

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы

**Повышение эффективности технологии осушки природного газа с
 помощью триэтиленгликоля на газовом месторождении X**

УДК 622.279.8:66.074-027.236(571.121)

Студент.

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Покрова Светлана Евгеньевна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Надежда Юрьевна	к.п.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Покровой Светлане Евгеньевне

Тема работы:

Повышение эффективности технологии осушки природного газа с помощью триэтиленгликоля на газовом месторождении X	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	3895/с от 17.05.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2019
--	------------

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. Зависимость точки росы газа при осушке растворами ТЭГ от температуры контакта; 4. Принципиальная схема газодинамического сепаратора; 5. Структурная схема УКПГ. Низкотемпературная сепарация с турбодетандерным агрегатом
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна, к.э.н., доцент ОНД
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент ОНД
Консультант – лингвист Отделения иностранных языков ИШПР	Гутарева Надежда Юрьевна, к.п.н., доцент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Application of absorption dehydration to prepare the gas	

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	Покрова Светлана Евгеньевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Покровой Светлане Евгеньевне

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 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 замену и монтаж установки абсорбционной осушки газа на УКПГ Ямбургского месторождения
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 потенциала, перспективности НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка перспективности внедрения установки абсорбционной осушки газа на УКПГ Ямбургского месторождения.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет стоимости покупки, монтажа и обслуживания
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности использования установки осушки природного газа

Перечень графического материала:

1. Таблицы: - Нормы времени выполнения технологических операций - Стоимость материалов для монтажа абсорбера - Надбавки и доплаты к заработной плате работника - Заработная плата за монтаж оборудования - Расчет страховых взносов - Амортизационные отчисления для оборудования, устанавливаемого на УКПГ - Затраты на замену абсорберов - Расчет показателей эффективности
2. Графики Динамика чистой прибыли
Прирост чистой прибыли по годам

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	Покрова Светлана Евгеньевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Покровой Светлане Евгеньевне

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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 сбор и подготовка природного газа на УКПГ Ямбургского месторождения
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	-Характерные для проектируемой рабочей зоны: Рабочая смена не более 12 часов -Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: Содержание рабочего места в порядке, проверка заземлений, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	Основными вредными факторами являются: 1) Отклонение показателей климата. 2) Недостаточная освещенность. 3) Повышенный уровень шума на рабочем месте. 4) Вредные вещества. К опасным факторам относятся: 1) Электробезопасность. Поражение электрическим током. 2) Пожарная безопасность. 3) Механические опасности. 4) Агрегаты под давлением.
3. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);	Экологическая безопасность 1) Воздействие на атмосферу 2) Воздействие на гидросферу 3) Воздействие на литосферу
4. 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: Возникновение взрывов и пожаров, разлив легковоспламеняющихся жидкостей 2. Разработка мер по предупреждению ЧС. 3. Меры ликвидации ЧС.

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	Покрова Светлана Евгеньевна		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</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
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых

	скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертационная работа содержит 100 страниц, 8 рисунков, 20 таблиц, 3 приложения, 47 источников.

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

Объектом исследования является технология абсорбционной осушки газа на месторождении.

Цель работы: анализ действующей технологии подготовки природного газа в условиях Крайнего севера и последующее обоснование внедрения эффективной технологии абсорбционной осушки газа на месторождении.

Основные задачи исследования:

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

Предполагаемая научная новизна выполненной работы:

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	12
ВВЕДЕНИЕ	13
1. Основные теоретические положения промысловой подготовки природного газа на месторождениях крайнего севера	16
1.1. Требования к качеству транспортируемого газа	16
1.2. Технологии промысловой подготовки газа	17
1.3. Оценка технического уровня подготовки газа за рубежом	20
1.4. Основные выводы	21
2. Характеристика месторождения	22
2.1. Экономико-географическая характеристика района работ	22
2.2. Геологическая характеристика района работ	23
2.2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	23
2.2.2. Тектоника	25
2.2.3. Газоносность	26
2.3. Основные показатели разработки	27
2.3.1. Характеристика исходного сырья	27
2.3.2. Характеристика изготавливаемой продукции	28
2.4. Описание технологического процесса промысла	29
3. Анализ применяемых технологий подготовки природного газа	34
3.1. Описание технологического процесса производственного объекта Ямбургского НГКМ	34
3.2. Технологические показатели разработки месторождения и основные требования по подготовке природного газа	34

3.3.Абсорбционная осушка газа	36
3.4.Сравнительная характеристика абсорбентов и выбор наиболее эффективного.....	37
3.5.Технологический расчет абсорбера	38
3.6.Применение абсорбционной осушки для подготовки газа.....	38
3.7.Обоснование выбора ингибитора гидратообразования	41
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	44
4.1.Сметная стоимость выполнения работ	44
4.1.1. Расчет нормативной продолжительности выполнения работ	44
4.1.2. Расчёт сметной стоимости работ	45
4.2.Обоснование эффективности проекта	48
5. Социальная ответственность	54
5.1.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	54
5.1.1. Рабочее время и время отдыха.....	54
5.1.2. Оплата труда	55
5.1.3. Социальные льготы, гарантии и компенсации.....	55
5.1.4. Охрана труда.....	56
5.1.5. Компоновка рабочей зоны.....	56
5.2.Производственная безопасность	57
5.2.1. Анализ вредных производственных факторов.....	58
5.2.2. Анализ опасных производственных факторов.....	62
5.2.3. Средства индивидуальной и коллективной защиты.....	64
5.3.Защита окружающей среды	65
5.3.1. Законы и нормативные документы	65
5.3.2. Экологическая политика ООО «Газпром добыча Ямбург».....	66

5.4. Чрезвычайные ситуации.....	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	73
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА.....	75
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	76
Приложение А	80
Приложение Б	81
Приложение В.....	82

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ВМР – водометанольный раствор;

ГТС – газотранспортная система;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

МФА – многофункциональный аппарат;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

УРМ – установка регенерации метанола.

ВВЕДЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа выполнена в соответствии с методическими рекомендациями и является итоговой работой, которая направлена на обобщение полученных знаний и навыков в период обучения в магистратуре Национального исследовательского Томского политехнического университета. При написании работы был использован полученный в ходе обучения научно-исследовательский опыт, который также был подкреплён производственной практикой. Магистерская диссертация посвящена анализу существующих технологий осушки природного газа в условиях Крайнего севера на примере газового месторождения X и определению наиболее эффективных технологических параметров исследуемого процесса.

Актуальность темы:

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

Суровые условия добычи углеводородов на Крайнем севере и, соответственно, условия работы УКПГ требуют использования все более разностороннего подхода к изучению явлений и процессов, происходящих как в пласте, так и в ходе подготовки газа.

При подготовке тощих природных газов, когда не требуется извлечение тяжелых углеводородов, традиционно встает выбор об использовании абсорбционной или адсорбционной осушке газа. Низкотемпературные процессы обычно не рассматриваются как возможные варианты промышленной подготовки. Однако в условиях Крайнего севера, где окружающая природа особенно чувствительна к геотехногенным воздействиям, данная технология актуальна ввиду своей простоты и надежности.

При определении оптимальной технологии подготовки газа на промысле также немаловажным является правильность выбора ингибитора гидратообразования.

Цель магистерской работы:

Анализ действующей технологии подготовки природного газа в условиях Крайнего севера и последующее обоснование внедрения эффективной технологии абсорбционной осушки газа на месторождении.

Задачи:

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

Предполагаемая научная новизна работы:

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

Практическая значимость работы: определение оптимальных технологических параметров работы абсорбера и рекомендации по выбору эффективного ингибитора позволят усовершенствовать существующую систему промысловой подготовки газа, что приведет к получению более качественного сырья при меньших затратах осушителя.

Реализация и апробация работы: результаты по теме ВКР были представлены в 2019 году на XXIII Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120-летию со дня рождения

академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина.

1. ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Крайний Север — это территория, характеризующаяся экстремально суровыми климатическими условиями. Здесь ежегодно добывается 20 % мирового и 90 % — российского газа и нефти.

В сравнении с месторождениями нефти и газа, расположенными в центре и на юге страны, месторождения севера достаточно удалены от промышленно развитых регионов, здесь отсутствует развитая инфраструктура. Помимо этого, суровые климатические и сложные инженерно-геологические условия затрудняют проходимость техники, а также требуют более тщательного планирования и ведения строительных и монтажных работ.

1.1. Требования к качеству транспортируемого газа

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

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

При транспорте природного газа без очистки и осушки в системе газопроводов могут образовываться жидкости. Для стабильного транспорта газа и бесперебойной работы трубопроводов важно устранить или

минимизировать возможность любой конденсации жидкостей или осаждения твердых веществ в процессе нормальной работы и на переходных режимах.

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

Для транспортировки по магистральным трубопроводам, природный газ должен соответствовать требованиям СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» (точка росы газа по воде $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$; точка росы по углеводородам $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$) [2].

Главной целью определения показателей и норм качества газа является повышение надежности и эффективности работы газотранспортных систем.

1.2. Технологии промысловой подготовки газа

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

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

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

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

Для обезвоживания тощих газов (с содержанием меньше 1 г/м^3 углеводородов C_{5+}) применяются процессы абсорбции или адсорбции. Если в

природном газе содержится конденсат, то подготовка осуществляется с применением низкотемпературных процессов [1, 3].

Анализируя накопленный опыт промысловой и заводской осушки и очистки природных газов, можно выделить приоритетные области применения тех или иных технологических процессов.

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

При заданных конкретных значениях температуры и давления содержание водяных паров в единице объема газа не может быть больше предельной (максимальной) величины. При снижении температуры газа, в котором содержится максимальное количество водяных паров, происходит частичная их конденсация. Температура, которая соответствует началу конденсации водяных паров, содержащихся в газе или воздухе, называется точкой росы.

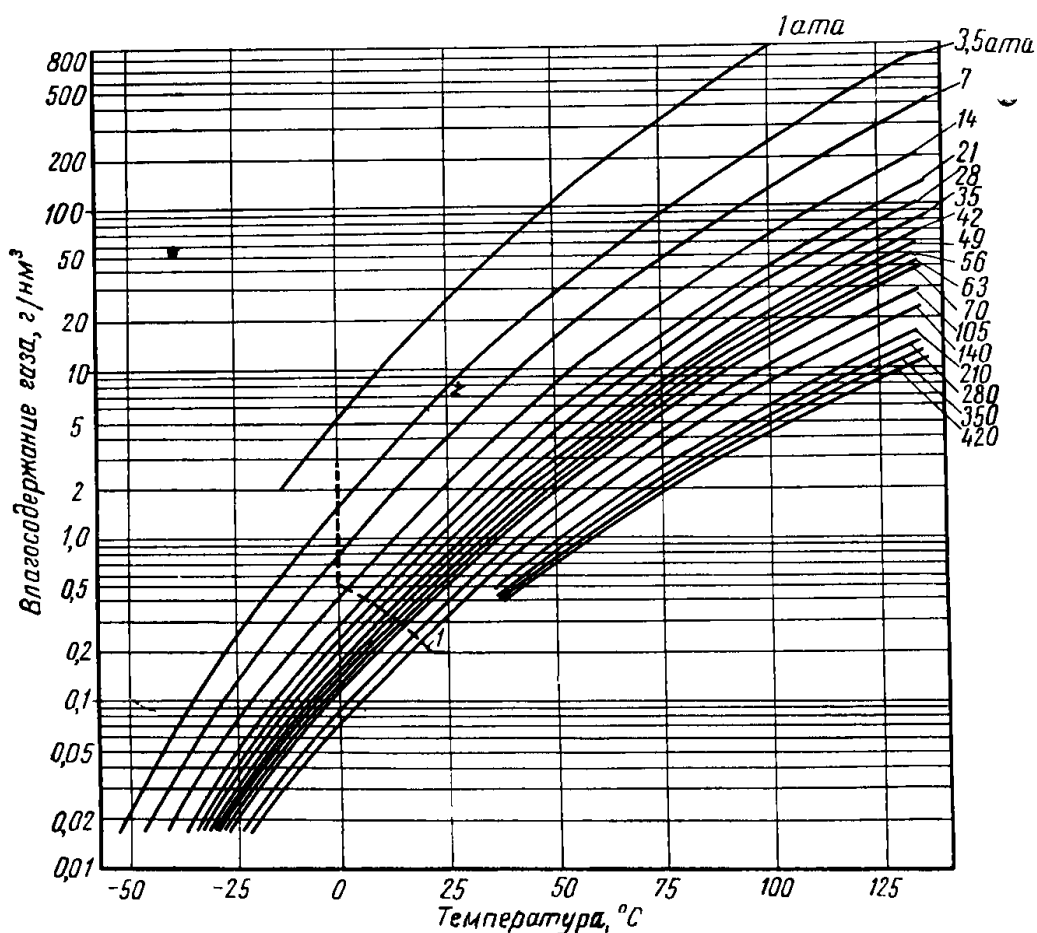


Рисунок 1 – Содержание водяного пара в насыщенном природном газе

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

Основными причинами образования гидратов в газопроводах являются:

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

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

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

Необходимость осушки газа обусловлена так же тем, что содержащаяся в газе вода способствует не только образованию гидратов. Жидкость при понижении температуры выделяется из газа и собирается в пониженных местах, как следствие, препятствует движению газа и уменьшает пропускную способность газопровода. Кроме того, даже незначительное содержание в газе диоксида углерода или сероводорода, которые при растворении в воде образуют кислоты, может стать причиной к интенсивной коррозии трубопроводов и аппаратуры.

