

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
«Анализ и выбор оптимальной технологии осушки природного газа от влаги с применением триэтиленгликоля на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении»

УДК 622.279.8:661.725.822.3.074(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Мулява Евгения Витальевна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

<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 международной 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

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

Инженерная школа природных ресурсов
 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Мулява Евгении Витальевне

Тема работы:

«Анализ и выбор оптимальной технологии осушки природного газа от влаги с применением триэтиленгликоля на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1643/с от 01.03.2019 г

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки Ямбургского месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение геолого - технических особенностей Ямбургского месторождения, методов осушки газа; анализ влияния различных факторов на качество осушки газа; построение модели технологических процессов разработки УКПГ Ямбургского газового промысла и определение расходов и потерь разных абсорбентов (ДЭГ и ТЭГ) в ходе процессов абсорбции и десорбции при различных

	эксплуатационных условиях в зимний период времени; анализ полученных данных и выбор оптимальных условий эксплуатации установки для каждого из гликолей. Выбор оптимального с технической и экономической стороны осушителя.
Перечень графического материала	1.Схема ГСС ГП-3 Ямбургского НГКМ 2. Геологический разрез Ямбургского месторождения 3. Литолого-стратиграфический разрез
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна, к.э.н., доцент ОНД
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент ООД
Консультант – лингвист отделения иностранных языков ИШПР.	Гутарева Надежда Юрьевна, к.п.н., доцент ОИЯ
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Методы осушки газа Gas drying methods	

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.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Мулява Евгения Витальевна		

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

Инженерная школа природных ресурсов

21.04.01. Нефтегазовое дело

Магистратура

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2019	<i>Оценка технического уровня технологий подготовки газа</i>	
25.03.2019	<i>Характеристика Ямбургского месторождения</i>	
18.04.2019	<i>Анализ технологий подготовки природного газа</i>	
22.04.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
26.04.2019	<i>Социальная ответственность</i>	
8.05.2019	<i>Заключение</i>	
13.05.2019	<i>Презентация</i>	

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Мулява Евгении Витальевне

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело/ «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Цены на покупку ДЭГа и ТЭГа у разных поставщиков.
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Исходя из данных ООО «Газпром добыча Уренгой»
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка дисконтирования – 15%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Сравнительный анализ начальных расходов и потерь гликолей.
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Анализ эффективности затрат на осушку газа с помощью ДЭГа и ТЭГа.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Мулява Евгения Витальевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Мулява Евгении Витальевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочим местом является установка комплексной подготовки газа Ямбургского месторождения (блок предварительной очистки (сепараторы), технологические установки очистки, осушки, охлаждения газа, дожимные компрессорные станции, вспомогательные системы производственного назначения).</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение» СанПиН 2.24.548-96, "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений", ГОСТ 12.1.013-78 Система стандартов безопасности труда. Строительство Электробезопасность. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность».</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Основными вредными факторами являются:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 2) Недостаточная освещенность. 3) Повышенный уровень шума на рабочем месте. 4) Вредные вещества.
--	--

<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>К опасным факторам относятся:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Электробезопасность. Поражение электрическим током. 2) Пожарная безопасность. 3) Механические опасности. 4) Агрегаты под давлением.
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Экологическая безопасность</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Воздействие на атмосферу. 2) Воздействие на гидросферу. 3) Воздействие на литосферу.
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Вероятные ЧС при исследованиях: - Возникновение взрывов и пожаров, разлив легковоспламеняющихся жидкостей 2. Разработка мер по предупреждению ЧС. 3. Меры ликвидации ЧС.
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Специальные правовые нормы. 2) Организационные мероприятия.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Мулява Евгения Витальевна		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертационная работа содержит 119 страниц, 17 рисунков, 21 таблиц, 4 приложения, 51 источник.

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

Объект исследования: Технология очистки природного газа от влаги.

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

В процессе исследования был изучен материал по различным методам осушки газа, производились расчеты расходов и потерь гликолей в программе HoneyWell Unisim Design.

В результате исследования была построена модель установки комплексной подготовки газа Ямбургского газового промысла, по которой были построены графики влияния давления и температур на расход и потери ди- и триэтиленгликолей в процессе абсорбционной осушки газа.

Область применения: установки комплексной подготовки газа сеноманских залежей.

Экономическая эффективность/значимость работы: в условиях падающего пластового давления на газовых месторождениях остро стоит вопрос применения эффективного и экономически обоснованного метода осушки газа. В связи с этим рассмотрение вопросов по осушке газа является достаточно значимым.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ВМР – водометанольный раствор;

ГКС – газокompрессорная станция;

ГСС – газосмесительная станция;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

МФА – многофункциональный абсорбер;

НГKM – нефтегазоконденсатное месторождение;

НТК – низкотемпературная конденсация;

НТС – низкотемпературная сепарация;

СОГ – станция охлаждения газа;

ТДА – турбодетандерный агрегат;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

УППГ – установка предварительной подготовки газа;

УРМ – установка регенерации метанола.

ЯНГKM- Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	14
1.1 Факторы, влияющие на процесс абсорбционной осушки.....	20
1.2 Оценка технического уровня подготовки газа за рубежом.....	23
1.3 Основные выводы.....	24
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	25
2.1 Характеристика района работ.....	25
2.2 Основные показатели разработки месторождения.....	27
2.3 Литолого-стратиграфическая характеристика продуктивного разреза.....	31
3 МЕТОДЫ ОСУШКИ ГАЗА.....	38
3.1 Низкотемпературные методы осушки.....	38
3.2 Адсорбционная осушка газа.....	39
3.3 Абсорбционные методы осушки газа.....	42
3.3.1 Жидкие поглотители, сравнение свойств ТЭГ и ДЭГ.....	42
3.3.2 Параметры, влияющие на эффективность осушки газа гликолями.....	45
3.3.3 Технологические схемы осушки газа методом абсорбции.....	48
4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	55
4.1 Технологические процессы УКПГ-3 Ямбургского НГКМ.....	55
4.2 Характеристика исходного сырья.....	55
4.3 Моделирование процесса подготовки газа на УКПГ ГП-3 в программе HoneyWell Unisim Design.....	55
4.4 Анализ влияния параметров УКПГ на процесс осушки.....	55
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОЕМКОСТЬ.....	55
5.1 Экономическое обоснование рентабельности применения ТЭГа и ДЭГа.....	55
5.2 Расчет затрат на покупку гликолей.....	55
5.3 Определение количества и стоимости абсорбента в условиях УКПГ Ямбургского НГКМ.....	55
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	55
6.1 Производственная безопасность.....	56
6.1.1 Анализ вредных производственных факторов.....	56
6.1.1.1 Отклонение показателей микроклимата.....	57
6.1.1.2 Недостаточная освещенность.....	58
6.1.1.3 Повышенный уровень шума на рабочем месте.....	58
6.1.1.4 Воздействие вредных веществ.....	59
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов.....	60
6.1.2.1 Электробезопасность. Поражение электрическим током.....	60
6.1.2.2 Пожарная безопасность.....	61
6.1.2.3 Механические опасности.....	63
6.1.2.4 Аппараты под давлением.....	63
6.2 Экологическая безопасность.....	64
6.2.1 Защита атмосферы.....	64
6.2.2 Защита гидросферы.....	66
6.2.3 Защита литосферы.....	66
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	67
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	70
6.4.1 Специальные правовые нормы.....	70
6.4.2 Организационные мероприятия.....	70
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	72
Приложение 1.....	80
Приложение 2.....	81
Приложение 3.....	82
Приложение 4.....	83

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

Основные задачи исследования:

1. Изучить технологию осушки, используемую в настоящее время на Ямбургском месторождении.
2. Произвести сравнение применения двух разных абсорбентов (ДЭГ и ТЭГ) и выбрать наиболее подходящий для исходного состава газа.

3. Рассчитать экономическую эффективность при выборе диэтиленгликоля, либо триэтиленгликоля

Объект исследования: Технология очистки природного газа от влаги.

Предмет исследования: Анализ и выбор оптимальной технологии очистки природного газа от влаги.

Предполагаемая научная новизна:

- Использование триэтиленгликоля в качестве абсорбента;
- Расчет и сравнение стоимости гликолей разных поставщиков.

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

Защищаемые положения:

Применение триэтиленгликоля в качестве абсорбента на Ямбургском НГКМ эффективнее, чем применение диэтиленгликоля.

Реализация и апробация работы: 10 апреля 2019 г. 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 была представлена работа «Анализ и выбор оптимальной технологии очистки природного газа Ямбургского месторождения»

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

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

- отраслевых стандартов и технических условий, регламентирующих показатели качества продукции;
- типовых технологических схем подготовки газа к транспорту; унифицированного блочно-комплектного оборудования большой единичной мощности;
- стабилизации газового конденсата с применением колонного оборудования и полной утилизацией газов выветривания и де-этанизации;
- усовершенствованных методов расчета технологических процессов и схем с использованием ЭВМ и персональных компьютеров;
- установок комплексной подготовки газа мощностью до 30 млрд. м³/год;
- газопромысловых комплексов с завершенным технологическим циклом, включающим извлечение из газов воды, тяжелых углеводородов, производство моторных топлив, сжиженных газов, обезвреживание промстоков и т.д.

Однако, несмотря на перечисленные достижения, имеется ряд недостатков при подготовке природного газа. Нерезультативное обезвоживание углеводородных газов становится самым серьезным из них. Осушка углеводородных газов – это неотъемлемая часть в процессе подготовки газов к транспортировке по трубопроводам, системам охлаждения природных газов, циркуляции реформинг-газов, установкам по производству этана, этилена, пропилена и т. д. Газы, которые подаются в трубопроводы, обязательно должны быть осушены от влаги. До каких

значений необходимо осушать газ определяют, во-первых по стандартам, а во-вторых – тем как будет происходить дальнейшая переработка.

В данное время для осушки природных газов используют, как адсорбционные, так и абсорбционные методы. Важно отметить, что для проведения абсорбционной осушки применяют гликоли (ДЭГ и ТЭГ), а адсорбционной пользуются цеолитами, либо силикагелем. Также часто применяют метод низкотемпературной сепарации с целью уменьшения содержания углеводородного конденсата и водяных примесей. [6, с.6].

Для того, чтобы осушить сухой газ, который не содержит тяжелые углеводороды в большом количестве чаще всего используют абсорбционный метод осушки газа. Большое количество – то, которое не препятствует свободной транспортировке газов. Данный метод дополнительно используют для осушки газов-кислот и осуществления подготовки сырья для низкотемпературного процесса осушки.

Немаловажное значение в области осушки газа имеет адсорбционный метод. Сам процесс адсорбции это основа многих процессов промышленности, а именно устранение паров воды, примесей, для придания запаха газу и различных компонентов углеводородных газов. Вещества, подвергнутые адсорбции, фиксируются на поверхности адсорбента – твердого вещества, этот процесс происходит за счет сил, которые существуют на это поверхности. [9, с.280].

Несмотря на это, для обезвоживания больших объемов углеводородного газа под большим давлением (ДЭГом или ТЭГом), абсорбционный метод является более экономичным по сравнению с адсорбционными процессами, если необходимая депрессия точки росы не превышает 22—28°. При необходимости же достигнуть большей депрессии точки росы (иногда до 44°) обе системы по существу равноценны и выбор системы необходимо проводить с учетом всех факторов. Если же необходимо обеспечить депрессию точки росы более чем на 45°, обычно предпочитают систему осушки твердыми осушителями.

Наиболее широко распространённый метод низкотемпературной сепарации при обработке газоконденсатных газов, так же как и другие вышеописанные методы находят свое применение при осушке природных газов. Очистить или осушить газ можно охладив его, а затем произвести сепарацию жидкости-конденсата за счет энергии пласта или путем искусственного охлаждения. Понижение температуры происходит из-за дросселирования газа, а сепарация при помощи специальных машин и установок [18, с.78].

Для определения содержания в углеводородном газе воды при разных условиях (давлении и температуре) пользуются рисунком 1. [9, с.256].

Для определенных давлений и температур количество паров воды в единице объема не должно превышать пороговую (предельную величину). Конденсация водяных паров произойдет при снижении температуры газа с большим количеством паров воды. Та самая температура, при которой осуществляется процесс конденсации паров воды, входящих в состав газа или воздуха, именуется точкой росы. Можно сделать вывод, что точка росы отражает максимальное содержание паров воды в газе при определенном давлении. [20, с.43].

Если произойдет конкретное совпадение давлений и температур, то вода, которая выделилась, при контакте с газом образует кристаллические вещества (гидраты). Такие соединения вырастают в виде кристаллов и способны образовать пробки в трубопроводах и вентилях, при условии, что кристаллы гидраты не уносит газ [8, с.216].

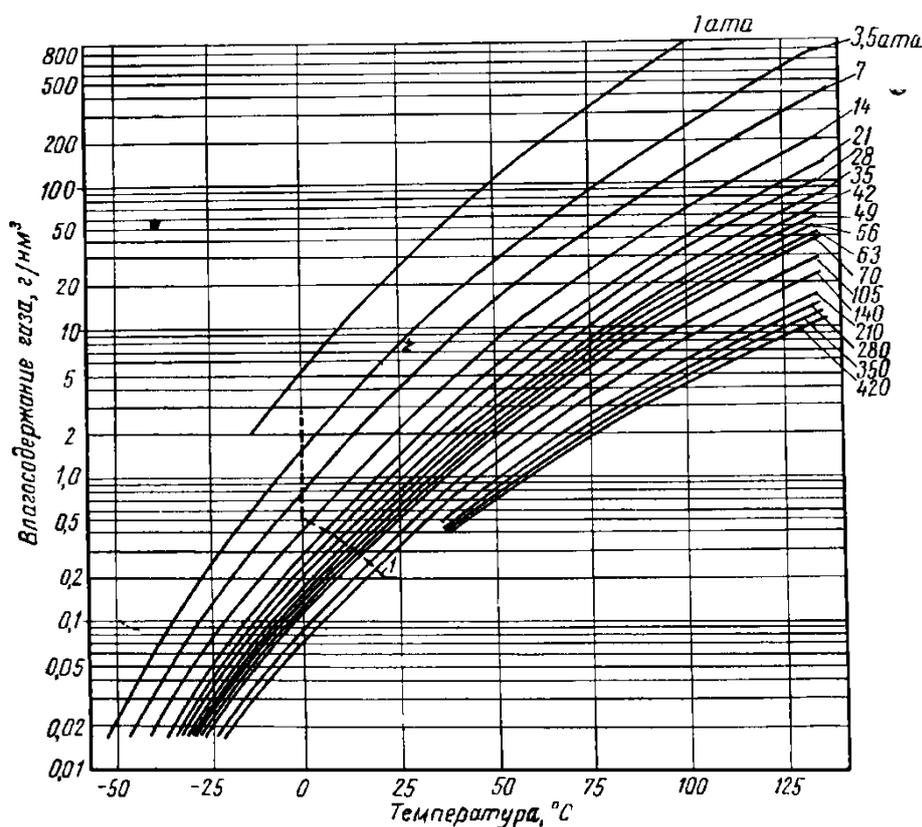


Рисунок 1 – Содержание водяного пара в насыщенном природном газе

Чтобы предупредить появление гидратов в газовом потоке важно исключить либо высокое давление, либо низкую температуру или влагу в свободном виде [5, с. 52]. Исходя из этого ведущие способы борьбы с гидратами - снижение давления, увеличение температуры, осушка газа или ввод антигидратных ингибиторов. В производстве применяют такие ингибиторы, как этиленгликоль, диэтиленгликоль и триэтиленгликоль, метанол и другие.

Анализируя исследования, проводимые в России и зарубежом, стоит сказать о большей эффективности метанольного раствора и хлорида кальция, а при высоких значениях Δt раствор хлорида кальция 30% становится более эффективным, чем обширно применяющийся метанол. Этилен- и диэтиленгликоли только начинают использовать в скважинах для снижения гидратообразования, данные соединения температуру образования гидратов снижают примерно одинаково. Для снижения температуры гидратообразования на 15°C необходимо, чтобы концентрация

использованного ингибитора составляла для ДЭГ 40% и для ЭГ 44%. Поскольку величина Δt для гликолей примерно одинакова, то для выбора того или иного гликоля необходимо знать другие определяющие факторы, в частности величину потерь при регенерации. Потери гликолей на испарение при существующих методах регенерации составляют для ДЭГ 5—8 г на 1000 м³ газа, а для ТЭГ 0,2—0,3 г на 1000 м³ газа. Для уменьшения потерь гликоля при регенерации необходимо применять холодное орошение верхней части выпарной колонны, не допускать термического разложения гликолей выбором режима регенерации [5, с. 65-68].

