

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

Инженерная школа Природных ресурсов
 Направление подготовки – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы (НОЦ) 21.04.01. Нефтегазовое дело

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

| |
|--|
| Тема работы Анализ эффективности технологии осушки газа на газовых месторождениях в условиях Крайнего Севера |
|--|

УДК 622.279.8:66.074-027.236(211-17)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 2БМ7Р | Маслиенко Мария Михайловна | | |

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 ООД | Черемискина Мария Сергеевна | | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------------------|------------------------|---------|------|
| Профессор | 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»**

Инженерная школа Природных ресурсов
Направление подготовки – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Отделение школы (НОЦ) 21.04.01 Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) Зятиков П.Н.
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

| |
|--------------------------|
| Магистерской диссертации |
|--------------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|----------------------------|
| 2БМ6Г | Маслиенко Марии Михайловне |

Тема работы:

| | |
|---|--|
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | |
|---|--|

| | |
|--|---------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 10.06.2019 г. |
|--|---------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

| | |
|--|---|
| | 3. Структурная карта остаточных запасов; 4. Зависимость точки росы газа при осушке растворами ДЭГ от температуры контакта; 5. Принципиальная схема абсорбера; 6. Структурная схема УКПГ. |
|--|---|

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

| Раздел | Консультант |
|---|---|
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | Романюк Вера Борисовна, к.э.н., доцент ОНД |
| «Социальная ответственность» | Черемискина Мария Сергеева, ассистент ООД |
| Консультант – лингвист Отделения иностранных языков ШПИБ | Гутарева Надежда Юрьевна, к.п.н., доцент отделения иностранных языков |

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:

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

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 2БМ7Р | Маслиенко Мария Михайловна | | |

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

Инженерная школа Природных ресурсов
 Направление подготовки – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы (НОЦ) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года) _____

Форма представления работы:

| |
|--------------------------|
| Магистерская диссертация |
|--------------------------|

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 10.06.2019 |
|--|------------|

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

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

| | |
|---------------|----------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2БМ7Р | Маслиенко Марии Михайловне |

| | | | |
|---------------------|-------------|---------------------------|-------------------|
| Школа | ИШПР | Отделение | ОНД |
| Уровень образования | Магистр | Направление/специальность | Нефтегазовое дело |

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

| | |
|--|--|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Оценка затрат на модернизацию и обустройство установки комплексной подготовки газа на Ямбургском месторождении |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов | СТО Газпром РД 1.12-096-2004 |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016г. № 55-ФЗ |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|--|
| 1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ | Оценка перспективности внедрения предлагаемых вариантов модернизации системы подготовки газа на месторождении |
| 2. Разработка устава научно-технического проекта | Методическая рекомендация по оценке эффективности инвестиционных проектов |
| 3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок | Контроль за экономическим и ресурсным эффектом в течение рассматриваемого периода, анализ целесообразности применения различных методов решения проблемы |
| 4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности | Расчет экономической эффективности использования модифицированных вариантов установки подготовки газа |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

| | |
|---|--|
| 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 |
| 2БМ7Р | Маслиенко Мария Михайловна | | 2БМ7Р |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| | |
|-----------------|-----------------------------------|
| Группа 2БМ7Р | ФИО Маслиенко Марии Михайловне |
|-----------------|-----------------------------------|

| | | | |
|---------------------|--------------|---------------------------|--|
| Школа | ИШПР | Отделение | 21.04.01 Нефтегазовое дело |
| Уровень образования | магистратура | Направление/специальность | Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений |

| | |
|---|--|
| Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: | |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Объектом исследования данной работы является технология сбора и подготовки природного газа на УКПГ Ямбургского НГКМ |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| 1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: | Основными вредными факторами являются: 1) Отклонение показателей микроклимата. 2) Недостаточная освещенность. 3) Повышенный уровень шума на рабочем месте. 4) Вредные вещества. К опасным факторам относятся: 1) Электробезопасность. 2) Пожарная безопасность. 3) Механические опасности. |
| 2. Экологическая безопасность – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. | Экологическая безопасность 1) Воздействие на атмосферу 2) Воздействие на гидросферу 3) Воздействие на литосферу |
| 3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. | 1. Вероятные ЧС при исследованиях: 1) Возникновение взрывов и пожаров, разлив легковоспламеняющихся жидкостей 2. Разработка мер по предупреждению ЧС. 3. Меры ликвидации ЧС. |

| | |
|--|---|
| <p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | <p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Специальные правовые нормы. 2. Организационные мероприятия. |
|--|---|

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 2БМ7Р | Маслиенко Мария Михайловна | | |

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

Выпускная квалификационная работа магистра содержит 140 страниц, 20 рисунков, 24 таблиц, 3 приложения, 27 источников.

Ключевые слова: природный газ, установка комплексной подготовки газа, осушка, абсорбер, диэтиленгликоль, метанол, гидраты.

Объект исследования:

Объектом исследования в данной работе является технологический процесс подготовки природного газа на Ямбургском НГК месторождении.

Предмет исследования:

Конкретная задача исследования объекта состоит в определении эффективности реализованной технологии.

Цель работы:

Анализ и исследование процессов действующей технологии подготовки газов в условиях Крайнего севера на примере Ямбургского НГКМ, с последующим обоснованием внедрения эффективной технологии подготовки исходного природного газа на месторождении и выбором оптимального абсорбента.

В данной магистерской диссертации основное внимание уделяется анализу существующих методов осушки природного газа в условиях Крайнего севера на примере Ямбургского месторождения и выборе наиболее оптимальной ресурсоэффективной технологии подготовки природного газа к транспорту, реализуемой на месторождении.

Основные задачи исследования:

1. Рассмотреть основные технологии подготовки природного газа и установить наиболее эффективную для реализации на месторождении.
2. Определить оптимальные технологические параметры работы производственных мощностей УКПГ.

3. Рассмотреть и обосновать выбор эффективного реагента-осушителя (абсорбента).

Практическая новизна:

1. Определение преимуществ и недостатков, осуществляемых на месторождении технологий подготовки природных газов.
2. Рассмотрение и предложение эффективной технологии с использованием оптимального абсорбента.
3. Предложение вариативных способов совершенствования технологии по осушке газа на промысле.

Практическая значимость результатов ВКР:

Работа, представленная в данном исследовании, носит рекомендательный характер и предлагает варианты для совершенствования реализованной на месторождении технологии подготовки природного газа к трубопроводному транспорту. Результаты исследования могут быть использованы при проектировании технологии, ремонте технологического оборудования и при перекомпоновке установок по подготовке газа на промыслах в условиях Крайнего севера, что, в свою очередь, позволит получать на выходе более качественное сырье; так же оценка эффективности сепарационного и массообменного оборудования позволит нормализовать работу системы осушки газа при пониженных давлениях контакта в условиях рассматриваемого объекта.

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.

СОЖЕРДАНИЕ

| | |
|---|-----|
| ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ | 11 |
| ВВЕДЕНИЕ | 12 |
| ГЛАВА 1. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО УРОВНЯ ТЕХНОЛОГИЙ..... | 14 |
| 1.1 Факторы, влияющие на процесс низкотемпературной сепарации | 21 |
| 1.2 Факторы, влияющие на процесс абсорбционной осушки | 23 |
| 1.3 Оценка технического уровня подготовки газа за рубежом..... | 26 |
| 1.4 Основные выводы..... | 27 |
| ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 29 |
| 2.1 Физико-географическая характеристика района..... | 29 |
| 2.1 Основные показатели разработки месторождения..... | 34 |
| 2.3 Геология Ямбургского месторождения..... | 38 |
| ГЛАВА 3. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА | 43 |
| 3.1 Реализованная инфраструктура Ямбургского НГКМ | 43 |
| 3.2 Технологические показатели разработки месторождения и основные требования по подготовке природного газа | 46 |
| 3.3 Технология низкотемпературной сепарации | 51 |
| 3.4 Абсорбционная осушка газа | 53 |
| 3.5 Факторы, влияющие на показатели работы абсорберов..... | 55 |
| 3.6 Сравнительная характеристика абсорбентов и выбор наиболее эффективного | 59 |
| 3.7 Рекомендации по модернизации МФА и установки регенерации ДЭГ | 63 |
| 3.8 Технологический расчет абсорбера | 64 |
| 3.9 Основные выводы у главе 3..... | 85 |
| ГЛАВА 4. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ | 88 |
| 4.1 Экономическое обоснование рентабельности применения технологии на УКПГ | 88 |
| 4.2 Построение модели денежных потоков | 89 |
| 4.3 Капитальные затраты | 93 |
| 4.4 Операционные затраты | 95 |
| 4.5 Расчет показателей эффективности | 95 |
| 4.6 Анализ чувствительности проекта..... | 99 |
| 4.7 Основные выводы к главе 4..... | 99 |
| ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ..... | 101 |
| 5.1. Производственная безопасность | 102 |
| 5.2 Анализ опасных производственных факторов | 105 |
| 5.3 Экологическая безопасность | 107 |
| 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях | 109 |
| 5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 112 |
| 5.6 Основные выводы к главе 5..... | 113 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... | 115 |
| СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА | 118 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 119 |
| Приложение 1..... | 122 |
| Приложение 2..... | 123 |
| Приложение 3..... | 124 |

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ВМР – водометанольный раствор;

ГКС – газокompрессорная станция;

ГМКМ – газовое месторождение Каменномысское-море;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

МФА – многофункциональный абсорбер;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НТК – низкотемпературная конденсация;

НТС – низкотемпературная сепарация;

СОГ – станция охлаждения газа;

ТДА – турбодетандерный агрегат;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

УППГ – установка предварительной подготовки газа;

УРМ – установка регенерации метанола.

ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа магистра выполнена в соответствии с методическими рекомендациями и отражает итог работы, направленной на обобщение знаний, полученных в период обучения в магистратуре. В процессе написания работы основной упор был поставлен на изучение проблематики осушки природных газов на месторождениях Крайнего Севера.

Актуальность темы:

Развивающаяся промышленная инфраструктура газодобывающей и смежных с ней отраслей промышленности на сегодняшний день тесно связана с дальним трубопроводным транспортом природных газов из отдаленных добывающих регионов в центральные промышленные районы страны. Эксплуатация газопроводов предполагает оптимальный режим, отвечающий требованиям в максимальном использовании пропускной способности при минимальных энергозатратах на сжатие, что обеспечивается достаточной степенью подготовки природного газа к транспорту.

Добыча газа в России, согласно исторической справке, началась именно с уникальных по объему и самых легкоизвлекаемых залежей сеноманского газа.

На сегодняшний день не существует единого метода подготовки сеноманского газа к транспортировке в условиях крайнего севера. Даже для группы месторождений со схожими показателями (объемы добычи, пластовое давление, компонентный состав газа и др.), находящиеся в одинаковых климатических условиях, используются различные способы подготовки. Кроме того, что выбор наиболее оптимальной технологии сможет повысить качество подготовки и увеличит надежность транспортировки газа, создаст необходимые условия для развития

машиностроения, путем унификации и создания широкой «линейки» установок отечественного производства.

В данном исследовании упор был поставлен на улучшение фактических показателей осушки газа, а именно получения оптимальной точки росы товарного газа, так как данный показатель является превалирующим условием эффективности технологии осушки природного газа.

Исходя из сложившейся мировой практики разработки и обустройства нефтегазовых месторождений, основным принципом формирования вариантов обустройства месторождения, принимается максимальное сокращение объема технологических работ при условии выполнения требований действующих нормативных документов. Следуя данному принципу, работа по улучшению показателей разработки в рамках действующей технологической схемы сбора и подготовки природного газа является наиболее оптимальным решением.

ГЛАВА 1. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО УРОВНЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

За почти полувековую историю существования промышленного производства сжиженного газа в мире накопился определенный опыт проектирования, строительства и эксплуатации технологического оборудования в области производства, транспорта, хранения попутного нефтяного газа.