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

При выборе технологии осушки газа, также оцениваются энергетические затраты, которые являются основной составляющей эксплуатационных затрат на современных установках осушки газа. 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.

1.3. Оценка технического уровня подготовки газа за рубежом

В настоящее время США, Канада, Франция, ФРГ, Англия и ряд других стран обладают передовыми технологиями подготовки природных и нефтяных газов с близкими техническими уровнями [2]. Основное отличие газоперерабатывающих установок состоит в их аппаратном оформлении.

Следует отметить, что в США и Канаде газы не делят на природные и нефтяные. Используется единый термин “natural gas”. Нет четкого деления также на промысловые 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 России и странах СНГ. Отличия заключаются в следующем [2]:

- от начала проектирования до освоения мощностей установок и заводов за рубежом проходит 2-3 года;

- 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

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

2. ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Экономико-географическая характеристика района работ

ООО «Газпром добыча Ямбург» владеет лицензиями на разработку пяти месторождений: Ямбургского, Заполярного, Тазовского, Южно-Парусового и Северо-Парусового (последние три — готовятся к разработке) (рис.2).

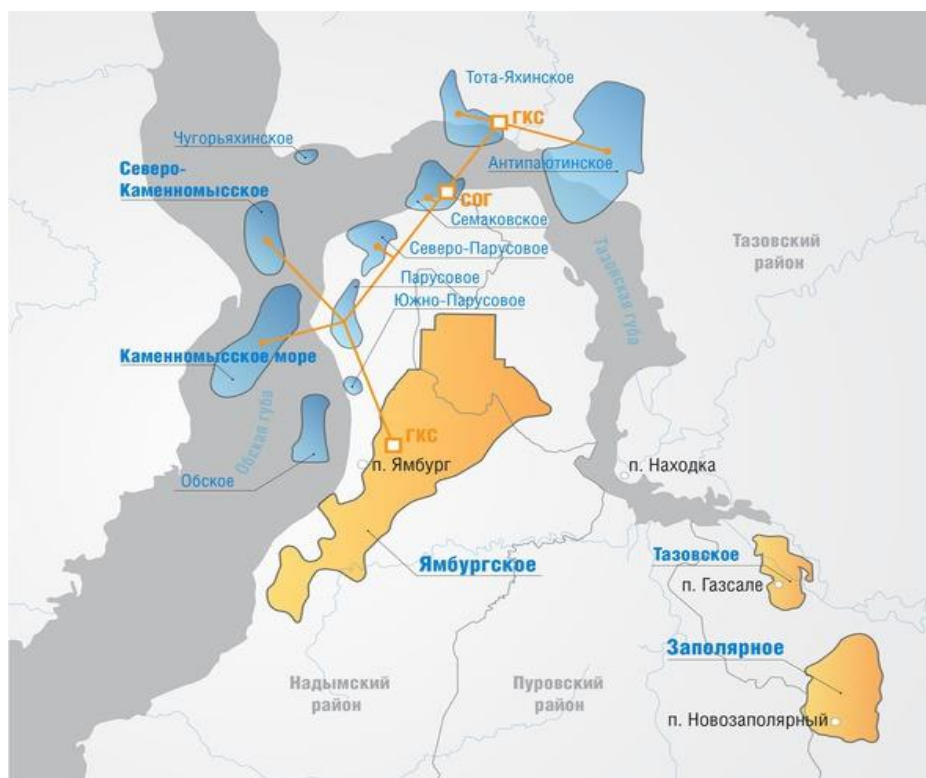


Рисунок 2 – План расположения Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

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

Ведущими отраслями народного хозяйства являются газодобывающая промышленность, геологоразведка. Транспортировка газа осуществляется по системе магистральных газопроводов Ямбург-Центр.

Промышленная газоносность месторождения связана с сеноманскими и валанжин-барремскими отложениями.

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

В экономическом отношении район работ относится к числу интенсивно осваиваемых. Из приоритетных направлений в настоящее время наибольшее развитие имеет газодобывающая промышленность со всеми вспомогательными отраслями. Основные грузопассажирские перевозки осуществляются по железной дороге Новый Уренгой – Сургут – Тюмень и Новый Уренгой – Ямбург. Кроме того, в городе Новый Уренгой имеется крупный аэропорт.

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

Климат района континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Среднегодовая температура $-6,9^{\circ}\text{C}$. Самые холодные месяцы – январь и февраль со средней температурой $-24\div-26^{\circ}\text{C}$. Температура воздуха зимой достигает -59°C . Средняя летняя температура воздуха $6\div9^{\circ}\text{C}$.

2.2. Геологическая характеристика района работ

2.2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Литолого-стратиграфический разрез месторождения сложен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного комплекса толщиной порядка $6 \div 7$ км, которые несогласно залегают на породах кристаллического фундамента палеозойского возраста. Разрез осадочного чехла вскрыт на максимальную глубину 4515 м (скв. 500).

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

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

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

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

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

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

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

Березовская свита (коньяк-кампан) образована преимущественно глинами с различным количеством алевроитового материала, зерен глауконита, мелкозернистых песчаников. Мощность свиты составляет 200–400 м.

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

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

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

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

2.2.2. Тектоника

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

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

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

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

2.2.3. Газоносность

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

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

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

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

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

2.3. Основные показатели разработки

В период постоянной добычи отборы газа на ГП-4 составляли 26-30 млрд. м³/год. В настоящее время месторождение находится в стадии падающей добычи газа. В соответствии с показателями проекта разработки отборы газа в зоне промысла уменьшаются и на 2013-2018 г составляют 9,7-5,6 млрд. м³/год (собственный газ ГП-4) и 10,0 млрд. м³/год (газ от УППГ-4А).

2.3.1. Характеристика исходного сырья

В качестве исходного сырья рассмотрен природный газ сеноманской залежи Ямбургского месторождения. Газ метановый с содержанием влаги до 3,8 г/м³, сероводород отсутствует (табл.1).

Таблица 1 – Компонентный состав газа

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

Относительная плотность по воздуху – 0,560.

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

Состав мехпримесей (% масс.):

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

Плотность твердых взвесей 2-2,5 г/см³.

2.3.2. Характеристика изготавливаемой продукции

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

Характеристики изготавливаемой продукции приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика изготавливаемой продукции

Наименование	Обозначение НД	Характеристика качества	
		Наименование показателя	Значение по НД
Газ природный	СТО Газпром 089-2010	Точка росы по влаге, °С - зимний период, не выше - летний период, не выше	минус 20 минус 10
		Объемная доля кислорода, %, не более	1,0
		Теплота сгорания низшая, при 20°С и 101,325 кПа, МДж/м ³ , не менее	32,5
		Масса механических примесей	В соответствии с соглашением на поставку
		Плотность при нормальных условиях, кг/м ³	0,673
		Плотность по воздуху	0,562
		ПДК в воздухе рабочей зоны, % мг/м ³	0,7 7000

Характеристика реагентов, поступающих на регенерацию и после регенерации, приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика реагентов на регенерацию и после нее

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

2.4. Описание технологического процесса промысла

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

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

Характеристика кустов скважин приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика кустов скважин

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

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

Сбор газа

Сбор газа осуществляется по комбинированная (коллекторная и лучевая) схема:

- от 6 кустов проложены индивидуальные шлейфы;
- от остальных кустов газ идет по шлейфам-коллекторам, с подключением к каждому коллектору 2–3 кустов.

Параллельно шлейфам к каждому кусту скважин предусмотрена прокладка ингибиторопроводов.

Процесс транспорта сырого газа по газопроводам от кустов скважин до промысла связан с потерями давления, появлением конденсационной воды, понижением температуры. Зависимость температуры гидратообразования газа сеноманской залежи Ямбургского НГКМ от давления приведена на рисунке 3.

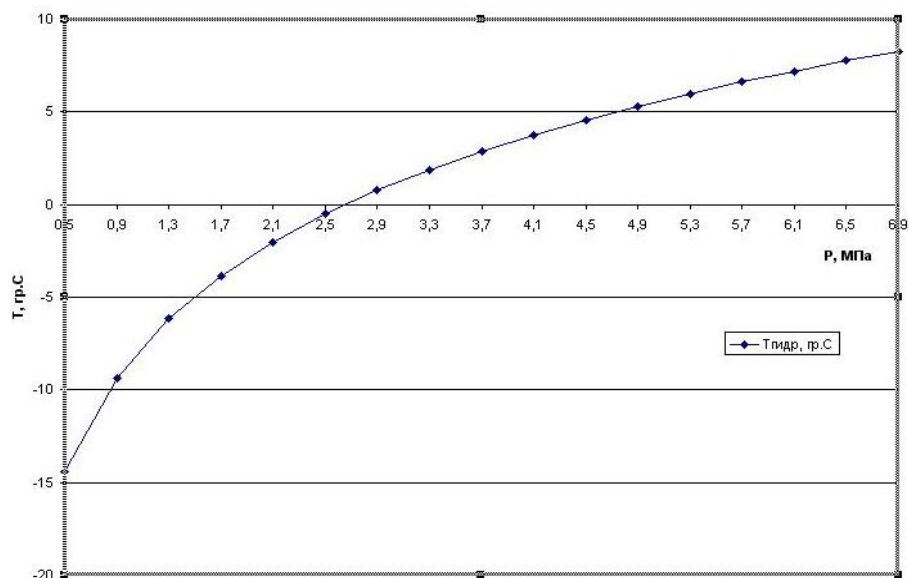


Рисунок 3 – Динамика изменения температуры гидратообразования газа

Для предупреждения образования гидратов, а также для разрушения льда и гидратов в процессе транспорта сырого газа (при необходимости) производится подача ингибитора гидратообразования (метанола), концентрация которого определяется параметрами газа (рис.4).

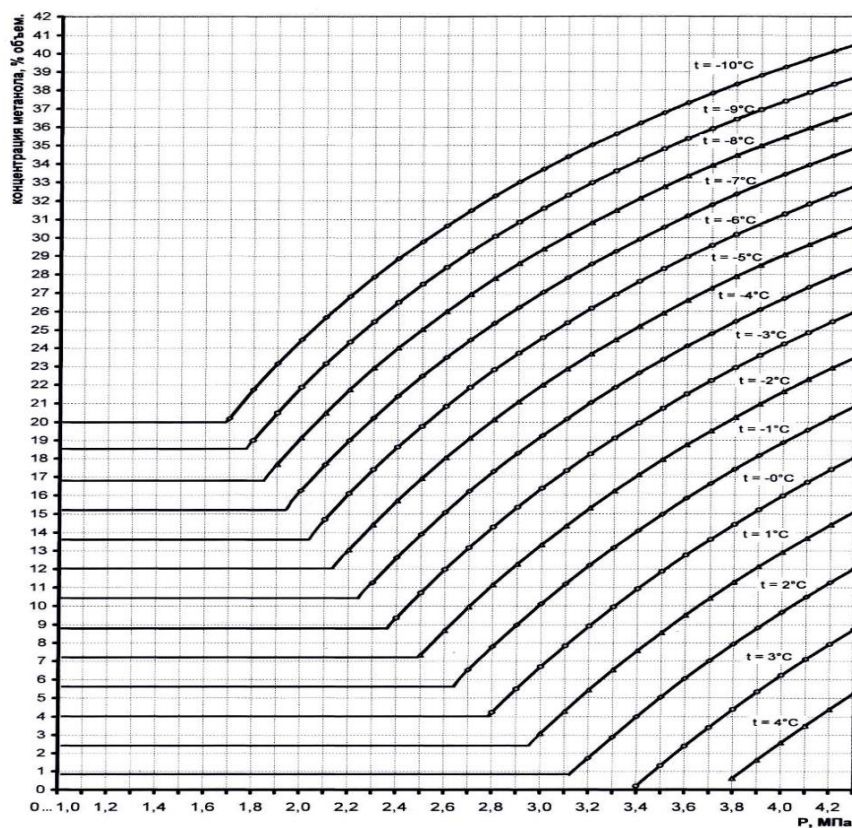


Рисунок 4 – Зависимость необходимой концентрации метанола в конденсирующейся жидкости в газопроводах от параметров газа для предотвращения льдо- и гидратообразования

Очистка пластового газа

Очистка пластового газа заключается в отделении из газа жидкости и мехпримесей перед его дальнейшей подготовкой.

Для улавливания жидкостных пробок и мехпримесей, поступающих из газопроводов-шлейфов и сборных коллекторов газа после ППА, на тупиковых участках коллекторов входа газа в установку очистки установлены емкости для сбора жидкости и мехпримесей. Так же используются сепараторы, где в сепарационной части аппаратов происходит выделение капельной жидкости и мехпримесей, а в массообменной части, орошаемой водометанольным раствором, – насыщение газа метанолом и отмывка от солей.

