

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело», Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности абсорбционной технологии подготовки природного газа в период падающей добычи (ЯНАО)

УДК 622.279.8:66.074.31(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Банчу Игорь Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Л.В.	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	К.Т.Н		

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

21.04.01 «Нефтегазовое дело»

	Формулировка результатов
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических 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 образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Заведующей кафедрой ГРНМ

_____ Чернова О.С.

« » _____ 201 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Банчу Игорю Александровичу

Тема работы:

Повышение эффективности абсорбционной технологии подготовки природного газа в период падающей добычи (ЯНАО)

Утверждена приказом директора

1395/с от 01.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

30.05.2018 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Теоретические основы абсорбционной технологии осушки природного газа. Геологическая характеристика. Состояние разработки месторождения. Характеристика системы сбора месторождения М. Характеристика действующей установки подготовки газа.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Литературный обзор 2. Краткая характеристика района работ 3. Решения задач и методы исследования 4. Исследование влияния факторов на промышленную технологию осушки газа месторождения М. 5. Результаты исследований и их обсуждение 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность <p>Заключение</p>
---	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>Программный комплекс Aspen HYSSES. Методика проведения исследований по изучению влияния изменения технологических параметров эксплуатации абсорбента на качество осушки природного газа. Анализ влияния на эффективность осушки природного газа гликолями изменения давления в абсорбенте. Анализ влияния на эффективность осушки природного газа гликолями изменения температуры контакт газ- гликоль в абсорбенте. Моделирование двухступенчатой осушки газа. Исследование влияния вида абсорбента на качество осушки газа. Сравнительный анализ действующей и модернизированной технологии подготовки газа.</p>
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Доцент Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Абраменко Никита Сергеевич

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

Влияние снижения пластового давления на технологию осушки природного газа.
 Increasing the efficiency of the absorption technology of natural gas preparation during the period of falling production (YNAD)

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.09.2016г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н.		15.09.2016г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Банчу Игорь Александрович		15.09.2016г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Банчу Игорю Александровичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, обеспечивающих разработку месторождения в целом или по отдельному нефтепромысловому объекту</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Банчу И.А.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Банчу Игорю Александровичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является установка комплексной подготовки газа (УКПГ) с применением осушки газа методом абсорбции на месторождении М.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения 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>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения 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>1.1 Анализ вредных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> - Отклонения показателей климата на открытом воздухе (ГОСТ 12.1.005-88); - Повышенный уровень шума (ГОСТ 12.1.003-83) и вибрации (ГОСТ 12.1.01278) на рабочем месте; - Тяжесть и напряженность труда (Р 2.2.755-99); - Вредные вещества (ГОСТ 12.4.034-85). <p>1.2 Анализ опасных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> - Электробезопасность – статическое электричество (специальная одежда антиэлектростатическая; средства защиты рук антиэлектростатическая; специальная обувь антиэлектростатическая; предохранительные приспособления антиэлектростатические (браслеты и кольца)); - Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, готовой продукции и отходов производства (средства защиты рукавицы или голицы с кислотной пропиткой; для головкаски защитные; для защиты органовпротивогазы и респираторы).
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны 	<p>2. Экологическая безопасность</p>

<ul style="list-style-type: none"> - 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>- Мероприятия по контролю, предупреждению и восстановлению экологического равновесия в местах техногенных нарушений.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>3. Безопасность при чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате разрыва трубопровода, утечек и т.д.; - Пожары, взрывы, угроза взрывов.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> - Согласно статье 224 ТК РФ работодатель обязан соблюдать ограничения на привлечение отдельных категорий работников к выполнению тяжелых работ, работ во вредных и (или) опасных условиях. - При проектировании объектов необходимо руководствоваться "Перечнем технологического оборудования нефтедобывающей и газовой промышленности, рекомендуемым для установки на открытых площадках" ВНТП 01-81 "Нормы технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа"

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Банчу.И.А.		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело», Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения Весенний семестр 2018 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:	05.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.02.2018	Теоретические основы абсорбционной технологии осушки природного газа. Характеристика системы сбора месторождения М.	10
14.03.2018	Анализ влияния на эффективность осушки природного газа гликолями изменения давления в абсорбенте. Анализ влияния на эффективность осушки природного газа гликолями изменения температуры контакт газ- гликоль в абсорбенте.	30
30.03.2018	Моделирование двухступенчатой осушки газа. Исследование влияния вида абсорбента на качество осушки газа. Сравнительный анализ действующей и модернизированной технологии подготовки газа.	30
04.05.2018	Финансовый менеджмент	10
11.05.2018	Социальная ответственность	10
17.05.2018	Приложение на иностранном языке	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Л.В.	к.х.н.		

Согласовано:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 125 страниц, 11 рисунков, 15 таблиц, 36 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: СЫРОЙ ГАЗ, УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА, УСТАНОВКА ОСУШКИ ГАЗА, ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ASPEN HYSYS, МОДЕЛИРОВАНИЕ, АБСОРБЦИОННАЯ ОСУШКА ГАЗА, ДВУХЭТАПНАЯ АБСОРБЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, АБСОРБЕНТ

Объектом исследования является: установка осушки газа на месторождении М.

Цель данной работы: повышение эффективности абсорбционной технологии подготовки природного газа в период падающей добычи на месторождении М

В процессе исследования проводились:

моделирование технологической схемы существующей установки осушки газа с введением второй ступени осушки в среде программного комплекса Aspen HYSYS, анализ влияния на эффективность осушки природного газа гликолями изменения давления, температуры контакта газ-гликоль, концентрации и вида осушителя.

В результате исследования:

предложен вариант двухступенчатой осушки, включая рециркуляцию насыщенного абсорбента. Установлено, что двухэтапная абсорбционная технология осушки газа в период падающей добычи позволяет обеспечить стабильность работы установки подготовки газа, поскольку легко достигается требуемая точка росы газа по воде даже при самых неблагоприятных термобарических режимах, выход за пределы которых влечет за собой отклонения от свойств газового конденсата от требований ГОСТа Р 54389-2011.

Теоретическая и практическая значимость работы:

Предложенная новая технологическая установка осушки газа УКПГ с проработанным вариантом рециркуляции насыщенного абсорбента позволит понизить точку росы товарного газа и сократить затраты на закупку свежего абсорбента и получить годовой экономический эффект в размере 12 264 520 руб. Согласно экономическим расчетам, капитальные затраты на модернизацию окупятся в течение 4,83 года. Коэффициент экономической эффективности капитальных затрат равен 0,31.

В будущем целесообразно использовать полученные результаты при оптимизации технологий подготовки природного газа на других месторождениях в период падающей добычи.

Область применения: на УКПГ в технологии осушки газа на газоконденсатных месторождениях в период падающей добычи.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ЭГ – Этиленгликоль;

АВО – Аппарат воздушного охлаждения;

ГКС – Государственный комитет статистики;

ГФУ – Горизонтальная факельная установка;

ДКС – Дожимная компрессорная станция;

ДЭГ – Диэтиленгликоль;

КПД – Коэффициент полезного действия;

НТС – Низкотемпературная сепарация;

ПДУ – Предельно допустимый уровень;

СОГ – Система очистки газа;

ТТР – Температура точки росы;

ТЭГ – Триэтиленгликоль;

УОГ – Установка охлаждения газа;

КИП и А – Контрольно-измерительная аппаратура и автоматика;

ГКМ – Газоконденсатное месторождение;

НДЭГ – Насыщенный диэтиленгликоль;

РДЭГ – Регенерированный диэтиленгликоль;

УКПГ – Установка комплексной подготовки газа.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	15
1 Теоретические основы абсорбционной технологии осушки природного газа.....	19
2 Влияние снижения пластового давления на технологию осушки природного газа.....	23
3 Объект исследования.....	25
3.1 Геологическая характеристика месторождения.....	25
3.2 Состояние разработки месторождения.....	27
3.3 Физико-химические свойства флюида.....	28
3.4 Характеристика системы сбора месторождения М.....	30
3.5 Характеристика действующей установки подготовки газа.....	34
3.6 Цех осушки газа.....	35
4 Постановка задачи исследования.....	41
5 Решение задач и методы исследования.....	42
5.1 Программный комплекс Aspen HYSYS.....	43
5.2 Методика проведения исследований по изучению влияния изменения технологических параметров эксплуатации абсорбера на качество осушки природного газа гликолям.....	46
5.2.1 Анализ влияния на эффективность осушки природного газа гликолями изменения давления в абсорбере.....	48
5.2.2 Анализ влияния на эффективность осушки природного газа гликолями изменения температуры контакта газ-гликоль в абсорбере.....	50
5.2.3 Анализ влияния на эффективность осушки природного газа гликолями изменения концентрации гликоля в регенерированном абсорбенте, поступающем в абсорбер.....	53
6 Исследование влияния факторов на промышленную технологию осушки газа месторождения М.....	55
6.1 Технологическое моделирование существующей схемы подготовки газа в среде программы Aspen HYSYS®.....	59
6.2 Технологическое моделирование схемы двухступенчатой осушки газа.....	62
6.3 Исследование влияния вида абсорбента на качество осушки газа.....	64
7 Результаты и их обсуждение.....	67
7.1 Сравнительный анализ действующей и модернизированной технологий подготовки газа.....	67

7.2 Оценка технологической эффективности двухступенчатой осушки газа.....	70
7.3 Влияние вида абсорбента на качество осушки природного газа основными технологическими параметрами.....	71
8 Финансовый менеджмент.....	72
8.1 Расчет капитальных вложений.....	72
8.2 Расчет дополнительных эксплуатационных издержек.....	73
8.3 Расчет экономических показателей.....	74
9 Социальная ответственность.....	77
9.1 Анализ вредных факторов.....	78
9.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	78
9.1.2 Повышенный уровень шума и вибрации.....	78
9.1.3 Тяжесть и напряженность труда.....	81
9.1.4 Вредные вещества.....	83
9.2 Анализ опасных производственных факторов.....	84
9.2.1 Электробезопасность.....	87
9.3 Экологическая безопасность.....	88
9.3.1 Мероприятия по контролю, предупреждению и восстановлению экологического равновесия в местах техногенных нарушений.....	88
9.4 Охрана окружающей среды.....	89
9.4.1 Охрана земельных ресурсов и растительного мира.....	90
9.4.2 Охрана атмосферного воздуха.....	93
9.5 Безопасность при чрезвычайных ситуациях.....	94
9.5.1 Пожарная безопасность.....	96
9.5.2 Предотвращение аварий и несчастных случаев на УКПГ.....	97
9.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	100
Заключение.....	104
Список публикаций.....	106
Список использованных источников.....	107
Приложения.....	110

Введение

Мировые запасы природного газа по состоянию на конец 2017 г. составляли 187 трлн м³. За 2017 г. их прирост по отношению к предыдущему году составил 1,6 трлн. м³ или 3,1%. Российская Федерация является крупнейшим в мире поставщиком природного газа другим странам по магистральным трубопроводам. В 2017 г. страна достигла рекордных объемов экспортных поставок газа превысившие в 210,7 млрд. м³, что на 5,7 % больше чем в 2016г. Сейчас Россия по-прежнему удерживает пальму первенства по экспорту природного газа в кубометрах, опережая Катар и Норвегию [22].