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

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

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

При выборе технологии осушки газа, также оцениваются энергетические затраты, которые являются основной составляющей эксплуатационных затрат на современных установках осушки газа [2, с.76-

79]. Этот показатель зависит, как от параметров сырья (состав, давление, температура), так и от способов его подготовки, глубины извлечения компонентов, совершенства оборудования (теплообменников, насосов, компрессоров) и т.д. Для снижения энергозатрат при проектировании установок осушки газа следует учитывать следующие направления и обстоятельства:

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

– повышение глубины утилизации тепла технологических потоков и дымовых газов;

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

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

1.1 Факторы, влияющие на процесс абсорбционной осушки

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.2 Оценка технического уровня подготовки газа за рубежом

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

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

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

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

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

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

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

- широкое применение находят малогабаритные технологические установки, более половины, которых имеют мощность по сырью до

300 млн. м³ в год. Такое положение объясняется общим характером переработки газов, независимо от объемов добычи, с целью квалифицированного использования их ресурсов. Это в первую очередь связано с большой концентрацией в газе этана, пропана и бутанов и рыночным отношением к производству;

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

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

1.3 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 ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

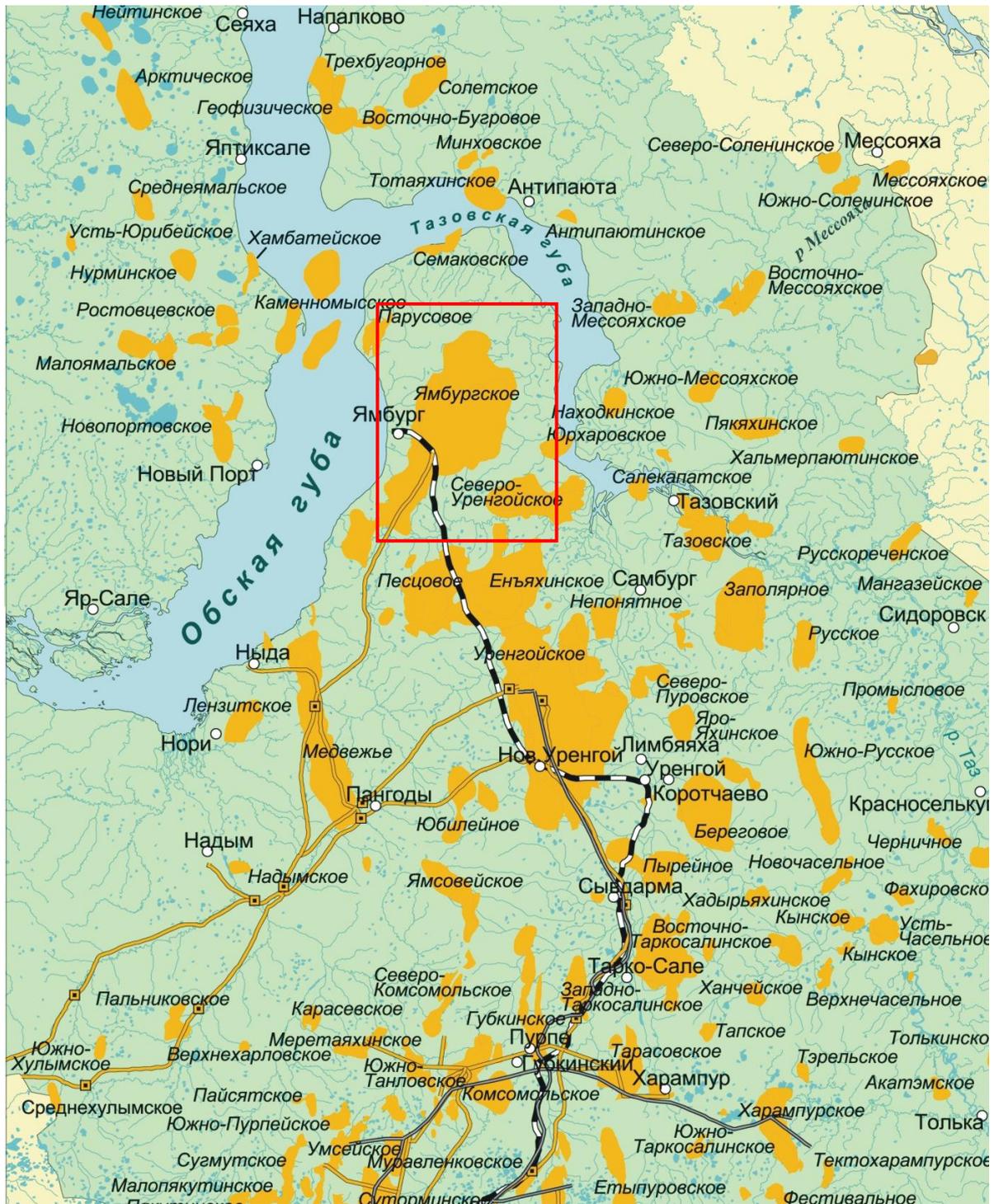
2.1 Характеристика района работ

Ямбургское месторождение расположено на Тазовском полуострове - территории Надымского и Тазовского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (рисунок 2).

Ближайшим населенным пунктом является вахтовый п. Ямбург, построенный с целью размещения персонала для обустройства и разработки Ямбургского месторождения. Районный центр п. Тазовский расположен в 120 км к юго-востоку от Ямбургского месторождения. Города Новый Уренгой и Надым находятся, соответственно, в 225 км южнее и в 285 км юго-западнее месторождения. Остальные населенные пункты расположены по берегам Обской (п.п. Ныда, Нумги) и Тазовской (п.п. Тазовский, Находка, Антипаюта) губ.

Доставка грузов на месторождение осуществляется по железной дороге Новый Уренгой – ст. Ямбург, а также по автомобильной дороге от г. Новый Уренгой до порта Ямбург. В период навигации основные грузы доставляются по Обской и Тазовской губе. На месторождении построена автомобильная дорога, соединяющая установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Транспорт газа осуществляется по системе магистральных газопроводов Ямбург-Центр, а для транспорта конденсата построен конденсатопровод Ямбург-Уренгой. В зимнее время перевозка грузов и оборудования осуществляется тракторами и вездеходами по зимникам, а также круглогодично вертолетами.

Населенность района крайне редкая. Население состоит из ненцев, хантов и русских. Основные занятия – оленеводство, рыболовство, звероводство, охота, геологоразведочные работы, в последнее время – работы, связанные с добычей газа.



Условные обозначения:

- | | |
|--|--|
|  - нефтепроводы |  - железные дороги |
|  - газопроводы |  - месторождения |
|  - газоперекачивающие станции |  - границы Ямало-Ненецкого автономного округа |

Рисунок 2 – Обзорная карта района работ

2.2 Основные показатели разработки месторождения

Особенности геологического строения сеноманской залежи продуктивной толщи и характер связи газонасыщенной части залежи, относящейся к типу водоплавающей с пластовой водонапорной системой, позволяют предполагать возможное проявление в процессе разработки месторождения упруго-водонапорного режима.

Прогнозные расчеты показали, что продвижение воды, особенно в начальный период разработки месторождения, существенного влияния на характер снижения пластового давления в газовой залежи не окажет. Поэтому расчеты изменения пластового давления производились из условия газового режима работы залежи.

Расчеты по распределению пластового давления в залежи и в зонах расположения скважин каждого УКПГ проводились по методу конечных элементов, который является одной из перспективных разновидностей метода конечных разностей.

В таблице 1 приведены основные показатели разработки по УКПГ-3 Ямбургского месторождения.

При расчетах показателей разработки принят технологический режим постоянного дебита на период постоянной добычи и постоянной мощности ДКС и числа эксплуатационных скважин на период падающей добычи.

Средний рабочий дебит проектных эксплуатационных скважин принят 1000 тыс.м³/сут.

Опыт эксплуатации месторождений Тюменской области показал, что в период выхода на постоянную добычу средние дебиты скважин превышают проектные. В первые годы разработки в период отставания обустройства число скважин недостаточно, хотя существует запас давления для обеспечения процессов осушки, а добывные возможности и депрессии позволяют увеличить начальный рабочий дебит. Поэтому в проекте в период нарастающей добычи рекомендуется дебиты 1500,1300,1100 тыс.м³/сут., что

отвечает фактическим условиям освоения Уренгойского и Медвежьего месторождения. При определении количества скважин коэффициент эксплуатации принят равным 0,9(330 суток), резерв эксплуатационных скважин принят равным 20%.

При распределении по площади газоносности годового отбора учитывались ранее принятые решения по разработке и обустройству месторождения на годовую добычу 125 млрд.м³, т.е. количество УКПГ в начальный период эксплуатации принято равным 7, а производительность их увеличена с 18 до 26,5 млрд.м³/год. Таким образом, с основного по размерам собственно Ямбургского поднятия, запасы которого оцениваются в объеме 4,2 трлн.м³, годовой отбор составит 4,4% от запасов.

За 18 лет разработки добыча газа из основного поднятия превысит 66% от начальных запасов и, начиная с 19 года, месторождение должно вступить в заключительный период своей эксплуатации - период падающей добычи .

В целом разработка Ямбургского месторождения характеризуется следующими показателями. Период постоянных отборов составляет 13 лет. Начиная с 2004 года месторождение перейдет на падающую добычу. Суммарная мощность ДКС достигнет 1105,6 тыс.кВт. Фонд эксплуатационных скважин, необходимый для обеспечения планируемого годового отбора с учетом 20% резерва будет равен 673.

Таблица 1 - Основные показатели разработки УКПГ -3 Ямбургского месторождения

Годы	отбор газа		Q	P _{пл}	Депрес- сия	Кол-во скважин	Руст	P _{на вх.} в ДКС	Мощность ДКС	V на забое
	год	сум								
	млрд.м ³		тыс.м ³ /сут	кгс/см ²	кгс/см ²		кгс/см ²	кгс/см ²	МВт	м/сек
1986	8.0	8.0	1500.0	116.1	2.7	19	99.2	99.0	0	7.3
1987	30.0	38.0	1300.0	111.8	2.3	84	96.7	96.5	0	6.6
1988	30.0	68.0	1100.0	107.5	1.9	99	94.1	93.8	0	5.8
1989	30.0	98.0	1000.0	103.1	1.7	96	90.6	90.4	0	5.5
1990	30.0	128.0	1000.0	98.7	1.8	109	86.5	86.2	0	5.8
1991	30.0	158.0	1000.0	94.4	1.9	109	82.3	82.1	0	6.1
1992	30.0	188.0	1000.0	89.9	1.9	109	78.1	77.8	0	6.5
1993	30.0	218.0	1000.0	85.5	2.0	109	73.8	73.5	2.2	6.9
1994	30.0	248.0	1000.0	81.0	2.2	109	69.4	69.1	9.3	7.3
1995	30.0	278.0	1000.0	76.5	2.3	109	65.0	64.7	17.2	7.8
1996	30.0	308.0	1000.0	72.0	2.4	109	60.5	60.1	26.2	8.4
1997	30.0	338.0	1000.0	67.4	2.6	109	55.8	55.4	36.6	9.1
1998	30.0	368.0	1000.0	62.7	2.8	109	51.0	50.6	48.8	9.9
1999	30.0	398.0	1000.0	58.0	3.1	109	46.1	45.6	63.3	10.9
2000	30.0	428.0	1000.0	53.2	3.4	109	40.9	40.3	81.2	12.1
2001	30.0	458.0	1000.0	48.4	3.7	109	35.4	34.7	104.2	13.6
2002	30.0	488.0	1000.0	43.5	4.2	109	29.4	28.6	136.0	15.6
2003	30.0	518.0	1000.0	38.5	4.8	109	22.7	21.6	186.1	18.3
2004	28.0	546.0	868.3	33.8	4.5	109	19.7	18.7	186.1	18.4
2005	24.4	570.4	759.0	29.6	4.3	109	16.8	16.0	186.1	18.8.
2006	21.3	591.8	662.9	26.0	4.1	109	14.3	13.6	186.1	19.1
2007	18.6	610.4	579.6	22.7	4.0	109	12.0	11.3	186.1	19.6
2008	16.3	626.7	507.2	19.8	3.9	109	9.8	9.2	186.1	20.2
2009	14.2	640.9	440.9	17.3	3.8	109	8.1	7.4	186.1	20.8
2010	12.4	653.3	383.6	15.1	3.7	109	6.4	5.8	186.1	21.6
2011	10.7	664.0	331.2	13.1	3.6	109	5.1	4.5	186.1	22.4
2012	9.3	673.3	285.5	11.5	3.6	109	3.9	3.3	186.1	23.3
2013	7.9	681.2	243.9	10.0	3.5	109	2.9	2.4	186.1	24.0

Продолжение таблицы 1

Годы	отбор газа		Q	P _{пл}	Депрес- сия	Кол-во скважин	P _{уст}	P _{на вх.} в ДКС	Мощность ДКС	V на забое
	год	сум								
	млрд.м ³		тыс.м ³ /сут	кгс/см ²	кгс/см ²		кгс/см ²	кгс/см ²	МВт	м/сек
2014	6.8	688.0	207.0	8.8	3.4	109	2.2	1.6	186.1	24.7
2015	5.7	693.7	175.2	7.7	3.2	109	1.6	1.1	186.1	25.3

2.3 Литолого-стратиграфическая характеристика продуктивного разреза

Геологический разрез Ямбургского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и породами палеозойского фундамента. Разрез осадочного чехла в контуре продуктивности неокомских шельфовых пластов вскрыт на максимальную глубину 4515 м (скв. 500) (Приложение 2).

В основу приводимой литолого-стратиграфической характеристики положены решения Межведомственного стратиграфического совещания, состоявшегося в г. Тюмени в 1990 г. и утвержденные Межведомственным стратиграфическим комитетом России в 1991 г. Ниже дано краткое описание, вскрытой части разреза (до кровельной части тюменской или малышевской свиты средняя юра, т.к. нижележащие горизонты на Ямбургском месторождении бурением не изучены) (Приложение 3).

Палеозойский фундамент. Отложения палеозойского фундамента на территории Надым-Пурского междуречья вскрыты единичными скважинами (Тюменская сверхглубокая СГ-6; Уренгойская площадь, скв. 414; Надымская, скв. 7; Юбилейная, скв. 200; Комсомольская, скв. 198, 199 и др.). Фундамент в пределах Ямбургского месторождения не вскрыт. Гипотетически он может быть представлен кремнисто-глинистыми, песчаными метаморфизованными породами, известняками. К кровле фундамента приурочен отражающий горизонт А. Глубина залегания фундамента 7.0-10.0 км.

Триасовая система. Триасовая система в пределах Надым-Пурского междуречья представлена эффузивно-осадочным и осадочным комплексом пород и относится к тампейской серии. Эффузивно-осадочный комплекс представлен покровами базальтов с корой выветривания в нижней части, аргиллитами, алевролитами с отпечатками растений, туфогенными породами, содержание которых уменьшается вверх по разрезу (СГ-6). Комплекс развит в пределах Уренгойского прогиба.

Вышележащий осадочный комплекс в Уренгойском районе подразделяется на пурскую, варенгаяхинскую и витютинскую свиты (СГ-6, Уренгойская, скв. 414). Пурская свита представлена конгломератами, песчаниками каолинизированными с прослоями аргиллитов. Варенгаяхинская свита сложена темно-серыми аргиллитами с прослоями песчаников и конгломератов. К кровле свиты приурочен отражающий горизонт **Іб**. Витютинская свита представлена серыми песчаниками, полимиктовыми конгломератами с прослоями темно-серых аргиллитов. К кровле свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт **Іа**. Общая толщина триасовых отложений по данным сейсмических исследований составляет 2.0 км (на своде) – 4.0 км (на восточном погружении). Установлено выклинивание нижней части разреза к своду Ямбургского поднятия.

Юрская система. Отложения юрской системы Надым-Пурского района подразделяются на береговую, ягельную, котухтинскую, тюменскую, абалакскую и баженовскую свиты.

Береговая свита (геттанг-синемюр) представлена песчаниками грубозернистыми, гравелитами, конгломератами с подчиненными прослоями аргиллитоподобных глин. По разрезу отмечается растительный детрит. Толщина свиты порядка 600 м.

Ягельная свита (нижний плинсбах) сложена глинами аргиллитоподобными темно-серыми, серыми от тонкоотмученных до алевритовых, с зеркалами скольжения, с прослоями гравелитистых песчаников, иногда карбонатных. Толщина свиты до 150 м.