Очищенный газ после УОГ подается на компримирование.

Компримирование газа

Компримирование газа – процесс повышения давления газа с помощью компрессора на дожимной компрессорной станции – осуществляется в две ступени и сопровождается повышением температуры газа и, как правило, требует последующего его охлаждения. После каждой ступени компримирования предусмотрено охлаждение газа, производимое на аппаратах воздушного охлаждения (АВО) и турбодетандерных агрегатах (в летнее время).

Осушка и охлаждение газа

Сырой газ после ДКС имеет следующие параметры:

- давление 4,37–5,6 МПа;
- температура: в зимний период не ниже 5°C для исключения замерзания нижних трубок АВО ДКС, в теплый период (при температуре воздуха 0°C и выше) 15–30°C.

Газ от дожимной компрессорной станции (ДКС) подается на 9 технологических ниток, состоящих из абсорберов и их арматурных блоков.

Абсорбер представляет собой многофункциональный колонным аппарат (диаметр=1800мм, высота=10м), который состоит из 3-х функциональных секций (Приложение Б):

- нижняя (сепарационная секция), где происходит предварительная сепарация газа;
- средняя (массообменная секция), в которой происходит абсорбционная осушка газа;
- верхняя (фильтрующая секция), где производится улавливание уносимого с газом гликоля.

Техническая характеристика модернизированного абсорбера:

- | | |
|--|------------------|
| ■ производительность по газу, м ³ /ч (млн. м ³ /сутки) | – 416670 (10) |
| ■ расход регенерированного абсорбента, м ³ /ч | – до 5,4; |
| ■ потери осушителя, мг/м ³ | – не более 10; |
| ■ точка росы осушенного газа, при Р=4,0 МПа, °С | – от -10 до -20; |
| ■ рабочее давление, МПа | – 4,37÷5,6; |
| ■ расчетное давление, МПа | – 10,0. |

Во входной сепарационной секции абсорбера из газа выделяется капельная жидкость, которая отводится и поступает в разделитель.

Отсепарированный газ поступает в среднюю секцию абсорбера. В верхней ее части навстречу потоку газа подается регенерированный раствор диэтиленгликоля с концентрацией от 97,5 до 99,5% масс. На контактных поверхностях происходит массообмен встречных потоков осушаемого газа и раствора ДЭГа, при этом газ осушается за счет абсорбции из него влаги, а ДЭГ насыщается влагой до концентрации 96,0–98,0%.

Так как гликоль с водой образуют азеотропную смесь, то регенерация абсорбента производится выпариванием влаги из раствора при давлении ниже атмосферного (вакуум 0,065–0,078 МПа) и температуре

160–164°C. Регенерированный абсорбент возвращается на установку осушки газа.

Установка регенерации позволяет получить концентрацию регенерированного ДЭГа до 99,5% масс. при насыщении ДЭГа до 3%.

3. АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

3.1. Описание технологического процесса производственного объекта Ямбургского НГКМ

После ДКС газ с давлением $2,5 \div 4,5$ МПа поступает в цех подготовки газа УКПГ.

На центробежных сепараторах ДКС отделяется до 85% влаги, поступающей с сырым газом (влагосодержание снижается с $3,8 \text{ г/м}^3$ до $0,55 \text{ мг/м}^3$), однако даже такой осушки недостаточно для достижения требуемой температуры точки росы (ТТР газа после сепараторов составляет 5°C). Поэтому после очистки и компримирования газ подается на абсорбционную осушку.

Подготовка газа производится с применением гликолевой осушки в абсорберах и последующим охлаждением газа до $0 \div -2^\circ\text{C}$.

Осушенный и охлажденный газ подается в подземные промысловые коллекторы к головной компрессорной станции КС Ямбургская, а затем – в системы магистральных газопроводов, подающих газ в центральные районы страны.

В процессе анализа существующей схемы подготовки газа на промысле, было принято следующее:

- в качестве ингибитора гидратообразования использовать метанол, а не этиленгликоль;
- предварительную очистку газа проводить на уже имеющихся на УКПГ сепараторах с центробежными элементами.

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

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

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

Компонентный состав газа месторождения без учета наличия воды представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Компонентный состав газа

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

Нормативный документ СТО Газпром 089-2010 устанавливает требования к точке росы осушенного газа по влаге и углеводородам в зависимости от макроклиматического района, представленные в таблицу 6.

Таблица 6 – Показатели газа

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов		Метод испытания
	умеренный	холодный	
1.Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно		По ГОСТ 31371.1 ГОСТ 31371.7
2.Температура точки росы по воде (ТТР _в) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см ²), °С, не выше:			По 8.2
зимний период	-10,0	-20,0	
летний период	-10,0	-14,0	
3.Температура точки росы по углеводородам (ТТР _{ув}) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше:			По 8.3
зимний период	-2,0	-10,0	
летний период	-2,0	-5,0	

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

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

Таким образом, выбор варианта подготовки природного газа сводится к качественному сравнению подходящих технологий, обеспечивающих все вышеуказанные требования. Исходя из сложившейся мировой практики разработки и обустройства нефтегазовых месторождений, основным принципом формирования вариантов обустройства месторождения, принимается максимальное сокращение объема технологических работ при условии выполнении требований действующих нормативных документов.

3.3. Абсорбционная осушка газа

Процесс абсорбции основан на различии парциальных давлений поглощаемого компонента в газе и жидкости. Чем выше разность парциальных давлений компонента в газе и жидкости, тем интенсивней протекает поглощение (абсорбция). Уменьшение этой разности ведет к снижению интенсивности поглощения или к полному его прекращению, когда величины парциального давления компонента в газе и жидкости станут одинаковыми.

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

предпочтительность одного из них перед другими. Контакт между газом и абсорбентом происходит на барботажных тарелках, смонтированных внутри абсорбера, причем газ движется противотоком абсорбенту.

3.4. Сравнительная характеристика абсорбентов и выбор наиболее эффективного

В настоящее время в качестве абсорбентов для подготовки газа используются гликоли: ди- и триэтиленгликоль.

В таблице 7 приведена зависимость глубины осушки газа водными растворами ДЭГа и ТЭГа от концентрации осушителя и температуры контакта.

Таблица 7 – Равновесная точка росы газа при его осушке растворами ДЭГа и ТЭГа

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

Если охлаждение газа ниже 25-30°C невозможно, то достижение температуры точки росы ниже -10 °С будет достаточно трудным при использовании растворов диэтиленгликоля. Так, при давлении $P=4,0$ МПа и температуре контакта 30°C для осушки газа до $T_{ТР} = -16^{\circ}\text{C}$ (что эквивалентно точке росы -10 °С, при давлении 7,35 МПа) потребуется раствор ДЭГа концентрации 99,5%.

Ряд причин, таких как износ оборудования, отсутствие эффективной системы очистки раствора гликоля от ингредиентов, недостаточное снижение давления и т.д., делает практически невозможным достижение такой степени регенерации осушителя. При использовании ТЭГа в аналогичных условиях,

его концентрация составит 98,4 % (с учетом реальных условий процесса не менее 98,6 %), что легко достижимо.

Помимо этого, важным достоинством триэтиленгликоля является низкое давление его насыщенных паров, что обеспечивает меньший его унос с осушенным газом в паровой фазе.

Кроме того, температура разложения триэтиленгликоля значительно выше, чем у диэтиленгликоля (206 и 164 °С соответственно), поэтому ТЭГ можно нагревать до более высоких температур.

В блоке регенерации гликоля в случае использования ДЭГа и ТЭГа температура поддерживается равной 160 и 190°С соответственно. При регенерации ДЭГа температура разложения превышает рабочую температуру не более чем на 4 °С. При регенерации ТЭГа это превышение составляет 16 °С. Отсюда следует, что потери ДЭГа от термического разложения будут больше, чем ТЭГа (при нарушении технологического режима установки).

3.5. Технологический расчет абсорбера

3.6. Применение абсорбционной осушки для подготовки газа

В блоке осушки газа предусматривается 5 технологических линий осушки газа (4 рабочих + 1 резервная) с максимальной производительностью 11 млн.нм³/сут каждая.

Газ из здания входа и сепарации (или от ДКС при работе установки в компрессорном режиме эксплуатации) с давлением 2,5-4,5 МПа и температурой 10-25°С на сепараторы многофункциональных абсорберов в блоке подготовки газа. Равномерное распределение газа по сепараторам многофункциональных абсорберов (МФА) обеспечивается организацией коллекторного «кольца» на входе, выходе газа с аппаратов.

Отсепарированный в сепарационной секции МФА газ далее подается в массообменную секцию МФА. Жидкость из сепарационной части абсорбера

отводится под контролем регулятора уровня в сборный коллектор и поступает на установку регенерации метанола для дегазации и регенерации водометанольного раствора.

Регенерированный ТЭГ от установки регенерации ТЭГа с давлением 3,5 МПа и температурой 15°C под контролем регулятора расхода поступает в верхнюю часть абсорбера.

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

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

МФА имеет в верхней части фильтрующую секцию, которая обеспечивает унос гликоля из аппарата не выше принятого в нормах технологического проектирования СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 – до 10 мг/м³.

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

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

В летний период газ подается на компрессорную часть ТДА, где газ дожимается с 2,5-4,5 до 9,2 – 10,9 МПа и подается на охлаждение на АВО (где охлаждается с 55 до 15 °С). После АВО осушенный газ направляется во входной сепаратор, предназначенный для защиты детандерной части ТДА и отделения из осушенного газа ТЭГа, уносимых из абсорбера. Насыщенный ТЭГ, накапливающийся в кубовой части сепаратора, и подается на блок регенерации ТЭГа. Газ из входных сепараторов поступает в детандерную часть турбодетандерного агрегата. В детандерной части ТДА происходит

расширение газа до давления 6,6 МПа. При расширении газа его температура понижается до температуры -2 °С. Подготовленный газ направляется на узел учета газа, и далее в магистральный газопровод.

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

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

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

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

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

Поскольку потери гликоля вызываются в основном механическим уносом, все эксплуатационные меры, снижающие унос, могут существенно улучшить экономические показатели работы установок. Чрезмерный унос обычно вызывается вспениванием гликоля в абсорбере. Установлено, что

пенообразование может быть вызвано загрязнением гликоля углеводородами, тонка дисперсными твердыми взвесями или соленой водой, поступающей в систему с газом. Поэтому перед подачей газа в гликолевый абсорбер следует пропустить его через эффективно работающий сепаратор. Пенообразование обычно удастся уменьшить добавкой противопенных веществ.

Так же при эксплуатации установок осушки газа гликолями серьезные осложнения могут вызываться коррозией. Поскольку чистые растворы гликолей сами по себе практически не вызывают коррозии углеродистой стали, считают, что коррозия усиливается в присутствии других соединений, образующихся в результате окисления или термического разложения гликоля или поступающих в систему с потоком газа.

Помимо коррозии, загрязнение гликолевого раствора может стать причиной образования отложений на поверхностях теплообменников, что приведет к снижению коэффициента теплопередачи. Загрязнение раствора может быть вызвано продуктами окисления, продуктами коррозии (обычно окись или сульфид железа) и твердыми или жидкими взвесями, которые поступают с потоком газа. Присутствие твердых загрязнителей весьма нежелательно, так как они осаждаются в емкостях, на тарелках абсорбера и регенератора, трубах теплообменников и в прочих аппаратах. Они могут также способствовать усилению коррозии и абразивного износа. Поэтому целесообразно применять различные способы удаления взвесей.

3.7. Обоснование выбора ингибитора гидратообразования

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

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

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

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

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

Существенными недостатками применения метанола являются:

- высокая токсичность;
- пожарная опасность;
- высокие потери с товарным газом (до 0,4 г/м³), так безвозвратные потери составят до 4500 т/год.

Применение МЭГа в зарубежной практике обусловлено следующими причинами:

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

Недостатками применения МЭГа по сравнению с метанолом являются:

- более высокая температура замерзания (минус 40 °С при концентрации 60 % – 80 %);

- большая вязкость;
- коррозионная активность при высоких температурах (например - в процессе регенерации);
- более высокая стоимость и отсутствие опыта применения в условиях Крайнего Севера.

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

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

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

Целью данного анализа является сравнительная оценка и расчет затрат на подготовку газа на УКПГ. Сравнение производилось для двух вариантов подготовки газа абсорбционной осушкой: с применением диэтиленгликоля и триэтиленгликоля.

Необходимо оценить экономическую эффективность предлагаемой реконструкции системы подготовки газа. С этой целью будут рассчитаны единовременные (приобретение оборудования и его монтажа) и эксплуатационные затраты.

4.1. Сметная стоимость выполнения работ

4.1.1. Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

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

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

В таблице 9 приведены нормы времени выполнения необходимого перечня работ по замене одного абсорбера.