В течение последних десятилетий роль и значение природного газа в энергобалансе мировой экономики постоянно возрастает, что обусловлено как его высокой эффективностью в качестве энергетического ресурса и сырья для промышленности, так и повышенной в сравнении с нефтью и углем экологичностью. Эта тенденция продолжится и в будущем, возможно, даже усилится за счет удешевления технологий сжижения природного газа и строительства новых магистральных газопроводов. Из приведенного выше следует, что эффективность эксплуатации газовых промыслов на территории Российской Федерации представляет важную часть газовой отрасли и мировых рынков природного газа. Рассматривая систему подготовки природного газа к магистральному транспорту, следует отметить, что ей присущи основные особенности, характерные для больших систем энергетики.

К ним относятся взаимосвязь с другими отраслями промышленности, территориальная распределенность, сложность, непрерывность развития и обновления, инерционность и непрерывность функционирования, многоцелевой характер и неравномерность процессов приема, сдачи природного газа и продуктов его переработки. Как известно добываемый природный газ содержит пары воды, которые при изменении термобарических параметров в системе магистрального транспорта приведут к образованию свободной воды, льда или гидратов. Это в свою очередь вызовет проблемы с магистральным транспортом добываемого природного газа связанные с

накоплением жидкости в прямолинейной части трубопроводов, ее коррозией, образованием гидратных пробок и выходом из строя газоперекачивающих агрегатов. Поэтому добываемый природный газ перед магистральным транспортом проходит подготовку, основной целью которой является удаление из его состава содержащейся влаги до определенного количества. Наиболее распространенным способом подготовки природного газа к магистральному транспорту на территории Российской Федерации является процесс его абсорбционной осушки гликолями. При увеличении времени разработки газового месторождения происходит падение пластового давления и повышение влагосодержания добываемого природного газа. Это приводит к возникновению проблем в процессе его подготовки методом абсорбционной осушки гликолями, которые связаны с ухудшением качества подготавливаемого газа вследствие снижения эффективности массопередачи молекул воды из добываемого флюида в фазу гликоля на тарелках абсорбера и сокращения извлечения воды из насыщенного абсорбента в блоке его регенерации. На основании сказанного выше видно, что в целях обеспечения стратегических и экономических интересов страны необходимо развивать технологический процесс абсорбционной осушки природного газа гликолями. Поэтому представленная работа посвящена формулированию проблем, возникающих в процессе абсорбционной осушки природного газа гликолями и предложений по совершенствованию технологии рассматриваемого процесса.

В настоящее время большая часть разрабатываемых газовых месторождений на территории Российской Федерации находится в периоде падающей добычи или на приближении к поздней стадии разработки. Добываемый на данных месторождениях природный газ имеет значительно сниженное давление и повышенное влагосодержание относительно первоначальных (проектных) значений. Проблема качества транспортируемого газа из-за повышенной его влажности остается нерешенной и обостряется, становится ясно, что необходим не только контроль качества газа, но и полноценный контроль за процессами подготовки

газа. Параметры процессов можно контролировать не только прямыми методами с помощью приборов, но и путем комплексного обследования, расчетов и анализов для последующей ликвидации проблемных моментов в технологии. Вследствие этого, несмотря на достижение требуемой степени осушки природного газа по точке росы по воде, в эксплуатации установок абсорбционной осушки гликолями наблюдается следующий ряд проблем:

- повышается кратность циркуляции абсорбента в системе;
- увеличивается содержание продуктов термодеструкции и минерализация абсорбента;
- повышается капельный унос абсорбента с осушенным газом в систему магистрального транспорта;
- усиливается коррозия оборудования; повышается потеря абсорбента вследствие испарения;
- сокращается время замены абсорбента;
- увеличивается энергопотребление на проведение процесса.

Перечисленные проблемы в эксплуатации установок абсорбционной осушки природного газа гликолями связаны с ухудшающейся эффективностью массопередачи воды из добываемого газа в фазу гликоля на тарелках абсорбера и снижающейся степенью регенерации насыщенного водой абсорбента в десорбционной колонне.

Улучшение технико-экономических показателей эксплуатации газовых промыслов и сокращение ранее перечисленных негативных факторов может быть достигнуто получением регенерированного абсорбента с остаточным содержанием воды на уровне не более 0,5 %.

Это может быть обеспечено путем модернизации технологии осушки газа из одноступенчатой в двухступенчатую осушку газа с повторным использованием насыщенного абсорбента из второй ступени на первой. Однако, данный вопрос является слабо изученным в существующей научно-

технической литературе по рассматриваемому процессу, и проработка данного вопроса требует значительных временных и капитальных затрат.

В связи с этим являются актуальными проведение научного исследования в данном направлении, направленного на разработку альтернативного способа повышения эффективности абсорбционной технологии подготовки природного газа в период падающей добычи.

Двухэтапная абсорбционная технология осушки газа в период падающей добычи была уже реализована на Уренгойском месторождении, где показала стабильность работы установки подготовки газа и достаточно легкое достижение требуемой точки росы газа по влаге даже при самых неблагоприятных термобарических условиях [1].

Цель работы заключается в повышении эффективности абсорбционной технологии подготовки природного газа в период падающей добычи на месторождении М за счет дополнительной стадии рециркуляции насыщенного абсорбента. Предметом исследования является установка осушки газа на месторождении М.

Объект исследования – это технология абсорбционной осушки природного газа гликолями, осуществляемая на газовом промысле М.

Основные задачи исследований:

- анализ действующей технологии подготовки газа
- технологическое моделирование существующей технологической схемы подготовки газа на месторождении М в среде программы Aspen HYSYS®;
- моделирование технологической схемы двухэтапной осушки газа на месторождении М;
- анализ влияния на эффективность осушки природного газа гликолями давления, температуры, концентрации осушителя;
- анализ влияния вида и количества абсорбента на качество осушки газа при рабочих технологических параметрах;
- оценка технологической и экономической эффективности предлагаемой технологии.

1 Теоретические основы абсорбционной технологии осушки природного газа

Сущность процесса абсорбционной осушки природного газа заключается в удалении воды из добываемого флюида вследствие его контакта с абсорбентом [2]. В процессе абсорбционной осушки абсорбент насыщается водой. После чего осуществляется его регенерация в процессе десорбции воды из насыщенного абсорбента до определенной степени и циркуляционная подача обратно в процесс абсорбции. В качестве абсорбента в данном процессе используются гликоли – диэтиленгликоль и триэтиленгликоль [4]. При использовании метода абсорбционной осушки природных газов гликолями для подготовки к магистральному транспорту предъявляются следующие основные требования к компонентно-фракционному составу:

- содержание метана должно быть не менее 97 %;
- содержание углеводородов C_5H_{12} +высшие не более 0,2 %;
- содержание сернистых соединений должно отсутствовать или быть в следовом количестве [1].

В различных странах отраслевые ведомства устанавливают различные нормы влагосодержания природного газа перед подачей в магистральные газопроводы [5]. В США это 112 мг воды на стандартный m^3 осушенного газа (мг/ст. m^3 газа) [4]. В Канаде – 64 мг/ст. m^3 газа [6]. В Российской Федерации требования по содержанию влаги в осушенном газе, подаваемом в магистральные газопроводы, регламентируется отраслевым стандартом СТО Газпром 089-2010, в котором основным показателем подготовки газа является точка росы по воде [7]. Данный показатель при давлении в магистральном газопроводе равном 5,5 МПа должен быть в холодный период года не выше минус 20 °С, а в теплый период года не выше минус 10 °С [8]. Это соответствует влагосодержанию 30мг/ст. m^3 газа и 65 мг/ст. m^3 газа [2]. В основной научно-технической литературе по процессу абсорбционной осушки природного газа гликолями [2, 9, 1, 4,] приводится теоретическое описание процесса абсорбции применительно к аналогичному рассматриваемому

случаю. Теоретическая база абсорбционной осушки основывается на общих положениях процесса абсорбции, которых описываются в литературе по массообменным процессам [10, 11, 12]. Описание используемых установок для абсорбционной осушки природного газа гликолями представлено и подробно рассмотрено в основной научно-технической литературе по данному процессу [7, 2, 1, 4, 13]. В состав установок абсорбционной осушки природного газа гликолями входит два основных блока:

- блок абсорбционной осушки;
- блок регенерации насыщенного водой абсорбента.

Основными аппаратами установки абсорбционной осушки природного газа гликолями являются абсорбер и десорбционная колонна насыщенного водой абсорбента [2, 4, 14]. Абсорбер представляет собой многофункциональный аппарат, который в настоящее время состоит из трех основных секций: сепарационной, массообменной и фильтрационной [8, 7, 1, 15]. Сепарационная секция предназначена для улавливания капельной воды, поступающей с потоком добываемого природного газа [1]. В массообменной секции осуществляется извлечение воды, находящейся в газовом состоянии с поступающим потоком флюида, вследствие абсорбции гликолем [14]. Фильтрационная секция предназначена для улавливания абсорбента, уносимого в капельном виде с потоком осушенного газа из массообменной секции [1]. Десорбционная колонна представляет собой полную колонну тарельчатого типа, с числом контактных устройств порядка 15 [2, 16].

Вопрос рассмотрения совершенствования конструкции основных технологических аппаратов процесса абсорбционной осушки природного газа гликолями в научно-технической литературе уделено недостаточно внимания [1, 6, 17]. На основании этого в представленной работе данный вопрос рассматриваться будет рассматриваться. Общие представления о технологическом режиме эксплуатации установок абсорбционной осушки природного газа гликолями описываются технологическими режимами работы абсорбера и десорбционной колонны [2, 1, 4]. В качестве примера в

таблице 1.1 приведены диапазоны изменения основных параметров работы данных аппаратов на основе литературных данных [1, 19].

Эффективность извлечения влаги из добываемого природного газа во время процесса абсорбционной осушки характеризуется разностью между точкой росы осушенного газа и температурой контакта в абсорбере (депрессией по точке росы по воде газа) [1].

Таблица 1.1 – Диапазоны изменения основных параметров работы абсорбера на основе литературных данных [1]

№	Наименование показателя	Диапазон изменения данного показателя
Абсорбер		
1	Температура контакта газ-гликоль, °С	10–40
2	Давление в аппарате, МПа	3,5–7,5
3	Кратность циркуляции абсорбента, л/кг извлекаемой влаги	10-35
4	Концентрация гликоля в регенерированном абсорбенте, % масс.	95,00-99,99

Степень извлечения воды из добываемого пластового природного газа в абсорбере установок абсорбционной осушки в основном зависит от следующего:

- потенциального содержания воды в добываемом природном газе;
- технологического режима эксплуатации абсорбера;
- типа гликоля используемого в качестве абсорбента;
- эксплуатационных свойств применяемого абсорбента;
- применяемой технологической схемы регенерации абсорбента [2, 4].

Эффективность работы установок абсорбционной осушки природного газа гликолями в основном характеризуется следующими показателями:

- точкой росы по воде осушенного газа;
- величиной безвозвратных потерь абсорбента [3].

Статьи потерь абсорбента условно в научно-технической литературе [27, 44, 48, 49] разделены на следующие:

- потери в капельном виде с осушенным газом (66 %);
- потери при проведении технологических мероприятий по замене абсорбента и вследствие аварий (22 %);
- потери вследствие испарения (12 %).

2 Влияние снижения пластового давления на технологию осушки природного газа

Добываемый из недр природный газ имеет в своем составе в основном предельные углеводороды метанового ряда (C_nH_{2n+2}) [8, 20]. В преобладающем большинстве это углеводороды метан и этан [1, 4]. Также он может содержать другие углеводороды, такие как пропан, бутан, пентан и гексан [8]. В дополнение к углероду (C), водороду (H), добываемый природный газ содержит не углеводородные компоненты: кислород (O), серу (S), азот (N), углекислый газ, сероводород, благородные газы (гелий и аргон) и пары воды [4].