На большинстве нефтяных месторождений нефть добывают вместе с попутной водой. Эта вода, которая может составлять очень большой процент общей добычи на промысле, может служить причиной множества проблем. Такими проблемами могут быть коррозия, соле- и гидратоотложения, снижающие пропускную способность трубопровода.

Месторождения, эксплуатация которых осложнена сложными климатическими условиями крайнего севера, располагаются в малоосвоенных районах страны и трубопроводный транспорт является наиболее оптимальным для снабжения газом промышленных районов.

Непосредственно подготовка природного газа к транспорту на месторождениях занимает ведущее место в системе сбора и подготовки сырья и включает такие процессы, как очистка газа от механических примесей, осушка газа до температуры точки росы и извлечение углеводородного конденсата.

В течение последнего десятилетия технические инновации наблюдаются во всех звеньях производственно-сбытовой цепи системы подготовки газа, что свидетельствует о продолжающемся быстром росте этой индустрии.

Из основных результатов научно-технического прогресса можно указать разработку и внедрение:

- отраслевых стандартов качества промысловой продукции;

- проектных технологических схем для установок подготовки газа и разработка комплексных методик, сопряженных с унифицированным оборудованием большой единичной мощности;
- стабилизации газового конденсата с применением колонного оборудования и полной утилизацией газов выветривания и де-этанзации;
- усовершенствованных методов расчета технологических процессов и схем с использованием ЭВМ и персональных компьютеров;
- установок комплексной подготовки газа мощностью до 30 млрд. м³/год;
- газопромысловых комплексов с заверренным технологическим циклом, включающим извлечение из газов воды, тяжелых углеводородов, производство моторных топлив, сжиженных газов, обезвреживание промстоков и т.д.

Однако, несмотря на перечисленные достижения, были выявлены и некоторые несовершенства в области реализации технологии подготовки газов, наибольший вес из которых имеет неэффективная осушка природных газов.

В газовых и газоконденсатных месторождениях газ в пластовых условиях насыщен водяными парами, содержание которых растет с повышением температуры и понижается с увеличением давления. Содержание паров воды в природном насыщенном газе обычно определяется точкой росы, значение которой и, соответственно, глубины осушки, регламентировано стандартами добывающих предприятий.

Насыщение природных газов парами воды является одним из факторов образования гидратов – физико-химических соединений воды с углеводородами, которые отлагаются на стенках трубопровода и вызывают частичную или полную закупорку там самым нарушая режим работы технологических процессов. Проблема борьбы с образованием кристаллогидратов особое значение приобретает с ростом объемов добычи

газа на месторождениях Сибири и Крайнего Севера – районов с преобладающими низкими пластовыми температурами и суровым климатом.

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 осушки газа можно поделить на две группы:

1. Сорбционные – поглощение влаги жидкими (абсорбция) и твердыми (адсорбция) сорбентами;
2. Низкотемпературная сепарация – получение низких температур в результате дросселирования газа высокого давления или с помощью установок искусственного охлаждения с вводом ингибитора гидратообразования.

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. Так как метод НТС базируется на использовании дроссельного эффекта – энергии высокого пластового давления газа на первой стадии разработки, а большая часть месторождений Крайнего Севера и Сибири находится на стадиях падающей добычи, то по мере истощения залежи и падения пластового давления для продления срока службы установок НТС на более поздних стадиях разработки месторождений охлаждение газа производится на установках искусственного холода или в детандерах (поршневых или турбинных), что провоцирует одновременное выделение углеводородов и влаги. Для достижения требуемых показателей и нормированных значений точки росы процесс НТС применяется в сочетании с процессами сорбционной осушки.

Абсорбционная осушка достаточно эффективна в процессе подготовки тощих газов, где содержание тяжелых углеводородов не превышает допустимого для нормальной транспортировки уровня. В качестве абсорбента широко применяют метиловый спирт (метанол) и гликоли (ЭГ,

ДЭГ, ТЭГ). Последние обладают высокой гагроскопичностью, стойкостью к нагреву и химическому разложению и сравнительно невысокой стоимостью в масштабах производства.

Наряду с осушкой газов адсорбционным методом широкое распространение в технике для осушки различных сред находят установки, применяющие адсорбционный метод, имеющие ряд преимуществ по сравнению с жидкостным методом.

Основной – более глубокая осушка газа (получение точки росы 233 К и ниже). В качестве адсорбентов применяют следующие твердые осушители: силикагель, алюмогель, активированный боксит, природные цеолиты (шабавит, морденит и др.), синтетические цеолиты (молекулярные сита). Для уменьшения гидравлического сопротивления в слое, через который пропускается осушаемый газ, адсорбенты выпускаются в виде гранул или шариков.

Следует учесть, что метод адсорбционной осушки на промыслах по добыче газа не находит большого распространения в связи с добычей сравнительно больших объемов сырья, удовлетворительными показателями реализованных систем и технологий осушки, а также в связи с энерго- и ресурсозатратным перепроектированием и модернизацией установок по подготовке газа.

Поэтому, опыт разработки месторождений показывает, что жидкостные системы адсорбционной осушки показывают достаточную эффективность по достижению необходимой депрессии точки росы в 22 – 28 °С. Если существует потребность в достижении более высоких значений, обычно рассматривают вариант с использованием технологии адсорбционной осушки.

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

При заданных значениях температуры и давления количество водяных паров в единице объема газа не может быть больше предельной (максимальной) величины. Если снизить температуру газа, содержащего максимальное количество водяных паров, то часть их конденсируется. Температура, при которой происходит конденсация водяных паров, содержащихся в газе или воздухе, называется точкой росы. Таким образом, точка росы соответствует максимальному содержанию водяных паров в газе при данном давлении [19].

При определенных сочетаниях температур и давлений выделившаяся вода, контактируя с газом, способна образовывать гидраты – белые кристаллические вещества, похожие, в зависимости от условий образования, на лед или спрессованный снег. Гидраты растут подобно кристаллам и образуют пробки в трубопроводах, в прорезях тарелок и вентилях, если кристаллики гидрата не уносятся с газом [7].

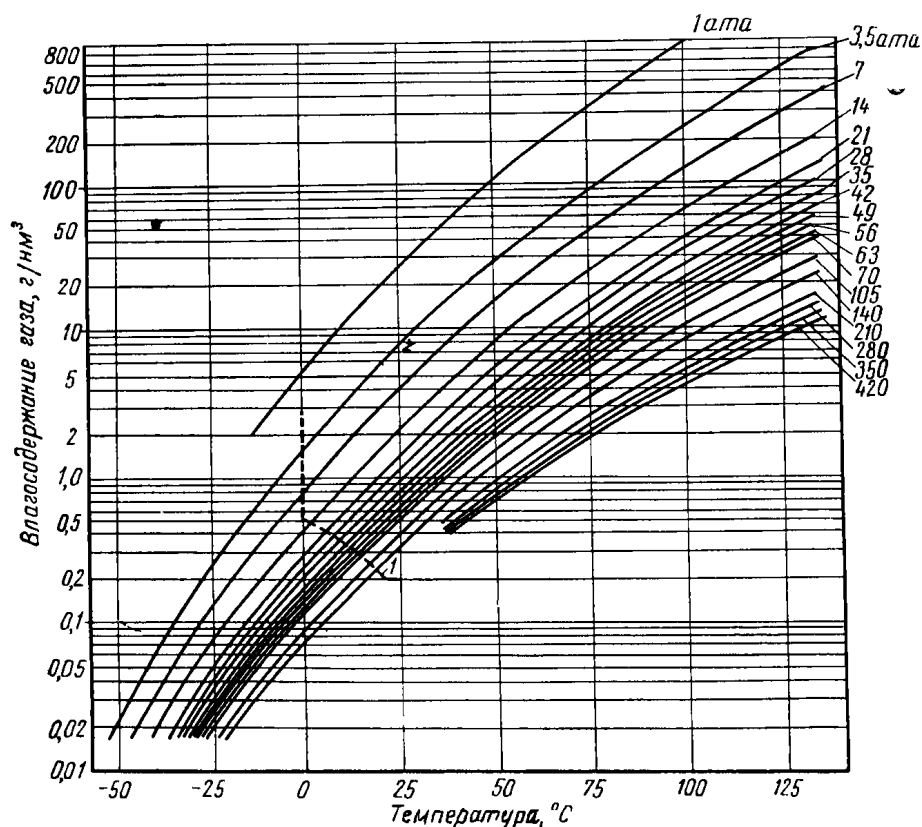


Рисунок 1 – Содержание водяного пара в насыщенном природном газе

Для предупреждения образования гидратов в потоке газа необходимо устранить хотя бы одно из основных условий существования гидратов, а

именно, высокое давление, низкую температуру или свободную влагу [5, с. 52]. В связи с этим основными методами борьбы с гидратами являются понижение давления, повышение температуры, осушка газа или ввод антигидратных ингибиторов.

Отечественные и зарубежные исследования свидетельствуют о преобладающей эффективности растворов метанола и хлористого кальция, а при больших значениях Δt 30%-ный раствор хлористого кальция оказывается эффективней широко применяющегося метанола. ЭГ и ДЭГ, использование которых в качестве ингибиторов гидратообразования в скважинах только начинается, примерно одинаково снижают температуру образования гидратов. Так, при необходимости снизить температуру гидратообразования на 15°C концентрация отработанного ингибитора должна составлять для ЭГ 37,5%, для ДЭГ 40% и для ЭГ 44%. Поскольку величина Δt для гликолей примерно одинакова, то для выбора того или иного гликоля необходимо знать другие определяющие факторы, в частности величину потерь при регенерации [3].

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

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

Выбор технологии осушки газа определяется в первую очередь требуемой температурой точки росы [21, с. 5] и обуславливает проведение в каждом конкретном случае всесторонних технико-экономических

проработок. При этом наряду с потребностью других отраслей народного хозяйства в природном газе, учитываются так же параметры месторождения, наличие оборудования и средств контроля и автоматизации, климатические условия районов добычи и транспортирования газа и т.д.

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

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

корректировке режима работы колонны также может привести к снижению энергозатрат;

– с понижением температуры точки росы ниже определенного значения резко возрастает расход энергии на процесс разделения.

Следовательно, значение температуры точки росы должно быть обусловлено требованиями по подготовке;

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

– повышение глубины утилизации тепла технологических потоков и дымовых газов;

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

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

1.1 Факторы, влияющие на процесс низкотемпературной сепарации

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

Состав сырьевого газа. Чем тяжелее состав исходной смеси (чем больше средняя молекулярная масса газа), тем выше степень извлечения жидких углеводородов.

Влияние температуры. Температуру на установках низкотемпературной сепарации выбирают исходя из необходимой точки росы для транспортировки газа по трубопроводу в однофазном состоянии. Для легких газов (средняя молекулярная масса не более 22, средняя молекулярная температура кипения минус 156-133 °С) снижение температуры сепарации от 0 до минус 40 °С обеспечивает существенный

рост степени извлечения конденсатообразующих компонентов, в том числе водяных паров.

Для жирных газов (средняя молекулярная масса более 22, средняя молекулярная температура кипения больше минус 133 °С) влияние температуры на степень извлечения конденсатообразующих компонентов [1, с. 55].

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

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

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

Эффективность оборудования. На эффективность работы установок низкотемпературной сепарации влияет используемый источник холода. В процессе длительной эксплуатации скважин и при снижении пластового давления замена изоэнтальпийного расширения (дросселирование) на изоэнтропное (расширение в детандерах) позволяет эффективнее использовать свободный перепад давления и при одном и том же перепаде давления при детандировании потока достигать более низких температур сепарации [1, с. 94].

На более поздних стадиях эксплуатации скважин, когда свободный перепад давления практически отсутствует, на эффективность работы

установок низкотемпературной сепарации будет оказывать влияние выбранный хладагент, его расход в испарителе и поверхность теплообмена.

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

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

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

1.2 Факторы, влияющие на процесс абсорбционной осушки

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

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

Как правило, установки абсорбционной осушки газа проектируются на рабочее давление 7,4 МПа. Со временем из-за снижения давления газа перед УКПГ возникает необходимость ввода дожимной компрессорной станции с

тем, чтобы обеспечить нормальный гидравлический режим в аппаратах УКПГ и магистральном газопроводе.