Таблица 9 – Нормы времени выполнения технологических операций

№ п/п	Наименование операций	Объем работ		Продолжи- тельность работ, часов	Состав бригады
		ед. измерения	Кол-во		
1	Технологические переключения и закрытие пневмогидрокранов Г-201–Г-204	шт.	4	1	2 чел.
2	Откачка газа и абсорбента из отключенного абсорбера:			2	4 чел.
	абсорбент на склад	м ³	4,7		
	газ в фильтрующую емкость	тыс м ³	317,5		
	агрегатами в количестве	шт.	2		
3	Вырезка стыков абсорбера	резов	4	2	4 чел.
4	Демонтаж абсорбера	шт.	1	1	4 чел.
5	Зачистка площадки	шт.	1	3	4 чел.
6	Монтаж нового абсорбера	шт.	1	1	4 чел.
7	Сварка стыков абсорбера	шт.	4	2	4 чел.
8	Дефектоскопия сварных швов и выдача письменных заключений	шт.	4	3	4 чел.
9	Гидроиспытание абсорбера и технологических линий	шт.	5	2,5	4 чел.
	Продолжительность остановки для ремонтных работ, итого	х		17,5	

Таким образом, для проведения работ по замене одного абсорбера потребуется 17,5 часов. Так как предложенная схема подготовки включает пять абсорберов (три рабочих и два резервных), то для проведения установочных работ потребуется 87,5 часовая остановка (3 дня и 15,5 часов).

4.1.2. Расчёт сметной стоимости работ

При расчете сметной стоимости работ учитываются следующие статьи затрат:

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

Расчет стоимости необходимых материалов для монтажа установки осушки газа представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Стоимость материалов для монтажа абсорбера

Наименование	Количество	Стоимость единицы оборудования, руб	Стоимость общая, руб
Абсорбер	5 шт	4 384 000	17 536 000
Абсорбент (триэтиленгликоль)	16,2 т	100 000	1 620 000
Электроэнергия	700 кВт*ч	0,95	665
ИТОГО			19 156 665

Расходы на оплату труда включают в себя все суммы, начисленные по тарифным ставкам и должностным окладам, а также надбавки, приведенные в таблице 11.

Таблица 11– Надбавки и доплаты к заработной плате работника

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

Таким образом, с учетом показателей в таблицах 1 и 3 рассчитываются затраты на заработную плату работникам (табл. 12).

Таблица 12 – Заработная плата за монтаж оборудования

	Монтажник	Машинист подъемника	Сварщик
Разряд	5	4	5
Количество работников	1	1	2
Часовая тарифная ставка	87,6	75,7	65,5
Районный коэффициент, руб.	70,1	60,6	52,4
Северная надбавка, руб.	43,8	37,85	32,75
Время нахождения в пути, руб.	21,9	18,9	16,38
Вахтовый метод работы, руб.	8,76	7,57	6,55
Итого, руб./час	232,16	200,62	173,58
Время работы, часов	87,5	87,5	87,5
Итого, руб. за работу 1-го работника	20314	17554,25	15188,25
Общая сумма ЗП, руб.	68244,75		

Согласно данным расчета из таблицы 4 на оплату труда работникам без страховых взносов за монтаж оборудования необходимо 68244,75 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 13.

Таблица 13 – Расчет страховых взносов

	Монтажник	Машинист подъемника	Сварщик
ЗП, руб.	20314	17554,25	15188,25
ФСС (2,9%)	589,1	509,07	440,46
ФОМС (5,1%)	1036,01	895,27	774,60
ПФР (22%)	4469,08	3861,94	3341,42
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,4 %)	81,26	70,28	60,75
Всего, руб за 1-го работника	6175,45	5336,56	4617,23
Общая сумма, руб.	20746,47		

Общая сумма страховых взносов на 4 работников составила 20746,47 руб. Таким образом, общая сумма по заработной плате составила 88991,22 руб.

Расчет амортизационных отчислений для оборудования абсорбционной колонны представлен в таблице 14. Он проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы"

Таблица 14 – Амортизационные отчисления для оборудования

Наименование	Балансовая стоимость, руб		Норма амортизации, %	Сумма амортизации за 1 год, руб	Сумма амортизации, руб/час
	1 объекта	всего			
Абсорбер	43840000	175360000	10	1753600	200,18
ИТОГО				1753600	200,18

На основании всех расчетов, проведенных выше, определяется общая сумма затрат на проведение работ по замене абсорберов (табл. 15).

Таблица 15 – Затраты на замену абсорберов

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	19 156 665
2. Затраты на оплату труда	68 244,75
3. Страховые взносы 30% от пункта 2	20 746,47
4. Амортизационные отчисления (абсорбер)	175 159,83
Итого основные расходы	19 420 816

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

4.2. Обоснование эффективности проекта

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

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

Производство с применением ДЭГа

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

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

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

Годовое потребление электроэнергии промыслом составляет 1600 МВт. При цене электроэнергии 0,95 руб/кВт*ч, затраты на электроэнергию составят

$$1600 * 1000 * 0,95 = 1520000 \text{ руб/год} = 1,52 \text{ млн руб/год}.$$

Таким образом, суммарные затраты на электроэнергию и восполнение осушителя составят 7,12 млн рублей в год.

Производство с применением ТЭГа

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

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

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

Годовое потребление электроэнергии промыслом при использовании предложенного оборудования снижается на 5% за счет меньшего энергопотребления одним абсорбером и меньшего числа работающих аппаратов. Поэтому при цене электроэнергии 0,95 руб/кВт*ч и потреблении 1520 МВт, затраты на электроэнергию составят:

$$1520 * 1000 * 0,95 = 1444000 \text{ руб/год} = 1,44 \text{ млн руб/год}.$$

Таким образом, суммарные затраты на электроэнергию и восполнение осушителя составят 2 млн рублей в год.

Исходя из проведенных выше расчетов, годовые затраты на добычу и подготовку природного газа при использовании ТЭГа на 5,12 млн рублей меньше, чем при использовании ДЭГа.

Обоснование экономической эффективности проекта

Как уже было сказано выше, прирост прибыли компании будет определяться снижением себестоимости природного газа за счет уменьшения производственных затрат. Для выполнения расчетов показателей экономической эффективности предложения был выбран период с 2019 по 2028 годы (табл.16).

Таблица 16 – Расчет показателей эффективности

Показатель		Годы									
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Планируемое количество добычи газа, млрд м3		8,91	8,2	7,49	6,78	6,07	5,36	4,65	3,94	3,23	2,42
Цена реализации тыс.м3, руб.		2659	2799	2932	3021	3120	3244	3356	3489	3602	3678
Выручка от реализации (с НДС), млн. руб.		23,69	22,95	21,96	20,48	18,94	17,39	15,61	13,75	11,65	8,90
НДС, %		18									
Выручка от реализации без НДС, млн. руб.		19,43	18,82	18,01	16,80	15,53	14,26	12,80	11,27	9,54	7,30
Применение ДЭГа	Полная себестоимость тыс.м ³ газа, руб.	1068	1068	1068	1068	1068	1068	1068	1068	1068	1068
	Себестоимость всего добытого газа, млн. руб.	9,52	8,76	7,99	7,24	6,48	5,73	4,97	4,21	3,45	2,59
	Налогооблагаемая прибыль, тыс. руб.	9911,31	10062,88	10008,4	9554,51	9046,73	8533,55	7830,2	7064,34	6090,62	4714,06
	Налог на прибыль, %	20									
	Чистая прибыль, тыс. руб.	7929,05	8050,30	8006,75	7643,61	7237,38	6826,84	6264,2	5651,473	4872,49	3771,25
Применение ТЭГа	Полная себестоимость тыс.м ³ газа, руб.	434,23	434,23	434,23	434,23	434,23	434,23	434,23	434,23	434,23	434,23
	Себестоимость всего добытого газа, млн. руб.	3,869	3,56	3,25	2,94	2,64	2,33	2,02	1,71	1,40	1,05
	Налогооблагаемая прибыль, млн. руб.	15,56	15,26	14,76	13,85	12,89	11,93	10,78	9,56	8,14	6,25
	Налог на прибыль, %	20									
	Чистая прибыль, тыс. руб.	12446,55	12207,82	11804,3	11081,2	10315	9544,44	8621,8	7649,11	6510,15	4998,23
Прирост чистой прибыли, млн руб.		4,52	4,16	3,79	3,44	3,08	2,72	2,36	1,99	1,64	1,23

Как видно из таблицы, применение предложенной технологии осушки газа на промысле позволяет существенно снизить себестоимость природного газа, что приводит к росту получаемой чистой прибыли при неизменной цене реализации газа (рис.7).

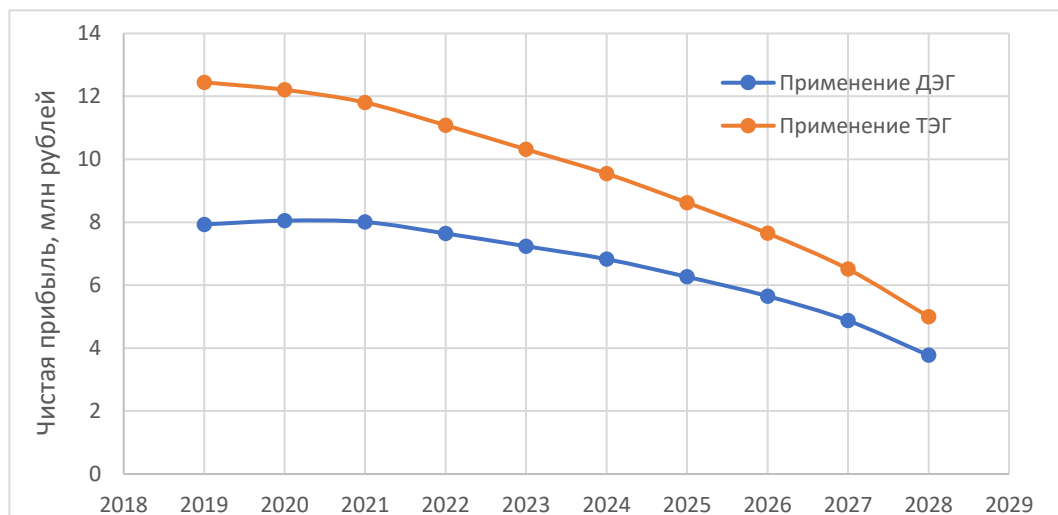


Рисунок 7 – Динамика чистой прибыли по годам

Так как месторождение на данный момент находится на стадии падающей добычи, то объемы добываемого газа и, как следствие, объемы прибыли будут с каждым годом уменьшаться. Использование предложенной технологии позволяет увеличить прибыль с одной УКПГ на сумму от 1 до 4,5 миллионов рублей в год (рис.8). За рассмотренный период прибыль компании увеличится почти на 30 миллионов рублей.

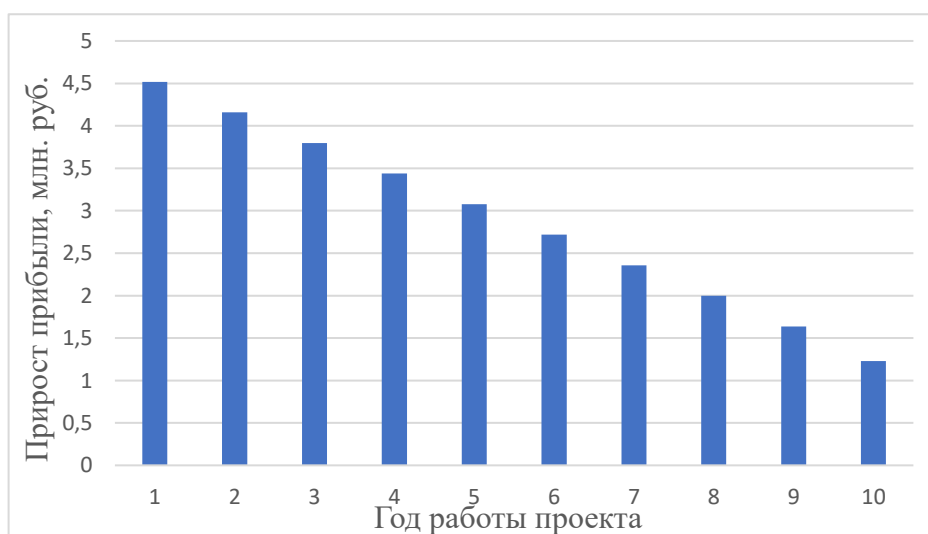


Рисунок 8 – Прирост прибыли за счет применения триэтиленгликоля по годам

Помимо экономической эффективности, замена диэтиленгликоля на триэтиленгликоль несет в себе и экологический эффект. Триэтиленгликоль

более тяжелый, его потери в ходе процесса осушки существенно ниже потерь ДЭГа. Основные потери осушителя происходят из-за уноса гликоля: в абсорбере - с газом, в колонне регенерации - с парами воды. Вода, отделяемая от гликоля в колонне регенерации, направляется на сжигание на горизонтальной факельной установке, поэтому при использовании ТЭГа снижается вредное воздействие на атмосферу.

Выводы к главе 4

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

1. снижение производственных затрат на 5.12 миллионов рублей в год;
2. прирост чистой прибыли за рассмотренный период = 28,93 миллиона рублей;
3. затраты на замену оборудования промысла окупятся за 2 года.