Наиболее крупные месторождения природного газа сосредоточены на территории полуострова Ямал в Западной и Восточной Сибири [18]. Поэтому в качестве примера, для рассмотрения составов добываемого природного газа в таблице 2.1 представлены данные по месторождениям указанного региона [1].

Данные таблицы 2.1 показывают, что компонентный состав добываемого природного газа удовлетворяет требованиям применения для их подготовки к магистральному транспорту технологии абсорбционной осушки гликолями [1, 9, 20]. Следовательно, компонентный состав добываемого природного газа не должен оказывать специфического влияния на рассматриваемую технологию его подготовки.

Таблица 2.1 – Составы добываемого природного газа крупных месторождений полуострова Ямал в Западной и Восточной Сибири [1]

Наименование газового месторождения	Содержание компонентов, % мол.							
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂₊	N ₂	CO ₂	H ₂ S
Медвежье	98,56	0,09	-	-	-	1,00	0,35	-
Уренгойское	98,33	0,15	0,002	0,001	0,001	1,16	0,35	сл.
Заполярье	98,68	0,15	0,030	-	-	0,86	0,28	-
Юбилейное	98,20	0,79	0,790	сл.	сл.	0,20	0,20	-

Однако, в таблице 2,1 не представлены сведения о содержании воды. Также в научно-технической литературе слабо приводятся данные о

изменении пластового давления и температуры добываемого природного газа со временем эксплуатации месторождения.

Добываемый из недр природный газ насыщен водяными парами, содержание которых определяется пластовых давлением, температурой и его химическим составом [2, 20]. В качестве примера на рисунке 2.1 графически приведено изменение влагосодержания добываемого природного газа от пластового давления и температуры [2]. Со временем эксплуатации газового месторождения происходит постоянное падение пластового давления и соответственно повышение влагосодержания в добываемом природном газе, поступающем на установку абсорбционной осушки гликолями [9, 15]. Это подтверждается информацией, приведенной на рисунке 2.1.

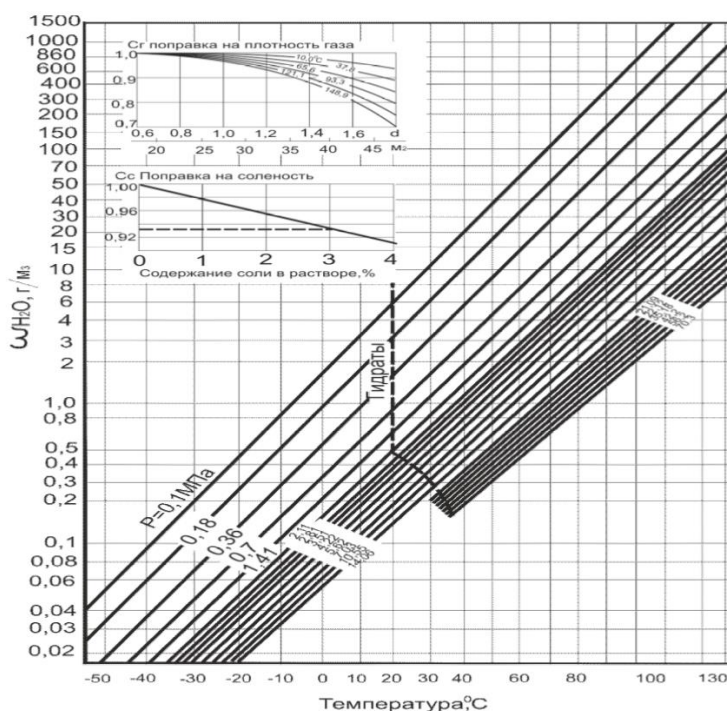


Рисунок 2.1 – Равновесное влагосодержание природного газа при различных температурах и давлениях [2]

Следовательно, снижение пластового давления и повышение влагосодержания добываемого природного газа являются основными факторами, которые приводят к постоянному изменению технологических параметров эксплуатации установок абсорбционной осушки гликолями [7, 18].

3 Объект исследования

В административном отношении месторождение расположено на территории Надымского района Ямало-ненецкого автономного округа. Город Новый Уренгой расположен на востоке в 120 км, на юго-западе на расстоянии 90 км расположен город Надым и поселок Старый Надым, на северо-западе в 85 км поселок Ныда и Нумги.

Через площадь месторождения проходят газопроводы центрального и северного направления.

В орографическом отношении район работ представляет пологохолмистую слабо расчлененную равнину с абсолютными отметками рельефа от 7 до 60 м. В долинах рек и на побережье Обской губы отметки являются наименьшими. Сейсмически район неактивный.

Климат района субарктический, характеризуется продолжительной суровой зимой с метелями и коротким прохладным летом. Среднегодовая температура составляет минус 5,6 °С. Наиболее холодными месяцами является январь и февраль со среднемесячной температурой минус 30. Лето короткое со средней температурой июля 13 °С.

3.6 Цех осушки газа

Процесс осушки природного газа основан на поглощении водяных паров раствором диэтиленгликоля высокой концентрации.

Глубина осушки газа в значительной степени зависит от температуры, при которой газ контактирует с абсорбентом, и от концентрации абсорбента - диэтиленгликоля.

Зависимость точки росы осушенного газа в зависимости от температуры контакта и концентрации абсорбента представлена на рисунке 3.1.

Зависимость требуемой глубины осушки газа от давления процесса осушки газа приведена на рисунке 3.2.

Вязкость водных растворов гликолей растет с увеличением концентрации растворов и уменьшается с повышением температуры.

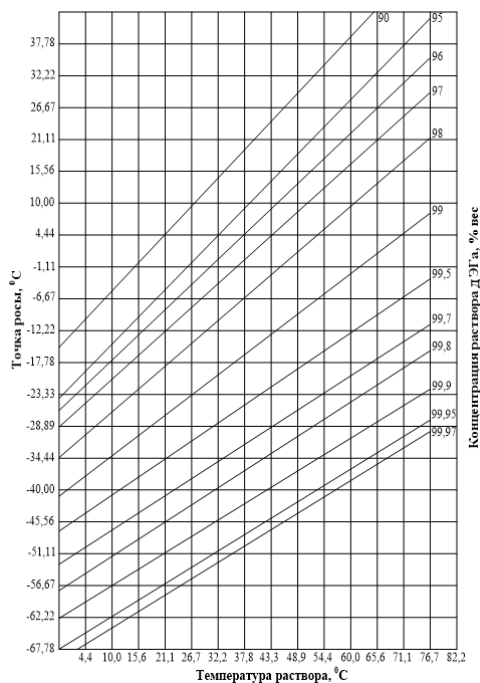


Рисунок 3.1 – Зависимость точки росы осушенного газа в зависимости от температуры контакта и концентрации абсорбента

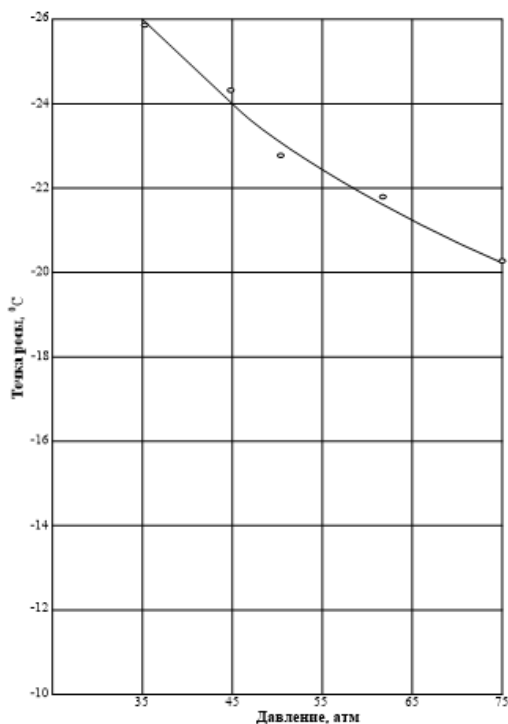


Рисунок 3.2 – Зависимость требуемой глубины осушки газа от давления [31]

При вязкости выше 100 сПз ухудшается процесс массообмена между водными парами и растворами, в результате чего не достигается равновесия между фазами.

Избирательность гликолей и их растворов характеризуется растворимостью в них углеводородов. Растворимость природного газа в ДЭГ приведена в таблице 3.5 [31].

На потери ДЭГ наряду с механическим уносом из абсорберов оказывает влияние и растворимость ДЭГ в природном газе.

Таблица 3.5 – Растворимость природного газа в ДЭГ

Содержание ДЭГ в растворе, масс, %	Давление, МПа	Растворимость газа (в м ³ /м ³) при температуре, °С				
		20	30	40	50	60
98	2,0	2,39	2,08	1,82	1,54	1,30
	4,0	4,78	4,16	3,64	2,99	2,60
	6,0	7,07	6,11	5,33	4,55	3,90
	8,0	9,10	8,32	7,07	6,01	5,12
	10,0	11,05	10,27	8,84	7,47	6,50
95	2,0	2,21	1,95	1,69	1,38	1,22
	4,0	4,47	4,05	3,27	2,75	2,42
	6,0	6,24	5,72	4,89	4,16	3,67
	8,0	8,32	7,67	6,50	5,60	4,87
	10,0	10,27	9,49	8,20	7,02	6,10
85	2,0	1,66	1,56	1,30	1,14	1,04
	4,0	3,43	3,12	2,60	2,27	2,11
	6,0	4,81	4,55	3,90	3,51	3,18
	8,0	6,50	5,98	5,28	4,62	4,05
	10,0	8,06	7,41	6,57	5,77	5,20
75	2,0	1,35	1,23	1,05	1,04	0,96
	4,0	2,60	2,36	2,14	2,05	1,87
	6,0	3,77	3,57	3,25	2,92	2,84
	8,0	5,07	4,74	4,30	3,99	3,82
	10,0	6,24	5,98	5,35	4,48	4,16
70	2,0	1,04	0,93	0,97	0,89	0,84
	4,0	2,08	2,10	1,79	1,75	1,54
	6,0	3,12	2,92	2,75	2,60	2,47
	8,0	4,16	3,90	3,66	3,51	3,31
	10,0	5,20	4,87	4,68	4,42	4,06

После компримирования газ через узел подключения ДКС по трубопроводу Ду1000 возвращается в цех осушки газа.

Цех осушки состоит из двух технологических ниток производительностью 28 млн. м³/сут каждая, одна нитка резервная. Принципиальная схема цеха осушки газа представлена на рисунке 3.3.

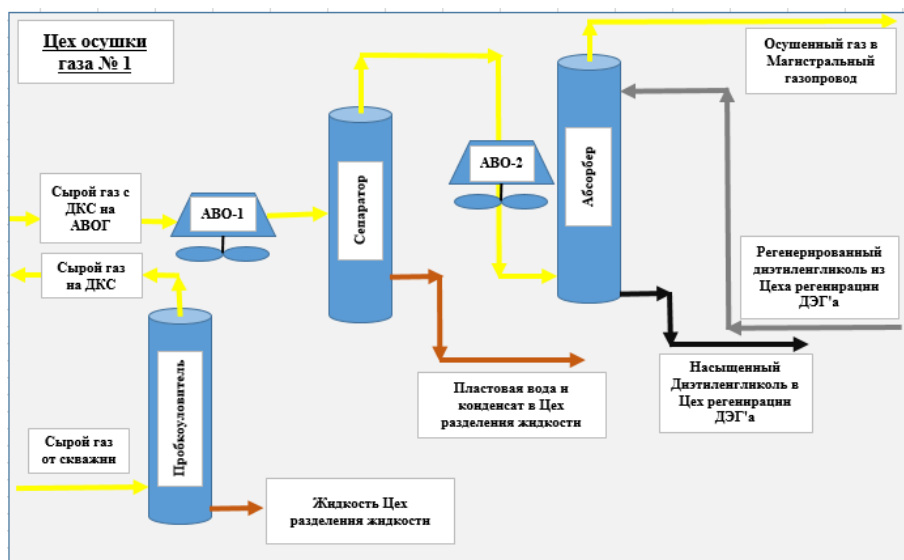


Рисунок 3.3 – Принципиальная схема цеха осушки газа

На каждой из ниток производится технологический замер расхода газа при помощи устройства сужающего быстросменного БСУ 400/7.5.