В этих условиях вопрос о влиянии давления на процесс осушки газа превращается в вопрос о взаимной увязке показателей работы дожимной компрессорной станции и установок осушки. При этом большое значение имеет выбор места расположения дожимной компрессорной станции относительно технологических установок: до или после них. Независимо от составов обрабатываемых газов (газы сеноманских или газоконденсатных залежей) это оказывает серьезное влияние на капиталовложения в обустройстве месторождений, эксплуатационные затраты на обработку газа, показатели качества газа и т.д. Со снижением давления процесса требуется более глубокая осушка газа с тем, чтобы фактическая точка росы газа соответствовала точке росы газа при заданном давлении.

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

Влияние температуры. Температура процесса осушки газа - один из основных факторов, определяющих технико-экономические показатели процесса абсорбционной осушки газа. Чем ниже температура газа при прочих равных условиях, тем меньше его равновесная влагоемкость. Следовательно, для извлечения влаги из газа потребуется меньший удельный расход циркулирующего абсорбента. Это в свою очередь оказывает существенное влияние на металло- и энергоемкость блока регенерации установок осушки газа. Однако допустимая температура контакта ограничивается вязкостью раствора [9, с. 151-155].

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

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

Верхнее значение температуры контакта практически не ограничивается. Однако необходимо иметь в виду, что чем выше температура газа, тем больше расход осушителя. При этом из-за большого количества влаги, извлеченной из газа в абсорбере, резко увеличивается расход энергии в блоке регенерации.

Снижение температуры контакта приводит также к сокращению затрат тепла на работу блока регенерации, так как уменьшается количество воды, извлекаемой из газа. В целом влияние снижения температуры контакта аналогично влиянию повышения давления на показатели установки осушки газа и объем циркулирующего в системе осушителя [14, с. 64-67].

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

При осушке газов до точки росы минус 25 °С в большинстве случаев применяют абсорбционные процессы с использованием водных растворов гликолей с массовым содержанием в нем осушителя 99-99,5 %. Количество раствора, подаваемого в абсорбер, определяют исходя из термодинамических параметров процесса (давление, температура). При этом концентрацию исходного (регенерированного) раствора гликоля выбирают из условия равновесия между упругостью паров воды над раствором гликоля и

упругостью паров воды в природном газе при заданной температуре контакта.

При выборе концентрации отработанного раствора осушителя необходимо, чтобы на входе газа в абсорбер давление паров воды над раствором, выводимым из аппарата, было не ниже, чем давление паров воды в газе, поступающем на осушку. Если руководствоваться этим положением, то на выходе из колонны содержание воды в насыщенном растворе можно было бы поддерживать более 10 %. Однако на практике разбавление раствора гликоля допускается всего лишь на несколько процентов [12, с. 42-48].

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

1.3 Оценка технического уровня подготовки газа за рубежом

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

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

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

- сроки ввода установок и заводов за рубежом значительно короче: от начала проектирования до освоения мощностей проходит 2-3 года;

- заводы отличаются меньшей численностью обслуживающего персонала, что связано с высоким профессионализмом рабочих, уровнем автоматизации и минимальным количеством управленческих кадров;

- пластовая продукция большинства месторождений характеризуется повышенным содержанием этана и более тяжелых углеводородов; это также является одним из основных факторов, обуславливающих глубокую переработку газов;

- отсутствуют общие нормы на точки росы газа по воде и углеводородам. Установлены более жесткие нормы на содержание сернистых соединений в газе: H_2S не более 5,7 мг/м³;

- широкое применение находят малогабаритные технологические установки, более половины которых имеют мощность по сырью до 300 млн. м³ в год. Такое положение объясняется общим характером переработки газов, независимо от объемов добычи, с целью квалифицированного использования их ресурсов. Это в первую очередь связано с большой концентрацией в газе этана, пропана и бутанов и рыночным отношением к производству;

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

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

1.4 Основные выводы

В настоящее время установлено, что анализ технологических схем подготовки и переработки природного углеводородного сырья, экспериментальное и численное моделирование физических процессов подготовки промышленного газа являются актуальными и важными задачами обеспечения требуемых потребительских свойств природного газа. Установлена необходимость прогнозирования технологических процессов, путем выполнения расчетов и построения моделирующих схем.

На основании проведенного обзора литературных данных можно отметить, что на выбор той или иной технологии подготовки природного газа оказывает влияние множество факторов, которые возникают не только на стадии проектирования, но и в процессе эксплуатации.

Опираясь на многочисленные исследования, можно сделать вывод о том, что на сегодняшний день не существует единого метода подготовки природного газа к транспортировке в условиях Крайнего Севера. В частности, для группы месторождений, либо продуктивных горизонтов со схожими показателями (климатические условия, объемы добычи, пластовое давление, компонентный состав газа и др.) используются различные способы подготовки. Кроме того, что выбор наиболее оптимальной технологии сможет повысить качество подготовки и увеличит надежность транспортировки газа, создаст необходимые условия для развития машиностроения, путем унификации и создания широкой «линейки» установок отечественного производства. На данный момент установки комплексной подготовки газа, практически в каждом случае являются уникальными и требуют полной проработки всех составляющих ее элементов.

ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Физико-географическая характеристика района

В первую очередь, Ямало-Ненецкий автономный округ был и остается основным газодобывающим регионом России и мира в целом. На Ямале добывается более 90% всего природного газа страны (23,7% мировой добычи) и более 14% российской нефти и газоконденсата. В общей сложности округ производит более 54% первичных энергетических ресурсов России. При этом гигантская часть природных запасов региона еще только ждет промышленного освоения.

Динамичное развитие нефтегазового комплекса автономного округа предопределено уникальной ресурсной базой углеводородов. Потенциал запасов и ресурсов природного газа, а также нефти и конденсата на территории Ямала огромен и достаточен для развития округа на долгосрочную перспективу.

Ямало-Ненецкий автономный округ — один из крупнейших регионов Крайнего Севера России. Более половины его территории находится за Полярным кругом.

На производственный процесс, эксплуатацию и затраты на создание инфраструктуры большое влияние оказывают климатические условия, поэтому анализ природной внешней среды является одной из первоочередных задач.

Климат региона – субарктический. Осваиваемая территория характеризуется опасными геокриологическими, гидрогеологическими и термодинамическими процессами, которые следует учитывать в процессе обустройства и разработки месторождений.

В то же время ряд природно-климатических особенностей можно использовать для сокращения затрат на обустройство и разработку газовых месторождений полуострова Ямал.

Суровые климатические условия и особенности местности могут быть использованы для оптимизации процесса сжижения природного газа в арктических условиях.

Кроме того, отрицательные температуры толщи многолетнемерзлых пород (ММП) позволяют снизить капитальные затраты на строительство хранилищ, так как с понижением температуры снижается давление паров в резервуаре и, следовательно, можно снизить толщину металлических стенок, из которого данный резервуар сделан. Установка резервуаров в толще многолетнемерзлых пород препятствует разрушающему воздействию на металл низких температур, при которых повышается хрупкость материала, и нагреванию резервуара в летнее время.

Недропользователь Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения – производственное объединение (в настоящее время - Общество с ограниченной ответственностью) "Ямбурггаздобыча", дочернее предприятие ОАО "Газпром" – является сегодня ведущей газопромысловой компанией России, добывает более 40 процентов газа, получаемого "Газпромом". Суточная производительность - 640 миллионов кубометров газа и 4150 тонн газового конденсата. Владеет лицензиями на разработку Ямбургского, Заполярного и Тазовского месторождений, обладает самыми крупными балансовыми запасами природного газа в системе топливно-энергетического комплекса России.

Ямбургское месторождение расположено в пределах Тазовского полуострова на территории Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (рисунок 2). Относится к категории уникальных мировых гигантов. Месторождение открыли в 1969 году геологи Тазовской нефтегазоразведочной экспедиции. Промышленное освоение началось в январе 1982 года.

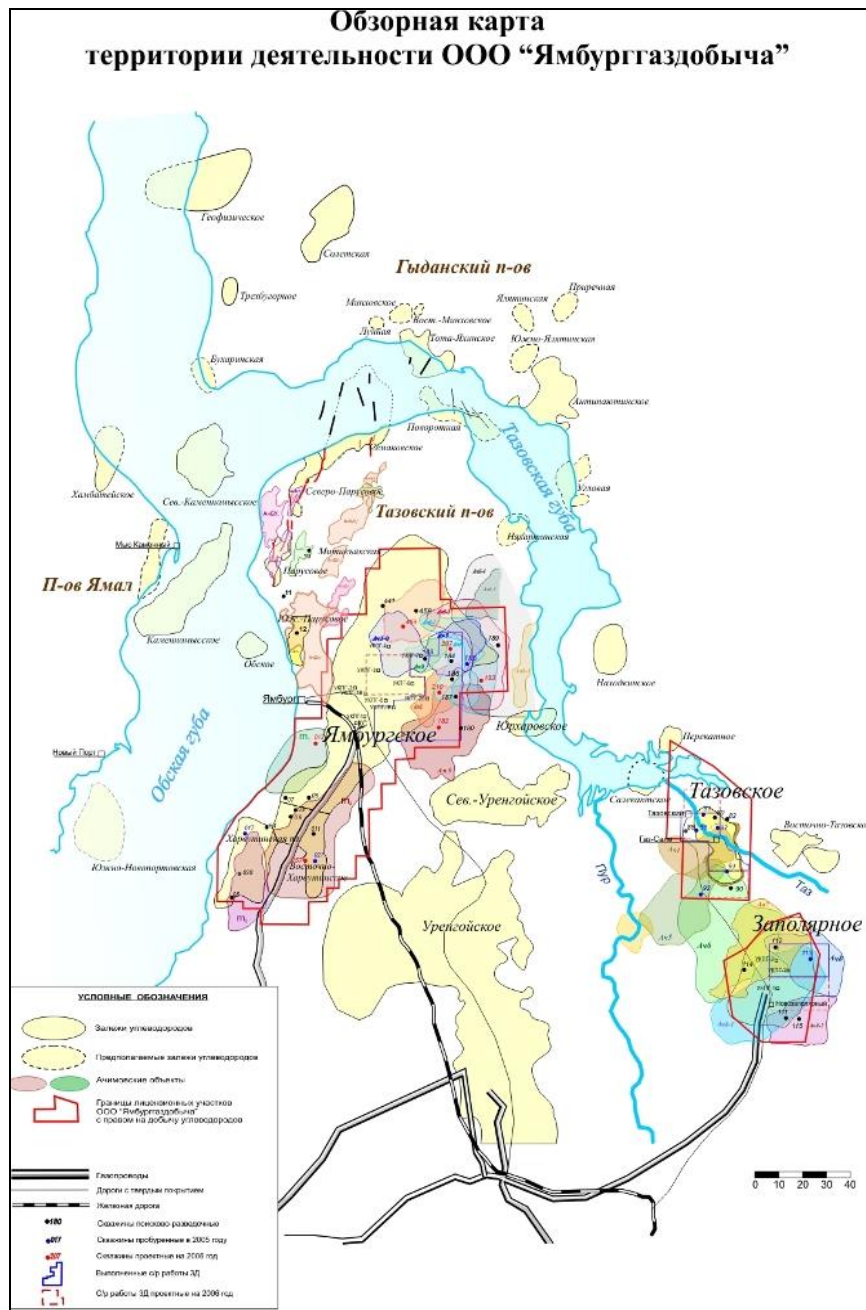


Рисунок 2 – Обзорная карта района работ

Основными наиболее крупными населенными пунктами являются города Новый Уренгой и Надым, которые находятся соответственно южнее и юго-западнее месторождения на 225 км и 285 км(рис.1). Более мелкие населенные пункты расположены по берегам Обской и Тазовской губ (Ныда, Нумги, Находка и др.). Связь строителей и газодобытчиков с месторождением осуществляется вахтовым способом из пос. Ямбург, расположенного на берегу Обской губы. Доставка грузов на месторождение

происходит по железной дороге от г.Новый Уренгой до порта Ямбург. В период навигации основные грузы доставляются по Обской губе.