Котухтинская свита (плинсбах-тоар-нижний аален) в Надым-Пурском районе подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя часть нижней подсвиты сложена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитоподобных глин, прослоями битуминозных пород. Верхняя часть (тогурская пачка) представлена глинами уплотненными темно-серыми, токоотмученными и слабоалевритистыми, с тонкими прослоями алевролитов и песчаников. В глинах отмечаются стяжения пирита, остатки микрофауны

(фораминиферы, филлоподы), в отдельных прослоях встречен углистый растительный детрит. Верхняя подсвита также имеет двухчленное строение. Пачка I – песчаники серые, зеленовато-серые, чередующиеся с алевролитами и уплотненными глинами. Пачка 2 (радомская) представлена глинами уплотненными, темно-серыми, иногда с зеленоватым оттенком, реже битуминозными с прослоями алевролитов и песчаников со следами оползания. Толщина свиты около 500 м.

Тюменская свита (аален-бат) представлена сложным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Алевролиты серые, темно-серые, слюдистые, крепкоцементированные, с горизонтальной и волнистой слоистостью. Песчаники серые, мелкозернистые, слюдистые, крепкоцементированные, прослоями карбонатные. Аргиллиты темно-серые, почти черные, алевроитовые, слюдистые, плотные, прослоями сидеритизированные. По разрезу наблюдаются обильные включения углистого и углисто-глинистого материала. Песчано-алевроитовые пласты характеризуются резкой невыдержанностью по площади и по разрезу, значительной глинистостью. В районе четко выделяется регионально нефтегазоносный пласт Ю₂, залегающий в кровле свиты. К ней приурочен и отражающий сейсмический горизонт Т₁. Толщина свиты 580-620 м. В скв. 500 кровля тюменской свиты вскрыта на глубине 3754 м.

Абалакская свита (келловей-кимеридж) представлена аргиллитами (глинами аргиллитоподобными) темно-серыми, тонкоотмученными, алевроитистыми, слабо слюдистыми, с глинисто-карбонатными конкрециями и пиритовыми стяжениями. Толщина свиты 30-50 м (скв. 113, 500).

Баженовская свита (титон-берриас) сложена аргиллитами черными, темно-серыми, битуминозными, плитчатыми, с прослоями глинистых известняков. К кровле свиты приурочен региональный опорный отражающий сейсмический горизонт Б. Толщина свиты составляет 75 м (скв. 113, 500). Для баженовской свиты Ямбургского месторождения характерна более низкая битуминозность по сравнению с южными районами Надым-Пурской области.

Меловая система. Отложения *нижнего мела* подразделяются на сортымскую, тангаловскую и покурскую (нижнюю часть) свиты. Сортымская свита (K_1 берриас-валанжин). Верхняя часть свиты вскрыта почти всеми разведочными скважинами и только в скв. 113, 180, 184, 441, 500 она вскрыта на полную толщину. Свита сложена преимущественно глинами темно-серыми, алевроитистыми, слюдистыми, плотными, часто карбонатными, с прослоями и включениями сидерита и пирита. В основании свиты залегает ачимовская толща (скв. 500, инт. 3445-3616 м.), представленная чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. Общая толщина свиты 450-550 м.

Тангаловская свита (K_1 валанжин-готерив) вскрыта всеми разведочными скважинами и подразделяется на три подсвиты. Нижняя подсвита сложена глинами серыми, темно-серыми с зеленоватым или коричневатым оттенком, алевроитистыми, с прослоями песчаников и алевролитов (пласты $БУ_8^0 - БУ_9$). На западном и северо-западном погружениях Ямбургского поднятия разрез подсвиты полностью представлен глинами.

Средняя подсвита сложена чередованием пачек песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаные пласты $БУ_{1-2}$, $БУ_3$, $БУ_4$ более выдержаны по площади, а нижние пласты - $БУ_5$, $БУ_6$, $БУ_7$ характеризуются резкой невыдержанностью по площади и разрезу. Подсвита завершается глинистой пачкой (ямбургская) толщиной до 50 м. Верхняя подсвита представлена песчаниками, алевролитами и глинами, невыдержанными по площади. Песчаным пластам присвоены индексы от $AУ_4$ до $AУ_{11}$. Наиболее выдержанными являются пласты $AУ_6 - AУ_7$ в средней части верхней подсвиты. Общая толщина тангаловской свиты на Ямбургском месторождении составляет 1150-1310 м.

Деление на свиты неокомских отложений Западной Сибири является не слишком удобным и вызывает много нареканий, т.к. количество выделенных свит чрезмерно велико, границы их плохо картируемы, а литологические характеристики - расплывчаты. А.Л.Наумовым (1975 г.) был предложен формационный подход к выделению и картированию неокомских стратонов.

Он предложил выделять в разрезе неокома Западной Сибири две формации - нижнюю мегийонскую (морскую) и верхнюю вартовскую (субконтинентальную). Граница между ними является скользящей по возрасту и в направлении с востока на запад, к центру неокомского бассейна, она омолаживается от валанжина по готерив или баррем. Согласно Стратиграфическому кодексу России, такое расчленение разрезов не приемлемо, т.к. выделяемые региональные (местные) стратиграфические подразделения должны иметь практически изохронные границы.

Однако для неокома Западной Сибири, отложения которого накапливались с высокими скоростями, путем проградационного заполнения глубоководной впадины, осложненного сравнительно мелкой трансгрессивно-регрессивной цикличностью, более или менее протяженных свит с изохронными границами выделить нельзя. В направлении, перпендикулярном древним береговым линиям, литолого-фациальная изменчивость разрезов очень велика, поэтому даже выделенные в РСС-91 свиты в разных районах либо не картируются, либо разновозрастны.

В практической деятельности геолого-геофизические службы используют, в основном, пластовое и пачечное расчленение разрезов неокома, оставляя за свитами только вспомогательную роль. Наряду с подразделениями международной геохронологической шкалы свиты фигурируют лишь в колонках, сопровождающих сводные и геологические разрезы.

Покурская свита (баррем-сеноман) сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Песчаники от светло-серых до серых, мелко-среднезернистые, слюдистые, слабо сцементированные, в различной степени глинистые, редкими прослоями карбонатные. Алевролиты серые и светло-серые, разномзернистые, слюдистые, глинистые с прослоями тонких черных глин, реже карбонатные. Глины серые и темно-серые, алевролитистые, плотные, с тонкими линзами песчано-алевритового материала, отмечены прослой углистых глин с маломощными пластами бурых углей (лигнитов). По разрезу свиты отмечается обилие растительного детрита, включения янтаря. По разрезу

установлено чередование существенно, глинистых и песчано-алевритовых пачек. В средней части разреза свиты приурочен регионально прослеживаемый отражающий сейсмический горизонт M^I , стратиграфически относимый к границе апта и альба. К кровле свиты приурочен опорный сейсмический отражающий горизонт Г. Мощность свиты на Ямбургском месторождении составляет 826-987 м.

Отложения *верхнего мела* подразделяются на покурскую (сеноманская часть которой описана выше), кузнецовскую, березовскую, ганькинскую свиты.

Кузнецовская свита (турон) представлена глинами темно-серыми с коричневатым оттенком, вязкими, слюдистыми, глауконитовыми, с остатками раковин двустворок, стяжениями пирита. Толщина свиты 47-88 м.

Березовская свита (сенон) подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена глинами серыми, темно-серыми, прослоями опоковидными, с редкими прослоями опок. Верхняя подсвита представлена глинами серыми, темно-серыми, слабо алевритистыми, с редкими прослоями глауконитовых алевролитов. Толщина свиты 250-280 м.

Палеогеновая система. В палеогеновых отложениях выделяются ганькинская (верхняя часть), тибейсалинская, люлинворская свиты.

Ганькинская свита (маастрихт-палеоцен) сложена глинами серыми с зеленоватым оттенком, алевритистыми, плотными, прослоями известковыми. Толщина свиты 204-255 м.

Тибейсалинская свита (палеоцен) подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена глинами серыми, темно-серыми, алевритистыми, с включениями растительных остатков, с прослоями светло-серых песков и алевритов в верхней части. Верхняя подсвита представлена песками серыми, желтовато-серыми, мелкозернистыми, каолинизированными, с многочисленными растительными остатками, с прослоями алевритовых глин. Толщина свиты 226-274 м.

Люлинворская свита (эоцен-олигоцен) подразделяется на три подсвиты: нижняя подсвита сложена опоковидными глинами и опоками синевато-серыми,

глинистыми; средняя подсвета представлена диатомитами светло-серыми, слабоглинистыми, легкими; верхняя подсвета сложена диатомовыми глинами серыми, желтовато-серыми, алевритистыми, с линзами алевролитов. Общая толщина свиты до 230 м.

Четвертичная система. Четвертичные отложения залегают на размытой поверхности палеогеновых отложений. Разрез представлен песками с включениями гальки и гравия, глинами, супесями, суглинками, в верхней части с пластами торфа. Толщина отложений 60-145 м.

3 МЕТОДЫ ОСУШКИ ГАЗА

Существуют и применяются различные методы осушки газа такие, как методы прямого охлаждения, абсорбции, адсорбции.

3.1 Низкотемпературные методы осушки

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

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

В случаях, когда на одном месторождении присутствует и нефтяной и природный газ существует возможность охлаждения нефтяного газа через теплообменники. В качестве вещества, которое будет охлаждать нефтяной газ в этом случае, используется холодный природный газ, полученный методом дросселирования.

Сам нефтяной газ так же можно охлаждать дросселированием [2].

При газовом факторе, превышающем 1000 м³ на тонну нефти и при больших значениях давления на устье нефтяных скважин желательно осуществлять разделение нефти и газа на установках НТС (низкотемпературная сепарация). Чтобы уменьшить возможность образования гидратов осуществляют впрыск метанола или гликолей в теплообменники.

На рисунке 3 представлена схема установки НТС [1].

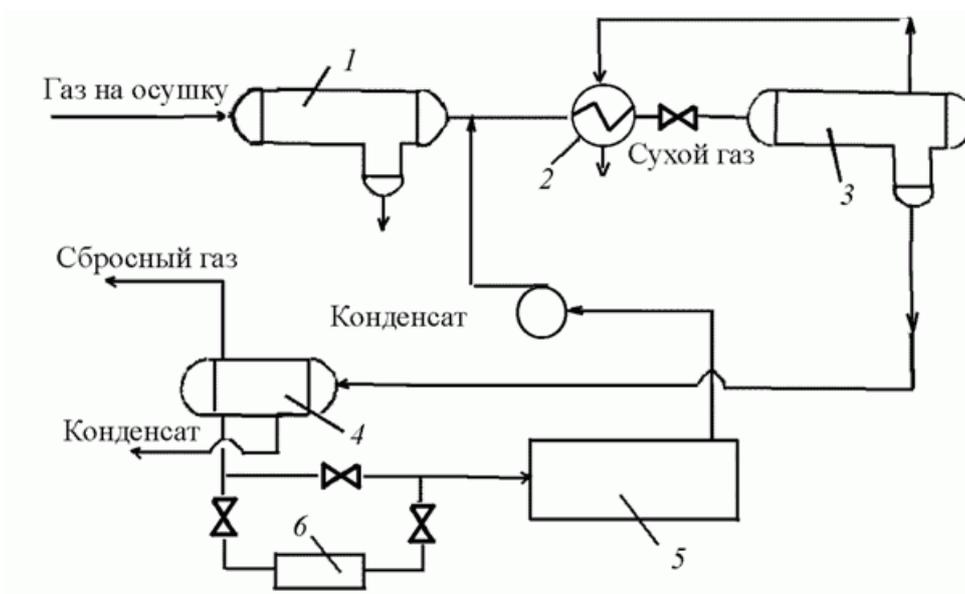


Рисунок 3 – Схема осушки НТС на промыслах: 1– сепаратор; 2 – теплообменник; 3 – низкотемпературный сепаратор; 4 – разделитель гликоля и конденсата; 5 – установка регенерации гликоля; 6 – фильтр.

3.2 Адсорбционная осушка газа

Адсорбционная осушка заключается в избирательном поглощении поверхностью пор твердого адсорбента молекул воды и дальнейшем извлечении их из пор путем повышения температуры адсорбента или снижения давления среды.

Для данного метода осушки используются аппараты периодического действия. Слой адсорбента в ходе процесса остается неподвижным. Основные стадии процесса осушки: адсорбция, регенерация и охлаждение осушителя. На практике в качестве адсорбентов используют силикагели, алюмосиликагели,

активированный оксид алюминия, бокситы и молекулярные сита (цеолиты). На качество адсорбента влияет размер пор и их удельная поверхность.

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

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

Принципиальная схема установки приведена на рисунке 4.

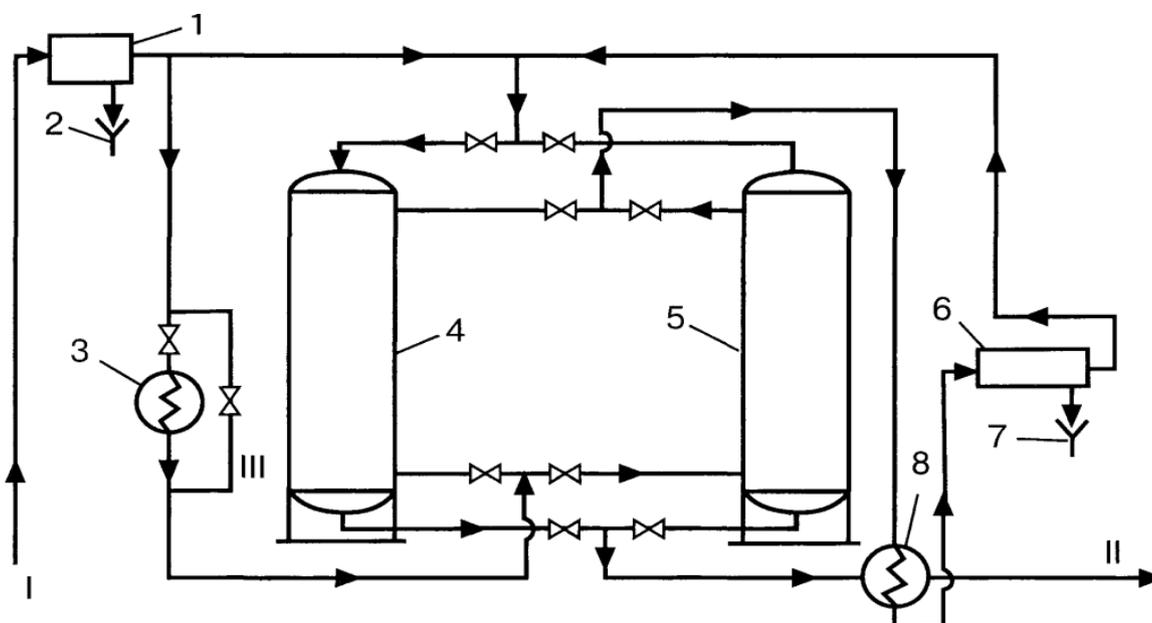


Рисунок 4 – Технологическая схема осушки газа твердыми поглотителями: 1– водоотбойник; 2, 7 – воронка; 3 – трубчатый нагреватель; 4, 5 – адсорберы; 6 – сепаратор; 8 – теплообменник
Потоки: I – влажный газ; II – осушенный газ; III – обводная линия

Весь цикл работы адсорбера состоит из следующих периодов:

- *адсорбция*, которая происходит при температурах от 35 до 50°C и давлении в 8-12 МПа, газ должен контактировать с адсорбентом не менее 10 секунд. Длительность процесса определяется исходя из свойств газа и осушителя.

- *нагрев адсорбента* – начинается, когда аппарат переключается на режим десорбции. Скорость нагрева не более 60°C в час. Время, необходимое для нагрева, составляет от 0,6 до 0,65 от времени периода адсорбции;

- *десорбция* – процесс, при котором из пор осушителя вытесняется поглощённая влага и восстанавливается его адсорбционная способность. Направление потока нагретого газа в этот период противоположно направлению осушаемого газа в процессе адсорбции и происходит снизу-вверх;

- *охлаждение адсорбента* – это процесс, который начинается после окончания периода десорбции и переключении аппарата в режим адсорбции. Время, затрачиваемое на охлаждение газа, составляет от 0,35 до 0,40 времени периода адсорбции.

Углеводороды от бутанов и выше осложняют процесс, так как в ходе адсорбции они поглощаются верхним слоем адсорбента, а в ходе десорбции способны образовывать коксовые отложения в порах осушителя, что может привести к снижению показателей качества адсорбента.

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

Создаваемая в ходе адсорбционного процесса депрессия точки росы может достигать до 100 °С. Исходя из этого, метод применяется с целью достижения большой глубины осушки. Так, например, требования к точке росы природного газа, направляемого на гелиевый завод – не более минус 70°C. В

этом случае газ обязательно подвергается адсорбционной осушке на цеолитах [2].