Предлагаемый проект можно считать эффективным.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной магистерской диссертации рассматриваются технологии подготовки природного газа в условиях Крайнего севера. Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) представляет собой совокупность технологического оборудования и вспомогательных систем, которые обеспечивают сбор и очистку природного газа. В состав УКПГ входят: блок первичной очистки (емкости-пробкоуловители и сепараторы), технологический корпус подготовки газа (абсорберы), установка охлаждения газа перед подачей его в магистральный газопровод, технологический корпус регенерации гликоля и метанола (колонны, печи), дожимные компрессорные станции и вспомогательные производственные системы (склады, внутрипромысловые коллектора и др.).

Основные процессы, рассматриваемые в выпускной квалификационной работе – абсорбционная осушка природного газа с применением различных поглотителей.

Таким образом, цель данного раздела – анализ опасных и вредных факторов, возникающих при данном виде производственной деятельности на установках подготовки газа промысла; а также решение вопросов обеспечения защиты от них на основе требований действующих нормативно-технических документов.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1. Рабочее время и время отдыха

Режим рабочего времени и времени отдыха работников устанавливается в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

Конкретная продолжительность ежедневной работы (смены) определяется с учетом характера и специфики производства, а также условий труда.

Продолжительность рабочего времени при вахтовом методе работы составляет 12 часов в сутки. Для женщин, работающих в районах Крайнего Севера при работе вахтовым методом, устанавливается пониженная норма часов в год: 1728 часов в год для женщин, 1920 часов для мужчин (из расчета 36-часовой и 40-часовой рабочей недели соответственно).

В течение рабочего дня (смены) сотрудникам предоставляется перерыв для отдыха и питания не более двух часов и не менее 30 минут.

Всем сотрудникам предоставляются ежегодные оплачиваемые отпуска продолжительностью 28 календарных дней с сохранением места работы (должности) и среднего заработка.

5.1.2. Оплата труда

При расчете оплаты труда в районах Крайнего Севера учитываются районные коэффициенты и процентные надбавки к заработной плате.

Работникам Общества районный коэффициент к заработной плате устанавливается в следующих размерах:

- на объектах, расположенных южнее Полярного круга – 1,7;
- на объектах, расположенных севернее Полярного круга – 1,8.

Работникам, работающим в районах Крайнего Севера, выплачивается процентная надбавка к заработной плате за стаж работы в указанных районах (предельный размер процентной надбавки к заработной плате – 80%).

5.1.3. Социальные льготы, гарантии и компенсации

Всем сотрудникам компании предоставляются следующие льготы и компенсации:

- 1) ежегодная компенсация стоимости выделенных санаторно-курортных, туристических и других путевок (не более одного раза в год);
- 2) доплата сверх размера пособия по временной нетрудоспособности;
- 3) выплата единовременного пособия работникам, увольняющимся по любым основаниям (кроме увольнения за виновные действия) по достижении возраста, дающего право на пенсию по старости.

5.1.4. Охрана труда

Положения по охране труда регламентируются Единой системой управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром» СТО Газпром 18000.1-001-2014, а также Коллективным договором Общества.

Компания обязуется обеспечивать здоровые и безопасные условия труда на основе комплекса социально-трудовых, организационно-технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, реабилитационных и иных мероприятий в соответствии с государственными нормативными требованиями охраны труда и промышленной безопасности; принимать меры по устранению выявленных отклонений от гигиенических норм и требований охраны труда.

Также, согласно коллективному договору, работодатель обязуется обеспечивать добровольное страхование сотрудников от несчастных случаев на производстве; проводить обязательные первичные (при приеме на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры.

5.1.5. Компоновка рабочей зоны

Выполнение своих должностных обязанностей оператор выполняет на нескольких рабочих местах:

- рабочее место с дисплеем – пульт;

- рабочее место в цеху.

Рабочее место с дисплеем должно обеспечивать оператору возможность удобного выполнения работ в положении сидя и не создавать перегрузки костно-мышечной системы. Основными элементами рабочего места оператора являются: рабочий стол, рабочий стул (кресло), дисплей, клавиатура.

Взаимное расположение элементов рабочего места должно производиться в соответствии с антропометрическими показателями и структурой деятельности оператора.

Взаимное расположение элементов рабочего места в цеху должно обеспечивать возможность осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования. При этом должны учитываться ограничения, налагаемые спецодеждой и снаряжением работника.

Также взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать необходимые зрительные и звуковые связи между оператором и оборудованием, а также между операторами.

5.2. Производственная безопасность

Выполнение любого вида работ на объектах нефтегазодобывающих предприятий сопряжены с потенциально опасными и вредными производственными факторами (табл.17), которые можно разделить на несколько групп: физические, химические, биологические и психофизиологические.

Первая группа факторов включает:

- попадание конечностей во вращающиеся и движущиеся части машин и механизмов;
- загрязнение воздуха рабочей зоны выхлопными газами, парами реагентов;

- вибрация и шум;
- опасное напряжение в электрической цепи;
- изменение уровня давления в сосудах или трубопроводах и другие.

Химические производственные факторы включают в себя раздражающее воздействие используемых в производстве веществ (метанол, гликоль и другие) на слизистые оболочки; попадание химических реагентов на тело, что может привести к раздражению, тяжёлым химическим ожогам тела, отравлению.

Психофизиологические опасные и вредные факторы — это физические перегрузки организма, связанные с тяжестью трудового процесса, и нервно-психические перегрузки, вызванные умственным напряжением, информационной перегрузкой и монотонностью труда.

Таблица 17 – Опасные и вредные производственные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Химическая осушка газа	1.Отклонения показателей микроклимата 2.Недостаточная освещенность, недостаток естественного света 3.Вредные химические токсичные вещества 4.Повышенный уровень шума	1.Электрический ток 2.Пожароопасность 3.Механические опасности 4.Агрегаты под давлением	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ СН 2.2.4/2.1.8.566–96 СН 2.2.4/2.1.8.562–96 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ

5.2.1. Анализ вредных производственных факторов

Опасным производственным фактором называется такой фактор, воздействие которого на работника в условиях производства приводит к травме или другому внезапному ухудшению здоровья (электрический ток; раскаленные или нагретые тела; возможность падения с высоты; аппараты, работающие под давлением и другие). Вредным называется такой

производственный фактор, воздействие которого приводит к заболеванию или ухудшению работоспособности человека (шум; вибрация; лазерные, электромагнитные и ионизирующие источники излучения и другие).

Отклонение показателей микроклимата

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

Микроклиматические условия, обеспечивающие продуктивность работы, называются оптимальными. Они обеспечивают ощущение теплового комфорта в течение всей рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, способствуют высокому уровню работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

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

В таблице 18 приведены оптимальные значения микроклимата для работы на УКПГ.

Таблица 18 – Оптимальные показатели микроклимата на УКПГ

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

Недостаточная освещенность

До 90% необходимой для работы информации человек воспринимает посредством органов зрения.

Зрительные способность и комфорт чрезвычайно важны для безопасности труда. Множество несчастных случаев происходит из-за нехватки освещения или ошибок, сделанных по причине трудности распознавания того или иного предмета.

Недостаток освещения вызывает зрительный дискомфорт, что выражается в ощущении неудобства или напряженности и приводит к ослаблению внимания, сосредоточенности, а также зрительному и общему утомлению. Неудовлетворительная освещенность в рабочей зоне может являться причиной снижения производительности и качества труда.

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

На рабочем месте используется комбинированное освещение: общее освещение помещения и местное (с помощью ламп, установленных непосредственно над необходимыми деталями).

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

Повышенный уровень шума на рабочем месте.

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

Оборудование УКПГ является источником механического, аэродинамического и электромагнитного шума высокой интенсивности с инфразвуковой составляющей. Сочетание влияния шума и инфразвука характеризуется специфическим неблагоприятным воздействием на человека.

В таблице 19 приведены предельно допустимые уровни звукового давления.

Таблица 19 – 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)
	1,5	3	125	50	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение работ в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для устранения негативного воздействия на человека существует несколько путей:

1. использование звукозащитных материалов для оборудования помещений, особенно в производственной зоне;
2. снижение шума на путях его распространения с помощью установки звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов и т.д.;
3. применение средств индивидуальной защиты от шума.

Воздействие вредных веществ

Исходным сырьем является природный газ сеноманской залежи, метановый с содержанием влаги до 3,8 г/м³, сероводород отсутствует.

Природный газ, поступающий на УКПГ, представляет собой пластовую смесь, в состав которой входят углеводороды, капельная влага (конденсационная и пластовая до 2 г/м³ газа) и мехпримеси. В зимний период возможно содержание метанола в паровой фазе и жидкости (10–20%).

В ходе производственной деятельности используются вещества, характеристики которых представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Свойства сырья и используемых реагентов

Наименование вещества	Химическая формула	Класс опасности	ПДК, мг/м ³	Нормативно-технический документ
Газ природный (метан 98,6%)	CH ₄	4	7000	ОСТ 51.40-93 (с изм. 2000 г.)
Диэтиленгликоль	C ₄ H ₁₀ O ₃	3	10	ГОСТ 10136-77
Триэтиленгликоль	C ₆ H ₁₂ O ₄	3	10	ТУ 2422-075-05766801-2006
Метанол (метиловый спирт)	CH ₃ OH	3	5	ГОСТ 2222-95, ГОСТ 6995-77

5.2.2. Анализ опасных производственных факторов

Электробезопасность. Поражение электрическим током

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

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства (в соответствии с ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты).

Пожарная безопасность

При обеспечении пожарной безопасности работ следует руководствоваться «Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123» от 22.07.2013 года, СТО Газпром 18000.1-001-2014 и другими утвержденными в установленном порядке региональными СНиП, НД, регламентирующими требования пожарной безопасности.

Пожарная опасность УКПГ обуславливается, в первую очередь, свойствами природного газа и конденсата, диэтиленгликоля и триэтиленгликоля, метанола и других горючих жидкостей, используемых в технологическом процессе.

Основными источниками пожарной опасности на УКПГ являются:

– оборудование, работающее под высоким давлением;

- плотно расположенное технологическое оборудование, что может привести к каскадному развитию аварий;
- большое число фланцевых соединений, сварных стыков - наиболее вероятных мест утечек взрывопожароопасных продуктов;
- необходимость проведения газоопасных работ;
- обслуживание оборудования в ночное время и при неблагоприятных метеорологических условиях.

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

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

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

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

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

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

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

Механические опасности

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

Аппараты под давлением

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

5.2.3. Средства индивидуальной и коллективной защиты

Обслуживающий персонал обеспечивается спецодеждой, спецобувью и индивидуальными защитными приспособлениями согласно типовым и отраслевым нормам. Защитные средства (противогазы, очки, перчатки, рукавицы, защитные маски), выдаваемые в индивидуальном порядке, находятся во время работы на рабочем месте.

Для предотвращения отравления обслуживающий персонал обеспечивается промышленными, фильтрующими противогазами марки БКФ, а для работы в колодцах - шланговыми противогазами марки ПШ - I, ПШ - II.

В целях контроля за содержанием воздуха в производственных помещениях организован периодический отбор проб воздуха работниками газоспасательной службы.

Для предотвращения образования взрывоопасных смесей, здания и сооружения установки снабжены приточной и вытяжной вентиляцией,

аварийной вытяжной вентиляцией. Все технологическое оборудование герметично, герметичность периодически проверяется обслуживающим персоналом. В результате возникновения какой-либо аварии, системой блокировок прекращается подача сырья на установку, увеличивается подача водяного пара, газообразные продукты сбрасываются на факел.

Обслуживающий персонал снабжается инструментом, не создающим искру.

Для постоянного определения взрывоопасных концентраций углеводородов, в воздухе производственных помещений (насосные, компрессорная) смонтированы сигнализаторы до взрывоопасной концентрации с выводом сигнализации на щит КИПиА в операторной.

Для защиты обслуживающего персонала от получения механических травм, все открытые вращающиеся движущиеся части машин, механизмов и аппаратов, способные нанести рабочему травму, ограждены съемными или открывающимися ограждениями, чтобы обеспечить доступ к движущимся частям для смазки и регулировки. Для предупреждения аварий и поломок оборудования и обеспечения безопасности обслуживающего персонала грузоподъемные механизмы снабжены ограничителями хода и самосбрасывающимися ремнями с приводных шкивов. В целях предотвращения получения рабочими травм головы обслуживающий персонал обеспечивается защитными касками.

5.3. Защита окружающей среды

5.3.1. Законы и нормативные документы

К основным законодательным актам в области экологии относятся:
– Федеральный закон об охране окружающей среды (от 10.01.02, № 7-ФЗ);

- Федеральный закон об отходах производства и потребления (от 24.06.98, № 89-ФЗ);
- Федеральный закон об охране атмосферного воздуха (от 04.05.99, № 96-ФЗ);
- Водный кодекс Российской Федерации (от 03.06.06, № 74-ФЗ);
- Воздушный кодекс Российской Федерации (от 19.03.97, № 60-ФЗ);
- Земельный кодекс Российской Федерации (от 25.10.01, № 136-ФЗ);
- Лесной кодекс Российской Федерации (от 04.12.06, № 200-ФЗ).