На месторождении проложена автомобильная дорога, соединяющая установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Транспорт газа осуществляется по системе магистральных газопроводов Ямбург-Центр, а конденсата по конденсатопроводу Ямбург-Уренгой.

Климат района континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Самые холодные месяцы - январь и февраль со средней температурой минус 24-26°С. Абсолютный минимум температуры достигает минус 68°С. Средняя температура летних месяцев колеблется от 6°С до 9°С, а максимальная достигает 31°С. Среднегодовая температура составляет минус 6,9°С.

Территория месторождения представляет полого-увалистую равнину с общим уклоном с юго-запада на северо-восток и характеризуется сильным эрозионным расчленением. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 5 до 60 м. Наименьшие из них отмечаются в долинах крупных рек. Месторождение расположено в тундровой зоне, для которой характерно повсеместное и почти сплошное распространение многолетнемерзлых пород (ММП). Глубина кровли ММП изменяется от 0,3 до 1,5 м, а в долинах крупных рек увеличивается от 2 до 5 м и более. Подошва ММП залегает на глубине от 318 до 465 м, но на большей части территории - от 400 до 425 м.

Геокриологический разрез месторождения подразделяется на три этажа: верхний - с монолитно-мерзлыми льдистыми песчано-глинистыми породами (60-145м), средний - с преимущественно морозными глинистыми породами (200-250 м) и нижний - со слоисто-льдистыми, охлажденными и морозными песчаными породами (100-200 м). Температура ММП колеблется от минус 3 до минус 7°С на подошве слоя годовых теплооборотов (5-8 м), и от минус 4 до минус 2°С на подошве верхнего этажа. По интервалу среднего и нижнего этажа температура изменяется от минус 4 до минус 1°С и выше. Средний градиент для подмерзлотного разреза составляет 3,2-3,4°С/100 м.

Гидрографическая сеть района представлена реками Пойловояха и Хадуттэ с их многочисленными притоками, впадающими в Тазовскую губу. Для территории месторождения характерна большая заозеренность на водораздельных пространствах и по долинам крупных рек (старичные озера). Максимальная глубина озер составляет 0,5-5,6 м. Целенаправленных гидрогеологических работ по изучению источников водоснабжения не проводилось. Оно осуществляется поверхностными водами (из рек и озер), а также подземными водами из четвертичных отложений. Вода рек и озер пригодна для хозяйственных и питьевых нужд. По проекту обустройства месторождения предусмотрено централизованное водоснабжение газопромысловых объектов с водозабора на Обской губе. В дальнейшем, для водоснабжения буровых работ предполагается использовать поверхностные источники (реки, озера). Минерализация поверхностных источников составляет 0,1 г/л.

Территория месторождения покрыта породами четвертичных отложений, являющихся источником строительного сырья, представленного песками различной зернистости, супесчано-суглинистыми осадками, редко грубообломочными породами. Разнозернистые пески и гравийно-галечниковый материал встречаются в разрезах осадков надпойменных террас и среди русловых отложений. Мелкозернистые пески применяются для отсыпки насыпей и устройства подстилающего слоя автодорог. Разнозернистые пески, песчано-гравийные смеси используются в качестве высококачественного наполнителя в бетоне и балластного материала различного назначения. На северо-западном побережье Тазовского полуострова расположено Кругломысское проявление песчано-гравийной смеси толщиной более 30 метров. На северо-востоке полуострова в 50-60 км от месторождения находится Ворк-Яхский участок кирпично-керамзитовых глин, пригодных для производства обыкновенного глиняного кирпича и керамзитового гравия.

2.1 Основные показатели разработки месторождения

По состоянию на 01.01.2018 ООО «Газпром добыча Ямбург» вело промышленную разработку сеноманской и неокомской залежей Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

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 3), а также представленные в таблице 1 начальные и текущие запасы, добыча, проценты отборов, перетоки по зонам УКПГ.

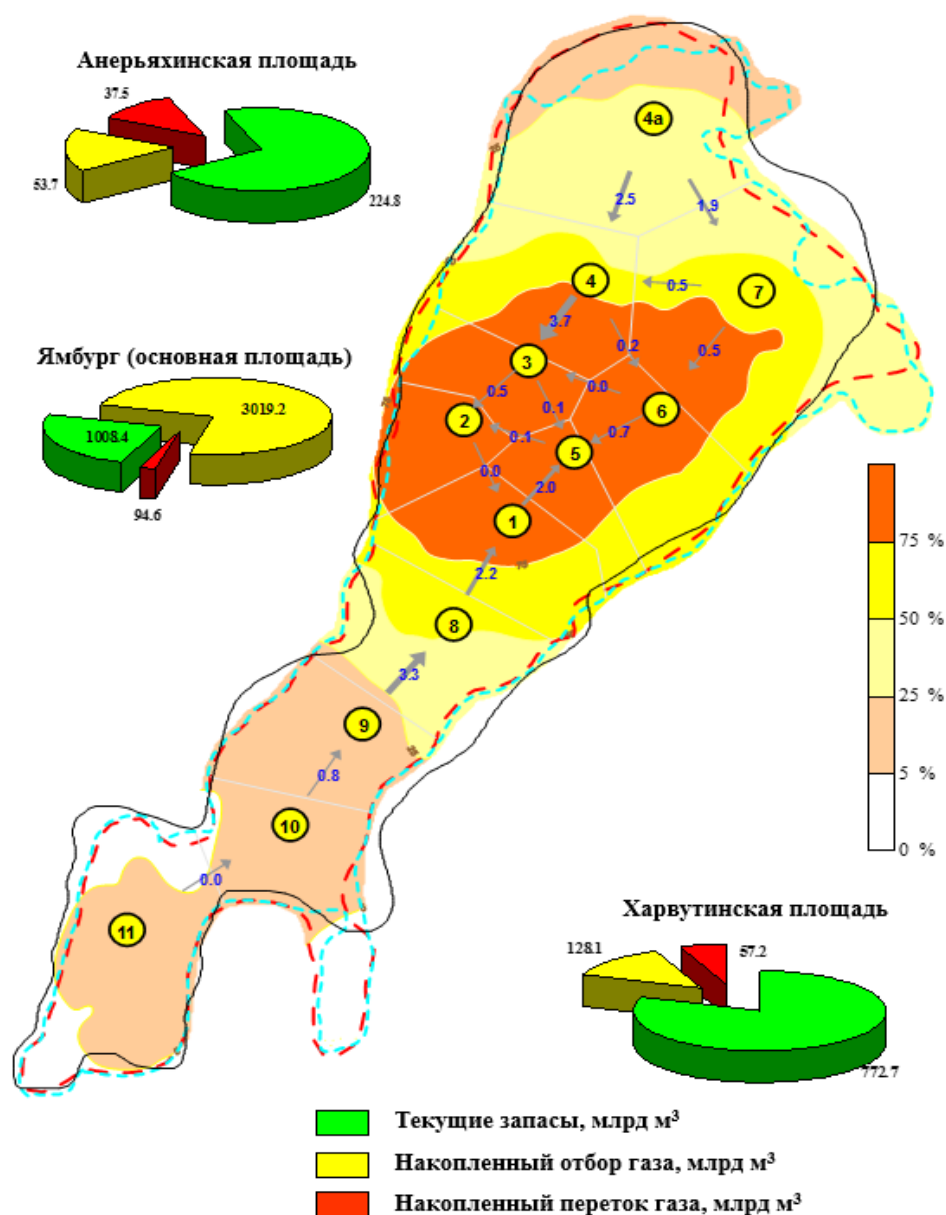


Рисунок 3 – Комплексная карта состояния запасов и добычи газа

Таблица 1 – Состояние запасов месторождения

| Площадь | Начальные проектные запасы, млрд.м ³ | Текущие запасы, млрд.м ³ (с учетом перетоков) | Отборы газа с начала разработки, млрд.м ³ | Отборы газа в 2017г., млрд.м ³ | % выработки запасов (с учетом перетоков) | % выработки запасов (без учета перетоков) | 3-мерная газодинамическая модель сеноманской залежи | | | | | |
|-----------------|---|--|--|---|--|---|---|--|---------------------------------------|-----------------------|----------------|-----|
| | | | | | | | переток газа общин, млрд.м ³ | переток газа в 2017г., млрд.м ³ | вторжение воды в 2017г., 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 | -22,7 | 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 | |

| | | | | | | | | | | | |
|-------------------|-----|--------|---------|-------|-------|-------|-------|------|------|-------|------|
| Харвутинская пл. | 958 | 772,12 | 128,680 | 21,17 | 19,40 | 13,43 | -57,2 | -2,2 | | | |
| УППГ-8 | 266 | 145,00 | 80,802 | 5,64 | 45,49 | 30,38 | -40,2 | 1,1 | 0,29 | 12,22 | 7,40 |
| ЭУ-9 | 182 | 160,97 | 7,125 | 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 3).

Таблица 3 – Сопоставление проектных и фактических показателей

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

Таблица 4 – Падение пластового давления по Ямбургской площади

| УКПГ-1 | | УКПГ-2 | | УКПГ-3 | | УКПГ-4 | |
|-----------|---------|-----------|---------|-----------|---------|-----------|---------|
| по экспл. | по зал. | по экспл. | по зал. | по экспл. | по зал. | по экспл. | по зал. |
| | | | | | | | |

| | | | | | | | |
|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| зоне | вцелом | зоне | вцелом | зоне | вцелом | зоне | вцелом |
| 1,64 | 2,64 | 3,04 | 0,61 | 1,33 | 0,72 | 1,57 | 2,99 |
| УКПГ-5 | | УКПГ-6 | | УКПГ-7 | | Ямб. площадь | |
| по экспл. зоне | по зал. вцелом | по экспл. зоне | по зал. вцелом | по экспл. зоне | по зал. вцелом | по экспл. зоне | по зал. вцелом |
| 1,31 | 1,68 | 1,97 | 2,57 | 2,42 | 2,47 | 1,92 | 1,93 |

Неравномерность выработки запасов газа по площади хорошо прослеживается при сопоставлении карт удельных запасов на начало разработки и на 01.01.2018г., представленных на рисунке 4.