3.3 Абсорбционные методы осушки газа

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

Процесс абсорбции будет идти до того момента, когда значения парциального давления влаги в газе не сравняется с величиной парциального давления над жидкостью. Поглощенная абсорбентом влага выделяется из него в ходе процесса регенерации, который также называют десорбцией. Десорбция осуществляется путем нагревания осушителя, снижения давления в системе, а также подачей отдувочного газа либо азеотропных веществ [4].

3.3.1 Жидкие поглотители, сравнение свойств ТЭГ и ДЭГ

Основными требованиями к абсорбентам являются:

- высокая поглотительная способность в обширном диапазоне концентраций, давлении и температур;
- низкое давление насыщенных паров;
- температура кипения должна отличаться от температуры кипения воды достаточно, чтобы влага могла отделяться от абсорбента простыми способами;
- плотность должна отличаться от плотности углеводородов;
- низкая вязкость при рабочих параметрах установки;
- низкая взаиморастворимость с компонентами газа;
- химическая инертность по отношению к ингибиторам, которые применяются в процессе добычи газа;
- малая коррозионная активность;
- низкая вспениваемость при контакте с осушаемым газом;
- высокая устойчивость против окисления и термического разложения.

Желательно, чтобы абсорбенты были монокомпонентны, а, в случаях

содержания разных компонентов, температуры кипения разных компонентов должны быть близки.

Наибольшее применение на практике в России нашел диэтиленгликоль (ДЭГ), а за рубежом чаще всего применяется триэтиленгликоль (ТЭГ). В таблице 2 представлены свойства данных абсорбентов [1].

Таблица 2 – Основные свойства ДЭГ и ТЭГ

Показатели	ДЭГ	ТЭГ
Химическая формула	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Молекулярная масса	107,12	150,18
Относительная плотность	1,118	1,126
Температура кипения, °С	244,8	278,3
Давление насыщенных паров при 20 °С, Па	1,31	1,31
Температура замерзания, °С	-8	-7,2
Вязкость при 20 °С, мПа·с	35,7	47,8
Коэффициент преломления	1,4472	1,4559
Поверхностное натяжение при 20 °С, 10 ⁻³ Н/м	48,5	45,2
Удельная теплоемкость, кДж/(кг·К)	2,09	2,20
Теплота испарения, кДж/кмоль	68,87	62,6
Теплопроводность, Вт/(м ² ·°С)	0,25	0,23
Электропроводность, 1/(Ом·см)	$3,1 \cdot 10^{-8}$	$8,4 \cdot 10^{-8}$
Дипольный момент при 30 °С, Д	2,69	3
Критическая температура, °С	410	440
Критическое давление, МПа	5	3,72

Триэтиленгликоль поглощает в небольших количествах тяжелые и ароматические углеводороды, что является его существенным недостатком. Данная способность приводит к повышению вредных выбросов с абсорбционной установки и повышает вероятность вспениваемости осушителя. Присутствие ароматических углеводородов в гликоле нежелательно, так как они являются канцерогенами.

При одинаковых эксплуатационных показателях процесса осушки общий унос ТЭГ в 2 – 2,5 раза ниже, чем при использовании ДЭГ. Температура начала разложения ТЭГ 206 °С, а ДЭГ 164°С. Как правило, температура в ребойлере в случае применения ТЭГ поддерживается на уровне 190°С, а при использовании ДЭГ - 160°С [5].

Обширное применение ДЭГ в России обусловлено наличием его химического производства, а также низкой стоимостью. Так же ДЭГ обладает меньшей вязкостью, чем ТЭГ и, поэтому, применяется в случаях, когда ожидается низкая температура контакта.

Несмотря на низкую стоимость, ДЭГ по сравнению с ТЭГ требует больших эксплуатационных затрат, так как потери ТЭГ в ходе цикла значительно меньше, а регенерация проходит легче. Именно из-за более низких капиталовложений за весь срок эксплуатации ТЭГ используется по всему миру чаще, чем ДЭГ.

Анализ работы установок абсорбционной осушки газа, работающих на ДЭГ, на месторождениях сеноманских залежей показал, что, несмотря на снижение объемов подготавливаемого газа, в работе абсорбционных УКПГ возможны следующие осложнения [5]:

- в случаях, когда давление газа в абсорбере снижается до 3 МПа и ниже, концентрация ДЭГ после регенерации меньше 99%, а температура контакта выше 20°C качество осушки может ухудшаться. Из-за чего может потребоваться реконструкция аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа ДКС для достижения температуры контакта газа с ДЭГ в абсорберах ниже 15°C;

- так же необходимо совершенствование установок вакуумной регенерации, что позволит достичь концентрации ДЭГ после регенерации 99,5% и больше;

- в таких условиях встает вопрос о переводе части УКПГ на ТЭГ. Однако такой перевод осложнен высокой температурой регенерации ТЭГ, которая поддерживается в ребойлере в ходе десорбции – при использовании ТЭГ температура на 30-40°C выше. И для достижения такой температуры требуется нагретый до температуры 210°C и выше пар;

- опыт Западно-Таркасалинского месторождения показывает, что при переводе УКПГ с ДЭГ на ТЭГ потери осушителя снижаются в 2 раза. Однако, затраты на строительства блока огневой регенерации и включение в схему

блока ДКС являются существенными и требуют детальное технико – экономическое обоснование.

3.3.2 Параметры, влияющие на эффективность осушки газа гликолями

Выделяют первичные и вторичные факторы, от которых зависят показатели эксплуатации установок абсорбционной осушки газа.

К первичным, относят давление, температуру состав газа на входе и содержание осушителя в регенерированном растворе. Эти факторы определяют влагосодержание газа до и после абсорбера.

К вторичным факторам относятся: степень разбавления абсорбента, эффективность оборудования, наличие в газе загрязняющих примесей.

Давление — основной параметр, определяющий металлоемкость абсорбера, удельный расход осушителя, подаваемого в абсорбер, и его потери с осушенным газом.

Влагоемкость газа снижается с увеличением давления. Следовательно, удельный расход осушителя, необходимого для достижения одинаковой точки росы газа, с повышением давления также уменьшится. Влияние давления на процесс осушки газа с использованием ДЭГ представлен в таблице 3. Параметры установки, работающей при давлении 6 МПа условно, взяты за единицу.

Таблица 3 – Влияние давления на показатели установки абсорбционной осушки газа

Показатели	Давление, МПа			
	6	8	10	12
Влагосодержание сырого газа, г/м ³	0,41	0,34	0,29	0,26
Количество извлекаемой влаги для получения точки росы – 15 С, г/м ³	0,37	0,3	0,26	0,23
Растворимость природного газа в ДЭГе м ³ /м ³	5,44	7	8,5	10
Расход циркулирующего раствора гликоля	1	0,81	0,71	0,62
Расход водяного пара на регенерацию гликоля	1	0,78	0,66	0,59

Одним из важнейших факторов, который определяет технико-экономические показатели процесса осушки, является температура контакта газа и гликоля в абсорбционной колонне. Влагоемкость газа уменьшается при снижении температуры. Исходя из этого, чем меньше температура абсорбции, тем меньше требуемый удельный расход абсорбента. Границы допустимой температуры контакта ограничены значением вязкости применяемого осушителя.

Выбирая температуру абсорбции необходимо учитывать, что за счет поглощения воды из газа вязкость раствора уменьшается.

При повышении температуры контакта увеличивается необходимый расход осушителя.

Также эффективность работы установок осушки зависит от степени концентрации абсорбера. Данные по глубине осушки газа растворами ДЭГ и ТЭГ приведены в таблицах 4 и 5. Приведенная информация соответствует равновесным условиям, которые не достигаются на практике.

Таблица 4 – Равновесная точка росы газа по влаге при его осушке растворами ДЭГ и ТЭГ

Температура контакта, °С	98,0		99,0		99,5	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
1	2	3	4	5	6	7
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	-23,5
40	0,7	-5,0	-9,2	-15,8	-15,8	-20,0

Таблица 5 – Равновесная точка росы газа по влаге при его осушке растворами с высокой концентрацией ТЭГ

Температура контакта, °С	99,5	99,9	99,99
25	-30,0	-47,0	-70,0
30	-27,8	-45,0	-67,0
35	-23,5	-42,5	-65,0
40	-20,0	-39,0	-62,0

К появлению в газе жидких углеводородов и капельной воды, несущих за собой риски содержания солей и механических примесей, может привести неудовлетворительная работа сепаратора, установленного перед входом в абсорбер.

К разбавлению раствора гликоля может приводить унос влаги с газом что, в свою очередь, повышает расход тепла в десорбере и снижает депрессию точки росы.

С целью не допустить попадание механических примесей в десорбер перед входом в него гликоля устанавливают фильтры.

Из-за неудовлетворительной работы входного сепаратора с капельной пластовой водой в абсорберы могут поступать минеральные соли. При контактировании газа с гликолями происходит так же поглощение минеральных солей. При регенерации гликолей часть солей не выделяется, а остается в них, что влияет на их осушающую способность.

В случаях, когда минеральные соли попали в раствор гликолей – нельзя допускать возможность их накопления до насыщения, так как это может привести к появлению отложений солей на поверхностях оборудования. Это, в свою очередь, сильно ухудшает термодинамические показатели абсорбционной осушки газа и может привести к аварии. Присутствие солей в абсорбенте также способствует увеличению скорости коррозии и повышает вязкость системы.

pH растворов абсорбента должен быть на уровне 7-8,5. Уменьшение данного параметра на единицу говорит об окислении гликолей, что, в свою очередь, увеличивает скорость коррозии. Снижение значения pH можно достичь за счет добавления в раствор борной, угольной, и фосфорной кислоты.

При значениях pH больше 8,5 повышается стабильность эмульсии гликоля с углеводородами и увеличивается вероятность его вспенивания.

Наличие сероводорода в газе также уменьшает pH. Двуокись углерода образует с водой ангидрид угольной кислоты, что также понижает значение pH [1,6].

3.3.3 Технологические схемы осушки газа методом абсорбции

- Осушка в барботажных аппаратах

На рисунке 5 представлена схема установки абсорбционной осушки в барботажных аппаратах. Поток газа входит в абсорбер, где в нижней части отделяется капельная вода. В качестве массообменного оборудования в абсорбере присутствуют тарелки с разной конструкцией. Гликоль подается навстречу осушаемому газу и вводится на верхнюю тарелку. Далее абсорбер стекает по тарелкам и насыщается влагой, извлекаемой из газа. С низа колонны гликоль направляют на стадию регенерации.

Газ идет вверх и попадает в сепарационный отдел абсорбера, в котором от газа отделяются унесенные им капли осушителя. Далее газ направляется на стадию дальнейшей транспортировки.

После выхода из абсорбера насыщенный раствор абсорбента поступает в сепаратор. На этом этапе из гликоля выделяют поглощенные им в ходе абсорбции газы. Затем дегазированный насыщенный абсорбент направляется в первый теплообменник, где встречный поток регенерированного гликоля отдает ему тепло. Далее раствор идет в сепаратор, после чего проходит еще один теплообменник. Оттуда нагретый и дегазированный насыщенный раствор гликоля поступает в десорбер для регенерации. Снизу десорбер соединен с ребойлером, в котором абсорбент нагревается за счет огневого подогрева, либо от водяного пара.

Регенерация осуществляется либо при вакууме, либо при атмосферном давлении. В случае работы установки под вакуумом, пары воды и газ, растворенный в гликоле, направляются в холодильник, где пар конденсируется, а затем отводится в виде конденсата в емкость. Часть конденсата направляют вверх для орошения, оставшаяся часть отводится. Газы, которые не сконденсировались, подаются вакуумным насосом на факел или на свечи рассеивания. Чтобы обеспечить отвод регенерированного абсорбента и водного конденсата десорбер устанавливают на 12-13 метров выше нулевой отметки. В

случаях, когда используют дополнительные насосы для откачки гликоля с десорбера – его высота поднятия может быть уменьшена.

Вакуум-насос не устанавливается в случаях работы колонны десорбции на атмосферном давлении [4].

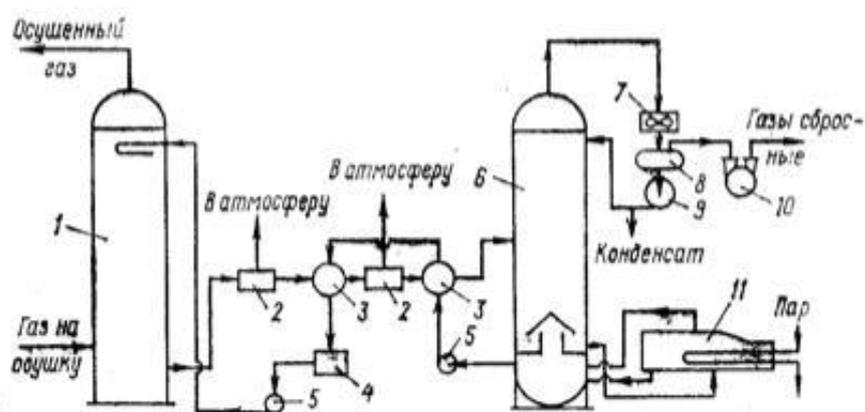


Рисунок 5 – схема установки осушки в барботажных абсорберах: 1 – абсорбер; 2 – сепараторы; 3 – теплообменники; 4 – промежуточная емкость, 5 – насосы; 6 – десорбер, 7 – конденсатор-холодильник; 8 – емкость орошения; 9 – насос орошения; 10 – вакуум-насос; 11 – кипятильник.

• Осушка в распыливающем абсорбере

Технологическая схема процесса осушки газа в распыливающих абсорберах представлена на рисунке 6. Факторами, определяющими эффективность процесса, являются: степень распыла вещества, осуществляемая форсунками и качество сепарации капельной жидкости. В ходе осушки создается большая поверхность контакта фаз за счет распыливания гликоля, а высокие скорости позволяют обеспечить высокие массообменные качества и хорошее распределение частиц в среде. Оптимальным решением для способа «впрыска» осушителя – распыливание в направлении обратном направлению движения потока газа, что обеспечивает высокие относительные скорости газа.

В данном случае оптимальный диапазон температур осушки составляет 15-30°C. При низкотемпературной осушке, вязкость гликолей начинает играть существенную роль, а при высокотемпературной потери осушителя в системе значительно возрастают. При этом температура гликоля, подаваемого в

абсорбер может быть выше 30 °С, так как объемы осушителя пренебрежимо малы по сравнению с объемами осушаемого газа и температура контакта фаз, как правило, практически идентична температуре осушаемого газа.

Каждая ступень осушки газа состоит из форсунки и сепаратора. Сам процесс проходит в основном в конусе форсунок в тот момент, когда образуются капли гликоля, а заканчивается в сепараторе. Для предотвращения забивания сопел форсунок, перед осушкой абсорбент пропускается через фильтры, которые обеспечивают удаление механических примесей и частиц размером более 5 микрон.

На первой ступени осушки, согласно исследованиям, удаляется до 70-80% влаги. Ступень осушки может включать в себя 1-6 форсунок. Число ступеней, как правило, не менее трех. В зависимости от рабочих параметров и качества осушителя возможно достижение температуры точки росы по воде до минус 25°С и ниже с депрессией точки росы до 40-45°С. Высокая степень осушки обеспечивается подачей гликоля на каждую ступень.

Газ, перед входом на первую ступень осушки должен быть тщательно очищен от капельной влаги, механических примесей и конденсата. Для этого в первой секции абсорбера имеется отбойная перегородка и сетчатый сепаратор. Отделившаяся жидкость собирается в нижней емкости и удаляется из аппарата. Сепаратор находится внутри объема абсорбера и является с сепарирующими элементами одним аппаратом. На последней ступени сепарации устанавливается сетчатый отбойник для улавливания унесенных газом капель осушителя, а также емкость для сбора этих капель.

Десорбционная колонна на установках с распыливающими абсорберами, представляет из себя, колонну ректификации с дефлегматором. В ёмкости для гликоля насыщенный осушитель нагревается в змеевике. Дальше гликоль поступает в ректификационную колонну, которая установлена на кубе. В кубе жидкость подогревается за счет сжигания топливного газа в жаровой трубе.

Для достижения более глубокой степени регенерации гликоля сливную трубу, соединяющую куб и емкость с осушителем, заполняют насадкой. Под

нее подают осушенный газ для удаления влаги из раствора, который стекает по насадке. Регенерированный гликоль насосами подается к абсорберу [4].