5.3.2. Экологическая политика ООО «Газпром добыча Ямбург»

Система экологического управления ООО «Газпром добыча Ямбург» действует в рамках ведомственного руководящего документа «Концепция системы управления охраной окружающей среды на объектах ОАО «Газпром».

Два важнейших понятия в деятельности компании – производственный экологический контроль и мониторинг. Первое представляет собой сложную инфраструктуру, состоящую из управлений, служб и должностных лиц, четко выполняющих определенные контрольные функции. Организационной структурой, обеспечивающей проведение ПЭК в газодобывающей компании, является Управление научно-исследовательских и производственных работ.

Мониторинг осуществляет лаборатория окружающей среды, которая аккредитована на техническую компетентность и зарегистрирована в Государственном реестре. В области аккредитации НИЛ входят объекты:

- вода (сточная, очищенная, природная поверхностная и подземная),
- почва,
- химические факторы в воздухе рабочей зоны.

Одна из важнейших составляющих управления охраной окружающей среды – проведение своевременной и качественной рекультивации

нарушенных земель. Социальный эффект заключается в сохранении среды обитания и традиционных методов хозяйствования малочисленных коренных народов Крайнего Севера.

Сохранению целостности территорий с вечной мерзлотой способствует подготовка строительных площадок и ведение строительно-монтажных работ только в зимний период, что позволяет не травмировать верхний слой почв, оттаивающий летом. Помимо этого, при эксплуатации газопроводов газ охлаждается до минус 2–10 градусов, применяются термоизолированные трубы отечественного производства.

Территория Ямбургского месторождения расположена в водораздельной части бассейнов Обской и Тазовской губ, здесь большое количество водотоков, обилие озер и болот. Негативное воздействие на водную среду осуществляется при строительстве УКПГ и инженерных сетей к ним, при использовании подземного оборудования, сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод.

Ключевым элементом в области снижения влияния объектов производства на водные ресурсы является уменьшение забора воды и качество очистительных процедур. По результатам многочисленных исследований, техногенные загрязнители (нефтепродукты, тяжелые металлы и прочие) находятся в пределах допустимых и крайне низких концентраций. Стабильно низок уровень индекса токсичности воды. Он соответствует по биотестовым показателям «чистой здоровой воде».

Учет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных и передвижных объектов Общества является обязательным условием природопользования в области охраны атмосферного воздуха. Фактические выбросы составили 24% от разрешенного объема. Для контроля и уменьшения выбросов от передвижных источников в Обществе действует контрольно-регулирующий пункт (КРП) топливной аппаратуры автотранспорта. Он позволяет своевременно выбраковывать двигатели с повышенным выбросом

вредных веществ. В пределах жилой зоны Ямбурга функционирует автоматический пост контроля атмосферы. Он работает в непрерывном режиме, ведя замеры по 17 наиболее значимым параметрам.

ООО «Газпром добыча Ямбург» успешно решает вопросы утилизации отходов производства и потребления. Разработан и действует проект нормативного образования и лимитов их размещения. Захоронение осуществляется на пяти специальных полигонах. Впервые на Тюменском Севере металлолом пакетируется и в навигацию морским путем вывозится на металлургические заводы.

5.4. Чрезвычайные ситуации

В условиях работы предприятия возможно возникновение чрезвычайных ситуаций следующего характера:

- техногенного;
- природного;
- социально-политического.

Чрезвычайные ситуации техногенного характера могут произойти из-за возгорания пролитой горючей жидкости (метанола, гликоля и других химреагентов), используемой в процессе добычи и подготовки газа.

К данному типу следует отнести:

- возгорание горючих жидкостей в резервуарах товарных парков, емкостях и технологических аппаратах;
- пожары на скважинах в результате неконтролируемого фонтанирования;
- пожары в результате разгерметизации газо- и конденсатопроводов;
- сильные взрывы скопившегося газа и легких фракций конденсата при утечках.

Кроме того, имеется вероятность загрязнения окружающей среды при разливах большого количества сточных вод, которые характеризуются высокой минерализацией и коррозионной способностью, а также часто содержанием различных реагентов. В результате фонтанирования возможны масштабные выбросы газа, наносящие огромный ущерб сельскохозяйственным землям, лесам и животному миру.

Чрезвычайные ситуации природного характера связаны с местоположением объекта работ. Месторождение и промысел расположены на Крайнем севере, в Ямало-Ненецком автономном округе. Климат здесь характеризуется суровыми зимами (температура воздуха часто опускается ниже -40°C) и прохладным, не жарким летом (температура не превышает 25°C). Редко отмечаются случаи нанесения ущерба от воздействия сильных ветров или ураганов.

В засушливое лето возможно возникновение лесных и торфянниковых пожаров, но такие случаи почти не оказывают влияния на работу предприятия и наблюдаются крайне редко. В весенний период, когда начинается активное таяние снега и наблюдается половодье рек, возможно подтопление части технологических площадок газовых промыслов.

Чрезвычайные ситуации социально-политического характера маловероятны. Район не характеризуется опасностью возникновения вооруженных конфликтов или ведением военных действий. В социально-политическом плане район достаточно благополучен. Также район не опасен с точки зрения применения оружия массового поражения из-за удаленности от государственных границ.

Для предупреждения и предотвращения ЧС на предприятии создан отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС и риск их возникновения. На основе проведенного анализа с помощью специальных методик выявляются потенциально опасные производственные объекты и на основе этого прогнозируются последствия воздействия

возможных ЧС на население и подведомственные территории. Отталкиваясь от полученных результатов, осуществляется выбор, обоснование и реализация направлений деятельности обеспечения защиты населения и территории предприятия. К ним относятся:

- 1) осуществление комплекса профилактических мероприятий по предотвращению возникновения и снижению ущерба от ЧС;
- 2) организация защиты населения и его жизнеобеспечения в ЧС;
- 3) обеспечение устойчивости работы хозяйственных объектов в ЧС;
- 4) организация аварийно-спасательных и других неотложных работ в очагах поражения и зонах заражения.

Пример чрезвычайной ситуации – Взрыв (газовоздушной смеси) в газифицированных жилых и общественных зданиях.

Возможные причины аварии – скопление газовоздушной смеси до опасной концентрации в результате нарушения герметичности газопровода, технических устройств или работы газоиспользующего оборудования.

План действий в результате возникшей ЧС:

1. оповещение диспетчера о возникновении аварийной ситуации и вызов аварийных служб;
2. перекрытие запорной арматуры с целью отключения подачи газа в здание;
3. взаимодействие и решение вопросов с ответственным лицом органа МЧС России по эвакуации граждан (при необходимости) из опасной зоны;
4. оказание первой помощи пострадавшим;
5. поиск места разгерметизации на внутренних газопроводах здания после завершения работ по тушению очагов пожара пожарными расчетами;
6. проведение работ по демонтажу участка сети газопотребления, находящегося в зоне взрыва;

7. проверка на загазованность приборным методом помещений и подземных сооружений вблизи места аварии;
8. выполнение работ по ликвидации последствий аварии;
9. составление акта аварийно-диспетчерского обслуживания и (при необходимости) оформление заявки и передача объекта для АВР соответствующей службе;
10. аварийно-восстановительные работы;
11. восстановление подачи газа и проверка на герметичность.

В качестве мер предупреждения возникновения данной чрезвычайной ситуации можно выделить периодическую проверку работоспособности измерительной аппаратуры (в частности газоанализаторов), систем оповещения о аварийной ситуации; периодическую проверку герметичности газопроводов, газоиспользующего оборудования и своевременное определение, и устранение утечек газа.

Выводы по главе 5

Условия работы на месторождениях Крайнего севера неблагоприятны для человека, поэтому создана нормативно-правовая база, обеспечивающая социальную защищенность работников.

Помимо неблагоприятных условий труда существуют опасные и вредные производственные факторы, которые оказывают влияние на здоровье и трудоспособность работников

Установка комплексной подготовки газа на месторождениях в условиях Крайнего севера является опасным производственным объектом, деятельность которого может нанести непоправимый колоссальный ущерб окружающей среде. Во избежание такого негативного влияния существует комплекс мер и мероприятий по охране окружающей среды. Создан специальный отдел ГО и ЧС, отвечающий за разработку мероприятий по предупреждению аварий, а также по локализации и ликвидации их последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе написания магистерской диссертации был проведен анализ методов подготовки газа, получившие свое распространение в той или иной степени на различных месторождениях не только на территории Российской Федерации, но и во всем мире.

Основными критериями, определяющими выбор того или иного метода подготовки «товарного» газа, являются простота и надежность при наименьших капитальных и эксплуатационных затратах.

Был проведен расчет абсорбера, сравнительный анализ ингибиторов гидратообразования. В качестве ингибитора гидратообразования в системе сбора пластового газа принят метанол, как наиболее апробированный и надежно зарекомендовавший себя в отечественной газовой промышленности.

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

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

Анализ влияния расхода предложенных осушителей на снижение точки росы по влаге показал, что в зимний период предложенные абсорбенты незначительно конкурируют с уже применяемым ДЭГом, однако в летний период, когда температура газа и окружающего воздуха близка и превышает 25°C, ТЭГ имеет значительное преимущество. Потери ТЭГа значительно меньше, а расход в летний период позволяет достигать требуемых точек росы по влагосодержанию, в то время как ДЭГ не всегда мог справиться с

поставленными задачами и требовал дополнительного охлаждения газа, что требует дополнительных затрат.

ТЭГ является дорогим абсорбентом, он дороже ДЭГа почти в 2 раза, но потери последнего почти в 45 раз больше по сравнению с ТЭГом, что подтверждает правильность выбора предложенного осушителя.

Выполнены прогнозные расчеты экономической эффективности до 2028 года. Были получены следующие значения показателей:

- снижение производственных затрат на 5,12 миллионов рублей в год;
- снижение себестоимости производимой продукции на 634 руб/тыс м³;
- рост чистой прибыли за ближайшие 10 лет почти на 30 миллионов рублей.

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

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Получение жидких углеводородов из пропан-бутановой фракции пнг на модифицированных цеолитных катализаторах / Мулява Е.В., Покрова С.Е., 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 т. Томск: Изд-во ТПУ, 2018. – Т.2– [С.342-343].

2. Повышение эффективности технологии осушки природного газа с помощью гликолей на газовом месторождении крайнего севера / Покрова С.Е.; науч. рук. В.И. Ерофеев // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. Томск: Изд-во ТПУ, 2019 (в печати).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

- 13) Кафаров В.В. Основы массопередачи.-М.:Высшая школа, 1962. – 230 с.
- 14) Кельцев Н.В. Основы адсорбционной техники – М.: Химия,1984. – 591с.
- 15) Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов. М.: Недра, 1977. - 349 с.
- 16) Ключов В.А. и др. Методические указания по расчету установок абсорбционной осушки природных газов. – М.: ВНИИОЭГазпром, 1988 - 152 с.
- 17) Коротаев Ю.П. и др. Подготовка газа к транспорту – М.: Недра, 1973. - 240 с.
- 18) Коуль А.А. Очистка газа. / Коуль А.А., Ризенфельд Ф.С. – М.: Недра, 1968. - 392 с.
- 19) Кузнецов А.А. Расчеты основных процессов и аппаратов переработки углеводородных газов: Справочное пособие. / Кузнецов А.А., Судаков Е.Н. – М.: Химия, 1983. -224 с.
- 20) Ланчаков Г.А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. / Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. – М.: Недра, 2006. - 279 с.
- 21) Лapidус А.Л. Газохимия. Первичная переработка углеводородных газов. / Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Учебное пособие. 2004. - 242 с.
- 22) Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 2012. - 319 с.
- 23) Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.:Наука, 1973. - 848с.
- 24) Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа. – М.: Химия, 2007. - 568 с.

25) Николаев В.В Основные процессы физической и физико-химической переработки газа. / Николаев В.В., Бусыгина Н.В., Бусыгин И.Г. – М.: Недра, 1998. - 184 с.

26) Павлов К.Ф. Примеры и задания по курсу процессов и аппаратов химической технологии. / Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. – М.: Химия, 2006. - 560 с.

27) Рабинович Г.Г. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: Справочник. / Рабинович Г.Г., Рябых П.М., Хохряков П.А. и др.; Под ред. Е.Н. Судакова.- 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Химия, 1979. - 568 с.

28) Смирнов А. С. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле. – М.: Недра, 1971. - 254 с.

29) Тараненко Б.Ф. Автоматическое управление газопромысловыми объектами. / Тараненко Б.Ф., Герман В.Т. – М.: Недра, - 2007. - 217 с.

30) Чуракаев А. М. Газоперерабатывающие заводы и установки. – М.: Химия, 1971. - 236 с.

31) Чуракаев А.М. Переработка нефтяных газов. – М.: Недра, 1983. – 279 с.

32) Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов /П.П. Кукин и др. - 5-е изд., стер. - М.: Высшая школа, 2009. - 335 с.

33) ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.