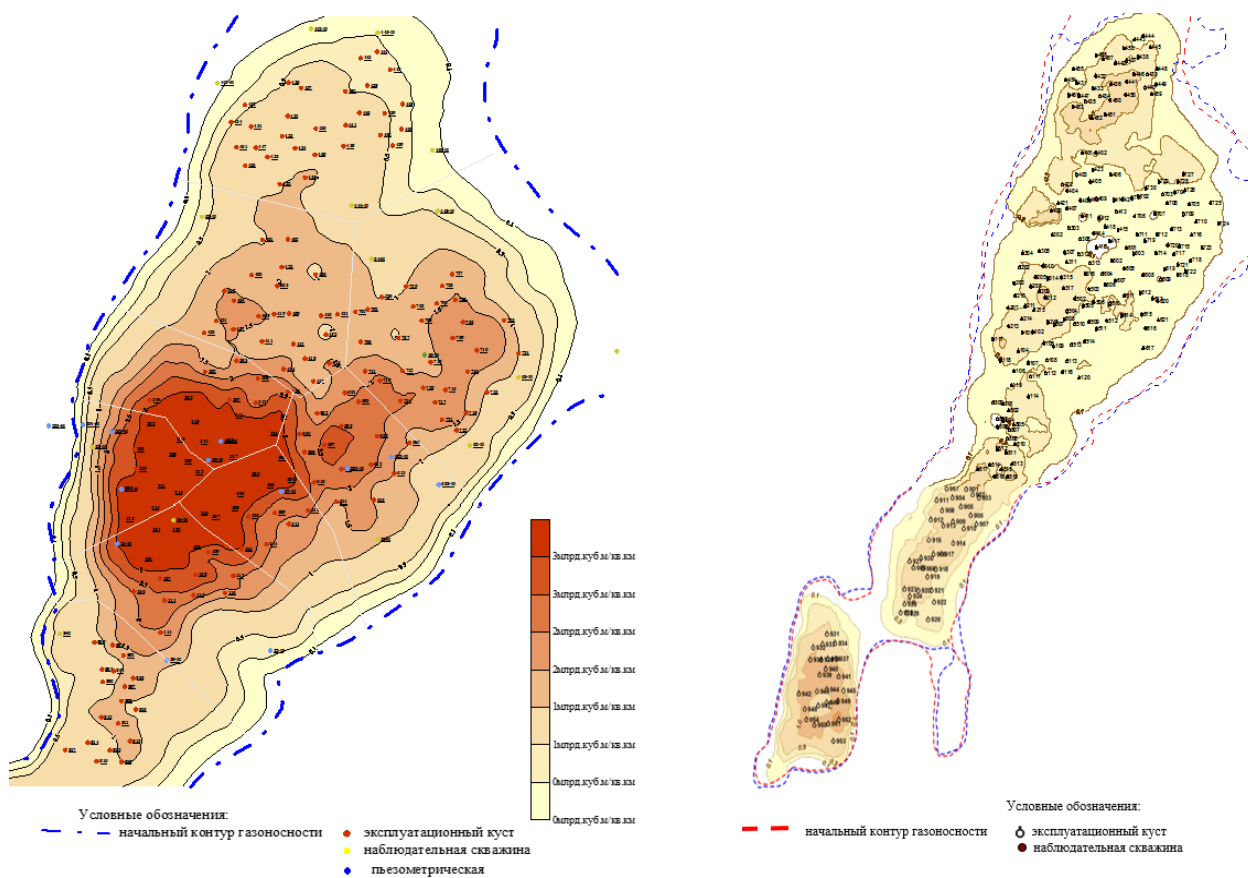


Рисунок 4 – Сопоставление карт удельных запасов на начало разработки и на 01.01.2018

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

Таким образом, по состоянию на 01.01.2017 сеноманская залежь разрабатывается в условиях активного внедрения пластовых вод. Уровень подъема ГВК контролируется на месторождении один раз в год в наблюдательных, и эксплуатационных скважинах как сеноманских, так и

пробуренных на неокомские отложения. По данным промысловых исследований и гидродинамического моделирования построена карта продвижения газоводяного контакта. В построении карты подъёма ГВК использована информация по 247 скважинам, 19 из которых пробурены на неокомские отложения, 193 кустовых сеноманских – это как наблюдательные неперфорированные, так и эксплуатационные скважины и 35 наблюдательных скважин. Результатом обводнения является постоянное увеличение доли КРС, связанных с работами по водоизоляции.

Учитывая неизбежность снижения уровней добычи по основной площади сеноманской залежи Ямбургского месторождения, в целях обеспечения плановых показателей по добыче газа, приведения в соответствие всех проектных и фактических технологических показателей разработки, создания оптимальной системы разработки и выхода на наибольший коэффициент конечной газоотдачи, необходимо осуществлять проведение работ по капитальному ремонту скважин в объёме, необходимом для поддержания фонда скважин на проектном уровне, а также продолжить работу по созданию информационной системы геологии и разработки, с целью унификации баз данных, повышения оперативности доступа к промыслово–геологической информации и принятия управленческих решений.

2.3 Геология Ямбургского месторождения

В геологическом строении Ямбургского месторождения принимают участие песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного комплекса толщиной порядка 6-7км, несогласно залегающие на породах кристаллического фундамента палеозойского возраста. Разрез месторождения представлен в Приложении 2.

Породы осадочного чехла вскрыты на Харвутинском участке Ямбургского месторождения на максимальную глубину 3300 м скважинами 21X, 22X.

Профильный разрез продуктивной толщи сеномана представлен в Приложении 1.

Палеозойский фундамент.

Отложения палеозойского фундамента вскрыты единичными скважинами на соседних площадях: Уренгойской, Надымской и др. Они представлены кремнисто-глинистыми, песчаными метаморфизованными интенсивно дислоцированными породами.

Триасовая система.

Отложения триасовой системы состоят из эффузивно-осадочного и осадочного (в Уренгойском районе) комплексов пород.

Эффузивно-осадочный комплекс представлен покровами базальтов с корой выветривания в подошве, аргиллитами, алевролитами, туфогенными породами с отпечатками растений в верхней части разреза.

Вышележащий осадочный комплекс подразделяется на варенгаяхинскую и витютинскую свиты, сложенные конгломератами, песчаниками и аргиллитами.

Общая толщина триасовых отложений в пределах Харвутинского участка по данным сейсмических исследований составляет 620-650 м.

Юрская система.

Отложения юрской системы представлены терригенными породами: глинами (аргиллитами), песчаниками, алевролитами с маломощными прослоями известняков и множеством пропластков и пластов углей и битуминозных глин. Они подразделяются на шесть свит: береговую толщиной порядка 600 м; ягельную толщиной до 150 м; котухтинскую толщиной около 500 м; тюменскую толщиной 580-620 м; абалакскую толщиной 30-50 м; баженовскую толщиной 170-250 м.

Баженовская свита сложена преимущественно черными битуминозными аргиллитами морского генезиса.

Меловая система.

Отложения меловой системы представлены нижним и верхним отделами.

Нижнемеловые отложения подразделяются на ахскую, танопчинскую и яронгскую свиты.

Ахская свита сложена преимущественно аргиллитами темно-серыми, алевроитистыми, часто карбонатными. В основании свиты залегает ачимовская толща, представленная чередованием алевролитовых и глинистых пород. В верхней части свиты присутствуют пласты песчаников БУ₁-БУ₇. К пласту БН₄ приурочена нефтяная залежь. Вскрытая толщина свиты на Харвутинском участке Ямбургского месторождения составляет 750 м.

Танопчинская свита, толщина которой достигает 670-700 м, представлена переслаиванием песчаников и алевролитов с алевролитистыми глинами. Песчаным пластам присвоены индексы от ТП₁ до ТП₂₆.

Яронгская свита сложена глинами, прослоями аргиллитоподобными с пропластками глинистых песчаников и алевролитов (пласты ХМ₆-ХМ₁₀, ТП₀). Толщина свиты составляет 175-190 м.

Отложения верхнего мела подразделяются на марресалинскую, кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты. Они представлены главным образом глинами, за исключением верхней части марресалинской свиты (сеноманской толщи), сложенной мелкозернистыми песчаниками, песками, алевролитами, глинистыми алевролитами с маломощными прослоями глин и известняков. К кровле марресалинской свиты приурочена основная по запасам сеноманская газовая залежь. Общая толщина верхнемеловых отложений порядка 1250-1500 м.

Палеогеновая система.

В отложениях палеогеновой системы выделяются ганькинская (верхняя часть), тибейсалинская, люлинворская и тавдинская свиты. Разрез сложен глинами с прослоями песков и алевролитов, песками с прослоями алевроитовых глин, опоковидными глинами с линзами алевролитов. Общая толщина палеогеновых отложений превышает 500 м.

Четвертичная система.

Четвертичные отложения, залегающие на размытой поверхности палеогена, представлены песками с включениями гальки и гравия, глинами, супесями, суглинками, пластами торфа в верхней части. Толщина четвертичных отложений составляет 60-145 м.

Сеноманская газовая залежь по типу является массивной, расчлененной непроницаемыми и слабопроницаемыми прослоями, невыдержанными по простиранию. В связи с этим, выделение отдельных эксплуатационных объектов разработки в массиве этой залежи является нерациональным как по технологическим, так и по экономическим соображениям. Таким образом, сеноманская газовая залежь представляется как один эксплуатационный объект разработки.

Сеноманская продуктивная толща характеризуется значительной неоднородностью. Наиболее распространены в разрезе мелкозернистые пески и алевролиты (алевроиты), характеризующиеся общими петрографо-минералогическими признаками. Для песчано-алевроитовых пород характерна слабая сцементированность. Песчаники и крупнозернистые алевролиты с каолиновым цементом обладают хорошими коллекторскими свойствами. Открытая пористость 22-40%, проницаемость более 1000 мд.

Средний коэффициент песчаности разреза в объеме газовой залежи составляет 0.78. Зоны относительно повышенной песчаности тяготеют к сводовой и северо-восточной частям Ямбургского поднятия. Высокие коллекторские свойства песчано-алевроитовых пород сеномана определяют и высокую продуктивность скважин. Дебиты газа составляют по большинству объектов 400-600 тыс.м³/сут.

Газ сеноманской залежи имеет относительную плотность 0.561 и содержит (в объемных процентах): метана – 98,6, этана – 0,07, пропана – 0,01, бутанов - следы, углекислого газа- 0,101, азота – 1,17, аргона – 0,013, гелия – 0,012.

ГЛАВА 4. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Экономическое обоснование рентабельности применения технологии на УКПГ

Одним из основных факторов, обеспечивающих благоприятный уровень достигнутых технико-экономических показателей, является внедрение прогрессивных научно-технических решений, обоснованных при проектировании разработки месторождений.

Множество факторов подвергается изменениям в процессе эксплуатации технологических мощностей и работы промысла, поэтому необходимо учитывать различные варианты обустройства и разработки месторождения, а также работы УКПГ.

Цель обоснования экономической эффективности заключается в определении экономической целесообразности и рациональности применения данной технологии. Определяющим фактором, характеризующим экономическую эффективность, является дополнительная добыча нефти. Принцип расчета основан на сравнении показателей за период работы УКПГ без внедрения технологии с этими же показателями при условии проведения мероприятий по модернизации.

При определении эксплуатационных затрат на дополнительную добычу следует учитывать только переменные затраты, зависящие от объема добычи потому как будут рассчитаны единовременные и эксплуатационные затраты для сравнения экономической эффективности предлагаемой реконструкции системы подготовки газа и стоимость приобретения и монтажа оборудования.

Для экономического анализа эффективности предлагаемых вариантов перекомпоновки абсорбирующего оборудования был выбран вариант, наиболее успешно показавший себя в условиях применения на месторождениях со схожими условиями добычи углеводородного сырья. Так, экономический эффект, приведенный далее можно считать достижимым.

Исходные данные для проведения расчетов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Основные технико-экономические показатели работы

| Годы | Годовая добыча газа, млрд м ³ | Темп отбора газа, % | Накопленная добыча газа, млрд м ³ | Отбор газа от НБЗ, % | Средний дебит газа скважин млн м ³ /сут | Фонд скважин | Среднее пластовое давление, атм. | Устьевое давление, атм. |
|------|--|---------------------|--|----------------------|--|--------------|----------------------------------|-------------------------|
| 18 | 17,55 | 2,41 | 253,2 | 47,3 | 0,91 | 41 | 71,3 | 36,5 |
| 19 | 16,03 | 2,26 | 265,3 | 49,6 | 0,86 | 41 | 69,5 | 35,8 |
| 20 | 15,21 | 2,13 | 276,7 | 51,7 | 0,81 | 41 | 68,8 | 35,1 |
| 21 | 14,84 | 2 | 287,4 | 53,7 | 0,76 | 41 | 65,3 | 34,5 |
| 22 | 13,05 | 1,89 | 297,5 | 55,6 | 0,72 | 41 | 63,8 | 33,9 |
| 23 | 12,79 | 1,77 | 306,9 | 57,4 | 0,67 | 41 | 51,3 | 33,4 |
| 24 | 11,91 | 1,67 | 315,9 | 59,1 | 0,63 | 41 | 59,4 | 32,8 |
| 25 | 11,23 | 1,56 | 324,2 | 60,6 | 0,59 | 41 | 58,7 | 32,3 |
| 26 | 10,68 | 1,46 | 332 | 62,1 | 0,55 | 41 | 57,5 | 31,9 |
| 27 | 9,34 | 1,37 | 339,3 | 63,5 | 0,53 | 41 | 56,4 | 31,5 |
| 28 | 8,53 | 1,25 | 346 | 64,7 | 0,53 | 38 | 55,4 | 31,6 |
| 29 | 6,98 | 1,11 | 351,9 | 65,8 | 0,47 | 38 | 54,5 | 31,4 |
| 30 | 5,75 | 1,04 | 357,5 | 66,9 | 0,45 | 37 | 52,9 | 31,8 |

4.2 Построение модели денежных потоков

Построение модели денежных потоков предполагает анализ данных предшествующий периодов работы предприятия для прогнозирования моделирования дальнейшего финансового плана. Следует учитывать, что развитие и деятельность предприятия включают совокупность внутренних процессов, которые протекают не монотонно и оказывают превалирующее действие на прогноз результатов эффективности.