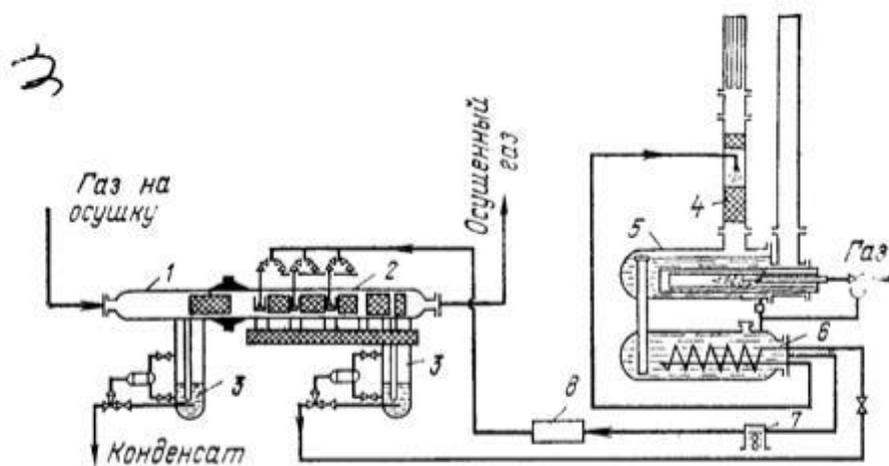


Рисунок 6 – Схема установки осушки в распыливающем абсорбере: 1 – абсорбер; 2 – участок распыления гликоля; 3 – емкости; 4 – ректификационная колонна; 5 – испаритель; 6 – емкость для гликоля; 7 – насос; 8 – фильтр

• Двухступенчатая абсорбция

Технологическая схема процесса двухступенчатой абсорбции представлена на рисунке 7. В абсорбер вводят в находящиеся на разных высотах тарелки (как правило, 3-ю и 10-ю) раствор гликоля различной концентрации. При использовании ТЭГ на нижнюю тарелку подают частично регенерированный гликоль с концентрацией 98% масс. С его помощью извлекается большая часть воды. На верхнюю тарелку подается остальное количество гликоля с концентрацией 99,9 % масс. С его помощью газ осушается окончательно.

Процесс десорбции проходит в две ступени. На первой ступени гликоль регенерируется до концентрации 98 % масс. Часть этого гликоля сразу подается на нижнюю тарелку. Другую часть направляют в отпарную колонну, где, с помощью отдувочного насоса, концентрация гликоля доводится до 99,9 % масс. С отпарной колонны гликоль подают на верхнюю тарелку абсорбции.

При таком методе точка росы осушенного газа может достигать -70°C . Для достижения нужной глубины регенерации осушителя в отпарной колонне

могут применять цеолиты. Недостаток применения цеолитов – необходимость использования специальной системы регенерации для них.

Гликоль, содержащийся в осушенном газе, при движении газа через теплообменники, для ожижения метана или извлечения этана и гелия, ухудшает теплопередачу и гидравлическое сопротивление. С целью извлечения унесенного газом гликоля, на верхнюю секцию абсорбера подают пентан. Недостатком подачи пентана является необходимость его извлечения из газа, направляемого на дальнейшую переработку. Возможно применение активированного угля в качестве адсорбера паров гликоля [4].

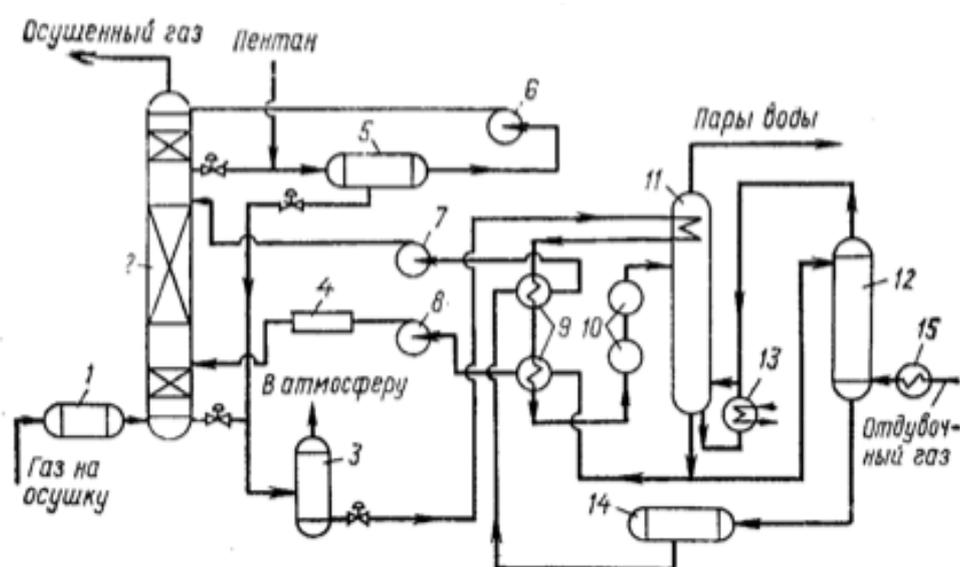


Рисунок 7 – Схема установки двухступенчатой абсорбции: 1,3 – сепараторы; 2 – абсорбер; 4 – воздушный холодильник; 5,14 – емкости; 6,7,8 – насосы; 9,13,15 – теплообменники; 10 – фильтры; 11 – десорбер; 12 – отпарная колонна

- Осушка с применением технологии Дризо

На установках Дризо используют добавление азеотропного растворителя вместо вакуума или отдувочного газа. Депрессия точки росы при использовании данного метода может достигать 100°C.

Технологическая схема регенерации гликоля данным способом представлена на рисунке 8.

Газ подается в нижнюю часть абсорбера, сверху поступает раствор осушителя (как правило – ТЭГ). Насыщенный парами воды абсорбент выходит с низа колонны абсорбции и направляется в парциальный конденсатор, где в змеевике происходит его нагрев. Далее нагрев осушителя продолжается в теплообменнике, а затем подается в сепаратор, где происходит выделение унесенного гликолем газа. Дегазированный и нагретый гликоль направляют в десорбер для регенерации. Регенерированный осушитель возвращается в колонну абсорбции.

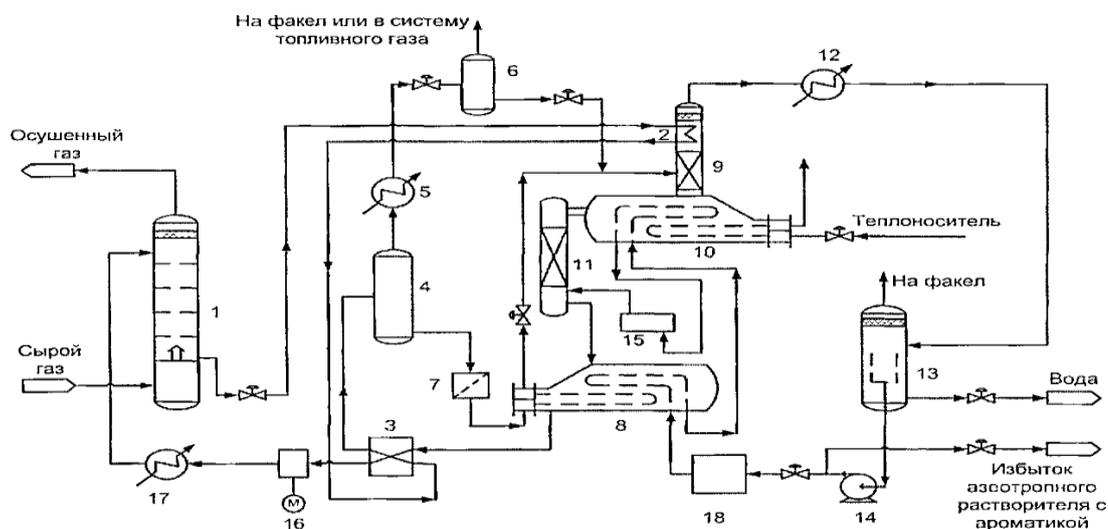


Рисунок 8 – Схема осушки газа с применением технологии Дризо: 1 – абсорбер; 2 – парциальный конденсатор; 3 – теплообменник; 4 – отдувочный сепаратор; 5, 12 – конденсатор-холодильник; 6 – сепаратор улавливания углеводородов; 7 – фильтр; 8 – емкость сбора и теплообмена гликоля; 9 – десорбер; 10 – ребойлер; 11 – отпарная колонна; 13 – сепаратор воды и азеотропного растворителя; 14, 16 – насосы; 15 – испаритель; 17 – холодильник; 18 – блок осушки азеотропного растворителя

С целью повышения глубины регенерации абсорбента применяется изооктан, который образует азеотропную смесь с водой.

Процесс осушки газа с применением технологии Дризо отличается от других схем наличием блока осушки азеотропного газа от воды. После осушки азеотропный растворитель нагревается в емкости сбора гликоля, а затем в ребойлере и испарителе. Гликоль после нагрева в ребойлере поступает на верх

отпарной колонны, где в противотоке происходит контакт с парами азеотропного растворителя, который забирают остаток влаги из гликоля. Затем пары воды и азеотропного растворителя попадают в десорбер для извлечения влаги из насыщенного гликоля [7].

4 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

4.1 Технологические процессы УКПГ-3 Ямбургского НГКМ

4.2 Характеристика исходного сырья

4.3 Моделирование процесса подготовки газа на УКПГ ГП-3 в программе HoneyWell Unisim Design

4.4 Анализ влияния параметров УКПГ на процесс осушки

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОЕМКОСТЬ

5.1 Экономическое обоснование рентабельности применения ТЭГа и ДЭГа

5.2 Расчет затрат на покупку гликолей

5.3 Определение количества и стоимости абсорбента в условиях УКПГ Ямбургского НГКМ

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Сущность выпускной квалификационной работы заключается в рассмотрении известных способов осушки газа и анализе эффективности абсорбционной осушки с применением триэтиленгликоля на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении.

К способам, которые охарактеризованы в выпускной квалификационной работе, относятся: адсорбционная и абсорбционная осушка газа, низкотемпературная сепарация. Также представлена схема и принцип работы установки комплексной подготовки газа. Для оценки социальной направленности работы необходимо обозначить, что входит в УКПГ: блок предварительной очистки (сепараторы), технологические установки очистки, осушки, охлаждения газа, дожимные компрессорные станции, вспомогательные системы производственного назначения.

Основной целью для подготовки данного раздела стала оценка вредных, опасных факторов при использовании в производстве установки подготовки

газа, а также рассмотрение обеспечения защиты от данных факторов с использованием требований действующих нормативно-технических документов.

6.1 Производственная безопасность

6.1.1 Анализ вредных производственных факторов

При сборе и подготовке газа на УКПГ возникают следующие опасные и вредные факторы, представленные в таблице 17.

Таблица 17 - Опасные и вредные факторы

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

Анализ условий труда включает в себя исследование и измерение вредных физических и химических факторов производства. К первым относят:

1. Световую среду (освещенность рабочего места); шумы; инфра- и ультра- звук; вибрацию; микроклимат (температура окружающей среды, влажность, скорость движения воздуха); электростатическое, магнитное поля.

К более вредным физическим факторами относят температуру, влажность, подвижность и скорость перемещения воздуха, а также тепловое облучение. Под действием данных факторов может измениться теплообмен человека, а именно произойти переохлаждение и перегрев.

Ко вторым относятся:

2. Вещества и смеси с таким химическим составом, которые необходимо подсчитывать в воздухе рабочей зоны и на коже работников. И биологические вещества – гормоны, ферменты, витамины и антибиотики, для измерения содержания которых применяют методы химического анализа.

6.1.1.1 Отклонение показателей микроклимата

Выделение большого количества тепла и влаги, а также избыточная подвижность воздуха негативно воздействуют на микроклимат помещений производства, организм человека и как следствие могут снизить производительность и трудоспособность.

Те условия, которые могут обеспечить продуктивность рабочего процесса именуется оптимальными.

Данные условия регламентируются критериями допустимого функционального и теплового состояния человека на период 8-часовой рабочей смены. Они не влекут за собой нарушения состояния здоровья, однако могут привести к возникновению дискомфорта, нарушению механизмов терморегуляции и понижению работоспособности.[8]

Работы, осуществляемые на УКПГ, относят к работам в цеху, а данный вид относится к категории работ II-а. Работы данной категории связаны 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 величины показателей микроклимата для работы на УКПГ

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

6.1.1.2 Недостаточная освещенность

Для безопасности труда одно из важных условий - зрительный комфорт. Большое количество несчастных случаев происходят вследствие плохого освещения, либо из-за сложности распознавания предметов, либо осознания степени риска, который связан с обслуживанием станков, конвейеров, транспортных средств. Именно свет создает благоприятные условия для трудовой деятельности.

Недостаточное количество света может вызывать зрительный дискомфорт, проявляющийся в постоянном напряжении и неудобстве. Естественно, что при долгом пребывании в таких условиях происходит отвлечение внимания, уменьшение сосредоточенности и общему утомлению. Неудовлетворительная освещенность в процессе работы является причиной снижения производительности, качества труда и получения травм.

При хорошем освещении увеличивается производительность труда, снижается риск получения травм и утомляемость. Для наилучшего зрительного восприятия необходимо использовать солнечный свет.

Во время рабочего процесса используется комбинированное освещение, которое включает - общее освещение помещения и местное, с помощью ламп, установленных над необходимыми деталями.

Норма освещенности в цеху в соответствии с СП 52.13330.2011 равна не менее 400лк.[9]

6.1.1.3 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Немаловажное значение оказывает производственный шум. Влияние шума на организм человека может происходить посредством появления сердечно-сосудистых заболеваний и язвы желудка, нарушения обмена веществ, ослабления внимания и быстрой утомляемости.

Оборудование установки подготовки газа, в том числе дожимная компрессорная станция – это источник различных видов шума (высокоинтенсивного механического, аэродинамического, гидродинамического и электромагнитного шума с инфразвуковой составляющей), таким образом на ряде рабочих мест персонал подвергается влиянию сразу двух вредных факторов – шума и инфразвука. Совместное влияние шума и инфразвука обладает негативным воздействием на организм человека (таблица 19).

Таблица 19– Предельно допустимые уровни звукового давления.[1]

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

На основе проведенных к настоящему времени акустических исследований, можно выделить несколько видов действий при наличии данного фактора:

1. уменьшить шум в источнике;
2. применять звукозащитные материалы при оснащении помещений оборудованием, особенно в производственной зоне;
3. снизить шум во время распространения (звукоизолирующие ограждения, кожухи, экраны и др.);
4. применять средства индивидуальной защиты от шума.[1]

6.1.1.4 Воздействие вредных веществ

Сырьем, подвергающимся осушке, является природный газ сеноманской залежи Ямбургского месторождения. Газ метановый с содержанием влаги до 2,5 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, полупродуктов, готового продукта и отходов производства[2,3]

Наименование вещества	Химическая формула	Класс опасности	ПДК, мг/м ³	Нормативно-технический документ
Газ природный (метан 99%)	CH ₄	4	7000	ОСТ. 51.40-93 (с изм. 2000 г.)
Диэтиленгликоль	CH ₂ OH-CH ₂ -O-CH ₂ -CH ₂ OH	3	10	ГОСТ 10136-77
Триэтиленгликоль	HO-CH ₂ -CH ₂ -O-CH ₂ -CH ₂ -O-CH ₂ -CH ₂ -OH.	3	10	ТУ 2422-075-05766801-2006
Метанол (метиловый спирт)	CH ₃ OH	3	5	ГОСТ 14879-73, ГОСТ 6995-77

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов

6.1.2.1 Электробезопасность. Поражение электрическим током

При контакте с оголенными токоведущими частями, находящимися под напряжением, а также при взаимодействии с металлическими частями, которые в свою очередь тоже могут находиться под напряжением, если произойдет нарушение изоляции, существует опасность поражения электрическим током. Еще один источник удара током - это работа с установками без использования заземления и при игнорировании использования защитных средств для обслуживания электроустановок.

Электробезопасность регламентируется техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ ССБТ «Электробезопасность».[6] К главным требованиям можно отнести защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей,

ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

6.1.2.2 Пожарная безопасность

Основным документом, используемым для исключения пожарной опасности, является «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123» от 2008 года.

Вероятность возникновения пожара на УКПГ связана с пожароопасными свойствами конденсата и природного газа, ДЭГа и ТЭГа, метанола, которые участвуют в процессе осушки.

