

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности технологии подготовки и осушки природного газа с использованием триэтиленгликоля на газовых и газоконденсатных месторождениях УДК622.279.8:661.725.822.3.074

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Лю Цун		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>
--

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Лю Цун

Тема работы:

Анализ эффективности технологии подготовки и осушки природного газа с использованием триэтиленгликоля на газовых и газоконденсатных месторождениях	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Научная литература, статьи, публикации, технологические регламенты, на основе которых проводился обзор и анализ эффективности осушки газа жидкими осушителями.
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>1. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО УРОВНЯ ТЕХНОЛОГИЙ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 3. Моделирование технологических схем, повышение эффективности осушки жидкими осушителями в определенных условиях, оптимизация параметров и предотвращение гидратообразования на УКПГ 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 6. Заключение 7. Перевод части диплом на английский язык</p>
<p>Перечень графического материала</p>	<p>Рисунок 1.1 – Содержание водяного пара в насыщенном природном газе Рисунок 1.2 – Схема осушки НТС на промыслах Рисунок 1.3 – Технологическая схема осушки газа твердыми Рисунок 1.4 - Простейшая технологическая схема установки газопоглощающей дегидратации Рисунок 1.5 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа на северных месторождениях России Рисунок 1.6 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа с многофункциональным аппаратом (МФА) на северных месторождениях России Рисунок 1.7 –Принципиальная схема установки обезвоживания газа на УКПГ-5 Рисунок 1.8 – Схема абсорбера ГП-365 Рисунок 2 .1–План расположения Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения Рисунок 2.2 – Комплексная карта состояния запасов и добычи газа Рисунок 3.1 – Модель технологической схемы установки осушки газа на УКПГ - 5 Ямбургского НГКМ в программной среде «Honeywell UniSim Design » Рисунок 3.2 – Зависимость точки росы осушенного газа от давления потока Рисунок 3.3 – Зависимость величины уноса гликоля в абсорбере и при регенерации от давления Рисунок 3.4 –Зависимость точка росы осушаемого газа от температуры контакта при использовании ЭГа, ДЭГа и ТЭГа Рисунок 3.5 – Зависимость величины уноса гликоля от температуры контакта при осушке газа Рисунок 3.6 – Зависимость вязкости растворов гликолей от температуры</p>

	<p>Рисунок 3.7 – Зависимость точки росы осушенного газа от концентрации раствора гликоля</p> <p>Рисунок 3.8 – Зависимость точки росы осушенного газа от расхода абсорбента при расходе газа 350 тыс. м³/ч</p> <p>Рисунок 3.9 – Зависимость точки росы газа после абсорбера А₁ от температуры контакта</p> <p>Рисунок 3.10 – Зависимость точки росы газа после низкотемпературного сепаратора С₂ от температуры контакта</p> <p>Рисунок 3.11 – Зависимость точки росы газа после низкотемпературного сепаратора С₂ от температуры контакта</p> <p>Рисунок 3.12 – Зависимость точки росы газа после низкотемпературного абсорбера А₂ от температуры контакта</p> <p>Рисунок 4.1 – Динамика чистой прибыли по годам</p> <p>Рисунок 4.2 – Прирост прибыли за счет применения триэтиленгликоля по годам</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.
Консультант – лингвист отделения иностранных языков ИШПР.	Болсуновская Людмила Михайловна

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

Социальная ответственность
Social responsibility

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Лю Цун		

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

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление – 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования – Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.05.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2020	<i>Оценка технического уровня технологий подготовки газа</i>	
25.03.2020	<i>Характеристика Ямбургского месторождения</i>	
18.04.2020	<i>Анализ технологий подготовки природного газа</i>	
22.04.2020	<i>Анализ технологий подготовки природного газа</i>	
26.04.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
8.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	
16.05.2020		

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Лю Цун

Институт	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	специальность	Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка затрат на замену и монтаж установки абсорбционной осушки газа на УКПГ Ямбургского месторождения</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>СТО Газпром РД 1.12-096-2004</i>
<i>3. 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:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Оценка перспективности внедрения установки абсорбционной осушки газа на УКПГ Ямбургского месторождения.</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет стоимости покупки, монтажа и обслуживания</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности использования установки осушки природного газа</i>

Перечень графического материала :

<p><i>Таблицы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Нормы времени выполнения технологических операций – Стоимость материалов для монтажа абсорбера – Надбавки и доплаты к заработной плате работника – Заработная плата за монтаж оборудования – Расчет страховых взносов – Амортизационные отчисления для оборудования, устанавливаемого на УКПГ – Затраты на замену абсорберов – Расчет показателей эффективности <p><i>2. Графики</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Динамика чистой прибыли <p><i>Прирост чистой прибыли по годам</i></p>
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Лю Цун		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Лю Цун

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ эффективности технологии подготовки и осушки природного газа с использованием триэтиленгликоля на газовых и газоконденсатных месторождениях	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является технология сбора и подготовки природного газа на УКПГ Ямбургского НГКМ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Условия труда работников должны соответствовать пунктам перечня мероприятий, а все геофизические работы должны проводиться в соответствии с ПУЭ и РД 153-39.0-072-01.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Основными вредными факторами являются: 1) Отклонение показателей климата. 2) Недостаточная освещенность. 3) Повышенный уровень шума на рабочем месте. 4) Вредные вещества. К опасным факторам относятся: 1) Электробезопасность. Поражение электрическим током. 2) Пожарная безопасность. 3) Механические опасности. 4) Агрегаты под давлением.
3. Экологическая безопасность: – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);	Экологическая безопасность 1) Воздействие на атмосферу (выбросы) 2) Воздействие на гидросферу (сбросы) 3) Воздействие на литосферу (отходы)
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях: -аварийные выбросы газа и опасных технологических реагентов -взрывы -пожары -рассмотрение наиболее вероятной чрезвычайной ситуации (пожар, взрыв) – разработка мер по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидация ее последствий ЧС.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
-----------	-----	------------------------	---------	------

Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			
-----------	--------------------------------	--	--	--

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Лю Цун		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i>	
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
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
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
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	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
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	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 окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Реферат

Магистерская диссертация содержит **112** страниц, **24** рисунков, **32** таблиц и **29** литературных источников.

Ключевые слова: абсорбционная осушка, конденсат, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, метанол, эффективность природный газ, точка росы,

Актуальность работы заключается в необходимости повышения эффективности осушки газа при сохранении рентабельности его добычи в условиях падающего пластового давления и роста влагосодержания.

Объектами исследования являются процесс осушки газа, установки абсорбционной осушки газа Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль и водометанольный раствор.

Цель работы – Анализ имеющейся технологии осушки с использованием диэтиленгликоля и обоснование использования в качестве абсорбента триэтиленгликоля.

Предполагаемая научная новизна выполненной работы:

1. Определены положительные и отрицательные стороны существующих технологий подготовки природного газа на Крайнем севере.
2. Установлены оптимальные параметры работы абсорбера.
3. Проведено сравнение ингибиторов гидратообразования и сделан выбор наиболее эффективного при подготовке газа.

Практическая значимость работы: проведенные анализ и выбор оптимальной технологии очистки газа от водяных примесей позволят получать более качественное сырье.

Обозначения и сокращения

НТС – низкотемпературная сепарация

СТО – стандарт организации

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

ДКС – дожимная компрессорная станция

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

ЭГ – этиленгликоль

ГП – газовый промысел

ДЭГ – диэтиленгликоль

ТЭГ – триэтиленгликоль

ВМР – водометанольный раствор

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

НДЭГ – насыщенный диэтиленгликоль

НТЭГ – насыщенный триэтиленгликоль

А – абсорбер

С – сепаратор

Р – разделитель/колонна регенерации

И – испаритель

Н – насос

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО УРОВНЯ ТЕХНОЛОГИЙ	16
1.1. Основные требования по подготовке природного газа и технологические показатели разработки месторождения	16
1.2. Технологии промышленной подготовки газа	18
1.3. Методы осушки газа	20
1.3.1. Низкотемпературные методы осушки	21
1.3.2. Адсорбционная осушка газа	22
1.3.3. Абсорбционная осушка газа	24
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	32
2.1. Экономико-географическая характеристика района работ	32
2.2. Основные показатели разработки месторождения	33
2.2.1. Характеристика исходного сырья	33
2.2.2. Характеристика изготавливаемой продукции	34
2.2.3. Описание технологического процесса промысла	35
2.2. Геологическая характеристика района работ	38
2.2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	38
2.2.2. Тектоника	40
2.2.3. Газоносность	41
3. Моделирование технологических схем, повышение эффективности осушки жидкими осушителями в определенных условиях, оптимизация параметров и предотвращение гидратообразования на УКПГ	42
3.1. Моделирование технологической схемы УКПГ–5 Ямбургского НГКМ в программе «Honeywell UniSim Design»	42
3.2. Влияние давления на процесс осушки	44
3.3. Влияние температуры на процесс осушки	47
3.4. Влияние концентрации раствора гликолей на процесс осушки	50
3.5. Влияние расхода осушителя на процесс осушки	52
3.6. Моделирование технологической схемы УКПГ–1В Ямбургского НГКМ в программе «Honeywell UniSim Design»	53
3.7. Анализ эффективности работы гликолей и ВМР в условиях УКПГ-1В Ямбургского НГКМ	56
3.8. Предотвращение образования гидратов в низкотемпературных участках схемы подготовки газа на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ при использовании различных осушителей	60
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	65
4.1. Сметная стоимость выполнения работ	65
4.1.1. Расчет нормативной продолжительности выполнения работ	65

4.1.2. Расчёт сметной стоимости работ	66
4.2. Обоснование эффективности проекта.....	69
4.3. Выводы к главе 4	73
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	74
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности Специальные правовые нормы	75
5.2. Производственная безопасность	76
5.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	76
5.2.2. Анализ опасных производственных факторов	80
5.3. Экологическая безопасность	81
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	83
5.5. Основные выводы к главе 5	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	92
Приложение 1.....	95
Приложение 2.....	96
Приложение 3.....	97

ВВЕДЕНИЕ

Природный газ представляет собой смесь углеводородов с различными примесями. В сыром газе, добываемом из скважин, всегда присутствует вода в виде растворенных паров. В ходе транспортировки газа меняются условия, в которых находится газ – возможно снижение температуры, повышение давления на компрессорных станциях, в результате чего находящаяся в виде паров влага может переходить в жидкое состояние (конденсироваться) и образовывать лед и гидраты. Образование таких отложений на стенках трубопровода и в оборудовании, приводит к коррозии металла, закупорке технологического оборудования и, как следствие, остановке подачи газа. В связи с этим, одним из важнейших процессов при подготовке газа является его осушка на специальных установках с применением различных осушителей – твердых адсорбентов и жидких абсорбентов.

В настоящее время на установках комплексной подготовки газа по всему миру наиболее распространенным методом осушки является способ абсорбционной осушки газа с применением жидких поглотителей (гликолей). Чаще всего, в качестве абсорбентов используют диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ).

Актуальность:

Одна из наиболее важных задач подготовки природного газа к дальнейшему транспорту по магистральным трубопроводам, в соответствии с отраслевыми стандартами, это выбор и дальнейшая оптимизация процесса промышленной подготовки продукции скважин.

Цель работы:

Анализ имеющейся технологии осушки с использованием диэтиленгликоля и обоснование использования в качестве абсорбента триэтиленгликоля.

Задачи :

1. Изучить технологию осушки, используемую в настоящее время

на Ямбургском месторождении.

2. Произвести сравнение применения двух разных абсорбентов и выбрать наиболее подходящий для исходного состава газа.

3. Рассчитать экономическую эффективность при выборе диэтиленгликоля, либо триэтиленгликоля

Объектом исследования является процесс осушки природного газа.

Предметом исследования являются свойства и параметры осушаемого газа, гликолей (ЭГ, ДЭГ и ТЭГ) и ВМРа, параметры и схемы работы установок осушки газа на УКПГ-5 и УКПГ-1В.

Предполагаемая научная **новизна**:

1. Определены положительные и отрицательные стороны существующих технологий подготовки природного газа на Крайнем севере.

2. Установлены оптимальные параметры работы абсорбера.

3. Проведено сравнение ингибиторов гидратообразования и сделан выбор наиболее эффективного при подготовке газа

Реализация и апробация работы:

По результатам исследования была написана статья, принятая к печати в рамках симпозиума М.А. Усова, который проходил на базе Национального исследовательского Томского политехнического института.

Работа выполнена в соответствии с методическими указаниями и рекомендациями на основе научно-исследовательского опыта, полученного в процессе обучения и полученного в ходе прохождения практики.

1. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО УРОВНЯ ТЕХНОЛОГИЙ

1.1. Основные требования по подготовке природного газа и технологические показатели разработки месторождения

Для обеспечения надежности работы газотранспортных систем, составной частью которых являются установки комплексной подготовки газа к транспорту (УКПГ), выдвигает определенные требования к качеству перевозимой продукции. Главные из них – точка росы по углеводородам и точка росы по влаге.

В природном газе, кроме легких углеводородов (метана и этана), содержатся и более тяжелые углеводороды (пропан, бутан и т.д.), а также пары воды и метанола. Кроме этого, в составе могут наблюдаться инертные газы (например, аргон Ar), соединения серы (S), азот (N₂) и диоксид углерода (CO₂).

При контакте углеводородов с водой могут образовываться гидраты, которые способны забивать и закупоривать клапаны и трубопроводы, а также могут привести к аварийным остановкам [1].

Главной целью определения показателей и норм качества газа является повышение надежности и эффективности работы газотранспортных систем. При транспортировке по магистральным трубопроводам природный газ должен соответствовать требованиям СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам».

Таблица 1.1-ГОСТ 51.40-93 Стандарты на природный газ, транспортируемый по газопроводам

Показатели	Для климатической зоны	
	Умеренной и жаркой	холодной
Точка росы по влаге, и тяжелым УВ при давлении 5,5 Мпа, °С: -в зимний период(с1/ x по30/IV) -в летний период(с1/ v по30/IX)	< -10 < -3	< -25 <-15

Содержание мех,примесей,г/100м ³	< -0,1	<0,1
Содержание сероводорода, г/100м ³	< 2,0	<2,0
Содержание кислорода, %	< 1,0	<1,0

Характеристики исходного сырья приняты исходя из средних значений параметров физико-химических свойств.

Плотность газа при 20 °С - 0,672 кг/м³. Средний молекулярный вес газа – 16,10 у.е. Низшая удельная теплота сгорания 7927 ккал/м³. Конденсат в составе газа отсутствует.

Компонентный состав газа месторождения без учета наличия воды представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Компонентный состав газа

Компонент	%объемные
Метан CH ₄	98,64
Этан C ₂ H ₆	0,09
Пропан C ₃ H ₈	0,02
Бутан C ₄ H ₁₀	0,002
Углекислый газ CO ₂	0,018
Азот N ₂	1,2
Водород H ₂	0,02
Гелий He	0,01

Нормативный документ СТО Газпром 089-2010 устанавливает требования к точке росы осушенного газа по влаге и углеводородам в зависимости от макроклиматического района, представленные в таблицу 1.3.

Таблица 1.3– Показатели газа

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов		Метод испытания
	умеренный	холодный	
1.Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно		По ГОСТ 31371.1 ГОСТ 31371.7
2.Температура точки росы по воде (ТТРв) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см ²), °С, не выше:			По 8.2
зимний период	-10.0	-20.0	
летний период	-10.0	-14.0	

3. Температура точки росы по углеводородам (ТТРУв) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше:			
зимний период	-2.0	-10.0	По 8.3
летний период	-2.0	-5.0	

Подготовка газа на промысле предусматривается для холодного макроклиматического района, при этом подготовка газа должна, безусловно, обеспечивать выполнение условия его однофазного транспорта по всей протяженности магистрального газопровода.

1.2. Технологии промысловой подготовки газа

В ходе транспортировки природного газа происходит изменение его давления и температуры, что может привести к формированию в трубах жидкой фазы, состоящей из воды и углеводородов. Существует несколько технологий. Которые позволяют предотвратить образование жидкостей.

Наиболее распространенными являются технологии низкотемпературной сепарации, абсорбции и адсорбции, или их сочетание.

На выбор того или иного способа подготовки газа оказывают влияние следующие факторы:

- состав пластового газа;
- требуемая глубина осушки, степень извлечения целевых компонентов (регламентируется СТО Газпром 089-2010);
- давление, температура и дебит газа и их динамика по годам разработки месторождения.

Для обезвоживания тощих газов (с содержанием меньше 1 г/м^3 углеводородов C_{5+}) применяются процессы абсорбции или адсорбции. Если в природном газе содержится конденсат, то подготовка осуществляется с применением низкотемпературных процессов [2].

Анализируя накопленный опыт заводской и промысловой очистки

иосушки природных газов, можно выделить приоритетные области применения тех или иных технологических процессов.

Содержание воды в природном газе, насыщенном водяным паром при различных давлениях и температурах, можно определить по рисунку 1.1.

Для заданных конкретных значений температуры и давления содержание водяного пара в единице объема газа не может превышать предельное (максимальное) значение. При снижении температуры газа, в котором содержится максимальное количество водяных паров, происходит частичная их конденсация. Температура, которая соответствует началу конденсации водяного пара, содержащегося во воздухе или газе, называется точкой росы.

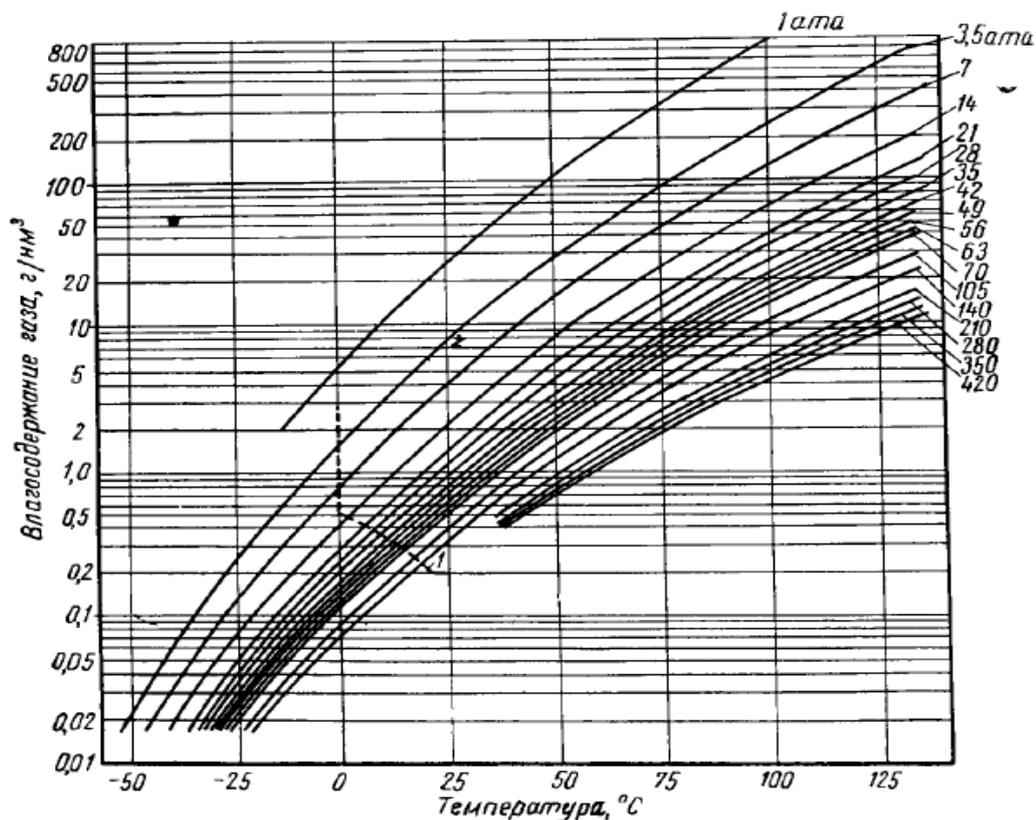


Рисунок 1.1 – Содержание водяного пара в насыщенном природном газе

При определенных сочетаниях значений температуры и давления выделившаяся вода при контакте с газом может образовывать гидраты – белые кристаллические вещества, напоминающие лед или спрессованный снег. Рост гидратов подобен росту кристаллов, и, если поток газа не уносит кристаллики гидратов, то они образуют пробки в трубопроводах, в прорезях тарелок и вентиллях.

Основными причинами образования гидратов в газопроводах являются:

- высокое давление;
- низкая температура;
- наличие свободной капельной жидкости.

Влияя на один из этих показателей, можно снизить и даже полностью исключить возможность формирования гидратных пробок в газопроводах.

Наиболее часто применяемыми в промышленности ингибиторами гидратообразования являются: метанол, этилкарбитол (ЭК), гликоли (триэтиленгликоль (ТЭГ), изетиленгликоль (МЭГ)), раствор хлористого кальция и другие.

Необходимость осушки газа обусловлена так же тем, что содержащаяся в газе вода способствует не только образованию гидратов. Когда температура снижается, жидкость выделяется из газа и собирается в низких местах, в результате это препятствует движению газа и снижает пропускную способность газопровода. Помимо этого, даже незначительное содержание в газе диоксида углерода или сероводорода, которые при растворении в воде образуют кислоты, может стать причиной к интенсивной коррозии трубопроводов и аппаратуры.

Таким образом, осушка газа предупреждает образование гидратов, снижает гидравлические потери в трубопроводе и сохраняет его пропускную способность на высоком уровне, а также замедляет процесс коррозии и продлевает срок службы трубопроводов и аппаратуры.

1.3 Методы осушки газа

Наиболее радикальным и эффективным способом предупреждения образования гидратов является удаление из газа капельной влаги и паров воды перед поступлением его в технологические аппараты и трубопровод.

Существующие способы обезвоживания газа можно разделить на две группы

1. Сорбционные – абсорбция (поглощение влаги жидкими) и адсорбция (твердыми сорбентами);

2. Низкотемпературная сепарация – получение низких температур в результате дросселирования газа высокого давления или с помощью установок искусственного охлаждения с вводом ингибитора гидратообразования.

Основными способами осушки природного газа на установках комплексной подготовки являются низкотемпературные методы (низкотемпературная сепарация, низкотемпературная конденсация и др.), абсорбция, адсорбция. Следует отметить, что низкотемпературная сепарация (НТС) широко применяется на практике, однако все больше используется как первая ступень осушки, наряду с сорбционными методами, которые в свою очередь позволяют достичь большей глубины осушки

1.3.1. Низкотемпературные методы осушки

На зависимости параметра влажности газа от температуры основывается метод осушки газа путем охлаждения. В процессе охлаждения теплого газа часть паров воды в нем сконденсируется. Если мы будем охлаждать теплый газ, то часть паров воды в нем выпадет в виде конденсата. Эту сконденсированную влагу, возможно, удалить, в результате чего понизится точка росы газа. Таким способом можно достичь нужной степени осушки газа, если охлаждение будет происходить до температуры ниже минимальной температуры, при которой будет происходить дальнейшая транспортировка газа.

Зимой окружающий воздух обладает более низкой температурой, чем грунт. В этот период, в случае подземного способа прокладки трубопровода, возможна осушка газа вымораживанием. Так, в компании ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» применяют следующую технологию: газ проходит через сепараторы и направляется на один из аппаратов для вымораживания (вымораживатель), которые представляют из себя батарею труб с нужной поверхностью теплообмена. Газ, двигаясь по трубам, охлаждается, вследствие чего влага кристаллизуется на внутренних стенках труб. Вымораживатели включены параллельно и включение их в работу происходит поочередно. Пока один вымораживатель работает, второй прочищают ото льда.

В случаях, когда на одном месторождении присутствует и нефтяной и

природный газ существует возможность охлаждения нефтяного газа через теплообменники. В качестве вещества, которое будет охлаждать нефтяной газ в этом случае, используется холодный природный газ, полученный методом дросселирования.

Сам нефтяной газ так же можно охлаждать дросселированием .

При газовом факторе, превышающем 1000 м^3 на тонну нефти и при больших значениях давления на устье нефтяных скважин желательно осуществлять разделение нефти и газа на установках НТС (низкотемпературная сепарация). Чтобы уменьшить возможность образования гидратов осуществляют впрыск метанола или гликолей в теплообменники.

На рисунке 1.2 представлена схема установки НТС.[3]

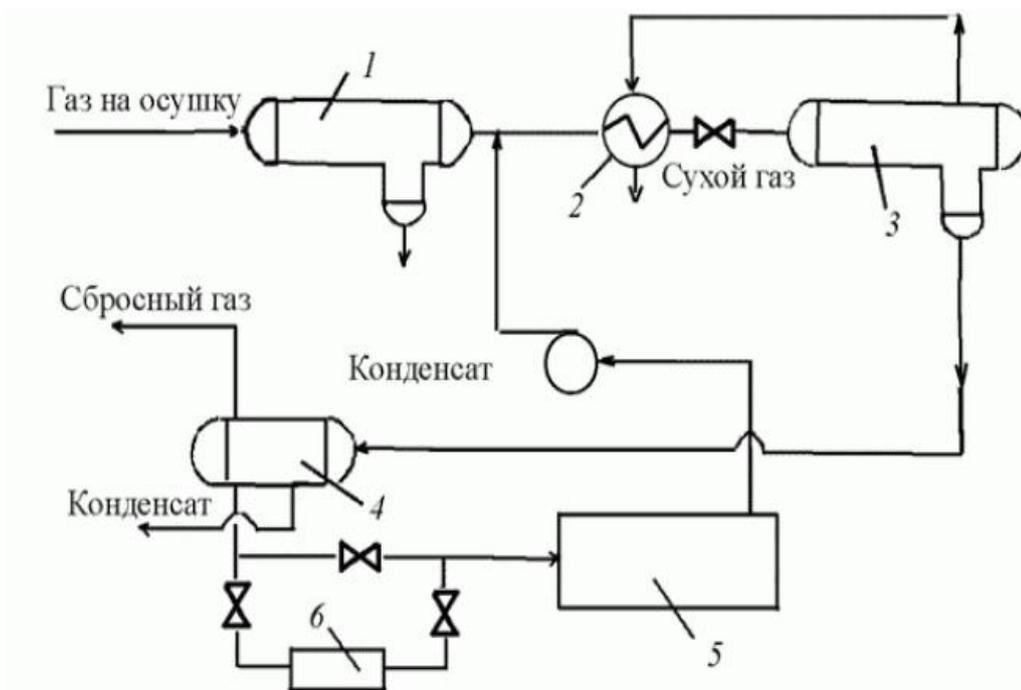


Рисунок 1.2 – Схема осушки НТС на промыслах: 1– сепаратор; 2 – теплообменник; 3 – низкотемпературный сепаратор; 4 – разделитель гликоля и конденсата; 5 – установка регенерации гликоля; 6 – фильтр.)