Природный газ по трубопроводу Ду400 направляется в блок сепаратора (с промывочной секцией) (рисунок 3.3).

Сепаратор представляет собой вертикальный аппарат диаметром 1800мм, снабженный узлом входа с коагулятором, сепарационной секцией из прямоточно-центробежных элементов ГРП 353.00.000, секцией промывки с двумя массообменными тарелками с элементами ГРП 340.00.000, выходной сепарационной секцией, состоящей из сепарационных элементов ГРП 353.00.000, защитным листом над уровнем жидкости. Нижняя часть аппарата служит сборником жидкости.

В блок входит сепаратор, арматура, трубопроводы, приборы и средства КИП и А, площадки обслуживания, рама. Блок предназначен для отделения капельной влаги и механических примесей. Промывка газа для уменьшения концентрации солей в унесенной влаге, не осуществляется, в связи с тем, что вся капельная влага отбивается в сепараторах цеха очистки газа ДКС.

Природный газ из сепаратора направляется в блок абсорбера.

В качестве абсорбера принят вертикальный аппарат диаметром 1800 мм, базовая конструкция – проект ГП 1149.06.00.000-01. В процессе эксплуатации промысла, с 1996 года, абсорберы были подвергнуты модернизации, в связи с чем конструкции аппаратов имеют различия.

Абсорбер представляют собой вертикальный аппарат, состоящий из двух секций – массообменной и секции доулавливания гликоля:

- массообменная состоит пластинчатой (структурированной) насадки, состоящей из 23 слоев, изготовленной по проекту ДОО «ЦКБН»;

- секция доулавливания гликоля расположена над массообменной секцией и состоит из газораспределительной насадки по ГПР 1066.00.00-03 и тарелки со 117 фильтрующими элементами (фильтры-патроны) ГПР 1149.06.01.

На входе в каждый абсорбер собран и установлен узел входного устройства внутри аппарата (ГПР 2104.06 СБ), предназначенный для равномерного распределения потока газа по всему сечению аппарата.

Абсорбер – две секции:

- массообменная секция полностью состоит из пластинчатой насадки «Мелапак» фирмы «Зульцер», высота насадки 2834 мм;

- секция доулавливания гликоля представляет собой тарелку сепарационными элементами ГПР 353.00.000 диаметром 100 мм и тарелку со 120 фильтрующими элементами ГПР 1149.06.01 – базовая конструкция.

Вывод насыщенного ДЭГ осуществляется из кубовой части аппарата, подача регенерированного ДЭГ – на распределительную тарелку. График зависимости производительности аппарата от давления представлен на рисунке 3.4. Гидравлическое сопротивление аппарата 0,0168 МПа.

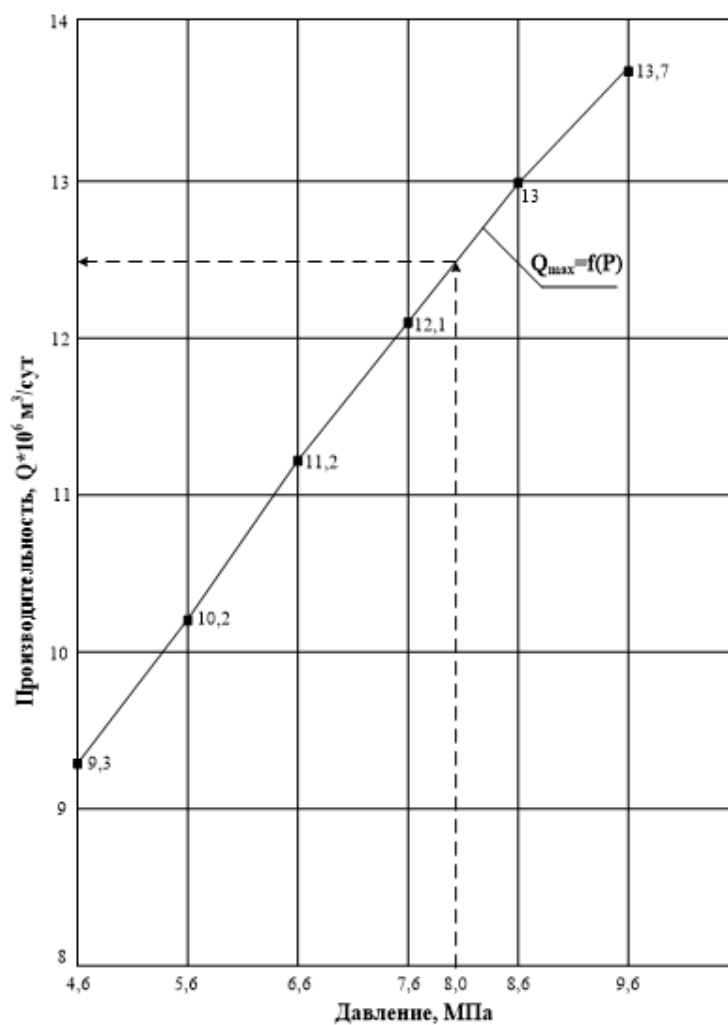


Рисунок 3.4 – Зависимость производительности абсорбера от давления (секция с элементами ГПР 340.000)

Осушенный газ из всех двух абсорберов подключается к одному коллектору Ду1000, по которому направляется в пункт хозрасчетного замера газа.

Установка осушки рассчитана на рабочее давление 4.6...9.6 МПа.

4 Постановка задачи исследования

Так как в настоящее время большая часть разрабатываемых газовых месторождений на территории Российской Федерации находится в периоде падающей добычи или на приближении к поздней стадии разработки, то добываемый природный газ на данных месторождениях имеет значительно сниженное давление и повышенное влагосодержание относительно первоначальных проектных значений. А значит, со временем нужно вносить коррективы в технологию осушки газа и вид абсорбента для повышения качества осушки природного газа.

Как показано в обзоре литературы, на Уренгойском месторождении, также находящемся на стадии падающей добычи, успешно реализована технология двухступенчатой осушки газа. Поэтому предлагается в данной работе исследовать возможность применения аналогичной технологии подготовки газа на месторождении М. Это позволит обеспечить стабильность работы установки подготовки газа, и достичь требуемой точки росы газа по воде, а также сократить затраты на закупку свежего абсорбента.

Были поставлены следующие задачи:

1. анализ действующей технологии подготовки газа
2. технологическое моделирование существующей технологической схемы подготовки газа на месторождении М в среде программы Aspen HYSYS®;
3. моделирование технологической схемы двухступенчатой осушки газа на месторождении М;
4. анализ влияния вида абсорбента на качество осушки газа на месторождении М;
5. оценка технологической и экономической эффективности предлагаемой технологии.

5 Решение задач и методы исследования

Эффективность эксплуатации технологии абсорбционной осушки природного газа гликолями определяется периодом эксплуатации месторождения [1]. Основное влияние на эксплуатационные показатели оказывает постоянно снижающееся пластовое давление с повышением времени разработки залежи, которое приводит к повышению влагосодержания добываемого флюида и увеличению скорости его прохождения через абсорбер.

Одним из решений для повышения эффективности абсорбционной технологии подготовки природного газа является проведение модернизации технологии и мониторинг свойств выходящего потока осушенного газа и выявление зависимости его свойств от работы оборудования. Но проблема заключается в том, что на свойства данного продукта влияют многие параметры (давление, температура, расход, вид абсорбента и т.п.). Поэтому в данной ситуации предлагается применить двухэтапную абсорбционную технологию осушки газа с анализом этих же и параметров. А наиболее качественно провести сравнительный анализ действующей и модернизированной технологий подготовки газа можно в результате технологического моделирования, реализованного в специальном программном комплексе Aspen HYSYS.

5.1 Программный комплекс Aspen HYSYS

Aspen HYSYS – представляет собой интегрированную систему, позволяющую рассчитывать, как стационарные, так и динамические режимы работы, причем для моделирования стационарного и динамического режимов работы используются одни и те же термодинамические модели. Одни и те же объекты можно моделировать последовательно с различной степенью детализации. Все это представляет собой принципиально новое слово в моделировании технологических систем [21].

Целый ряд существенных компонент, которые входят в программу HYSYS, делают ее мощным инструментом моделирования стационарных

режимов работы технологических схем. Прежде всего, сюда относятся весьма обширный список моделируемых технологических операций и большое количество методов расчета фазового равновесия и свойств, что позволяет надежно рассчитывать широкий класс технологических объектов. Не менее важным является и тот факт, что организация взаимодействия программа – пользователь позволяет инженеру при проведении расчетов гораздо глубже понять процессы, происходящие в моделируемой схеме.

Для описания нормальных углеводородов наиболее популярно используется уравнение, предложенное Робинсоном и его аспирантом Пенгом в 1974 году [15]. Именно это уравнение мы использовали для моделирования УКПГ. Уравнение имеет вид:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a_0\alpha(T)}{v^2+2bv-b^2}, \quad (5.1)$$

$$\alpha(T) = \{1 + m[1 - \sqrt{(T/T_c)}]\}^2, \quad (5.2)$$

$$m = 0,375 + 1,542\omega - 0,270\omega^2, \quad (5.3)$$

где R – универсальная газовая постоянная;

v – объем одного моля вещества;

$\alpha(T)$ – универсальная функция, зависящая от двух индивидуальных параметров, характеризующих свойства той или иной конкретной жидкости: критической температуры (T_c) и ацентрического фактора (ω).

Ключевым моментов программы является событийно ориентированный характер ее работы. Постоянный анализ числа степеней свободы схемы позволяет программе HYSYS определять порядок проведения вычислений автоматически. Как только любая из операций схемы получает объем информации, достаточный для проведения расчетов, ее расчет производится программой без специальных указаний пользователя. Полученные результаты – параметры потоков, – сразу же передаются по всей схеме, как по направлению технологических потоков, так и против этого направления, причем вовсе не обязательно, чтобы были известны все параметры потока: передается только то, что известно. Таким образом, расчет схем можно начать

с любого момента, в максимальной степени используя имеющуюся информацию. Результаты расчета становятся доступными немедленно, включая информацию о том, как проходил сам расчет. Пользователь сразу же может ознакомиться с полученными результатами любой степени детализации.

Важнейшим свойством программы HYSYS является ее многосхемная архитектура. С ее помощью реализованы такие возможности системы, как применение в одном расчете разных пакетов свойств, или использование заранее подготовленных шаблонов подсхем. Однако, самым важным следствием многосхемной архитектуры является возможность эффективно организовать «модульный» расчет очень больших схем. Разбивая большую схему на малые компоненты – подсхемы, расчетчик имеет возможность детально изучить каждый компонент, и в то же время сохранить целостность всей схемы. Отдельные подсхемы при этом участвуют в общем расчете как операции, т.е. они пересчитываются всякий раз при изменении информации в связанных с ними потоках.