При работе на объектах установки подготовки газа учитывают данные особенности возникновения пожарной опасности:

- большое количество фланцевых соединений, сварных стыков - вероятные места утечек взрывопожароопасных продуктов;
- использование оборудования, находящегося под высоким давлением; расположение технологического оборудования на УКПГ достаточно плотно, что может привести к развитию аварий каскадно;
- выполнение газоопасных работ;
- в условиях непрерывности технологического процесса работа с оборудованием может происходить в ночное время и при плохих погодных условиях;
- местонахождение в сложных климатических условиях, к которым можно отнести сильные ветер, морозы и метели, может привести к нарушениям процесса работы или остановке эксплуатации.

Искрогасителями заводского типа должна быть оборудована вся используемая передвижная техника. Обязательным является оснащение данной техника не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10.[7]

Противопожарный режим устанавливается приказом, в котором описаны:

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

Места установки противопожарного оборудования и обеспечение необходимым противопожарным инвентарем определяет руководитель работ вместе с сотрудниками пожарной охраны.

Отходы и мусор, подверженные возгоранию собирают на специальных площадках в ящики или контейнеры и вывозят.

Использовать, хранить при производстве вещества и материалы с неизвестными показателями пожаровзрывоопасности запрещается.

В специально отведенных для хранения спецодежды местах следует содержать одежду сотрудников, работающих с красками, лаками и маслами.

Курить при работе на производстве категорически запрещено.

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

При возникновении пожара необходимо использовать углекислотные, порошковые и пенные огнетушители.

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

6.1.2.3 Механические опасности

К механическим опасностям относят те виды оборудования, контакт с которыми может привести к получению травмы.

На предприятиях к оборудованию, которое может нести механическую опасность, относят открытые подвижные элементы оборудования производства; движущиеся механизмы и машины; различные заготовки и материалы; конструкции, подверженные разрушению; острые кромки и шероховатости на поверхности инструментов, заготовок и оборудования. Также падение предметов с высоты является механической опасностью.[5]

В зависимости от условий работы можно рассматривать два метода защиты человека от данного вида опасностей:

- 1) ограничить допуск к опасно действующим частям оборудования;
- 2) использовать приспособления для защиты человека от механических опасностей (СИЗ).

6.1.2.4 Аппараты под давлением

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

Для своевременного выявления дефектов сосудов в процессе эксплуатации и предупреждения их аварий проводится техническое освидетельствование перед пуском в работу и при эксплуатации с периодичностью, указанной для котлов.

Для предупреждения аварий из-за нарушений технологического режима и правил эксплуатации, кроме допуска к обслуживанию специально обученного персонала и периодической проверки их знания, стационарные сосуды в

зависимости от их конструкции и назначения обязательно снабжаются соответствующими контрольно-измерительными приборами, предохранительными устройствами, средствами автоматики, запорной и другой арматурой.

6.2 Экологическая безопасность

6.2.1 Защита атмосферы

В период эксплуатации УКПГ и ДКС источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются здания и сооружения, расположенные на площадках УКПГ, ДКС, факельного хозяйства и на кустах скважин. По времени воздействия источники загрязнения атмосферы УКПГ и ДКС подразделяются на постоянные и периодические.

К источникам постоянного действия относятся: дымовые трубы печей огневой регенерации ДЭГа и метанола, подогревателя газа собственных нужд пункта редуцирования газа, печей УПТ, выхлопные трубы ГПА, вентиляционные трубы и дефлекторы технологических корпусов подготовки газа и регенерации ДЭГа и метанола, насосных метанола и ГСМ, блока вспомогательных сооружений, здания ППА, узла отключающих кранов, блок-бокса замера газа, установки очистки газа, узла подключения ДКС к УКПГ, здания арматуры топливного и пускового газов, блока подготовки топливного, пускового и импульсного газов, насосной склада масел и маслохозяйства, емкости промстоков, утечки через неплотности ЗРА, фланцев, дыхательная арматура емкостей ДЭГа и метанола, склада ГСМ, ДЭГа и метанола, емкостей масла склада масел, дегазаторов масла и маслобаков ГПА. [4]

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

При аварийной ситуации в системе электроснабжения источниками

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

Охрана приземного слоя атмосферы от загрязнения вредными выбросами обеспечивается геометрическими параметрами соответствующей свечи, дымовой трубы или выхлопной шахты, при которых происходит их рассеивание в верхних слоях атмосферы (таблица 21).

Таблица 21 – Выбросы в атмосферу

№ п/п	Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам, тн/год	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации*	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м ³
1	2	3	4	5	6
1.	Азота диоксид	1335,9	Рассеивание	Постоянно	2
2.	Азота оксид	1300,9	Рассеивание	Постоянно	5
3.	Водород цианистый	0,00018	Рассеивание	Постоянно	0,3
4.	Сажа	0,052174	Рассеивание	Постоянно	4
5.	Серы диоксид	0,0838	Рассеивание	Постоянно	10
6.	Сероводород	0,0004369	Рассеивание	Постоянно	10
7.	Углерода оксид	5105,395	Рассеивание	Постоянно	20
8.	Водород фтористый	0,000437	Рассеивание	Постоянно	0,5
9.	Метан	3639,827	Рассеивание	Постоянно	7000
10.	Ксилол	0,814	Рассеивание	Постоянно	50
11.	Толуол	0,248	Рассеивание	Постоянно	50
12.	Бенз(а)пирен	0,00004994	Рассеивание	Постоянно	0,00015
13.	Диэтиленгликоль	17,8901126	Рассеивание	Постоянно	10
14.	Метанол	96,178245	Рассеивание	Постоянно	5

№ п/п	Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам, тн/год	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации*	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м ³
1	2	3	4	5	6
15.	Бутилацетат	0,102684	Рассеивание	Постоянно	200
16.	Формальдегид	0,008108	Рассеивание	Постоянно	0,5
17.	Ацетон	0,195308	Рассеивание	Постоянно	200
18.	Уксусная кислота	0,001763	Рассеивание	Постоянно	5
19.	Керосин	0,193188	Рассеивание	Постоянно	300
20.	Масло минеральное нефтяное	0,0221784	Рассеивание	Постоянно	5
21.	Уайт–спирит	0,54	Рассеивание	Постоянно	300

6.2.2 Защита гидросферы

Негативное воздействие на водную среду осуществляется при строительстве УКПГ и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного, сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод. Отходами производства являются производственные сточные воды, в состав которых входят: 1) конденсационная и пластовая вода, образующаяся в результате очистки и осушки газа; 2) вода с установки регенерации ДЭГа; 3) промывные воды от промывки технологического и емкостного оборудования, а также трубопроводов перед ревизией.

6.2.3 Защита литосферы

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

- захламление земли несанкционированными отвалами бытовых и производственных отходов;

- загрязнение почв при авариях на кустовых площадках, прорыв обвалки шламовых амбаров, авариях трубопровода.

Негативное воздействие оказывается:

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

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

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на кустовых площадках;
- устройство гидроизоляции глинистым грунтом обвалки и оснований кустовых площадок, ёмкостей с горюче-смазочными материалами;
- размещение химических реагентов и сыпучих материалов в закрытой таре;
- проведение планово-предупредительного ремонта эксплуатируемого оборудования для предупреждения возможных аварийных разливов токсичных загрязнителей на рельеф.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварийные остановки и несчастные случаи могут произойти по следующим причинам:

- выделение газов на наружных площадках, в помещениях блок-боксов и блок-понтонных;
- нарушение параметров технологического режима, из-за которых происходит срабатывание блокировок приводящих к остановке технологических модулей подготовки газа, насосов и другого оборудования;

- понижение частоты тока во внешних сетях или полное отключение электроэнергии;
- прекращение подачи воздуха КИП, отказ в работе КИПиА;
- возникновение пожара;
- отравление вредными для здоровья веществами;
- несоблюдение обслуживающим персоналом правил техники безопасности, низкая трудовая дисциплина, недостаточная квалификация кадров.

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

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

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

Срабатывание блокировки приводит к аварийной остановке одной из технологических установок или всей УКПГ. В целях предотвращения аварийных остановок из-за срабатывания блокировок ведется контроль за

соблюдением параметров технологического процесса обслуживающим персоналом УКПГ. Через каждые два часа в режимных листах ведется запись параметров технологического процесса и работы оборудования.

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

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

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

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

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

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

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

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.4.1 Специальные правовые нормы

Регулирование отношений между работниками и организацией, относящиеся к оплате труда, распорядку дня, социальным отношениям и особенностями регулирования труда женщин детей и лиц с ограниченными возможностями, происходит в соответствии с Трудовым кодексом РФ.

Рабочий день согласно данному нормативному документу не должен превышать 40 часов в неделю. При работе на производстве, которое относится к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Ежегодные отпуска предоставляются продолжительностью 28 календарных дней. В случае если работа связана с вредными или опасными условиями, предусмотрен дополнительный отпуск.

Перерыв не более двух часов, но не менее 30 минут, предоставляется каждому работнику в течение рабочего дня и в рабочее время не включается.

Работникам выплачивается заработная плата. Удержание заработной платы может производиться в случаях, описанных ст.137 ТК РФ. При задержке заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право остановить работу, уведомив работодателя письменно.

6.4.2 Организационные мероприятия

Для обеспечения безопасности необходимо учесть следующие факторы:

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

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

В ходе написания раздела «Социальная ответственность» были рассмотрены такие аспекты, как:

1.Производственная безопасность, а именно анализ вредных и опасных производственных факторов (микроклимат, освещенность, шум и вредные вещества).

2.Экологическая безопасность (защита атмосферы, гидросферы и литосферы).

3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

4.Организационные мероприятия по промышленной безопасности.

Для каждого фактора предложен путь решения и даны рекомендации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проделанной работы были рассмотрены различные методы осушки газа: низкотемпературные, адсорбционные и абсорбционные. Каждый из данных методов имеет свои недостатки и преимущества и применяется, исходя из свойств осушаемого газа, необходимых качественных требований к осушенному газу и того, куда дальше планируют направлять газ. Так адсорбционным методом на УКПГ осушают газ, направляемый на собственные нужды, что обусловлено простотой технологии и малыми капитальными вложениями, требуемыми при небольших расходах газа. В случаях, когда требуется глубокая осушка больших объемов газа, чаще всего применяют абсорбционный метод.

Была построена модель УКПГ Ямбургского газового промысла. Согласно данным, полученным при моделировании, были построены графики зависимости расходов и потерь двух различных гликолей (ДЭГ и ТЭГ) от параметров установки осушки газа. Анализируя полученные данные и графики можно заключить, что повышение давления абсорбции и понижение температуры контакта газа и абсорбента положительно сказывается на качестве осушки. Также, видно, что при прочих равных условиях, ТЭГ с концентрацией 98,8% масс. Обеспечивает более глубокую степень осушки, чем ДЭГ концентрацией 99,0% масс.

Выбраны оптимальные условия эксплуатации УКПГ при применении ТЭГ в зимний период времени: температура контакта – в диапазоне 16-18°C, давление абсорбции – от 7 до 7,5 Мпа.

Был проанализирован рынок абсорбентов и выбраны лучшие поставщики для ТЭГа и ДЭГа.

Используя цены поставщиков и данные по расходам абсорбентов (начальное количество для запуска и дополнительная закачка), были рассчитаны затраты на первичное заполнение системы, на дополнительную

закачку абсорбента и общие затраты в первые восемь лет эксплуатации для двух режимов (при температуре контакта 12°С, 16°С и 20°С и давлении 7,5 МПа). Из полученных результатов видно, что в краткосрочной перспективе очень сильную роль играет фактор цены и количества абсорбента необходимое на первичное заполнение. По этим факторам ДЭГ значительно обходит ТЭГ, который стоит на 48% дороже. Однако, затраты ТЭГа на дополнительную закачку значительно меньше и в год стоимость этих затрат будет меньше, чем у ДЭГа. Поэтому в долгосрочной перспективе использование ТЭГа становится более эффективным с экономической точки зрения.

Список публикаций студента

1. Мулява Е.В. Получение жидких углеводородов из пропан-бутановой фракции ПНГ на модифицированных цеолитных катализаторах / Е. В. Мулява, С. Е. Покрова, В. В. Хасанов ; 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, Томск, 2-7 апреля 2018 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018. — Т. 2. — [С. 342-343].
2. Мулява Е.В. Анализ и выбор оптимальной технологии очистки природного газа Ямбургского месторождения / Е. В. Мулява, ; науч. рук. В. И. Ерофеев // – в печати//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. 2019 г. (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. Первичная переработка природных газов. М.: Химия, 2011. - 265 с.
3. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсат / Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2010. - 596 с.
4. 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. ГН 2.2.5.1313-03 - ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны
8. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
10. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
11. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
12. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
13. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное.

Общие требования безопасности.

14. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / М.: Недра; 1999. -473с.
15. Гуревич И.Л. Технология переработки нефти и газа. – М.: Химия, 1972. - 360 с.
16. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. – Л.: Недра, 2008. - 161 с.
17. 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.
18. Ерих В.Н. Химия и технология нефти и газа. / Ерих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г – Л.: Химия, 1972. - 464 с.
19. Жданова Н.В. Осушка углеводородных газов. / Жданова Н.В., Халиф А.П. – М.: Химия, 1984. - 192 с.
20. Закиров С.Н., Лапчук Б.Б.. Проектирование и разработка газовых месторождений. Москва / Недра, 1974 - 246 с.
21. Зиберт Г.К. Перспективные технологии и оборудование для подготовки и переработки углеводородных газов и конденсатов — М.: Недра, 2005. -361с., 2008. – 542 с.
22. 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.
23. Кафаров В.В. Основы массопередачи.-М.:Высшая школа, 1962. – 230 с.
24. Кельцев Н.В. Основы адсорбционной техники. – М.:Химия, 1984.591с.
25. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов. М.: Недра, 1977. - 349 с.

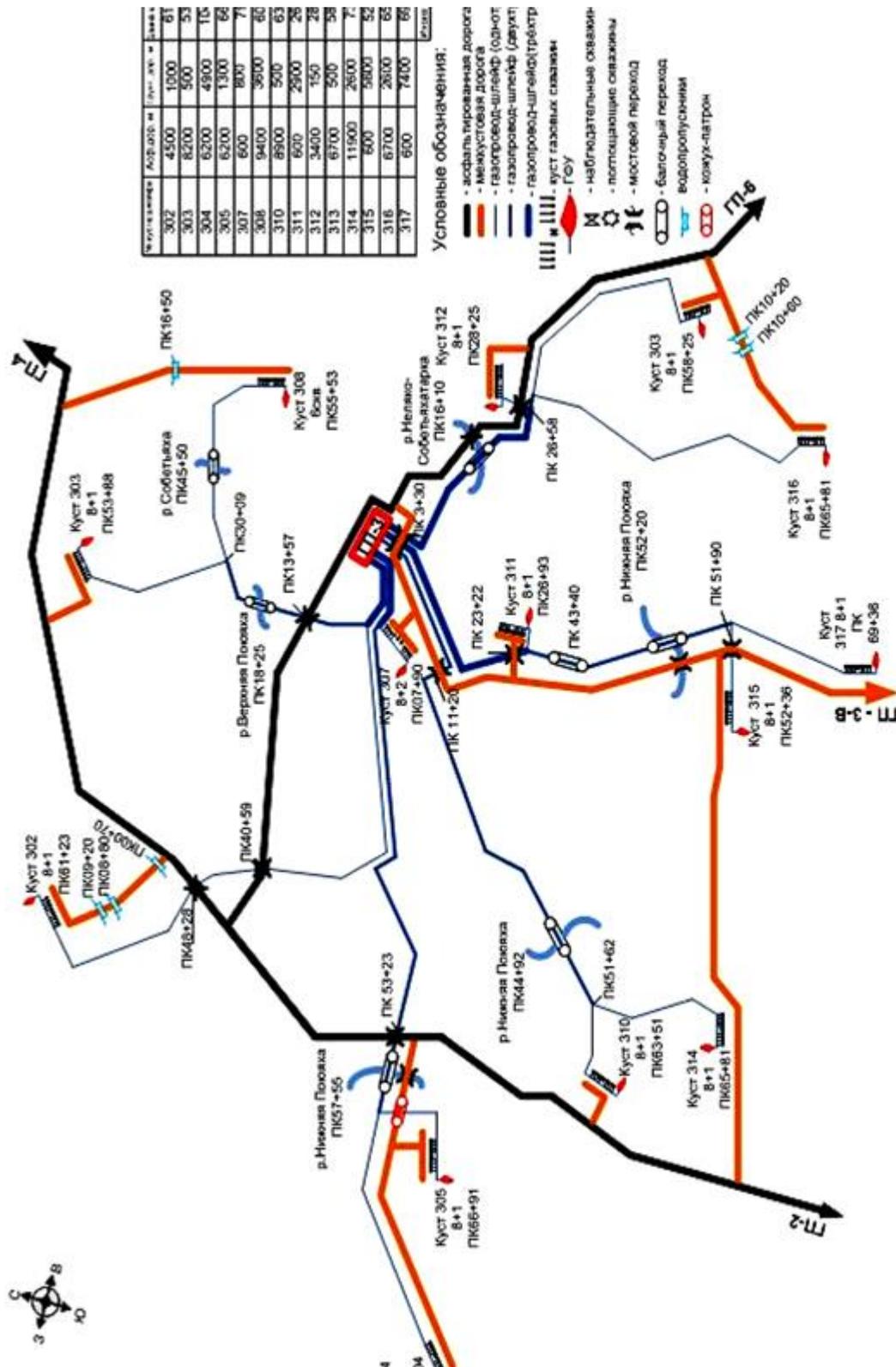
26. Ключосов В .А. и др. Методические указания по расчету установок абсорбционной осушки природных газов. – М.: ВНИИОЭГазпром, 1988 - 152 с.
27. Коротаяев Ю.П. и др. Подготовка газа к транспорту – М.: Недра, 1973. - 240 с.
28. Коуль А.А. Очистка газа. / Коуль А.А., Ризенфельд Ф.С. – М.: Недра, 1968. - 392 с.
29. Кузнецов А.А. Расчеты основных процессов и аппаратов переработки углеводородных газов: Справочное пособие. / Кузнецов А.А., Судаков Е.Н. – М.: Химия, 1983. -224 с.
30. Ланчаков Г. А., Кульков А. Н., Зиберт Г. К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования —М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 279 с.
31. 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.
32. 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.
33. Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. Газохимия, Часть 1 –Первичная переработка углеводородных газов – Москва / РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 244 с.
34. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.:Наука, 1973. - 848с.
35. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 2012. - 319 с.
36. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа. – М.: Химия, 2007. - 568 с.