1.3.2.Адсорбционная осушка газа

Адсорбционная осушка заключается в избирательном поглощении поверхностью пор твердого адсорбента молекул воды и дальнейшем

извлечении их из пор путем повышения температуры адсорбента или снижения давления среды.

Для данного метода осушки используются аппараты периодического действия. Слой адсорбента в ходе процесса остается неподвижным. Основные стадии процесса осушки: адсорбция, регенерация и охлаждение осушителя. На практике в качестве адсорбентов используют силикагели, алюмосиликагели, активированный оксид алюминия, бокситы и молекулярные сита (цеолиты). На качество адсорбента влияет размер пор и их удельная поверхность.

Осушители в виде молекулярных сит способны поглощать, помимо влаги, сероводород и углекислый газ. Как правило, адсорбенты изготавливаются в форме гранул или шариков, что способствует уменьшению сопротивления движения среды (газа). Основными требованиями к осушителям являются: быстрое поглощение влаги из газа и простота регенерации; способность регенерировать многократно без существенных потерь прочностных свойств; высокая поглотительная способность и механическая прочность; малое сопротивление потоку газа; низкая цена. В процессе регенерации адсорбента используется нагретый до 160-180 °С газ (в случае использования молекулярных сит – до 280-290 °С).

Адсорбционная установка осушки газа состоит не меньше чем из двух адсорберов.

Принципиальная схема установки приведена на рисунке 1.3.

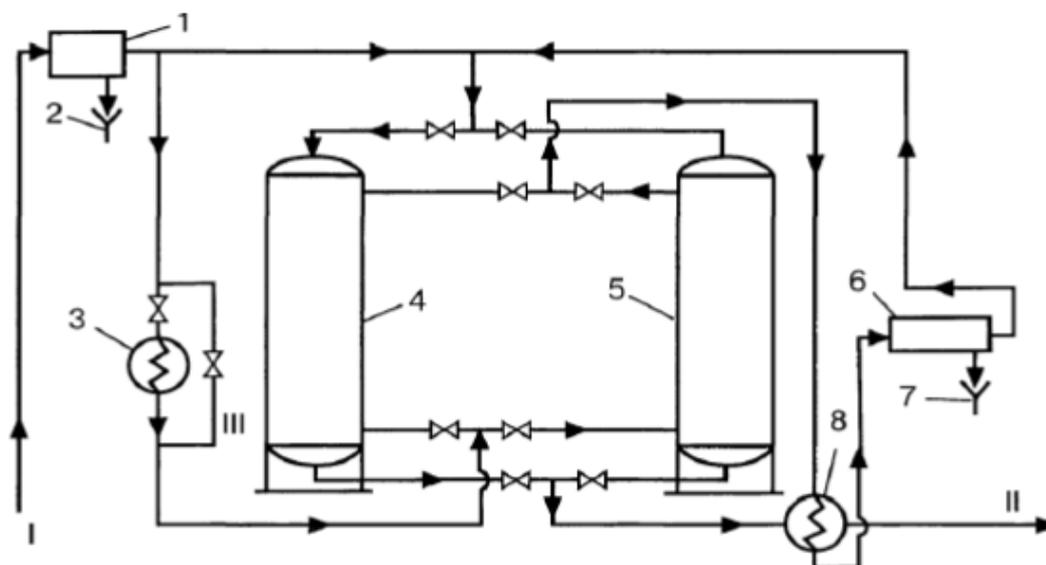


Рисунок 1.3 – Технологическая схема осушки газа твердыми

Потоки: I – влажный газ; II – осушенный газ; III – обводная линия

поглотителями: 1– водоотбойник; 2, 7 – воронка; 3 – трубчатый нагреватель; 4, 5 – адсорберы; 6 – сепаратор; 8 – теплообменник

Адсорбционный метод обладает рядом преимуществ: высокая степень осушки газа, которая не зависит от его параметров; адсорбционная установка, как правило, компактна, а для установок с малой мощностью требуются малые капитальные вложения. К недостаткам можно отнести: высокое сопротивление потоку среды (газа); большие затраты на осушители; высокая стоимость строительства адсорбционных установок, обладающих большими мощностями.

Создаваемая в ходе адсорбционного процесса депрессия точки росы может достигать до $100\text{ }^{\circ}\text{C}$. Исходя из этого, метод применяется с целью достижения большой глубины осушки. Так, например, требования к точке росы природного газа, направляемого на гелиевый завод – не более минус 70°C . В этом случае газ обязательно подвергается адсорбционной осушке на цеолитах .

1.3.3. Абсорбционная осушка газа

Абсорбция — это процесс осушки газа, при котором в качестве осушителей применяются жидкие поглотители.

Абсорбционная осушка газа проводится в абсорберах с применением жидких поглотителей, которые обладают определенными свойствами.

Наибольшее распространение в России получил диэтиленгликоль (ДЭГ), в то время как за рубежом получил триэтиленгликоль (ТЭГ) [4].

Выбор в пользу DEG был сделан в связи с наличием в стране собственной производственной базы в химической промышленности, а также предполагалось, что абсорбция в условиях северных широт России будет происходить при низких температурах контакта «гликоль-газ» при которых преимущества ТЭГа над ДЭГом не просматриваются .

На самом же деле все северные газопромыслы работали на импортном ДЭГе, а аппараты абсорбционной осушки устанавливаются в отапливаемых цехах [5]. Поэтому в данной работе будет проанализирована целесообразность выбора того или иного абсорбента в условиях газового промысла №5 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

1.3.3.1 .Технологические схемы абсорбционной осушки газа

Технологическая схема простейшей установки абсорбционной осушки газа представлена на рисунке 1.4. Природный газ из скважин поступает во впускной сепаратор 1, где из него удаляется жидкая конденсированная вода с примесью пластовой минерализованной воды и ингибитора гидратов (если существует риск образования гидратов), после чего она поступает в абсорбер 2, где осушается при контакте с раствором выбранного концентрированного гликоля. Осушенный газ из абсорбера поступает в магистральный газопровод, а затем к потребителю. Помимо этого в технологическую схему входит установка регенерации насыщенного гликоля 3, насосы, теплообменники и другие технологические агрегаты .

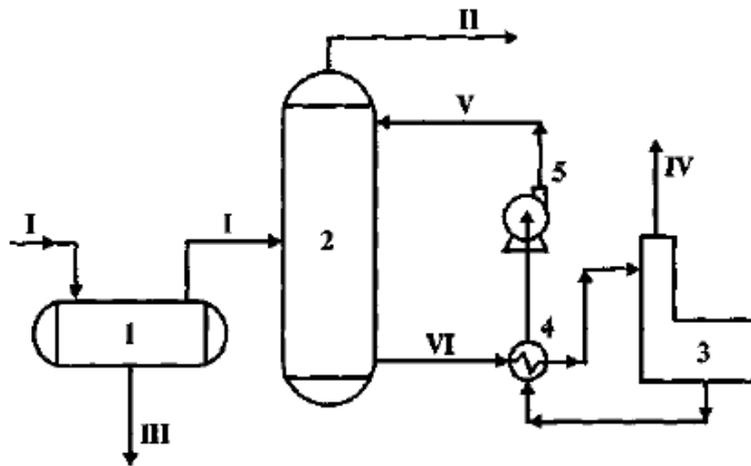


Рисунок 1.4 - Простейшая технологическая схема установки газопоглощающей дегидратации

1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – регенератор гликоля; 4 – теплообменник гликоль-гликоль; 5 – насос. I – сырой газ; II – сухой газ; III – вода; IV – пары воды; V – сухой гликоль; VI – сырой гликоль;

В начальный период разработки месторождения на севере России использовались следующие основные технологические схемы газопоглощающей дегидратации - рисунки 1.5 и 1.6.

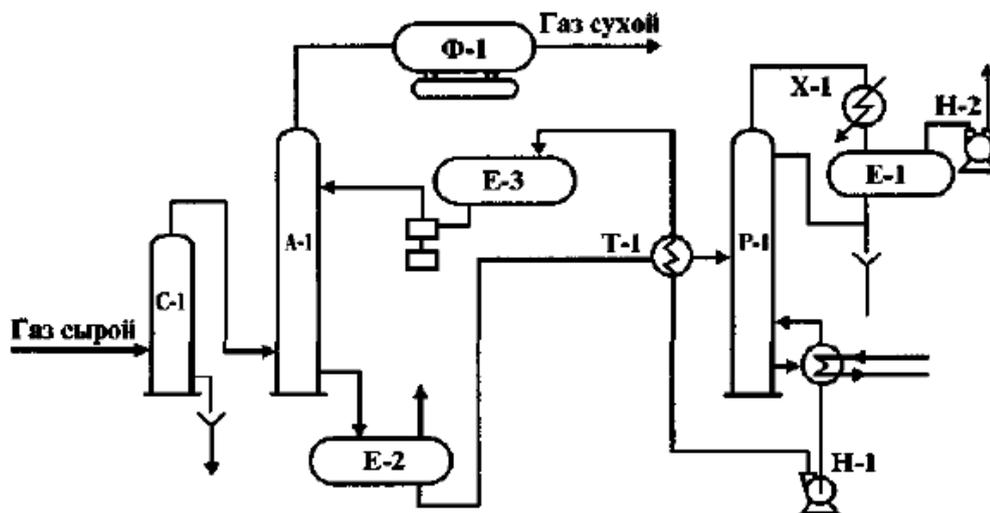


Рисунок 1.5 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа на северных месторождениях России

X-1 – конденсатор; И-1 – подогреватель; E-1, E-2 – емкости;

С-1 – сепаратор; А-1 – абсорбер; Ф-1 – фильтр; Т-1 – теплообменник ДЭГ-ДЭГ; Р-1 – колонна регенерации .

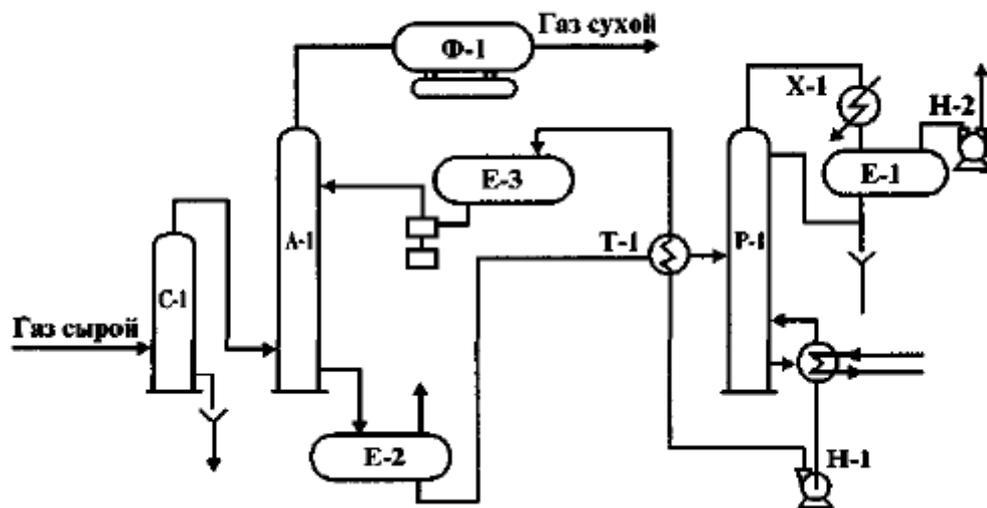


Рисунок 1.6 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа с многофункциональным аппаратом (МФА) на северных месторождениях России

А-1 – многофункциональный аппарат; Х-1 – конденсатор; И-1 – испаритель; Т-1 – теплообменник ДЭГ-ДЭГ; Е-1, Е-2, Е-3 – емкости; Н-1, Н-2, Н-3 – насосы; Р-1 – колонна регенерации.

Добытый природный газ по шлейфам с кустов скважин поступает на установку комплексной подготовки, где через раздаточный коллектор распределяется на обработку по нескольким однотипным технологическим линиям высокой производительности. Каждая такая линия должна включать следующие элементы: входной абсорбер, сепаратор, фильтр для улавливания из потока осушенного газа мелкодисперсного диэтиленгликоля и систему циркуляции ДЭГ (рисунок 1.4). Впоследствии сепаратор, абсорбер и фильтр-улавливатель объединили в один многофункциональный аппарат – МФА, подобный вариант представлен на рисунке 3. Также в схеме имеются: установка регенерации и станция охлаждения (СОГ) с АВО для снижения температуры осушенного газа до температуры грунта. При снижении давления в абсорберах ниже рабочего приходится дополнительно внедрять ДКС в конце и начале техпроцесса с целью обеспечения работы абсорберов в проектном

режиме. При этом концентрация РДЭГа составляет 98,5 –99,3% масс., а НДЭГа – на 2 – 2,5% меньше [4].

На УКПГ-5 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения реализована следующая технологическая схема абсорбционной осушки газа [6] – рисунок 1.7.

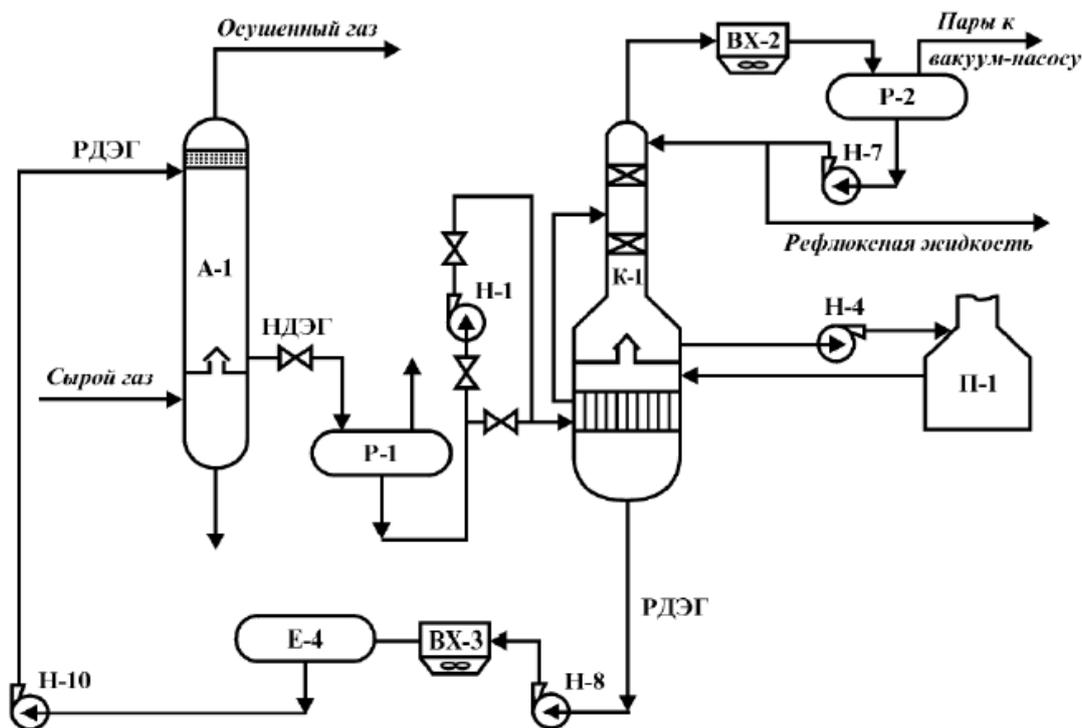


Рисунок 1.7 –Принципиальная схема установки обезвоживания газа на УКПГ-5

Сырой газ от ДКС под давлением 4-6,5 МПа и температурой 13-18°С через узел подключения ДКС к УКПГ по коллектору поступает всепарационную зону многофункционального абсорбера А-1, состоящего последовательно из трех вертикальных секций: нижней – сепарационной (отчистка от капельной влаги и мехпримесей), средней – массообменной (осушка) и верхней – фильтрующей (очистка газа от уносимого с газом ДЭГа)[6].

В сепарационной части газ, за счет резкого снижения скорости и восходящего направления потока освобождается от мехпримесей, конденсата и воды. Получаемая жидкость сбрасывается в разделительную емкость Р-1 (блок выветривания).

Высушенный газ из массообменной секции поступает в фильтрующую часть абсорбера, где улавливается уносимый раствор ДЭГа и выравнивается скорость потока. Фильтрующая часть абсорбера состоит из специальных насадок МКН и заканчивается сепарационной тарелкой с мультициклонными сепарирующими элементами.

Перепад давления на абсорбере контролируется прибором «Сапфир». Максимально допустимый перепад давления по абсорберу – 0,04 МПа.

Осушенный газ из абсорбера по трубопроводу диаметром 400 мм проходит через линию хозрасчетного замера, регулирующей штуцер и подается в коллектор осушенного газа диаметром 1000 мм. Влажность осушенного газа контролируется после замерной диафрагмы влагомером [6].

1.3.3.2. Техническое устройство абсорберов и показатели эффективности их работы

В настоящее время на газовых промыслах применяется большое число разнообразных абсорберов с различными модификациями. Однако принцип их работы схож. Абсорбер – вертикальный цилиндрический сосуд, имеющий тарелки или насадки, которые обеспечивают контакт между осушаемым газом и жидкостью-поглотителем[7]. В качестве примера, на рисунке 2.8 представлена схема абсорбера ГП -365 Уренгойского месторождения.

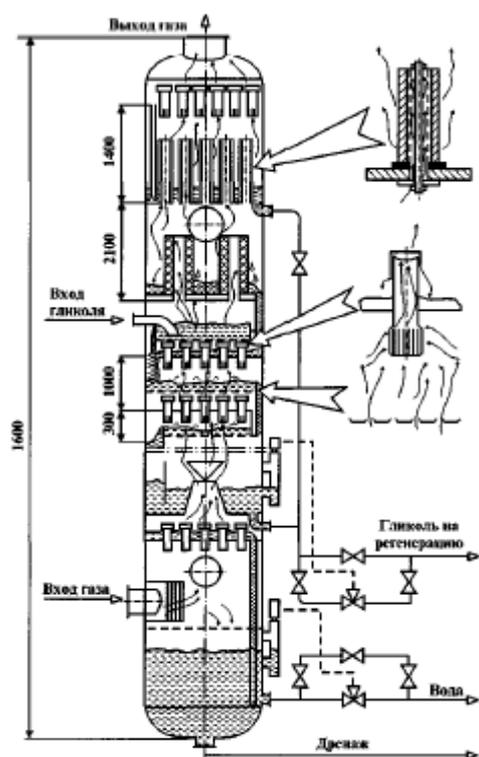


Рисунок 1.8 – Схема абсорбера ГП-365

GP-365 - это колонка, функционально разделенная на три секции: секция отделения, абсорбции и извлечения гликоля. [4]

В качестве абсорбционного оборудования на Ямбургском месторождении применяются многофункциональные аппараты типа ГП-502 (УКПГ-1,2,5), которые имеют сходную с ГП-365 компоновку и ГП-778 (УКПГ-3,4,6,7) [15]. Процессы, происходящие в абсорбере ГП-502 на УКПГ-5 Ямбургского месторождения, были описаны выше. Показатели эффективности работы абсорбера газа включают:

1. степень извлечения влаги из газа;
2. потерями применяемого гликоля с осушенным газом;
3. длительностью межревизионного периода.

Основными факторами, которые влияют на показатель эффективности работы установки технологической осушки газа, являются [4] :

1. линейная скорость осушаемого газа в абсорбере, которая зависит от диаметра и конструктивных особенностей установки, а также от параметров газа, а именно его расхода и термобарических характеристик;
2. качество функционирования фильтрационной части абсорбера, которое

обуславливает количество потерь гликоля с осушенным газом и величину межревизионного периода;

3. качество функционирования массообменной части абсорбера, которое обуславливает степень осушки природного газа и меру нагрузки на фильтрационную часть по гликолю;

4. качество функционирования сепарационной части абсорбера, которое обуславливает концентрацию воды в уже насыщенном растворе гликоля, влияющую на степень эффективности работы агрегатов регенерации и количество механических примесей, минеральных солей в отработанном гликоле, что в свою очередь оказывает влияние на величину межревизионного периода работы фильтрационной части абсорбера.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Экономико-географическая характеристика района работ

ООО «Газпром добыча Ямбург» владеет лицензиями на разработку пяти месторождений: Ямбургского, Заполярного, Тазовского, Южно-Парусового и Северо-Парусового (последние три — готовятся к разработке) (рис.2.1).

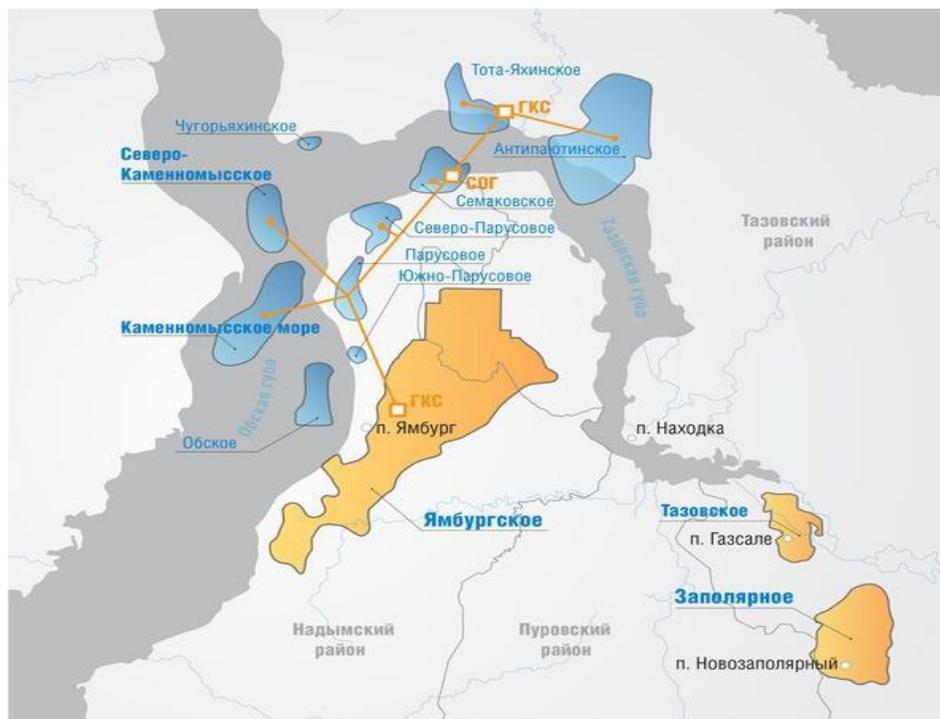


Рисунок 2.1—План расположения Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ЯНГКМ) было открыто в 1969 году. Размеры месторождения составляют 170×50 километров.

Ведущими отраслями народного хозяйства являются газодобывающая промышленность, геологоразведка. Промышленная газоносность месторождения связана с сеноманскими и валанжин-барремскими отложениями.

На территории месторождения отсутствуют населенные пункты. Ближайший населенный пункт – вахтовый п. Ямбург, который был создан для размещения персонала на период обустройства и разработки Ямбургского месторождения.

В экономическом отношении район работ относится к числу интенсивно осваиваемых. Из приоритетных направлений в настоящее время наибольшее

развитие имеет газодобывающая промышленность со всеми вспомогательными отраслями. Основные грузопассажирские перевозки осуществляются по железной дороге Новый Уренгой – Сургут – Тюмень и Новый Уренгой – Ямбург. Кроме того, в городе Новый Уренгой имеется крупный аэропорт.

Основу экономики Ямало-Ненецкого автономного округа складывает добыча нефти и газа. Основным добывающим предприятием является ПАО «Газпром», на долю которого приходится около 90 % всей добычи газа в округе.

2.2. Основные показатели разработки месторождения

2.2.1. Характеристика исходного сырья

В качестве сырья рассматривался природный газ сеноманского месторождения Ямбургского месторождения. Газ метановый с влажностью до $3,8 \text{ г / м}^3$, сероводород отсутствует (таблица 2.1).

Компонент	% объемные
CH ₄	97,8-99,0
C ₂ H ₆	0,0-0,15
C ₄ H ₁₀	следы
C ₃ H ₈	до 0,15
CO ₂	0,2-0,3
H ₂	0,002-0,04
N ₂	0,7-1,7
He	0,01-0,02

Таблица 2.1 –Газовый компонент

Относительная плотность по воздуху – 0,560.

Среднее значение пластовой температуры 26°C, температура поступающего газа от 12,5 до -30°C.

Состав мехпримесей (% масс.):

- кремнезем 60-70;
- глинозем 5-10.
- окислы железа 25-30;

Плотность твердых взвесей 2-2,5 г/см³

2.2.2. Характеристика изготавливаемой продукции

Изготавливаемая продукция ДКС – газ скомпримированный и очищенный от капельной влаги и мехпримесей. Остаточное количество капельной влаги и механических примесей в очищенном газе определяется технической характеристикой сепарационного оборудования и составляет: капельной влаги – не более 15 мг/м³ газа; мехпримесей с размерами частиц не более 20 мкм – не более 5 мг/м³ газа.