Модель позволит организовать входные данные и получить основу для расчета экономических показателей, обладающую определенной пластичностью в изменяющихся условиях.

Базируясь на целях модели, были выделены следующие аспекты, необходимые для расчета:

1. выбор временного отрезка;
2. выбор старта модели (года);

3. выбор ставки дисконтирования;
4. анализ стоимостных показателей;
5. анализ налогообложения;
6. расчет денежных потоков;
7. расчет экономических показателей;
8. анализ чувствительности модели.

В расчетах был выбран временной отрезок, начиная с 01.01.2018 г. по 01.01.2030 г., за начальную точку отчета принимается период запуска в работу установленного оборудования.

В расчетах по проекту была использована ставка дисконтирования равная 13%.

Анализ статей налогообложения включает представленные ниже показатели, учитываемые при оценке экономических показателей.

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых, руб./тыс.м³.

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

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

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

K_c – коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа;

T_2 – показатель, характеризующий расходы на транспортировку газа.

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

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

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

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

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

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

Чистый денежный поток, отражающий разницу между положительными и отрицательными денежными потоками за выбранный промежуток времени выражается формулой:

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

Далее выполняются расчеты экономических показателей.

Чистый дисконтированный доход (NPV) представляет собой сумму денежных потоков с учетом дисконтирования:

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

где i – ставка дисконта; n – порядковый номер года.

Внутренняя норма рентабельности (IRR) – значение ставки дисконта, при котором чистый дисконтированный доход проекта равен нулю. Графически это представляет собой точку пересечения кривой зависимости NPV от ставки дисконта с осью абсцисс – рисунок 18.

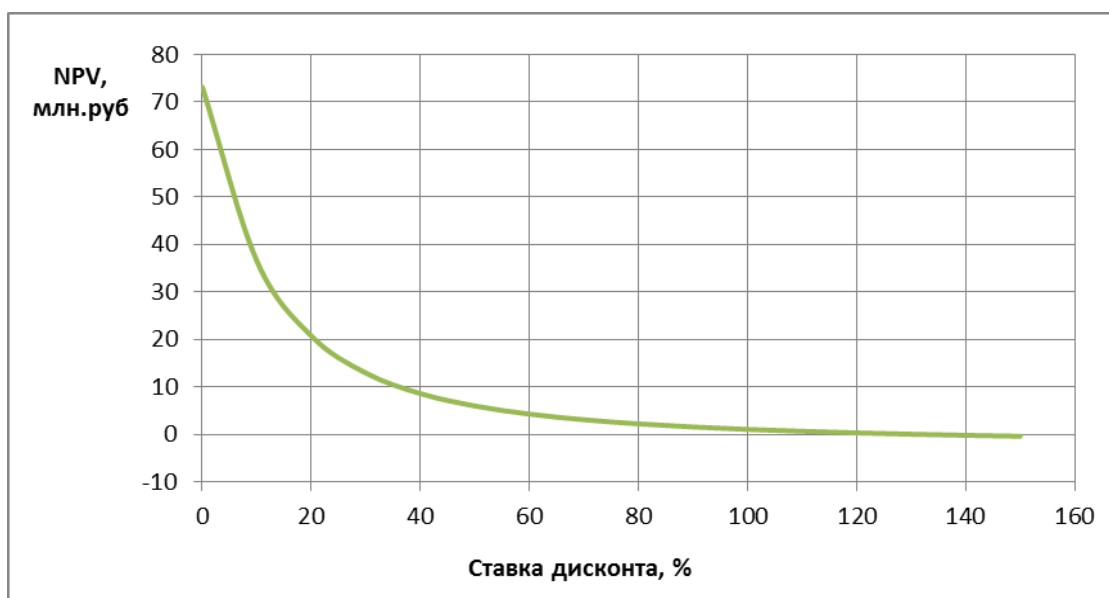


Рисунок 18 – Зависимость NPV от ставки дисконта

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

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

где MCO – maximum capital outlay или минимальное значение NPV за рассматриваемый период. Данные понятия отображены на рисунке 19.

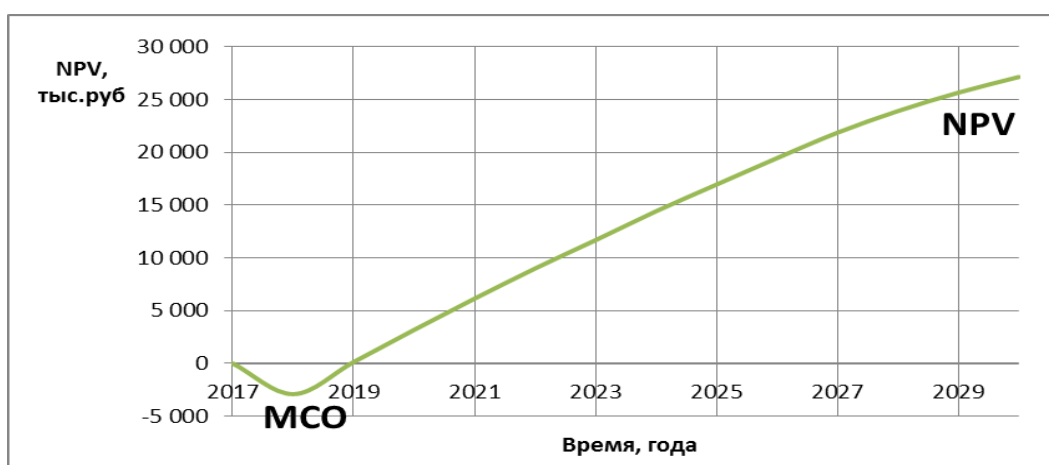


Рисунок 19 – Зависимость NPV от времени

Анализ чувствительности необходим для оценки рисков и предупреждения их возникновения.

4.3 Капитальные затраты

В результате выполнения работы по составлению затрат на капитальные вложения был выполнен расчет необходимого оборудования для демонтажа производственных мощностей УКПГ и установки необходимых конструкционных элементов, представленный в таблице 12.

Таблица 12 – Технологическое оборудование для установки на УКПГ

| Наименование | Кол-во | Завод изготовитель | Стоимость единицы оборудования, тыс.руб. | Стоимость общая, тыс.руб. |
|---------------------------|--------|----------------------|--|---------------------------|
| Блок осушки газа | | | | |
| Тарелки массообменные | 9 | ОАО «Уралтехнострой» | 15620 | 140580 |
| Сепарационные тарелки | 9 | ООО «СКБ-Нефтехим» | 14200 | 127800 |
| Установка регенерации ДЭГ | | | | |
| Фильтры тонкой очистки | 6 | ООО «СКБ-Нефтехим» | 9965 | 59790 |
| | | | Итого: | 328170 |

Для рентабельной работы оборудования необходим контроль специалистами инженерно-технического отдела за правильностью его монтажа подрядными организациями. В результате, возникает необходимость рассмотрения ряда работ, необходимых для демонтажа УКПГ (таблица 13).

Таблица 3 – Экономические затраты на монтаж оборудования

| № | Вид монтажных работ | Количество дней | Стоимость работ, рублей |
|---|--|-----------------|-------------------------|
| 1 | Демонтаж контактных тарелок рабочих секций абсорбера | 7 | 267882 |
| 2 | Установка и подключение технологического комплекса для подготовки газа | 10 | 348960 |
| 3 | Гидроиспытания емкостей и линий | 2 | 22500 |
| | Итого | 19 | 639342 |

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

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

Таким образом, с учетом показателей в таблицах 13 и 14, рассчитывается количество работников, необходимых для монтажа данного оборудования и затраты на их заработную плату. Занесем результаты в таблицу 15.

Таблица 5 – Заработная плата за монтаж оборудования

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

Согласно данным расчета из таблицы 5 на оплату труда работникам без страховых взносов за монтаж оборудования необходимо 197137 руб.

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 16. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний,

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

Таблица 16 – Расчет страховых взносов

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

Общая сумма страховых взносов на работников составила 59929 руб. Таким образом, общая сумма по заработной плате составила 137 207 руб., следовательно, затраты на приобретение и монтаж УКПГ составили 1301856 рублей.

4.4 Операционные затраты

Расчет амортизационных отчислений для оборудования концентрической лифтовой колонны, выполненный согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы" представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Амортизационные отчисления для оборудования КЛК

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

4.5 Расчет показателей эффективности

Расчет показателей эффективности выполнен при помощи программы Microsoft Excel, и приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет показателей эффективности

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

Продолжение таблицы 18

| | | | | | | | | | | | | | |
|--|--------|------|-------|-------|---|-------|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|
| 15. Срок окупаемости (PP), лет | 2,5 | | | | | | | | | | | | |
| 16. Внутренняя норма доходности (IRR), % | 142,36 | | | | | | | | | | | | |
| 17. Индекс доходности (PI), руб/руб | 5,23 | | | | | | | | | | | | |
| 18. Ставка дисконта, % | 15 | | | | | | | | | | | | |
| 19. Коэффициент дисконтирования | 1 | 0,84 | 0,714 | 0,605 | 1 | 0,436 | 0,371 | 0,317 | 0,27 | 0,231 | 0,198 | 0,17 | 0,146 |

4.6 Анализ чувствительности проекта

Для того чтобы определить уровень риска данного проекта необходимо провести анализ чувствительности. Было проведено исследование влияния стоимости капитального ремонта, себестоимости газа, цены реализации газа на накопленный дисконтированный поток денежной наличности. Результаты анализа приведены на рисунке 20.

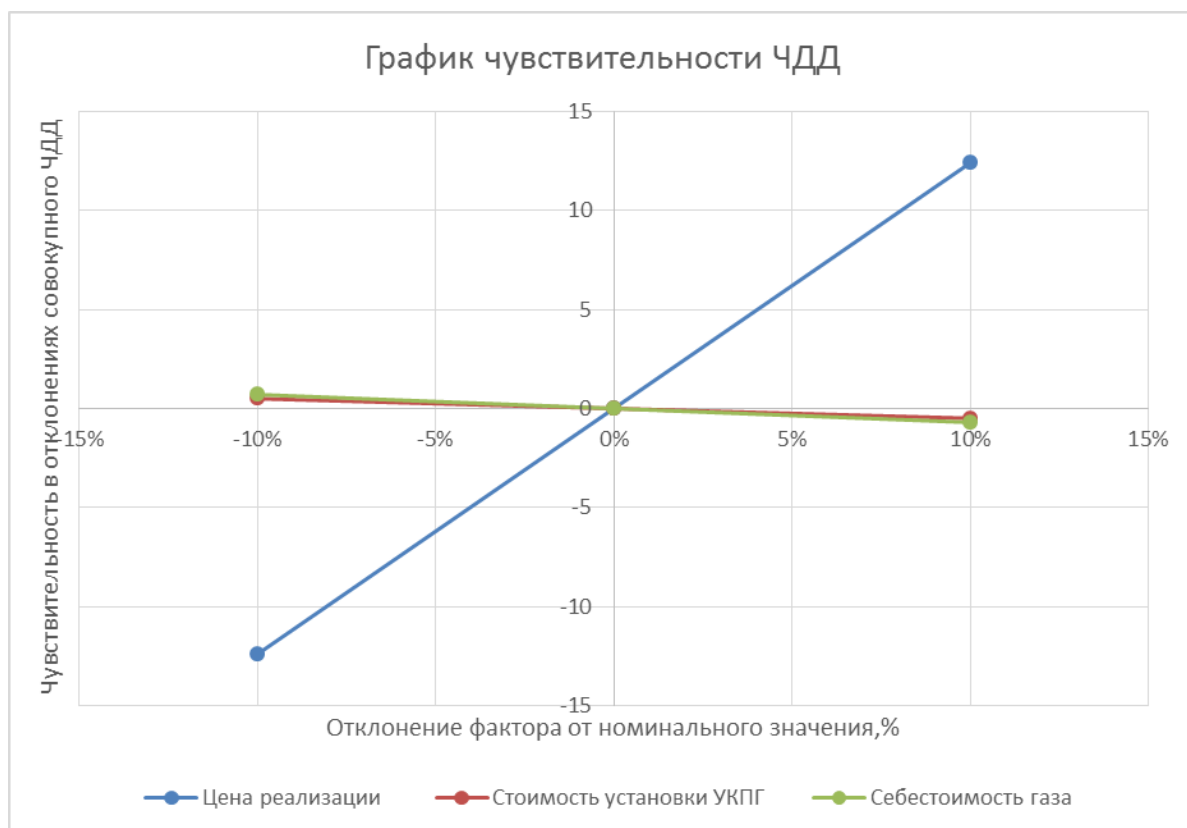


Рисунок 20 – Анализ чувствительности проекта

4.7 Основные выводы к главе 4

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

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

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

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

ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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. Производственная безопасность

Анализ опасных и вредных производственных факторов

В рамках анализа опасных и вредных факторов, возникающих при подготовке газа на месторождении (таблица 19), следует дать оценку условиям труда на производстве.