Интерфейс программы HYSYS организован так, что соответствует описанному выше подходу к моделированию процессов, являясь, по существу, его составной частью. Хорошо организованный интерфейс является важнейшей предпосылкой успешного моделирования (разумеется, при условии адекватности применяемых вычислительных методов). Пользователь имеет мгновенный доступ к любой нужной информации, причем одна и та же информация может быть одновременно показана в разных местах и разными способами. В HYSYS существует множество способов выполнения одного и того же расчета – точно также существует множество способов просмотра одной и той же информации: индивидуальные специализированные окна, графический экран, рабочие тетради, книга данных, разнообразные графики и сводные таблицы. Все эти способы представления результатов могут быть использованы одновременно и, благодаря объектно–ориентированному

подходу, всякое изменение информации автоматически одновременно отображается везде.

Поскольку HYSYS представляет собой объединенную среду, предназначенную для расчетов как стационарных, так и динамических режимов работы, «статика» и «динамика» будут последовательно рассматриваться при описании каждой операции, что позволит увидеть, каким образом распределяться информация, относящаяся к этим двум подходам.

Программа содержит пять различных методов оптимизации, предназначенных для задач без ограничений и с ограничениями. Имеется специальный механизм возврата в исходную точку на случай, если алгоритм оптимизации «загоняет» схему в нереализуемую область.

HYSYS содержит набор вспомогательных программ (утилит), которые можно ставить в соответствие потокам или операциям. Эти программы взаимодействуют со схемными переменными и обеспечивают пользователя дополнительной информацией.

HYSYS представляет собой первую моделирующую систему, в которой динамические расчеты осуществляются на основе точных термодинамических моделей.

HYSYS содержит множество операций, которые могут быть использованы для построения технологической схемы. Соединяя необходимые операции и потоки, вы имеете возможность рассчитать очень широкий спектр схем, относящихся к нефтепереработке, газопереработке, нефтехимии и химии.

Среди имеющихся операций имеются такие, которые рассчитывают термодинамические параметры и тепловые/массовые балансы, такие как Теплообменник, Сепаратор, Компрессор, и Логические операции, такие как Подбор, Установка, Рецикл. Имеется ряд операций, предназначенных для работы только в динамическом режиме, например, Регулятор, Передаточная функция, Блок Селектор. Операция Электронная таблица представляет собой мощное средство, позволяющее связать между собой практически любые

переменные, имеющиеся в расчете, а также смоделировать дополнительные функции, которые не предусмотрены в программе HYSYS.

Планирование последовательности расчета операций в программе HYSYS базируется на концепции анализа степеней свободы, что делает вычисления весьма гибкими. В большинстве случаев, нет необходимости задавать информацию в определенном порядке или задавать заранее предопределенный объем информации. По мере ввода информации для операции или потока, система сама рассчитает недостающие параметры, как только это позволит сделать объем уже введенной информации.

Любой параметр, относящийся к операции, можно найти на страницах и закладках специализированного окна этой операции. Каждая закладка специализированного окна содержит несколько страниц, посвященных определенным аспектам операции, например, страница Соединения, страница Параметры (здесь может меняться давление, работа и т.д.), страница Динамика.

5.2 Методика проведения исследований по изучению влияния технологических параметров эксплуатации абсорбера на качество осушки природного газа гликолями

На основании информации приведенной в разделах 1 и 2 видно, что в основной научно-технической литературе по процессу абсорбционной осушки природного газа гликолями приводится рассмотрение влияния технологических параметров работы абсорбера на качество подготовки осушенного газа к магистральному транспорту. В данной работе также будет исследовано влияние изменения технологических параметров работы абсорбера (рабочего давления аппарата и температуры контакта газ-гликоль на тарелках) на изменение показателей работы установки подготовки, которые характеризуют его технико-экономические факторы, такие, как:

- объем циркулирующего в системе абсорбента;
- равновесные потери абсорбента в блоке абсорбционной осушки;

- объемом выделяющегося газа дегазации;
- мощность насоса для перекачки регенерированного абсорбента.

Рассмотрение изложенного выше приводится при обеспечении требуемого качества подготовки природного газа по точке росы по воде. В разделе 7 будет представлен анализ влияния изменения режима работы абсорбера на качество подготовки природного газа к магистральному транспорту с технологической точки зрения. В качестве основных технологических параметров работы абсорбера будет рассмотрено изменение следующих показателей:

- рабочее давление абсорбера;
- кратность циркуляции абсорбента в системе;
- концентрация гликоля в регенерированном абсорбенте;
- температура контакта газ-гликоль на тарелках.

Оценка влияния перечисленных выше технологических параметров работы абсорбера на качество подготовки природного газа к магистральному транспорту будет осуществляться по изменению точки росы по воде осушенного газа. Будет проводиться в среде программного комплекса Aspen HYSYS. Также будет представлено изменение величины молекулярного уноса абсорбента с осушенным газом так, как этот показатель всегда измеряется на газовых промыслах. Показатели работы абсорбера первой ступени взаимосвязаны с работой абсорбера второй ступени. Поэтому при рассмотрении влияния технологических параметров эксплуатации абсорбера на качество подготовки природного газа будут приведены показатели работы установки регенерации насыщенного водой абсорбента после второй ступени осушки.

При сборе информации по эксплуатации газовых промыслов приняты во внимание объекты, на которых имеются данные по изменению рабочего давления в абсорбере с момента начала эксплуатации объекта до момента ввода в эксплуатацию «головных» дожимных комплексов. Особый интерес представляют объекты, на которых наблюдается изменение рабочего давления

в абсорбере в широком диапазоне. Также при сборе информации для последующего анализа учитывалось постоянство температуры контакта газ-гликоль на тарелках абсорбера, использование определенной концентрации гликоля в регенерированном абсорбенте и наличие полного комплекта данных по режиму работы блока регенерации гликолей. При рассмотрении влияния концентрации гликоля в регенерированном абсорбенте и кратности его циркуляции в системе на качество подготовки осушенного газа использованы данные с месторождения М. При этом была собрана полная информация, которая позволяет оценить влияние изменения концентрации гликоля в регенерированном абсорбенте и кратности его циркуляции в системе на качество осушенного газа. Недостатком имеющейся информации по эксплуатации газовых промыслов является отсутствие данных по изменению эксплуатационных свойств абсорбента.

На основании анализа собранной информации по эксплуатации газового промысла месторождения М в разделе 7 будет сделано заключение о технологической эффективности двухступенчатой осушки газа; сделан сравнительный анализ технологической эффективности двухступенчатой и одноступенчатой осушки газа, приведены результаты исследования влияния вида абсорбента на качество осушки.

5.2.1 Анализ влияния на эффективность осушки природного газа гликолями при изменении давления в абсорбере

Согласно информации, приведенной в основной научно-технической литературе по процессу абсорбционной осушки природного газа гликолями [1, 2, 9], при работе абсорберов значение рабочего давления в них в основном определяется значением пластового давления разрабатываемой залежи. До определенного момента, когда пластовое давление залежи выше значения проектного рабочего давления аппарата, осуществляется дросселирование входного потока на установку до рабочего давления в абсорбере [22]. Далее, когда пластовое давление разрабатываемой залежи становится ниже

оптимального рабочего давления в абсорбере, начинается плавное снижение рабочего давления в аппарате [2]. При определенном давлении разрабатываемой залежи, при котором уже не обеспечивается получение требуемой точки росы по воде осушенного газа вводится в эксплуатацию дожимные комплексы, расположенные перед абсорбером по ходу движения добываемого пластового газа [18]. Значение давления разрабатываемой залежи, помимо влияния на рабочее давление абсорбера, характеризует влагосодержание добываемого природного газа (рисунок 2.1) [2]. Со снижением пластового давления разрабатываемой залежи природного газа в нем увеличивается равновесное содержание влаги. Вследствие этого возрастает и ее количество, извлекаемое в абсорбере. При сохранении объема добычи природного газа со снижением давления процесса повышается линейная скорость газа в аппарате, что оказывает отрицательное влияние на работу установок абсорбционной осушки гликолями [22]. В частности, увеличивается капельный унос жидкости из входных сепараторов [17]. Как правило, капельная жидкость содержит минеральные соли и механические примеси [3]. Эти вещества поглощаются раствором гликоля и, накапливаясь в нем, снижают его эксплуатационные свойства. Также, с повышением скорости прохождения природным газом абсорбера увеличивается значение капельного уноса абсорбента с осушенным газом в систему магистрального транспорта [7]. Экспериментально установлено, что значение капельного уноса абсорбента с осушенным газом обратно пропорционально значению рабочего давления в аппарате [1]. В настоящее время данная проблема компенсируется повышением эффективности работы фильтрационной секции абсорберов [1, 21, 23]. Значение давления является основным фактором, определяющим металлоемкость абсорбера, удельный расход абсорбента, подаваемого в абсорбер, расход энергии на работу циркуляционного насоса. Как правило, установки абсорбционной осушки природного газа гликолями проектируются на рабочее давление 7,8 МПа [1].

В общем виде исследование влияния давления на показатели существующей и модернизированной установки абсорбционной осушки природного газа гликолями будет описываться в главе 6.

5.2.2 Анализ влияния на эффективность осушки природного газа гликолями изменения температуры контакта газ-гликоль в абсорбере

Температура контакта газ-гликоль на тарелках абсорбера в процессе абсорбционной осушки является одним из основных факторов, определяющим его технико-экономические показатели [8].

Степень осушки природного газа гликолями в значительной степени зависит от температуры контакта газ-гликоль на тарелках абсорбера [1]. Повышение температуры контакта увеличивает парциальное давление водяных паров над абсорбентом и этим повышает точку росы осушаемого газа. Понижение температуры контакта оказывает обратный эффект.

Значение температуры контакта газ-гликоль на тарелках абсорбера подбирается с учетом температуры поступающего в аппарат добываемого природного газа и температуры подаваемого регенерированного абсорбента [27].

Температура поступающего в абсорбер добываемого природного газа определяется пластовой температурой и, в случае эксплуатации дожимного комплекса перед абсорбером, температурой охлаждения газового потока в аппаратах воздушного охлаждения [1, 15, 27]. Температура добываемого природного газа определяет его потенциальное влагосодержание [7]. Чем ниже значение данной температуры, тем в добываемом природном газе ниже потенциальное влагосодержание.

Температура регенерированного абсорбента, подаваемого в абсорбер, определяет гигроскопические свойства гликоля [24]. Это является основным параметром, влияющим на вязкость используемого гликоля [1]. Описание влияния температуры абсорбента, подаваемого в абсорбер, на вязкость диэтиленгликоля и триэтиленгликоля подробно дано в работах [2, 4].

Верхний предел температуры регенерированного абсорбента, подаваемого в абсорбер, ограничивается допустимой величиной потерь гликоля от испарения – практически он составляет около 38 °С [2]. Нижний предел ограничивается снижением влагопоглощающей способности гликолей в результате повышения его вязкости [4]. Минимальная температура, подаваемого регенерированного абсорбента в абсорбер, находится на уровне 5–10 °С [2]. При этой температуре регенерированного абсорбента достигается наибольшая депрессия по точке росы по воде осушаемого газа вследствие того, что гликоли обладают вязкостью, обеспечивающей наилучшую гигроскопичность [17]. При этом значение вязкости гликолей находится на уровне 80–90 сПз [28]. При увеличении вязкости растворов выше этого значения снижается интенсивность процесса массопередачи воды между добываемым природным газом и абсорбентом, вследствие того, что затрудняется достижение равновесного состояния [1].

Температура регенерированного абсорбента на входе в абсорбер не должна превышать температуру газового потока больше чем на 6–8 °С, так как это приводит к увеличению его потерь. Если температура гликоля ниже температуры газового потока, то происходит охлаждение добываемого природного газа и конденсация части тяжелых углеводородов, что в свою очередь может привести к вспениванию абсорбента и, как следствие, к захлебыванию тарелок, увеличению перепада давления в абсорбционной колонне [1].