Характеристики изготавливаемой продукции приведены в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Характеристика изготавливаемой продукции

Наименование	Обозначение НД	Характеристика качества	
		Наименование показателя	Значение по НД
Газ природный	СТО Газпром 089-2010	Точка росы по влаге, °С - зимний период, не выше - летний период, не выше	минус 20 минус 10
		Теплота сгорания низшая, при 20°С и 101,325 кПа, МДж/м ³ , не менее	32.5
		Объемная доля кислорода, %, не более	1.0
		Масса механических примесей	В соответствии с соглашением на поставку
		Плотность по воздуху	0.562
		Плотность при нормальных условиях, кг/м ³	0.673
		ПДК в воздухе рабочей зоны, % мг/м ³	0.7 7000

Характеристика реагентов, поступающих на регенерацию и после регенерации, показаны в таблице 2.3

Таблица 2.3 – Характеристика реагентов на регенерацию и после нее

Наименование	Единица измерения	Показатели качества реагентов, обеспечивающие нормальный технологический режим	Допустимые отклонения концентрации
Диэтиленгликоль	% масс.	2,0...4,0	97,5 ÷ 99,5
Метанол	% масс.	4,0...50,0	85,5 ÷ 95,5

2.2.3. Описание технологического процесса промысла

Для добычи газа пробурены эксплуатационные скважины, которые сгруппированы в кусты, в одном кусте 3–6 скважин. Всего 24 куста.

Общее количество скважин – 106, из них: наблюдательных – 8; эксплуатационных – 91; поглощающих – 2; ликвидированные – 5.

Характеристика кустов скважин приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристика кустов скважин

№№ кустов	Количество скважин	№№ кустов	Количество скважин	№№ кустов	Количество скважин
401	4	409	4	417	6+1н
402	4	410	4	418	4
403	4	411	6+1н	419	2п+1н
404	4	412	4	420	3
405	4+1н	413	4	421	3
406	3	414	5	422	3
407	4+1н	415	5	423	3
408	4	416	5+1н	424	3

Так же есть одиночные скважины 63-н и П-459 которые используется как наблюдательные скважины.

В настоящее время основной особенностью разработки сеноманской залежи Ямбургского НГКМ остается неравномерная вовлеченность запасов в разработку по площади из-за отставания сроков ввода и обустройства Харвутинского и Анерьяхинского участков месторождения. Об этом свидетельствуют комплексная карта состояния запасов и добычи газа (рисунок 2.2), а также представленные в таблице 2.5 начальные и текущие запасы, добыча, проценты отборов, перетоки по зонам УКПГ.

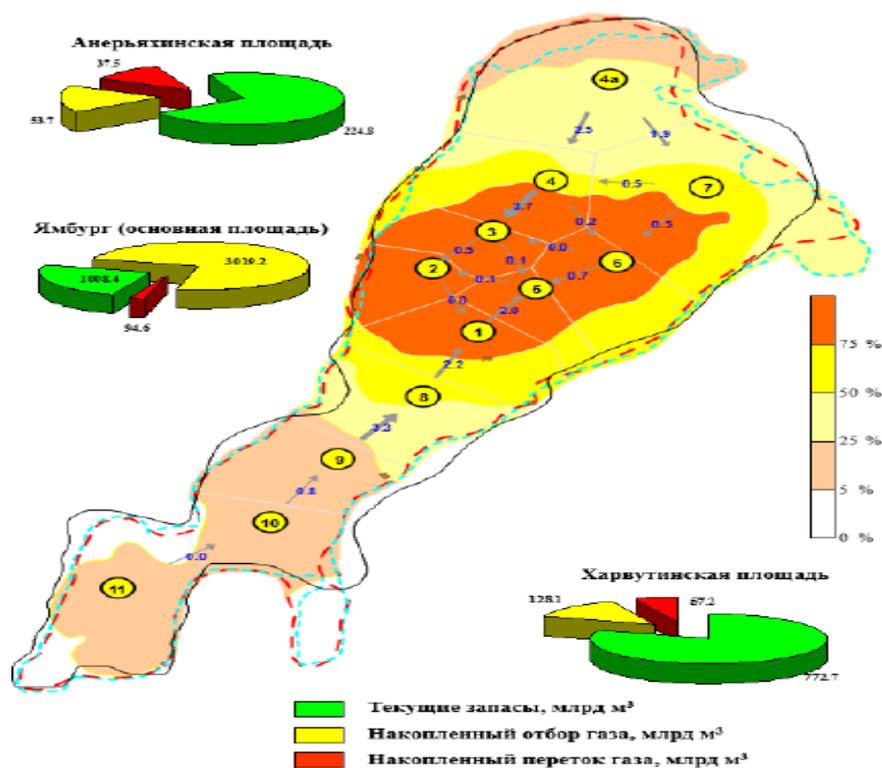


Рисунок 2.2 – Комплексная карта состояния запасов и добычи газа

Таблица 2.5 – Состояние запасов месторождения

Площадь	Начальные проектные запасы, млрд. м³	Текущие запасы, млрд.м³ (с учетом перетоков)	Отборы газа с начала разработки, млрд.м³	Отбор газа в 2017г., млрд. м³	% выработки запасов (с учетом перетоков)	% выработки запасов (без учета перетоков)	3-мерная газодинамическая модель сеноманской залежи				
							переток газа общий, млрд. м³	переток газа в 2017 г., млрд. м³	вторженное водовы в 2017 г., по всей зоне	обводнение залежи (%)	подъем ГВК (м)
ЯНГКМ	5291	2086,41	3204,494	90,59		60,57			5,69	13,72	9,6
Основная залежь	3933	1005,73	3021,869	60,51	74,43	76,83	94,6	6,6			
ГП-1	617	145,32	502,175	8,35	76,45	81,39	30,5	0,3	0,97	18,82	20,50
ГП-2	533	80,56	547,640	8,45	84,89	102,75	95,2	0,6	0,45	12,51	21,00
ГП-3	660	188,83	448,474	8,71	71,39	67,95	-227	3,2	0,64	15,23	19,80
ГП-4	461	129,59	208,608	7,94	71,89	45,25	-122,8	-1	0,61	14,72	11,30
ГП-5	461	86,09	482,206	8,18	81,32	104,60	107,3	2,7	0,57	18,08	21,00
ГП-6	532	148,55	458,748	7,65	72,08	86,23	75,3	-0,1	0,82	18,93	23,10
ГП-7	669	226,68	374,019	11,22	66,12	55,91	-68,3	0,9	1,15	18,89	13,20
Харвугинская пл.	958	772,12	128,680	21,17	19,40	13,43	-57,2	-2,2			
УППГ-8	266	145,00	7,125	5,64	45,49	30,38	-40,2	1,1	0,29	12,22	7,40
ЭУ-9	182	160,97	80,802	4,02	11,55	3,92	-13,9	-2,5	0,02	0,92	0,70

ЭУ-10	194	182,06	8,845	3,46	6,16	4,56	-3,1	-0,8	0,00	0,45	0,10
ЭУ-11	316	284,09	31,908	8,05	10,10	10,10	0	0	0,03	1,41	0,90
Анерьяхинская пл.	400	308,55	53,945	8,92	22,86	13,49	-37,5	-4,4	0,15	4,78	3,2

Следует обратить внимание, что ввиду отсутствия постоянно действующей геолого-технологической модели, перетоки между эксплуатационными участками рассчитывались на 3-мерной газодинамической модели, созданной в ООО «Газпром добыча Ямбург» Отделом программно-математического обеспечения УГРиЛМ на базе геологической модели ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

При сопоставлении проектных и фактических показателей годовых отборов, устьевого и пластового давлений по Ямбургской площади за 2012 – 2017 гг. видно, что проектные значения превышают фактические (таблица 2.6).

Таблица 2.6 – Сопоставление проектных и фактических показателей

Показатель	Превышение проекта над фактом (%)					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Годовые отборы	5,7	11,7	13,0	16,7	5,6	3,0
$P_{пл}$	3,6	5,5	10,3	10,3	7,4	-0,1
$P_{уст}$	6,4	6,4	9,8	14,8	11,3	11,0
$Q_{ср-сут}$	14	19	20	17	11	3,7

Необходимо учитывать, что центральная часть залежи продолжает разрабатываться в условиях низкого пластового давления. Контроль над изменением пластового давления проводится по эксплуатационной зоне 2 раза в год. Для контроля на периферии пробурены одиночные, наблюдательные, пьезометрические и разведочные скважины.

Падение пластового давления за 2017 год по Ямбургской площади, представленное в таблице 4, составило 1,92 атм/год в зоне эксплуатационных скважин и 1,93 атм/год по залежи в целом.

УКПГ-1		УКПГ-1		УКПГ-1		УКПГ-1	
по экспл. зоне	по зал. в целом	по экспл. зоне	по зал. в целом	по экспл. зоне	по зал. в целом	по экспл. зоне	по зал. в целом

1,64	2,64	3,04	0,61	1,33	0,72	1,57	2,99
УКПГ-1		УКПГ-1		УКПГ-1		Ямб. площадь	
по экспл. зоне	по зал. в целом	по экспл. зоне	по зал. в целом	по экспл. зоне	по зал. в целом	по экспл. зоне	по зал. в целом
1,31	1,68	1,97	2,57	2,42	2,47	1,92	1,95

Таблица 2.7 – Падение пластового давления по Ямбургской площади

Неравномерность выработки запасов газа по площади хорошо прослеживается при сопоставлении карт удельных запасов на начало разработки и на 01.01.2018г., представленных на рисунке 2.3.

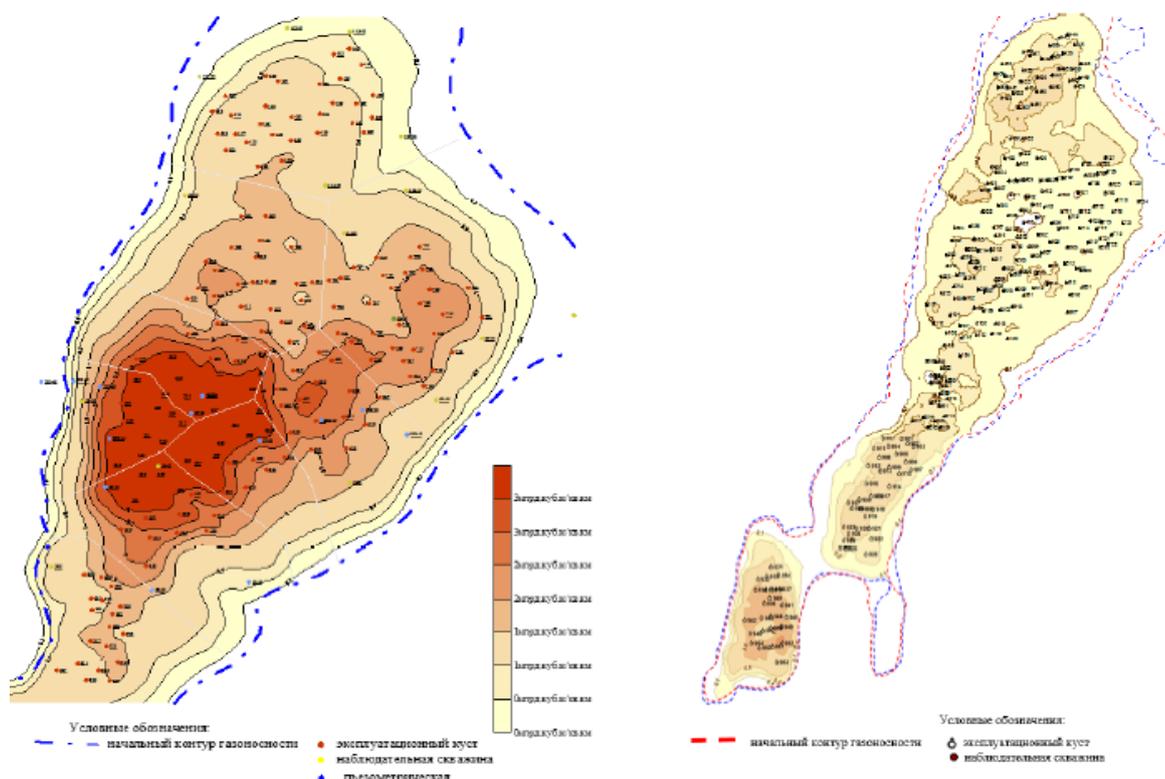


Рисунок 2.3 – Сопоставление карт удельных запасов на начало разработки и на 01.01.2018

Общий объем добытой жидкости в 2017 году составил 304,5 тыс.тонн, в т.ч. по основной площади 281,3 тыс.тонн.

2.2. Геологическая характеристика района работ

2.2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Литолого-стратиграфический разрез месторождения сложен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного комплекса

толщиной порядка 6 ÷ 7 км, которые несогласно залегают на породах кристаллического фундамента палеозойского возраста. Разрез осадочного чехла вскрыт на максимальную глубину 4515 м (скв. 500).

Осадочный чехол имеет мощность 4000–4500 м и представлен отложениями меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Отложения юрской системы вскрыты в составе баженовской и абалакской свит. Литологически они представлены неравномерным чередованием темно-серых алевролитов и битуминозных аргиллитов с примесью карбонатного и кремнистого материала. Мощность юрских отложений не превышает 100 м.

Отложения меловой системы имеют сложное строение и образованы чередующимися морскими, солоноватоводными и пресноводными фациями. Они включают в себя мегионскую, вартовскую, покурскую, кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты, которые согласно залегают на юрских породах.

Мегионская свита (берриас-готерив) представлена серыми аргиллитами. В основании свиты залегают слабобитуминозные аргиллиты, с прослоями песчаников и алевролитов. К отложениям данной свиты также относится ачимовская толща, представленная переслаиванием песчаников и аргиллитов. Мощность свиты – около 330 м.

Вартовская свита (готерив-апт) представляет собой толщу переслаивания песчаников, зеленовато-серых алевролитов, аргиллитов и аргиллитоподобных глин. Мощность свиты составляет от 600 до 1200 м.

Покурская свита (апт-сеноман) завершает разрез нижнего мела. Сложена она преимущественно отложениями мелководных опресненных бассейнов и континентальными отложениями – песчаниками, глинами, алевролитами. Мощность свиты – около 800 м.

Кузнецовская свита (турон) сложена серыми, зеленовато-серыми глинами с примесью алевритового материала, зернами глауконита и пропластками глауконитовых песков. Мощность свиты 20–80 м.

Березовская свита (коньяк-кампан) образована преимущественно глинами

с различным количеством алевритового материала, зерен глауконита, мелкозернистых песчаников. Мощность свиты составляет 200–400 м.

Ганькинская свита (маастрихт) – зеленовато-серые, алевритистые, известковистые глины с прослоями глинистых известняков и мергелей. Мощность свиты – до 250 м.

Кайнозойская эратема на месторождении представлена палеогеновой и четвертичной системами. Палеоцен представлен преимущественно морскими отложениями тибейсалинской свиты, включающей в себя серые и буровато-серые глины и алевролиты с прослоями песков, алевритов и люлинворской свиты, образованной опоковидными серыми глинами.

Четвертичные отложения развиты практически повсеместно и представлены озерно-аллювиальными, озерно-болотными и прибрежно-морскими отложениями.

На Ямбургском месторождении разрез осадочных пород вскрыт до глубины 3550 м и представлен отложениями меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Наиболее полное описание пород разреза можно увидеть в литолого-стратиграфической колонке (Приложение 2).

2.2.2. Тектоника

Сейсмическими исследованиями в отложениях верхней юры на Ямбургской площади выявлен ряд локальных поднятий, из которых наиболее крупным является Ямбургский купол; осложненный в свою очередь более мелкими куполами.

Поднятия выстроены цепочкой с северо-востока на юго-запад и, в общем, имеют северо-восточное простирание, за исключением самого южного Харвутинского поднятия, которое соединяется с остальными узкой неглубокой седловиной и простирается с севера на юг.

Было выявлено, что юго-восточные и северо-западные крылья на некоторых участках имеют более пологое залегание, а юго-западная периклиналь Харвутинского поднятия имеет более вытянутую форму. В пределах самой юго-западной части Ямбургского мегавала выделено

тринебольших по размерам поднятия, причем наиболее приподнятая зона сместилась на запад, объединяет два из них и имеет вытянутую в том же направлении, что и весь вал, форму. Третье поднятие, более низкое, расположено на месте ранее выделенного Северо-Харвутинского поднятия, имеет изометричную форму.

2.2.3.Газоносность

Основная газоносность месторождения приурочена к двум мощным продуктивным толщам. Одна из них приурочена к отложениям неокома тангаловской свиты, вторая к отложениям сеномана покурской свиты.

Продуктивные горизонты характеризуются сравнительно низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств. Дебиты газа изменяются от 16 до 820 тыс м³/сут.

В неокомской продуктивной толще присутствуют залежи преимущественно литологически экранированные и линзовидные, реже пластового сводного типа. Залежи газа расположены в интервале глубин от 2500 до 3350 м. Среди выявленных залежей наиболее крупная имеет размеры 31×41 км, а высоту около 327 м.

Сеноманский газоносный комплекс является регионально продуктивным на всей территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В отложениях комплекса открыты крупные и уникальные залежи газа. По своему геологическому строению залежи в основных чертах идентичны.

Газовая залежь в сеномане относится к массивному типу. Газо-водяной контакт ее находится на отметках 1158,4-1176 м и имеет наклон в северо-восточном направлении. Залежь вскрыта в интервале глубин 997,6-1210 м. Ее размеры составляют 85×45 км, а высота более 220 м.

3. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ, ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСУШКИ ЖИДКИМИ ОСУШИТЕЛЯМИ В ОПРЕДЕЛЕННЫХ УСЛОВИЯХ, ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА УКПГ

3.1. Моделирование технологической схемы УКПГ–5 Ямбургского НГКМ в программе «Honeywell UniSim Design»

«Honeywell UniSim Design» – это интегрированная система, которая дает возможность рассчитывать стационарные и динамические режимы работы с использованием термодинамических моделей. Этот комплекс является мощным инструментом моделирования режимов работы технологических схем. В «UniSim Design» представлен обширный список моделируемых технологических операций и много методов расчета фазового равновесия и свойств, что позволяет надежно рассчитывать широкий спектр технологических объектов. Широкие возможности и богатый выбор моделей данной программы обеспечивают создание полноценной моделирующей схемы технологических процессов подготовки газа, позволяет провести расчеты и оптимизацию [15].

При создании модели технологического процесса осушки газа на УКПГ-5 Ямбургского месторождения пользовался данными[8]. Процесс подготовки сеноманского газа на УКПГ-5 реализован с помощью типовой схемы гликолевой осушки с огневой регенерацией НДЭГ. Схема представлена на рисунке 3.1.

Главные параметры работы установки подготовки газа, при которых проходит осушка на УКПГ- 5, представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры работы установки осушки на УКПГ-5 по регламенту

Концентрация гликоля, % масс	Температура контакта газгликоль, °С	Давление осушаемого газа перед абсорбером,	Давление в абсорбере, МПа	Расход гликоля, м ³ /ч	Расход осушаемого газа, тыс. м ³ /ч
------------------------------	-------------------------------------	--	---------------------------	-----------------------------------	--

				МПа			
РДЭГ	98,9-99,3	Лето	13-22	4-6,5	4	2-4	200-350
НДЭГ	95,5-97,9	Зима	13-18				

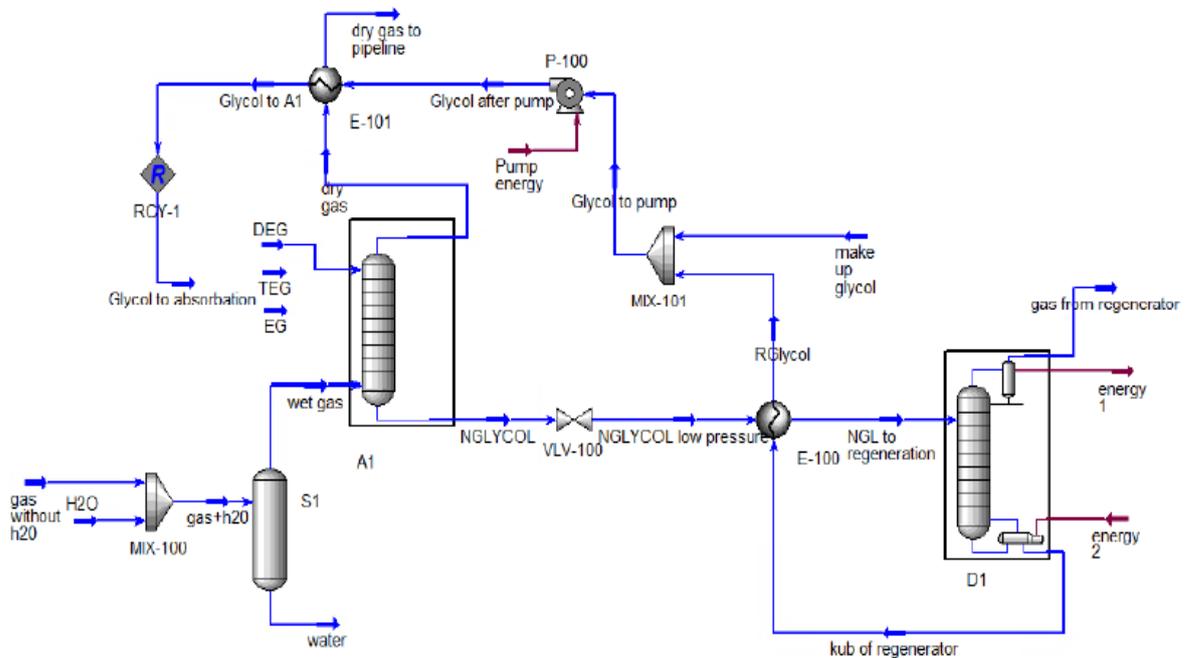


Рисунок 3.1 – Модель технологической схемы установки осушки газа на УКПГ - 5 Ямбургского НГКМ в программной среде «Honeywell UniSim Design»

НДЭГ на регенерацию поступает при температуре 80-90°C, температура верха колонны регенерации 70-85°C, низа 155-160°C.

«Базовые» параметры схемы, которые использовались в процессе моделирования и анализа приведены в таблице 3.2[8] .

Таблица 3.2 – Параметры работы установки осушки на УКПГ-5 при моделировании

Концентрация гликолей, % масс	Температура контакта газгликоль, °C	Давление осушаемого газа перед абсорбером, МПа	Давление в абсорбере, МПа	Расход гликоля, м³/ч	Расход осушаемого газа, тыс. м³/ч
99	18	4	4	3	300

Состав газа, поступающего на УКПГ- 5, % масс: метан (CH₄)– 98,9-99,4%,

этан (C₂H₆) – 0,01%, пропан (C₃H₈) – 0,02%, бутан (C₄H₁₀) – следы, диоксид углерода (CO₂) – 0,01-0,03%, азот (N₂) -0,7-0,9%, гелий (He) – 0,01-0,02%, водород (H₂) – 0,002-0,04%, аргон (Ar) – 0,01-0,03%. Содержание других компонентов пренебрежимо мало. Сероводород отсутствует. Содержание влаги 0,5-2 г/м³ (при моделировании задавал максимальное содержание влаги 2 г/м³).

При «базовых» параметрах были получены следующие значения основных показателей: точка росы осушенного газа минус 20,78 °С; унос ДЭГа с осушенным газом в абсорбере и при регенерации 0,46 кг/ч или 1,53 г/1000 м³; получен насыщенный ДЭГ (НДЭГ) с концентрацией 95,2% масс. и регенерированный ДЭГ (РДЭГ) с концентрацией 96,5 % масс.

Нормы технологических параметров приведены в таблице 3.3 :

Таблица 3.3 – Нормы технологических параметров на УКПГ–5 Ямбургского НГКМ

Концентрация, % масс		Точка росы осушенного газа, °С		Унос гликоля, г/1000м ³
НДЭГ	РДЭГ			
95,5-97,9	98,9-99,3	Летом	-14	До 8
		Зимой	-20	

Полученные при моделировании технологические параметры по газу соответствуют нормам регламента, однако НДЭГ излишне перенасыщен влагой (более 95,5 % масс), поэтому возникают проблемы при его регенерации, не достигается регламентированная концентрация 98,9 % масс, поэтому возникает необходимость регулярной подпитки свежим гликолем.

3.2. Влияние давления на процесс осушки

В данном подразделе проведен анализ влияния давления на эффективность применения ЭГа, ДЭГа и ТЭГа на установке осушки газа газового промысла №5 Ямбургского месторождения. Полученные параметры для этиленгликоля, диэтиленгликоля и триэтиленгликоля приведены в таблице 6.3 в диапазоне давлений от 2 до 7 МПа, при этом рабочие давления по регламенту от 4 до 6,5 МПа.

Таблица 3.4 – Влияние давления потока газа на эффективность работы

гликолей

Давление потока газа, МПа	Точка росы осушенного газа, °С			Унос гликоля в абсорбере, кг/ч			Общая потеря гликоля, кг/ч		
	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ
2	25.75	0.30	-13.80	6.83	0.93	0.28	7.03	1.03	0.63
3	20.55	-11.95	-18.70	4.70	0.60	0.18	4.8	0.68	0.41
4	14.97	-20.78	-22.62	3.20	0.39	0.11	3.25	0.46	0.28
4.5	11.96	-24.49	-24.41	2.62	0.31	0.08	2.83	0.38	0.23
5	8.77	-27.85	-26.80	2.15	0.24	0.07	2.21	0.30	0.18
5.5	5.285	-30.95	-27.92	1.75	0.19	0.05	1.81	0.26	0.15
6	1.32	-33.90	-27.80	1.41	0.16	0.05	1.47	0.22	0.12
7	-9.375	-39.11	-33.10	0.95	0.09	0.03	1.02	0.16	0.10

На рисунке 3.2 представлена зависимость точки росы осушенного газа от давления потока.