37. 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.
38. 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.
39. 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.
40. 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.
41. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
42. Смирнов А. С. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле. – М.: Недра, 1971. - 254 с.
43. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
44. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. - 19 с.
45. Тараненко Б.Ф. Автоматическое управление газопромысловыми объектами. / Тараненко Б.Ф., Герман В.Т. – М.: Недра, - 2007. - 217 с.
46. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов – Москва / Недра, 1999. - 659 с.

47. Тимашев А.Н., Беркунова Т.А. Определение влагосодержания природных газов. Методические указания к лабораторным работам – Москва/ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 6 с.
48. Учебное пособие по дисциплине «Экономика предприятий». / Под ред. доц., канд. экон. наук А.Е. Тасмухановой – Уфа: 2010. – 220 с.
49. Чуракаев А. М. Газоперерабатывающие заводы и установки. – М.: Химия, 1971. - 236 с.
50. Чуракаев А.М. Переработка нефтяных газов. – М.: Недра, 1983. – 279 с.
51. Экономика предприятия и предпринимательской деятельности: Учебник / Под ред. П.В. Журавлева, Г.М. Чепкашина – М.: Издательство «Экзамен»

Приложение 1

Схема ГСС ГП-3 Ямбургского НГКМ



Приложение 2
Геологический разрез Ямбургского месторождения

Приложение 3
Литолого-Стратиграфический разрез

Приложение 4

GAS DRYING METHODS

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Мулява Евгения Витальевна		

Консультант ИШПР ОНД:

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

Консультант – лингвист ОИЯ ИШПР:

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

3 GAS DRYING METHODS

Various methods of drying the gas exist and are used, such as methods of direct cooling, absorption, and adsorption.

3.1 Low temperature of drying methods

The method of drying gas by cooling is based on the dependence of the gas humidity parameter on temperature. In the process of cooling warm gas, some of the water vapor in it will condense. If we cool the warm gas, then some of the water vapor in it will fall out in the form of condensate. This condensed moisture may be removed, resulting in a lower gas dew point. In this way, it is possible to achieve the desired degree of gas drying if cooling will occur to a temperature below the minimum temperature at which further gas transportation will occur.

In winter, the surrounding air has a lower temperature than the ground. During this period, in the case of the underground method of laying a pipeline, it is possible to freeze gas. So, the company RN-Sakhalinmorneftegaz uses the following technology: the gas passes through the separators and is sent to one of the freezers (freezer), which are a battery of the pipes with the desired heat of the exchange surface. The gas, moving through the pipes, is cooled, as a result of which the moisture crystallizes on the inner walls of the pipes. The freezers are included in parallel and their inclusion in the work takes place alternately. While one freezer is working, the second is cleared from the ice.

In cases where both oil and natural gas are present at the same field, it is possible to cool the oil gas through heat exchangers. In this case, cold natural gas obtained by the method of throttling is used as a substance that will cool the petroleum gas.

The oil gas itself can also be cooled by throttling [2].

With a gas factor in excess of 1000 m³ per ton of oil and at high pressures at the mouth of oil wells, it is desirable to carry out the separation of oil and gas in the installations LTS (low temperature separation). To reduce the possibility of hydrate formation, methanol or glycols are injected into the heat exchangers.

Figure 3.1. Scheme of installation of the LTS [1].

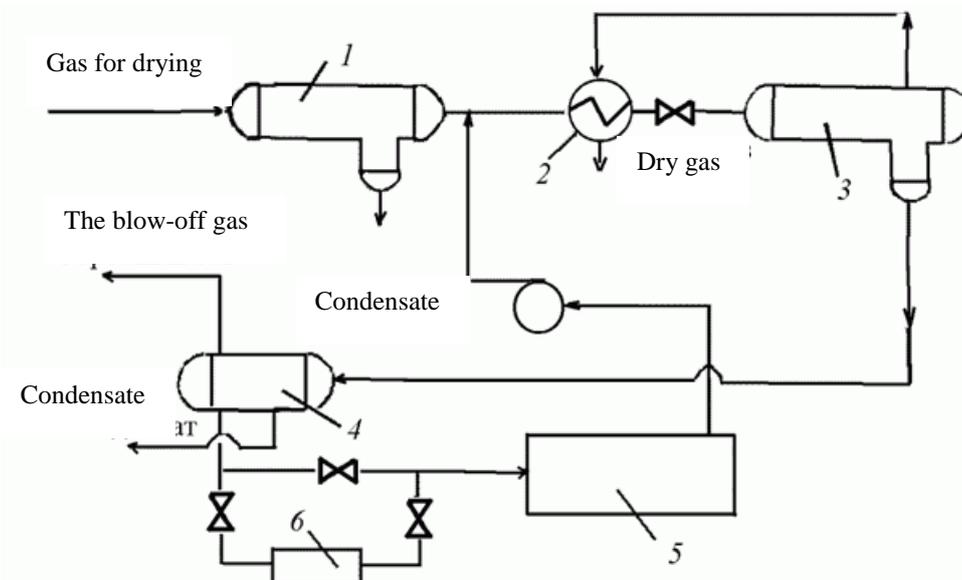


Figure 3.1 - Scheme of drying LTS in the fields: 1– a separator; 2 – a heat exchanger; 3 - low temperature separator; 4 – a separator of glycol and condensate; 5 - installation of a glycol regeneration; 6 – a filter.

3.2 Adsorption of gas drying

Adsorption drying is the selective absorption on the surface of the pores of the solid adsorbent molecules of water and further extracting it from the adsorbent pores by raising the temperature or reducing the pressure of the medium.

For this method of drying used devices periodic action. The adsorbent layer remains stationary during the process. The main stages of the drying process: adsorption, regeneration and cooling of the desiccant. In practice, silica gels, alumina-silica gels, activated alumina, bauxites and molecular sieves (zeolites) are used as adsorbents. The quality of the adsorbent is influenced by the pore size and their specific surface.

The molecular sieve dehumidifiers are capable of absorbing, in addition to moisture, hydrogen sulfide and carbon dioxide. As a rule, adsorbents are made in the form of granules or balls, which helps to reduce the resistance of the medium (gas). The main requirements for dehumidifiers are: rapid absorption of moisture from the gas and ease of regeneration; the ability to regenerate repeatedly without significant

loss of the strength properties; high absorption capacity and mechanical strength; low resistance to gas flow; low price. In the process of regeneration of the adsorbent, gas heated to 160–180 ° C is used (in the case of using the molecular sieves, it is used to reach 280–290 ° C).

The adsorption unit for gas drying consists of at least two adsorbers.

A schematic diagram of the installation is shown in Figure 3.2.

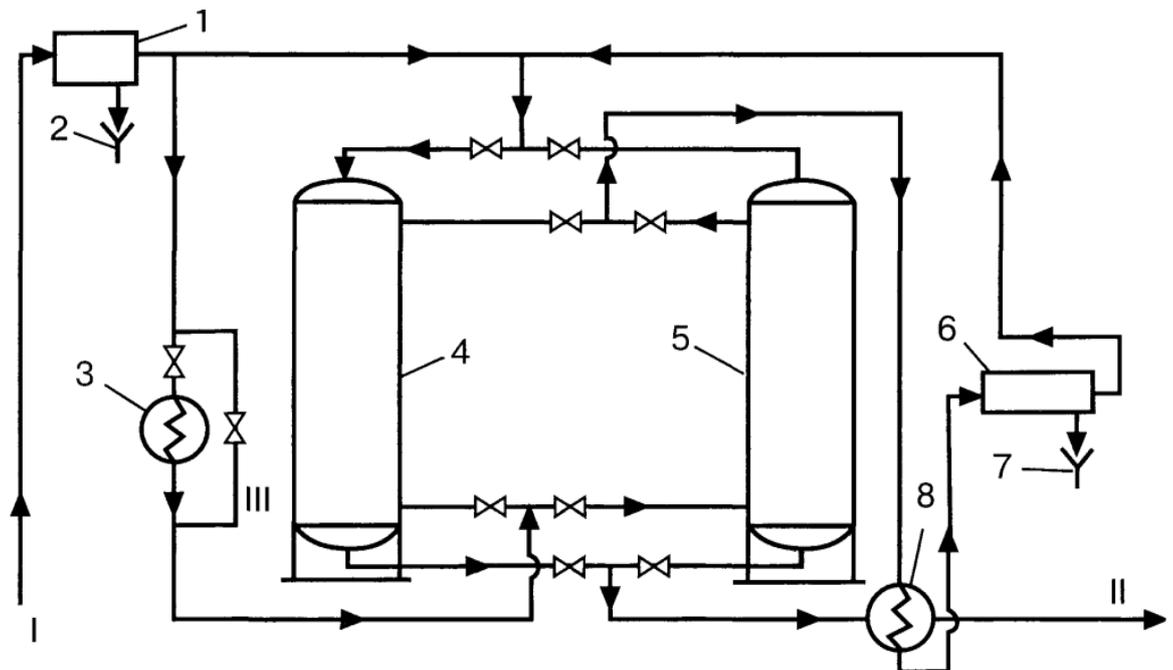


Figure 3.2. Technological scheme of gas drying with solid sinks: 1 – a water trap; 2, 7 – a funnel; 3 – a tubular heater; 4, 5 - adsorbers; 6 – a separator; 8 – a heat exchanger; Streams: I - wet gas; II - dried gas; III – a bypass line

The cycle of the adsorber consists of the following periods:

- adsorption, which occurs at temperatures from 35 to 50 ° C and a pressure of 8-12 MPa, the gas must be in contact with the adsorbent for at least 10 seconds. The duration of the process is determined based on the properties of the gas and the dryer.
- adsorbent heating starts when the unit switches to the desorption mode. The heating rate is not more than 60 ° C per hour. The time required for heating is from 0,6 to 0,65 from the time of the adsorption period;
- desorption is the process by which absorbed moisture is displaced from the pores of the desiccant and its adsorption capacity is restored. The

direction of flow of the heated gas during this period is opposite to the direction of the dried gas during the adsorption process and occurs from the bottom up;

- adsorbent cooling is a process that begins after the end of the desorption period and when the apparatus is switched to the adsorption mode. The time taken to cool the gas is between 0,35 and 0,40 times the adsorption period.

Hydrocarbons from butane and above complicate the process, since during adsorption they are absorbed by the upper layer of the adsorbent, and during desorption they are able to form coke deposits in the pores of the desiccant, which can lead to a decrease in the quality indicators of the adsorbent.

The adsorption method has several advantages: a high degree of gas drying, which does not depend on its parameters; the adsorption unit is usually compact, and for small capacity plants, small capital investments are required. The disadvantages include: high resistance to flow of the medium (gas); high costs for dryers; the high cost of building adsorption plants with large capacity.

3.3 Gas Drying Absorption Techniques

Absorption is the process of drying a gas, in which liquid absorbent are used as desiccants.

The absorption process will go on until the moment when the partial pressure of moisture in the gas does not equal the partial pressure above the liquid. Moisture is absorbed from it during the regeneration process, which is also called desorption. Desorption is carried out by heating the desiccant, reducing the pressure in the system, as well as supplying the blow-off gas or azeotropic substances [4].

3.3.1 Liquid absorbent, a comparison of the properties of TEG and DEG

The main requirements for absorbents are:

- high absorption capacity over a wide range of concentrations, pressures and temperatures;
- low saturated vapor pressure;

- the boiling point should differ from the boiling point of water sufficiently so that moisture can be separated from the absorbent by simple methods;
- density should be different from the density of hydrocarbons;
- low viscosity at operating parameters of the installation;
- low mutual solubility with gas components;
- chemical inertness with respect to inhibitors that are used in the process of gas extraction;
- low corrosivity;
- low foaming when in contact with the gas to be dried;
- high resistance to oxidation and thermal decomposition.

It is desirable that the absorbents are monocomponent, and, in the cases where different components are contained, the boiling points of the different components should be close.

Diethylene glycol (DEG) has found the greatest application in practice in Russia, and triethylene glycol (TEG) is most often used abroad. Table 3.1 presents the properties of these absorbents [1].

Table 3.1 The main properties of DEG and TEG

Indicators	DEG	TEG
Chemical formula	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Molecular mass	107,12	150,18
Relative density	1,118	1,126
Boiling point, ° C	244,8	278,3
Saturated vapor pressure at 20 ° C, Pa	1,31	1,31
Freezing temperature, ° C	-8	-7,2
Viscosity at 20 ° C, mPa s	35,7	47,8
Refractive index	1,4472	1,4559
Surface tension at 20 ° C, 10^{-3} N / m	48,5	45,2

Continuation of table 3.2

Specific heat capacity, kJ / (kg · K)	2,09	2,20
Heat of evaporation, kJ / kmol	68,87	62,6
Heat conductivity, W / (m ² · °C)	0,25	0,23
Electrical conductivity, 1 / (Om · cm)	3,1·10 ⁻⁸	8,4·10 ⁻⁸
Dipole moment at 30 ° C, D	2,69	3
Critical temperature, ° C	410	440
Critical pressure, MPa	5	3,72

A significant disadvantage of triethylene glycol is the absorption of small amounts of heavy and aromatic hydrocarbons. This ability leads to an increase in harmful emissions from the absorption unit and increases the likelihood of foaming of the desiccant. The presence of aromatic hydrocarbons in glycol is undesirable because they are carcinogenic.

With the same operational performance of the drying process, the total ablation of TEG is 2 - 2.5 times lower than when using DEG. The temperature of the onset of decomposition of TEG is 206 ° C and that of DEG is 164 ° C. As a rule, the temperature in the reboiler in the case of TEG is maintained at 190 ° C, and when using DEG - 160 ° C [5].

The extensive use of DEG in Russia is due to the presence of its chemical production, as well as low cost. DEG also has a lower viscosity than TEG and, therefore, is used in cases where a low contact temperature is expected.

Despite the low cost, DEG as compared with TEG requires high operating costs, since TEG losses during the cycle are much less, and regeneration is easier. It is precisely because of lower capital investments over the entire lifetime of the TEG that it is used worldwide more often than DEG.

The analysis of the operation of absorption gas dehydration plants operating on DEG at the Cenomanian deposits indicated that, despite the reduction in the volume

of gas being prepared, the following complications may occur in the operation of absorption installation of complex gas treatment [5]:

- In the cases where the gas pressure in the absorber decreases to 3 MPa and lower, the concentration of DEG after regeneration is less than 99%, and the contact temperature above 20 ° C can degrade the quality of drying. Because of this, it may be necessary to reconstruct the air-cooled air coolers (ABO) of the DCS gas in order to achieve the temperature of gas contact with the DEG in the absorbers below 15 ° C;
- It is also necessary to improve vacuum regeneration plants, which will allow the achievement of a DEG concentration after regeneration of 99.5% and more.
- In such conditions, the question arises of transferring part of the installation of complex gas treatment to the TEG. However, such a transfer is complicated by the high temperature of TEG regeneration, which is maintained in the reboiler during desorption — when using TEG, the temperature is 30–40 ° C higher. And to achieve such a temperature, steam heated to a temperature of 210 ° C and higher is required.
- The experience of the Zapadno-Tarkasalinskoe field shows that when converting a UKPG from DEG to TEG, the loss of a desiccant is reduced by 2 times. However, the cost of building a fire regeneration unit and the inclusion of a DCS unit in the scheme are substantial and require a detailed technical and economic assessment.