Также при выборе температуры контакта необходимо учитывать, что за счет поглощения воды и метанола из газовой фазы происходит снижение вязкости раствора гликоля [19].

С учетом выше сказанного в данном разделе, температура контакта газ-гликоль на тарелках абсорбера на газовых промыслах поддерживается в диапазоне 10–40 °С [1, 23]. Она определяется влагосодержанием добываемого природного газа, поступающего в абсорбер, концентрацией используемого регенерированного абсорбента, рабочим давлением абсорбера и

эффективностью работы аппаратов воздушного охлаждения потока добываемого природного газа. В большинстве случаев на газовых промыслах температуру контакта газ-гликоль на тарелках абсорбера стараются поддерживать на уровне, приближенном к нижнему допустимому значению [1]. Это обеспечивает возможность использования менее концентрированных растворов регенерированного гликоля и пониженную кратность циркуляции абсорбента в системе осушки [2].

На основании изучения зависимости вязкости растворов гликолей от температуры сформирована эмпирическая зависимость между температурой контакта и оптимальной концентрацией растворов диэтиленгликоля и триэтиленгликоля, приведенная на рисунке 5.1 [8].

Также на рисунке 5.2, в качестве примера приведена зависимость получаемой равновесной точки росы по воде осушенного природного газа от температуры контакта газ-гликоль на тарелках абсорбера при использовании в качестве абсорбента гликолей [2].

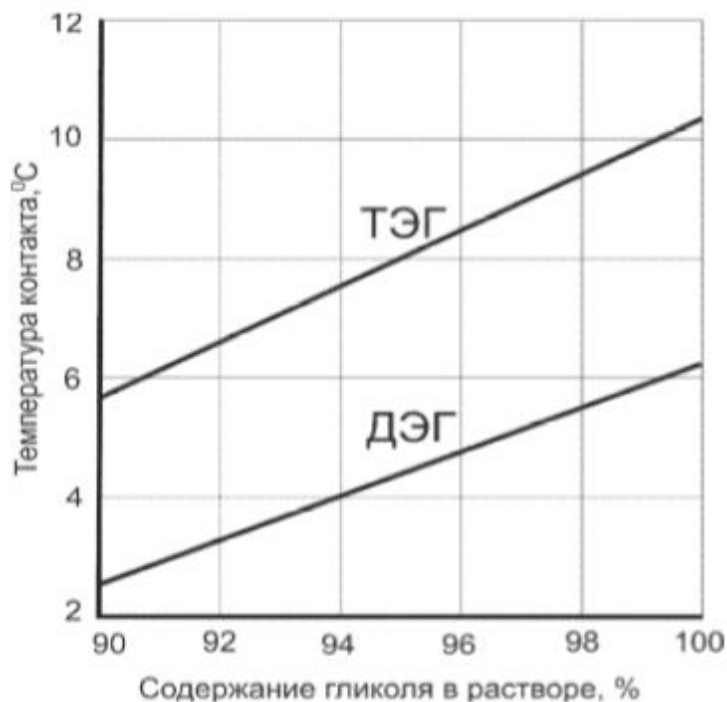


Рисунок 5.1 – Зависимость оптимальной температуры контакта газ-абсорбент на тарелках абсорбера от концентрации водных растворов диэтиленгликоля и триэтиленгликоля [8].

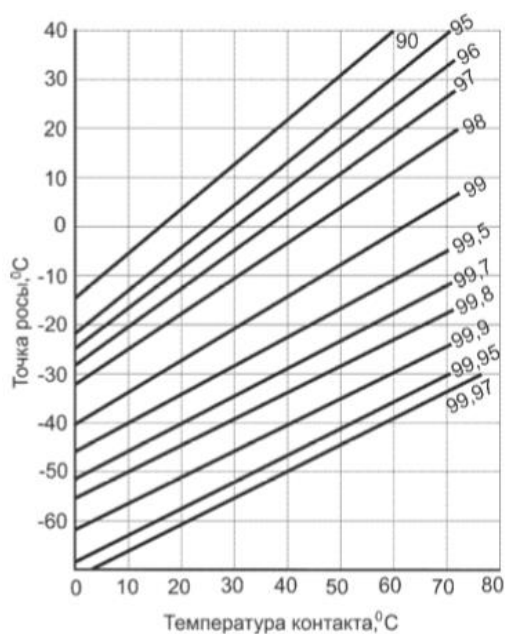


Рисунок 5.2 – Зависимость получаемой равновесной точки росы по воде осушенного природного газа от температуры контакта газ-гликоль на тарелках абсорбера при использовании в качестве абсорбента диэтиленгликоля [2]

В общем виде исследование влияния температуры контакта газ-гликоль на показатели существующей и модернизированной установки абсорбционной осушки природного газа гликолями будет описываться в главе 6.

5.2.3 Анализ влияния на эффективность осушки природного газа гликолями изменения концентрации гликоля в регенерированном абсорбенте, поступающем в абсорбер

Наибольшее влияние на величину депрессии точки росы по воде осушенного газа оказывает значение концентрации гликоля в регенерированном абсорбенте, подаваемом в абсорбер [17].

Концентрация гликоля в регенерированном абсорбенте оказывает определяющее влияние на его гигроскопичность [4]. Данный параметр характеризует потенциально достигаемую вязкость абсорбента при определенной температуре контакта газ-абсорбент на тарелках абсорбере.

Вязкость водных растворов гликолей прямо пропорциональна давлению и концентрации гликоля и обратно пропорциональна температуре также она зависит от типа используемого гликоля [2].

Для рассмотрения влияния перечисленных выше факторов на вязкость водных растворов гликолей в качестве примера на рисунке 5.3 приведена зависимость вязкости водных растворов гликолей от концентрации в них гликоля при различных значениях температуры [4].

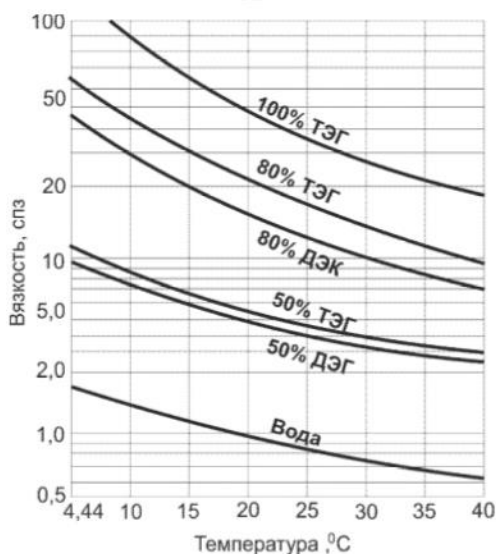


Рисунок 5.3 – зависимость вязкости водных растворов диэтиленгликоля и триэтиленгликоля от их концентрации при различной температуре [4].

На основании данных рисунка 5.3 видно, что разница в вязкости между чистыми гликолями и водой составляет порядка 49 сПз, поэтому от остаточного содержания воды в регенерированном абсорбенте в значительной мере зависит его вязкость, которая является определяющим фактором при проведении процесса абсорбции [29]. Разница значений вязкости водных растворов диэтиленгликоля и триэтиленгликоля при одинаковом остаточном содержании в них воды увеличивается при повышении концентрации соответствующих гликолей [4]. При концентрации гликолей выше 80 % разница в вязкости водных растворов диэтиленгликоля и триэтиленгликоля достигает значений более 5 сПз [28]. На основании этого следует, что предпочтительнее в качестве абсорбента использовать водные растворы триэтиленгликоля так, как они будут обладать большей гигроскопичностью [2].

6 Исследование влияния факторов на промышленную технологию осушки газа месторождения М

Согласно информации, приведенной в основной научно-технической литературе по процессу абсорбционной осушки природного газа гликолями [1, 6, 12] эксплуатационные показатели данных установок зависят от первичных факторов – давления, температуры, состав сырьевого газа, поступающего на установку, и концентрации осушителя в регенерированном абсорбенте [30]. Эти факторы определяют влагосодержание природного газа до и после абсорбера [2]. В данной главе будут описываться только исследования по влиянию давления, температуры контакта газ-гликоль и изменение вида и концентрации гликоля.

В общем виде влияние давления на показатели существующей и модернизированной установки абсорбционной осушки природного газа гликолями, описывается данными представленными в таблице 6.1 и 6.2.

Показатели, приведенные в таблице 6.1-6.2, получены при следующих исходных данных:

- расход природного газа при обоих случаях 289 тыс. м³/ч (6,95 млн. м³/сутки, рабочие условия);
- массовая концентрация абсорбента (диэтиленгликоля) в регенерированном и насыщенном растворах при действующей и предложенной технологии 98,0 % и 51,5 (46,6) % соответственно;
- температура контакта газ-гликоль при действующей и предложенной технологии 10,8 и 12,2 °С;
- точка росы по воде осушенного газа при действующей и предложенной технологии минус 21,1 и 21,3 °С.

Таблица 6.1 – Влияние давления на показатели существующей установки абсорбционной осушки природного газа гликолями

Наименование показателя	Значение показателя при определенном давлении в абсорбере, кгс/см ²				
	75	65	55	45	35
Количество раствора абсорбента, циркулирующего в системе, кг/ч	50	100	180	340	630
Количество насыщенного раствора абсорбента, кг/ч	272,1	322,9	403,4	564,3	856,2
Потери гликоля с уносом газа, кг/ч	5,65	11,45	20,92	37,18	62,65
Массовая концентрация насыщенного абсорбента, %	18,30	30,80	44,43	59,92	73,30
Мощность электрического тока в компрессоре, кВт	17988	15365	12418	9033	5015

Таблица 6.2 – Влияние давления на показатели предложенной установки абсорбционной осушки природного газа гликолями

Наименование показателя	Значение показателя при определенном давлении в абсорбере, кгс/см ²				
	75	65	55	45	35
Количество раствора абсорбента, циркулирующего в системе, кг/ч	41,1	84,52	152,3	283,7	525,67
Количество насыщенного раствора абсорбента, кг/ч	293	352	436,94	599,81	916,10
Потери гликоля с уносом газа, кг/ч	4,55	9,5	18,1	32,15	54,59
Массовая концентрация насыщенного абсорбента, %	16,39	27,74	40,72	53,57	64,89
Мощность электрического тока в компрессоре, кВт	15736	13896	11153	8043	4359

Согласно данным, приведенных в таблице 6.1 и 6.2, проведение осушки при высоких давлениях обеспечивает при прочих равных условиях снижение затрат на обработку газа, так как уменьшаются затраты энергии на

рециркуляцию насыщенного раствора абсорбента и подачу регенерированного раствора абсорбента в абсорбер.

При одинаковых значениях концентрации гликоля в регенерированном и насыщенном растворах абсорбента расход гликоля находится в практически линейной зависимости от количества влаги, извлекаемой из газа. Одновременно с ростом расхода гликоля увеличивается также и его массовая концентрация. То же касается потерь гликоля в результате уноса с газом. Со снижением давления процесса требуется более глубокая осушка природного газа с тем, чтобы фактическая точка росы по воде осушенного газа соответствовала точке росы по воде осушенного газа при заданном давлении в магистральном газопроводе. Зависимость между требуемой глубиной осушки природного газа и давлением процесса приведена на рисунке 6.1 (крайние точки кривых соответствуют показателям ГОСТ 20060) [1]. Данные рисунка 6.1 показывают, что чем ниже давление добываемого природного газа, тем больше его влияние на разность точек росы газа. Следует отметить, что на установках абсорбционной осушки природного газа гликолями имеются дожимные компрессорные перед входом добываемого природного газа в абсорбер. Их ввод в эксплуатацию может обеспечивать поддержание давления в абсорбере на постоянном уровне. В настоящее время их ввод в эксплуатацию осуществляется не по технологическим нуждам процесса, а при возникновении необходимости обеспечения нормального гидравлического режима работы схемы газосборная сеть – установка абсорбционной осушки природного газа – магистральный газопровод [24]. Эти два показателя не всегда являются взаимосвязанными.