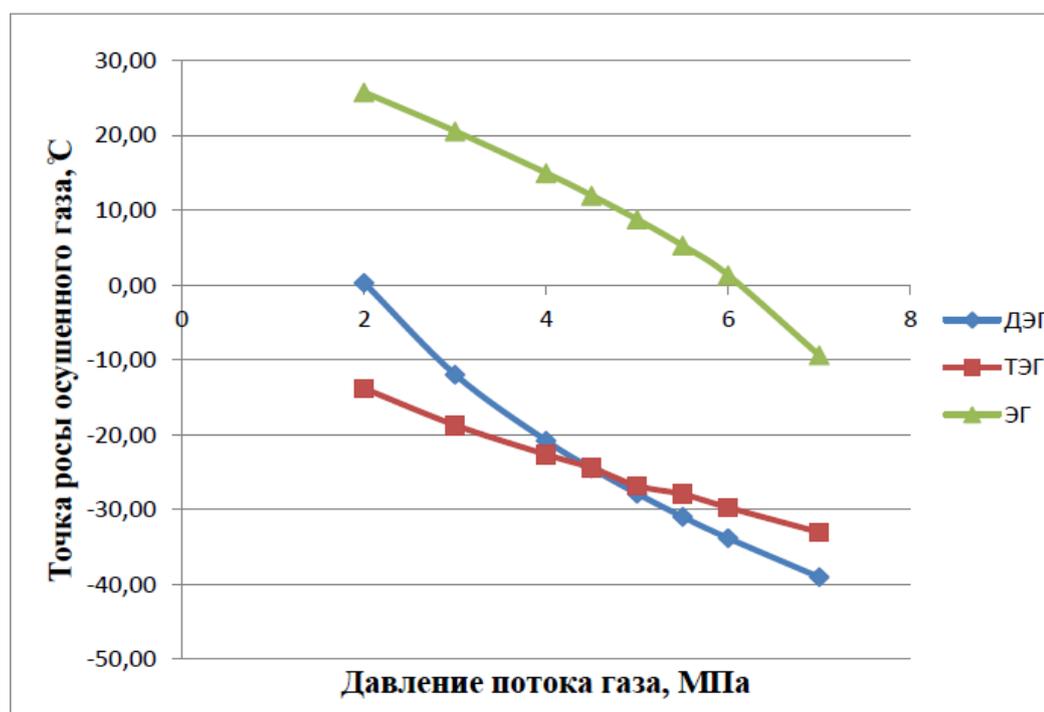


Рисунок 3.2 – Зависимость точки росы осушенного газа от давления потока

По вышеприведенным данным видно, что при увеличении давления входящих в абсорбер потоков точка росы осушаемого газа снижается, то есть наблюдается обратно пропорциональная зависимость, что соответствует теоретическим данным.

ДЭГ обеспечивает точку росы в минус 20 °С при давлении 4 МПа, ТЭГ

уже при давлении 3,6 МПа. Это позволило бы экономить энергию и ресурсы потребляемые ДКС при компримировании газа. ЭГ показал себя крайне неэффективным осушителем во всем диапазоне давлений, точка росы в минус 10оС была получена только при давлении 7 МПа, дальнейшее увеличение давления в условиях данного УКПГ неоправданно. В условиях падающей добычи при значительном падении пластового давления УКПГ не смогла бы обеспечивать требуемые стандартами кондиции газа, поэтому были введены ДКС, как отмечалось ранее.

До давления 4,5 МПа преимущество ТЭГа над ДЭГом хорошо прослеживается, разница точек росы на этом промежутке составляет от 2 до 13,5°С при прочих равных условиях. При давлении 4,5 МПа и выше ТЭГ теряет свое преимущество, сначала точки росы сравниваются, а потом ДЭГ начинает осушать газ до более низких точек росы. Растворимость природного газа в ТЭГе на 25-30% выше, поэтому при высоких давлениях применение ДЭГ предпочтительно, так как он обеспечивает более высокий коэффициент избирательности в системе вода – углеводороды[9] .

Под влияние изменения давления попадает также величины уноса гликолей. На рисунке 3.3 проиллюстрирована данная зависимость.

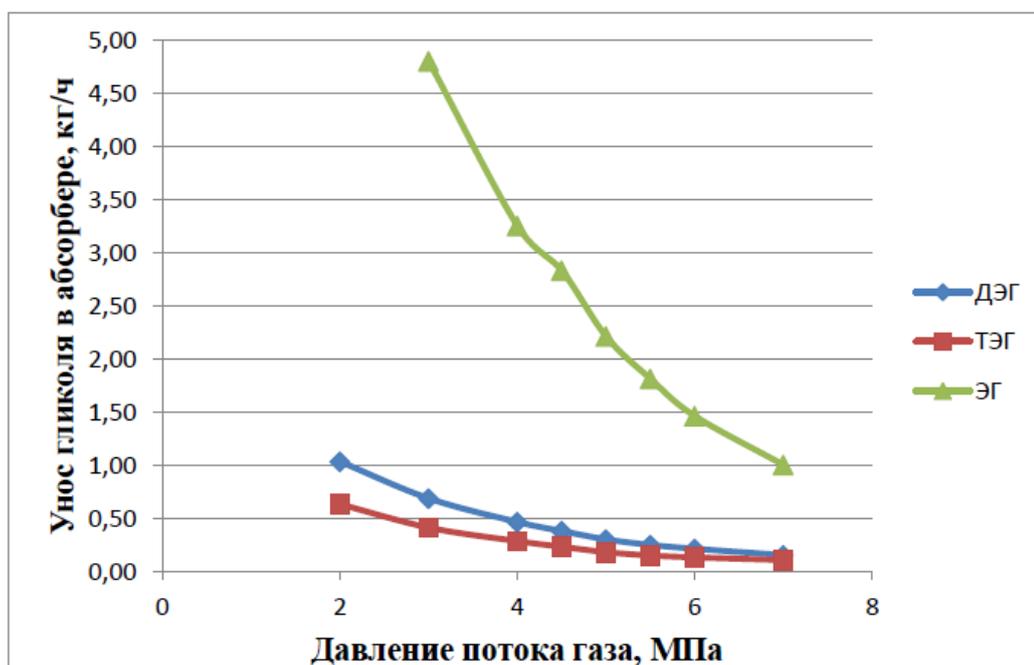


Рисунок 3.3 – Зависимость величины уноса гликоля в абсорбере и при регенерации от давления

На рисунке 3.3 наблюдается обратно пропорциональная зависимость – при увеличении давления потеря гликолей уменьшается, как и в случае с точкой росы газа. При этом на всем промежутке унос ТЭГа меньше примерно в 2 раза, чем ДЭГа. Унос ЭГа при этом абсолютно не сопоставим со значениями уноса двух других гликолей, это связано с высоким давлением насыщенных паров, именно это является одним из самых существенных недостатком данного осушителя.

3.3. Влияние температуры на процесс осушки

В данном подразделе проведен анализ влияния температуры контакта на эффективность применения ЭГа, ДЭГа и ТЭГа на установке осушки газа газового промысла №5 Ямбургского НГКМ. Полученные параметры для гликолей приведены в таблице 3.5. Регламентированная температура контакта на УКПГ-5 равна 13-22°C.

Таблица 3.5 – Влияние температуры контакта на эффективность работы гликолей

Температура контакта, °С	Унос гликоля в абсорбере, кг/ч			Точка росы осушенного газа, °С			Вязкость гликоля, сПз			Общая потеря гликоля, кг/ч		
	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ
0	0,6	0,06	0,02	-25,2	-43,5	-36,8	33,0	118,1	102,4	0,69	0,12	1,56
10	1,6	0,2	0,05	3,7	-32,2	-28,8	22,0	60,8	58,1	1,71	0,23	0,80
15	2,5	0,3	0,08	11,1	-25,5	-24,9	18,6	45,9	45,4	2,60	0,36	0,32
20	3,8	0,5	0,08	17,4	-17,3	-21,0	15,6	35,6	36,2	3,92	0,56	0,25
30	8,3	1,2	0,36	28,5	9,2	-10,5	12,0	22,8	24,2	8,69	1,29	0,16
40	17,3	2,7	0,84	38,8	33,3	9,6	9,2	15,7	17,2	17,89	2,89	0,07

На рисунке 3.4 проиллюстрированы результаты зависимости точки росы осушенного газа от температур контакта. При увеличении температуры контакта точка росы повышается, что негативно сказывается на качестве подготовленного газа. ТЭГ при температурах более 15°C обеспечивает более низкую точку росы, а при температурах ниже 15°C его преимущество перед ДЭГом теряется – это является одной из причин выбора ДЭГа при проектировании северных месторождений России. ЭГ уступает обоим конкурентам на всем интервале температур.

Точка росы ниже минус 20 °С (требование СТО Газпром 089- 2010) при осушке ТЭГом достигается при температуре контакта ниже 21 °С, в то время как ДЭГ осушает газ до регламентируемой точки росы при температуре контакта 19 °С и ниже, ЭГ – лишь при очень низких температурах контакта 0-5 °С. Точки росы при использовании ТЭГа на 4-20 °С ниже в интервале от 20 до 40 °С, чем при использовании ДЭГа. В диапазоне 0-15 °С ДЭГ осушает на 1-6 °С лучше. В диапазоне 15-18 °С точки росы примерно равны.

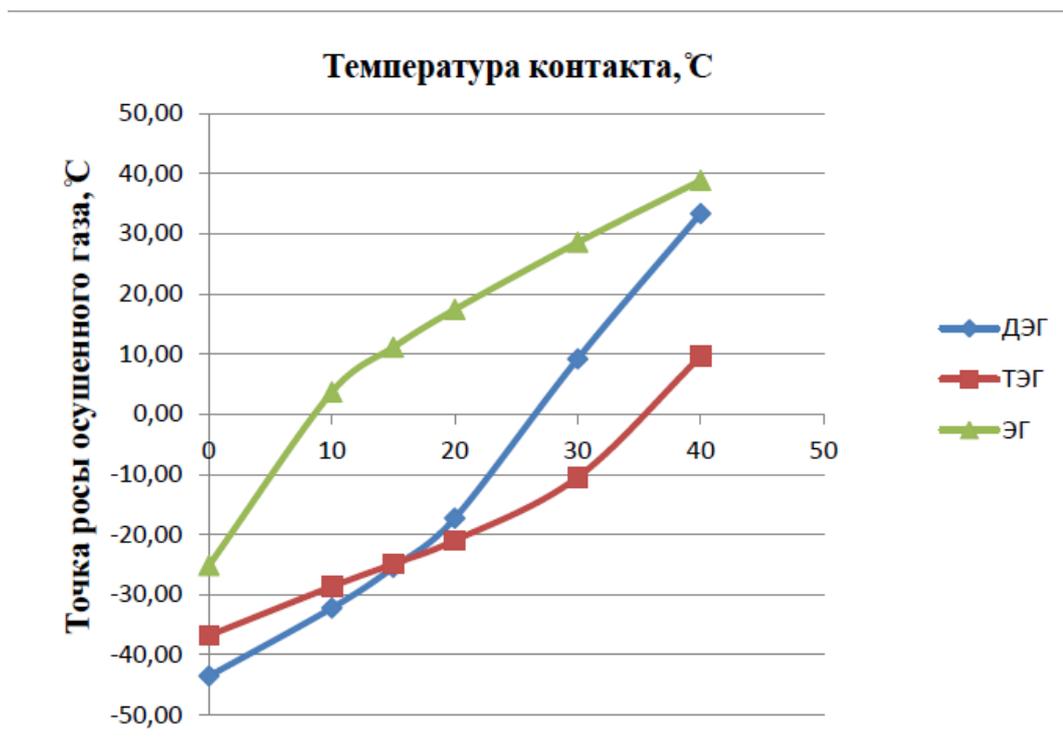


Рисунок 3.4 –Зависимость точка росы осушаемого газа от температуры контакта при использовании ЭГа, ДЭГа и ТЭГа

Повышение температуры контакта влияет также на унос гликоля. Зависимость представлена на рисунке 3.5.

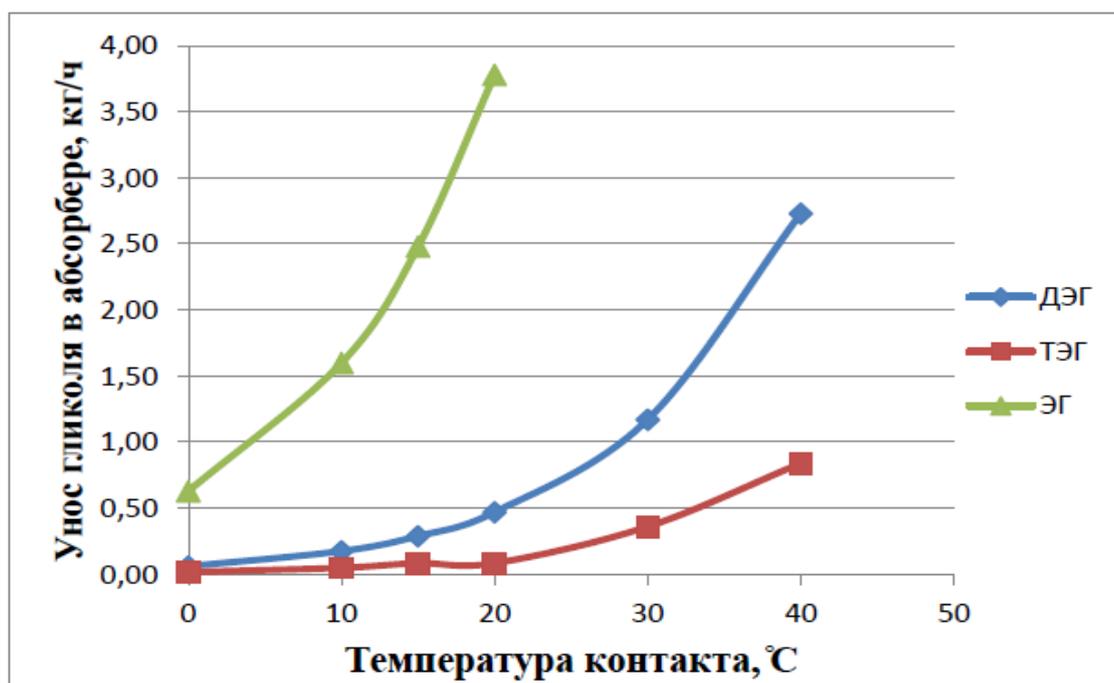


Рисунок 3.5 – Зависимость величины уноса гликоля от температуры контакта при осушке газа

При низких температурах контакта унос ДЭГа и ТЭГа крайне мал, при повышении температуры значение показателя увеличивается многократно. При 30 °C унос ДЭГа составляет 1,29 кг/ч или 4,3 г/1000м³, при 40°C – 2,73 кг/ч или 9,1 г/1000 м³. Таким образом, унос больше регламентированного значения в 8 г/1000м³ наблюдается при температуре больше 35°C. Потери ТЭГа находятся в рамках регламента даже при температуре 40°C, составляя 1,56 кг/ч или 5,2 г/1000 м³. Однако следует отметить, что в программном комплексе нельзя точно спрогнозировать величину потерь, так как они включает в себя потери гликоля в виде капельного уноса с осушенным газом, в испаренном виде с газом, с рефлюксом и из-за термодинамического разложения в системе регенерации, с газом дегазации, потери в связи с ремонтными работами, при транспортировке и перекачке. Поэтому требование по потерям в регламенте учитывает не только рассмотренные мной потери с осушенным газом и при регенерации, а все вышеприведенные.

При повышении температуры уменьшается вязкость раствора гликолей. Данная зависимость представлена на рисунке 3.6.

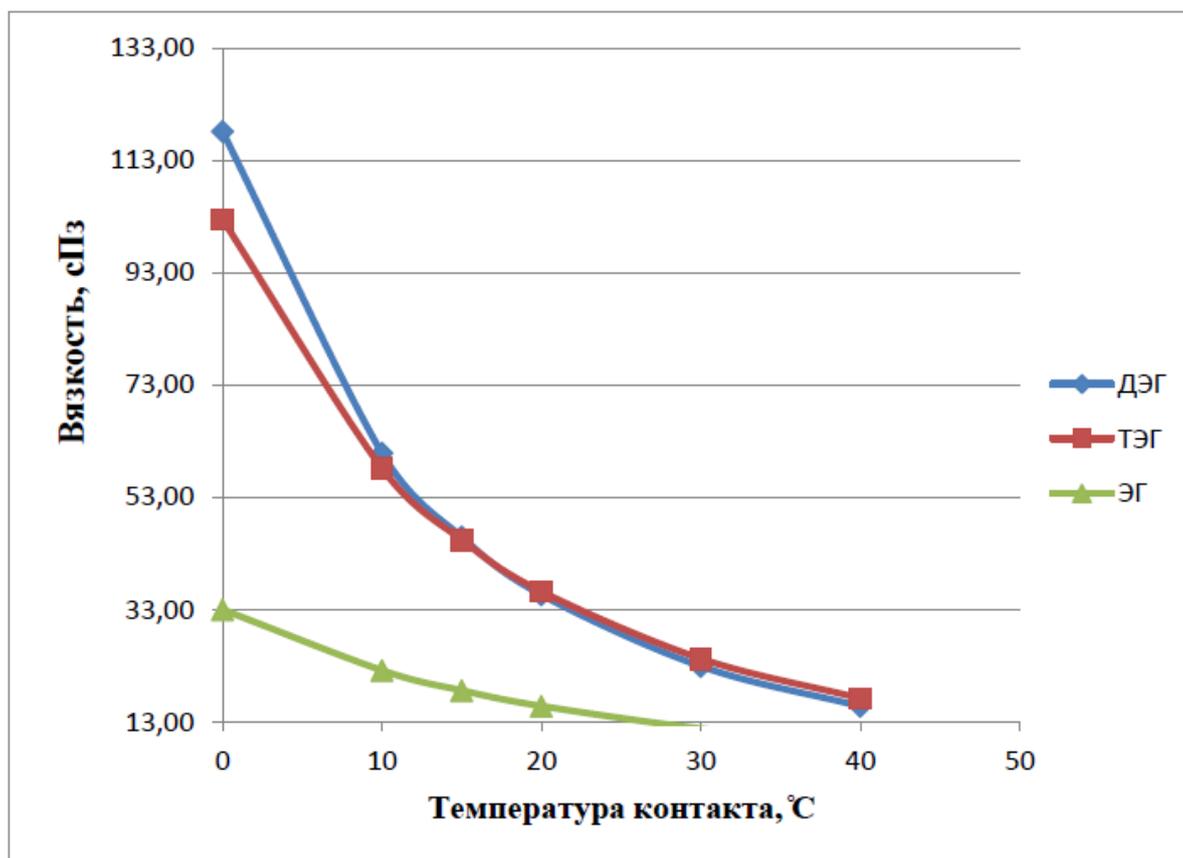


Рисунок 3.6 – Зависимость вязкости растворов гликолей от температуры

Эффективный массообмен между гликолями и водяными парами в газе происходит при вязкости меньше 100 сПз, в рассмотренном интервале температур это условие выполняется. Однако при температуре контакта 0 °C и ниже уже нет, поэтому необходимо регулировать температуру контакта не только исходя из значения точки росы осушенного газа, но и не допускать повышения вязкости раствора гликоля выше вышеуказанного значения. Вязкость ТЭГа и ДЭГа практически не отличается. ЭГ на всем интервале температур имеет достаточно низкую вязкость, не превышая значение 33 сПз.

3.4. Влияние концентрации раствора гликолей на процесс осушки

В данном подразделе проведен анализ влияния концентрации раствора осушителей на процесс подготовки газа на газовом промысле №5 Ямбургского НГКМ. Полученные параметры для гликолей приведены в таблице 3.6. Иллюстрация зависимости на рисунке 3.7.

Таблица 3.6 – Влияние концентрации раствора гликоля на точку росы осушенного газа

Концентрация гликоля, % масс.	Точка росы осушенного газа при использовании ЭГа, °С	Точка росы осушенного газа при использовании ДЭГа, °С	Точка росы осушенного газа при использовании ТЭГа, °С
95	15,26	-4,30	-3,12
96	15,20	-6,45	-5,93
97	15,18	-9,33	-9,51
98	15,06	-13,50	-14,46
99	14,96	-20,77	-22,60
99,5	14,90	-28,12	-30,16

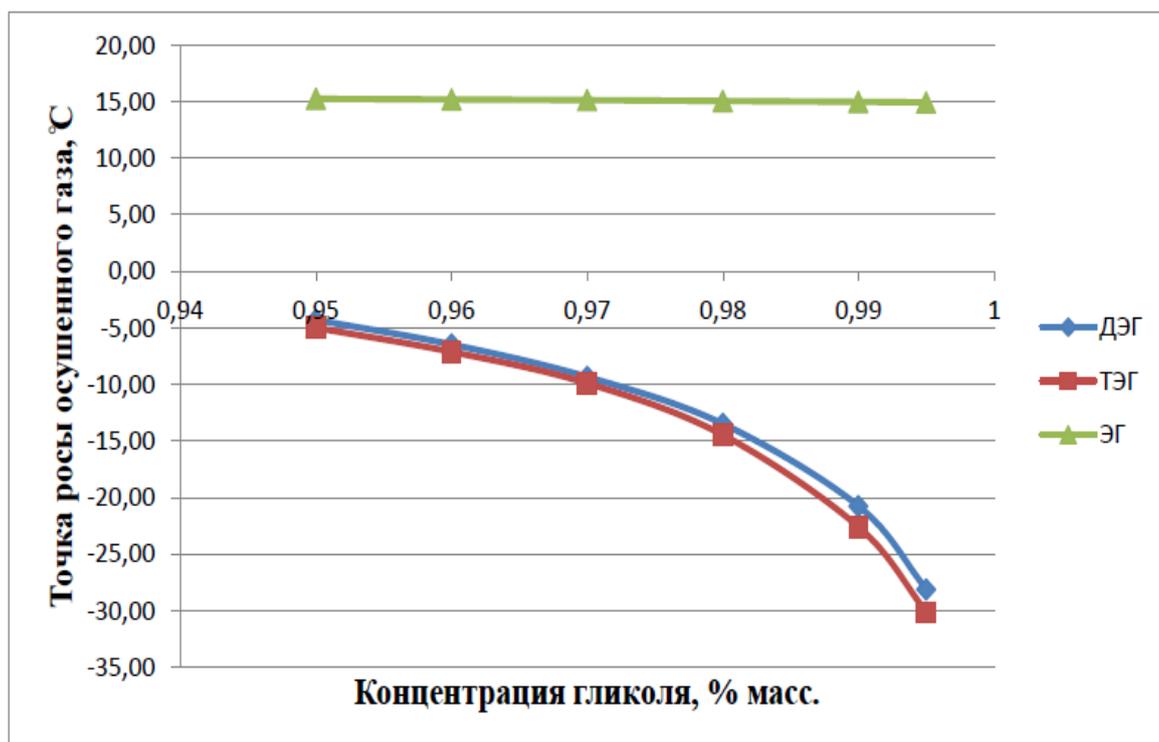


Рисунок 3.7 – Зависимость точки росы осушенного газа от концентрации раствора гликоля

При увеличении концентрации растворов ДЭГа и ТЭГа точка росы осушенного газа значительно уменьшается. При концентрации 98% масс. ни ДЭГ, ни ТЭГ не могут обеспечить необходимую кондицию подготавливаемого газа в условиях УКПГ – 5 Ямбургского НГКМ. При этом снова подтверждается большая эффективность работы ТЭГа над ДЭГом, преимущество в точке росы составляет от 0,57°С до 2°С в рассмотренном интервале концентраций. Концентрация ЭГ практически не влияет на точку росы осушаемого газа, она сохраняется на уровне 15°С.

3.5. Влияние расхода осушителя на процесс осушки

В данном подразделе проведен анализ расхода гликоля на осушку газа в условиях газового промысла №5 Ямбургского месторождения. Полученные параметры для гликолей приведены в таблице 3.6 для максимального расхода газа 350 тыс. м³/ч, иллюстрация данных таблицы представлена на рисунке 3.8. Рекомендуемые расходы гликоля по регламенту [9] составляют от 2 до 4 м³/час или от 2200 до 4400 кг/ч.

