сепарация с турбодетандерным агрегатом
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна, к.э.н., доцент ОНД
«Социальная ответственность»	Абраменко Никита Сергеевич, ассистент ОКБ
Консультант – лингвист Отделения иностранных языков ШПИБ	Уткина Анна Николаевна, к.филол.н., доцент отделения иностранных языков

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Liquid dehydrators and their properties

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	12.01.2018
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Ерофеев Владимир Иванович	д.т.н, профессор		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Педаш Дарья Сергеевна		12.01.2018

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

Инженерная школа Природных ресурсов  
 Направление подготовки - 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела (ОНД)  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2017 /2018 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация
--------------------------

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	4.06.2018
--	-----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2018	<i>Оценка технического уровня технологий подготовки газа</i>	
25.03.2018	<i>Характеристика месторождения X</i>	
18.04.2018	<i>Анализ технологий подготовки природного газа</i>	
20.04.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
18.04.2018	<i>Социальная ответственность</i>	
14.05.2018	<i>Заключение</i>	
15.05.2018	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Ерофеев В.И.	д.т.н., профессор		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П.Н.	д.т.н., профессор		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6Г	Педаш Дарье Сергеевне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Отделение нефтегазового дела (ОНД)
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): «Расчет стоимости внедрения в систему разработки месторождения концентрических лифтовых колонн»</i>	<i>Оценка затрат на обустройство и монтаж установки комплексной подготовки газа на месторождении X</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>СТО Газпром РД 1.12-096-2004</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016г. № 55-ФЗ</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Оценка перспективности внедрения установки комплексной подготовки газа на месторождение X.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет стоимости покупки, монтажа и обслуживания</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности использования установки подготовки газа</i>

**Перечень графического материала**

1. <i>Таблицы:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Оборудование для монтажа УКПГ</li> <li>– Экономические затраты на монтаж оборудования</li> <li>– Надбавки и доплаты к заработной плате работника</li> <li>– Заработная плата за монтаж оборудования</li> <li>– Расчет страховых взносов</li> <li>– Амортизационные отчисления для оборудования, устанавливаемого на УКПГ</li> <li>– Расчет показателей эффективности</li> </ul>
3. <i>Графики</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	10.04.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		10.04.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ6Г	Педаш Дарья Сергеевна		10.04.2018

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6Г	Педаш Дарье Сергеевне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Отделение нефтегазового дела (ОНД)
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является сбор и подготовка природного газа на УКПГ месторождения Каменномысское - море
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	Основными вредными факторами являются: 1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе 2) Недостаточная освещенность. 3) Повышенный уровень шума на рабочем месте. 4) Вредные вещества. К опасным факторам относятся: 1) Электробезопасность. Поражение электрическим током.. 2) Механические опасности. 3) Агрегаты под давлением.
<b>2. Экологическая безопасность</b> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	<b>Экологическая безопасность</b> 1) Воздействие на атмосферу 2) Воздействие на гидросферу 3) Воздействие на литосферу
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	<b>1. Вероятные ЧС при исследованиях:</b> 1) Возникновение взрывов и пожаров, разлив легковоспламеняющихся жидкостей 2) Пожаровзрывоопасность <b>2. Разработка мер по предупреждению ЧС.</b> <b>3. Меры ликвидации ЧС.</b>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> - Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<b>- Характерные для проектируемой рабочей зоны:</b> Рабочая смена не более 12 часов <b>- Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны:</b> Содержание рабочего места в порядке, проверка заземлений, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов; применение исправного

	электрооборудования и эксплуатация его в соответствии с требованиями технических паспортов, правил устройства электроустановок.проектных решений
--	--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	11.04.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			11.04.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Педаш Дарья Сергеевна		11.04.2018

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;

	окружающей среды	
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

## **РЕФЕРАТ**

Магистерская диссертационная работа содержит 143 страниц, 13 рисунков, 18 таблиц, 8 приложений, 35 источников.

**Ключевые слова:** природный газ, метанол, осушка, диэтиленгликоль, абсорбер, установка комплексной подготовки газа, гидраты, триэтиленгликоль, точка росы по влаге

**Объектом исследования** является технология подготовки природного газа на месторождении.

### **Цель работы**

Анализ действующей технологии подготовки тощих газов в условиях Крайнего севера, с последующим обоснованием внедрения эффективной технологии подготовки исходного природного газа на месторождении: разработка оптимальных технологических параметров установки КПГ, выбор наиболее оптимального реагента в качестве ингибитора гидратообразования.

### **Основные задачи исследования**

1. Рассмотреть и установить наиболее эффективную технологию подготовки природного газа на месторождении.
2. Установить оптимальные технологические параметры работы установки КПГ.
3. Разработать рекомендации по выбору эффективного ингибитора гидратообразования.

### **Предполагаемая научная новизна выполненной работы**

1. Определены достоинства и недостатки существующих технологий подготовки природных газов в условиях Крайнего севера.
2. Установлена возможность применения метода низкотемпературной сепарации при подготовке.
3. Рассмотрены и предложены наиболее эффективные ингибиторы гидратообразования при подготовке газа.

## СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ .....	13
ВВЕДЕНИЕ .....	14
Глава 1. Оценка технического уровня технологий подготовки газа .....	16
1.1 Факторы влияющие на процесс низкотемпературной сепарации .....	22
1.2 Факторы влияющие на процесс абсорбционной осушки.....	24
1.3 Оценка технического уровня подготовки газа за рубежом .....	27
1.4 Основные выводы .....	28
Глава 2. Характеристика месторождения X .....	30
2.1 Физико-географическая характеристика района .....	30
2.2 Основные показатели разработки месторождения .....	30
2.3 Геология месторождения X.....	30
2.4 Основные положения обустройства месторождения.....	30
Глава 3. Анализ технологий подготовки природного газа .....	31
3.1 Существующая инфраструктура Z НГКМ .....	31
3.2 Технологические показатели разработки месторождения и основные требования по подготовке природного газа .....	32
3.3 Технология низкотемпературной сепарации .....	36
3.4 Низкотемпературная сепарация с использованием дросселя.....	36
3.5 Низкотемпературная сепарация с использованием турбодетандерных агрегатов.....	39
3.6 Абсорбционная осушка газа.....	41
3.7 Сравнительная характеристика абсорбентов и выбор наиболее эффективного.....	42
3.8 Технологический расчет абсорбера.....	44
3.9 Применение абсорбционной осушки для подготовки газа.....	44
3.10 Применение перспективной технологии сверхзвуковой сепарации при подготовке природного газа.....	48
3.11 Обоснование выбора ингибитора гидратообразования .....	51
3.12 Варианты подачи ингибитора гидратообразования в зависимости от технологии подготовки газа .....	52
3.13 Расчет расхода ингибитора гидратообразования.....	55
Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	60
4.1 Экономическое обоснование рентабельности применения УКПГ .....	60
4.1 Построение модели денежных потоков .....	61
4.2 Капитальные затраты .....	65
4.3 Операционные затраты .....	68
4.4 Расчет показателей эффективности.....	69
4.5 Анализ чувствительности проекта .....	96
Выводы к главе 4.....	97
Глава 5. Социальная ответственность.....	98
Введение.....	98
5.1 Производственная безопасность.....	98

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов .....	98
5.1.1.1 Отклонение показателей микроклимата.....	99
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов .....	103
5.2 Экологическая безопасность.....	106
5.2.1. Защита атмосферы.....	106
5.2.2. Защита гидросферы.....	109
5.2.3. Защита литосферы .....	109
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	110
5.4. Организационные мероприятия по промышленной безопасности.....	112
5.4.1. Организационные мероприятия .....	113
Список публикаций студента.....	116
Список использованных источников .....	118
Приложение 5 .....	121
Приложение 6 .....	122
Liquid dehydrators and their properties .....	123

## **ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ВМР – водометанольный раствор;

ГКС – газокompрессорная станция;

ГМКМ – газовое месторождение X;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

МФА – многофункциональный абсорбер;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НТК – низкотемпературная конденсация;

НТС – низкотемпературная сепарация;

СОГ – станция охлаждения газа;

ТДА – турбодетандерный агрегат;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

УППГ – установка предварительной подготовки газа;

УРМ – установка регенерации метанола.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Данная магистерская диссертация выполнена в соответствии с методическими рекомендациями и является итоговой работой, направленной на обобщение полученных знаний в период обучения в магистратуре Национального исследовательского Томского политехнического университета. При написании данной работы был использован полученный в процессе обучения научно-исследовательский опыт, который также подкреплён производственной практикой. Магистерская диссертация посвящена анализу существующих методов осушки природного газа в условиях Крайнего севера на примере месторождения X и разработке наиболее эффективной технологии подготовки природного газа на месторождении .

Актуальность темы:

Одной из важнейших научно-технических и производственных проблем в области подготовки природного газа к дальнейшему транспорту, в соответствии с отраслевыми стандартами, является выбор и дальнейшая оптимизация процесса промышленной переработки продукции скважин на весь период разработки и эксплуатации газовых скважин.

Экстремальные условия добычи углеводородов в условиях Крайнего севера и, соответственно, работы установок комплексной подготовки газа заставляют использовать все более разносторонний подход к изучению явлений и процессов, происходящих как в пласте, так и в подготовке газа.

При проектировании систем промышленной подготовки тощих газов, когда требуется только их осушка и не ставятся задачи извлечения тяжелых углеводородов, традиционно конкурируют между собой абсорбционный и адсорбционный технологический процесс. Что касается низкотемпературных процессов, то в качестве возможных вариантов подготовки тощих газов они обычно не рассматриваются, однако в условиях Крайнего севера, в зоне чрезвычайной чувствительности природной среды к геотехногенным воздействиям, данная технология является актуальной по причине своей

простоты и надежности, а так же ввиду своей особенности технологии (осушка газа за счет охлаждения, не требует дополнительных процессов для охлаждения газа при его сдаче во внешний транспорт).

При определении метода подготовки газа в условиях Крайнего севера так же остается актуальным вопрос выбора ингибитора гидратообразования. От выбора технологии подготовки напрямую зависит количество реагентов в системе в целом, что значительно влияет на все показатели работы установки.

#### Цель работы

Анализ действующей технологии подготовки тощих газов в условиях Крайнего севера, с последующим обоснованием внедрения эффективной технологии подготовки исходного природного газа на месторождении: разработка оптимальных технологических параметров установки КПП, выбор наиболее оптимального реагента в качестве ингибитора гидратообразования.

#### Основные задачи исследования

4. Рассмотреть и установить наиболее эффективную технологию подготовки природного газа на месторождении.

5. Установить оптимальные технологические параметры работы установки КПП.

6. Разработать рекомендации по выбору эффективного ингибитора гидратообразования.

## Глава 1. Оценка технического уровня технологий подготовки газа

Освоение газовых месторождений, находящихся в районах Крайнего Севера, а также необходимость высоких темпов приращения объемов добычи газа создали объективные предпосылки для научно-технического прогресса в газовой промышленности [2, с.66]. Из основных результатов научно-технического прогресса можно указать разработку и внедрение:

- отраслевых стандартов и технических условий, регламентирующих показатели качества продукции;
- типовых технологических схем подготовки газа к транспорту; унифицированного блочно-комплектного оборудования большой единичной мощности;
- стабилизации газового конденсата с применением колонного оборудования и полной утилизацией газов выветривания и де-этанизации;
- усовершенствованных методов расчета технологических процессов и схем с использованием ЭВМ и персональных компьютеров;
- установок комплексной подготовки газа мощностью до 30 млрд. м<sup>3</sup>/год;
- газопромысловых комплексов с завершенным технологическим циклом, включающим извлечение из газов воды, тяжелых углеводородов, производство моторных топлив, сжиженных газов, обезвреживание промстоков и т.д.

Однако, несмотря на перечисленные достижения, имеется ряд недостатков в области подготовки природных газов. Наиболее серьезный из них – неэффективная осушка углеводородных газов.

Осушка углеводородных газов – важное звено в процессе подготовки природных газов к транспорту по магистральным газопроводам, установок охлаждения природных и нефтезаводских газов, циркуляции газов риформинга, установок получения этана, этилена, пропана и т. п. Все газы, подаваемые в магистральные газопроводы, подвергаются обязательной

осушке от влаги. Глубина осушки определяется требованиями отраслевых стандартов и технологией процессов дальнейшей переработки газов.

В практике осушки углеводородных газов применяют абсорбционные и адсорбционные методы, причем из абсорбционных чаще всего используют осушку гликолями (диэтиленгликоль и триэтиленгликоль), а из адсорбционных – силикагелем или цеолитами (природными либо синтетическими). Широко применяется процесс низкотемпературной сепарации для извлечения углеводородного конденсата и водяных паров [6, с.6].

Абсорбционные процессы, в первую очередь, применяют для осушки тощих газов, т.е. газов, не содержащих тяжелые углеводороды выше пороговой концентрации. Здесь под определением “пороговая” подразумевается такая концентрация углеводородов, которая не служит препятствием для нормальной транспортировки газа. Эти процессы используют также при осушке кислых газов, газов после установок очистки их от кислых компонентов с применением водных растворов разных реагентов, а также при подготовке газов к низкотемпературной переработке и т.д.

Адсорбционные процессы приобретают непрерывно растущее значение в области очистки газа. Адсорбция лежит в основе многих промышленных процессов, предназначенных для удаления водяного пара, органических растворителей, ряда примесей, придающих запах газу, и других компонентов различных газовых потоков. Адсорбируемые вещества концентрируются на поверхности твердого вещества (адсорбента) под действием сил, существующих на этой поверхности [9, с.280].

Однако для осушки сравнительно больших объемов природного газа под высоким давлением (ди- или триэтиленгликолем) жидкостные системы обычно оказываются более экономичными по сравнению с адсорбционными процессами, если необходимая депрессия точки росы не превышает 22—28°. При необходимости же достигнуть большей депрессии точки росы (иногда

до 44°) обе системы по существу равноценны и выбор системы необходимо проводить с учетом всех факторов. Если же необходимо обеспечить депрессию точки росы более чем на 45°, обычно предпочитают систему осушки твердыми осушителями.

Наиболее широко распространённый метод низкотемпературной сепарации при обработке газоконденсатных газов, так же как и другие вышеописанные методы находят свое применение при осушке природных газов. Осушка и очистка газа достигаются в результате его охлаждения и последующей сепарации сконденсировавшейся жидкости за счет энергии пласта или путем искусственного охлаждения. В первом случае температура понижается в результате адиабатического расширения (дресселирования) газа, во втором - использования специальных машин и установок [18, с.78].

Содержание воды в природном газе, насыщенном водяным паром при различных давлениях и температурах можно определить по рисунку 1 [9, с.256].

При заданных значениях температуры и давления количество водяных паров в единице объема газа не может быть больше предельной (максимальной) величины. Если снизить температуру газа, содержащего максимальное количество водяных паров, то часть их конденсируется. Температура, при которой происходит конденсация водяных паров, содержащихся в газе или воздухе, называется точкой росы. Таким образом, точка росы соответствует максимальному содержанию водяных паров в газе при данном давлении [20, с.43].

При определенных сочетаниях температур и давлений выделившаяся вода, контактируя с газом, способна образовывать гидраты – белые кристаллические вещества, похожие, в зависимости от условий образования, на лед или спрессованный снег. Гидраты растут подобно кристаллам и образуют пробки в трубопроводах, в прорезях тарелок и вентилях, если кристаллики гидрата не уносятся с газом [8, с.216].

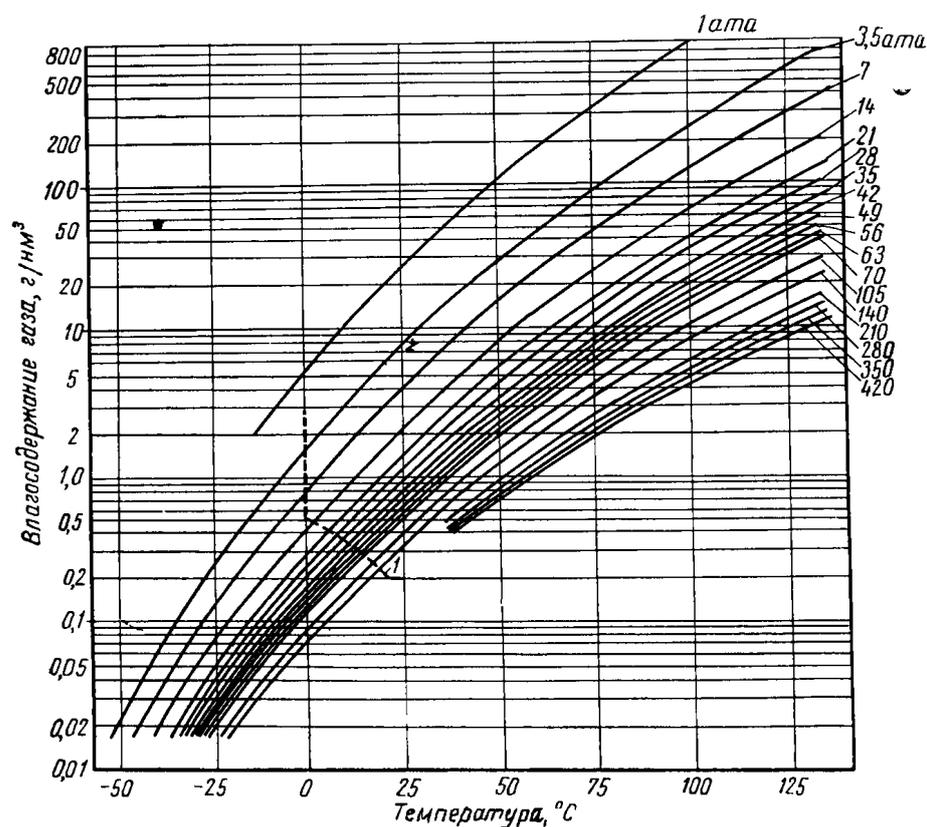


Рисунок 1 – Содержание водяного пара в насыщенном природном газе

Для предупреждения образования гидратов в потоке газа необходимо устранить хотя бы одно из основных условий существования гидратов, а именно, высокое давление, низкую температуру или свободную влагу [5, с. 52]. В связи с этим основными методами борьбы с гидратами являются понижение давления, повышение температуры, осушка газа или ввод антигидратных ингибиторов.

Основными ингибиторами гидратообразования, применяемыми в производстве, являются: гликоли (этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ)), метанол, этилкарбитол (ЭК), раствор хлористого кальция и другие.

Отечественные и зарубежные исследования свидетельствуют о преобладающей эффективности растворов метанола и хлористого кальция, а при больших значениях  $\Delta t$  30%-ный раствор хлористого кальция оказывается эффективней широко применяющегося метанола. ЭГ и ДЭГ, использование которых в качестве ингибиторов гидратообразования в скважинах только

начинается, примерно одинаково снижают температуру образования гидратов. Так, при необходимости снизить температуру гидратообразования на  $15^{\circ}\text{C}$  концентрация отработанного ингибитора должна составлять для ЭК 37,5%, для ДЭГ 40% и для ЭГ 44%. Поскольку величина  $\Delta t$  для гликолей примерно одинакова, то для выбора того или иного гликоля необходимо знать другие определяющие факторы, в частности величину потерь при регенерации. Потери гликолей на испарение при существующих методах регенерации составляют для ДЭГ 5—8 г на  $1000\text{ м}^3$  газа, а для ТЭГ 0,2—0,3 г на  $1000\text{ м}^3$  газа. Для уменьшения потерь гликоля при регенерации необходимо применять холодное орошение верхней части выпарной колонны, не допускать термического разложения гликолей выбором режима регенерации [5, с. 65-68].

Необходимость осушки газа обусловлена так же тем, что содержащаяся в газе вода при понижении температуры выделяется, собирается в пониженных местах, препятствует движению газа и уменьшает пропускную способность газопровода. Если в газе содержатся даже в небольших концентрациях двуокись углерода или сероводород, то, растворяясь в воде, они образуют слабые кислоты, вызывающие интенсивную коррозию трубопроводов и аппаратуры.

Таким образом, осушка газа предупреждает гидратообразование, уменьшает гидравлические потери в трубопроводе и пропускная способность его сохраняется на высоком уровне, замедляет процесс коррозии и удлиняет срок службы трубопроводов и аппаратуры [20, с. 47-49].

Выбор технологии осушки газа определяется в первую очередь требуемой температурой точки росы [21, с. 5] и обуславливает проведение в каждом конкретном случае всесторонних технико-экономических проработок. При этом наряду с потребностью других отраслей народного хозяйства в природном газе, учитываются так же параметры месторождения, наличие оборудования и средств контроля и автоматизации, климатические условия районов добычи и транспортирования газа и т.д.