Таблица 19 – Опасные и вредные факторы производства

| Источник фактора, наименование видов работ | Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) | | Нормативные документы |
|--|---|---|--|
| | Вредные | Опасные | |
| Химическая осушка газа | 1.Отклонения показателей микроклимата. 2.Недостаточная освещенность рабочих мест в зимний период. 3.Вредные токсичные химические вещества. 4.Повышенный уровень шума. 5.Повышенная вибрация оборудования. | 1. Электрический ток. 2. Пожароопасность. 3. Взрывоопасность. | ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ СН 2.2.4/2.1.8.556–96 СН 2.2.4/2.1.8.562–96 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ |

В качестве исследуемых факторов рассматривают физические и химические вредные факторы производственной среды (таблица 20).

Таблица 20 – 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 [25, с. 52-54]. В таблице 21 представлены оптимальные значения микроклимата для работы на УКПГ.

Таблица 21 – 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 | IIа (175-232) | 19-21 | 18-22 | 60-40 | 0,2 |
| Теплый | IIа (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 [25, с. 31-36].

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 [25, с. 63-64].

Характеристики веществ, фигурирующих в процессе производства, представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

| Наименование вещества | Химическая формула | Класс опасности | ПДК, мг/м ³ | Нормативно-технический документ |
|---------------------------|---|-----------------|------------------------|---------------------------------|
| 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 (метиловый спирт) | CH ₃ OH | 3 | 5 | ГОСТ14879-73, 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 УППГ 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 [25, с. 71-73].

В таблице 23 перечислены предельно допустимые уровни звукового давления, которые котируются в условиях производственного процесса.

Таблица 23 – 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 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 [25, с. 13].

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 24).

Таблица 24 – 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) [25, с. 152].

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 [4].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Эксплуатация объектов повышенной опасности включает высокую степень возникновения чрезвычайных происшествий. Из перечисленных выше ЧС наибольшей вероятностью возникновения является пожар. 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.

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 водоснабжение, пожарной сигнализации, обеспечение первичными средствами пожаротушения и др [19].

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 [19].

5.5 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 [4].

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 (выдача СИЗ, проведение инструктажей перед началом работ, проверка инструментов и т.д.) [19].

5.6 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 потребуется 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 настоящее время, нефтегазодобывающая промышленность представляет сложную многоуровневую систему, осуществляющую продолжительный и технически трудный процесс по добыче углеводородного сырья. Прогресс данной индустрии занимает главенствующее место в увеличении энергетического баланса страны. В этих условиях основными направлением принято считать, как введение в разработку новых месторождений, так и увеличение показателей разработки уже эксплуатируемых.

Направленность научных изысканий и их практического применения в разработке северных месторождений, где заключены значительные запасы углеводородного сырья, во многом обуславливается актуальностью современного использования методов совершенствования разработки месторождений, позволяющих контролировать темпы их истощения. Транспорт сырья из северных в центральные промышленные районы страны сопровождается достаточным количеством осложнений, вызванных множеством факторов, поэтому необходимость подготовки сырья к транспорту незамедлительно возрастает.

Подготовка природного газа к дальнему трубопроводному транспорту – принципиальный вопрос, научные изыскания на тему которого занимают значительную часть при исследовании эффективных технологий по достижению высокого качества готовой продукции.

Нельзя отрицать огромную потенциальную эффективность использования комплексных технологий подготовки газа, которую можно достичь посредством внедрения новых технологий, включающих его рациональную осушку.

Выпускная квалификационная работа посвящена анализу реализованной системы подготовки газа и разработке наиболее эффективной

технологии для условий Ямбургского НГКМ. В результате анализа результатов теоретических и аналитических исследований, изложенных в работе, по анализу технологии подготовки природного газа Ямбургского месторождения к трубопроводному транспорту.

Был проведен литературный обзор по поставленной теме, выделены эффективные технологии осушки природного газа, рассмотрено их применение в условиях изучаемого объекта и предложены наиболее эффективные. Так как, основными критериями, определяющими выбор той или иной технологии подготовки природного газа, являлись эффективность и надежность при наименьших капитальных и эксплуатационных затратах на переустройство месторождения, выбор был сделан в пользу реализованной технологии абсорбционной осушки. Данный метод удовлетворяет стандартам, предъявляемым к качеству товарного газа, что считается превалирующим критерием в данном аспекте.

В рамках исследования была проведена сравнительная характеристика абсорбентов и выбор наиболее эффективного. В результате был выбран используемый в технологии ДЭГ, однако, стоит отметить, что в качестве основного недостатка в системе осушки, оказывающим влияние на экономическую составляющую технологического режима, принимают высокий унос абсорбента.

Так, целесообразно было принять во внимание компоновку технологического оборудования и действующего режима работы в условиях низких пластовых давлений, ниже проектных значений, и повышенных эксплуатационных нагрузках. Был выполнен расчет абсорбера, произведено сравнение основных показателей работы частей аппарата и предложены варианты модернизации.

Принимая во внимание все вышеперечисленные факторы, было предложено пересмотреть компоновку рабочих частей абсорберов, а также снабдить установки регенерации ДЭГа фильтрами тонкой очистки. Данные

мероприятия направлены на снижение уноса абсорбента и повышение качества готовой продукции.

После была произведена оценка экономической эффективности данного мероприятия и было выявлено, что предлагаемые варианты модификации МФА помимо увеличения продуктивных характеристик, также позволят увеличить прибыль газодобывающего предприятия.

Так же были даны общие рекомендации по совершенствованию текущей системы разработки месторождения:

- вариативная модификация рабочих частей МФА, позволяющая уменьшить унос ДЭГа и увеличить пропускную способность при меньших затратах;

- повышение качества очистки абсорбента путем установки фильтров тонкой очистки ДЭГа;

- рекомендовано использование в процессе осушки газа абсорбента с большей глубиной осушки – триэтиленгликоля, что позволит уменьшить температуру контакта в МФА гликоль – газ, однако, без применения в комплексе перемодификации МФА, данный пункт будет экономически нерентабелен из-за высокой сравнительной стоимости ТЭГа над ДЭГом и высокой степени уноса абсорбента на промысле.

В заключение необходимо подчеркнуть, что единой системы технологичной подготовки природного газа не существует. Различия в физико-химических свойствах газов, геологическом строении месторождений, климатических условиях районов добычи во многом оказывает влияние на проектирование и реализацию разработки и эксплуатацию промыслов. Именно поэтому разработка и внедрение наукоемких технологий, подкрепленных практическим опытом применения, на производстве сейчас является задачей наивысшей важности для обеспечения эффективной работы промышленного комплекса страны.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Конверсия попутных нефтяных газов C3-C4 в арены на цеолитных катализаторах / Маслиенко М.М., Педаш Д. В., Хасанов В.В.; науч. рук. В.И. Ерофеев // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. В 2-х томах. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – [С. 331–333].
2. Анализ эффективности технологии подготовки и осушки газа на газовых месторождениях с использованием диэтиленгликоля/ Маслиенко М.М.: науч. рук. В.И. Ерофеев // Проблемы геологии и освоения недр: XXIII Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина., г. Томск, 8-12 апреля 2019 г. (в печати).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсат / Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2010. - 596 с.
2. Гуреева М.А. Экономика нефтяной и газовой промышленности: учебник для студ. учреждений / М.А. Гуреева. – 2-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 240 с.
3. Жданова Н.В. Осушка углеводородных газов. / Жданова Н.В., Халиф А.П. – М.: Химия, 1984. - 192 с.
4. Инструкция по охране труда оператора по добыче нефти и газа (технология) ИОТ РО-38-01-98 – Ямбург, 2013.
5. Истомин В.А. Расчет оптимального расхода ингибиторов гидратообразования. / Истомин В.А, Бурмистров А.Г., Лакеев В.П. – М.: Министерство газовой промышленности, 1987 г. - 72 с.
6. Ишмурзин А.А., Храмов Р.А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды
7. Кабилов М.М., Гумеров О.А. Сбор, промысловая подготовка продукции скважин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. - 70 с.
8. Каспарьянц К.С., Кузин В.И., Григорян Л.Г. Процессы и аппараты для объектов промысловой подготовки нефти и газа. – М.: Недра, 1977. - 254 с.
9. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов. / Пер. с англ. М.: «Недра», 1977, 349 с.
10. Кузнецов А.А. Расчеты основных процессов и аппаратов переработки углеводородных газов: Справочное пособие. / Кузнецов А.А., Судаков Е.Н. – М.: Химия, 1983. -224 с.
11. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 279 с.

12. Лapidус А.Л. Газохимия. Первичная переработка углеводородных газов. / Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Учебное пособие. 2004. - 242 с.
13. Лебедьков А.Е., Кан А.В., Андреев А.Е., Лушникова Л.В. Справочник инженера по подготовке нефти. – Нефтеюганск, 2007. - 299 с.
14. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 2012. - 319 с.
15. Мильштейн Л.М. и др. Нефтегазопромысловая сепарационная техника. / Справочное пособие. — М.: Недра, 1992. — 236 с.
16. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. – М.: изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. — 296 с.
17. Николаев В.В., Бусыгина Н.В., Бусыгин И.Г. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа. – М.: Недра, 1998. — 184 с.
18. Пономарева И.А., Еремин Н.А., Богаткина Ю.Г. Экономико-методическое моделирование разработки нефтегазовых месторождений / Ин-т проблем нефти и газа РАН. - М.: Наука, 2010. - 112 с.
19. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. М., 2003.
20. Рабинович Г.Г. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: Справочник. / Рабинович Г.Г., Рябых П.М., Хохряков П.А. и др.; Под ред. Е.Н. Судакова.- 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Химия, 1979. - 568 с.
21. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. – Казань: ФЭН, 2002. — 408 с.
22. Экономика предприятия и предпринимательской деятельности: Учебник / Под ред. П.В. Журавлева, Г.М. Чепкашина – М.: Издательство «Экзамен», 2008. – 542 с.

23. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. - 19 с.

24. Учебное пособие по дисциплине «Экономика предприятий». / Под ред. доц., канд. экон. наук А.Е. Тасмухановой – Уфа: 2010. – 220 с.

25. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 8 Выпуск 19 — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013 — 288 с.

26. Чеботарев В.В. Расчеты основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции / Учеб. пособие. — 3-е изд. перерос. и доп. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. — 408 с.