Таблица 3.6 – Зависимость точки росы осушенного газа от расхода осушителя при расходе газа 350 тыс. м³/ч

Расход осушителя, кг/ч	Точка росы осушенного газа, °С			Насыщенность гликоля после абсорбера, масс.доля
	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ	
700,00	14,99	-16,17	-16,18	0,85
1000,00	14,95	-19,01	-19,42	0,88
1300,00	14,94	-20,03	-20,40	0,91
1500,00	14,95	-20,32	-20,80	0,92
2000,00	14,95	-20,62	-21,83	0,94
3000,00	14,96	-20,76	-22,49	0,96
4000,00	14,97	-20,78	-22,63	0,97
4400,00	14,97	-20,78	-22,65	0,98

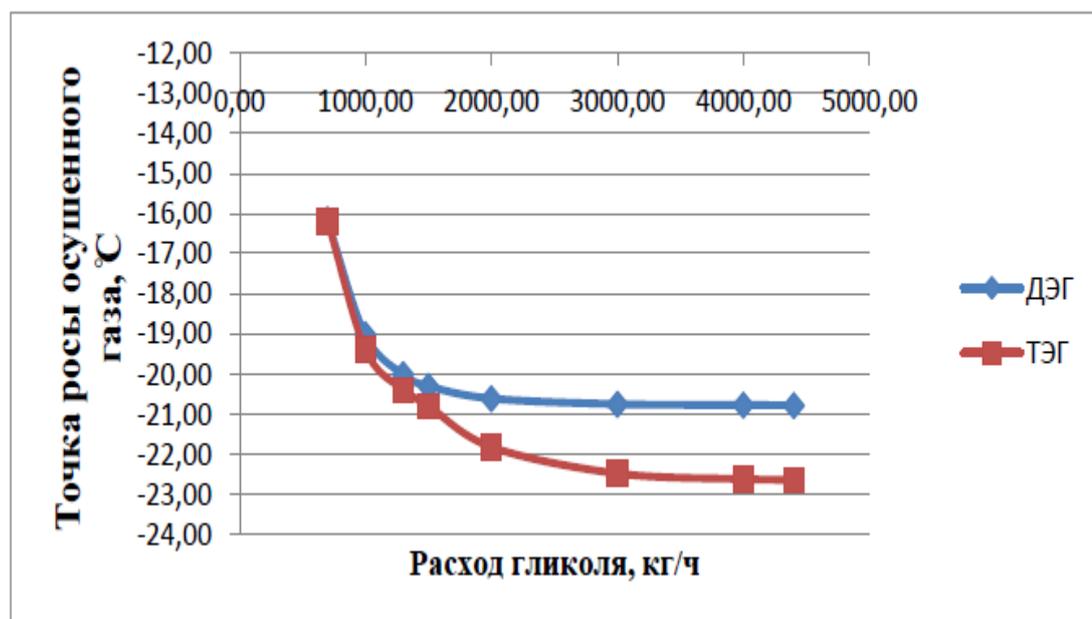


Рисунок 3.8 – Зависимость точки росы осушенного газа от расхода абсорбента при расходе газа 350 тыс. м³/ч

При расходе газа 350 тыс. м³/ч для достижения точки росы в минус 20°С

необходим расход ДЭГа – 1300 кг/ч, ТЭГа - 1150 кг/ч, но раствор будет слишком насыщен влагой, а именно 91 и 88 % масс, что значительно осложнит процесс регенерации гликоля. Поэтому минимальным оптимальным расходом будет 2500 кг/ч, который осушит газ до точки росы минус 20,70 и 21,90°С соответственно для ДЭГа и ТЭГа при насыщении до концентрации 95% масс. Повышение расхода ЭГа не дало эффекта, точка росы осталась на уровне около 14,95°С.

Однако следует помнить, что данные анализа на основании модели в «Honeywell UniSim Design» будут в определенной мере отличаться от реальных показателей работы УКПГ, поэтому расход гликоля нужно брать больше, чем рассчитано выше.

3.6. Моделирование технологической схемы УКПГ–1В Ямбургского НГКМ в программе «Honeywell UniSim Design»

При создании модели технологического процесса подготовки газа на УКПГ- 1В Ямбургского месторождения пользовался данными регламента[8] . Процесс подготовки валанжинского газа и конденсата на УКПГ-1В реализован с помощью схемы, включающей в себе абсорбер, в котором происходит отдувка газом метанола из ВМР, низкотемпературную сепарацию и низкотемпературную абсорбцию (извлечение влаги и конденсата C_{3+} из газа при низкой температуре с помощью орошения колонны охлажденным конденсатом). Схема представлена на рисунке 3.9.

Главные параметры работы установки подготовки газа, при которых проходит осушка на УКПГ- 1В, представлены в таблице 3.7[9] .

Таблица 3.7 – Параметры работы установки осушки на УКПГ-1В по регламенту

Расход осушаемого газа, тыс. м ³ /ч	150-400	
Концентрация гликоля, % масс	РВМР	70-85
	НВМР	5-65
Расход ВМР, м ³ /ч	0,6-2	
Температура газа перед абсорбером А1, °С	20-40	
Давление газа перед абсорбером А1, МПа	8-9,5	
Температура газа перед низкотемпературным сепаратором С1, °С	-15 ... +5	

Давление газа перед низкотемпературным сепаратором С ₁ , МПа	12,5
Температура газа перед низкотемпературным абсорбером А ₂ , °С	-32 ... -28
Давление газа перед низкотемпературным абсорбером А ₂ , МПа	3,9-7,5
Расход конденсата на орошение низкотемпературного абсорбера А ₂ , м ³ /ч	15-40

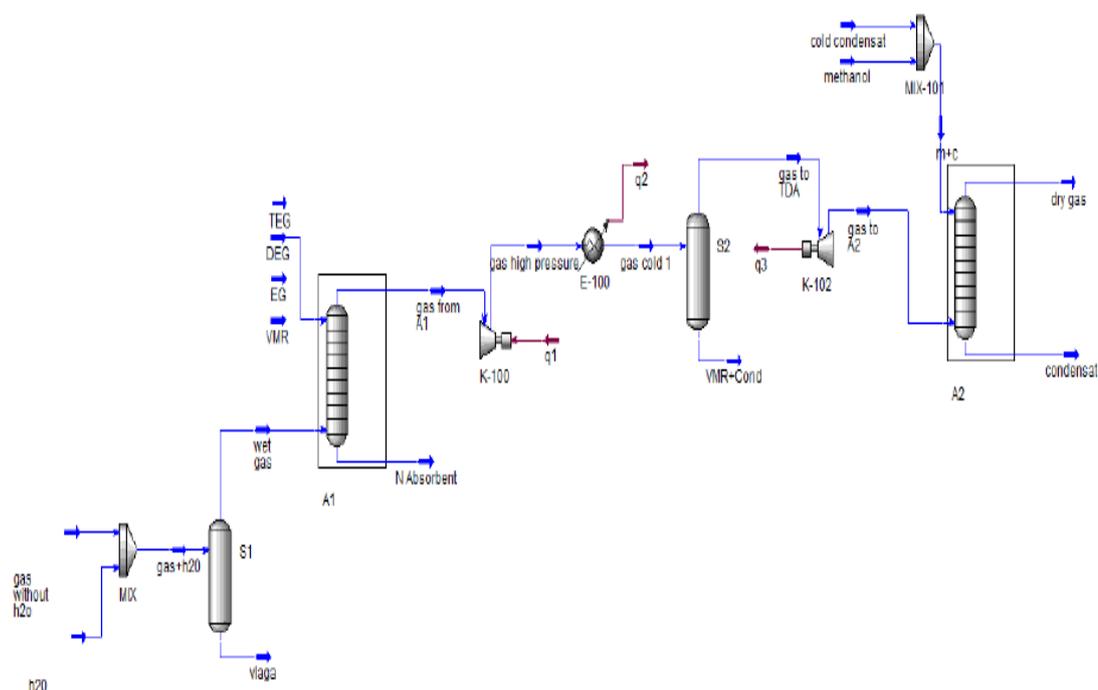


Рисунок 3.9– Модель технологической схемы установки осушки газа на УКПГ – 1В Ямбургского НГКМ в программной среде «Honeywell UniSim Design»

«Базовые» параметры схемы, которые использовались в процессе моделирования и анализа приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Параметры работы установки осушки на УКПГ-5 при моделировании

Расход осушаемого газа, тыс. м ³ /ч	300
Концентрация гликоля, % масс	PBMP 85
Расход ВМР, м ³ /ч	1
Температура газа перед абсорбером А ₁ , °С	20
Давление газа перед абсорбером А ₁ , МПа	8
Температура газа перед низкотемпературным сепаратором С ₁ , °С	-5
Давление газа перед низкотемпературным сепаратором С ₁ , МПа	12,5
Температура газа перед низкотемпературным абсорбером А ₂ , °С	-30

Давление газа перед низкотемпературным абсорбером А ₂ , МПа	7,5
Расход конденсата на орошение низкотемпературного абсорбера А ₂ , м ³ /ч	20

Состав газа и конденсата на УКПГ- 1В представлен в таблице 3.9. Содержание влаги 2,4-3,9 г/м³ (при моделировании задавал содержание влаги 3 г/м³).

Таблица 3.9 – Состав осушаемого газа и конденсата в условиях УКПГ – 1В

Компонент	Газ, % мольн.	Конденсат, % масс.
СН ₄	90,166	3,73-6,16
С ₂ Н ₆	5,654	5,08-8,11
С ₃ Н ₈	17,74	13,32-14,83
i-С ₄ Н ₁₀	0,258	4,55-7,42
n-С ₄ Н ₁₀	0,340	8,7-10,98
i-С ₅ Н ₁₂	1,249	4,86-6,12
n-С ₅ Н ₁₂		4,45-5,67
С ₆ Н ₁₄	0,1	-
СО ₂	0,5	-
N ₂	0,047	-
Содержание влаги, г/м ³	2,4-3,9	-

При «базовых» параметрах были получены следующие значения основных показателей: точка росы осушенного газа минус 19,43 °С; получен насыщенный ВМР с концентрацией 5,2% масс. Полученные при моделировании технологические параметры по газу почти соответствуют нормам регламента, однако получили НВМР с низкой концентрацией, регенерация такого раствора затруднительна, возникает необходимость регулярной подпитки свежим метанолом. Также наблюдается выпадение газогидратов в низкотемпературном абсорбере А₂ и потоке осушенного газа (определение с помощью утилиты Hydrate Formation Utility), что требует проведение определенных технологических операций.

3.7. Анализ эффективности работы гликолей и ВМР в условиях УКПГ-1В Ямбургского НГКМ

До 1996 года установка подготовки газа №1В работала по схеме гликолевой осушки, однако после для предупреждения гидратообразования на низкотемпературных участках технологического процесса вместо нее ввели ингибирование «сырого» газа метанолом, с регенерацией насыщенного водометанольного раствора на проектной установке регенерации ДЭГа. В данном разделе будет проведен анализ эффективности применения гликолей на УКПГ-1В, то есть целесообразность обратного перехода, так как в предыдущем разделе установлено, что регламентированная точка росы по влаге с применением ВМР не достигается (нехватка $0,6^{\circ}\text{C}$) и наблюдается выпадение гидратов в низкотемпературном абсорбере A_2 .

Моделирование проводилось при расходе гликолей в $3 \text{ м}^3/\text{ч}$ или $3300 \text{ кг}/\text{ч}$, что (при расходе газа в $300 \text{ тыс. м}^3/\text{ч}$) соответствует удельному расходу в $11 \text{ кг}/1000 \text{ м}^3$, осредненный расход для типичной УКПГ, подготавливающей газ Сеноманской залежи.

Как было установлено в подразделе 3.3, на степень осушки газа гликолями существенное влияние оказывает температура контакта в абсорбере, а на УКПГ-1В этот показатель достаточно высок и составляет $20-40^{\circ}\text{C}$, при таком температурном диапазоне не будут достигаться требуемая величина точки росы газа, что будет способствовать выпадению гидратов в низкотемпературных элементах оборудования. Поэтому было проведено исследование эффективности работы гликолей и ВМР для более низких температур контакта – в диапазоне $5-20^{\circ}\text{C}$. Для достижения таких температур после ДКС потребуются большее количество мощностей для его охлаждения, что является первым минусом внедрения гликолей. Результаты данного исследования в программной среде «Honeywell UniSim Design» представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Равновесная точка росы газа по влаге при его осушке

растворами ТЭГ и ДЭГ

Температура контакта, °С	98.0		99.0		99.5	
	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ
5	-31.5	-24.0	-38.0	-31.7	-44.0	-36.0
10	-27.1	-20.5	-35.4	-28.5	-41.6	-34.5
20	-20.0	-14.4	-28.3	-21.7	-35.0	-37.8
30	-13.3	-6.2	-22.5	-15.2	-27.8	-21.7
35	-8.0	-2.4	-18.5	-11.5	-25.1	-18.5
40	-5.0	0.7	-15.7	-9.2	-23.0	-15.8

Графические иллюстрации данных таблицы 3.10 представлены на рисунках 3.10, 3.11, 3.12, на каждом графике отображены зависимости точки росы газа от температуры контакта для каждой реперной точки исследования – после абсорбера (колонны отдувки метанола) А₁, после низкотемпературного сепаратора С₂ и после низкотемпературного абсорбера А₂ соответственно. .

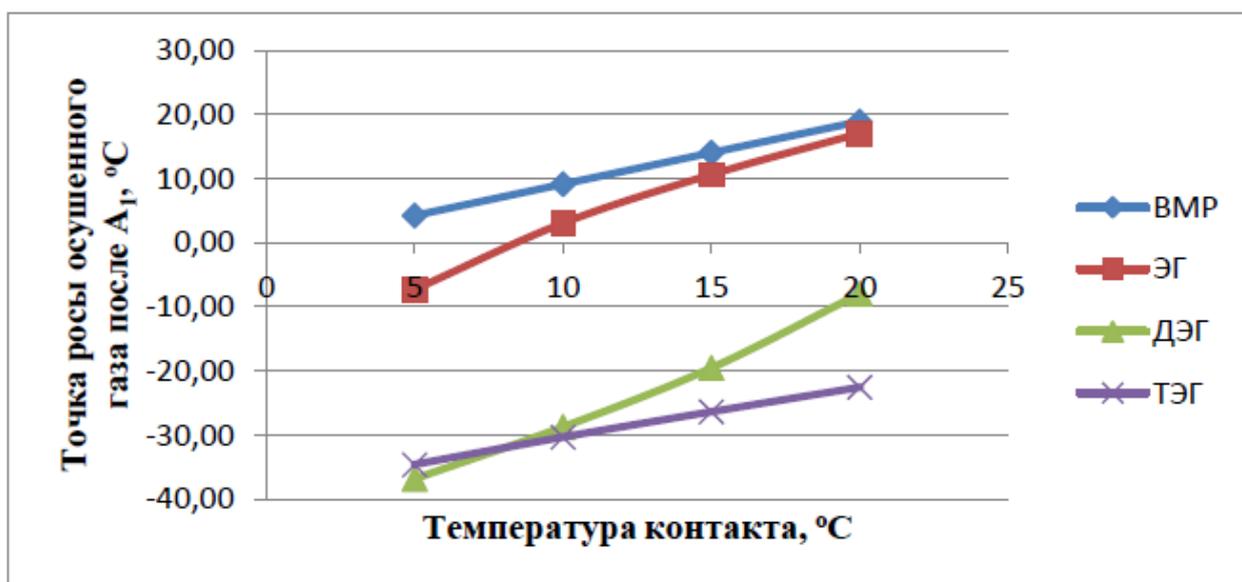


Рисунок 3.10 – Зависимость точки росы газа после абсорбера А₁ от температуры контакта

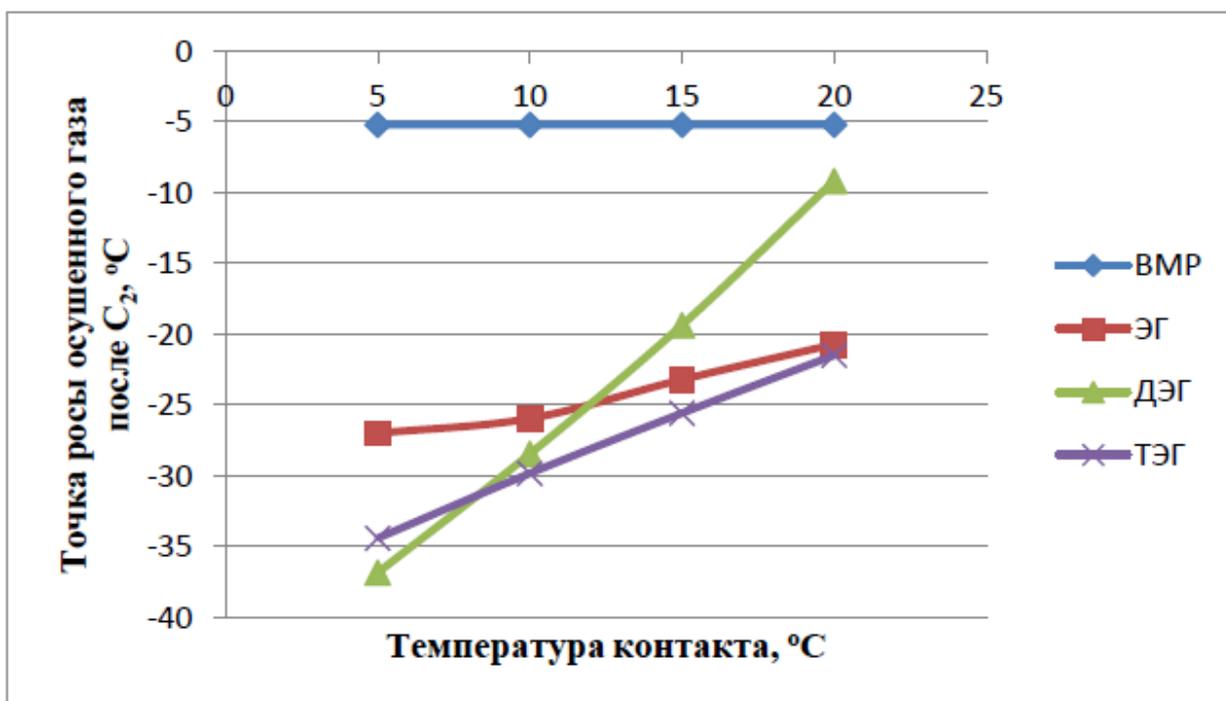


Рисунок 3.11 – Зависимость точки росы газа после низкотемпературного сепаратора C₂ от температуры контакта

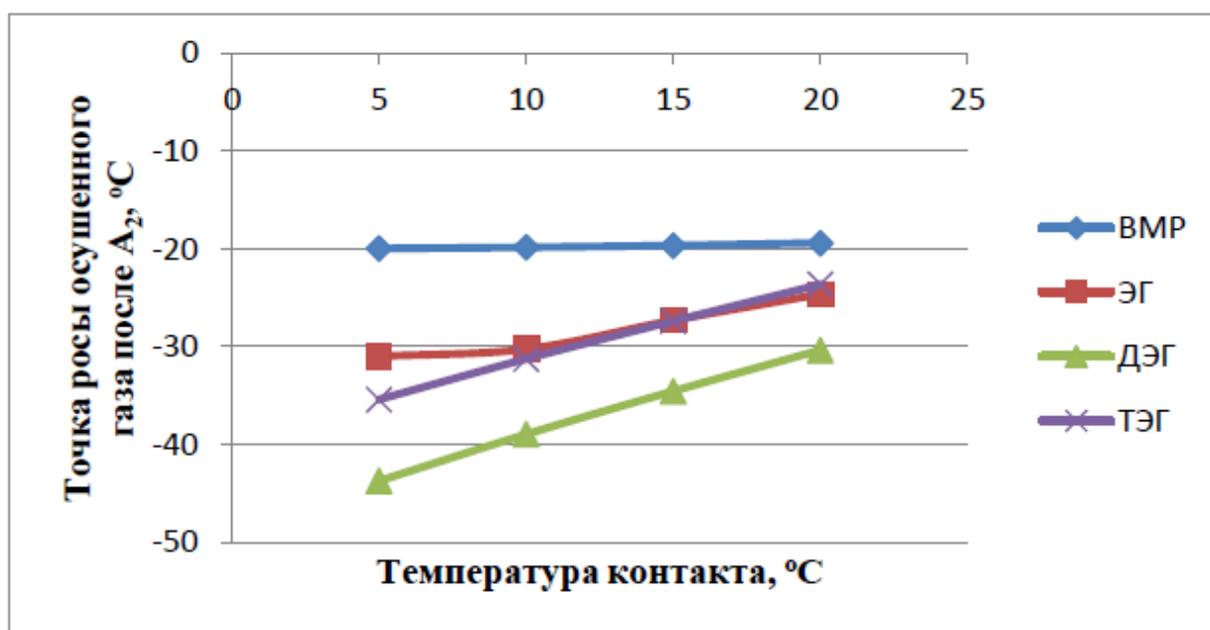


Рисунок 3.12 – Зависимость точки росы газа после низкотемпературного абсорбера A₂ от температуры контакта

Таблица 3.11 – Зависимость точки росы осушенного газа в различных точках схемы от температуры контакта для различных осушителей

Температура контакта	Точка росы газа	Точка росы газа после низкотемпера	Точка росы газа после низкотемпера	Образование гидратов в низкотемпер	Образование гидратов в низкотемпер

, °C		после абсорбера А ₁ , °C	турного сепаратора С ₂ , °C	турного абсорбера А ₂ , °C	атурном сепараторе и в потоке газа после него, да/нет	атурном абсорбере и в потоке газа после него, да/нет
ЭГ	5	-7,33	-27,57	-31,13	нет	нет
	10	-3,05	-25,95	-30,25	да	да
	15	10,62	-23,21	-27,31	да	да
	20	17,06	-20,73	-24,64	да	да
ДЭГ	5	-36,82	-36,83	-43,75	нет	нет
	10	-28,74	-28,44	-38,97	да	да
	15	-19,54	-19,36	-34,55	да	да
	20	-7,95	-9,18	-30,36	да	да
ВМР	5	4,26	-5,20	-20,02	нет	да
	10	9,12	-5,20	-19,86	нет	да
	15	14,06	-5,20	-19,64	нет	да
	20	18,88	-5,20	-19,48	нет	да
ТЭГ	5	-35,67	-34,42	-35,43	да	да
	10	-30,41	-30,02	-31,31	да	да
	15	-26,42	-25,68	-27,44	да	да
	20	-22,63	-21,54	-23,69	да	да

Согласно данным рисунка 1 и таблицы ВМР и ЭГ плохо справляются с осушкой газа в абсорбере (колонны отдувки) А₁, при этом ЭГ более эффективен, чем ВМР, разница точек росы в данном температурном диапазоне от 1,85 °C до 11,56 °C. ДЭГ и ТЭГ ведут себя также как в исследовании 6.3, обеспечивая требуемую точку росы уже при температуре контакта ниже 15 °C, однако далее в схеме подготовки присутствует колонны С₂ и А₂ и необходимо оценивать точку росы конечного осушенного газа, идущего в УХРЗ и в магистральный трубопровод.

После низкотемпературного сепаратора точка росы газа при

использовании ВМР достигает минус 5,2 градусов Цельсия на всем температурном интервале. ДЭГ осушает газ до наиболее низкой точки росы ($-36,8^{\circ}\text{C}$) при наименьшей температуре контакта и до наиболее высокой точки росы при наибольшей ($-9,18^{\circ}\text{C}$). ЭГ показывает хорошие результаты – точки росы меньше минус 20°C на всем интервале, ТЭГ обеспечивает еще более низкую точку росы.

Наиболее важны значения точки росы осушенного газа после низкотемпературного абсорбера A_2 , ведь именно к нему предъявляются требования СТО Газпром 089-2010 . ВМР при расходе $1 \text{ м}^3/\text{ч}$ практически обеспечивает регламентируемую точку росы даже при высоких температурах исходного сырого газа ($-19,48^{\circ}\text{C}$) и обеспечивает ($-20,02^{\circ}\text{C}$) при температуре контакта 5°C . ТЭГ и ЭГ обеспечивают более низкие и практически одинаковые точки росы, однако ввиду того, что первый гликоль имеет намного более высокую стоимость, чем все остальные, его внедрение в условиях УКПГ-1В абсолютно нецелесообразно. Вероятнее всего низкая эффективность ТЭГа обусловлена большой степенью растворимости углеводородов (конденсата и ароматики) в ТЭГе (больше на 25-30%, чем в ДЭГе), что в свою очередь снижает осушающую способность осушителя[15], а сырье УКПГ-1В содержит большое количество конденсата. ДЭГ обеспечивает самые низкие точки росы – от минус $43,8^{\circ}\text{C}$ до минус $30,5^{\circ}\text{C}$, что соответствует очень высокой степени осушки.

3.8.Предотвращение образования гидратов в низкотемпературных участках схемы подготовки газа на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ при использовании различных осушителей

Низкая точка росы, однако, не всегда обеспечивает безгидратность работы технологических колонн и транспортировки газа. В условиях УКПГ-1В, ввиду наличия низкотемпературных процессов, конденсата, высокого начального влагосодержания сырья, наблюдается выпадение гидратов на некоторых участках технологического процесса, данные приведены в таблице 3.10. Возможность образования гидратов в «Honeywell UniSim Design»

определял с помощью утилиты «Hydrate Formation Utility».

При использовании ВМР отсутствуют гидраты в колонне С₂, однако есть вероятность их образования в колонне А₂ на всем интервале температур контакта. Возможные варианты предотвращения данного процесса будут рассмотрены далее.

В случае работы установки на этиленгликоле и диэтиленгликоле выпадение гидратов наблюдается в низкотемпературном сепараторе С₂ и низкотемпературном абсорбере А₂ при температурах контакта более 10°C, при низкой температуре контакта 5°C гидраты не выпадают, однако достижение этого значения крайне затруднительно, ведь возникает необходимость сильно охладить нагретый компримированный газ с ДКС. В случае триэтиленгликоля наблюдается выпадение гидратов при любых температурах контакта в обеих точках исследования, что еще раз подтверждает неэффективность данного гликоля в условиях УКПГ-1В.

При использовании гликолей наиболее подходящим вариантом предотвращения образования гидратов является ввод ингибитора гидратообразования в конденсат, поступающий на орошение в низкотемпературный абсорбер А₂, и в поток газа перед низкотемпературным сепаратором С₂. Однако в ходе моделирования и анализа в программном комплексе мною было установлено, что введение ингибитора также влияет на величину точки росы осушенного газа, повышая ее, что существенно затрудняет достижение регламентированных кондиций товарного газа. Кроме того, для предотвращения гидратообразования требуется достаточно большое количество метанола, что значительно уменьшает целесообразность и рентабельность введения двухрегентной схемы подготовки. Результаты исследования при температуре контакта 20 °С приведены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Зависимость точки росы осушенного газа и гидратообразования от расхода ингибитора при применении гликолей

Расход ингибитора, кг/ч	Точка росы газа, °С	Гидратообразование в А ₂ , да/нет
ЭГ	200	Да
	300	нет

	400	-15,27	нет
	500	-14,27	нет
ДЭГ	200	-22,73	Да
	300	-21,05	Да
	400	-19,72	нет
	500	-18,62	нет
ТЭГ	200	-16,83	Да
	300	-15,40	Да
	400	-14,30	нет
	500	-13,36	нет

В случае использования ЭГа необходимый расход ингибитора гидратообразования более 300 кг/ч, ДЭГа и ТЭГа – более 400 кг/ч. При этом в отсутствие гидратов точка росы выше регламентируемого значения во всех случаях, вероятнее всего связано с тем, что исследования проводились при достаточно высокой температуре контакта 20°C. Подобные расходы высококонцентрированного метанола сопоставимы с расходом метанола на орошение абсорбера А₁ (480-1600 кг/ч 70-85% масс ВМР), что говорит о нецелесообразности внедрения гликолей на УКПГ-1В. Из трех гликолей в условиях УКПГ-1В в большей степени подходит ЭГ, обеспечивает достаточно низкую точку росы, требует меньшего расхода метанола, так как обладает более высокой ингибирующей способностью гидратообразования, низкую вязкость и более низкую растворимость в конденсате, более экологичен, однако следует учесть высокое ДНП и унос.