При выборе технологии осушки газа, также оцениваются энергетические затраты, которые являются основной составляющей эксплуатационных затрат на современных установках осушки газа [2, с.76-79]. Этот показатель зависит как от параметров сырья (состав, давление, температура), так и от способов его подготовки, глубины извлечения компонентов, совершенства оборудования (теплообменников, насосов, компрессоров) и т.д. Для снижения энергозатрат при проектировании установок осушки газа следует учитывать следующие направления и обстоятельства:

- необходимость дифференциального ввода и отвода тепла;
- снижение потерь тепла за счет повышения степени рекуперации энергии отдельных потоков, обеспечения режима работы теплообменников с большим значением коэффициента теплоотдачи;
- при проектировании массообменного оборудования, работающего с орошением, следует отдать предпочтение увеличению числа тарелок с тем, чтобы снизить количество орошения. В снижении энергозатрат большое значение имеет также точность определения тарелки ввода сырья в колонны и выбора параметров теплоносителя их испарителей;
- высокая четкость предварительного выделения из сырья механических примесей и качество хладагента обеспечивают поддержание чистой поверхности теплообменного оборудования и коммуникаций и тем самым снижают расход тепла на перекачку потоков, улучшают эффективность теплообмена;
- в отдельные периоды года изменяется температура хладагентов, используемых в технологическом цикле. Учет этого фактора при корректировке режима работы колонны также может привести к снижению энергозатрат;
- с понижением температуры точки росы ниже определенного значения резко возрастает расход энергии на процесс разделения. Следовательно,

значение температуры точки росы должно быть обусловлено требованиями по подготовке;

- обеспечение хорошей изоляции с целью уменьшения потерь тепла в окружающую среду;

- повышение глубины утилизации тепла технологических потоков и дымовых газов;

- выбор значения давления во взаимосвязке с параметрами на ступенчатых сжатиях компрессорных агрегатов.

В зависимости от метода осушки газа, необходимо учитывать основные факторы, влияющие на эффективность его работы.

### **1.1 Факторы влияющие на процесс низкотемпературной сепарации**

На эффективность работы установок низкотемпературной сепарации влияние оказывают состав сырьевого газа, температура, давление, эффективность оборудования и число ступеней сепарации [14, с. 6-9].

**Состав сырьевого газа.** Чем тяжелее состав исходной смеси (чем больше средняя молекулярная масса газа), тем выше степень извлечения жидких углеводородов. Однако состав сеноманских газов не сильно отличается по своему составу и в основном состоит из метана, поэтому этот параметр в наименьшей степени влияет на процесс осушки.

**Влияние температуры.** Температуру на установках низкотемпературной сепарации выбирают исходя из необходимой точки росы для транспортировки газа по трубопроводу в однофазном состоянии.

Для легких газов (средняя молекулярная масса не более 22, средняя молекулярная температура кипения минус 156-133 °С) снижение температуры сепарации от 0 до минус 40 °С обеспечивает существенный рост степени извлечения конденсатообразующих компонентов, в том числе водяных паров.

Для жирных газов (средняя молекулярная масса более 22, средняя молекулярная температура кипения больше минус 133 °С) влияние температуры на степень извлечения конденсатообразующих компонентов.

Таким образом, чем легче состав исходной смеси, тем более низкая температура требуется для выделения конденсатообразующих компонентов на установках низкотемпературной сепарации для достижения заданной точки росы.

**Влияние давления.** Давление сепарации определяется давлением магистрального трубопровода и в пределах обычно используемых давлений (5-7,5 МПа) мало влияет на степень извлечения конденсатообразующих компонентов. Более важен свободный перепад давления, позволяющий достигать низких температур сепарации за счет адиабатического процесса.

В период снижения пластового давления эффективность работы установок низкотемпературной сепарации поддерживается на прежнем уровне за счет ввода дожимного компрессора и внешнего холодильного цикла.

**Эффективность оборудования.** На эффективность работы установок низкотемпературной сепарации влияет используемый источник холода. В процессе длительной эксплуатации скважин и при снижении пластового давления замена изоэнтальпийного расширения (дресселирование) на изоэнтропное (расширение в детандерах) позволяет эффективнее использовать свободный перепад давления и при одном и том же перепаде давления при детандировании потока достигать более низких температур сепарации.

На более поздних стадиях эксплуатации скважин, когда свободный перепад давления практически отсутствует, на эффективность работы установок низкотемпературной сепарации будет оказывать влияние выбранный хладагент, его расход в испарителе и поверхность теплообмена.

**Число ступеней сепарации.** Этот показатель по большей части можно отнести к газоконденсатным месторождениям, где при подготовке к транспортировке используют двух- и трехступенчатые схемы низкотемпературной сепарации.

Это обусловлено тем, что при уменьшении числа ступеней сепарации, возрастают потери целевые компоненты газа с углеводородным конденсатом. Однако учитывая, что сеноманский газ в основном состоит из метана, то количество ступеней не оказывает существенного влияния на процесс осушки газа.

Таким образом определяющими факторами для метода подготовки газа низкотемпературной сепарации являются температура и перепад давления.

## **1.2 Факторы влияющие на процесс абсорбционной осушки**

Так же как и при осушке методом низкотемпературной сепарации, при осушке методом абсорбционной осушки эффективность работы зависит от состава сырьевого газа, температуры, давления, эффективность оборудования и некоторые специфические факторы, обусловленные самим процессом осушки – это степень насыщения абсорбента и наличие в газе загрязняющих примесей [2, с. 131-141].

**Влияние давления.** Давление процесса является основным фактором, определяющим металлоемкость абсорбера, удельный расход осушителя, подаваемого в абсорбер, расход энергии на работу циркуляционного насоса и т.д.

Как правило, установки абсорбционной осушки газа проектируются на рабочее давление 7,4 МПа. Со временем из-за снижения давления газа перед УКПГ возникает необходимость ввода дожимной компрессорной станции с тем, чтобы обеспечить нормальный гидравлический режим в аппаратах УКПГ и магистральном газопроводе.

В этих условиях вопрос о влиянии давления на процесс осушки газа превращается в вопрос о взаимосвязке показателей работы дожимной компрессорной станции и установок осушки. При этом большое значение имеет выбор места расположения дожимной компрессорной станции относительно технологических установок: до или после них. Независимо от составов обрабатываемых газов (газы сеноманских или газоконденсатных залежей) это оказывает серьезное влияние на капиталовложения в

обустройстве месторождений, эксплуатационные затраты на обработку газа, показатели качества газа и т.д. Со снижением давления процесса требуется более глубокая осушка газа с тем, чтобы фактическая точка росы газа соответствовала точке росы газа при заданном давлении.

При сохранении объема добычи газа со снижением давления процесса повышается линейная скорость газа в аппаратах, что оказывает отрицательное влияние на работу УКПГ. В частности, увеличивается капельный унос жидкости из входных сепараторов. Как правило, капельная жидкость содержит минеральные соли и механические примеси. Эти вещества поглощаются раствором гликоля и, накапливаясь в нем, снижают надежность эксплуатации установок.

**Влияние температуры.** Температура процесса осушки газа - один из основных факторов, определяющих технико-экономические показатели процесса абсорбционной осушки газа. Чем ниже температура газа при прочих равных условиях, тем меньше его равновесная влагоемкость. Следовательно, для извлечения влаги из газа потребуется меньший удельный расход циркулирующего абсорбента. Это в свою очередь оказывает существенное влияние на металло- и энергоемкость блока регенерации установок осушки газа. Однако допустимая температура контакта ограничивается вязкостью раствора.

Наибольшая депрессия по точке росы получается при осушке газа раствором вязкостью не более 80-90 сП. При увеличении вязкости раствора выше этих значений снижается интенсивность процесса массообмена между газом и осушителем, затрудняется достижение между ними равновесия.

При выборе температуры контакта и концентрации раствора необходимо учитывать, что за счет поглощения воды и метанола из газовой фазы происходит снижение вязкости раствора.

Верхнее значение температуры контакта практически не ограничивается. Однако необходимо иметь в виду, что чем выше температура газа, тем больше расход осушителя. При этом из-за большого

количества влаги, извлеченной из газа в абсорбере, резко увеличивается расход энергии в блоке регенерации.

Снижение температуры контакта приводит также к сокращению затрат тепла на работу блока регенерации, так как уменьшается количество воды, извлекаемой из газа. В целом влияние снижения температуры контакта аналогично влиянию повышения давления на показатели установки осушки газа и объем циркулирующего в системе осушителя.

**Влияние качества и количества абсорбента.** Показатели процесса осушки газа в значительной степени зависят также от качественных показателей (содержания в абсорбенте основного вещества, вязкости раствора, гигроскопичности и т.д.) и удельного расхода осушителя. Качественные показатели - основные факторы, определяющие точку росы газа на выходе из абсорбера.

При осушке газов до точки росы  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  в большинстве случаев применяют абсорбционные процессы с использованием водных растворов гликолей с массовым содержанием в нем осушителя 99-99,5 %. Количество раствора, подаваемого в абсорбер, определяют исходя из термодинамических параметров процесса (давление, температура). При этом концентрацию исходного (регенерированного) раствора гликоля выбирают из условия равновесия между упругостью паров воды над раствором гликоля и упругостью паров воды в природном газе при заданной температуре контакта.

При выборе концентрации отработанного раствора осушителя необходимо, чтобы на входе газа в абсорбер давление паров воды над раствором, выводимым из аппарата, было не ниже, чем давление паров воды в газе, поступающем на осушку. Если руководствоваться этим положением, то на выходе из колонны содержание воды в насыщенном растворе можно было бы поддерживать более 10 %. Однако на практике разбавление раствора гликоля допускается всего лишь на несколько процентов.

Таким образом, как и при осушке газа методом низкотемпературной сепарацией, при осушке газа абсорбционным методом, определяющими факторами так же являются давление, температура (как самого газа так и абсорбента). Кроме того, дополнительно следует учитывать качество подаваемого абсорбента, в зависимости от которого во многом определяется степень осушки газа.

### **1.3 Оценка технического уровня подготовки газа за рубежом**

В настоящее время США, Канада, Франция, ФРГ, Англия и ряд других стран имеют передовую технологию и технику обработки природных и нефтяных газов [2, с. 67]. В большинстве своем технический уровень технологических процессов в этих странах близок, а отличия не носят принципиального характера. Это объясняется высокой степенью интеграции в области техники и технологии. Основное отличие газоперерабатывающих установок состоит в аппаратном оформлении.

Следует отметить, что в США и Канаде газы не делят на природные и нефтяные. Используется единый термин “natural gas”. Нет четкого деления также на промышленные и заводские установки. Часто все установки называют заводом.

Обобщение материалов технической литературы показывает, что для подготовки природных газов применяются те же принципы, что и в РФ и странах СНГ. Отличия заключаются в следующем [2, с. 68-69]:

- сроки ввода в установок и заводов за рубежом значительно короче: от начала проектирования до освоения мощностей проходит 2-3 года;
- заводы отличаются меньшей численностью обслуживающего персонала, что связано с высоким профессионализмом рабочих, уровнем автоматизации и минимальным количеством управленческих кадров;
- пластовая продукция большинства месторождений характеризуется повышенным содержанием этана и более тяжелых углеводородов; это также является одним из основных факторов, обуславливающих глубокую переработку газов;

– отсутствуют общие нормы на точки росы газа по воде и углеводородам Установлены более жесткие нормы на содержание сернистых соединений в газе:  $H_2S$  не более 5,7 мг/м<sup>3</sup>;

– широкое применение находят малогабаритные технологические установки, более половины которых имеют мощность по сырью до 300 млн. м<sup>3</sup> в год. Такое положение объясняется общим характером переработки газов, независимо от объемов добычи, с целью квалифицированного использования их ресурсов. Это в первую очередь связано с большой концентрацией в газе этана, пропана и бутанов и рыночным отношением к производству;

– для поддержания рентабельности технологических установок проводится их реконструкция. При этом наиболее широко осуществляется переход на более низкие изотермы конденсации, преимущественно с использованием турбодетандерных агрегатов;

– выдается огромное количество патентов на новые процессы, большинство из которых носит рекламный характер и не находит применения.

#### **1.4 Основные выводы**

На сегодняшний день не существует единого метода подготовки «сеноманского» газа к транспортировке в условиях крайнего севера. Даже для группы месторождений со схожими показателями (объемы добычи, пластовое давление, компонентный состав газа и др.), находящиеся в одинаковых климатических условиях, используются различные способы подготовки. Кроме того, что выбор наиболее оптимальной технологии сможет повысить качество подготовки и увеличит надежность транспортировки газа, создаст необходимые условия для развития машиностроения, путем унификации и создания широкой «линейки» установок отечественного производства. На данный момент установки комплексной подготовки газа, практически в каждом случае являются

уникальными и требуют полной проработки всех составляющих ее элементов.

## **Глава 2. Характеристика месторождения X**

### **2.1 Физико-географическая характеристика района**

### **2.2 Основные показатели разработки месторождения**

### **2.3 Геология месторождения X**

### **2.4 Основные положения обустройства месторождения**

## **Глава 3. Анализ технологий подготовки природного газа**

### **3.1 Существующая инфраструктура Z НГКМ**

Промысловая подготовка сеноманского газа на УКПГ 1-7 осуществляется после дожимной компрессорной станции по технологии абсорбционной осушки (абсорбент ДЭГ) с последующим круглогодичным его охлаждением по регламенту до температуры 0 °С – минус 2 °С в АВО (зимний период) и турбодетандерах (летний период). В 2001-2006 г.г. массообменные секции абсорберов модернизированы следующим образом: УКПГ 1,5,7 регулярной насадкой фирмы «Sulzer»; УКПГ 2,3,4,6 регулярной насадкой ДООА «ЦКБН».

Использование существующей УКПГ для подготовки газа месторождения X потребует проведения её реконструкции, включая установку регенерации метанола (УРМ). Оценка остаточного ресурса основного технологического оборудования УКПГ У месторождения, выполненная по результатам технического диагностирования, показывает, что за исключением отдельных видов оборудования (десорберы, печи) безопасная эксплуатация аппаратов возможна в течение 20–30 лет.

Оборудование регенерации гликолей (десорберы, печи) планируется к модернизации в ходе комплексной реконструкции объектов обустройства У НГКМ, которая выполняется независимо от возможности подключения каменномысского газа. Для подготовки на УКПГ-2 каменномысского газа потребуется следующий объем работ:

- переобвязка входных сепараторов установки очистки газа для выделения части аппаратов под каменномысский газ;
- ввод в эксплуатацию установки регенерации метанола (расход ВМР 0,5-4,5 м<sup>3</sup>/ч, концентрация 28 % – 32 % мас.);

Таким образом, в процессе анализа, было принято решение о строительстве новой УКПГ на восточном берегу Обской губы на мысе Парусный для подготовки каменномысского газа.

Строительство собственной УКПГ, несмотря на высокую стоимость, имеет ряд преимуществ перед альтернативным вариантом использования действующих УКПГ:

- подключение к действующим УКПГ не исключает необходимости строительства на берегу в месте выхода морского трубопровода таких объектов, как УППГ, СОГ и вспомогательных объектов, стоимость которых мало чем будет отличаться от стоимости новой УКПГ, учитывая ещё и необходимость дополнительных затрат на реконструкцию действующих объектов;

- новая УКПГ обеспечит подачу «сухого» газа по сухопутному участку газопровода от УКПГ до ГКС У ГKM протяженностью до 90 км без дополнительных затрат на охлаждение газа.

### **3.2 Технологические показатели разработки месторождения и основные требования по подготовке природного газа**

Характеристики подготавливаемого газа приняты исходя из средних значений параметров физико-химических свойств залежей продуктивных пластов месторождения X.

Плотность газа при 20 °C - 0,672 кг/м<sup>3</sup>. Средний молекулярный вес газа – 16,10 у.е. Низшая удельная теплота сгорания 7927 ккал/м<sup>3</sup>. Конденсат в составе газа отсутствует.

Компонентный состав газа месторождения X без учета наличия воды представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Компонентный состав газа

Компонент	Среднее значение по залежи, % об.	Компонент	Среднее значение по залежи, % об.
CH <sub>4</sub>	99,03	N <sub>2</sub>	0,82
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,06	CO <sub>2</sub>	0,03
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	отсут.	Гелий	отсут.
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	отсут.	Аргон	0,06
C <sub>5</sub> +высш.	отсут.	Кислород	отсут.

Основные технологические показатели разработки по месторождению X представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технологические показатели разработки

Годы	Годовая добыча газа, млрд м <sup>3</sup>	Темп отбора газа, %	Накопленная добыча газа, млрд м <sup>3</sup>	Отбор газа от НБЗ, %	Средний дебит газа скважин млн м <sup>3</sup> /сут	Фонд скважин	Среднее пластовое давление, атм.	Устьевое давление, атм.
1	5,00	0,93	5,0	0,9	1,77	8	102,9	80,2
2	10,00	1,87	15,0	2,8	1,77	16	102,0	75,7
3	15,10	2,82	30,1	5,6	2,13	20	100,4	61,8
4	15,10	2,82	45,2	8,5	2,13	20	97,9	55,8
5	15,10	2,82	60,3	11,3	2,13	20	95,5	50,0
6	15,10	2,82	75,4	14,1	2,13	20	93,3	44,0
7	15,10	2,82	90,5	16,9	1,52	28	91,0	55,2
8	15,10	2,82	105,6	19,8	1,52	28	88,9	51,0
9	15,10	2,82	120,7	22,6	1,52	28	86,7	46,5
10	15,16	2,84	135,9	25,4	1,19	36	84,5	55,2
11	15,16	2,83	151,0	28,2	1,19	36	82,4	51,6
12	15,09	2,82	166,1	31,1	1,18	36	80,2	47,8
13	15,08	2,82	181,2	33,9	1,18	36	78,1	43,3
14	15,10	2,82	196,3	36,7	1,02	42	75,9	46,6
15	15,09	2,82	211,4	39,5	1,05	42	73,8	40,4
16	14,90	2,79	226,3	42,3	1,06	41	71,6	37,3
17	14,01	2,62	240,3	44,9	1,00	41	69,3	37,2
18	12,86	2,41	253,2	47,3	0,91	41	67,3	36,5
19	12,09	2,26	265,3	49,6	0,86	41	65,5	35,8
20	11,41	2,13	276,7	51,7	0,81	41	63,8	35,1
21	10,71	2,00	287,4	53,7	0,76	41	62,3	34,5
22	10,09	1,89	297,5	55,6	0,72	41	60,8	33,9
23	9,47	1,77	306,9	57,4	0,67	41	59,3	33,4
24	8,91	1,67	315,9	59,1	0,63	41	58,0	32,8
25	8,33	1,56	324,2	60,6	0,59	41	56,7	32,3
26	7,79	1,46	332,0	62,1	0,55	41	55,5	31,9

Подготовку газа на газовом месторождении X на основании СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 теоретически можно осуществить следующими способами:

- абсорбционная осушка;
- адсорбционная осушка;
- низкотемпературная сепарация;

- низкотемпературная абсорбция;
- масляная абсорбция.

Но практически, подготовку сеноманского газа ГМКМ для требования нужд транспортировки по магистральному газопроводу, можно провести только лишь методом абсорбционной осушки (где в качестве абсорбента выступает гликоль) или методой низкотемпературной сепарации (на различных методах охлаждения газа).

Метод масляной абсорбции предполагает использование в качестве абсорбента стабильный газовый конденсат, получаемым на этой же установке, с последующей низкотемпературной сепарацией газа при температуре минус 20-минус 25 °С с использованием внешнего холода (пропановых или аммиачных холодильных установок). Таким образом данная технология в принципе не применима при подготовке сеноманского газа, в котором не предполагается наличие «жирных» углеводородов.

Применение адсорбционной технологии принципиально возможно, так как сеноманский газ ГМКМ практически не содержит тяжёлые углеводороды. Она позволяет наиболее длительно работать без ДКС. Вместе с тем, применительно к рассматриваемому месторождению осушка на твёрдых поглотителях характеризуется следующими особенностями:

- требуется дополнительная производственная единица – СОГ;
- технология двухагента (ингибитор гидратообразования и адсорбент), для каждого реагента необходимо организовать свою систему поставок, хранения и регенерации;
- по энергопотреблению (печи и компрессоры газа регенерации) она не имеет явного преимущества по сравнению с другими способами (данное положение обосновано институтом ЮжНИИгазпрогаз на стадии Обоснования инвестиций в обустройство Бованенковского НГКМ);
- вариант не отвечает задаче комплексного освоения месторождений, т.к. в разработку будут вводиться газоконденсатные залежи, для которых технология адсорбционной осушки, как правило, не применяется.

Адсорбционная осушка по своей сути ориентирована на глубокую степень осушки (точка росы минус 70 °С и ниже), она предпочтительна при высоких давлениях газа, например 10 МПа, а применение её для осушки под требования СТО Газпром 089-2010 технологически неоправданно.

Нормативный документ СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» устанавливает требования к точке росы осушенного газа по влаге и углеводородам в зависимости от макроклиматического района, представленные в таблицу 3.

Кроме требований по точке росы, температура газа, исходя из условия прокладки трубопровода в подземном исполнении на выходе с УКПГ в магистральный трубопровод, должна составлять – от минус 2 °С летом до минус 5 °С зимой. В наиболее тёплый период с температурой атмосферного воздуха выше 20 °С допустимо повышение температуры газа до 0 °С.

Таблица 3 – Показатели газа горючего природного, поставляемого и транспортируемого по магистральным газопроводам

Наименование показателя	Значение для макроклиматических		Метод испытания
	умеренный	холодный	
1 Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно		По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.7
2 Температура точки росы по воде (ТТР <sub>в</sub> ) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см <sup>2</sup> ), °С, не выше:			
зимний период	-10,0	-20,0	
летний период	-10,0	-14,0	
3 Температура точки росы по углеводородам (ТТР <sub>ув</sub> ) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше:			
зимний период	-2,0	-10,0	
летний период	-2,0	-5,0	

Таким образом, выбор варианта подготовки природного газа сводится к качественному сравнению подходящих технологий, обеспечивающих все вышеуказанные требования. Исходя из сложившейся мировой практики

разработки и обустройства нефтегазовых месторождений, основным принципом формирования вариантов обустройства месторождения, принимается максимальное сокращение объема технологических работ при условии выполнении требований действующих нормативных документов.