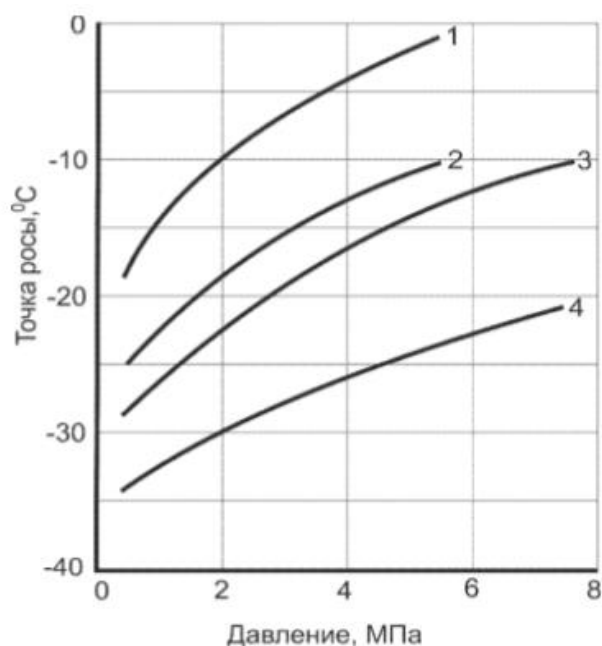


Рисунок 6.1. – Влияние давления добываемого природного газа на глубину осушки:

1,2 – точка отсчета для летнего и зимнего режимов эксплуатации абсорбера при $P=5,5$ МПа; 3,4 – точка отсчета для летнего и зимнего режимов эксплуатации абсорбера при $P=7,5$ МПа

В общем виде влияние температуры контакта газ-гликоль на показатели существующей и модернизированной установки абсорбционной осушки природного газа гликолями, описывается данными представленными в таблице 6.3 и 6.4.

Таблица 6.3 – Влияние температуры контакта газ-гликоль на показатели существующей установки абсорбционной осушки природного газа гликолями

Наименование показателя	Значение показателя при определенной температуре контакта газ-гликоль, °C				
	30	26	22	18	14
Количество раствора абсорбента, циркулирующего в системе, кг/ч	Не рационально, т.к. сильно увеличивается расход абсорбента		1300	612	355
Количество насыщенного раствора абсорбента, кг/ч			1528,0	838,2	579,6
Потери гликоля с уносом газа, кг/ч			92,46	61,27	39,48
Массовая концентрация насыщенного абсорбента, %			84,71	72,69	61,00
Работа совершаемая при нагреве газа, МДж/ч			12885	15885	18875

Таблица 6.4 – Влияние температуры контакта газ-гликоль на показатели предложенной установки абсорбционной осушки природного газа гликолями

Наименование показателя	Значение показателя при определенной температуре контакта газ-гликоль, °С				
	30	26	22	18	14
Количество раствора абсорбента, циркулирующего в системе, кг/ч	Не рационально, т.к. сильно увеличивается расход абсорбента		774	284	149
Количество насыщенного раствора абсорбента, кг/ч			871,0	500,6	394,9
Потери гликоля с уносом газа, кг/ч			83,80	49,24	35,31
Массовая концентрация насыщенного абсорбента, %			75,36	63,50	47,09
Работа совершаемая при нагреве газа, МДж/ч			14431	16774	19679

На основании приведенной информации в данном разделе по изучению влияния температуры контакта газ-гликоль на тарелках абсорбера на эффективность процесса абсорбционной осушки природного газа гликолями может быть сделан вывод, что данный вопрос имеет достаточную степень освещенности в научно-технической литературе.

6.1 Технологическое моделирование существующей схемы подготовки газа на месторождении М в среде программы Aspen HYSYS®

В программном комплексе Aspen HYSYS была смоделирована технологическая схема существующей установки осушки газа месторождения М, изображенном на рисунке 6.2. В моделирующей схеме использованы состав, давление, температура и расход всех материальных потоков (газ, абсорбент и др.) аналогичный параметрам существующей промышленной установки осушки газа.

Исходные данные для моделирования в программном комплексе Aspen HYSYS представлены в таблицах 6.5, 6.6.

Таблица 6.5 – Состав газа перед ДКС, % масс.

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	пC ₄ H ₁₀	iC ₅ H ₁₂	пC ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	H ₂ O
95,30	1,19	0,70	0,26	0,26	0,10	0,20	1,82	0,99	0,82

Плотность газа (при 0,1013 МПа и 20 °С) – 0,682 кг/м³.

Параметры газа на входе установки осушки газа после ДКС:

- давление газа 2,5 МПа;
- температура газа 15 °С.

Массовый расход пластового сеноманского газа 289563,36 кг/ч.

Таблица 6.6 – Массовый состав пластового сеноманского газа

Наименование показателя	Значение
Содержание CH ₄ , %	92,99
Содержание C ₂ H ₆ , %	1,16
Содержание C ₃ H ₈ , %	0,68
Содержание C ₄ H ₁₀ , %	0,25
Содержание H _e , %	0,25
Содержание C _{5+в} , %	0,03
Содержание N ₂ , %	1,77
Содержание CO ₂ , %	0,10
Содержание CO ₂ , %	2,50

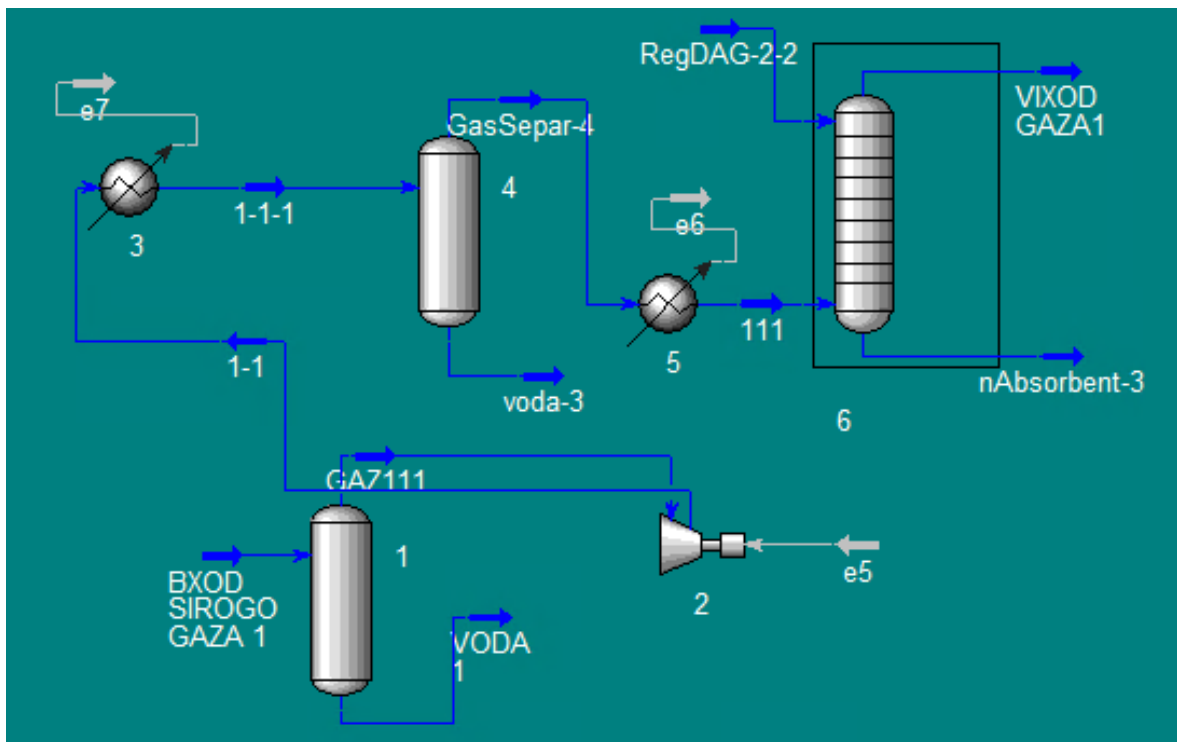


Рисунок 6.2 – Модель действующей технологической схемы УОГ:
 1 – пробкоуловитель жидкости; 2 – компрессор; 3, 5 – холодильник;
 4 – первичный сепаратор; 8 – колонна абсорбции

Сырой газ поступающий со скважин поступает пробкоуловитель жидкости с давлением 2,5 МПа и температурой 15 °С. В пробкоуловителе происходит первичное разделение жидкости и газа. Отделившаяся жидкость поступает в цех отделения жидкости где происходит отделение остатков газа, конденсата, метанольной воды и механических примесей. Далее сырой газ поступает на компрессор где происходит повышение давления до 5,0 МПа и температуры до 80,6 °С. Компримированный газ поступает в трубное пространство холодильника где происходит его охлаждение до температуры 40 °С. Охладившийся газ поступает в первичный сепаратор где отделяются остатки жидкости после охлаждения газа. Отсепарированный газ поступает в холодильник где происходит его охлаждение до 11 °С с последующим попаданием в колонну абсорбции.

Колонна абсорбции имеет 14 абсорбционных тарелок. Давление низа колонны – 4,85 МПа, давление верха – 4,80 МПа. Газ с давлением 4,9 МПа и температурой 11 °С подается на 7 тарелку, взаимодействует с абсорбентом. На

месторождении М в качестве абсорбента используется диэтиленгликоль с концентрацией 98 %. Абсорбент с давлением 4,95 МПа и температурой 12 °С в колонне насыщается влагой. Насыщенный абсорбент с массовым расходом 463,6 кг/ч поступает в цех регенерации ДЭГ'а. А осушенный газ с расходом в $9,93 \cdot 10^6$ м³/сут, давлением 4,80 МПа и температурой 10,8 °С с точкой росы по влаге минус 21,1 °С поступает в узел коммерческого учета газа с последующей отправкой в магистральный газопровод.

6.2 Технологическое моделирование предложенной технологической схемы двухступенчатой осушки газа для месторождения М в среде программы Aspen HYSYS®

В программном комплексе Aspen HYSYS была смоделирована технологическая схема модернизированной двухступенчатой установки осушки газа (УОГ) для месторождения М изображенном на рисунке 6.3. Моделирующая схема имеет состав, давление, температура и расход аналогичный параметрам существующей установки осушки газа.

Исходные данные для моделирования в программном комплексе Aspen HYSYS были взяты из таблиц 6.5 6.6.