Для предотвращения гидратообразования в низкотемпературном абсорбере А₂ при использовании ВМР в колонне А₁ возможны несколько вариантов изменения режима работы УКПГ, а именно:

1. Повышение концентрации ВМР;
2. Повышение расхода ВМР;
3. Ингибирование метанолом конденсата, подаваемого на орошение А₂;
4. Сочетание данных способов.

Результаты моделирования представлены в таблице 3.13

Таблица 3.13 – Предотвращение гидратообразования в низкотемпературном абсорбере при использовании ВМР

Расход ВМР в А ₁ , кг/ч		Без дополнительного ингибирования		При ингибировании с расходом 300 кг/ч		При ингибировании с расходом 400 кг/ч	
		Точка росы, °С	Гидратообразование в А ₂ , да/нет	Точка росы, °С	Гидратообразование в А ₂ , да/нет	Точка росы, °С	Гидратообразование в А ₂ , да/нет
ВМР 85% масс	500	-16,12	да	-10,05	да	-9,11	нет
	1000	-21,61	да	-14,46	да	-13,50	нет
	1500	-27,48	да	-20,01	нет	-18,02	нет
	2000	-35,22	да	-24,97	нет	-23,46	нет
	2500	-39,50	нет	-27,89	нет	-26,16	нет
ВМР 90% масс	500	-16,43	да	-10,32	да	-9,36	нет
	1000	-22,24	да	-15,10	да	-14,01	нет
	1500	-28,76	да	-20,23	нет	-19,01	нет
	2000	-38,51	нет	-27,19	нет	-25,47	нет
	2500	-45,90	нет	-32,08	нет	-29,75	нет

При отсутствии дополнительного ингибирования для предотвращения гидратообразования в А₂ необходимо повысить расход ВМР на орошение А₁ до 2500 кг/ч при концентрации ВМР 85% масс и до 2000 кг/ч при концентрации ВМР 90% масс, следовательно, для минимальной по регламенту концентрации в 70% масс потребуется еще больший расход. Точка росы меньше минус 20 °С достигается уже при расходе более 1000 кг/ч.

При дополнительном ингибировании в 300 кг/ч расход ВМР в А₁ можно сократить до 1500 кг/ч (итоговый расход метанола составит около 1800 кг/ч), регламентированное значение точки росы осушенного газа достигается, но без запаса. При ингибировании в 400 кг/ч проблема гидратообразования в колонне А₂ полностью решается, однако возникают проблемы с достижением нужной степени осушки – необходим расход ВМР в А₁ от 2000 кг/ч (в общем, примерно, 2400 кг/ч). В конечном итоге наиболее экономичным вариантом является – расход ВМР 85% масс на орошение А₁ 1500 кг/ч, ингибирование конденсата орошения в А₂ 300 кг/ч, однако наиболее удобным вариантом остается повышение расхода ВМР 85% масс до 2500 кг/ч без дополнительной подачи метанола перед А₂ – в этом случае метанол переходит в паровую фазу и по мере

снижения температуры при дальнейшем охлаждении газа конденсируется, предотвращая гидратообразование на всем протяжении технологического процесса.

Итак, в условиях УКПГ-1В возможна подготовка газа с применением ВМР с осушкой газа до регламентируемой точки росы и без выпадения гидратов в низкотемпературных колоннах при расходе 1800-2500 кг/ч при достаточно высоких температурах контакта 20-40°C. В случае внедрения гликолей потребуется снижать температуры контакта, модернизировать оборудование и дополнительно вводить метанол с расходом более 300 кг/ч, учитывая, что расход самого гликоля составит порядка 3300 кг/ч и его цена на порядок выше, чем цена метанола.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В магистерской работе рассматривается целесообразность замены используемых абсорбера и осушителя (ДЭГа на ТЭГ) на базе рассчитанных в предыдущем разделе прогнозных технологических показателей процесса осушки газа.

Целью данного анализа является сравнительная оценка и расчет затрат на подготовку газа на УКПГ. Сравнение производилось для двух вариантов подготовки газа абсорбционной осушкой: с применением диэтиленгликоля и триэтиленгликоля. Необходимо оценить экономическую эффективность предлагаемой реконструкции системы подготовки газа.

4.1. Сметная стоимость выполнения работ

4.1.1. Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

Нормативная продолжительность цикла работ определяется по суммарной длительности отдельных его составляющих.

Согласно предложенной схеме подготовки газа на промысле основные работы приходятся на монтаж и демонтаж абсорберов, а также на проведение гидравлических испытаний установленного оборудования и технологических линий на герметичность.

В таблице 4.1 приведены нормы времени выполнения необходимого перечня работ по замене одного абсорбера.

Таблица 4.1 – Нормы времени выполнения технологических операций

Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, часов	Состав бригады
	ед. измерения	Кол-во		
Технологические переключения и закрытие пневмогидрокранов Г-201–Г-204	шт.	4	1	2чел.
Откачка газа и абсорбента из отключенного абсорбера:			2	4 чел.
абсорбент на склад	м ³	4,7		

газ в фильтрующую емкость агрегатами в количестве	тыс м ³ шт.	137,5 2		
Вырезка стыков абсорбера	резов	4	2	4 чел.
Сварка стыков абсорбера	шт.	1	2	4 чел.
Демонтаж абсорбера	шт.	4	2	4 чел.
Монтаж нового абсорбера	шт.	1	1	4 чел. 4 чел.
Зачистка площадки	шт.	1	2	4 чел.
Дефектоскопия сварных швов и выдача письменных заключений	шт.	4	3.5	4 чел.
Гидроиспытание абсорбера и технологических линий	шт.	4	2	4 чел.
Продолжительность остановки для ремонтных работ, итого	х		18.5	

Таким образом, для проведения работ по замене одного абсорбера потребуется 18.5 часов. Так как предложенная схема подготовки включает пять абсорберов (три рабочих и два резервных), то для проведения установочных работ потребуется 92,5 часовая остановка (3 дня и 20,5 часов).

4.1.2. Расчёт сметной стоимости работ

При расчете сметной стоимости работ учитываются следующие статьи затрат:

- материальные ресурсы;
- оплата труда;
- страховые взносы в государственные внебюджетные фонды;
- амортизация основных средств.

Расчет стоимости необходимых материалов для монтажа установки осушки газа представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Стоимость материалов для монтажа абсорбера

Наименование	Количество	Стоимость единицы оборудования, руб	Стоимость общая, руб
Абсорбер	5 шт	4 380 000	17 532 000

Абсорбент (триэтиленгликоль)	16,1 т	100 000	1 610 000
Электроэнергия	700 кВт*ч	0,95	665
ИТОГО			19 142 665

Расходы на оплату труда включают в себя все суммы, начисленные по тарифным ставкам и должностным окладам, а также надбавки, приведенные в таблице 4.3.

Таблица 4.3– Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Показатель	Коэффициент
Северная надбавка	0,5
Доплата за вредность	0,13
Районный коэффициент	0,8
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	0,1
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	0,25

рассчитываются затраты на заработную плату работникам (табл. 4.4).

Таблица 4.4 – Заработная плата за монтаж оборудования

	Монтажник	Машинист подъемника	Сварщик
Разряд	4	3	5
Количество работников	1	1	3
Районный коэффициент, руб.	69,7	59,2	53,1
Часовая тарифная ставка	88,3	74,2	67,3
Северная надбавка, руб.	44,1	38,35	33,85
Вахтовый метод работы, руб..	8,64	8,04	7,1
Время нахождения в пути, руб	21,9	19,5	16,52
Итого, руб./час	236,54	207,56	176,83
Время работы, часов	88,5	88,5	88,5
Итого, руб. за работу 1-го работника	20856	17942,36	90,1
Общая сумма ЗП, руб.	68284,42		

Согласно данным расчета из таблицы 4 на оплату труда работникам без страховых взносов за монтаж оборудования необходимо 68284,42 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 4.5.

Таблица 4.5 – Расчет страховых взносов

	Монтажник	Машинист подъемника	Сварщик
ЗП, руб.	20856	17942,36	90,1
ФОМС (4,9%)	1041,83	896,32	776,90
ПФР (24%)	4472,65	3872,35	3338,27
ФСС (3,1%)	592,4	510,8	439,45
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,4 %)	82,36	69,94	59,61
Всего, руб за 1-го работника	6184,32	5347,18	4621,36
Общая сумма, руб.	20759.64		

Общая сумма страховых взносов на 4 работников составила 20759.64руб. Таким образом, общая сумма по заработной плате составила 89044,06руб.

Расчет амортизационных отчислений для оборудования абсорбционной колонны представлен в таблице 14. 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 4.6 – Амортизационные отчисления для оборудования

Наименование	Балансовая стоимость, руб		Норма амортизации, %	Сумма амортизации за 1 год, руб	Сумма амортизации, руб/час
	1 объекта	всего			
Абсорбер	43840000	175360000	10	175320000	200,18
ИТОГО				175320000	200,18

На основании всех расчетов, проведенных выше, определяется общая сумма затрат на проведение работ по замене абсорберов (табл. 4.7).

Таблица 4.7 – Затраты на замену абсорберов

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Страховые взносы 30% от пункта	20759.64
Затраты на оплату труда	68 284,42
Материальные затраты	19 142 665

Амортизационные отчисления (абсорбер)	175 164,48
Итого основные расходы	19 406873,4

Следовательно, затраты на приобретение и монтаж абсорберов составили 19,4 млн рублей.

4.2. Обоснование эффективности проекта

Экономическая эффективность данного проекта определяется снижением производственных затрат на подготовку газа, что ведет к снижению его себестоимости и росту чистой прибыли компании (при неизменной цене реализации газа).

Так как подготовка газа с применением диэтиленгликоля и подготовка с применением триэтиленгликоля идентичные процессы, которые отличаются различным энергопотреблением и различными потерями гликоля, то разница в себестоимости газа (и как следствии, чистой прибыли) определяется разницей затрат на восполнение осушителя и на электроэнергию.

Производство с применением ДЭГа

Процесс абсорбционной осушки газа с применением в качестве осушителя диэтиленгликоля на промысле осуществляется на 9 многофункциональных колонных аппаратах (абсорберах) диаметром 1800 мм и высотой 10190 мм.

Потери абсорбента составляют до 10 мг/м³ или до 9,5 кг/ч. Таким образом, при годовой производительности 8 млрд м³ потери составят до 80 т/год. При цене диэтиленгликоля 70000р/т и полученном объеме потерь, затраты на восполнение объема ДЭГа составят:

$$80\text{т/год} \cdot 70000 \text{ руб/т} = 5600000 \text{ руб/год} = 5,6 \text{ млн руб/год.}$$

Годовое потребление электроэнергии промыслом составляет 1800 МВт. При цене электроэнергии 0,95 руб/кВт*ч, затраты на электроэнергию составят

$$1000 \cdot 1800 \cdot 0,95 = 17100000 \text{ руб/год} = 1,71 \text{ млн руб/год.}$$

Таким образом, суммарные затраты на электроэнергию и восполнение осушителя составят 7,31 млн рублей в год.

Производство с применением ТЭГа

Процесс абсорбционной осушки газа с применением в качестве осушителя триэтиленгликоля на промысле предлагается осуществлять на 3 многофункциональных колонных аппаратах (абсорберах) диаметром 3000 мм и высотой 6,5 м.

Расчетные потери абсорбента составляют 0,22 кг/ч на одном абсорбере. Таким образом, при годовой производительности 8 млрд м³ потери составят 1,87 т/год. При цене триэтиленгликоля 100000р/т и рассчитанных потерях, затраты на восполнение составят:

$$1,87 \text{ т/год} * 3 * 100000 \text{ руб/т} = 561000 \text{ руб/год} = 0,561 \text{ млн руб/год.}$$

Годовое потребление электроэнергии промыслом при использовании предложенного оборудования снижается на 5% за счет меньшего энергопотребления одним абсорбером и меньшего числа работающих аппаратов. Поэтому при цене электроэнергии 0,95 руб/кВт*ч и потреблении 1710 МВт, затраты на электроэнергию составят:

$$1710 * 1000 * 0,95 = 16225000 \text{ руб/год} = 1,62 \text{ млн руб/год.}$$

Таким образом, суммарные затраты на электроэнергию и восполнение осушителя составят 2.18 млн рублей в год.

Исходя из проведенных выше расчетов, годовые затраты на добычу и подготовку природного газа при использовании ТЭГа на 5,13 млн рублей меньше, чем при использовании ДЭГа.

Обоснование экономической эффективности проекта

Как уже было сказано выше, прирост прибыли компании будет определяться снижением себестоимости природного газа за счет уменьшения производственных затрат. Для выполнения расчетов показателей экономической эффективности предложения был выбран период с 2019 по 2028 годы (табл.4.8).

Таблица 4.8 – Расчет показателей эффективности

Показатель										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028

Планируемое количество добычи газа, млрд м3		8,91	8,2	7,49	6,78	6,07	45,36	4,65	3,94	3,23	2,42
Цена реализации тыс.м3, руб.		2660	2800	2928	3019	3118	3245	3354	3490	3600	3680
Выручка от реализации (с НДС), млн. руб.		23,69	22,95	21,96	20,48	18,94	17,39	15,61	13,75	11,65	8,90
НДС, %		18									
Выручка от реализации без НДС, млн. руб.		19,43	18,82	18,01	16,80	15,53	14,26	12,80	11,27	9,54	7,30
Применение ДЭГа	Полная себестоимость тыс.м3 газа, руб.	1070	1070	1070	1070	1070	1070	1070	1070	1070	1070
	Себестоимость всего добытого газа, млн. руб.	9,52	8,76	7,9	7,24	6,48	5,37	4,97	4,21	3,45	2,59
	Налогооблагаемая прибыль, тыс. руб.	9912,32	10061,9	10007,5	9554,8	9047,6	8536,7	7839,9	7065,8	6091,3	4712,600,5
	Налог на прибыль, %	20									
	Чистая прибыль, тыс. руб.	8050,30	8050,30	8006,75	7643,61	7237,38	6264,2	6264,2	5651,473	4872,49	3771,25
Применение ТЭГа	Полная себестоимость тыс.м3 газа, руб.	443,32	443,32	443,32	443,32	443,32	443,32	443,32	443,32	443,32	443,32
	Себестоимость всего добытого газа, млн. руб.	3,869	3,56	3,56	2,94	2,64	2,02	2,02	1,71	1,40	1,05
	Налогооблагаемая прибыль, млн. руб.	15,26	15,26	15,26	13,85	12,89	10,78	10,78	9,56	8,14	6,25
	Налог на прибыль, %	20									
	Чистая прибыль, тыс. руб.	12446,55	12207,82	11804,3	11081,2	1035	9544,44	8621,8	7649,11	6510,15	4998,23
Прирост чистой прибыли, млн руб.		4,53	4,18	3,82	3,54	3,12	2,83	2,39	2,01	1,68	1,25

применение предложенной технологии осушки газа на промысле позволяет существенно снизить себестоимость природного газа, что приводит к росту получаемой чистой прибыли при неизменной цене реализации газа (рис.4.1).

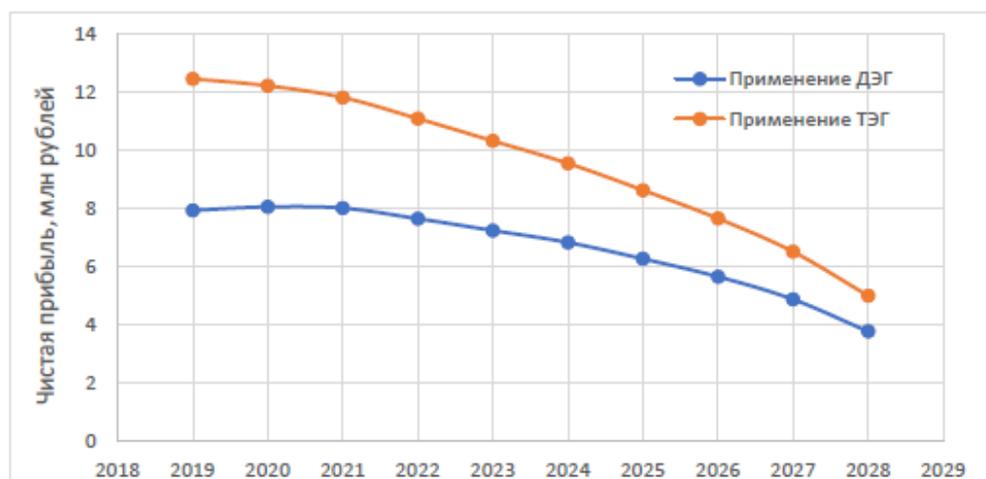


Рисунок 4.1 – Динамика чистой прибыли по годам

Так как месторождение на данный момент находится на стадии падающей добычи, то объемы добываемого газа и, как следствие, объемы прибыли будут с каждым годом уменьшаться. Использование предложенной технологии позволяет увеличить прибыль с одной УКПГ на сумму от 1 до 4,5 миллионов рублей в год (рис.4.2). За рассмотренный период прибыль компании увеличится почти на 30 миллионов рублей.

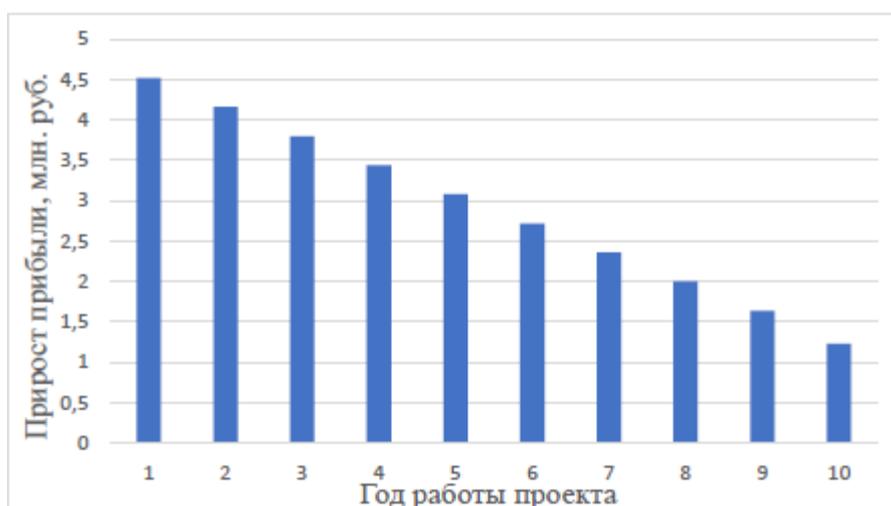


Рисунок 4.2 – Прирост прибыли за счет применения триэтиленгликоля по годам

Помимо экономической эффективности, замена диэтиленгликоля на триэтиленгликоль несет в себе и экологический эффект. Триэтиленгликоль более тяжелый, его потери в ходе процесса осушки существенно ниже потерь ДЭГа. Основные потери осушителя происходят из-за уноса гликоля: в абсорбере - с газом, в колонне регенерации - с парами воды. Вода, отделяемая

от гликоля в колонне регенерации, направляется на сжигание на горизонтальной факельной установке, поэтому при использовании ТЭГа снижается вредное воздействие на атмосферу.

4.3.Выводы к главе 4

Выполнены прогнозные расчеты экономической эффективности применения предлагаемой технологии до 2028 года. Были получены следующие результаты:

1. снижение производственных затрат на 5.13 миллионов рублей в год;
2. прирост чистой прибыли за рассмотренный период = 28,93 миллиона рублей;
3. затраты на замену оборудования промысла окупятся за 2 года.

Предлагаемый проект можно считать эффективным.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной работе предлагаются комплексные решения, способствующие совершенствованию текущей системы подготовки газа, которая, в свою очередь, включает комплекс технологических мощностей и вспомогательного оборудования. В процессе подготовки газа на установке комплексной подготовки газа на промыслах, ремонту и эксплуатации сопутствующего оборудования возникает множество факторов, оказывающих влияние на безопасность и безвредность труда. Поэтому необходима детальная проработка всех производственных процессов, протекающих на месторождении, с учетом безопасности рабочего персонала, для уменьшения риска травмирования и предотвращения несчастных случаев:

- оценка технического состояния оборудования, задействованного в мероприятии и его соответствие требованиям техники безопасности.
- соответствие принятым нормам санитарных требований;
- оснащение средствами, разработка и исполнение инструкций по мерам пожарной безопасности;
- предупреждение аварий и чрезвычайных ситуаций.

При выполнении требований безопасности жизнедеятельности и охраны труда в процессе эксплуатации установок комплексной подготовки газа, а также проведении мероприятий по снижению травматизма, нормированию параметров микроклимата и освещённости, будет достигнуто повышение производительности труда и улучшение трудоспособности работников [4].

Соблюдение экологических норм по охране недр является основной частью комплекса природоохранных мер по предотвращению пагубного воздействия на окружающую среду в процессе подготовки природного газа.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные правовые нормы

В соответствии с Трудовым кодексом РФ осуществляется регулирование отношений между организацией и работниками, связанные с регулированием социальных отношений, трудовым распорядком и его оплатой и т.д.

В частности, под данное нормирование попадает продолжительность рабочего дня, которая не должна превышать 40 часов в неделю. На предприятии также действует разграничение норм труда для женщин и мужчин, регламентированное Трудовым кодексом РФ.

В течение рабочего дня должны быть предусмотрены перерывы регламентированной длительности – не менее 30 минут и не более 2 часов, не включающиеся в рабочее время.

Организация выплачивает заработную плату работникам, в установленном и согласованном размере. В случае удержания выплат, причины которого будут соответствовать ТК РФ ст. 137 «Ограничение удержаний из заработной платы». В обратном случае, при задержке заработной платы более чем на 15 дней работник может правомерно приостановить работу, известив об этом работодателя .

Организационные мероприятия

Установка комплексной подготовки газа относится к опасному технологическому объекту, безопасная эксплуатация которого должна учитывать следующие аспекты:

- организация проведения инструктажей перед приемом на работу, а также перед началом работ;
- расстановка технологических мощностей согласно утвержденной схемы;
- контроль за работой приборов и оборудования;
- контроль за выполнением работ, проверка нарядов-допусков и технологической документации;
- обеспечение безопасности работников при работе с технологическими мощностями .

5.2.Производственная безопасность

5.2.1.Анализ опасных и вредных производственных факторов

При сборе и подготовке газа на УКПГ возникают следующие опасные и вредные факторы, представленные в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы производств

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96[19]
Повышенный уровень шума и вибраций		+	+	ГОСТ 12.1.003-83 [20] ГОСТ 12.4.051-87 [21] ГОСТ 12.1.012-78 [22]
Повышенная загазованность рабочей зоны			+	ГОСТ 12.1.005-76 [23]
Воздействие вредных веществ		+	+	ГОСТ 12.1.005-76 [23]
Механические опасности	+	+	+	ГОСТ Р 52630-2012[24]
Статическое электричество			+	ГОСТ 12.4.124-83 [25]
Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017[26]
Пожарная безопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 [27]

В качестве исследуемых факторов рассматривают физические и химические вредные факторы производственной среды (таблица 5.2).

Таблица 5.2– Вредные факторы производственной среды, подлежащие измерению

Факторы производственной среды	Показатели
Физические	Шум, инфразвук, ультразвук; Вибрация; Неионизирующее излучение; Ионизирующее излучение; Показатели микроклимата; Параметры освещения (освещенность рабочей зоны).
Химические	Содержание хим. веществ в воздухе; Содержание хим. веществ на коже работников

Высокой вредностью обладают такие физические факторы, как температура, влажность, подвижность и скорость перемещения окружающего

воздуха. Именно их совокупное влияние на человека отражается на таком важном показателе жизнедеятельности, как теплообмен [19].

Отклонение показателей микроклимата

Повышенное содержание влаги, избыточное тепло, высокие скорости перемещения воздуха негативно сказываются не только на трудоспособности, но и на жизнедеятельности человеческого организма, что влечет за собой как снижение работоспособности и производительности, так и оказывают воздействие на здоровье работника. Поддержание оптимальных микроклиматических условий на производстве является одним из основополагающих условий повышения продуктивности работы. Допускаемые требования к состоянию окружающей работника среды не оказывают пагубного воздействия на здоровье человека, однако, в тех или иных случаях могут приводить к появлению чувства дискомфорта, нарушению терморегуляционных процессов, ухудшению общего самочувствия и, в итоге, снижению работоспособности. Выполнение работы в цеху классифицируется как категория работ II-а, к которой относят работу, связанную с выполнением деятельности, требующей определенной физической нагрузки. В таблице 5.2 представлены оптимальные значения микроклимата для работы на УКПГ.

Таблица 5.2 – Оптимальные значения 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

Недостаточная освещенность

Рациональное освещение производственных помещений и рабочих мест – одно из важнейших условий создания благоприятных и безопасных условий

труда. Недостаток освещения напрямую влияет на способность человека воспринимать информацию об окружающих его предметах, что негативно сказывается на его способности безопасно выполнять работу. Недостаток освещения вызывает дискомфортное состояние напряженности, что в свою очередь выражается снижением сосредоточенности и переутомлением. Зрительная работа в условиях недостаточной освещенности влечет за собой риски возникновения несчастных случаев, что противоречит правилам безопасного ведения работ.