### **3.3 Технология низкотемпературной сепарации**

Процесс низкотемпературной конденсации (НТК) наиболее широко распространен в газовой промышленности при обработке конденсатсодержащих газов. Промысловые установки, предназначенные для извлечения из газа тяжелых углеводородов и воды процессом НТК, на практике принято называть установками низкотемпературной сепарации (НТС). Процессы НТК и НТС используются также в схемах установок низкотемпературной абсорбции (НТА) как их предварительная стадия.

Эффективность работы установок НТС или НТК зависит от состава газа, давления и температуры процесса, числа ступеней конденсации, характеристики оборудования и т.д.

Для получения холода в процессах низкотемпературной сепарации используются: внутренние холодильные циклы с непосредственным охлаждением технологических потоков путем их дроссельного (изоэнтальпийного) или детандерного (изоэнтропийного) расширения; каскадные холодильные циклы; комбинированные холодильные циклы.

### **3.4 Низкотемпературная сепарация с использованием дросселя**

Самым простым способом получения холода на УКПГ является изоэнтальпийное расширение газа. Этот процесс осуществляется с применением дроссельных устройств. Преимущества таких схем - их меньшая металлоемкость и высокая надежность в работе.

Эффект снижения давления струи газа или жидкости в процессе протекания через сужение называется дросселированием. Процесс расширения газа путем дросселирования является необратимым.

В дроссельных холодильных циклах используется эффект Джоуля — Томсона. Эти циклы достаточно эффективны при больших перепадах давления на дросселе.

Различают два вида дроссель-эффекта: дифференциальный и интегральный. Дифференциальный дроссель-эффект показывает снижение температуры газа при бесконечно малом изменении его давления. В промышленной практике этим эффектом практически не пользуются. На практике используют интегральный дроссель-эффект - изменение давления на значительную величину.

Общий принцип дросселирования можно описать следующим образом: газ с некоторым давлением  $p_1$  и температурой  $T_1$  изотермически сжимается в компрессоре до давления  $p_2$ . Сжатый газ, пройдя дроссельное устройство, расширяется до первоначального давления  $p_1$  при этом его температура снижается до  $T_2$ . Расширение в дросселе происходит при постоянной энтальпии. Охлажденный газ нагревается в теплообменнике до первоначальной температуры, отнимая тепло от охлаждаемого потока.

Холодопроизводительность дроссельного цикла равна разности энтальпии газа до и после изотермического сжатия в компрессоре, т.е. работе сжатия в компрессоре в тепловых единицах.

Структурная схема подготовки газа на ГМКМ методом низкотемпературной сепарации с использованием дросселя представлена в приложении 1.

В блоке подготовки газа предусматривается 5 технологических линий (4 рабочих + 1 резервная) с максимальной производительностью 11 млн.нм<sup>3</sup>/сут каждая.

Газ сырой от здания входа и сепарации газа с температурой 9–14 °С и давлением 1,67–7,95 МПа подается в рекуперативные теплообменники на площадку теплообменников №1. Равномерный расход газа в рекуперативных теплообменниках обеспечивается организацией коллекторных «колец» входа/выхода газа. В теплообменниках газ нагревается до температуры 15 –

25 °С. В трубное пространство на охлаждение подается газ от аппаратов воздушного охлаждения (ДКС). С целью обнаружения забивки теплообменников в результате процесса гидратообразования предусмотрены контроль и сигнализация максимального перепада давления по трубному и межтрубному пространству рекуперативных теплообменников.

Подогретый газ до 15–25 °С подается на дожимную компрессорную станцию (ввод ДКС с первого года эксплуатации месторождения). Газ от ДКС с температурой 25–30 °С и давлением 13,47 МПа направляется в рекуперативные теплообменники площадки теплообменников №1 (трубное пространство) на охлаждение. Перед воздушными холодильниками (ДКС), теплообменным оборудованием предусматривается подача ингибитора для исключения гидратообразования в трубах и оборудовании установки подготовки газа. Газ от теплообменников с площадки теплообменников №1 подается в теплообменники на площадке теплообменников №2, где охлаждается до минус 3 минус 2°С потоком холодного газа от низкотемпературного сепаратора, входящего в состав блока подготовки газа.

Газ от теплообменников площадки теплообменников №2 поступает в блок подготовки газа, где происходит дросселирование газа до давления 6,73 МПа. При снижении давления газа его температура понижается до температуры минус 29 – минус 23 °С. В результате охлаждения происходит конденсация части воды. Двухфазный поток от эжектора отводится в низкотемпературный сепаратор, где происходит разделение на газовую и жидкую фазы.

Подготовленный газ из низкотемпературных сепараторов поступает в рекуперативные теплообменники площадки теплообменников №2, где происходит теплообмен с газом, поступающим в блок подготовки газа и далее газа подается на узел учета газа для коммерческого замера газа перед подачей в трубопровод внешнего транспорта.

Таким образом надежная и относительно простая, а, следовательно, и мало затратная схема обеспечивает подготовку газа до «товарных» значений.

### **3.5 Низкотемпературная сепарация с использованием турбодетандерных агрегатов**

Рабочей средой в детандерах является газ. Ступень турбодетандера представляет собой два основных рабочих элемента - неподвижный направляющий аппарат (сопловый аппарат) и вращающееся рабочее колесо. Работа в турбодетандерах создается в результате взаимодействия потока газа с кольцевыми лопаточными решетками, т.е. системами лопастей, расположенных вокруг оси вращения. Основное назначение вращающихся лопаточных решеток состоит в изменении энергетического уровня рабочей среды, что достигается изменением момента количества движения протекающего газа. Возникающий при этом момент сил, действующий на лопатки вращающейся решетки, определяет передаваемую внешним телам работу, называемую технической.

Общий принцип работы турбодетандерного агрегата можно описать следующим образом: газ засасывается компрессором  $K$  при давлении  $p_1$  и температуре  $T_1$ , и изотермически сжимается до давления  $p_2$ . Сжатый газ расширяется в детандере до первоначального давления  $p_1$ . Теоретически расширение в детандере происходит при постоянной энтропии, и газ должен охладиться при этом до температуры  $T_2$ . В действительности процесс в детандере несколько отклоняется от адиабатического.

Структурная схема подготовки газа на ГМКМ методом низкотемпературной сепарации с использованием турбодетандерных агрегатов представлена в приложении 2.

В блоке подготовки газа предусматривается 5 технологических линий (4 рабочих + 1 резервная) с максимальной производительностью 11 млн.нм<sup>3</sup>/сут каждая.

Газ сырой от здания входа и сепарации газа с температурой 9–14 °С и давлением 1,67–7,95 МПа подается в рекуперативные теплообменники площадки теплообменников №1. Равномерный расход газа в рекуперативных теплообменниках обеспечивается организацией коллекторных «колец»

входа/выхода газа. В теплообменниках газ нагревается до температуры 15–25 °С. В трубное пространство на охлаждение подается газ от аппаратов воздушного охлаждения (от компрессорной части ТДА). С целью обнаружения забивки теплообменников в результате процесса гидратообразования предусмотрены контроль и сигнализация максимального перепада давления по трубному и межтрубному пространству рекуперативных теплообменников.

Подогретый газ до 15–25 °С подается на дожимную компрессорную станцию (ввод ДКС 2021г.). Газ от ДКС с температурой 25–30 °С и давлением 8,7 МПа подается на вход компрессорной части турбдетандерных агрегатов через входной сепаратор. В компрессорной части ТДА газ компримируется до давления 10,1 МПа и поступает на охлаждение в аппараты воздушного охлаждения. Перед аппаратами воздушного охлаждения предусматривается подача ингибитора для исключения гидратообразования в трубах и оборудовании установки подготовки газа. После охлаждения газа с 35–45 °С до 25–30 °С газ направляется в рекуперативные теплообменники площадки теплообменников №1 (трубное пространство) на охлаждение. Газ от теплообменников площадки теплообменников №1 подается в теплообменники площадки теплообменников №2, где охлаждается до минус 6 – плюс 2 °С потоком холодного газа от низкотемпературных сепараторов.

Объединенный поток газожидкостной смеси после теплообменников площадки теплообменников №1 и площадки теплообменников №2 с температурой минус 6 – плюс 2 °С поступает во входные сепараторы детандерной части, где происходит разделение на газовую и жидкую фазы.

В детандерной части ТДА происходит расширение газа до давления 6,75 МПа. При расширении газа его температура понижается до температуры минус 23 – минус 28 °С. В результате охлаждения происходит конденсация части воды. Двухфазный поток отводится в низкотемпературный сепаратор, где происходит разделение на газовую и жидкую фазы.

Газ из низкотемпературных сепараторов поступает в рекуперативные теплообменники площадки теплообменников №2, где происходит теплообмен с газом, поступающим на детандерную часть ТДА. В результате теплообмена газ нагревается до минус 6 – минус 1 °С.

Далее газа подается на узел учета газа для коммерческого замера газа перед подачей в трубопровод внешнего транспорта.

Для поддержания давления газа на выходе из низкотемпературного сепаратора при работе по технологии с ТДА входное давление на установку подготовки газа должно быть намного ниже чем при работе по технологии с дросселем. При работе установки в зимнем режиме, когда возможно охлаждение газа на АВО до более низких температур, значение этих давлений будет меньше. Однако разность давлений принципиально не будет отличаться. Следовательно, включение в схему установки НТС турбодетандерного агрегата позволит получить кондиционный газ при более низких входных давлениях и уменьшить затраты на дожатие газа.

Схема низкотемпературной сепарации так же обеспечивает качество «товарного газа» при некотором усложнении технологического процесса по сравнению с методом низкотемпературной сепарации с использованием дросселя, однако более экономически выгоден за счет снижения затрат на компрессорное оборудование. Основной причиной, препятствующей широкому использованию турбодетандерных схем обработки газа, является отсутствие надежных конструкций ТДА отечественного производства.

### **3.6 Абсорбционная осушка газа**

Процесс абсорбции основан на различии парциальных давлений поглощаемого компонента в газе и жидкости. Чем больше разность парциальных давлений компонента в газе и жидкости, тем интенсивнее поглощение (абсорбция). При уменьшении этой разности поглощение идет менее интенсивно и совсем прекращается, когда величины парциального давления компонента в газе и жидкости станут одинаковыми.

В качестве абсорберов в большинстве процессов очистки газа применяют колонны насадочные, тарельчатые или с механическим распиливанием. Эти абсорберы в значительной степени взаимозаменяемы, хотя некоторые особые условия того или иного процесса могут обуславливать предпочтительность одного из них перед другими.

### 3.7 Сравнительная характеристика абсорбентов и выбор наиболее эффективного

В настоящее время в качестве абсорбентов для подготовки газа используются гликоли: ди- и триэтиленгликоль. Широкое применение гликолей для осушки газа обусловлено их высокой гигроскопичностью, превосходной стойкостью к нагреву и химическому разложению, низким давлением пара и доступностью при сравнительно невысокой стоимости.

Для процесса осушки первостепенное значение имеют следующие показатели, характеризующие свойства поглотителей:

- осушающая способность растворов гликолей разной концентрации при различных температурах процесса абсорбции;
- температура кипения водных растворов гликолей;
- температура замерзания гликолей разных концентраций.

В таблице 4 приведены данные, характеризующие глубину осушки газа водными растворами ДЭГа и ТЭГа, полученные с использованием кривых точка росы - растворы гликоля - температура контакта.

Таблица 4 – Равновесная точка росы газа при его осушке растворами ДЭГа и ТЭГа

Температура контакта, °С	98% -ным		99% -ным		99,5% -ным	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
5	-24,0	-31,5	-31,7	-38,0	-36,0	-44,0
10	-20,6	-27,1	-28,5	-35,3	-34,5	-41,7
20	14,4	-20,0	-21,7	-28,4	-27,8	-35,0
30	-6,2	-13,3	-15,2	-22,5	-21,7	-27,8
35	-2,4	-8,0	-11,5	-18,5	-18,8	-25,1
40	+0,7	-5,0	-9,2	-15,8	-15,8	-23,0

В тех случаях, когда невозможно охладить газ ниже температуры 25-30 °С, очень трудно достичь осушки газа до точки росы минус 10 °С и ниже с использованием растворов ДЭГа. Например, при давлении 4,0 МПа и температуре контакта 30 °С для осушки газа до «точки росы» минус 16 °С (эквивалент «точки росы» минус 10 °С при давлении 7,35 МПа, необходимой по СТО Газпром 089-2010) требуется раствор ДЭГа массовой концентрации 99,2 % (с учетом реальных условий процесса не менее 99,5 %). По ряду причин (износ оборудования, отсутствие эффективной системы очистки раствора гликоля от ингредиентов, недостаточная степень вакуумирования и т.д.) в условиях производства такая степень регенерации раствора практически трудно достижима. В то же время для осушки газа до такой глубины достаточно использовать раствор ТЭГа массовой концентрации 98,4 % (с учетом реальных условий процесса не менее 98,6 %), что легко достижимо. Требуемый уровень остаточного давления в системе составит не ниже 400 мм рт. ст.

Так же важным преимуществом ТЭГа является низкое давление его насыщенных паров, которое обеспечивает меньшие потери ТЭГа с осушенным газом в паровой фазе. По этой статье снижение потерь ТЭГа может составить 0,2-1,5 г/1000 м<sup>3</sup> в интервале температур 10-20 °С, наиболее характерных для установок осушки газов северных месторождений. Эта цифра более существенна при температурах контакта 30 °С и выше и может составить 3-4 г/1000 м<sup>3</sup>.

Возможность нагрева ТЭГа до более высоких температур имеет еще одно преимущество, связанное с выделением растворенных углеводородов из раствора. Дело в том, что в газах северных месторождений содержатся конденсаты, имеющие более высокие температуры кипения, чем температура регенерации гликолей. Поскольку раствор ДЭГа нельзя подогреть выше 164 °С, часть конденсата останется в насыщенном растворе, что будет ухудшать его поглотительную способность. В случае использования ТЭГа

благодаря более высокой температуре регенерации остаточное количество конденсата в регенерированном растворе будет меньшим.

Наличие конденсата в регенерированном растворе снижает его осушающую способность, усиливает вспенивание гликоля, что может привести к увеличению его потерь.

Температура в испарителе блока регенерации в случае использования ДЭГа и ТЭГа поддерживается равной 160 и 190 °С соответственно (при одинаковом остаточном давлении 200 мм рт. ст.). При регенерации ДЭГа разница между температурой разложения и рабочей температурой системы составляет не более 4 °С. При регенерации ТЭГа этот показатель равен 16 °С. Следовательно, режим регенерации ДЭГа более уязвим по части разложения реагента. Отсюда следует, что потери ДЭГа от термического разложения будут больше, чем ТЭГа (при нарушении технологического режима установки).

Для достижения температуры кипения ДЭГа, не превышающей температуры разложения (164 °С), необходимо в системе создать вакуум на уровне 40 мм рт. ст. В то же время при этом вакууме температура кипения ТЭГа составляет 191 °С, что на 15° ниже температуры его разложения.

### **3.8 Технологический расчет абсорбера**

### **3.9 Применение абсорбционной осушки для подготовки газа**

Структурная схема подготовки газа на ГМКМ гликолевой абсорбцией представлена в приложении 3.

В блоке осушки газа предусматривается 5 технологических линий осушки газа (4 рабочих + 1 резервная) с максимальной производительностью 11 млн.нм<sup>3</sup>/сут каждая.

Газ из здания входа и сепарации (или от ДКС при работе установки в компрессорном режиме эксплуатации) с давлением 7,2–8,7 МПа и температурой 15–30 °С на сепараторы многофункциональных абсорберов в блоке подготовки газа. Равномерное распределение газа по сепараторам

многофункциональных абсорберов (МФА) обеспечивается организацией коллекторного «кольца» на входе, выходе газа с аппаратов.

Отсепарированный в сепарационной секции МФА газ далее подается в массообменную секцию МФА. Жидкость из сепарационной части абсорбера отводится под контролем регулятора уровня в сборный коллектор и поступает на установку регенерации метанола для дегазации и регенерации водометанольного раствора.

Регенерированный ТЭГ от установки регенерации ТЭГа с давлением 8,8 МПа и температурой 33 °С под контролем регулятора расхода поступает в верхнюю часть абсорбера.

Расход подаваемого гликоля автоматически регулируется по расходу поступающего газа в абсорбер и "точке росы" осушенного газа.

Насыщенный влагой гликоль под контролем регулятора уровня выводится в сборный коллектор и подается на установку регенерации ТЭГа.

МФА имеет в верхней части фильтрующую секцию, которая обеспечивает унос гликоля из аппарата не выше принятого в нормах технологического проектирования СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 – до 10 мг/м<sup>3</sup>.

Осушенный газ выходит из верхней части абсорбера, объединяется с потоками газа от других абсорберов и подается в летний период на компрессорную часть ТДА, в зимний период на аппараты воздушного охлаждения (АВО).

В зимний период аппараты воздушного охлаждения охлаждает осушенный газ до температуры 5 – 9 °С. Конечное снижение температуры до минус 2 °С, обеспечивается регулятором (дресселем) расположенным на выходном трубопроводе газа УКПГ.

В летний период газ подается на компрессорную часть ТДА, где газ дожимается с 7,1 – 8,57 до 9,2 – 10,9 МПа и подается на охлаждение на АВО (где охлаждается с 55 до 30 °С). После АВО осушенный газ направляется во входной сепаратор, предназначенный для защиты детандерной части ТДА и

отделения из осушенного газа ТЭГа, уносимых из абсорбера. Насыщенный ТЭГ, накапливающийся в кубовой части сепаратора и подается на блок регенерации ТЭГа. Газ из входных сепараторов поступает в детандерную часть турбодетандерного агрегата. В детандерной части ТДА происходит расширение газа до давления 6,6 МПа. При расширении газа его температура понижается до температуры минус 2 °С. Подготовленный газ направляется на узел учета газа, и далее в магистральный газопровод.

Гликолевая осушка газа получила широкое распространение на сеноманских УКПГ месторождений Надым-Пур-Тазовской газоносной области, эта мало энергоемкая технология требует минимального перепада давления, что позволяет наиболее длительно работать без ДКС.

Технология гликолевой осушки газа обладает рядом особенностей, которые являются серьезным сдерживающим фактором для её безальтернативного применения на УКПГ месторождений Обской и Тазовской губ.

В связи с необходимостью подачи осушенного газа в магистральный газопровод с температурой от минус 2 °С до минус 5 °С, возникает потребность в парке АВО газа в холодный период года и в СОГ – летом. Наличие самостоятельной производственной единицы следует признать недостатком такого способа подготовки газа.

На промысле необходимо будет использовать два реагента: антигидратный – в системе сбора, осушитель (ДЭГ или ТЭГ) – на УКПГ. Неизбежны и две системы регенерации: гликоля и ингибитора гидратообразования;

Одной из важнейших трудностей эксплуатации осушительных установок являются потери гликоля. Потери вызываются главным образом уносом раствора осушенным газом, небольшое количество гликоля теряется в результате испарения с газовым потоком; вместе с тем незначительные количества неизбежно теряются в результате механических неплотностей. Возможны также потери с парами, выделяющимися в регенераторе.

Поскольку потери гликоля вызываются в основном механическим уносом, все эксплуатационные меры, снижающие унос, могут существенно улучшить экономические показатели работы установок. Чрезмерный унос обычно вызывается вспениванием гликоля в абсорбере. Установлено, что пенообразование может быть вызвано загрязнением гликоля углеводородами, тонка дисперсными твердыми взвесями или соленой водой, поступающей в систему с газом. Поэтому перед подачей газа в гликолевый абсорбер следует пропустить его через эффективно работающий сепаратор. Пенообразование обычно удается уменьшить добавкой противопенных веществ.

Так же при эксплуатации установок осушки газа гликолями серьезные осложнения могут вызываться коррозией. Поскольку чистые растворы гликолей сами по себе практически не вызывают коррозии углеродистой стали, считают, что коррозия усиливается в присутствии других соединений, образующихся в результате окисления или термического разложения гликоля или поступающих в систему с потоком газа. Скорость коррозии зависит от температуры раствора, скорости жидкости и некоторых других факторов. Обычно для борьбы с коррозией на установках осушки гликолями используют следующие способы: а) применение коррозионностойких металлов; б) применение замедлителей коррозии; в) предотвращение загрязнения растворов; г) изменение отдельных деталей схемы и аппаратуры для снижения температуры и скорости потоков.

Помимо коррозии, загрязнение гликолевого раствора может вызывать образование отложений на поверхностях теплообменников и снижать коэффициент теплопередачи. Загрязнение раствора может вызываться продуктами окисления, указанными выше продуктами коррозии (обычно окись или сульфид железа) и твердыми или жидкими взвесями, поступающими с газовым потоком. Присутствие твердых загрязнителей весьма нежелательно, так как они осаждаются в емкостях, на тарелках абсорбера и регенератора, трубах теплообменников и в прочих аппаратах.

Они могут также способствовать усилению коррозии и абразивного износа. Поэтому целесообразно применять различные способы удаления взвесей.

### 3.10 Применение перспективной технологии сверхзвуковой сепарации при подготовке природного газа

Особенности работы газовых месторождений предъявляют в технологической схеме и оборудованию ряд требований. Одним из которых является гибкость или приспособляемость установок НТС к изменениям всевозможных параметров. Чем проще технология и чем меньше оборудования в ней задействовано, тем легче переналадка, связанная с изменениями давления, производительности или состава сырья. Один из вариантов решения этого вопроса – использование газодинамического сепаратора (ГДС) (см. рис. 7), разработанного Б.Г. Берго. Технология базируется на использовании охлаждения газа в сверхзвуковом закрученном потоке природного газа. Основным элементом технологии является газодинамический сепаратор, в котором реализуется ускорение закрученного потока природного газа до сверхзвуковых скоростей, конденсация и сепарация целевых фракций природного газа и дальнейшее торможение потока газа.