3.3.2 Parameters affecting the efficiency of glycol gas drying

The allocation of the primary and secondary factors that affect the performance of plants' absorption gas drying.

The primary factors include pressure, the temperature of the composition of the gas at the entrance and the content of the desiccant in the regenerated solution. These factors determine the moisture content of the gas before and after the absorber.

The secondary factors include: the degree of dilution of the absorbent, the efficiency of the equipment, the presence of contaminants in the gas. Pressure is the main parameter that determines the metal intensity of the absorber, the specific consumption of the desiccant supplied to the absorber, and its loss with the dried gas.

Gas moisture content decreases with increasing pressure. Consequently, the specific consumption of the desiccant required to achieve the same gas dew point will also decrease with increasing pressure. The effect of pressure on the gas drying process using DEG is presented in Table 3.2. The parameters of the installation operating at a pressure of 6 MPa are conventionally taken per unit.

Table 3.2 The effect of pressure on the installation parameters of the absorption gas dehydration

Indicators	Pressure, MPa			
	6	8	10	12
Moisture content of raw gas, g / m ³	0,41	0,34	0,29	0,26
The amount of moisture extracted to obtain the dew point - 15° C, g / m ³	0,37	0,3	0,26	0,23
Solubility of natural gas in DEG m ³ / m ³	5,44	7	8,5	10
The consumption of circulating glycol solution	1	0,81	0,71	0,62
Water vapor consumption for glycol regeneration	1	0,78	0,66	0,59

One of the most important factors that determines the technical and economic indicators of the drying process is the temperature of contact of gas and glycol in the absorption column. Gas moisture content decreases with decreasing temperature. The lower the absorption temperature, the smaller the required specific consumption of the absorbent on this basis. The boundaries of the permissible contact temperature are limited by the viscosity of the dryer used.

Choosing the temperature of absorption it is necessary to take into account that due to the absorption of water from the gas, the viscosity of the solution decreases.

As the contact temperature rises, the required flow rate of the dryer increases.

Also, the efficiency of the drying equipment depends on the degree of concentration of the absorber. Data on the depth of gas drying with DEG and TEG solutions are given in Tables 3.3 and 3.4. The above information corresponds to the equilibrium conditions that are not achieved in practice.

Table 3.3 Equilibrium gas dew point by moisture when it is dried with DEG and TEG solutions

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

Table 3.4 Equilibrium gas dew point by moisture when it is dried with solutions with a high concentration of TEG

Contact temperature, °C	99,5	99,9	99,99
25	-30,0	-47,0	-70,0
30	-27,8	-45,0	-67,0
35	-23,5	-42,5	-65,0
40	-20,0	-39,0	-62,0

The appearance of liquid hydrocarbons and water droplet in the gas, carrying with it the risks of salt and mechanical impurities, can lead to unsatisfactory operation of the separator installed before entering the absorber.

Dilution of the glycol solution can lead to the entrainment of moisture with gas, which, in turn, increases the heat consumption in the desorber and reduces the dew point depression.

In order to prevent the ingress of mechanical impurities into the desorber, glycol filters are installed before entering the glycol.

Due to the unsatisfactory work of the inlet separator with dropping formation water, mineral salts can be absorbed into the absorbers. When gas is contacted with

glycols, absorption of mineral salts also occurs. When glycols are regenerated, a part of the salts is not released, but remains in them, which affects their drying capacity.

In the cases where mineral salts are in the solution of glycols, they should not be allowed to accumulate to saturation, as this may lead to the appearance of salt deposits on the surfaces of the equipment. This, in turn, greatly deteriorates the thermodynamic parameters of absorption gas drying and can lead to an accident. The presence of salts in the absorbent also increases the corrosion rate and increases the viscosity of the system.

The pH of the absorbent solutions should be 7-8,5. The reduction of this parameter by one indicates the oxidation of glycols, which, in turn, increases the corrosion rate. Lowering the pH can be achieved by adding boric, carbonic, and phosphoric acid to the solution.

At pH values greater than 8.5, the stability of the glycol emulsion with hydrocarbons increases and the probability of its foaming increases. The presence of hydrogen sulfide in the gas also reduces the pH. Carbon dioxide forms carbonic anhydrite with water, which also lowers the pH value [1.6].

3.3.3 Technological schemes of gas drying by absorption method

- Drying in the bubbling machines

Figure 3.3 shows the scheme of installation of absorption drying in the bubbling machines. The gas flow enters the absorber, where water droplet is separated at the bottom. As mass transfer equipment in the absorber there are plates with different designs. Glycol is supplied to meet the dried gas and is injected on the top plate. Next, the absorber flows into the plates and is saturated with moisture extracted from the gas. From the bottom of the column, the glycol is sent to the regeneration stage.

The gas goes up and gets into the separation section of the absorber, in which the droplets of the desiccant blown away from it are separated from the gas. Next, the gas is sent to the stage of further transportation.

After exiting the absorber, a saturated solution of the absorbent enters the separator. At this stage, the gases absorbed during the absorption are released from the glycol. Then the degassed saturated absorbent is sent to the first heat exchanger, where the counter-flow of the regenerated glycol gives it heat. Then the solution goes to the separator, after which another heat exchanger passes. From there, the heated and degassed saturated glycol solution enters the desorber for regeneration. Bottom desorber is connected to a reboiler in which the absorbent is heated by firing, or from water vapor.

Regeneration is carried out either under vacuum or at atmospheric pressure. In the case of the unit operating under vacuum, water vapor and gas dissolved in glycol are sent to the refrigerator, where the steam is condensed and then discharged as condensate into the tank. Part of the condensate is sent up for irrigation, the rest is diverted. Gases that are not condensed are fed by a vacuum pump to a torch or to spark plugs. To ensure removal of the regenerated absorbent and condensate water, the desorber is installed 12-13 meters above the zero mark. The height of the desorber lift can be reduced by using additional pumps for pumping glycol.

The vacuum pump is not installed in the cases of operation of the desorption column at atmospheric pressure [4].

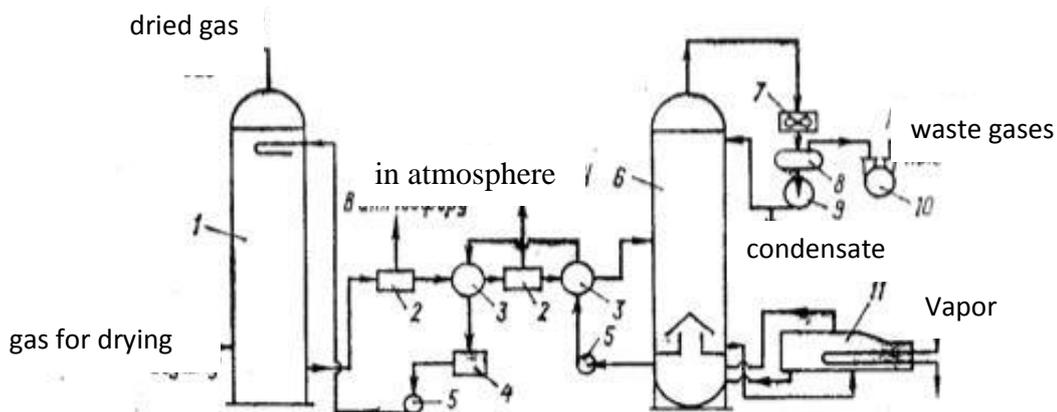


Figure 3.3 Diagram of the installation of drying in the bubble absorbers: 1 – an absorber; 2 - separators; 3 - heat exchangers; 4 – an intermediate tank, 5 - pumps; 6 – a desorber; 7 – a condenser / refrigerator; 8 - irrigation capacity; 9 – an irrigation pump; 10 – a vacuum pump; 11 – a boiler.

- Drying in the spray absorber

A technological scheme of the process of drying the gas in the spray absorber is shown in Figure 3.4. Factors determining the efficiency of the process are: the degree of sputtering of the substance, carried out by the nozzles and the quality of separation of the dropping liquid. In the course of drying, a large phase contact surface is created due to the spraying of glycol, and high speeds ensure high mass transfer qualities and good particle distribution in the medium. The optimal solution for the “injection” method of the dryer is spraying in the opposite direction to the direction of gas flow, which ensures high relative gas velocities.

In this case, the optimum temperature range of drying is 15-30 ° C. With low-temperature drying, the viscosity of the glycols begins to play a significant role, and with high-temperature loss of the desiccant in the system increases significantly. In this case, the temperature of the glycol supplied to the absorber may be higher than 30 °C, since the volumes of the desiccant are negligible compared to the volumes of the gas to be dried and the contact temperature of the phases is usually almost identical to the temperature of the gas to be dried.

Each stage of gas drying consists of a nozzle and a separator. The process itself takes place mainly in the nozzle cone at the moment when glycol drops are formed, and ends in a separator. To prevent clogging of the nozzles of the nozzles, before drying, the absorbent is passed through filters that remove mechanical impurities and particles larger than 5 micrometers.

At the first stage of drying, according to research, up to 70-80% of moisture is removed. The drying step may include 1-6 nozzles. The number of steps, as a rule, not less than three. Depending on the operating parameters and quality of the dehumidifier, it is possible to achieve a dew point water temperature of up to minus 25 ° C and lower with a dew point depression of up to 40-45 ° C. High degree of drying is provided by the supply of glycol for each stage.

Gas, before entering the first stage of drying, must be thoroughly cleaned from condensed moisture, mechanical impurities and condensate. For this purpose, in the first section of the absorber there is a baffle plate and a mesh separator. The separated

liquid is collected in the lower container and removed from the apparatus. The separator is located inside the volume of the absorber and is one device with the separating elements. At the last stage of separation, a mesh screen is installed to trap the desiccant droplets entrained in gas, as well as a tank to collect these droplets.

A desorption column on units with spray absorbers is a rectification column with a reflux condenser. In a glycol tank, a saturated desiccant is heated in a coil. Next, the glycol enters the distillation column, which is installed on the cube. In a cube, the liquid is heated by burning the fuel gas in the flame tube.

To achieve a deeper degree of glycol regeneration, the drain pipe connecting the cube and the tank with a desiccant is filled with a nozzle. Under it serves dried gas to remove moisture from the solution, which flows through the nozzle. Regenerated glycol pumps are supplied to the absorber [4].

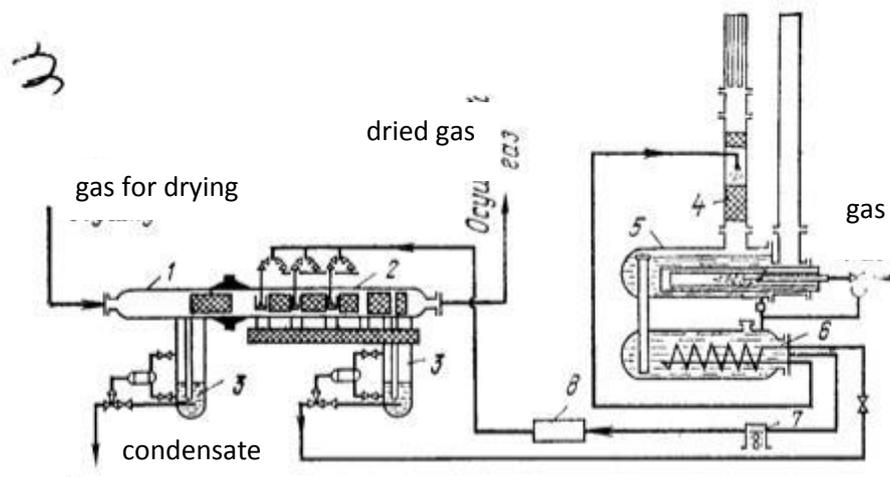


Figure 3.4 - Scheme of installation of drying in the spray absorber: 1 – an absorber; 2 - glycol spraying area; 3 - containers; 4 – a distillation column; 5 – an evaporator; 6 - capacity for glycol; 7 – a pump; 8 – a filter

- Two-step absorption

The technological scheme of the two-stage absorption process is presented in Figure 3.5. Into the absorber is introduced into the plates at different heights (as a rule, the 3rd and 10th) glycol solution of different concentrations. When using TEG, partially regenerated glycol with a concentration of 98% by weight is fed to the lower plate. With its help, most of the water is extracted. The rest of the glycol with a

concentration of 99, 9% of the mass is fed to the top plate. With it, the gas is dried completely.

The desorption process takes place in two stages. At the first stage, the glycol is regenerated to a concentration of 98% by weight. A portion of this glycol is immediately fed to the bottom plate. Another part is sent to a stripping column, where, with the help of a blow-off pump, the glycol concentration is brought to 99,9% of the mass. From the Stripping column, the glycol is fed to the upper absorption plate.

With this method, the dew point of the dried gas can reach -70°C . Zeolites can be used to achieve the desired depth of regeneration of the desiccant in the stripping column. The disadvantage of using zeolites is the need to use a special regeneration system for them.

The glycol contained in the dried gas, when the gas moves through heat exchangers to liquefy methane or extract ethane and helium, impairs heat transfer and flow resistance. In order to extract the glycol carried away by the gas, pentane is fed to the upper section of the absorber. The disadvantage of the supply of pentane is the need to extract it from the gas sent for further processing. Activated carbon may be used as a glycol vapor adsorber [4].

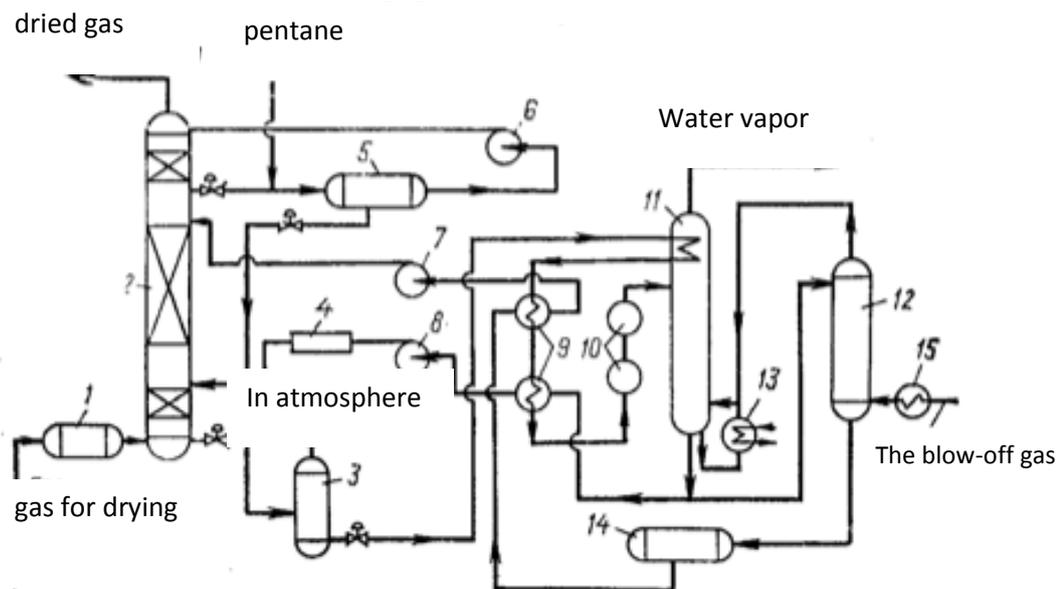


Figure 3.5 Diagram of a two-stage absorption installation: 1.3 - separators; 2 – an absorber; 4 – an air cooler; 5.14 - capacity; 6,7,8 - pumps; 9,13,15 - heat exchangers; 10 - filters; 11 – a desorber; 12 – a stripping column

LIST OF SOURCES USED

1. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов – Москва / Недрa, 1986. – 261 с.
2. Жданова И.В., Халиф А.Л. Осушка природных газов. – Москва / Недрa, 1984. – 192 с.
3. Закиров С.Н., Лапчук Б.Б.. Проектирование и разработка газовых месторождений. Москва / Недрa, 1974 - 246 с.
4. Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. Газохимия, Часть 1 – Первичная переработка углеводородных газов – Москва / РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 244 с.
5. Тимашев А.Н., Беркунова Т.А. Определение влагосодержания природных газов. Методические указания к лабораторным работам – Москва / РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 6 с.
6. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов – Москва / Недрa, 1999. - 659 с.