34) ГОСТ Р 50923-96. Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения

35) ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

- 36) ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 37) ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 38) ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
- 39) ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 40) Коллективный договор ООО «Газпром добыча Ямбург» на 2016-2018 гг.
- 41) Методические рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционных проектов, утв. Постановлением Министерства экономики РФ и Государственного комитета по строительной, архитектурной и жилищной политике №ВК 447 от 26.06.1999.
- 42) Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. М., 2003.
- 43) СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. - 19 с.
- 44) СТО Газпром Газораспределение 2.10-2015 «Типовые планы локализации и ликвидации аварий»
- 45) Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)
- 46) Учебное пособие по дисциплине «Экономика предприятий». / Под ред. доц., канд. экон. наук А.Е. Тасмухановой – Уфа: 2010. – 220 с.
- 47) Экономика предприятия и предпринимательской деятельности: Учебник / Под ред. П.В. Журавлева, Г.М. Чепкашина – М.: Издательство «Экзамен», 2008. – 542 с.

Приложение А

(справочное)

Сводная литолого-стратиграфическая колонка юрско-меловых
отложений Ямбургского месторождения

Система	Отдел	Ярус	Свита	Глубина, м	Литология	Мощность, м
Меловая	K ₂	K _{2m}	Ганькинская	550		200-250
		K _{2k} - K _{2st} - K _{2km}	Березовская	770		250-280
		K _{2t}	Кузнецовская	1030		50-90
		K _{2s}	Покурская	1100		830-990
	K ₁	K _{1al}				
		K _{1ap}				
	K ₁	K _{1g} -K _{1v}	Тангаловская	2010		1150-1310
		K _{1v}	Сортымская	3240		450-550
		K _{1b}	Баженовская	3740		75
		J ₃	Абалакская	3815		30-50
Юрская	J ₂	J _{2a} -J _{2b} -J _{2bt} -J _{2k}	Тюменская	3855		580-620
		J _{1t}	Котухтинская	4455		500
	J ₁	J _{1p}	Ягельная	4955		<150
		J _{1h} +J _{1s}	Береговая	5100		600

K₂

K₁

J₃

J₂

J₁

Глины

Алевролиты

Песчаники

Переслаивание глин, алевролитов и песчаников

Переслаивание алевролитов и песчаников

Глины битуминозные

Переслаивание глин и песчаников

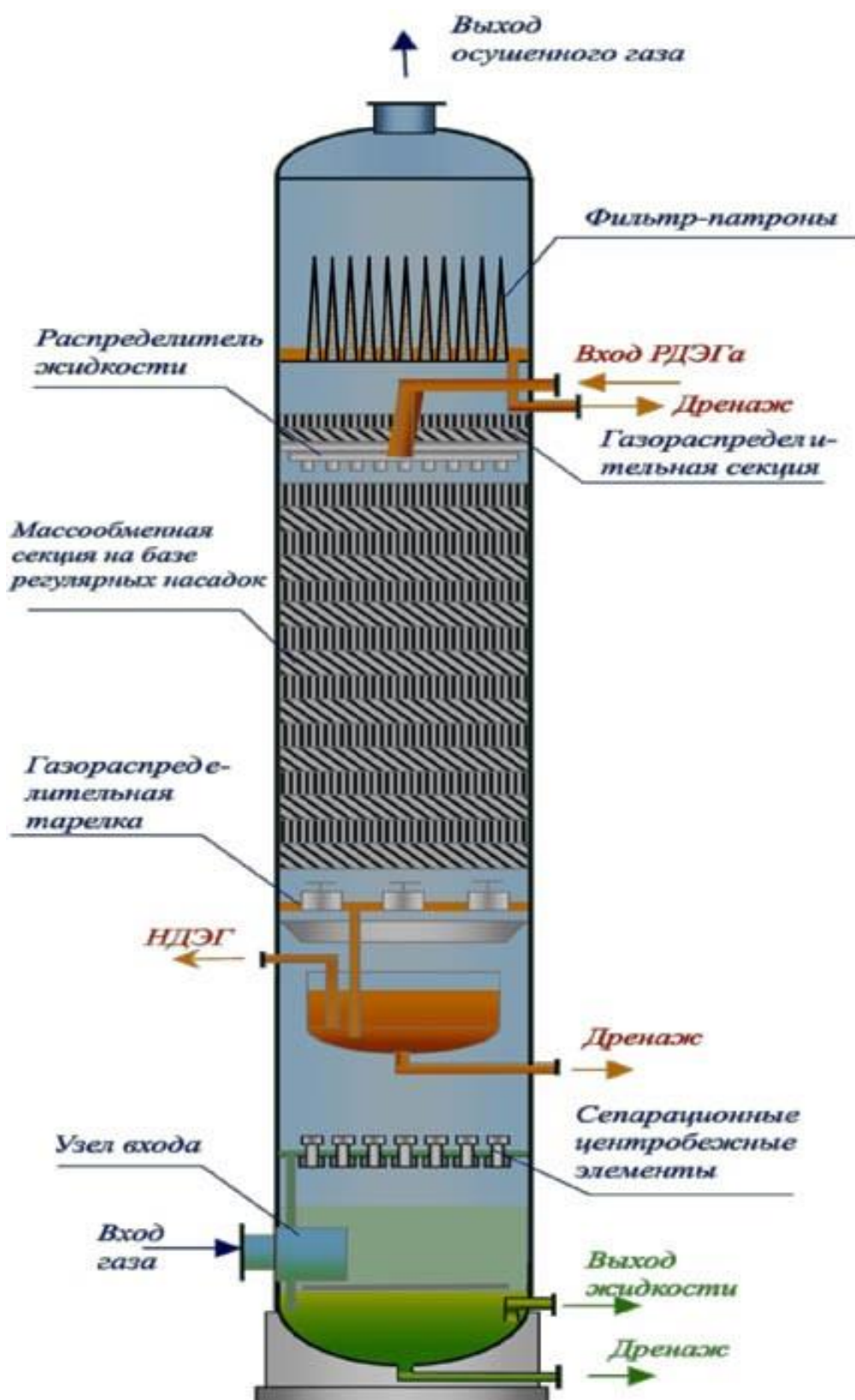
Аргиллиты

Глины опоковидные

Приложение Б

(справочное)

Схема строения многофункционального аппарата (абсорбера)



Приложение В
(Обязательное)

Application of absorption dehydration to prepare the gas

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Покрова Светлана Евгеньевна		

Консультант школы отделения нефтегазового дела ИШПР:

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Надежда Юрьевна	к.п.н., доцент		

Application of absorption dehydration to prepare the gas

Dehydration of natural gas is one of the most important stages of gas preparation in fields. All gases supplied to main gas pipelines are subject to mandatory drying from moisture. The depth of drying is determined by the requirements of industry standards and technology for the further processing of gases.

In the practice of drying hydrocarbon gases, absorption and adsorption methods are used. Liquid scavengers or glycols (diethylene glycol and triethylene glycol) are used for absorption. Solid scavengers — silica gels and zeolites — used in the adsorption process. The process of low-temperature separation is widely used to extract hydrocarbon condensate and water vapor [5].

Amount of water that is contained in natural gas as water vapor at various pressures and temperatures can be determined from Figure 1.

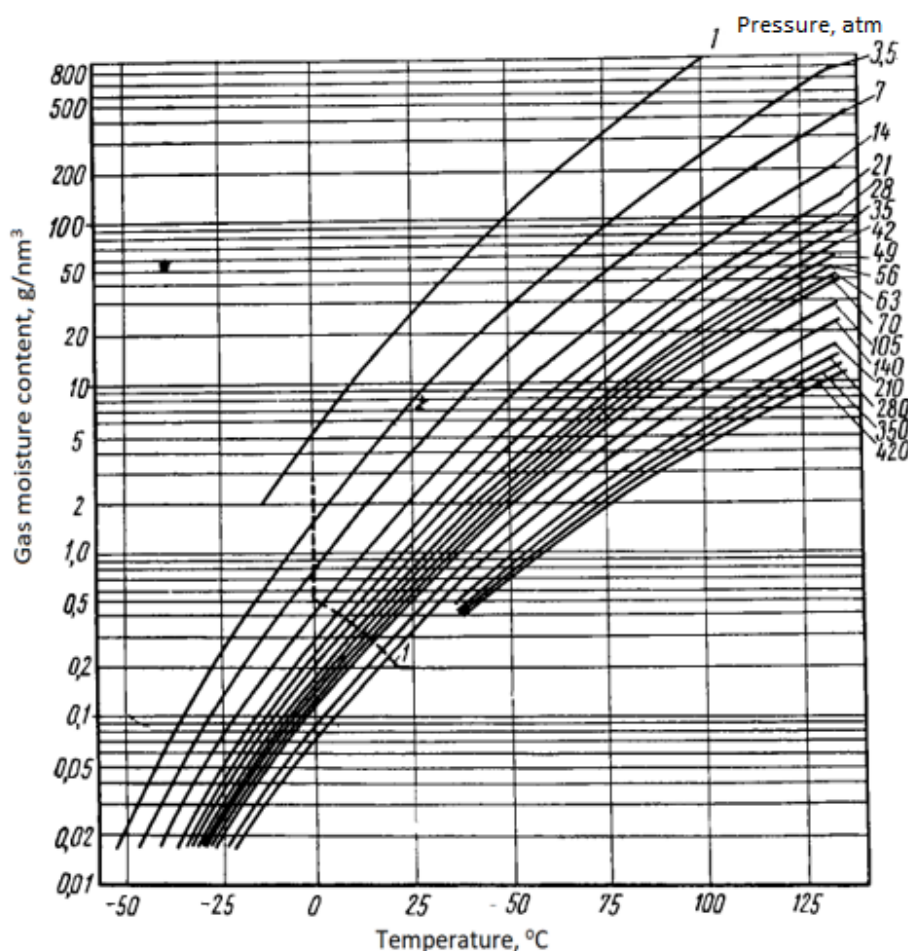


Figure 1 – Amount of water vapor in natural gas

For given values of temperature and pressure, the amount of water vapor per unit volume of gas cannot be greater than the maximum (maximum) value. If you reduce the temperature of the gas containing the maximum amount of water vapor, then part of them condenses. The temperature at which condensation of water vapor contained in a gas or air occurs is called the dew point.

At certain combinations of temperatures and pressures, the released water, in contact with the gas, is capable of forming hydrates. It is white crystalline substances, like ice or compressed snow. Hydrates grow like crystals. If the crystals of the hydrate are not carried away with gas, they will form a tube in the pipelines, in the slots of plates and valves. In addition, natural gas dissolved in condensed water is corrosive, especially when it contains CO_2 or H_2S .

When large volumes of gas are transporting, dehydration is the most effective and economical means of preventing the formation of hydrates in the main pipeline. The existing methods of gas dehydration at a field are divided into two main groups: absorption (dehydration by liquid media) and adsorption (dehydration by solid media). Dehydration is aimed at reducing the water dew point below the minimum temperature that can be expected in a gas pipeline [3].

Absorption processes are primarily used to dry lean gases, i.e. gases that do not contain heavy hydrocarbons above the threshold concentration. Here, the definition of “threshold” means a concentration of hydrocarbons that does not serve an obstacle to the normal transportation of gas. These processes are also used in the dehydration of acid gases and gases after the installations for cleaning them from acidic components using aqueous solutions of different reagents, as well as in the preparation of gases for low-temperature processing, etc.

Adsorption processes are continuously growing in the field of gas purification. Adsorption underlies many industrial processes designed to remove water vapor, organic solvents, a number of impurities that give gas odor, and other components. Absorbable substances are concentrated on the surface of a solid (adsorbent) under the action of forces existing on this surface.

Glycol absorption drying

Gas dehydration by liquid absorbents is most widely used in the gas industry.

The absorption process is based on the difference in the partial pressures of the absorbed component in the gas and liquid. The greater the difference in the partial pressures of a component in a gas and a liquid, the more intense the absorption. When this difference decreases, the absorption goes less intensively and stops altogether when the partial pressure of the component in gas and liquid becomes the same [6].

Most gas cleaning processes use packed, plate or mechanically sawn columns as absorbers. The contact between the gas and the absorbent occurs on bubble plates mounted inside the absorber, with the gas moving countercurrent to the absorbent.

Glycols, in particular ethylene glycol (EG), diethylene glycol (DEG) and triethylene glycol (TEG), have proven to be the best desiccants in practice. Water and glycols show complete mutual solubility in the liquid phase due to hydrogen-oxygen bonds and low saturated vapor pressure [5].

The broad application of glycols for gas drying is due to their high hygroscopicity, excellent resistance to heat and chemical decomposition, low vapor pressure and relatively low cost.

The following indicators, which characterize the properties of absorbers in the process of drying, are the most important:

- the drying capacity of solutions of glycols of different concentrations at different temperatures of the absorption process;
- boiling point of aqueous solutions of glycols;
- freezing point of glycols of various concentrations.

Table 1 shows the data that characterize the depth of gas drying with aqueous solutions of DEG and TEG, which are obtained using the curves of dew point - glycol solutions - contact temperature.

Table 1 – Equilibrium gas dew point when it is dried with DEG and TEG solutions

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

An analysis of the effect of consumption of the proposed dryers on the dew point reduction in moisture showed that all absorbents give similar drying results in winter. However, in the summer, when the temperature of the gas and ambient air rises above +25°C, TEG allows to obtain lower dew point temperature values.