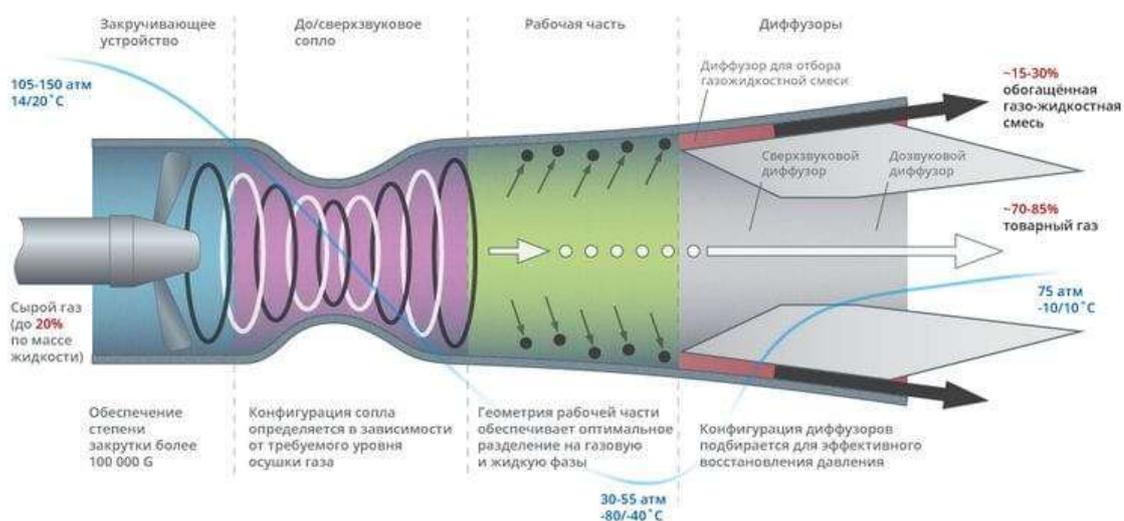


Рисунок 7 – Принципиальная схема газодинамического сепаратора

В сверхзвуковом потоке газа можно реализовать температуры от минус 50 °С до минус 100 °С, поэтому ГДС позволяет обеспечить глубокое извлечение целевых компонентов из природного газа. Основные отличия данной схемы от классических технологических схем, использующих дроссель Джоуля-Томсона или турбодетандер, состоит в том, что в низкотемпературный сепаратор, установленный за ГДС, попадает не весь охлажденный поток газа, а только его часть – двухфазный поток из ГДС. Это происходит потому, что в ГДС наряду с охлаждением потока газа осуществляется его дальнейшее разделение на две части, где одна из них – конденсат, а вторая – очищенный газ. Это дает возможность уменьшить как минимум вдвое размеры низко-температурного сепаратора, а т.к. сам ГДС имеет малые размеры, то все оборудование НТС становится существенно менее металлоемким по сравнению с традиционными вариантами.

Другим важным преимуществом технологии ГДС, по сравнению с традиционными технологиями, базирующимися, например, на охлаждении газа при его расширении в дроссельном клапане, является возможность обеспечения более низких температур газа в сверхзвуковом потоке при одном и том же перепаде давлений на входе – выходе устройств. Термодинамические принципы работы ГДС обуславливают близость его показателей к характеристикам работы турбодетандера, объединяя функции расширения, типовой циклонной сепарации газ/жидкость и повторного сжатия в одном компактном, стационарном, трубном устройстве.

Существенным энергосберегающим эффектом сверхзвуковой сепарации газа является отсутствие необходимости в сверхнизких температурах газа на входе в сепаратор НТС. Для достижения сопоставимых значений по сепарации компонент  $C_{3+}$  при схеме с ТДА потребуется температура ниже минус 50 °С. При сверхзвуковой же сепарации, температура будет составлять не ниже минус 30 °С. Данная особенность внутренней конструкции ГДС позволяет значительно снизить энергопотребление компрессорного и детандерного оборудования, аппаратов

воздушного охлаждения газа, сэкономить топливный газ на работу газоперекачивающих агрегатов.

В период 2013–2015 гг. на установке низкотемпературной сепарации УПМТ-15, УКПГ-1С Заполярного НГКМ проводились испытания сверхзвукового ГДС (арматурный узел АР-ГДС.2008.41). Испытания проводились специалистами ООО «Газпром добыча Ямбург» при участии Центра «ЭНГО».

Установка переработки моторных топлив (далее УПМТ) предназначена для получения СПБТ (смесь пропан — бутановая техническая) и стабильного газового бензина из конденсата, выделенного из газо-конденсатной смеси валанжинской залежи, добываемой из одной скважины Заполярного месторождения. В состав УПМТ входит блок низкотемпературной сепарации (НТС) и блок фракционирования газа.

Блок НТС УПМТ работает на перепаде давления в 40–50 атм, при этом давление на входе в блок составляет 120–125 атм, давление на выходе из блока 75–77 атм. Расход газа варьируется в диапазоне 10000–12000 нм<sup>3</sup> /час. Точка росы товарного газа по воде и углеводородам на выходе из блока НТС соответствует СТО Газпром 089-2010.

Испытания блока НТС с работающим ГДС производились на различных режимах, отличающихся давлением и расходом входного газа, поступающего на вход блока НТС. Сверхзвуковой ГДС при испытаниях продемонстрировал стабильную работу во всем диапазоне испытанных давлений входного газа и показал, что включение ГДС в схему НТС позволяет существенно улучшить показатели работы НТС. Так, работа ГДС в составе УПМТ позволяет понизить точку росы товарного газа по углеводородам по сравнению с использованной ранее схемой с дросселем. Точка росы при включенном ГДС понижается на 10 °С и более в сравнении с соответствующим значением при работе УПМТ с дросселем.

В результате проведенных испытаний показано, что использование НТС с заменой клапана Джоуля-Томпсона блоком ГДС в процессе

подготовки газа позволяет соединить простоту и надёжность работы НТС с клапаном Джоуля-Томпсона с более углублённым извлечением жидких углеводородов, включая этан и пропан-бутаны, за счет низких температур (порядка минус 60 °С), реализующихся в соплах ГДС.

Основным минусом технологии ГДС является тот факт, что эффективность критично зависит от входного давления и требует достаточно больших значений (более 10 МПа). При решении данного вопроса и увеличении к.п.д. гидродинамического сепаратора (на данный момент он составляет порядка 75-80%, в то время как современные турбодетандеры изготавливаются с к.п.д. до 89 %), данная технология может полностью вытеснить одни и/или частично заменить другие методы низкотемпературной сепарации при подготовке газа.

### **3.11 Обоснование выбора ингибитора гидратообразования**

В процессе эксплуатации месторождения X существуют условия образования гидратов, как в системе сбора газа, так и в технологическом оборудовании установки подготовки газа к транспорту, что диктует необходимость применения ингибитора гидратообразования.

В качестве ингибитора на всех действующих месторождениях Крайнего Севера России используется метанол. В зарубежной практике более широкое распространение получил моноэтиленгликоль (МЭГ).

Использование каждого из указанных ингибиторов имеет как свои достоинства, так и недостатки.

Практически повсеместное применение водного раствора метанола в России объясняется следующими основными причинами:

- легкая смешиваемость с газом благодаря высокой летучести;
- низкая температура замерзания (вплоть до минус 90 °С);
- способность не только предотвращать гидратообразование, но и разлагать гидратные пробки;
- малая вязкость;
- слабая коррозионная активность;

– сравнительно низкая стоимость и широкая промышленная база производства.

Существенными недостатками применения метанола являются:

- высокая токсичность;
- пожарная опасность;
- высокие потери с товарным газом (до 0,4 г/м<sup>3</sup>), так безвозвратные потери составят до 4500 т/год.

Применение МЭГа в зарубежной практике обусловлено следующими причинами:

- малая растворимость в природном газе и, следовательно, малые безвозвратные потери (примерно в 20 раз меньше по сравнению с метанолом);
- меньшая, по сравнению с метанолом, токсичность;
- слабая воспламеняемость;
- меньшие энергетические затраты на регенерацию.

Недостатками применения МЭГа по сравнению с метанолом являются:

- более высокая температура замерзания (минус 40 °С при концентрации 60 % – 80 %);
- большая вязкость;
- коррозионная активность при высоких температурах (например - в процессе регенерации);
- более высокая стоимость и отсутствие опыта применения в условиях Крайнего Севера.

В приложении 4 приведены преимущества и недостатки метанола и МЭГ при использовании в качестве ингибиторов гидратообразования.

### **3.12 Варианты подачи ингибитора гидратообразования в зависимости от технологии подготовки газа**

Вариант 1. Антигидратный реагент метанол в сочетании с гликолевой осушкой газа.

В систему сбора подаётся метанол. При поступлении на берег, метанол распределяется между газом первичной сепарации и отделяемым ВМР в соответствии с давлением, температурой и концентрацией в водной фазе. Метанол с газом сепарации поступает в абсорбер, где улавливается потоком гликоля, причём из-за относительно высоких температур работы колонны, эффективность перехода метанола в гликоль будет невысокой, поэтому заметная часть метанола теряется с осушенным газом. Уловленный метанол поступает на установку регенерации гликоля, оттуда – с отпаренной водой на установку регенерации метанола. Соответственно, сточные воды будут содержать оба реагента.

Таким образом, вариант характеризуется двумя системами регенерации – метанола и гликоля, сниженными потерями метанола.

Вариант 2. Антигидратный реагент МЭГ в сочетании с гликолевой осушкой газа.

МЭГ подаётся на устье скважин, вследствие низкой летучести, потребуются также подача перед АВО ДКС. В зимних условиях возможно образование гидратов в рядах трубок, ближайших к вентилятору. Насыщенный МЭГ будет выделяться во входном сепараторе УКПГ и направляться на установку регенерации. Газ сепарации после ДКС поступает на осушку. Для минимизации количества применяемых реагентов, в качестве абсорбента целесообразно также применение МЭГ. Для обеспечения точки росы на уровне минус 20 °С, необходимая концентрация МЭГ составляет выше 99 %, что предполагает вакуумную систему регенерации. В отличие от предыдущего варианта, товарный газ не будет содержать метанол, поэтому не исключено, что для предотвращения замерзания унесённого из колонны абсорбции МЭГ в СОГ потребуются дополнительные меры.

Таким образом, вариант характеризуется двумя системами регенерации МЭГ, одна из которых вакуумная, не менее одной системы удаления солей, отсутствием опыта работы с подобными системами, повышенными

требованиями к содержанию мех.примесей, повышенными требованиями к сепарационному оборудованию.

Вариант 3. Антигидратный реагент метанол в сочетании с НТС.

Система подачи метанола та же, что и в варианте 1. Часть метанола поступает с газом первичной сепарации. На УКПГ метанол подаётся перед промежуточным сепаратором. ВМР собирается из первичного, промежуточного и низкотемпературного сепараторов и направляется на регенерацию.

Вариант характеризуется одной системой регенерации, значительными потерями метанола с товарным газом. Однако, система НТС с применением метанола хорошо отработана, имеется большой опыт проектирования и эксплуатации. Не требуется высокой эффективности сепарационного оборудования.

Вариант 4. Антигидратный реагент МЭГ в сочетании с НТС.

Схема подачи на устье и особенности применения МЭГ как антигидратного реагента – те же, что и для варианта 2. На установке НТС требуется дополнительная точка подачи – перед детандером ТДА. Это приведёт к снижению его КПД, необходимости отдельной установки регенерации МЭГ, и скорее всего, установки удаления солей. Возможны проблемы с теплообменниками газ-газ. Для минимизации поступления солей на установку НТС необходима высокая эффективность сепарационного оборудования. При наличии конденсата в пластовой смеси, возможно ограничение по температуре НТС. Требуется мелкодисперсный распыл МЭГ по потоку, тщательный контроль концентрации подаваемого МЭГ.

К преимуществам варианта следует отнести осушающее действие гликоля, особенно в системе НТС, что приведёт к снижению точки росы по воде и, соответственно, к снижению мощности головной КС.

Вариант характеризуется одной или двумя установками регенерации и удаления солей, повышенными требованиями к сепарационному оборудованию, необходимостью тщательного контроля содержания

мехпримесей и концентрации подаваемого МЭГ, малым опытом эксплуатации аналогичных систем.

Варианты подачи разных реагентов на устье и в систему НТС рассматривать нецелесообразно, так как они содержат недостатки обоих реагентов. Полуколичественное сравнение вариантов приведено в приложении 5.

Учитывая вышеизложенное, в качестве ингибирования гидратообразования в системе сбора пластового газа и для технологии подготовки газа принят метанол как наиболее апробированный и надежно зарекомендовавший себя в отечественной газовой промышленности ингибитор гидратообразования.

Использование метанола позволит гарантированно защитить трубопроводы сбора и установку подготовки газа от образования гидратов и обеспечить их надежную эксплуатацию на протяжении всего периода разработки.

### **3.13 Расчет расхода ингибитора гидратообразования**

Для определения расхода гидратообразования была использована методика, разработанная всесоюзным научно-исследовательским институтом природных газов (ВНИИГАЗ), основное внимание в которой уделено применению летучего ингибитора в системах сбора и промысловой подготовки газа – метанола.

При расчетах расхода ингибитора гидратообразования необходимо в первую очередь определить температуру, при которой в системе образуются гидраты,  $T_{г}$ . Газ сеноманских залежей – практически чистый метан, поэтому определение условий гидратообразования определяются по формуле:

$$\ln P = 31,5582 - \frac{6360,19}{T_{г}} \quad (3.27)$$

При подаче метанола в трубопровод газа, в котором давление составляет 10,1 МПа, температура гидратообразования составит  $T_{г} = 286$  К.

Следовательно, требуемое снижение температуры гидратообразования составит:

$$\Delta T = T_r - T = 286 - 243 = 43 \quad (3.28)$$

где  $T$  – наименьшая температура газа в трубопроводе после охлаждения в турбодетандере, К.

Концентрация исходного метанола составляет  $x = 95\%$  масс., определяемая техническими возможностями установки регенерации метанола. Более высокая концентрация метанола не оправдывает затраты на ее получение.

Определим теперь необходимую концентрацию  $x_{\text{нас}}$  насыщенного метанола.

Расчет проводится по зависимости типа:

$$\Delta T = -77 \cdot \ln \frac{100 - x_{\text{нас}}}{100 - 0,4375 \cdot x_{\text{нас}}} \quad (3.29)$$

Решая уравнение, получим, что величина  $\Delta T = 43$  К достигается при концентрации метанола  $x_{\text{нас}} = 57\%$ . То же самое значение мы получаем путем определения концентрации насыщенного метанола по рисунку 8.

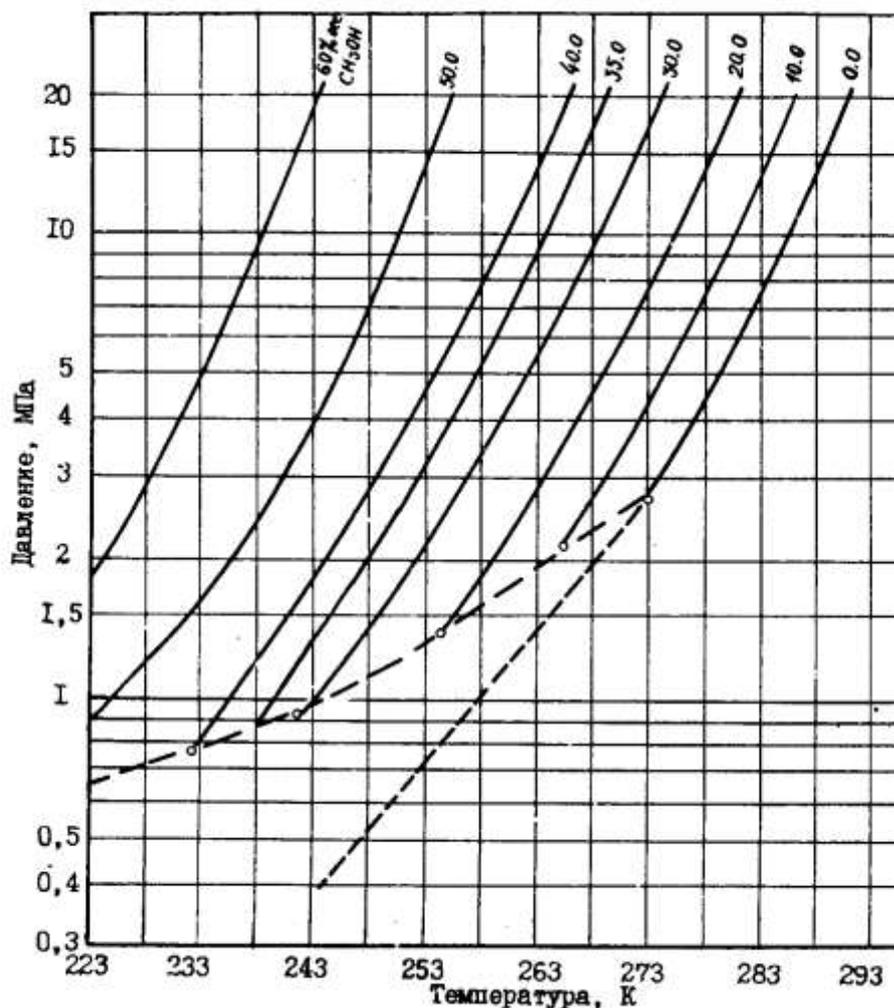


Рисунок 8 – Условия образования гидратов метана в присутствии растворов метанола.

Равновесное содержание метанола в газе при данной концентрации в водном растворе и параметрах  $T=273\text{ К}$ ,  $P = 10,1\text{ МПа}$ , составляет:

$$Q = Q^0 \cdot a_2 = 0,8 \cdot 0,45 = 0,36 \text{ кг на } 1000 \text{ м}^3 \text{ газа.} \quad (3.30)$$

Значения  $Q^0$  и  $a_2$  определяются по рисункам 9 и 10 соответственно.

Количество выделяющейся влаги в промежуточном сепараторе воды составляет:

$$\Delta W = W^1 - a_1 \cdot W^2 = 0,260 - 0,61 \cdot 0,031 = 0,24 \text{ кг/1000 нм}^3. \quad (3.31)$$

где  $W^1$  и  $W^2$  – влагосодержание газа до и после промежуточного сепаратора соответственно, г/нм<sup>3</sup>

Значение коэффициента  $a_1$  найден по рисунку 10 для концентрации метанола  $x_{\text{нас}} = 57\%$ .

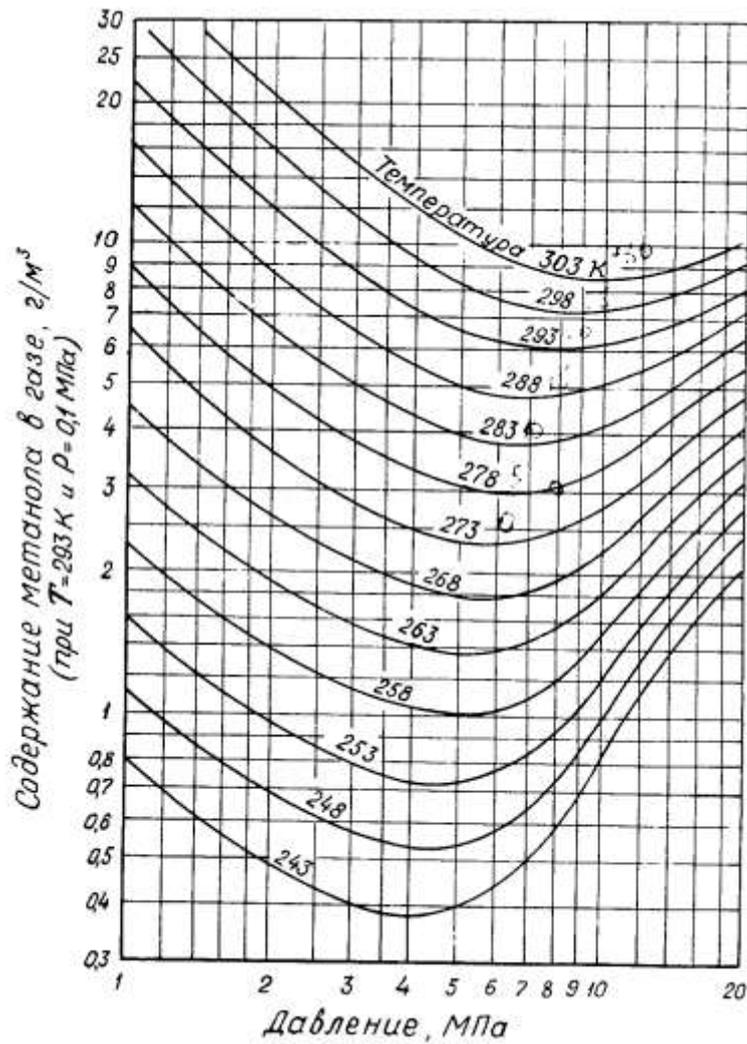


Рисунок 9– Растворимость метанола в природном газе

Расчет метанола рассчитывается по следующей аналитической зависимости для определения удельного расхода  $G$ , отнесенного к  $1000 \text{ нм}^3$ :

$$G = \frac{\Delta W \cdot x_2}{x - x_2} + \frac{100 - x_2}{x - x_2} \cdot Q = \quad (3.32)$$

$$= \frac{0,24 \cdot 57}{95 - 57} + \frac{100 - 57}{95 - 57} \cdot 0,36 = 0,770 \text{ кг}/1000 \text{ нм}^3 \text{ газа.}$$

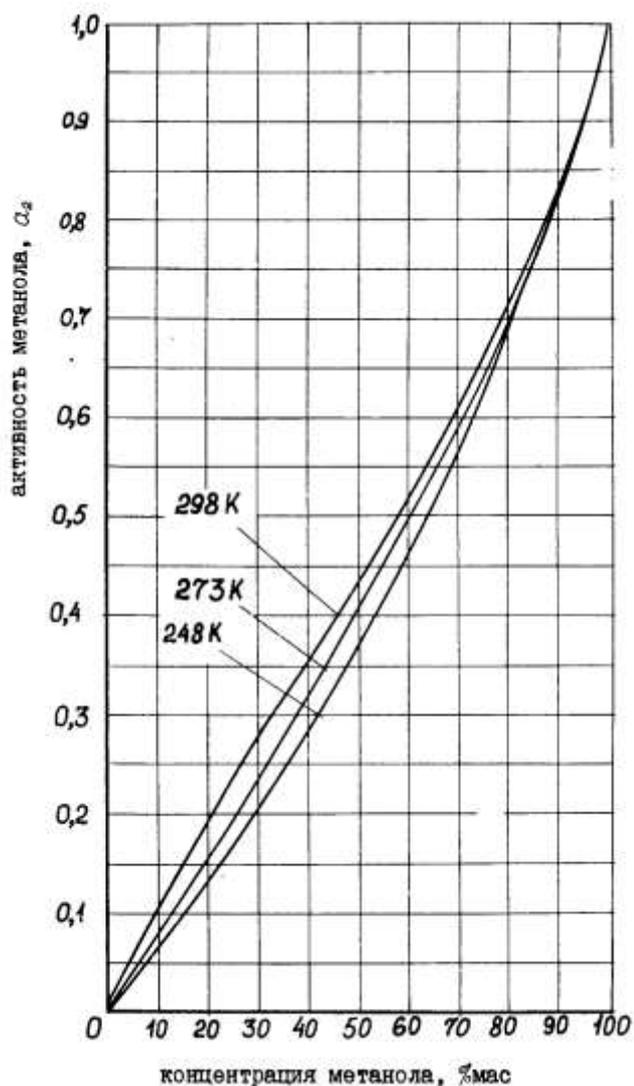


Рисунок 10 – Активность метанола в водных растворах метанола при различных температурах

Полученные значения расхода метанола является теоретическим, так как обеспечивает граничные безгидратные условия работы УКПГ.