При правильном размещении источников света на рабочем месте, использовании комбинированного освещения (общее освещение цеха и местное – при помощи ламп), а также отдых в условиях освещенности дневным (солнечным) светом создает благоприятные и безопасные условия труда и снижает риск травматизма.

Норма соответствия освещенности в цеху по СНиП 23-05-2010 составляет не менее 400лк.

Вредные токсичные химические вещества

Выделение компонентов из газа и конденсата, оказывающих токсичное действие на человека, а также в определенных условиях, представляющих опасность взрыва и пожара, требуют особых мер предосторожности при работе с ними во избежание развития профессиональных заболеваний и аварийных ситуаций .

Характеристики веществ, фигурирующих в процессе производства, представлены в таблице 5.3

Таблица 5.3– Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

Наименование вещества	Химическая формула	Класс опасности	ПДК, мг/м ³	Нормативно-технический
Газ природный (метан 99%)	CH ₄	4	7000	ОСТ. 51.40-93 (с изм. 2000 г.)
Диэтилен-гликоль	CH ₂ OH-CH ₂ -O-CH ₂ -CH ₂ OH	3	10	ГОСТ 10136-77
Метанол	CH ₃ OH	3	5	ГОСТ14879-73,

(метиловый спирт)				ГОСТ 6995-77
-------------------	--	--	--	--------------

Повышенный уровень шума

Как указано выше практически основной причиной профессиональных заболеваний является загрязненность воздуха и шум, сопряженный с работой промысла. На состояние человека шум оказывает отрицательное воздействие, а именно: способствует развитию сердечно-сосудистых заболеваний, головных болей, мигреней, проблем со слухом, снижает усидчивость и внимание. Технологическое оборудование УКПГ создает вибрации и шум с немалой инфразвуковой составляющей. Длительное нахождение в зоне распространения данных факторов без средств индивидуальной защиты является нарушением условий безопасного ведения работ .

В таблице 5.4 лены предельно допустимые уровни звукового давления, которые котируются в условиях производственного процесса.

Таблица 5.4 – 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

Для коренного улучшения условий труда и устранения данной проблемы необходимо обращать внимание на следующее:

- снижение шума непосредственно в источнике;
- использование средств индивидуальной защиты;
- применение звукоизоляционных материалов, экранов, звукоизолирующих ограждений.

5.2.2. Анализ опасных производственных факторов

Электробезопасность

Работы, связанные с подготовкой газа на промысле, сопровождаются взаимодействием с электрическими приборами и установками, что предполагает необходимость использования технических методов и средств индивидуальной защиты, обеспечивающих защиту от опасности поражения работника электрическим током.

Во избежание возникновения опасных ситуаций, связанных с воздействием электрического тока, необходимо соблюдать требования ГОСТ ССБТ «Электробезопасность»: заземление, зануление, малое напряжение, изоляция, ограждения, предупредительная сигнализация и СИЗ[4] .

Пожарная безопасность

Процесс подготовки газа на УКПГ сопровождается высокой степенью пожароопасности. Учет множества факторов, например, таких как: работа с горючими газами и жидкостями, электрическим током, открытым огнем на факельных установках и т.д. требует тщательной проработки в рамках обеспечения безопасности и безвредности труда. Высокие риски и колоссальный урон от возникновения пожароопасных ситуаций способствует постоянному совершенствованию требований и методов осуществления пожарной безопасности. Правила пожарной безопасности регламентированы в «Техническом регламенту о требованиях ПБ ФЗ №123» от 2008 г. На газовых месторождениях, эксплуатация которых сопряжена с применением усиленных мер по обеспечению пожарной безопасности, нормы и правила по ПБ регламентируются, утверждаются и устанавливаются по мере увеличения числа особенностей технологического процесса.

На УКПГ данные особенности представляют собой:

- работа технологического оборудования под высоким давлением (абсорберы, сепараторы, резервуары, трубопроводы и т.д.) с плотным размещением технологических мощностей;
- большое количество фланцевых соединений, стыков, спаев и других

мест вероятных утечек пожароопасных веществ;

- проведение газоопасных работ в условиях загазованности;
- работа и обслуживание технологических мощностей в ночное время и при суровых климатических условиях (мороз, метель).

Следует отметить, что в случае возникновения аварийной ситуации характер ее распространения будет каскадным. Меры по обеспечению пожарной и аварийной безопасности на промысле должны быть комплексными и эффективными.

Механические опасности

Несчастные случаи, связанные с работой механизмов производственного оборудования, возникают в результате неправильного обращения с инструментами, не защищенными подвижными частями машин, острыми предметами производства, падением предметов с высоты. Предупредительные беседы, инструкции о работе и осознанный подход к работе являются главным требованием при обеспечении безопасного ведения работ с механизмами .

5.3. Экологическая безопасность

Вопросы о экологической безопасности, а именно использование энергоэффективных технологий, минимизирующих воздействие на окружающую среду, при проведении технологических работ является основным условием охраны природопользования. Разрабатываемые на предприятии ежегодные программы природоохранных мероприятий согласовываются с природоохранными организациями Ямало-Ненецкого автономного округа службой санитарно-эпидемиологического надзора. Ежегодно по завершении программ составляется отчет о выполнении мероприятий, который позволяет оценить их эффективность и произвести корректировку реализуемой программы. При разработке месторождения осуществляется мониторинг окружающей среды с регулярными проверками эффективности природоохранных предприятий и выявлением ранее не предсказанных экологических эффектов.

Защита атмосферы

Работа газового промысла включает работу множества технологических мощностей, оказывающих пагубное влияние на воздушное состояние окружающей среды. Так, источники воздействия подразделяются на периодические и постоянные. К постоянным относятся: дымовые трубы печей цехов регенерации ДЭГа и метанола, вентиляционные трубы, трубы цехов распределения газа на собственные нужды, трубы цехов подготовки импульсного и пускового газов и т.д. К источникам периодического действия относятся: свечи (трубы) продувки газопроводов газа, оборудования, свеча рассеивания УКПГ, пусковые свечи ГПА, свечи стравливания газа и т.д. В случае возникновения аварийной ситуации источниками загрязнения атмосферы становятся также выхлопные трубы аварийных дизельных электростанций [25, с.121-125]. Нормирование и охрана атмосферных загрязнений от вредных выбросов обеспечивается технологическими параметрами источников (таблица 5.5)

Таблица 5.5 – Нормы выбросов в атмосферу

№ п/п	Наименование выброса	Кол-во выбросов по видам, тн/год	Условие (метод) ликвидации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м ³
1	Сажа	0,052174	Рассеивание	Постоянно	4
2	Сероводород	0,0004369	Рассеивание	Постоянно	10
3	Углерода оксид	5105,395	Рассеивание	Постоянно	20
4	Метан	3639,827	Рассеивание	Постоянно	7000
5	Ксилол	0,814	Рассеивание	Постоянно	50
6	Толуол	0,248	Рассеивание	Постоянно	50
7	Диэтиленгликоль	17,8901126	Рассеивание	Постоянно	10
8	Метанол	96,178245	Рассеивание	Постоянно	5

Необходимо отметить, что снежный покров обладает рядом свойств, делающих его удобным индикатором загрязнения не только самих атмосферных осадков, но и атмосферного воздуха, а также последующего загрязнения вод и почв.

Защита гидросферы

Охрана водных ресурсов предусматривает поддержание оптимального качества водных ресурсов в состоянии, отвечающем санитарным и экологическим требованиям (установление водоохраных зон); защиту объектов от загрязнения и истощения; предотвращение или ликвидацию вредных воздействий техногенного характера, а также сохранение биологического многообразия экосистем. Обеспечение охраны водных ресурсов заключено в выполнении требований по утилизации отходов производства (пластовая вода и конденсат, вода с установки регенерации ДЭГа, промывные воды) .

Защита литосферы

При работе газового промысла воздействие на недра оказываться в период строительства наземных объектов, при бурении скважин, при промышленной добыче газа. Мероприятия по минимизации отрицательного влияния производственных процессов, связанных с разработкой месторождения, сводятся к следующему:

- ограничение установки скважин кустовыми площадками;
- проведение планово-предупредительного ремонта оборудования для снижения риска возникновения аварий и выбросов;
- соблюдение требований по охране недр, предусмотренных законами РФ .

5.4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Эксплуатация объектов повышенной опасности включает высокую степень возникновения чрезвычайных происшествий.Технология подготовки газа на газовых месторождениях напрямую связана с работой с пожароопасными и легковоспламеняющимися веществами, высокими давлениями и скоростями в агрегатах и трубопроводах, а также высокими температурами.

Источниками воспламенения могут быть открытый огонь технологических установок, раскаленные или нагретые стенки аппаратов и

оборудования, искры электрооборудования, статическое электричество, искры удара и трения деталей машин и оборудования и др[19].

А также нарушение норм и правил хранения пожароопасных материалов, неосторожное обращение с огнем, использование открытого огня факелов, паяльных ламп, курение в запрещенных местах, невыполнение противопожарных мероприятий по оборудованию пожарного водоснабжения, пожарной сигнализации, обеспечение первичными средствами пожаротушения и др .

Неконтролируемое воспламенение на территории газового промысла, сопровождающаяся пожаром и взрывом, может привести к весьма тяжким последствиям не только для самого производства и людей его обслуживающих, но и для окружающей среды. В этой связи чрезвычайно важно правильно оценить уже на стадии проектирования пожаро- и взрывоопасность технологического процесса, выявить возможные причины аварий, определить опасные факторы и научно обосновать выбор способов и средств пожаро- и взрывопредупреждения и защиты.

В рамках обеспечения безопасности в случае возникновения ЧС на предприятии разрабатывают порядок действий, регламентированный в плане ликвидации аварий на опасном производственном объекте, состоящий из таких пунктов, как:

1.Первый заметивший:

- криком или любым доступным средством связи предупреждает об опасности всех людей, находящихся в районе возникновения пожара;
- сообщает об аварии ответственному за пожарную безопасность

2. Ответственный за пожарную безопасность:

- при необходимости вызывает пожарно-спасательную бригаду;
- при необходимости вызывает скорую медицинскую помощь;
- оповещает о ситуации начальника промысла и при необходимости сообщает о рекомендации по остановке производственных

мощностей.

3. Пожарно-спасательная бригада:

- ограничивает доступ персонала организации и посторонних на территорию предприятия;
- прекращает все виды работ на территории организации;
- выводит всех присутствующих и, при наличии, пострадавших людей из опасной зоны в безопасное место;
- до прибытия скорой медицинской помощи организует и оказывает первую помощь пострадавшим;
- организует встречу аварийных служб;
- организует ограждение опасной зоны, установку предупредительных и запрещающих проезд знаков;
- организует работу персонала организации по ликвидации аварийной ситуации;
- приступает к работам по ликвидации аварийной ситуации.

4. Персонал скорой помощи:

- оказывает помощь пострадавшим и, в случае необходимости, организует их доставку в лечебные учреждения;
- организует дежурство до полной ликвидации аварийной ситуации.

5. Ответственный руководитель работ по локализации и ликвидации аварийной ситуации:

- осуществляет руководство персоналом организации, выполняющим работы по локализации и ликвидации аварийной ситуации, координирует действия аварийных служб;
- информирует руководство организации о ходе выполнения работ по ликвидации последствий.

С целью снижения ущерба на опасных производственных объектах разработаны и реализованы планы мероприятий по локализации и ликвидации аварийных ситуаций и их последствий, что способствует соблюдению правил безопасности, выявлению достаточности принятых мер по предупреждению

аварий на промыслах и определяет готовность организации к устранению последствий чрезвычайных происшествий .

С целью снижения ущерба на опасных производственных объектах разработаны и реализованы планы мероприятий по локализации и ликвидации аварийных ситуаций и их последствий, что способствует соблюдению правил безопасности, выявлению достаточности принятых мер по предупреждению аварий на промыслах и определяет готовность организации к устранению последствий чрезвычайных происшествий .

5.5. Основные выводы к главе 5

При выполнении требований безопасности жизнедеятельности и охраны труда при проведении мероприятий по снижению травматизма, нормированию параметров микроклимата и освещённости, будет достигнуто повышение производительности труда и улучшение трудоспособности работников. В рамках предлагаемых технологических решений по модернизации производства не потребуются кардинальных мер, меняющих реализованную систему обеспечения безопасного производства работ, экологической безопасности и охраны труда. Необходимо подчеркнуть, что в процессе работы УКПГ возникает множество факторов, оказывающих влияние на безопасность и безвредность труда. Поэтому необходима детальная проработка всех производственных процессов, протекающих на месторождении, с учетом безопасности рабочего персонала, для уменьшения риска травмирования и предотвращения несчастных случаев:

- оценка технического состояния оборудования, задействованного в мероприятии и его соответствие требованиям техники безопасности.
- соответствие принятым нормам санитарных требований;
- оснащение средствами, разработка и исполнение инструкций по мерам пожарной безопасности;
- предупреждение аварий и чрезвычайных ситуаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации описаны технологические схемы подготовки природного газа Газовых промыслов №5 и №1В Ямбургского НГКМ, построены модели процесса осушки в программной среде «Honeywell UniSim Design», на основе которых был проведен анализ эффективности работы наиболее распространенных осушителей этиленгликоля (ЭГа), диэтиленгликоля (ДЭГа) и триэтиленгликоля (ТЭГа), также водометанольного раствора (ВМР), который послужил некой заменой гликолям в условиях УКПГ-1В, при различных параметрах работы установки.

Анализ в условиях УКПГ-5 показал, что при увеличении давления потока газа на входе в абсорбер его точка росы уменьшается, как и унос гликоля. Исходя из этого, в условиях падения пластового давления и падающей добычи перед установкой осушки были введены две дожимные компрессорные станции. До давления 4,5 МПа преимущество ТЭГа над ДЭГом хорошо прослеживается, разница точек росы на этом промежутке составляет от 2 до 13,5 °С при прочих равных условиях. При давлении 4,5 МПа и выше ТЭГ теряет свое преимущество. Таким образом, внедрение ТЭГа может быть целесообразно при дальнейшем падении пластовых давлений, но не в настоящее время. При этом унос ТЭГа с осушенным газом примерно в 2 раза меньше, чем унос ДЭГа. ЭГ же показал себя крайне неэффективным абсорбентом как по параметру точки росы газа (не удовлетворяет требованиям СТО), так и по параметру уноса, в 5-7 раз превышая показатели уноса ДЭГа.

При увеличении температуры контакта точка росы осушенного газа повышается, что негативно сказывается на его качестве. Для осушки газа в условиях УКПГ-5 до необходимой точки росы в минус 20 °С при использовании ТЭГ необходимо создать температуру контакта до 21 °С, при использовании ДЭГ до 17 °С, ЭГа – до 0 °С, что характеризует первый поглотитель как более эффективный. В то же время унос гликоля больше нормированного значения в 8 г/1000 м³ для ДЭГа наступает при температуре 35 °С, потери ТЭГа находятся в рамках регламента даже при температуре 40 °С, составляя 5,2 г/1000 м³,

что доказывает его преимущество по этому пункту исследования. Унос ЭГа больше регламентируемого во всем диапазоне, многократно превышая показатели конкурентов. Вязкость ДЭГа и ТЭГа в интервале температур от 2 °С и выше соответствует значению меньше 100 сПз, у ЭГа вязкость еще более низкая (до 33 сПз), то есть массообмен в абсорбере не затруднен.

Концентрация раствора гликоля оказывает существенное влияние на величину точки росы осушенного газа. При концентрации 98% масс ни ДЭГ, ни ТЭГ, ни, тем более, ЭГ не могут обеспечить необходимую кондицию подготавливаемого газа в условиях УКПГ–5. Наименьшей допустимой концентрацией для обеспечения требуемого качества газа является 99% масс, что не совсем совпадает с условиями регламента – необходимо поднять нижнюю границу с 98,6 до 99% масс. В интервалах концентрации от 95% масс и выше эффективность работы ТЭГа превысила эффективность ДЭГа, преимущество в точке росы составило от 1,2 °С до 2 °С. Концентрация ЭГ практически не влияет на точку росы осушаемого газа, она сохраняется на уровне 15 °С.

В условиях работы УКПГ-5 в результате анализа модели технологической схемы установлены наиболее оптимальные расходы осушителей. При максимальном расходе газа в 350 тыс. м³/ч оптимален расход 2500 кг/ч гликоля, что обеспечивает точку росы в минус 20,70 и 21,9 °С соответственно для ДЭГа и ТЭГа при насыщении раствора до оптимальной для регенерации концентрации в 95% масс. Повышение расхода ЭГа не дало эффекта, точка росы осталась на уровне около 14,95 °С.

Регенерация ДЭГа и ТЭГа происходит при разных параметрах, так как они обладают разной температурой начала разложения – 164 °С и 206 °С соответственно. Чтобы избежать деструкции ДЭГа в системе регенерации создается вакуум, в результате чего повышаются энергозатраты. Однако регенерация ТЭГа требует создания большей температуры в десорбере, что также повышает количество затрачиваемой энергии. Поэтому сравнение двух осушителей по этому параметру затруднительно и требует дополнительных

расчетов.

Стоимость ТЭГа больше, чем стоимость ДЭГа примерно на 40%, ЭГ же стоит больше ДЭГа примерно на 10%. Не смотря на тот факт, что унос ТЭГа ниже, переход на данный осушитель с экономической точки зрения в условиях УКПГ–5 Ямбургского НГКМ нецелесообразен. ЭГ не смог опередить конкурентов ни по одному показателю, поэтому его определенно не стоит рассматривать в качестве альтернативного абсорбента.

На основании проведенного анализа наиболее оптимальными параметрами работы УКПГ-5 при максимальном расходе газа 350 тыс. м³/ч в случае использования ДЭГа являются: давление потока газа входящего в абсорбер 4 МПа, температура контакта 15 °С, концентрация раствора гликоля 99% масс., расход осушителя 3200 кг/ч. Данные параметры обеспечат точку росы осушенного газа минус 25.47 °С, концентрацию НДЭГ 95,2% масс, концентрацию РДЭГ 98,6% масс., маленькие значения уноса 0,4 кг/ч (1,14г/1000 м³).

В случае использования ТЭГа при том же расходе оптимальными параметрами являются: давление потока газа входящего в абсорбер 3,5 МПа, температура контакта 17 °С, концентрация раствора гликоля 99% масс., расход осушителя 3000 кг/ч. Данные параметры обеспечат точку росы осушенного газа минус 21,37 °С, концентрацию НТЭГ 95,2% масс, концентрацию РТЭГ 98,5% масс., очень низкие значения уноса 0,30 кг/ч (0,85 г/1000м³). При этом будут уменьшены энергозатраты на компримирование газа и на его охлаждение перед входом в абсорбер.

Процесс подготовки валанжинского газа и конденсата на УКПГ-1В в значительной степени отличается от подготовки сеноманского газа и реализован с помощью схемы, включающей в себе абсорбер, в котором происходит отдувка газом метанола из ВМР (замена осушки гликолями), низкотемпературную сепарацию и абсорбцию.

При моделировании схемы УКПГ-1В при существующих параметрах работы газ не осушается до регламентированного показателя (нехватка 0,58 °С)

и существует проблема образования гидратов в низкотемпературных колоннах, поэтому была рассмотрена возможность возвращения к классической гликолевой осушке. Все гликоли позволяют осушить газ до регламентируемого значения в минус 20 °С на интервале температур контакта 5-20 °С, но на промысле в настоящее время реализована температура контакта 20-40 °С, то есть при внедрении гликолей потребуется дополнительное охлаждение газа после ДКС. При этом ДЭГ оказался наиболее эффективным гликолем, осушив газ до точек росы в минус 43,7 – минус 30,4 °С. ТЭГ и ЭГ обеспечивают практически одинаковые точки росы, выше на 7-10 °С, чем при использовании ДЭГа.

Однако главной проблемой остается гидратообразование в низкотемпературных агрегатах. В случае работы установки на этиленгликоле и диэтиленгликоле выпадение гидратов наблюдается в низкотемпературном сепараторе С₂ и низкотемпературном абсорбере А₂ при температурах контакта более 10 °С, при низкой температуре контакта 5 °С гидраты не выпадают, однако достижение этого значения крайне затруднительно. В случае триэтиленгликоля наблюдается выпадение гидратов при любых температурах контакта в обеих точках исследования, учитывая дороговизну ТЭГа и отсутствие преимуществ, как по точке росы, так и по гидратообразованию его внедрение на УКПГ-1В абсолютно неоправданно. Для предотвращения гидратообразования необходимо дополнительно вводить метанол в конденсат, поступающий на орошение в А₂ и в газ перед С₂, что повышает конечную температуры точки росы и требует достаточно большое количество ингибитора, что значительно уменьшает целесообразность и рентабельность введения двухреагентной схемы подготовки. В случае использования ЭГа необходимый расход ингибитора гидратообразования более 300 кг/ч, ДЭГа и ТЭГа – более 400 кг/ч. При этом в отсутствии гидратов точка росы – выше регламентируемого значения. Подобные расходы высококонцентрированного метанола сопоставимы с расходом метанола на орошение абсорбера А₁ (480-1600 кг/ч 70-85% масс ВМР). Также при внедрении гликолей потребуется

снижать температуры контакта, модернизировать оборудование при расходе самого гликоля порядка 3300 кг/ч и его высокой цене, все это говорит о нецелесообразности внедрения гликолей на УКПГ-1В.

При использовании существующей схемы подготовки с отдувкой метанола в A_1 необходимо решить проблему с образованием гидратов, путем повышения расхода и/или концентрации ВМР, вводом дополнительного метанола в конденсат, поступающий в A_2 . По результатам исследования самым экономичным вариантом является подача ВМР 85% масс на орошение A_1 с расходом 1500 кг/ч и ингибирование конденсата орошения в A_2 с расходом 300 кг/ч (итого, 1800 кг/ч), однако наиболее удобным вариантом остается повышение расхода ВМР 85% масс до 2500 кг/ч без дополнительной подачи метанола перед A_2 .

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Багатуров С.А. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле – М.: Химия, 1974. - 439 с.
2. Бекиров Т.М. Первичная переработка природных газов. М.: Химия, 2011. - 265 с.
3. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсат / Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2010. - 596 с.
4. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н. – М.: ОАО «Издательство Недр», 1999. – 473 с.
5. Тер-Серкисов Р.М. Проект разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения. – М., 1997. – 354 с.
6. Бондарев Э.А. и др. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа. – Новосибирск: Наука, 1988. - 272 с.
7. Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. – М.: ОАО «Издательство Недр», 1998. – 479 с.
8. Технологический регламент на эксплуатацию газового промысла №5 Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой: ООО «Газпром Добыча Ямбург», 2011. – 79 с.
9. Технологический регламент на эксплуатацию газового промысла №1В Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой: ООО «Газпром Добыча Ямбург», 2013. – 277 с.
10. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия.
11. ГОСТ 20060-83. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги.
12. Дымент О.Н., Казанский К.С., Мирошников А.М. Гликоли и другие производные окиси этилена и пропилена. – М.: Химия, 1976. – 376 с.
13. Отчет по геологии и разработке месторождений предприятия

“Газпром Добыча Ямбург” - 2010 г. – ПАО Газпром. – 220 с.

14. Технологический регламент эксплуатации установки комплексной подготовки газа ГП-4 Ямбургского НГКМ. – 2013 г. – 269 с.

15. Будник В.А. Работа в среде «HYSYS». – Салават, 2010 – 80 с.

16. Бекиров Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. – М.: Недра, 1986, – 261 с.

17. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Бекиров Т.М., Ланчков Г.А. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999, – 596 с.

18. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ
СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

19. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

20. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности

21. ГОСТ 12.4.051-87 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний

22. ГОСТ 12.1.012-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования

23. ГОСТ 12.1.005-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

24. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия

25. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования

26. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

27. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Пожарная безопасность. Общие требования

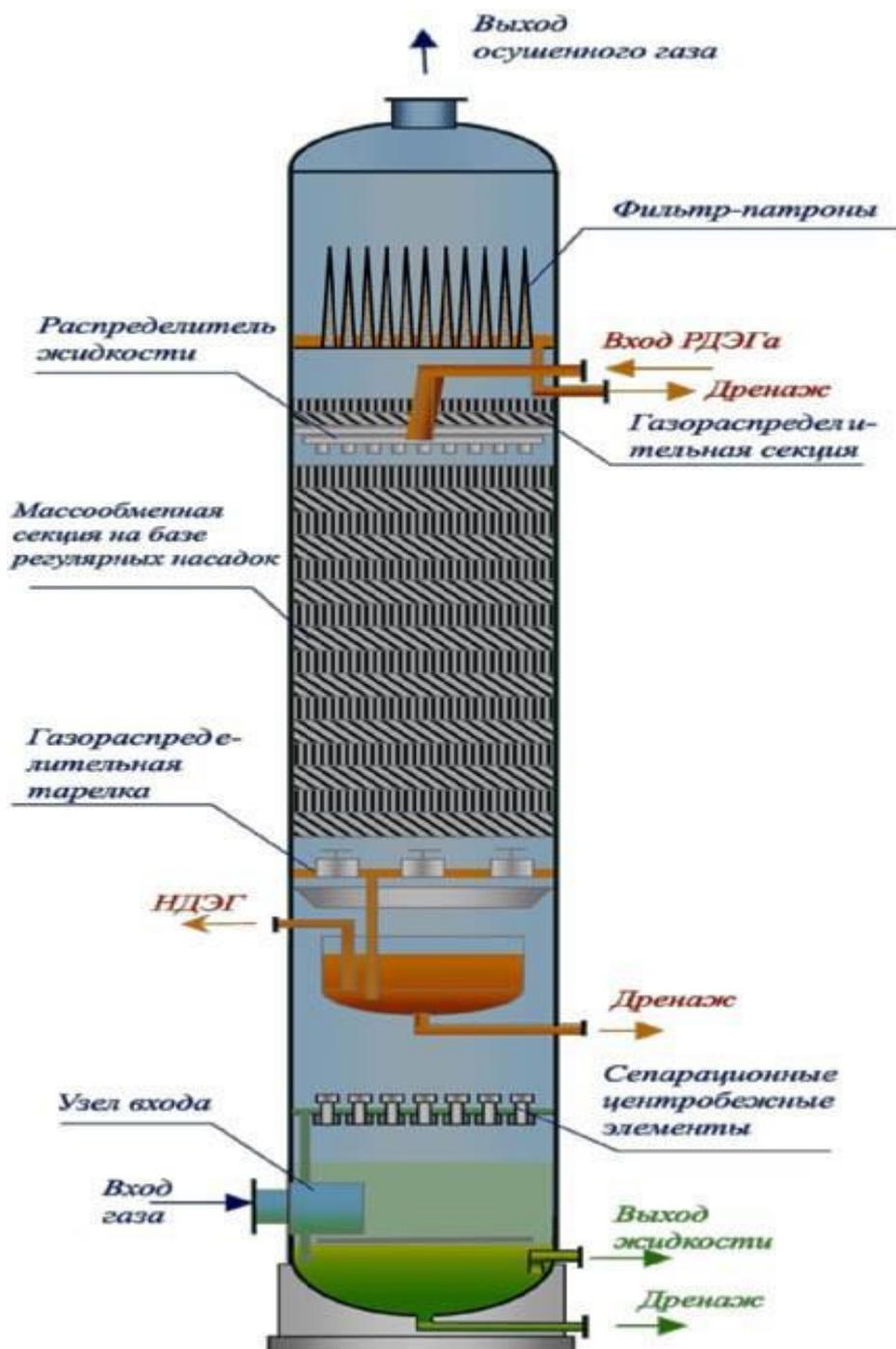
28. ГОСТ 19433-88 Грузы опасные. Классификация и маркировка

29. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

(справочное)

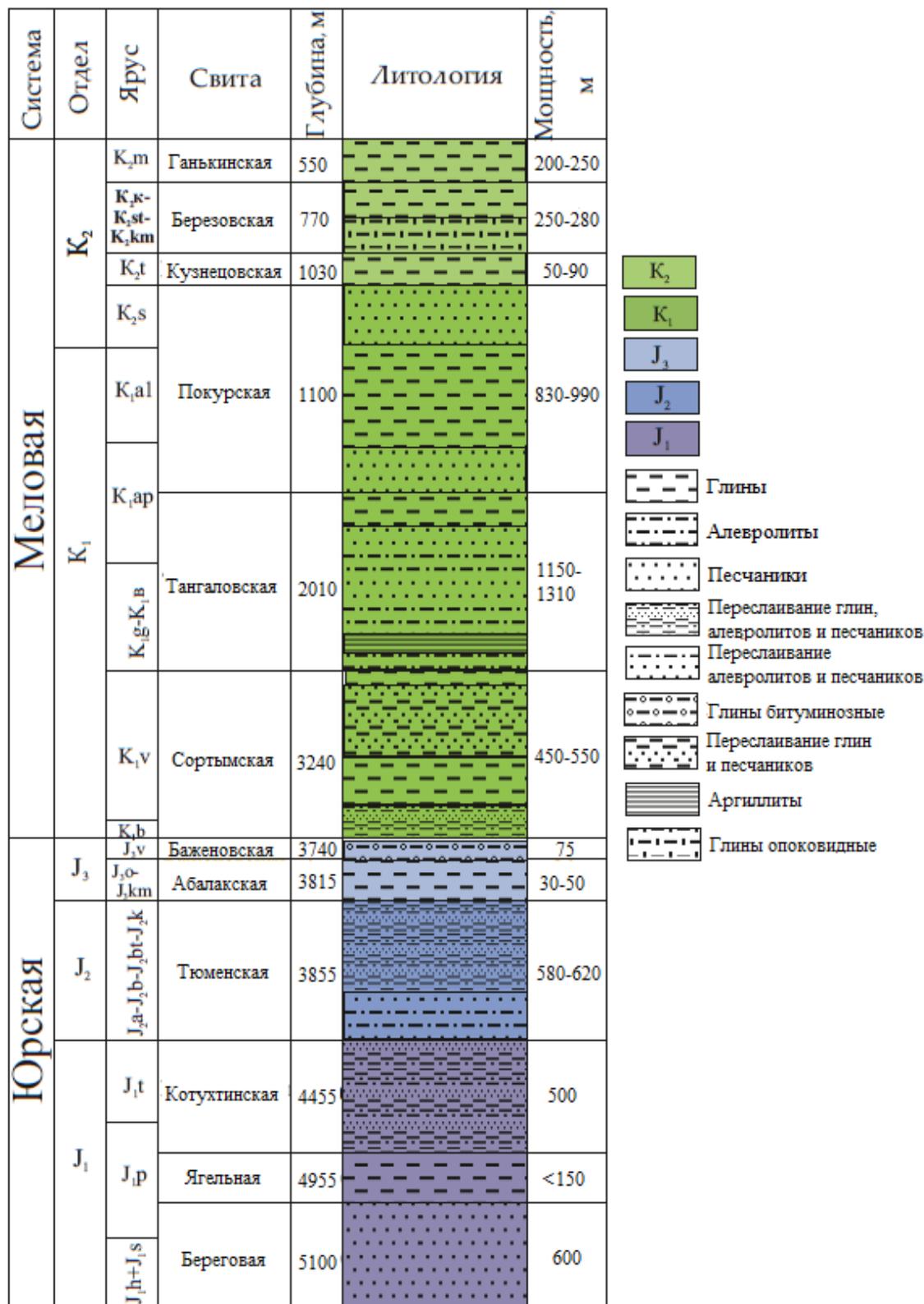
Схема строения многофункционального аппарата (абсорбера)



ПРИЛОЖЕНИЕ 2

(справочное)

Сводная литолого-стратиграфическая колонка юрско-меловых отложений
Ямбургского месторождения



ПРИЛОЖЕНИЕ 3

ANALYSIS OF NATURAL GAS PROCESSING TECHNOLOGIES

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Лю Цун		

Консультант школы отделения нефтегазового дела ИШПР

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

Консультант – лингвист школы отделения иностранных языков ШБИЦ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.п.н		

SOCIAL RESPONSIBILITY

This paper proposes integrated solutions to improve the current gas treatment system, which, in turn, includes a set of technological capacities and auxiliary equipment.

In the process of gas preparation at the complex gas treatment unit in the fields, repair and operation of related equipment there are many factors that affect the safety and safety of labor. Therefore, for reducing the risk of injury and prevent accidents. It's necessary to carry out a detailed study which takes into account the safety of the workers of all production processes at the field :

- assessment of the technical condition of the equipment involved in the event and its compliance with safety requirements;
- compliance with accepted standards of sanitary requirements;
- equipping, development and execution of fire safety instructions;
- prevention of accidents and emergency situations.

Ecological safety, namely the use of energy-efficient technologies that minimize the environmental impact during the technological process, is the main condition for environmental protection [2] .

Protection of water resources involves maintaining the optimum quality of water resources in a state that meets sanitary and environmental requirements (the establishment of water protection zones); protection of objects from pollution and depletion; prevention or elimination of the harmful effects of man-made, as well as the preservation of the biological diversity of ecosystems.

In fulfilling the requirements of life safety and labor protection during the operation of the complex gas treatment units, as well as carrying out measures to reduce injuries, rationing of microclimate parameters and lightness, will achieve an increase in labor productivity and an improvement in the working capacity of staff.

Compliance with environmental standards for the protection of mineral resources is a major part of a set of environmental protection measures to prevent adverse effects on the environment in the process of natural gas preparation [1].

5. Production safety

5.1 Analysis of dangerous and unhealthy production factors

As part of the analysis of dangerous and unhealthy factors arising in the preparation of gas at the field (table 1), it is necessary to assess the working conditions in production.

Table 1 - Dangerous and unhealthy factors of production

Source of factor, name of types of work	Factors (according to GOST 12.0.003-74)		Regulations
	Unhealthy	Dangerous	
Chemical gas drying	1.Deviations of microclimate indicators. 2.Insufficient illumination of workplaces in the winter period. 3.Harmful toxic chemicals. 4.Increased noise level. 5.Increased equipment	1. Electricity. 2. Fire risk. 3. Explosion risk.	GOST 12.1.012-2004 SSBT SN 2.2.4/2.1.8.556–96 SN 2.2.4/2.1.8.562–96 GOST 12.1.038-82 SSBT

Physical and chemical unhealthy factors of the working environment are considered as the factors under study (Table 2).

Table 2 - Unhealthy factors of the production environment to be measured

Production Environment Factors	Indicators
Physical	Noise, infrasound, ultrasound; Vibration; Non-ionizing radiation; Ionizing radiation; Microclimate indicators; Lighting parameters (illumination of the working area).
Chemical	The content of chemicals in the air; The content of chemicals on the skin of workers.

Physical factors such as temperature, humidity, mobility, and the speed of movement of ambient air have high harmfulness. It is their cumulative effect on a person that is reflected in such an important indicator of vital activity as heat exchange [3].

5.1.1.Deviation of microclimate indicators

Increased moisture content, excess heat, high air movement speeds have a negative impact not only on the ability to work, but also on the vital activity of the human body, which entails a decrease in efficiency and productivity, and affects the

health of the worker.

Maintaining optimal microclimatic conditions in production is one of the fundamental conditions for increasing the productivity of work.

These conditions are normalized according to the criteria of an acceptable thermal and functionally capable state of a person during a work shift period of 8 hours. Allowable requirements for the state of the employee's environment do not adversely affect human health, however, in some cases or others, they may cause discomfort, disruption of thermoregulation processes, deterioration of general well-being and, as a result, decrease the efficiency of work [5] .

The performance of work in the workshop is classified as a category of work II-a, which includes work related to the performance of activities requiring a certain amount of physical activity.

Table 3 presents the optimal microclimate values for operation at the installation of integrated gas treatment.

Table 3 – The optimal microclimate values for operation at the installation of integrated gas treatment

Period of the year	Category of work on the level of energy consumption,W	Air temperature, °C	Temperature of surfaces, °C	Relative humidity, %	Air velocity, m /s
Cold	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
Warm	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2

5.1.2.Insufficient Illumination

Rational lighting of industrial premises and workplaces is one of the most important conditions for creating favorable and safe working conditions. The lack of lighting directly affects a person's ability to perceive information about objects around him, which negatively affects his ability to perform work safely.

The lack of lighting causes an uncomfortable state of tension, which in turn is expressed by a decrease in concentration and overwork.

Visual work in low light conditions entails the risk of accidents, which is contrary to the rules of safe work.

With proper placement of light sources in the workplace, the use of combined

lighting (general lighting of the workshop and local lighting with the help of lamps), as well as rest in the conditions of daylight (sunlight) creates favorable and safe working conditions and reduces the risk of injury.

The norm of compliance with the illumination in the shop according to SNiP 23-05-2010 is not less than 400 lx [4] .

5.1.3. Unhealthy toxic chemicals

Separation of components from gas and condensate, which have a toxic effect on humans, as well as in certain conditions that represent the danger of explosion and fire, require special precautions when working with them in order to avoid the development of occupational diseases and emergencies [6].

Characteristics of substances involved in the production process are presented in table 4.

Table 4 - Properties of raw materials, finished products and waste of production

The name of the substance	Chemical formula	Hazard category	Maximum permissible concentration, mg/m ³	Regulatory technical document
Natural gas (methane 99%)	CH ₄	4	7000	OST. 51.40-93 (rev. 2000 г.)
Diethylene glycol	CH ₂ OH-CH ₂ -O-CH ₂ -CH ₂ OH	3	10	GOST 10136-77
Methanol (methyl alcohol)	CH ₃ OH	3	5	GOST 14879-73, GOST 6995-77

5.1.4 Increased noise

As stated above, the main cause of occupational diseases is practically air pollution and noise associated with the operation of the fishery.

Noise has a negative effect on a person's condition, namely: it contributes to the development of cardiovascular diseases, headaches, migraines, hearing problems, reduces assiduity and attention.

Technological equipment GPP creates vibrations and noise with a considerable infrasound component. Long-term presence in the area of distribution of these factors without personal protective equipment is a violation of the conditions for safe work [4] .

Table 5 shows the maximum permissible sound pressure levels that are quoted in the manufacturing process.

Table 5 - Maximum permissible sound pressure levels

Type of employment, workplace	Sound pressure levels, dB, in octave bands with geometric average frequencies, Hz									Sound levels and equivalent levels sound (in dBA)
	21.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Performance of all types of work at permanent workplaces in industrial premises and on the territory of enterprises	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

To fundamentally improve working conditions and eliminate this problem, it is necessary to pay attention to the following:

- reduction of noise directly at the source;
- use of personal protective equipment;
- use of soundproof materials, screens, soundproof fences .

5.2. Analysis of dangerous production factors

5.2.1 Electrical Safety

Work related to the preparation of gas in the field is accompanied by interaction with electrical devices and installations, which implies the need to use technical methods and personal protective equipment to protect against the risk of injury to an employee by electricity.

In order to avoid dangerous situations associated with exposure to electric current, it is necessary to comply with the requirements of GOST SSBT "Electrical Safety": grounding, zeroing, low voltage, insulation, fencing, warning alarm and personal protective equipment.

Ensuring safe working conditions is a very urgent task for any employer, which he must ensure by the Labor Code of the Russian Federation. Therefore, when ensuring the implementation of the gas treatment process at a gas treatment facility, it

is necessary to eliminate the influence of a harmful factor, or to minimize it to the level of maximum permissible values. To accomplish the task of ensuring the safety of activities, it is necessary to choose the principles of ensuring safety, determine methods of ensuring safety, and use means to ensure the safety of the person and working environment.

5.2.2 Fire Safety

The process of gas preparation at the GPP is accompanied by a high degree of fire hazard. Consideration of many factors, for example, such as: work with flammable gases and liquids, electric current, open fire on flares, etc. requires careful study in the framework of safety and security of work.

High risks and enormous damage from the occurrence of fire-hazardous situations contribute to the continuous improvement of requirements and methods of fire safety.

Fire safety regulations are regulated in the “Technical Regulations on Fire Safety Requirements of the Federal Law No. 123” of 2008. At gas fields whose operation involves the use of enhanced fire safety measures, regulations and rules on fire safety are regulated, approved and established as the number features of the process.

At facilities for the integrated treatment of natural gas, these features are presented:

- work of technological equipment under high pressure (absorbers, separators, tanks, pipelines, etc.) with dense placement of technological capacities;
- a large number of flange connections, joints, junctions and other places of probable leakage of flammable substances;
- carrying out gas hazardous work in gassed conditions;

It should be noted that in the event of an emergency, the nature of its distribution will be cascading.

Fire and emergency safety measures in the fishery include the following:

- provision of equipment, workshops, warehouses, household buildings with fire extinguishing equipment and individual protection;
- access to fire sites (clearing snow and foreign objects);
- the presence of warning signs (“no smoking”, “flammable”);
- ensuring the disposal of flammable waste;
- rationing and compliance with the procedure and deadlines for passing an extraordinary fire-fighting instructing by employees and personnel [3].

5.2.3.Mechanical dangerous

Accidents related to the operation of production equipment mechanisms result from improper handling of tools that are not protected by moving parts of machines, sharp objects of production, falling objects from a height.

Preventive conversations, instructions on work and a conscious approach to work are the main requirement in ensuring the safe conduct of work with mechanisms [2] .

5.3. Ecological safety

Questions about environmental safety, namely the use of energy efficient technologies that minimize the impact on the environment, during technological work is the main condition for environmental protection.

Protection of water resources involves maintaining the optimum quality of water resources in a state that meets sanitary and environmental requirements (the establishment of water protection zones); protection of objects from pollution and depletion; prevention or elimination of the harmful effects of man-made, as well as the preservation of the biological diversity of ecosystems.

Annual environmental programs developed at the enterprise are coordinated

with the sanitary and epidemiological surveillance service with environmental organizations of the Yamalo-Nenets Autonomous District. Every year, at the end of the programs, a report on the implementation of measures is prepared, which allows to evaluate their effectiveness and make an adjustment to the program being implemented [1].

During the development of the field, the environment is monitored with regular checks of the effectiveness of environmental enterprises and the identification of previously unpredicted environmental effects.

The objectives of monitoring may vary depending on the stage of field development or specific work carried out during this period.

Atmosphere protection

The operation of the gas field includes the operation of a multitude of technological capacities that have a detrimental effect on the air environment. Thus, the sources of impact are divided into periodic and permanent.

Constants include: chimneys of furnaces of the DEG and methanol regeneration shops, ventilation pipes, pipes of gas distribution shops for own needs, pipes of pulsed and starting gases preparation shops, etc.

The sources of periodic action include: candles (pipes) for purging gas pipelines, equipment, candle for dispersed gas treatment plants, HPA starting candles, gas relief candles, etc.

In the event of an emergency, the exhaust pipes of emergency diesel power plants also become sources of air pollution.

Rationing and protection of atmospheric pollution from unhealthy emissions is provided by the technological parameters of sources (table 6) [5] .

Table 6 – Air emission standards

N	Name of air emission	The amount of emissions by type tons/year	Condition (method) elimination, neutralization, recycling	Emission frequency	Set the standard content of pollution emissions, mg/ m ³
1	Nitrogen oxide	1299.8	Scattering	Constantly	5
2	Nitrogen dioxide	1336.2	Scattering	Constantly	2

3	Soot	0.05326	Scattering	Constantly	4
4	Hydrogen cyanide	0.00019	Scattering	Constantly	0.3
5	Hydrogen sulphide	0.000427	Scattering	Constantly	10
6	Sulfur dioxide	0.0846	Scattering	Constantly	10
7	Carbon oxide	5104.6	Scattering	Constantly	20
8	Methane	3662.4	Scattering	Constantly	7000
9	Hydrogen fluoride	0.000436	Scattering	Constantly	0.5
10	Benzopyrene	0.0000501	Scattering	Constantly	0.00016
11	Toluene	0.248	Scattering	Constantly	50
12	Xylene	0.814	Scattering	Constantly	50
13	Diethylene glycol	17.890112	Scattering	Constantly	10
14	Methanol	96.17834	Scattering	Constantly	5
15	Butylacetate	0.10257	Scattering	Constantly	200
16	Formaldehyde	0.00811	Scattering	Constantly	0.5
17	Acetone	0.195306	Scattering	Constantly	200
18	Acetic acid	0.001759	Scattering	Constantly	5
19	Kerosene	0.193212	Scattering	Constantly	300
20	Mineral oil of oil	0.0221816	Scattering	Constantly	5
21	White Spirit	0.55	Scattering	Constantly	300

It should be noted that the snow cover has a number of properties that make it a convenient indicator of pollution not only of atmospheric precipitation, but also of atmospheric air, as well as subsequent pollution of water and soil.

Hydrosphere protection

Protection of water resources involves maintaining the optimum quality of water resources in a state that meets sanitary and environmental requirements (the establishment of water protection zones); protection of objects from pollution and depletion; prevention or elimination of the harmful effects of man-made, as well as the preservation of the biological diversity of ecosystems.

Ensuring the protection of water resources is ensured by fulfilling the

requirements for the disposal of industrial waste, such as: reservoir water and condensate, water from a DEG regeneration plant, wash water.

Protection of the lithosphere

When operating gas fields, the impact on the subsoil will be during the construction of onshore facilities, during drilling, and during industrial gas production.

Drilling and operation of wells, utilization of liquid drilling wastes and associated formation water (injection into the subsoil), collection and transportation of produced fluids are accompanied by the inevitable anthropogenic impact on environmental objects, including on the bowels.

There is also a negative impact on the soil cover as a result of dumping grounds and roads with soil and the elimination of shrubs and trees during construction

Measures to minimize the negative impact of production processes associated with the development of the field are as follows:

- restriction of well installation to well pads;
- scheduled maintenance of equipment to reduce the risk of accidents and emissions;
- compliance with the requirements for the protection of mineral resources, as provided for by the laws of the Russian Federation .

5.3.1 Safety in emergency situations

Operation of high-risk facilities includes a high degree of emergencies.

Of the above listed emergencies, a fire is most likely to occur. The technology of gas preparation in gas fields is directly related to work with flammable and flammable substances, high pressures and speeds in aggregates and pipelines, as well as high temperatures .

Sources of ignition can be open fire of technological installations, red-hot or heated walls of apparatus and equipment, sparks of electrical equipment, static electricity, sparks of impact and friction of machine parts and equipment, etc.

As well as violation of the rules and regulations for the storage of fire hazardous materials, careless handling of fire, use of open fire torches, blowtorches, smoking in prohibited places, failure to comply with fire prevention measures for equipping fire water supply, fire alarm systems, provision of primary fire extinguishing equipment, etc.

Uncontrolled ignition in the gas field, accompanied by fire and explosion, can lead to very serious consequences not only for the production itself and the people serving it, but also for the environment. In this regard, it is extremely important to correctly evaluate the fire and explosion hazards of the process at the design stage, identify possible causes of accidents, identify hazards and scientifically substantiate the choice of methods and means of fire and explosion prevention and protection .

As part of ensuring safety in the event of an emergency at the enterprise, a procedure is developed, which is regulated in terms of emergency response at a hazardous production facility, consisting of such items as:

1. First noticed:

- by shouting or by any available means of communication, it warns about the danger of all people in the area of origin of the fire;
- reports the accident to the fire safety officer.

2. Person responsible for fire safety:

- if necessary, calls the fire and rescue brigade;
- if necessary, calls an ambulance;
- notifies the situation of the head of the fishery and, if necessary, reports recommendations for stopping production facilities.

3. Fire-rescue brigade:

- restricts the access of the personnel of the organization and outsiders to the

territory of the enterprise;

- stops all types of work on the territory of the organization;
- displays all those present and, if any, affected people from the danger zone to a safe place;
- prior to the arrival of ambulance, organizes and provides first aid to victims;
- organizes a meeting of emergency services;
- organizes the protection of the danger zone, the installation of warning and prohibiting signs;
- organizes the work of the organization's personnel in emergency response;
- proceeds to work on emergency response.

4. Ambulance staff:

- assist the victims and, if necessary, arrange for their delivery to medical institutions;
- organizes duty until a complete emergency.

5. The responsible manager of work on the localization and liquidation of an emergency:

- manages the personnel of the organization performing the localization and liquidation of emergency situations, coordinates the actions of the emergency services;
- informs the management of the organization on the progress of work on the after-effects.

In order to reduce damage at hazardous production facilities, action plans were developed and implemented to localize and eliminate emergency situations and their

consequences, which contributes to the observance of safety rules, identifying the adequacy of the measures taken to prevent accidents in the fields and determines the organization's readiness to eliminate the consequences of accidents [3].

5.4 Legal and organizational security issues

5.4.1 Special legal regulations

In accordance with the Labor Code of the Russian Federation, the relations between the organization and employees are regulated, related to the regulation of social relations, labor regulations and its payment, etc.

In particular, this rationing includes the duration of the working day, which should not exceed 40 hours per week. The company also has a distinction between labor standards for women and men, which is regulated by the Labor Code of the Russian Federation.

During the working day, breaks of a regulated duration should be provided for at least 30 minutes and at most 2 hours, not included in the working time.

The organization pays wages to employees in the prescribed and agreed amount. In the case of withholding payments, the reasons for which will correspond to the LC RF Art. 137 "Restriction of deductions from wages". In the opposite case, if the wage is delayed for more than 15 days, the employee may lawfully suspend work by notifying the employer[6] .

5.4.2 Organizational events

The gas treatment complex is a hazardous technological facility, the safe operation of which should take into account the following aspects:

- organization of briefings before being hired, as well as before starting work;
- arrangement of technological capacity according to the approved scheme;
- control over the operation of instruments and equipment;
- control over the performance of work, verification of work orders, and technological documentation;
- ensuring the safety of workers when working with technological facilities

(issuing PPH, conducting briefings before starting work, checking tools, etc.) [4] .

5.5 Conclusion

When fulfilling the requirements of life safety and labor protection, when carrying out measures to reduce injuries, rationing the parameters of the microclimate and illumination, an increase in labor productivity and an improvement in the working ability of workers will be achieved.

As part of the proposed technological solutions for the modernization of production, no radical measures will be required that change the implemented system for ensuring safe work, environmental safety and labor protection.

It is necessary to emphasize that in the course of the work of the GPP, there are many factors that affect the safety and safety of labor. Therefore, a detailed study of all production processes occurring at the field, taking into account the safety of the personnel, is necessary to reduce the risk of injury and prevent accidents:

- assessment of the technical condition of the equipment involved in the event and its compliance with safety requirements.
- compliance with the accepted standards of sanitary requirements;
- equipping, development and execution of fire safety instructions;
- prevention of accidents and emergency situations.

Bibliography

1. Gandhidasan, P., A. A. Al-Farayedhi, and A. A. Al-Mubarak. 2001. Dehydration of natural gas using solid desiccants. *Energy* 26:855–868.
2. Grosso, S. 1978. Glycol choice. *The Oil and Gas Journal* 76:106–110.
3. Hicks, R. L., and E. A. Senules. 1991. New gas-water-TEG equilibria. *Hydrocarbon Processing* 70:55–58.
4. Lane, M. J., and M. A. Huey. 1995. Lithium bromide absorption chiller passes gas conditioning field test. *Oil & Gas Journal* 93:70–74.
5. Manning, W. P., and H. S. Wood. 1993. Guidelines for glycol dehydrator design—Part 1. *Hydrocarbon Processing* 72:106–114.