Also, an important advantage of a TEG is the low pressure of its saturated vapor, which ensures lower losses of the TEG with a dried gas in the vapor phase.

The possibility of heating the TEG to higher temperatures has another advantage, which is associated with the release of dissolved hydrocarbons from the solution.

The temperature in the evaporator of the regeneration unit in the case of using DEG and TEG is maintained at 160 and 190°C respectively (with the same residual pressure). The difference between the decomposition temperature and the operating temperature of the system is no more than 4°C in the process of DEG regeneration. When TEG is regenerating, this indicator is equal to 16°C. DEG regeneration process is more vulnerable in terms of reagent decomposition. Consequently, the DEG losses from thermal decomposition will be greater than the TEG (in case of violation of the technological regime of the installation).

Therefore, triethylene glycol was chosen as the most effective desiccant.

Description of the process of absorption gas drying using triethylene glycol

The process of dehydration with using TEG can be divided into two main parts: dehydration of the gas and regeneration of the solvent.

During dehydration, the wet gas is dehydrated through a countercurrent absorption process using TEG, and during regeneration, water is removed from the solvent (TEG). After regeneration, the fresh (depleted) TEG is returned to the contactor tower. Typically, the TEG dehydration unit contains: an absorption column, an evaporation tank, heat exchangers, an inlet scrubber and a regenerator (Fig. 2).

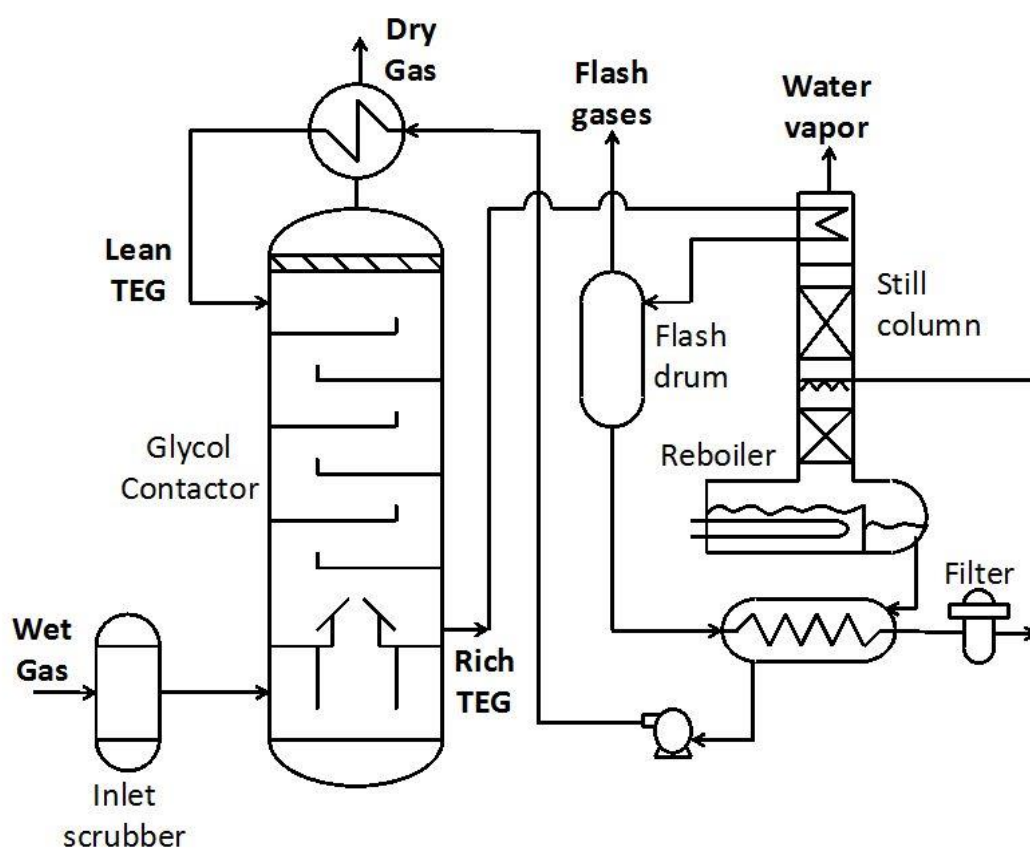


Figure 2 – Technological scheme of the absorption process

The raw gas from the wells through the gas pipeline system enters the field, where it is cleaned and dried. At first, the gas enters the separators, where the largest droplet liquid is separated and mechanical impurities are removed. Next, the gas is fed to the drying in the absorption column [4].

The absorber is a multifunctional column apparatus with a diameter of 1800 mm and a height of 10190 mm, consisting of 3 functional sections:

- bottom – pre-separation of gas (separation section);
- medium – absorption gas dehydration (mass transfer section);
- top – gas purification from DEG carried away from the mass transfer section (filter section).

After separations, the gas enters the lower (separation) section of the absorber, where droplet liquid is released from it.

The separated gas enters the mass transfer section of the absorber. A dehumidifier of natural gas (glycol) is fed to the upper part of the mass transfer section to meet the gas flow.

The process of mass exchange between wet gas and TEG proceeds in this section. And TEG is saturated with moisture to a concentration of 95.3-97.9%.

The amount of glycol supplied for drying depends on the gas flow rate through the installation, the contact temperature, and the TEG concentration.

The saturated TEG solution collects on the semi-deaf plate of the mass transfer section of the absorber and enters the separator tank of the TEG regeneration plant.

The dried gas enters the filter section where trapping of the glycol droplets carried away with the gas occurs.

From the absorber, gas, dried to the dew point -20°C in winter and -15°C in summer, enters the dry gas collector.

In order to eliminate the thawing of perennial subsidence soils and increase the reliability of the gas pipeline, it is provided year-round gas cooling to 0-2 ° C, which can be provided with air-cooling equipment in the winter, and air-cooled air expansion units in the summer period in combination with turbo-expander units [2].

TEG with a concentration of 95.3 ÷ 97.9 mass percent of the gas treatment installation enters the regeneration installation.

Since triethylene glycol and water form an azeotropic mixture that cannot be separated by conventional distillation, regeneration is carried out by evaporation of moisture from the glycol solution at a pressure below atmospheric (vacuum 0.065-0.09 MPa) and a temperature of about 190°C in the cube of the recovery column. Under these conditions, moisture is released from the solution and enters the vapor phase. The regenerated absorbent is returned to the gas dehydrator.

The regeneration unit allows to obtain the concentration of regenerated TEG up to 99.3 mass percent with saturation of TEG up to 5%.

The process of drying the gas depends mainly on the temperature of the gas-glycol contact, the consumption of the absorbent and its concentration. The required glycol concentration for each specific gas drying mode is determined by the equilibrium curves presented in Figure 3, depending on the dew point temperature and the contact temperature. Since the theoretical equilibrium dew point of the gas is difficult to reach, the solution of regenerated glycol requires a higher concentration than that determined by the curves, by 0.5%.

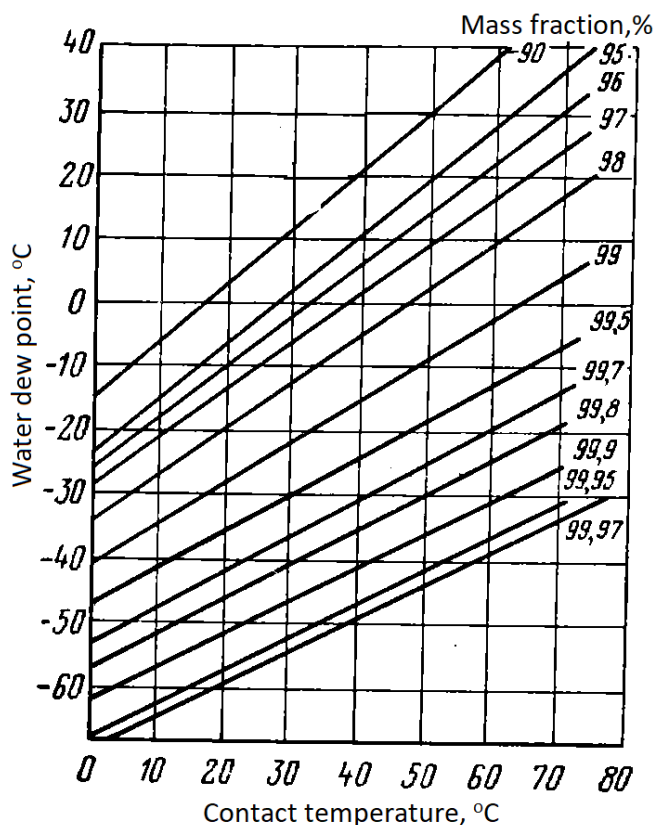


Figure 3 – Nomogram to determine the equilibrium dew point of gas when it is contacted with TEG solutions

Description of the production process

The gas treatment scheme includes the collection of gas from wells, glycolic drying, gas cooling, regeneration of DEG and methanol [2].

According to the adopted scheme, gas from wells is supplied to the complex gas treatment unit, where gas is cleaned from mechanical impurities and dropping liquid, compressed and cooled. After the gas with a pressure of $2.5 \div 4.5$ MPa enters to the gas treatment shop.

Gas preparation is carried out by the method of glycol drying in absorbers with subsequent cooling to a temperature of $0 \div -2$ °C.

Drained and cooled gas is supplied to underground field collectors to the head compressor station (CS) Yamburgskaya, and then to the main gas pipeline systems that supply gas to the central regions of the country.

Characteristics of raw gas and manufactured products

The feedstock is natural gas from the Cenomanian deposit of the Yamburgskoye field. Methane gas with a moisture content of up to 3.8 g/m^3 , hydrogen sulfide is absent (table 2) [2].

Table 2 – Gas component composition in accordance with the development project

Component	Volume percent
CH ₄	97.8-99.0
C ₂ H ₆	0.0-0.15
C ₃ H ₈	to 0.15
C ₄ H ₁₀	traces
CO ₂	0.2-0.3
N ₂	0.7-1.7
He	0.01-0.02
H ₂	0.002-0.04

The composition of mechanical impurities (% mass.): iron oxides 25-30; silica 60-70; alumina 5-10.

Natural gas entering the complex gas treatment unit is a reservoir mixture consisting of hydrocarbons, drip moisture (condensation and reservoir) and mechanical impurities. In winter, methanol can be vapor-phase and liquid (10–20%).

The average value of the reservoir temperature is 26°C, the temperature of the incoming gas is from 12.5 to -30 °C.

The manufactured products of the complex gas treatment facility are gas dried and purified from mechanical impurities, prepared for transport in accordance with the requirements of OST 51.40-93 (amended in 2000) "Natural combustible gases supplied and transported via main gas pipelines" (Table 3) [1].

The residual amount of condensed moisture and mechanical impurities in the purified gas is determined by the technical characteristics of the separation equipment and amounts to: droplet moisture - not more than 15 mg/m³ of gas; solids with particle sizes of not more than 20 microns - not more than 5 mg/m³ of gas.

Table 3 – Indicators of natural fuel gas supplied and transported by pipelines

Indicator	Significance for macro-climatic regions		Method tests
	temperate	cold	
1. Component composition, molar fraction %	Definition necessarily		GOST31371.1-GOST 31371.7
2 Dew point temperature on water at an absolute pressure of 3.92 MPa (40.0 kgf cm ²), °C, not higher:			On 8.2
1.winter	-10,0	-20,0	
2.summer period	-10,0	-14,0	
3 The dew point temperature for hydrocarbons at an absolute pressure of from 2.5 to 7.5 MPa, °C, not above:			On 8.3
1.winter	-2,0	-10,0	
2.summer period	-2,0	-5,0	

Section conclusions

The main criteria that define the choice of one or another method of preparing “marketable” gas are simplicity and reliability at the lowest capital and operating costs.

The process of gas drying with the use of glycols has found wide application in the fields of the Far North.

Triethylene glycol is the most effective water absorbent. The use of TEG allows to reduce consumption of desiccant in the absorption column, as well as reduce its losses with gas (during drying) and water vapor (in the process of regeneration).

List of references

1. OST 51.40-93-Physical and chemical parameters of natural gases supplied and transported through the main gas pipelines (introduced on 01.10.93 without specifying the validity period).
2. Technological regulation of operation of hazardous production facilities of the Gas Production Directorate of the Yamburgskoye field of LLD «Gazprom dobycha Yamburg» in the process of collecting and preparing hazardous substances, 2018.
3. Gritsenko A. I., Alexandrov I. A., Galanin I. A. Physical methods of processing and use of oil and gas. Collection and treatment of oil, gas and water. Textbook. - Moscow: Nedra, 1991.
4. Lonchakov. A., Kulkov A. N., Zibert G. K., Technological processes of natural gas preparation and methods of equipment calculation. – M.: ООО “Nedra- Business centre” publ., 2000.
5. Shishmina L. V. Collection and preparation of products of gas and gas condensate wells. - Tomsk: a course of lectures TPU, 2012
6. Zibert G. K., Sedykh, A. D., Kawecky Y. A., Mikhailov N. V., Demin, V. M., Preparation and processing of hydrocarbon gases and condensate. Technologies and equipment: reference manual. - - M.: LLC "Nedra- Business centre", 2011