С учетом требуемого на практике надежного безгидратного режима работы установки, как показывается опыт эксплуатации различным месторождений, расход метанола следует устанавливать на 20% больше по сравнению с теоретическим.

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

### **4.1 Экономическое обоснование рентабельности применения УПКГ**

В магистерской работе рассматривается целесообразность строительства УПКГ на базе рассчитанных в предыдущем разделе прогнозных показателей дополнительной добычи газа.

Целью данного анализа является сравнительная оценка капитальных вложений в освоение месторождения X для различных вариантов обустройства объектов береговых сооружений для подготовки газа и расчет затрат на разработку месторождения в целом. Сравнение производилось для трех основных вариантов подготовки газа: абсорбционная осушка, низкотемпературная сепарация с применением турбодетандера и низкотемпературная сепарация с использованием дросселя, с учетом то, что схема включает в себя неизменное от способа подготовки оборудование и индивидуальное оборудование для каждого способа подготовки.

Необходимо определить эффективность использования установки комплексной подготовки газа для рассматриваемого месторождения Каменномысское - море. С этой целью будут рассчитаны единовременные (приобретение оборудования и его монтажа) и эксплуатационные затраты для того, чтобы сравнить экономическую эффективность предлагаемой реконструкции системы подготовки газа и стоимость закупки и установки оборудования. Также будет проведен расчет основных экономических показателей, таких как: чистый дисконтированный доход (Net present value - NPV), внутренняя норма рентабельности (Internal rate of return - IRR), срок окупаемости (Payback period), индекс чистой текущей стоимости (Net present value index - NPVI). Для проведения расчетов используются основные технологические показатели разработки, приведенные в таблице 6.

Таблица 6 – Основные технологические показатели разработки

Годы	Годовая добыча газа, млрд м3	Темп отбора газа, %	Накопленная добыча газа, млрд м3	Отбор газа от НБЗ, %	Средний дебит газа скважин млн м3\сут	Фонд скважин	Среднее пластовое давление, атм.	Устьевое давление, атм.
18	12,86	2,41	253,2	47,3	0,91	41	67,3	36,5
19	12,09	2,26	265,3	49,6	0,86	41	65,5	35,8
20	11,41	2,13	276,7	51,7	0,81	41	63,8	35,1
21	10,71	2	287,4	53,7	0,76	41	62,3	34,5
22	10,09	1,89	297,5	55,6	0,72	41	60,8	33,9
23	9,47	1,77	306,9	57,4	0,67	41	59,3	33,4
24	8,91	1,67	315,9	59,1	0,63	41	58	32,8
25	8,33	1,56	324,2	60,6	0,59	41	56,7	32,3
26	7,79	1,46	332	62,1	0,55	41	55,5	31,9
27	7,3	1,37	339,3	63,5	0,53	41	54,4	31,5
28	6,71	1,25	346	64,7	0,53	38	53,4	31,6
29	5,96	1,11	351,9	65,8	0,47	38	52,5	31,4
30	5,57	1,04	357,5	66,9	0,45	37	51,9	31,8

#### 4.1 Построение модели денежных потоков

Модель денежных потоков состоит из нескольких этапов, в которых определяются параметры будущей модели. Построение модели позволяет структурировать входные данные, а также создать гибкий каркас для расчета экономических показателей, позволяющий изменять входные параметры и оперативно получать новые результаты показателей эффективности.

Для целей построения экономической модели было выделено восемь составляющих, которые оказывают прямое влияние на результаты расчета модели:

1. Выбор временного периода.
2. Выбор точки отсчета (год)
3. Выбор ставки дисконта
4. Анализ стоимостных показателей
5. Налогообложение
6. Расчет денежных потоков

7. Расчет экономических показателей

8. Анализ чувствительности

Необходимо рассмотреть каждый элемент подробнее. Описание производится в соответствии с порядком перечисленным выше:

1. Для целей выполнения данной работы время расчета было выбрано с 2018 до 2030 гг., т.е. 1 января 2018 года происходит установка оборудования, которое используется до конца разработки месторождения.

2. Точкой отсчета принимается 2018 год, также все денежные потоки приведены к ценам 2018 года.

3. Размер ставки дисконта принимается на уровне 15 %.

4. В данном разделе выделены основные статьи налогообложения, которые будут учитываться при оценке экономических показателей.

**НДПИ** – налог на добычу полезных ископаемых, руб./тыс.м<sup>3</sup>.

$$НДПИ = (35 \cdot E_{ум} \cdot K_c) + T_2 \quad (4.1)$$

где 35 – базовая ставка за 1 тыс. куб. м природного газа;

$E_{ум}$  – базовое значение единицы условного топлива;

$K_c$  – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа;

$T_2$  – показатель, характеризующий расходы на транспортировку газа.

**НДС** – налог на добавленную стоимость. Сумма налога к уплате, рассчитывается как разница между суммами налога, которую получили за товар, и суммами налога, уплаченными поставщикам за материалы, работы и услуги. Ставка налога составляет 18 % и уплачивается только с операций на внутреннем рынке.

**Налог на имущество** – уплачивается в размере 2,2 % от остаточной стоимости имущества.

**Налог на прибыль** – уплачивается с балансовой прибыли в размере 20 % после уплаты остальных налогов. Тогда как балансовая прибыль определяется по формуле:

$$\begin{aligned} \text{Прибыль} = & \text{Выручка} - \text{CAPEX} - \text{ОРЕХ} - \text{Амортизация} - \\ & - \text{Налоги (Кроме налога на прибыль)} \end{aligned} \quad (4.2)$$

где **Выручка** – денежные средства, вырученные с продажи продукции до уплаты налогов, вычета капитальных и операционных затрат.

**Амортизация** – процесс списания основных средств, в данной работе выбран линейный метод списания и в годовом выражении равен одной тринадцатой от начальной стоимости основных средств, поэтому по окончании разработки средства списываются полностью.

6. Расчет чистого денежного потока (NCF) за текущий год производится по стандартной формуле, в которой складываются все положительные и отрицательные денежные потоки рассматриваемого периода:

$$\text{NCF} = \text{Выручка} - \text{CAPEX} - \text{ОРЕХ} - \text{Налоги} \quad (4.3)$$

7. После расчета денежных потоков можно перейти к расчету экономических показателей. Чистый дисконтированный доход (NPV) рассчитывается как дисконтированная сумма денежных потоков за весь период расчета:

$$\text{NPV} = \sum_{n=1}^n \frac{\text{NCF}}{(1+i)^n} \quad (4.4)$$

где  $i$  – ставка дисконта;

$n$  – порядковый номер года.

**Внутренняя норма рентабельности (IRR)** – значение ставки дисконта, при котором чистый дисконтированный доход проекта равен нулю. Графически это представляет собой точку пересечения кривой зависимости NPV от ставки дисконта с осью абсцисс – рисунок 11.

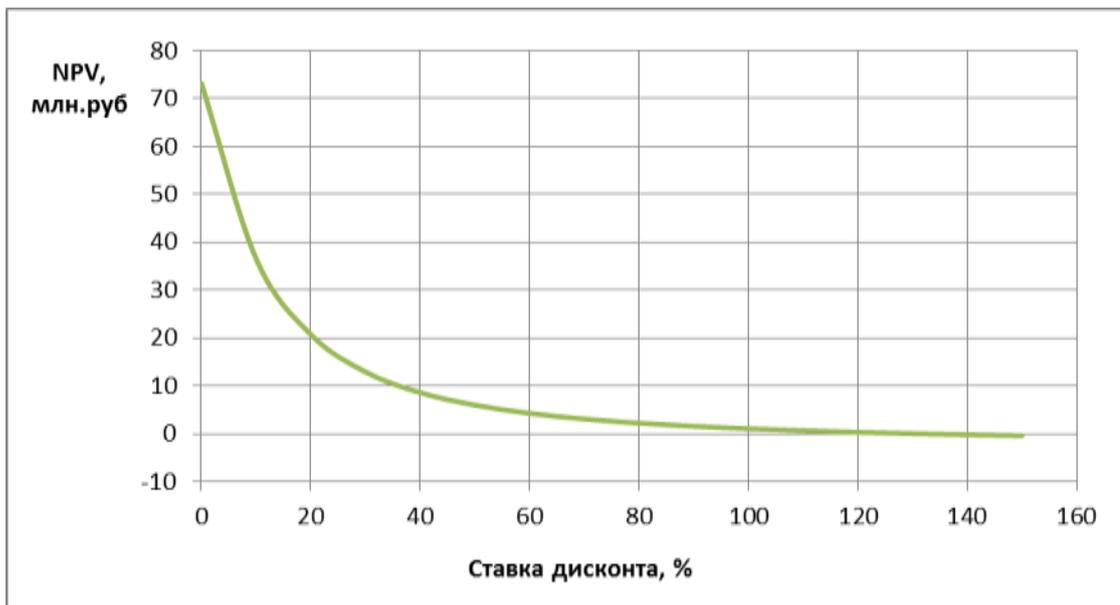


Рисунок 11 – Зависимость NPV от ставки дисконта

Срок окупаемости – это время, за которое накопленное значение чистого дисконтированного дохода достигает нулевого значения. В свою очередь индекс чистой текущей стоимости (NPVI) определяется как отношение накопленного NPV за весь период расчета к минимальному значению NPV за рассматриваемый период.

$$NPVI = \frac{NPV}{MCO} \quad (4.5)$$

где MCO – maximum capital outlay или минимальное значение NPV за рассматриваемый период. Данные понятия отображены на рисунке 12.

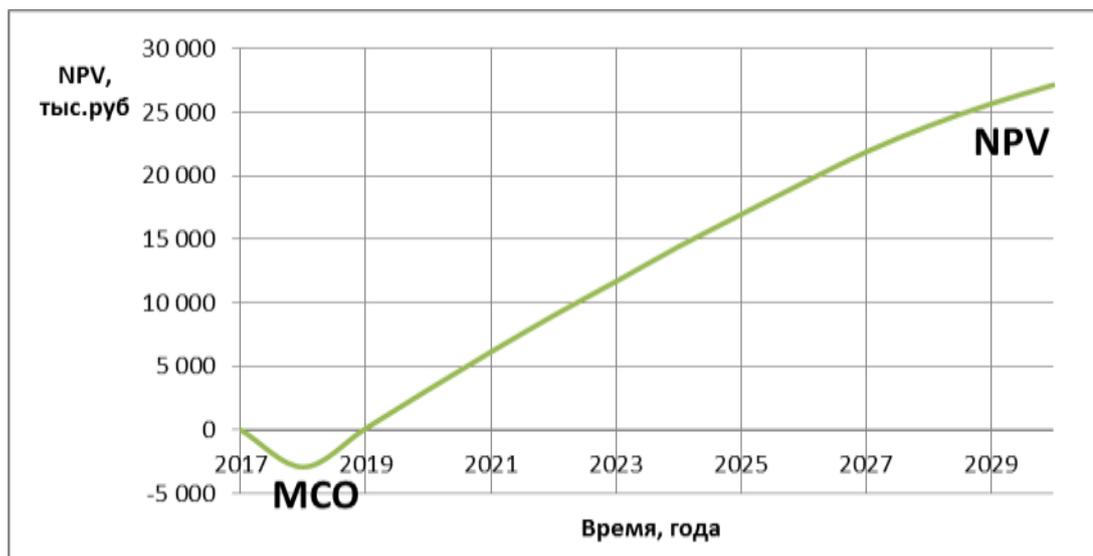


Рисунок 12– Зависимость NPV от времени

8. Анализ чувствительности производится с целью выявления параметров, которые оказывают наибольшее влияние на результаты расчетов экономической эффективности. Это необходимо для оценки рисков и поисков путей их исключения.

#### 4.2 Капитальные затраты

Расчет стоимости необходимого оборудования для монтажа установки комплексной подготовки газа представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Оборудование для монтажа УКПГ

Наименование	Кол-во	Завод изготовитель	Стоимость единицы оборудования, тыс.руб.	Стоимость общая, тыс.руб.
<u>Абсорбционная осушка</u>				
Блок осушки газа				
Абсорбер	5	ООО «СКБ-Нефтехим»	43840	219200
Блок охлаждения газа				
Сепаратор	5	ОАО «Уралтехнострой-Туймазыхиммаш»	8965	44825
Турбодетандерный агрегат	5	ОАО «Турбохолод»	106891,6	534458
Низкотемпературный сепаратор	5	ОАО «Уралтехнострой-Туймазыхиммаш»	8965	44825
Площадка воздушных холодильников				
Воздушный холодильник	12	ОАО «Борхиммаш»	28900	144500
Установка регенерации ТЭГ				
Блок регенерации ТЭГ	1	ООО «СКБ-Нефтехим»	14200	14200
			Итого:	1 002 008
<u>НТС с ТДА</u>				
Блок подготовки газа				

Наименование	Кол-во	Завод изготовитель	Стоимость единицы оборудования, тыс.руб.	Стоимость общая, тыс.руб.
Входной сепаратор детандерной части	5	ОАО «Уралтехнострой-Туймазыхиммаш»	8965	44825
Входной сепаратор компрессорной части	5	ОАО «Уралтехнострой-Туймазыхиммаш»	8965	44825
Низкотемпературный сепаратор	5	ОАО «Уралтехнострой-Туймазыхиммаш»	8965	44825
Турбодетандерный агрегат	5	ОАО «Турбохолод»	106891,6	534458
Площадка теплообменников №1				
Теплообменник	5	ОАО «Пензхиммаш»	19100	95500
Площадка воздушных холодильников				
Воздушный холодильник	12	ОАО «Борхиммаш»	28900	144500
Площадка теплообменников №2				
Теплообменник	5	ОАО «Пензхиммаш»	23950	119750
			Итого:	1 028 683

Для правильной и безопасной работы оборудования необходим его правильный монтаж специалистами инженерно-технического отдела. Рассмотрим основные виды работ, которые необходимы для проведения монтажа УКПГ и представим их в таблице 8. Данные виды работ относятся к контрагентным услугам.

Таблица 8 – Экономические затраты на монтаж оборудования

№	Вид монтажных работ	Количество дней	Стоимость работ, рублей
1	Отсыпка и укрепление площадки под установку технологического комплекса	3	123500
2	Отсыпка обваловки для недопущения аварийных ситуаций	1,3	23450
4	Установка и подключение технологического комплекса для подготовки газа	10	348960
5	Гидроиспытания емкостей и линий	1	12500
<b>Итого</b>		6	508410

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда таблица 9

Таблица 9– Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Показатель	Коэффициент
Районный коэффициент	1,8
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,13
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, с учетом показателей в таблицах 8 и 9 рассчитывается количество работников, необходимых для монтажа данного оборудования и затраты на их заработную плату. Занесем результаты в таблицу 10.

Таблица 10 – Заработная плата за монтаж оборудования

	Строитель	Монтажник	Машинист подъемника	Водитель бульдозера
Разряд	6	5	4	4
Количество работников	1	1	1	1
Часовая тарифная ставка	102,7	87,6	75,7	75,8
Районный коэффициент, руб.	89,6	72,1	60,4	54,9
Северная надбавка, руб.	45,3	36,2	30,6	27,8
Время нахождения в пути, руб.	32,1	20,5	23,7	19,6
Вахтовый метод работы, руб.	10,3	8,69	9,32	8,45
Итого, руб./час	280	225,09	199,72	186,55
Время работы, часов	240	240	240	150
Итого, руб. за работу 1-го работника, руб	67 200,00	54 021,60	47 932,80	27 982,50
Общая сумма ЗП, руб.	197 137			

Согласно данным расчета из таблицы 10 на оплату труда работникам без страховых взносов за монтаж оборудования необходимо 197137 руб.

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 11. Рассчитывая затраты на страхование от

несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем согласно класс 3 с тарифом 0,4 для предоставления прочих услуг связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД - 11.20.4).

Таблица 11 – Расчет страховых взносов

	Строитель	Монтажник	Машинист подъемника	Водитель бульдозера
ЗП, руб.	67200	54021,6	47932,8	27982,5
ФСС (2,9%)	1948,8	1566,6264	1390,0512	811,4925
ФОМС (5,1%)	3427,2	2755,1016	2444,5728	1427,1075
ПФР (22%)	14784	11884,752	10545,216	6156,15
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,4 %)	268,8	216,0864	191,7312	111,93
Всего, руб.	20428,8	16422,5664	14571,5712	8506,68
Общая сумма, руб.	59929,6176			

Общая сумма страховых взносов на 4 работников составила 59929 руб. Таким образом, общая сумма по заработной плате составила 137 207 руб. Следовательно, затраты на приобретение и монтаж УКПГ составили 4800137207 рублей.

#### 4.3 Операционные затраты

Расчет амортизационных отчислений для оборудования концентрической лифтовой колонны представлен в таблице 12 Он проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы"

Таблица 12 – Амортизационные отчисления для оборудования КЛК

№	Наименование	Амортизационная группа	Норма амортизации, %	Сумма амортизации за 1 год, рублей
1	Технологический комплекс установки комплексной подготовки газа	6 группа	10	480000000
2	Фонтанная арматура АФ6-100/50-21хл	7 группа	6,2	240000
<b>Итого</b>				480240000

#### **4.4 Расчет показателей эффективности**

Расчет показателей эффективности выполнен при помощи программы Microsoft Excel, и приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет показателей эффективности

Показатель	Годы												
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. Планируемое количество дополнительной добычи газа, млн.м3	12,86	12,09	11,41	10,71	10,09	9,47	8,91	8,33	7,79	7,3	6,71	5,96	5,57
2. Цена реализации тыс.м3, руб.	2301	2401	2487	2659	2799	2932	3021	3120	3244	3356	3489	3602	3678
3. Выручка от реализации (с НДС), млн. руб.	25	26	26	28	29	31	31	32	33	33	35	35	36
4. НДС, %	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
5. Выручка от реализации без НДС, тыс. руб	16	16	17	18	18	19	19	19	20	21	22	22	23
6. Полная себестоимость тыс.м3 газа, руб	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320
7. Себестоимость всего добытого газа, млн.руб	12	13	13	15	16	17	17	18	19	19	20	20	21
8. Налогооблагаемая прибыль, тыс. руб	4320	4421	4869	4963	5023	5247	5466	5596	5734	5839	5903	5988	5783
9. Налог на прибыль, %	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
10. Чистая прибыль, тыс. руб	3752	3896	3962	4065	4156	4302	4456	4678	4776	4863	4923	5044	5180
11. Капитальные вложения, тыс. руб	5E+06												
12. Поток денежной наличности(ПДН), тыс. руб	-3654	3687	3896	4230	4987	5986	6874	7532	8123	8532	9407	10022	11023
13. Дисконтированный поток денежной наличности(ДПДН), тыс.руб	-3654	3124	3022	2987	2964	2899	2765	2680	2581	2463	2299	2156	1968

14. Накопленный дисконтированный поток денежной наличности(ЧДД, NPV), тыс.руб	-3654	223	2874	4561	6332	7892	9027	11023	13459	1589 9	17369	21033	2547 8
15. Срок окупаемости (PP), лет	2,5												
16. Внутренняя норма доходности (IRR), %	142,36												
17. Индекс доходности (PI), руб/руб	5,23												
18. Ставка дисконта, %	15												
19. Коэффициент дисконтирования	1	0,84	0,714	0,605	1	0,436	0,371	0,317	0,27	0,231	0,198	0,17	0,146

#### 4.5 Анализ чувствительности проекта

Для того чтобы определить уровень риска данного проекта необходимо провести анализ чувствительности. Было проведено исследование влияния стоимости капитального ремонта, себестоимости газа, цены реализации газа на накопленный дисконтированный поток денежной наличности. Результаты анализа приведены на рисунке 13.