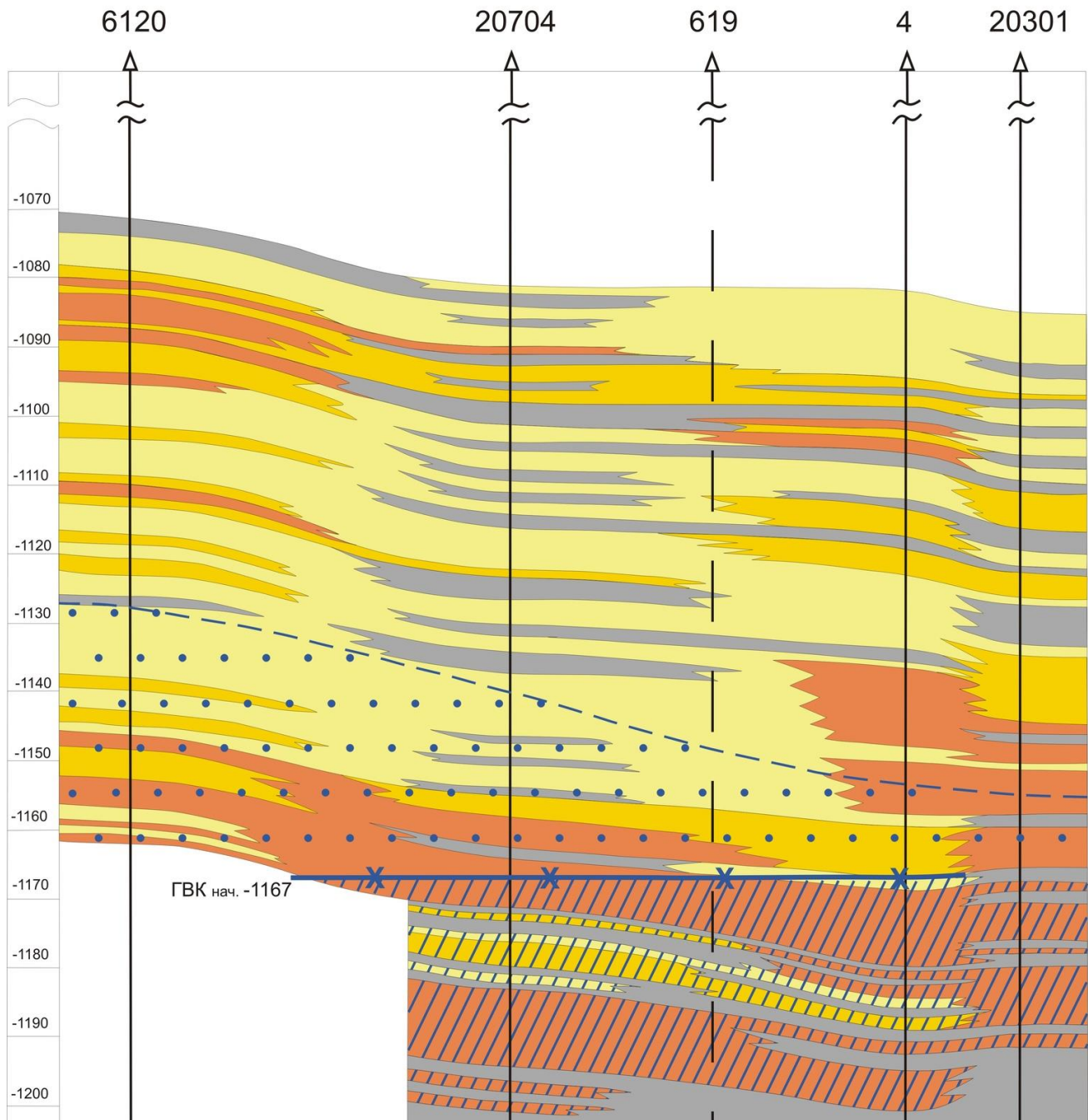
27. Хафизов А.Р., Пестрецов Н.В., Чеботарев В.В. и др. Сбор и подготовка нефти и газа. Технология и оборудование. / Учебное пособие. Под ред. А.Р. Хафизова, Н.В. Пестрецова, В.В. Шайдакова. 2002 г.

Приложение 1

Ямбургское месторождение
 Профильный разрез продуктивной толщи сеномана по линии скважин 6120-20301

ЮЗ

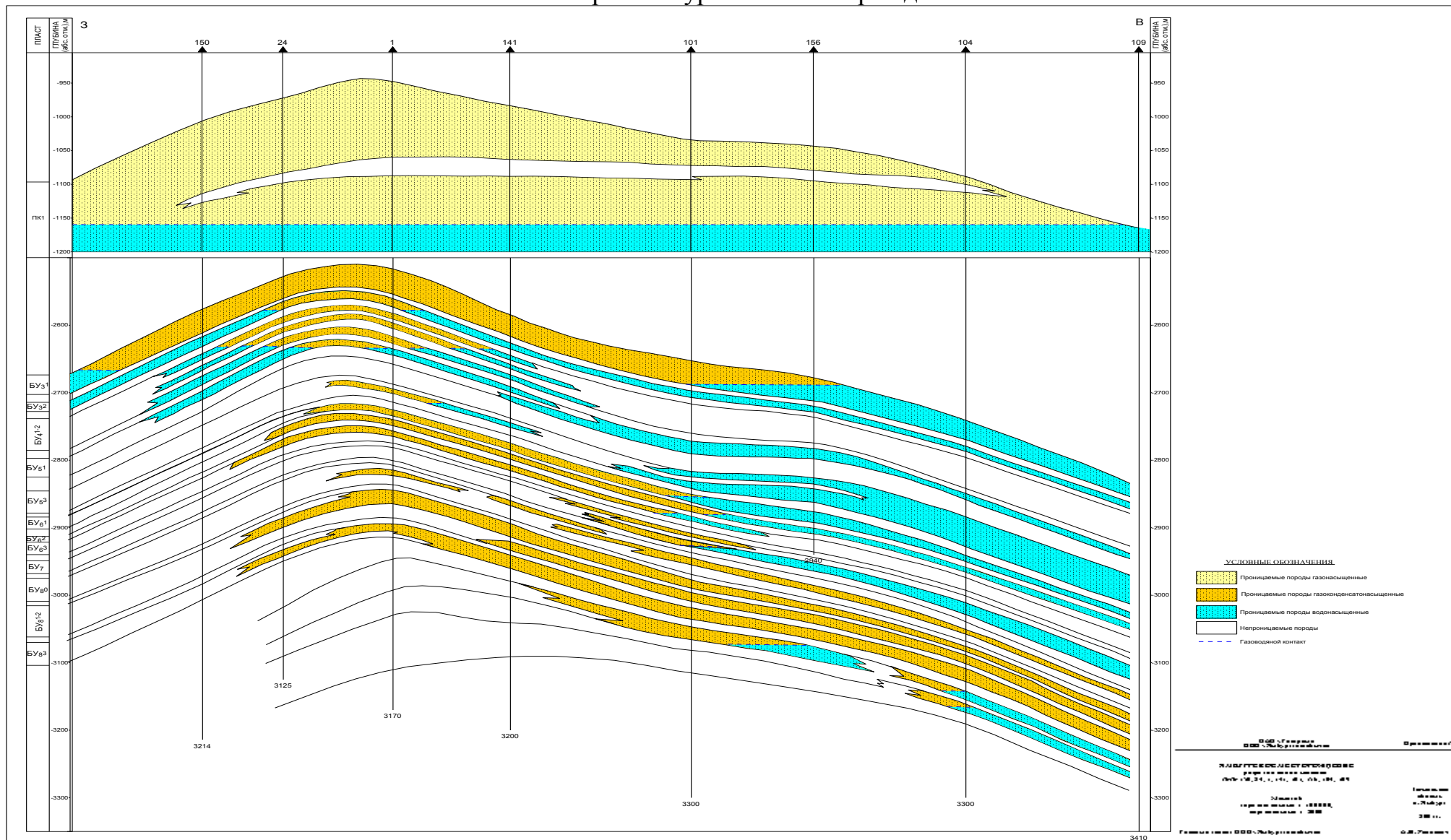
СВ



- Условные обозначения:**
- коллекторы I-II классов, песчанники
 - коллекторы III класса, алевролиты
 - коллекторы IV-V классов, глинистые алевролиты
 - породы неколлекторы
 - водонасыщенные коллекторы
 - обводненные коллекторы
 - текущий газовойодяной контакт
 - начальный газовойодяной контакт
 - проектная скважина

Профильный разрез продуктивной толщи сеномана

Приложение 2 Разрез Ямбургского месторождения



Приложение 3

ANALYSIS OF NATURAL GAS PROCESSING TECHNOLOGIES

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------------|
| 2БМ7Р | Маслиенко Мария Михайловна | | 05.05.2018 |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------|---------------------------|---------|------|
| Профессор | Ерофеев Владимир Иванович | Д.Т.Н | | |

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Гутарева Надежда Юрьевна | К.П.Н | | |

SOCIAL RESPONSIBILITY

In 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, a detailed study of all production processes occurring at the field, taking into account the safety of the workers for 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 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 complex gas treatment unit, as well as carrying out measures to reduce injuries, rationing of microclimate parameters and lightness, will be achieve 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].

1. Production safety

1.1 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 | Dangeorus | |
| 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 vibration. | 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].

1.1.1 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 affect 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 other, 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 | Air temperature, °C | Temperature of surfaces, °C | Relative humidity, % | Air velocity, m /s |
|--------------------|---|---------------------|-----------------------------|----------------------|--------------------|
|--------------------|---|---------------------|-----------------------------|----------------------|--------------------|

| | consumption, W | | | | |
|------|----------------|-------|-------|-------|-----|
| Cold | Ia (175-232) | 19-21 | 18-22 | 60-40 | 0,2 |
| Warm | Ia (175-232) | 20-22 | 19-23 | 60-40 | 0,2 |

1.1.2 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 safely perform work.

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].

1.1.3 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 |

1.1.4 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 lists 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) |
|---|---|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|---|
| | 31,5 | 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 [6].

2 Analysis of dangerous production factors

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 in accordance with 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.

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;
- operation and maintenance of technological capacities at night and under severe climatic conditions (frost, blizzard).

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].

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].

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 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | Nitrogen dioxide | 1335,9 | Scattering | Constantly | 2 |
| 2 | Nitrogen oxide | 1300,9 | Scattering | Constantly | 5 |
| 3 | Hydrogen cyanide | 0,00018 | Scattering | Constantly | 0,3 |
| 4 | Soot | 0,052174 | Scattering | Constantly | 4 |
| 5 | Sulfur dioxide | 0,0838 | Scattering | Constantly | 10 |
| 6 | Hydrogen sulphide | 0,0004369 | Scattering | Constantly | 10 |
| 7 | Carbon oxide | 5105,395 | Scattering | Constantly | 20 |
| 8 | Hydrogen fluoride | 0,000437 | Scattering | Constantly | 0,5 |
| 9 | Methane | 3639,827 | Scattering | Constantly | 7000 |

| 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 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 10 | Xylene | 0,814 | Scattering | Constantly | 50 |
| 11 | Toluene | 0,248 | Scattering | Constantly | 50 |
| 12 | Benzopyrene | 0,00004994 | Scattering | Constantly | 0,00015 |
| 13 | Diethylene glycol | 17,8901126 | Scattering | Constantly | 10 |
| 14 | Methanol | 96,178245 | Scattering | Constantly | 5 |
| 15 | Butylacetate | 0,102684 | Scattering | Constantly | 200 |
| 16 | Formaldehyde | 0,008108 | Scattering | Constantly | 0,5 |
| 17 | Acetone | 0,195308 | Scattering | Constantly | 200 |
| 18 | Acetic acid | 0,001763 | Scattering | Constantly | 5 |
| 19 | Kerosene | 0,193188 | Scattering | Constantly | 300 |
| 20 | Mineral oil of oil | 0,0221784 | Scattering | Constantly | 5 |
| 21 | White Spirit | 0,54 | 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 is 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 [4].

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 [6].

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 [4].

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 [2].

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. 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].

4 Legal and organizational security issues

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].

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 Conclusion to chapter

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.