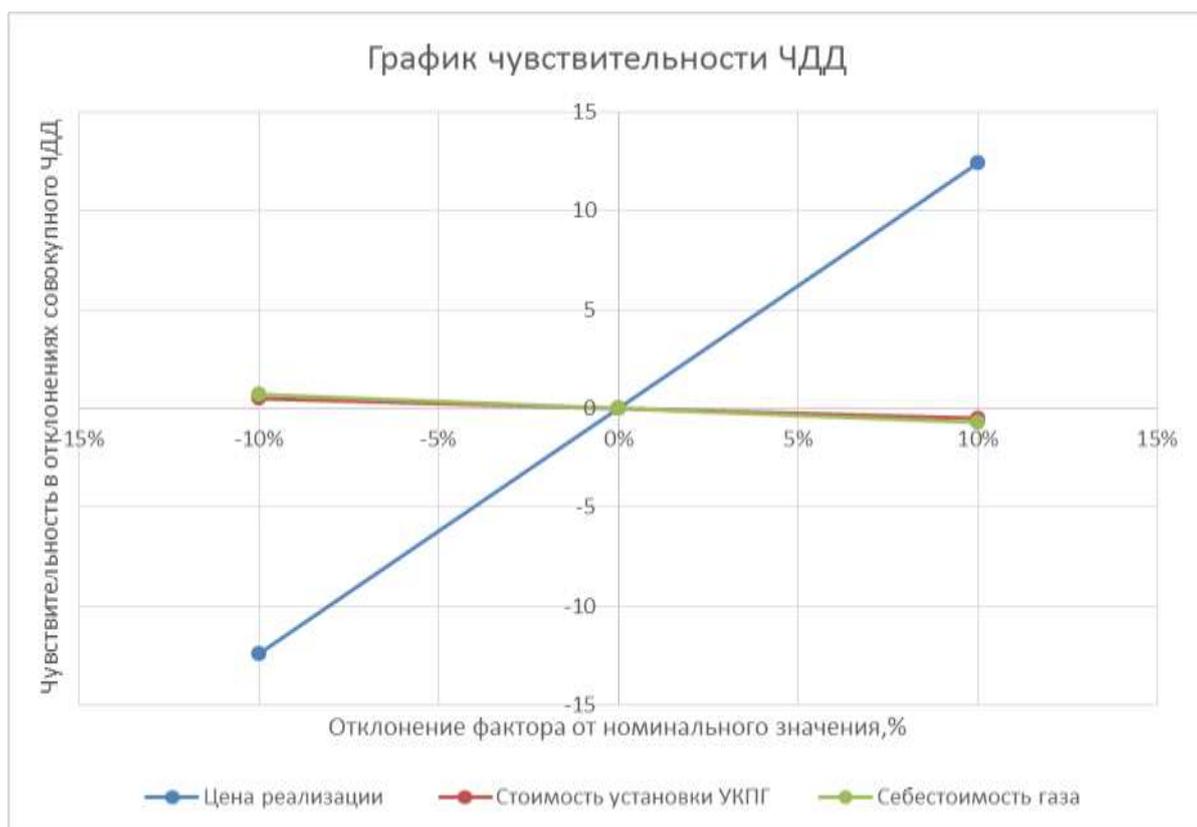


Рисунок 13 – Анализ чувствительности проекта

#### **Выводы к главе 4**

Выполнены прогнозные расчеты экономической эффективности до 2030 года. Были получены следующие значения показателей:

- чистый дисконтированный доход = 25478 тыс. руб.;
- внутренняя норма доходности = 142,36 %;
- индекс доходности = 5,23;
- срок окупаемости = 2,5 лет.

ЧДД неотрицательный и поэтому проект можно считать эффективным. Срок окупаемости проекта 2,5 лет.

Анализ чувствительности показал сильное влияние цены реализации на накопленный чистый дисконтированный доход.

## Глава 5. Социальная ответственность

### Введение

В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются методы подготовки газа в условиях Крайнего севера на установках комплексной подготовки газа. Установка комплексной подготовки газа представляет собой комплекс технологического оборудования и вспомогательных систем, обеспечивающих сбор и обработку природного газа и газового конденсата. В состав УКПГ входят: блок предварительной очистки (сепараторы), технологические установки очистки, осушки, охлаждения газа, дожимные компрессорные станции, вспомогательные системы производственного назначения. Основные процессы, рассматриваемые в магистерской диссертации – процесс низкотемпературной сепарации, абсорбционная и адсорбционная осушка газа. Поэтому целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов при данном виде производственной деятельности на установках подготовки газа промысла и решение вопросов обеспечения защиты от них на основе требований действующих нормативно-технических документов.

### 5.1 Производственная безопасность

#### 5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Рассмотрим опасные и вредные факторы, которые возникают при сборе и подготовке газа на УКПГ - таблица 14

Таблица 14 -Опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Химическая осушка газа	Отклонения показателей микроклимата Недостаточная освещенность Вредные химические токсичные вещества Повышенный уровень шума	1.Электрический ток 2.Пожароопасность	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ СН 2.2.4/2.1.8.556–96 СН 2.2.4/2.1.8.562–96 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ

Для проведения специальной оценки условий труда исследованию (испытанию) и измерению подлежат следующие вредные факторы производственной среды:

- физические факторы - шум, инфразвук, ультразвук воздушный, вибрация общая и локальная, неионизирующие излучения (электростатическое поле, постоянное магнитное поле, электрические и магнитные поля промышленной частоты (50 Герц), переменные электромагнитные поля, ионизирующие излучения, параметры микроклимата (температура воздуха, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха, инфракрасное излучение), параметры световой среды (искусственное освещение (освещенность) рабочей поверхности).

Наиболее вредными физическими факторами являются температура, влажность, подвижность и скорость перемещения воздуха, а также тепловое облучение. От совокупности этих факторов зависит теплообмен человека (переохлаждение, перегрев).

- химические факторы - химические вещества и смеси, которые необходимо измерять в воздухе рабочей зоны и на кожных покровах работников. А также некоторые вещества биологической природы (антибиотики, витамины, гормоны, ферменты, белковые препараты), получаемые химическим синтезом и (или) для контроля содержания которых используют методы химического анализа;

#### **5.1.1.1 Отклонение показателей микроклимата**

Избыточное тепло- и влаговыделение, высокая подвижность воздуха оказывают негативное влияние на микроклимат производственных помещений, неблагоприятно влияют на организм человека, а также способствуют снижению производительности и качества труда.

Микроклиматические условия, обеспечивающие продуктивность работы, называются оптимальными.

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период 8-

часовой рабочей смены. Они не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности.

Работа в цеху относится к категории работ II-а. К категории II-а принадлежат работы, связанные с хождением, перемещением изделий или предметов в положении стоя или сидя, и требующие определенного физического напряжения.

В таблице 15 приведены оптимальные значения микроклимата для работы на УКПГ.

Таблица 15 – Оптимальные величины показателей микроклимата для работы на УКПГ

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
холодный	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
теплый	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2

### 5.1.1.2 Недостаточная освещенность

Посредством зрения люди воспринимают до 90% необходимой для работы информации.

Как известно, зрительная способность и зрительный комфорт чрезвычайно важны для безопасности труда. Очень много несчастных случаев происходит по причине неудовлетворительного освещения или из-за ошибок, сделанных рабочим, по причине трудности распознавания того или иного предмета или осознания степени риска, связанного с обслуживанием

станков, конвейеров, транспортных средств. Свет создает нормальные условия для трудовой деятельности.

Недостаточное освещение вызывает зрительный дискомфорт, выражающийся в ощущении неудобства или напряженности. Длительное пребывание в условиях зрительного дискомфорта приводит к отвлечению внимания, меньшей сосредоточенности, а также зрительному и общему утомлению. Кроме создания зрительного комфорта свет оказывает на человека психологическое, физиологическое и эстетическое воздействие. Неудовлетворительная освещенность в рабочей зоне может являться причиной снижения производительности и качества труда, получения травм.

Производственное освещение - основной показатель гигиены труда, главный фактор качества информации о внешнем мире, поступающей через глаза и мозг человека.

При правильном освещении повышается производительность труда, улучшаются условия безопасности, снижается утомляемость. Наилучшие условия для полного зрительного восприятия создает солнечный свет.

На рабочем месте используется комбинированное освещение, а именно, общее освещение помещения и местное, с помощью ламп, установленных непосредственно над необходимыми деталями. [20].

Норма освещенности в соответствии в цеху, согласно СНиП 23 - 05 – 2010 равна не менее 400лк.

### **5.1.1.3. Повышенный уровень шума на рабочем месте.**

Большое значение имеет проблема производственного шума. На физическое состояние человека шум влияет следующим образом: провоцируются сердечно-сосудистые заболевания и язва желудка, нарушается обмен веществ, ослабляется внимание и человек быстро утомляется.

Оборудование УКПГ, в частности дожимная компрессорная станция, является источником высокоинтенсивного механического,

аэродинамического, гидродинамического и электромагнитного шума с инфразвуковой составляющей, поэтому на ряде рабочих мест персонал подвергается одновременному влиянию двух вредных производственных факторов – шума и инфразвука. Сочетанное влияние шума и инфразвука характеризуется специфическим неблагоприятным воздействием на человека.

Таблица 16 – Предельно допустимые уровни звукового давления.

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Современные акустические исследования предлагают несколько путей устранения этой проблемы:

1. снижение шума в источнике;
2. использование звукозащитных материалов при оборудовании помещений, особенно в производственной зоне;
3. снижение шума на путях его распространения (звукоизолирующие ограждения, кожухи, экраны и др.);
4. применение средств индивидуальной защиты от шума.

#### **5.1.1.4 Воздействие вредных веществ**

Исходным сырьем является природный газ сеноманской залежи У месторождения. Газ метановый с содержанием влаги до  $2,5 \text{ г/м}^3$ , сероводород отсутствует.

Природный газ, поступающий на УКПГ, представляет собой пластовую смесь, в состав которой входят углеводороды, капельная влага

(конденсационная и пластовая до 2 г/м<sup>3</sup> газа) и мехпримеси. В зимний период возможно содержание метанола в паровой фазе и жидкости (10–20%).

В ходе производственной деятельности используются вещества, характеристики которых представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Свойства сырья, полупродуктов, готового продукта и отходов производства

Наименование вещества	Химическая формула	Класс опасности	ПДК <sub>3</sub> мг/м <sup>3</sup>	Нормативно-технический документ
Газ природный (метан 99%)	CH <sub>4</sub>	4	7000	ОСТ. 51.40-93 (с изм. 2000 г.)
Диэтилен-гликоль	CH <sub>2</sub> OH-CH <sub>2</sub> -O-CH <sub>2</sub> -CH <sub>2</sub> OH	3	10	ГОСТ 10136-77
Метанол (метиловый спирт)	CH <sub>3</sub> OH	3	5	ГОСТ 14879-73, ГОСТ 6995-77

## 5.1.2 Анализ опасных производственных факторов

### 5.1.2.1 Электробезопасность. Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током возникает при контакте с голыми токоведущими частями, которые находятся под напряжением или при контакте с металлическими частями, которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции. Кроме того, поражение электрическим током возможно при работе с установками без защитного заземления и при неиспользовании защитных средств при обслуживании электроустановок.

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ ССБТ <<Электробезопасность>>. Общими требованиями являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

### 5.1.2.2 Пожарная безопасность

При обеспечении пожарной безопасности работ следует руководствоваться «Техническим регламентом о требовании пожарной безопасности ФЗ №123» от 2008 года. РД-13.220.00-КТН-367-06 и другими утвержденными в установленном порядке региональными СНиП, НД, регламентирующими требования пожарной безопасности.

Пожарная опасность УКПГ обусловлена, прежде всего, пожароопасными свойствами природного газа и конденсата, диэтиленгликоля, метанола и других горючих жидкостей, обращающихся в технологическом процессе.

Эксплуатация объектов комплексной подготовки газа с точки зрения пожарной опасности имеет следующие особенности:

- необходимость эксплуатации и обслуживания оборудования (сепараторов, абсорберов, аппаратов, трубопроводов, резервуаров и др.), находящегося в ходе производственного процесса под высоким давлением; высокая плотность технологического оборудования в цехах, специальных помещениях, на открытых площадках и, как следствие, вероятность каскадного развития аварий;
- наличие большого числа фланцевых соединений, сварных стыков - наиболее вероятных мест утечек взрывопо-жароопасных продуктов;
- необходимость проведения газоопасных работ (выполняемых в загазованной среде или в условиях выхода значительного количества горючих газов из трубопроводов и аппаратов);
- необходимость обслуживания оборудования в ночное время и при неблагоприятных метеорологических условиях в связи с непрерывностью технологического процесса;
- расположение в зонах со сложными климатическими условиями (сильные морозы, ветер и метели с обильными снегопадами), что может привести к перебоям в работе и даже частичной остановке предприятия. Особую опасность на УКПГ представляют выходной газовый коллектор,

технологические газопроводы и газопровод подключения, которые, как правило, эксплуатируются под давлением 6-8 МПа. В случае возможной аварийной ситуации (порыв прокладок, трубопроводов и другие причины) выброс газа будет происходить с высокой скоростью и большим расходом, что может привести к каскадному развитию аварии.

Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления. Так же передвижная техника должна оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10.

Приказом устанавливается соответствующий противопожарный режим, в котором должно быть установлены:

- порядок утилизации горючих отходов, места хранения промасленной спецодежды;
- порядок отключения от питания электрооборудования в случае пожара;
- последовательность проведения пожароопасных работ, действия и обязанности работников при возникновении пожара;
- порядок и сроки прохождения внеочередного противопожарного инструктажа, время проведения занятий по подготовке к борьбе с пожаром, а также назначены ответственные за их проведение.

Руководитель работ должен совместно с работниками пожарной охраны определить места установки противопожарного оборудования и обеспечить необходимым противопожарным инвентарем.

Горючие отходы, мусор и т.д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

Применение в процессах производства материалов и веществ с неустановленными показателями их пожаровзрывоопасности или не имеющих сертификатов, а также их хранение совместно с другими материалами и веществами не допускается.

Спецодежда лиц, работающих с маслами, лаками, красками должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах.

При работе категорически запрещается курить на рабочем месте.

На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”.

В случае возникновения пожара использовать пенные, порошковые, углекислотные огнетушители или приспособления для распыления воды.

Переносной электроинструмент, светильники, ручные электрические машины должны быть подключены только через устройство защитного отключения (УЗО).

### **5.1.2.3. Механические опасности**

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

### **5.1.2.4. Аппараты под давлением**

Высокий уровень давления в технологическом оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением.

## **5.2 Экологическая безопасность**

### **5.2.1. Защита атмосферы**

В период эксплуатации УКПГ и ДКС источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются здания и сооружения,

расположенные на площадках УКПГ, ДКС, факельного хозяйства и на кустах скважин. По времени воздействия источники загрязнения атмосферы УКПГ и ДКС подразделяются на постоянные и периодические.

К источникам постоянного действия относятся: дымовые трубы печей огневой регенерации ДЭГа и метанола, подогревателя газа собственных нужд пункта редуцирования газа, печей УПТ, выхлопные трубы ГПА, вентиляционные трубы и дефлекторы технологических корпусов подготовки газа и регенерации ДЭГа и метанола, насосных метанола и ГСМ, блока вспомогательных сооружений, здания ППА, узла отключающих кранов, блок-бокса замера газа, установки очистки газа, узла подключения ДКС к УКПГ, здания арматуры топливного и пускового газов, блока подготовки топливного, пускового и импульсного газов, насосной склада масел и маслохозяйства, емкости промстоков, утечки через неплотности ЗРА, фланцев, дыхательная арматура емкостей ДЭГа и метанола, склада ГСМ, ДЭГа и метанола, емкостей масла склада масел, дегазаторов масла и маслобаков ГПА.

К источникам периодического действия относятся свечи продувок газопроводов топливного, пускового и импульсного газов, свечи продувок оборудования (абсорберов, сепараторов, турбодетандера, АВО, пробкоуловителя), свеча рассеивания УКПГ, свечи пуска и останова ГПА, свечи стравливания газа ДКС, амбары ГФУ кустов скважин.

При аварийной ситуации в системе электроснабжения источниками загрязнения атмосферы являются выхлопные трубы аварийных ДЭС. При аварийной (или предаварийной) ситуации на УКПГ и ДКС) источниками загрязнения атмосферы являются свеча рассеивания УКПГ, свечи кранов №№17, 17а, 18 ДКС.

Охрана приземного слоя атмосферы от загрязнения вредными выбросами обеспечивается геометрическими параметрами соответствующей свечи, дымовой трубы или выхлопной шахты, при которых происходит их рассеивание в верхних слоях атмосферы таблица 18.

Таблица 18 – выбросы в атмосферу

№ п/п	Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам, тн/год	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации*	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6
1.	Азота диоксид	1335,9	Рассеивание	Постоянно	2
2.	Азота оксид	1300,9	Рассеивание	Постоянно	5
3.	Водород цианистый	0,00018	Рассеивание	Постоянно	0,3
4.	Сажа	0,052174	Рассеивание	Постоянно	4
5.	Серы диоксид	0,0838	Рассеивание	Постоянно	10
6.	Сероводород	0,0004369	Рассеивание	Постоянно	10
7.	Углерода оксид	5105,395	Рассеивание	Постоянно	20
8.	Водород фтористый	0,000437	Рассеивание	Постоянно	0,5
9.	Метан	3639,827	Рассеивание	Постоянно	7000
10.	Ксилол	0,814	Рассеивание	Постоянно	50
11.	Толуол	0,248	Рассеивание	Постоянно	50
12.	Бенз(α)пирен	0,00004994	Рассеивание	Постоянно	0,00015
13.	Диэтиленгликоль	17,8901126	Рассеивание	Постоянно	10
14.	Метанол	96,178245	Рассеивание	Постоянно	5
15.	БутиОлацетат	0,102684	Рассеивание	Постоянно	200
16.	Формальдегид	0,008108	Рассеивание	Постоянно	0,5
17.	Ацетон	0,195308	Рассеивание	Постоянно	200
18.	Уксусная кислота	0,001763	Рассеивание	Постоянно	5
19.	Керосин	0,193188	Рассеивание	Постоянно	300
20.	Масло минеральное нефтяное	0,0221784	Рассеивание	Постоянно	5
21.	Уайт–спирит	0,54	Рассеивание	Постоянно	300

### **5.2.2. Защита гидросферы**

Негативное воздействие на водную среду осуществляется при строительстве УКПГ и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного, сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод.

Отходами производства являются производственные сточные воды, в состав которых входят: 1) конденсационная и пластовая вода, образующаяся в результате очистки и осушки газа; 2) вода с установки регенерации ДЭГа; 3) промывные воды от промывки технологического и емкостного оборудования, а также трубопроводов перед ревизией

### **5.2.3. Защита литосферы**

В процессе строительства УКПГ наиболее существенные отрицательные воздействия на почву выражаются в следующем:

- захламление земли несанкционированными отвалами бытовых и производственных отходов;
- загрязнение почв при авариях на кустовых площадках, прорыв обваловки шламовых амбаров, авариях трубопровода.

Негативное воздействие оказывается:

- вырубкой леса на изымаемых под строительство землях;
- повреждением растительного покрова при корчевке и захоронении пней;
- сведением растительности при отсыпке минеральным грунтом кустовых площадок и насыпи автодорог;
- возможными аварийными разливами нефти и минерализованных вод.

С целью минимизации отрицательных воздействий объектов планируемого бурения скважин на месторождении предусматривается:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на кустовых площадках;
- устройство гидроизоляции глинистым грунтом обваловки и

оснований кустовых площадок, емкостей с горюче-смазочными материалами;

- размещение химреагентов и сыпучих материалов в закрытой таре;
- проведение планово-предупредительного ремонта эксплуатируемого оборудования для предупреждения возможных аварийных разливов токсичных загрязнителей на рельеф.

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Аварийные остановки и несчастные случаи могут произойти по следующим причинам:

- выделение газов на наружных площадках, в помещениях блок-боксов и блок-понтонных;
- нарушение параметров технологического режима, из-за которых происходит срабатывание блокировок приводящих к остановке технологических модулей подготовки газа, насосов и другого оборудования;
- понижение частоты тока во внешних сетях или полное отключение электроэнергии;
- прекращение подачи воздуха КИП, отказ в работе КИПиА;
- возникновение пожара;
- отравление вредными для здоровья веществами;
- несоблюдение обслуживающим персоналом правил техники безопасности, низкая трудовая дисциплина, недостаточная квалификация кадров.

Выделение газов на наружных площадках и в помещениях может произойти через не плотности фланцевых соединений, пропуск газа в сальниках, из-за разрушений трубопроводов, не плотностей в оборудовании. В каждом отдельном случае обнаружения утечек определяется характер пропуска, объем выделяемого углеводородного газа, направления ветра, серьезность пропуска. Об этом немедленно сообщается инженеру-технологу, начальнику УКПГиК, либо лицу его замещающего, начальнику ЦДПГиК, либо лицу его замещающего, принимается решение об устранении пропуска.

В этот период все огневые работы на УКПГ отменяются. При аварийной ситуации персонал действует согласно плану ликвидации аварии. Обслуживающий персонал действует аналогично и при утечке газа в закрытых помещениях.

Нарушение параметров технологического режима работы оборудования, из-за которого происходит срабатывание блокировок, что, может привести к аварийной остановке этого оборудования. При аварийной остановке какого-либо оборудования для быстрого выяснения причины аварийной остановки категорически запрещается съем сигнала до установления параметра, вследствие нарушения которого произошла аварийная остановка.

Срабатывание блокировки приводит к аварийной остановке одной из технологических установок или всей УКПГ. В целях предотвращения аварийных остановок из-за срабатывания блокировок ведется контроль за соблюдением параметров технологического процесса обслуживающим персоналом УКПГ. Через каждые два часа в режимных листах ведется запись параметров технологического процесса и работы оборудования.

При падении напряжения во внешних сетях останавливается все оборудование, имеющее электрический привод. Обслуживающий персонал действует согласно плану ликвидации аварии.

Прекращение подачи импульсного воздуха и воздуха КИП приводит к отключению блоков управления пневматическими и пневмогидравлическими приводами запорно-регулирующей арматуры.

Для надежного обеспечения сжатым воздухом предусмотрены два ресивера, которые служат для поддержания давления в системе при неработающих компрессорах воздуха.

При возникновении пожара обслуживающий персонал вызывает пожарную команду и действует согласно плану ликвидации аварии. В случае пожара аварийно останавливается УКПГ.

Аварийный останов УКПГ может быть произведен автоматически от срабатывания любого датчика системы пожаротушения или нажатием кнопки АО на главном щите пульта управления. Принимаются меры по сбросу давления газа из всей системы УКПГ.

При отказе любого из приборов КИПиА и в случае невозможности контроля параметра по косвенным показаниям других приборов производится аварийная или нормальная остановка отдельного модуля, блока, или всей УКПГ. В каждом конкретном случае обслуживающий персонал руководствуется действующими на УКПГ инструкциями.

На УКПГ используются углеводородные газы, применяются другие вещества, опасные для здоровья человека.

#### **5.4. Организационные мероприятия по промышленной безопасности**

Законодательством РК регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается.

Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РК ст. 137. В

случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

#### **5.4.1. Организационные мероприятия**

Для обеспечения безопасности необходимо учесть следующие факторы:

- Усиленный контроль за датчиками, приборами и оборудованием,
- Расстановка техники согласно технологической схемы.
- Проведение инструктажей о безопасных методах проведения работ непосредственно перед началом производства работ;
- Контроль за бурением скважины супервайзером.
- Проведение повторных инструктажей по технике безопасности

Для обеспечения должной безопасности необходима организация проведения инструктажей перед приемом на работу, а также перед началом работ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Был проведен анализ методов подготовки газа X, рассмотрены основные способы, получившие свое распространение в той или иной степени на различных месторождениях не только на территории Российской Федерации, но и во всем мире. Основными критериями, определяющими выбор того или иного метода подготовки «товарного» газа, являются простота и надежность при наименьших капитальных и эксплуатационных затратах. Оптимальными технологиями являются метод низкотемпературной сепарации (с помощью дросселя или турбодетандерного агрегата) и абсорбционная осушка. Технология низкотемпературной сепарации получила широкое применение на газоконденсатных объектах добычи газа.

Был проведен расчет абсорбера, сравнительный анализ ингибиторов гидратообразования.

В качестве ингибирования гидратообразования в системе сбора пластового газа и для технологии подготовки газа принят метанол как наиболее апробированный и надежно зарекомендовавший себя в отечественной газовой промышленности ингибитор гидратообразования.

Использование метанола позволит гарантированно защитить трубопроводы сбора и установку подготовки газа от образования гидратов и обеспечить их надежную эксплуатацию на протяжении всего периода разработки.

Одной из основных задач повышения эффективности УКПГ являлось снижение потерь абсорбента с осушенным газом и парами влаги при регенерации. Для этого взамен применяемого ДЭГа была выбрана и предложена альтернатива в виде ТЭГа.

Анализ влияния расхода предложенных осушителей на снижение точки росы по влаге показал, что в зимний период предложенные абсорбенты незначительно конкурируют с уже применяемым ДЭГом, однако в летний период, когда температура газа и окружающего воздуха близка и превышает 25°C, ТЭГ имеет значительное преимущество. Потери ТЭГа в 2,5-3 раза

меньше, а расход в летний период позволяет достигать требуемых точек росы по влагосодержанию, в то время как ДЭГ не мог справиться с поставленными задачами и требовал дополнительного охлаждения газа, что требует дополнительных затрат.

ТЭГ является дорогим абсорбентом, он дороже ДЭГа в 2 раза, но потери последнего с сухим газом в четыре раза выше по сравнению с ТЭГом, что подтверждает правильность выбора предложенного осушителя.

Выполнены прогнозные расчеты экономической эффективности до 2030 года. Были получены следующие значения показателей:

- чистый дисконтированный доход = 25478 тыс. руб.;
- внутренняя норма доходности = 142,36 %;
- индекс доходности = 5,23;
- срок окупаемости = 2,5 лет.

ЧДД неотрицательный и поэтому проект можно считать эффективным. Срок окупаемости проекта 2,5 лет.

В заключении необходимо отметить, что в данной работе основной акцент был сделан на технологическую составляющую. Повышение эффективности УКПГ не должно ограничиваться только технологией, немаловажным является модернизация аппаратов УКПГ, чему в настоящее время уделяется значительное внимание конструкторов и проектировщиков.

## Список публикаций студента

1. Конверсия пропан-бутановой фракции в арены на цеолитных катализаторах, модифицированных оксидами галлия / Д. С. Мигачёва [и др.] ; науч. рук. В. И. Ерофеев // Проблемы геологии и освоения недр : труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск, 6-10 апреля 2015 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2015. — Т. 2. — [С. 175-178].

2. Мигачёва Д. С. Влияние добавок оксида цинка на каталитическую активность цеолитных катализаторов в процессе конверсии пропан-бутановой фракции попутных нефтяных газов / Д. С. Мигачёва, В. В. Хасанов ; науч. рук. В. И. Ерофеев // Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2016. — Т. 2. — [С. 527-529].

3. Мигачёва Д. С. Конверсия пропан-бутановой фракции в арены на цеолитных катализаторах, модифицированных оксидом цинка / Д. С. Мигачёва, В. В. Хасанов, В. И. Ерофеев ; науч. рук. В. И. Ерофеев // Творчество юных - шаг в успешное будущее : Арктика и её освоение : материалы X Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина, г. Томск, 29 мая-2 июня 2017 г. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — [С. 361-364].

4. Джалилова С. Н. Получение жидких углеводородов из попутных нефтяных газов C3-C4 на цеолитсодержащих катализаторах / С. Н. Джалилова, Д. С. Мигачёва ; науч. рук. В. И. Ерофеев // Химия и химическая технология в XXI веке : материалы XVIII Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора

Л.П. Кулёва, 29 мая-1 июня 2017 г., г. Томск. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — [С. 295-296].

5. Мигачёва Д. С. Реологические характеристики буровых растворов / Д. С. Мигачёва, Д. В. Педаш ; науч. рук. С. Н. Харламов // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 731-732].

### **Список использованных источников**

1. Багатуров С.А. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле – М.: Химия, 1974. - 439 с.
2. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсат / Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2010. - 596 с.
3. Бекиров Т.М. Первичная переработка природных газов. М.: Химия, 2011. - 265 с.
4. Берлин М.А. Переработка нефтяных и природных азотов / Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. – М.: Химия, 1981. - 472 с.
5. Бондарев Э.А. и др. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа. – Новосибирск: Наука, 1988. - 272 с.
6. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. М.: Недра, 1986. - 238 с.
7. Гуревич И.Л. Технология переработки нефти и газа. – М.: Химия, 1972. - 360 с.
8. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. – Л.: Недра, 2008. - 161 с.
9. Дегтярёв Б. В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера / Дегтярёв Б.В., Лутошкин Г.С., Бухгалтер Э.Б.. – М.: Недра, 1969. - 120 с.
10. Ерих В.Н. Химия и технология нефти и газа. / Ерих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г. – Л.: Химия, 1972. - 464 с.
11. Жданова Н.В. Осушка углеводородных газов. / Жданова Н.В., Халиф А.П. – М.: Химия, 1984. - 192 с.
12. Истомин В.А. Расчет оптимального расхода ингибиторов гидратообразования. / Истомин В.А, Бурмистров А.Г., Лакеев В.П. – М.: Министерство газовой промышленности, 1987 г. - 72 с.
13. Кафаров В.В. Основы массопередачи.-М.:Высшая школа, 1962. – 230 с.
14. Кельцев Н.В. Основы адсорбционной техники. – М.:Химия,

1984. – 591 с.
15. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов. М.: Недра, 1977. - 349 с.
16. Ключов В .А. и др. Методические указания по расчету установок абсорбционной осушки природных газов. – М.: ВНИИОЭГазпром, 1988 - 152 с.
17. Коротаев Ю.П. и др. Подготовка газа к транспорту – М.: Недра, 1973. - 240 с.
18. Коуль А.А. Очистка газа. / Коуль А.А., Ризенфельд Ф.С. – М.: Недра, 1968. - 392 с.
19. Кузнецов А.А. Расчеты основных процессов и аппаратов переработки углеводородных газов: Справочное пособие. / Кузнецов А.А., Судаков Е.Н. – М.: Химия, 1983. -224 с.
20. Ланчаков Г.А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. / Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. – М.: Недра, 2006. - 279 с.
21. Лapidус А.Л. Газохимия. Первичная переработка углеводородных газов. / Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Учебное пособие. 2004. - 242 с.
22. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 2012. - 319 с.
23. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.:Наука, 1973. - 848с.
24. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа. – М.: Химия, 2007. - 568 с.
25. Николаев В.В. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа. / Николаев В.В., Бусыгина Н.В., Бусыгин И.Г. – М.: Недра, 1998. - 184 с.

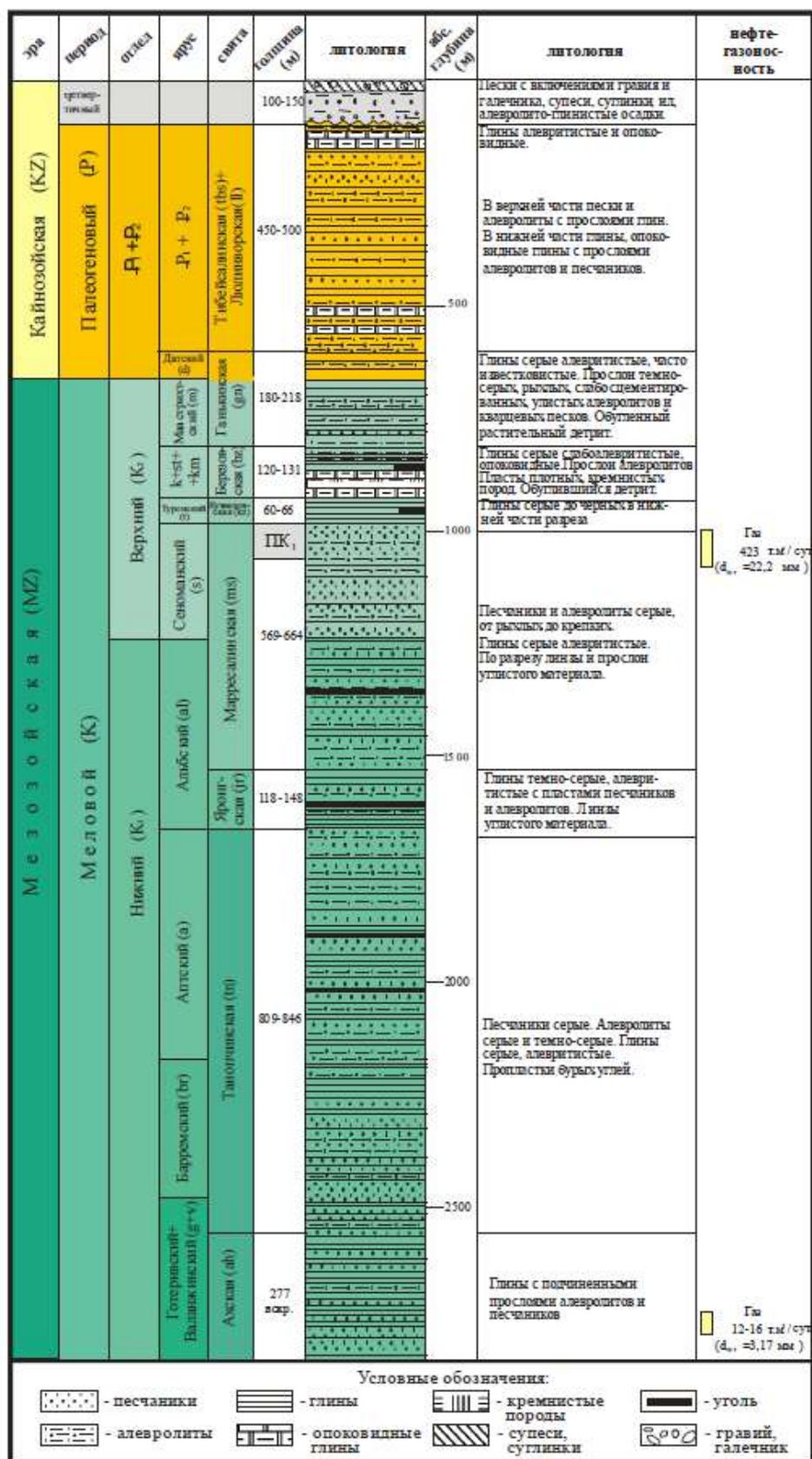
26. Павлов К.Ф. Примеры и задания по курсу процессов и аппаратов химической технологии. / Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. – М.: Химия, 2006. - 560 с.
27. Рабинович Г.Г. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: Справочник. / Рабинович Г.Г., Рябых П.М., Хохряков П.А. и др.; Под ред. Е.Н. Судакова.- 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Химия, 1979. - 568 с.
28. Смирнов А. С. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле. – М.: Недра, 1971. - 254 с.
29. Тараненко Б.Ф. Автоматическое управление газопромысловыми объектами. / Тараненко Б.Ф., Герман В.Т. – М.: Недра, - 2007. - 217 с.
30. Чуракаев А. М. Газоперерабатывающие заводы и установки. – М.: Химия, 1971. - 236 с.
31. Чуракаев А.М. Переработка нефтяных газов. – М.: Недра, 1983. – 279 с.
32. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. - 19 с.
33. Учебное пособие по дисциплине «Экономика предприятий». / Под ред. доц., канд. экон. наук А.Е. Тасмухановой – Уфа: 2010. – 220 с.
34. Методические рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционных проектов, утв. Постановлением Министерства экономики РФ и Государственного комитета по строительной, архитектурной и жилищной политике №ВК 447 от 26.06.1999.
35. Экономика предприятия и предпринимательской деятельности: Учебник / Под ред. П.В. Журавлева, Г.М. Чепкашина – М.: Издательство «Экзамен», 2008. – 542 с.
36. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. М., 2003.

**Приложение 5**  
Сравнение показателей применения МЭГ и метанола

Показатели	Вариант			
	1	2	3	4
Антигидратный реагент	Метанол	ЭГ	Метанол	ЭГ
Подготовка газа	Осушка		НТС	
Абсорбент	ТЭГ	ЭГ	–	–
Точки подачи антигидратного реагента УКПГ	–	Перед АВО ДКС	Перед теплообменникам и	Перед теплообменникам и и детандером
Повышенные требования по уносам жидкости воборудовании	Сепаратор, абс. колонна	Сепараторы, абс. колонна	Нет	Сепараторы
Регенерация антигидратного реагента	Атмосферная ректификация	Атмосферная ректификация + удаление солей	Атмосферная ректификация	Скорее всего, две системы атмосферной ректификации
Установка удаления солей	–	Требуется	–	Требуется
Регенерация абсорбента	Атмосферная ректификация	Вакуумная ректификация	–	–
Потери с газом: Метанол гиколь	+ +	Отс. +	+ Отс.	Отс. +
Подогрев ёмкостей хранения, гликолепроводов	+	+	–	+
Содержание в промстоках	Метанол+ ТЭГ	ЭГ	метанол	ЭГ
Охлаждение товарного газа	+	+	–	–

## Приложение 6

### Литолого-стратиграфический разрез



## Приложение 7

(Справочное)

### Liquid dehydrators and their properties

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Педаш Дарья Сергеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Ерофеев Владимир Иванович	д.т.н., профессор		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина А.Н.	к. филос. н, доцент		

## Liquid dehydrators and their properties

Various dehydrators can be applied to remove moisture from natural gas.

They must possess:

- a) high absorbing ability within a significant concentration, pressure and temperature range;
- b) low saturated vapor pressure to minimize losses connected with evaporation;
- c) boiling temperature different from that of water so that water separation absorbed from a dehydrator could be carried out by simple methods;
- d) density different from that of hydrocarbon condensate to provide sharp separation by simple methods;
- e) low viscosity in operating conditions to provide good gas contact with an absorber, heat transfer units and other mass-exchange equipment;
- f) high selectivity of gas components, i.e. low intersolubility;
- g) neutral properties, i.e. no chemical reactions with inhibitors used in gas production;
- h) insignificant corrosiveness;
- i) low foaming property in conditions of contact with a gas mixture;
- j) high stability to oxidation and thermal decomposition.

In complex gas treatment units dehydrator particles released to water reservoirs and oil, so such dehydrators should be non-poisonous and capable of total biodeterioration. Besides, dehydrators should also be cheap and non-toxic.

The following types of glycols meet these requirements: ethylene-glycol (EG), diethylenglycol (DEG), triethylene glycol (TEG), propylene glycol (PG), glycol mixtures and their ethers, etc.

Although some derivatives of di- and triethylene glycol and by-products (ethylcarbitol, tetraethylene glycol) have a high hygroscopicity, they are hardly ever used for natural gas dehydration due to regeneration of their saturated solutions and low selectivity in respect to natural gas components.

High-concentrated DEG and TEG solutions are used as dehydrators in the schematic layout of absorptive gas dehydration.

Other glycol water solutions, in particular, ethylene glycol and propylene glycol are also applied as hydrating inhibitors.

Glycols are diatomic fatty alcohols and has the property of intermiscibility (water). These water solutions do not cause any operational trouble such as corrosion production equipment. In comparison to other absorbents, the basic advantage includes the low-grade steel equipment production .

An important property of glycols is their capacity to decrease water solution congelation temperature, which enables to apply water glycol solutions as an antihydrate inhibitor under sub-zero contact temperatures. The lower the dipole glycol moment is, the higher its association value to decrease solution congelation temperature.

The solubility of gas in TEG is 25–30 % higher than in DEG. In this case, DEG embraces a higher selectivity coefficient within the water system–hydrocarbons. Due to the fact that the gas solubility values in glycol solutions are small, this, in its turn, does not affect performance indicators during sweet gas dehydration.

EG water solutions in comparison to DEG and TEG solutions have lower congelation temperature, higher hydrate suppression intensity within similar concentrations, lower viscosity under dehydration operating temperatures and lower solubility in hydrocarbon condensates, which reduces their loss due to its miscibility.

A significant shortcoming of EG is high saturated vapor pressure. For example, at 20 °C , 99% EG solution is 2,5 and 7 times than TEG and DEG vapor pressure, respectively. For this reason, EG is not applied in counter-current gas dehydration because its gas losses could be several times higher. EG solutions can be effectively used as an inhibitor at LTS units.

EG has an environmental advantage over DEG and TEG. When released into water reservoirs it undergoes full biodeterioration in comparison to DEG and TEG (Table 1).

Table 1 –Maximum permissible concentrations of glycols in waste waters

Glycols	Oxygen demand, mg oxigen per 1mg glycol				Maximum concentration, mg/l		Capability of biodeterioration
	HDO	BDO <sub>5</sub>	BDO <sub>n</sub>	$\frac{BDO_n}{HDO}, \%$	MC <sub>6</sub>	MC <sub>60K</sub>	
EG	1,50	0,54	1,26	84,0	1	1000	Capable of detereoration
DEG	1,27	0,06	0,18	13,8	200	200	Hardly deteriorated
TEG	1,6	0,5	–	31,2	10,0	–	Hardly deteriorated
PG						1000	Hardly deteriorated

BDO<sub>5</sub> – biochemical demand in oxygen within 5 days;  
 BDO<sub>n</sub> – full demand in oxygen (approximately within 20 days);  
 HDO – chemical demand in oxygen;  
 MC<sub>6</sub> – a maximum concentration, which does not disturb biochemical processes within any time;  
 MC<sub>60K</sub> – a maximum substance concentration not effecting the work of biological treatment plants.

Table 2 - MLT of glycols in water reservoirs

Glycols	Concentration, mg/l			
	TC <sub>опл</sub>	TC <sub>cpB</sub>	TC <sub>T</sub>	MPC
EG	450	1	1	1
DEG	2050	1	1	1
TEG	1000	10	200	According to BPK
PG	1000	10	200	According to BPK

TC<sub>опл</sub> – threshold concentration of a substance in water reservoir which is determined organoleptically;  
 TC<sub>cpB</sub> – the same, as defined by influence on water reservoir hygiene;  
 TC<sub>T</sub> – the same, as defined by the toxicological characteristics;  
 MLT – maximum permissible concentration of substance in water reservoir.

One of the most important properties of glycols is congelation temperature decrease when dissolved in water. Due to this property glycols are applied in the production of various heat conductors. This characteristic feature plays an important role in gas transportation as well. Effluent gas from absorbers includes

glycol in vapor phase and dropwise. Under conditions of r gas temperature in pipelines, glycols absorb excess moisture from steam phase, decreasing its concentration in the liquid phase. This leads to congelation temperature decrease during the liquid phase, preventing solid phase formation in gas pipelines.

TEG water solutions have advantages in comparison with DEG and EG solutions. Triethylene glycol has lower saturated vapor pressure than DEG, resulting insignificant TEG losses due to carryover with dehydrated gas and during regeneration. At high TEG dehydration level there is more significant dew point reduction than in DEG dehydration. Moreover, TEG has higher onset temperature (206 °C) than diethylenglycol (164 °C).

Isomers of propylene glycol can also be applied for gas dehydration: 1,2 – propylene glycol  $\text{CH}_3\text{CHOH-CH}_2\text{OH}$  and 1,3 – propylene glycol  $\text{CH}_2\text{OH-CH}_2\text{-CH}_2\text{OH}$ . More significant could be 1,2 propylene glycol (PG). PG has very low congelation temperature – 60 C°, which makes it possible to use it in Far North conditions. Using PG with other glycols is also possible.

PG vapor pressure at ordinary temperatures is higher than that of EG, DEG and TEG. Consequently, PG losses of processed gas under similar conditions will be higher than those of other glycols. Overcooled PG solution feed into the absorber could enable to decrease its losses in dehydrated gas.

Glycol water solution viscosity rises to solution concentration and pressure increase and reduces to temperature increase. At viscosity exceeding 100 cP the mass-exchange process intensity between water vapor and solutions decreases resulting in the balance between phases.

Organic solvents can be added to glycol solutions to reduce their viscosity to prevent foaming. Solvents should be hydroscopic and have lower viscosity than glycols. The following could be solvents: benzol, phenylethyl, aromatic and cyclic monoatomic alcohols, gomologs of cyclohexane; heterocyclic monoatomic alcohols – gomologs of tetrahydrofurfurol alcohol; water-soluble monoethers of polyhydric alcohols, etc. Methanol can also be used as a diluent.

It should be noted, that the above-mentioned reagents do not meet all requirements imposed to dehydrators. Some of them are highly volatile, resulting in increased reagent losses, some are poor regenerating agents, etc. As a result, their practical application is very sporadic. Low-molecular glycols, such as EG and PG being added to diethylene glycol, decrease viscosity and congelation temperature of solutions. A solution consisting of 50 % EG and 50 % DEG has viscosity of up to 100 cP at temperature  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . The congelation temperature of such a solution equals  $-38\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Dehydration process with such an absorbent can be carried out at low contact temperatures, which, in its turn, will enable to reduce the carryover of glycols in dehydrated gas and increase the application efficiency of cold environment [5].

### **Autooxidation of glycols**

Glycols are capable of autooxidation, i.e. spontaneous oxidation by atmospheric oxygen at low temperatures. Ethylene-glycol is oxidation-resistant. Due to ether groups in DEG and TEG they are sensitive to oxidation.

Oxidation accelerates with substances that generate radicals and decelerates when antioxidants are added. The final products of DEG autooxidation are formic acid and formaldehyde as well as, water, ethylene-glycol, glycolaldehyde, glyoxal and dioxolane.

Autooxidation rate is low in neutral and alkaline conditions and also at  $\text{pH} < 1,5$ . Autooxidation rate increases by 15–20 times at  $\text{pH} = 2,5\text{--}4,5$ .

Chemical agents can be used to decrease autooxidation, for example, if 0,1% glycol mass is added to hydroquinone, autooxidation almost ceases.

### **Storage and transportation of glycols**

Specific physical characteristics of glycols (hygroscopicity, relatively high viscosity) and their capability of autooxidation require specific storage and transportation conditions. Long-term storage of glycols should be at lower temperature to avoid their oxidation. It is recommended to store EG, DEG and TEG at the temperature not lower than  $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$ , and tetraethylene glycol, propylene

glycol and dipropylene glycol – not lower than +2 °C. According to operating standards and technical specifications, storage life for glycols without added antioxidants depends on grade or blend: EG -from 5 to 12 months, DEG - 3-6 months and TEG- 6 months.

Tanks for storing glycols must have heat insulation and a heating device as high viscosity glycols under low temperatures are difficult to transport. These tanks can be produced from standard steel. In this case, the tank walls are covered with phenol or vinyl resin-based lacquer.

For long-term storage it is recommended to produce tanks of stainless steel or aluminum. Pipelines, fittings and pumps for glycols transportation are made of alloy steel or aluminum and its alloys.

Glycols are hazards and explosive substances. Their fire characteristics are listed in Table 3

Table 3 - Fire characteristics of glycol

Glycols	Temperature, °C			Self-ignition region, % об.	Inflammation temperature limit, °C	
	T <sub>fl p</sub>	T <sub>fr p</sub>	T <sub>s p</sub>			
EG	115	118	380	3,8 – 6,4	118	124
DEG	135	143	345	0,62 – 0,8	143	170
TEG	158	170	371	0,90 – 9,2	–	–
PG	107	164	421	2,6 – 12,6	–	–

T<sub>fl p</sub> – flash point, °C; T<sub>fr p</sub> – fire point, °C; T<sub>s p</sub> – self-ignition point, °C.

### Physiological effect

Glycols refer to substances with relatively low toxicity. Due to low volatility of glycols, poisoning does not occur if a person stays in the environment saturated by glycol vapors in water solutions for a short period of time. Glycol properties are displayed in Table 4.

Table 4- Toxic properties of glycols

Glycols	LD <sub>50</sub> * At peroral intake (rats), ml/kg	Permissible dose at peroral intake (rats), g/kg	Test duration, days	LD <sub>50</sub> ** At dermic application (rabbits) g/kg
EG	7,4	0,28	30,0	20,0
DEG	28,3	0,18	30,0	11,9
TEG	28,3	0,33	30,0	20,0
PG	34,6	–		20,0

LD<sub>50</sub>\* – the quantity of glycol in ml per 1 kg live weight, which if swallowed, results in death of 50 % animals within 14 days.

LD<sub>50</sub>\*\* – percutaneous glycol dose upon contact with a liquid within 24 hours.

Long duration presence in an environment saturated with ethylene glycol vapors causes eye irritation, upper respiratory tracts, hypersomnia, short-term anesthesia.

Due to molecular weight increase of glycols its harmful effect on the human body is reduced. Lethal dose of ethylene glycol is about 1,4 grams per kilogram of human body mass.

It is presupposed that ethylene-glycol oxidation in the organism has the following pattern:

Ethylene-glycol – glycolaldehyde – glycolic acid – glyoxalic acid – oxalic acid – glyoxal.

The toxic effect of diethylene glycol is weaker than that of ethylene glycol. However, diethylene glycol intake poses health hazard. Lethal dose for humans is 15–100 ml.

Triethylene glycol is far less toxic than ethylene-glycol and diethyleneglycol and it is even used in small doses in cosmetics and medications in some countries.

However, these substances probably cannot be fully admitted safe for intake application. Due to low volatility vapors are non-toxic and do not pose any threat even in durable inbreathing [2,3].

Propylene glycol unlike ethylene glycol is almost non-toxic and safe if inhaled and accidentally intaken.

### **Comparative analysis of glycols as dehydrators**

DEG solution is mainly being used for natural gas dehydration in Russian gas fields . Application of TEG is very sporadic, although it is widely applied abroad, due to its low losses in gas dehydration units and other technological advantages.

Nowadays, Russia produces triethylene glycol for the demands of gas industry. Consequently, the application restriction of TEG is limited due to such a factor as shortage.

The main indicators characterizing glycols as dehydrator are: depression of gas water dew point, losses with dehydrated gas, saturated solution regeneration capability, etc.

Comparative evaluation of DEG and TEG indicators in selecting dehydrator for gas dehydration units [1] is listed below.

#### **Dew point depression**

Table 2.5 shows data characterizing gas dehydration intensity of DEG and TEG water solutions and obtained by curves “dew point – glycol solutions – contact temperature” (Fig. 1 and Fig. 2).

Comparing data stated in Table 5 indicating gas dehydration intensity required for northern gas pipelines, it can be noted that both glycols can be applied practically with the same technological efficiency at reduced contact temperatures. Concerning high contact temperatures and high solution concentrations, TEG is preferable. This advantage has a particularly important value in summer months when gas fails to be cooled lower than 25–30 °C.

Table 5 - Balanced gas water dew point in dehydration by DEG and TEG solutions

Contact temperature, °C	98,0		99,0		99,5	
	DEG	TEG	DEG	TEG	DEG	TEG
5	-24,0	-31,5	-31,7	-38,0	-36,0	-44,0
10	-20,6	-27,1	-28,5	-35,3	-34,5	-41,7
20	-14,4	-20,0	-21,7	-28,4	-27,8	-35,0
30	-6,2	-13,3	-15,2	-22,5	-21,7	-27,8
35	-2,4	-8,0	-11,5	-18,5	-18,8	-25,1
40	+0,7	-5,0	-9,2	-15,8	-15,8	-23,0

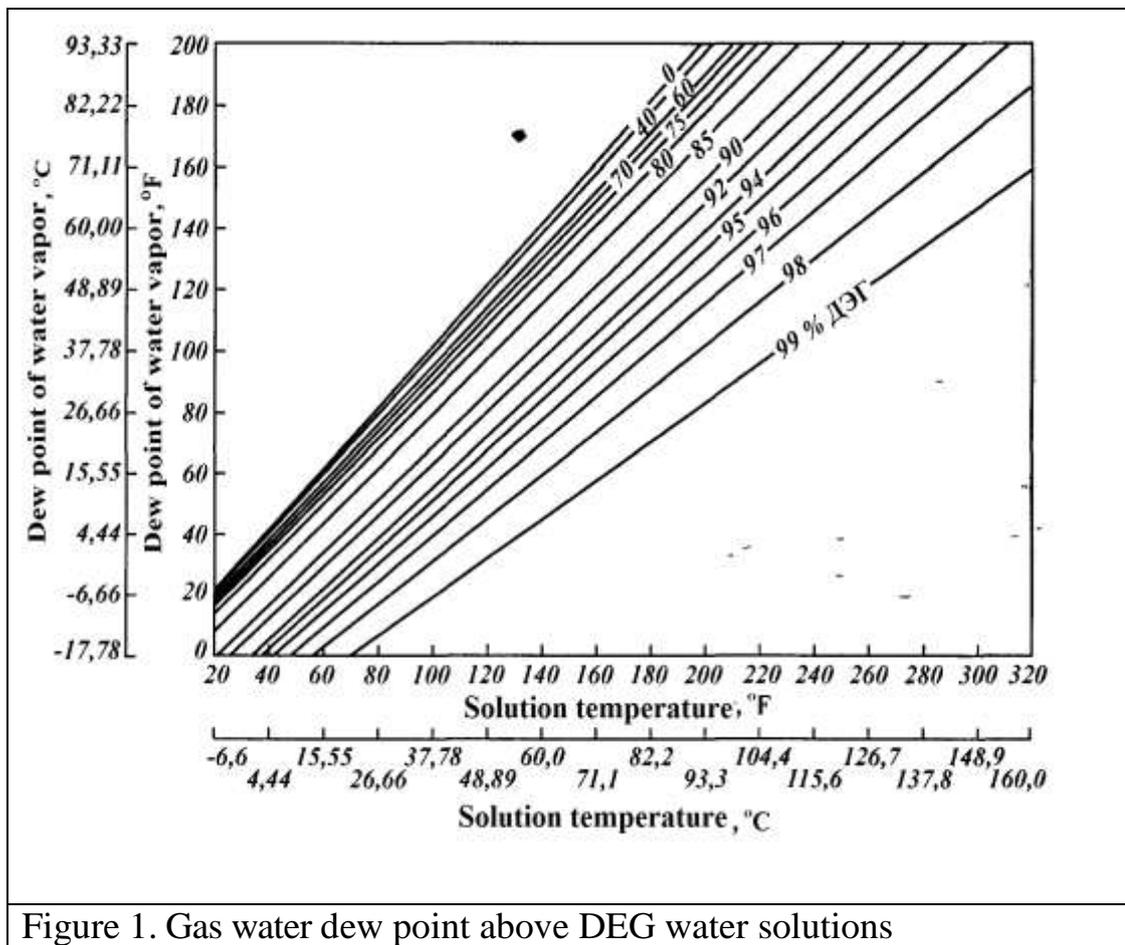


Figure 1. Gas water dew point above DEG water solutions

Table 5 shows theoretical data. Balanced gas dehydration is hardly ever achieved in conditions of PCPG. As a consequence, a solution of higher concentration will be required, which is harder to receive.

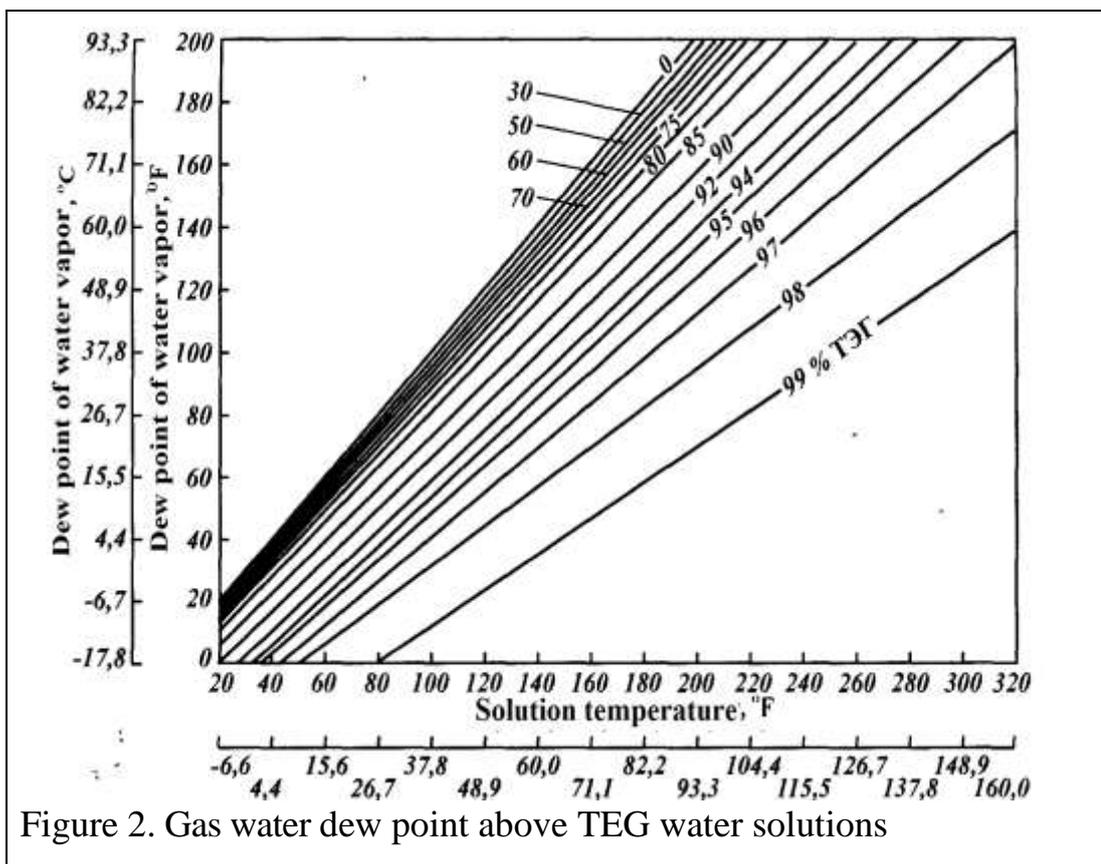


Figure 2. Gas water dew point above TEG water solutions

In those cases when gas cannot be cooled to lower than 25–30 °C, it is very hard to achieve gas dehydration to dew point –10 °C and lower when applying DEG solutions. For example, DEG solution with concentration 99,2 % mas. (taking into account real process conditions not less than 99,5 % mas.) is necessary for gas dehydration to dew point –16 °C (equivalent to dew point –10 °C under pressure 7,35 MP, required according to IS -Industrial Standards- 51.40-83) under pressure 4,0 MP and contact temperature 30 °C. Owing to some factors (equipment wearing , the absence of efficient purification system, insufficient vacuum evaporation level, etc.) the above-mentioned level of solution regeneration is hardly ever achieved in production conditions. Meanwhile, using 98,4 % TEG solution concentration (taking into account real process conditions not less than 98,6 % mas.) such gas dehydration intensity is adequate and easily achieved. The required level of residual pressure in the system is not lower than 400 mm mercury[1].

## **Glycol losses**

An important advantage of TEG is the low pressure of its saturated vapors, which provides fewer losses of TEG with dehydrated gas in the vapor phase. Regarding this fact, the decrease of TEG losses ranges 0,2–1.5 g/1000 m<sup>3</sup> within 10–20 °C, most typical for gas dehydration units in Northern fields. This indicator is more considerable under contact temperatures of 30 °C and higher and ranges to 3–4 г/1000 m<sup>3</sup>.

It should be noted, that the main glycol losses accounts for dropwise carryover of reagent with dehydrated gas. This indicator can be determined only on the basis of industrial operating adsorptive gas dehydration unit data experience.

As has been noted above, there is no industrial case record of TEG for gas dehydration in field environment. The case record of TEG application in semi-commercial plant with the productivity 3,8–4,0 thousand m<sup>3</sup>/h has been described [3]. The tests were carried out at one of the plant in Stavropol Territory. The experiments were carried out under the following values: pressure 4,7–5,3 MP, contact temperature 26–34 °C. Total TEG losses didn't exceed more than 5 g/1000 m<sup>3</sup>. This is 3–4 times lower than that of in the best industrial plants of gas dehydration applying DEG solution.

In the second half of 1996's the gas dehydration units at Tarko-Sale field were converted from DEG to TEG. This made it possible to reduce glycol losses doublefold.

## **Saturated solution regeneration**

TEG has a higher onset temperature (206 °C) than DEG (164 °C). Owing to this fact regenerating TEG solution is possible up to 98,1 % of mass concentration without vacuum, while for DEG on regeneration without a vacuum evaporation system - 96,7 % of mass. Gas can be dehydrated to dew point -18 and -1 °C by TEG and DEG solutions, respectively with such glycol solutions under contact temperature 25 °C in balanced conditions. In practical terms, gas dew point will be higher. Therefore, during dehydrated gas by applying DEG solution in case of

ineffective vacuum evaporation system, it is impossible to obtain standard gas. At the same no problems occur during gas dehydration by TEG.

Possible heating of TEG to higher temperatures has one more advantage-dissolved hydrocarbon separation from the solution. Gases from Northern fields contain condensates have higher boiling points than regeneration temperature of glycols. Since DEG solution cannot be heated to more than 164 °C, a portion of condensate will remain in the saturated solution worsening its absorptive capacity. In case of TEG application, regenerated solution will have less residual condensate quantity due to higher regenerating temperature[4].

The presence of condensate in regenerated solution reduces its dehydrating capacity, accelerates glycol foaming, which, in its turn, could cause increased losses.

In case of DEG and TEG application, temperature in the regeneration vaporizer unit equals 160 and 190 °C, respectively (at similar residual pressure 200 mm mercury). The difference between onset temperature and operating temperature of the system does not more than exceed 4 °C during DEG regeneration.

Table 6 - Dependence of glycol boiling temperature on pressure

p. mm Mercury	Glycols		P, mm Mercury	Glycols	
	DEG	TEG		DEG	TEG
1	91,8	114,0	60	174,0	201,5
5	120,0	144,0	100	187,5	214,6
10	133,8	158,1	200	207,0	235,0
20	148,0	174,0	400	226,5	256,6
40	164,3	191,3	760	244,8	287,3

This value equals 16 °C in TEG regeneration. Consequently, DEG regeneration mode is more vulnerable in terms of reagent reduction. Therefore, DEG losses during thermal decomposition will be higher than that of TEG (disturbance of operating unit regime).

For intensive regeneration of DEG and TEG solutions it is necessary to create vacuum level determined in accordance to the data from Table 6.

To achieve DEG boiling point not exceeding onset temperature (164 °C), it is necessary to create vacuum 40 mm mercury in the system. At the same time vacuum boiling point of TEGa rates 191 °C, which is 15 degrees lower than onset temperature.

### **List of references**

1. Lonchakov. A., Kulkov A. N., Zibert G. K., Technological processes of natural gas preparation and methods of equipment calculation. – M.: OOO “Nedra-Business centre” publ., 2000.

2. OST 51.40-93-Physical and chemical parameters of natural gases supplied and transported through the main gas pipelines (introduced on 01.10.93 without specifying the validity period).

3. Zibert G. K., Sedykh, A. D., Kawecki Y. A., Mikhailov N. V., Demin, V. M., Preparation and processing of hydrocarbon gases and condensate. Technologies and equipment: reference manual. - - M.: LLC "Nedra- Business centre", 2011

4. Gritsenko A. I., Alexandrov I. A., Galanin I. A. Physical methods of processing and use of oil and gas. Collection and treatment of oil, gas and water. Textbook. - Moscow: Nedra, 1991.

5. Shishmina L. V. Collection and preparation of products of gas and gas condensate wells. - Tomsk: a course of lectures TPU, 2012