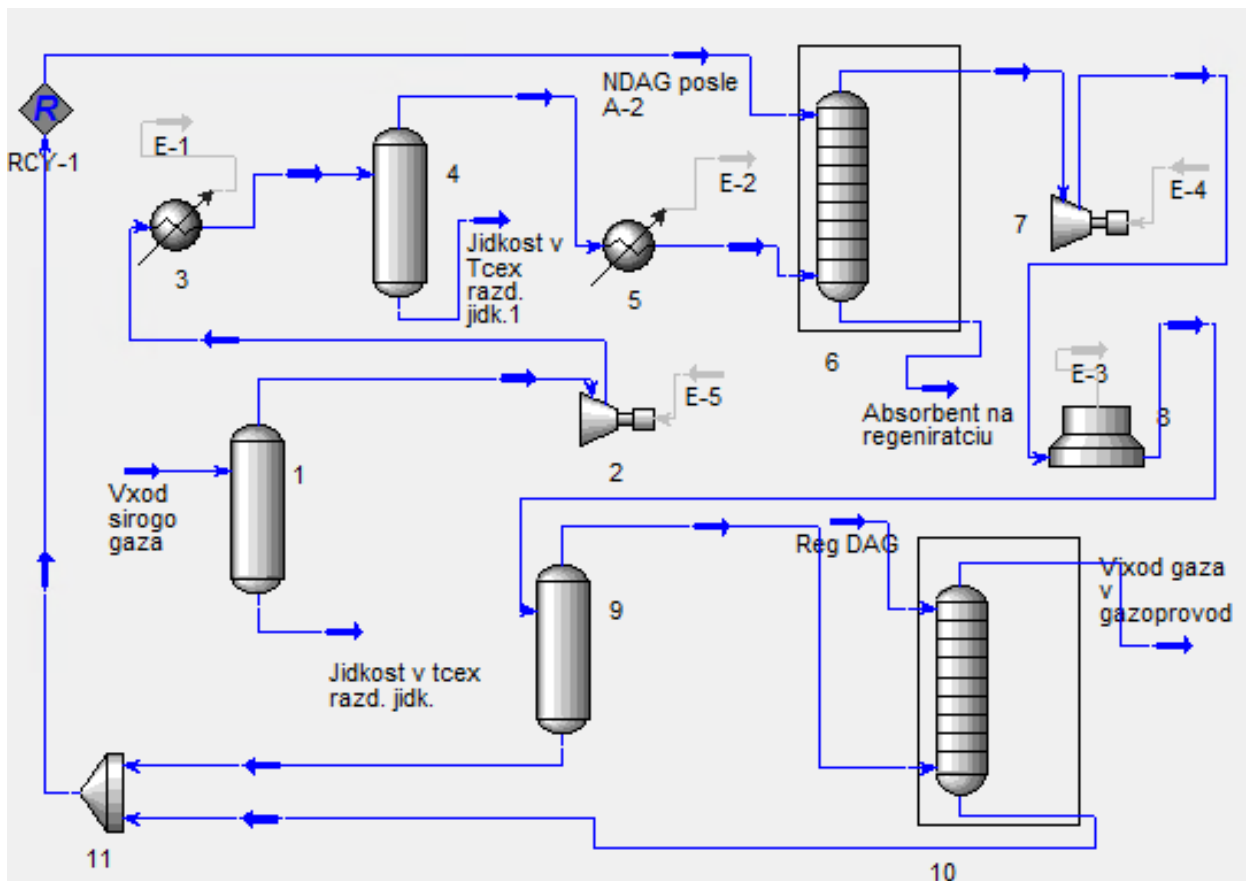


Рисунок 6.3 – Модель действующей технологической схемы УОГ
 1 – пробкоуловитель жидкости; 2, 7 – компрессор; 3, 5 – холодильник;
 4, 9 – первичные сепараторы; 6, 10 – колонна абсорбции; 8 – аппарат
 воздушного охлаждения

Сырой газ поступающий со скважин поступает пробкоуловитель жидкости с давлением 2,5 МПа и температурой 15 °С. В пробкоуловителе происходит первичное разделение жидкости и газа. Отделившаяся жидкость поступает в цех отделения жидкости где происходит отделение остатков газа, конденсата, метанольной воды и механических примесей. Далее сырой газ поступает на компрессор где происходит повышение давления до 5,0 МПа и температуры до 80,6 °С. Компримированный газ поступает в трубное пространство холодильника где происходит его охлаждение до температуры 40 °С. Охладившийся газ поступает в первичный сепаратор где отделяются остатки жидкости после охлаждения газа. Отсепарированный газ поступает в холодильник где происходит его охлаждение до 15 °С с последующим попаданием в колонну абсорбции.

Колонна абсорбции имеет 14 абсорбционных тарелок. Давление низа колонны – 4,85 МПа, давление верха – 4,80 МПа. Газ с давлением 4,9 МПа и температурой 11 °С подается на 7 тарелку, взаимодействует с насыщенным абсорбентом. На месторождении М в качестве абсорбента используется диэтиленгликоль с концентрацией 98 %. Абсорбент с давлением 5,00 МПа и температурой 12 °С в колонне насыщается влагой. Насыщенный абсорбент с массовым расходом 426,7 кг/ч поступает в цех регенерации ДЭГ'а. А осушенный газ с расходом в $9,93 \cdot 10^6$ м³/сут, давлением 4,80 МПа и температурой 14,7 °С поступает на компрессор, где компримируется до 7,50 МПа и нагревается до 56,3 °С. Компримированный газ охлаждается благодаря аппарату воздушного охлаждения до температуры 12 °С поступая в первичный сепаратор. Где происходит разделение жидкости и газа. Жидкость после сепаратора потока и насыщенный абсорбент из абсорбера второй ступени смешиваются с помощью устройства по смешиванию жидкости поступает в абсорбер первой ступени. Колонна абсорбции имеет 14 абсорбционных тарелок. Давление низа колонны – 7,45 МПа, давление верха – 7,40 МПа. Газ с давлением 7,4 МПа и температурой 12 °С подается на 7 тарелку, взаимодействует с насыщенным абсорбентом. На месторождении М в качестве абсорбента используется диэтиленгликоль с концентрацией 98 %. Абсорбент с давлением 7,45 МПа и температурой 13 °С в колонне насыщается влагой. Насыщенный абсорбент с массовым расходом 262,4 кг/ч объединяется с жидкостью после второго сепаратора с последующей рециркуляцией в первый абсорбер. А осушенный газ с расходом в $9,93 \cdot 10^6$ м³/сут, давлением 7,40 МПа и температурой 12,2 °С с точкой росы по влаге минус 21,3 °С поступает в узел коммерческого учета газа с последующей отправкой в магистральный газопровод.

6.3 Исследование влияния вида абсорбента на качество осушки газа

Показатели, приведенные в таблице 6.7-6.8, получены при следующих исходных данных:

- расход природного газа при обоих случаях 289 тыс. м³/ч (6,95 млн. м³/сутки);
- массовая концентрация абсорбента (диэтиленгликоля) в регенерированном и насыщенном растворах при действующей и предложенной технологии 98,0 % и 51,5 (46,6) % соответственно;
- температура контакта газ-гликоль при действующей и предложенной технологии 10,8 и 12,2 °С;

точка росы по воде осушенного газа при действующей и предложенной технологии минус 21,1 и 21,3 °С.

Для рассмотрения влияния концентрации гликолей в водных растворах на значение получаемой точки росы по воде осушенного газа в таблице 6.7 приведены данные на основании проведенного исследования по равновесно достигаемой точке росы по воде осушенного газа от качества регенерации абсорбента при различных температурах контакта газ-гликоль на существующей и модифицированной установках осушки газа.

Таблица 6.7 – Данные по равновесной достигаемой точке росы по воде осушенного газа при использовании водных растворов гликолей разной концентрации в зависимости от температуры контакта на существующей установке.

Температура контакта, °С	Значение достигаемой равновесной точки росы по воде при реальной технологии осушки газа при использовании водных растворов гликолей разной концентрации, % масс.					
	98,0		99,0		99,5	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
5	-16,98	-38,75	-19,18	-33,50	-20,43	-37,26
10	-7,63	-23,95	-8,90	-21,62	-9,57	-23,35
20	9,42	2,83	8,92	3,29	8,68	2,96
30	20,32	22,61	20,06	22,67	19,93	22,63
35	21,88	29,76	21,66	29,78	21,55	29,79
40	23,65	35,95	23,53	35,98	23,48	35,97

Таблица 6.8 – Данные по равновесной достигаемой точке росы по воде осушенного газа при использовании водных растворов гликолей разной концентрации в зависимости от температуры контакта на модифицированной установке.

Температура контакта, °С	Значение достигаемой равновесной точки росы по воде при реальной технологии осушки газа при использовании водных растворов гликолей разной концентрации, % масс.					
	98,0		99,0		99,5	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
5	-27,25	-46,95	-27,9	-54,3	-28,21	-62,58
10	-13,9	-28,41	-14,17	-30,02	-14,28	-30,93
20	5,49	2,31	5,41	2,13	5,39	1,97
30	5,95	19,77	5,88	19,73	5,84	19,68
35	6,53	27,64	6,41	27,62	6,41	27,59
40	9,33	34,84	9,27	34,84	9,25	34,83

Информация, приведенная в данном разделе, по влиянию концентрации гликолей в регенерированном абсорбенте на эффективность осушки природного газа показывает, что данный вопрос в существующей научно-технической литературе рассмотрен в достаточной степени.

7 Результаты и их обсуждение

7.1 Сравнительный анализ действующей и модернизированной технологий подготовки газа

Влияние давления на показатели действующей и предложенной установки абсорбционной осушки газа.

Благодаря данным, приведенных в таблице 6.1 и 6.2, результаты преобразованы в таблицу 7.1. Таблица 7.1 показывает, что проведение осушки при высоких давлениях обеспечивает при прочих равных условиях снижение затрат на обработку газа, так как уменьшаются затраты энергии на рециркуляцию насыщенного раствора абсорбента и подачу регенерированного раствора абсорбента в абсорбер.

Таблица 7.1 — Влияние давления на показатели действующей и предложенной установки абсорбционной осушки газа

Наименование показателя	Значение показателя при определенном давлении в абсорбере, кгс/см ²			
	Действующая	Предложенная	Действующая	Предложенная
	75		35	
Количество раствора абсорбента, циркулирующего в системе, кг/ч	50	41,1	630	525,67
Количество насыщенного раствора абсорбента, кг/ч	272,1	293	856,2	916,10
Потери гликоля с уносом газа, кг/ч	5,65	4,55	62,65	54,59
Массовая концентрация насыщенного абсорбента, %	18,30	16,39	73,30	64,89
Мощность электрического тока в компрессоре, кВт	17988	15736	5015	4359

При одинаковых значениях концентрации гликоля в регенерированном и насыщенном растворах абсорбента расход гликоля находится в практически линейной зависимости от количества влаги, извлекаемой из газа. Одновременно с ростом расхода гликоля увеличивается также и его массовая

концентрация. То же касается потерь гликоля в результате уноса с газом. Со снижением давления процесса требуется более глубокая осушка природного газа с тем, чтобы фактическая точка росы по воде осушенного газа соответствовала точке росы по воде осушенного газа при заданном давлении в магистральном газопроводе. Как показала зависимость между требуемой глубиной осушки природного газа и давлением процесса на рисунке 6.1 (крайние точки кривых соответствуют показателям ГОСТ 20060) [1], что чем ниже давление добываемого природного газа, тем больше его влияние на разность точек росы газа. Следует отметить, что на предложенной установке абсорбционной осушки природного газа гликолями имеется дожимные компрессорные перед входом добываемого природного газа в абсорбер. Их ввод в эксплуатацию позволяет обеспечить поддержание давления в абсорбере на постоянном уровне. В настоящее время их ввод в эксплуатацию осуществляется не по технологическим нуждам процесса, а при возникновении необходимости обеспечения нормального гидравлического режима работы схемы газосборная сеть – установка абсорбционной осушки природного газа – магистральный газопровод [24]. Эти два показателя не всегда являются взаимосвязанными.

Влияние температуры газ-гликоль на показатели действующей и предложенной установки абсорбционной осушки газа.

Согласно данным, приведенные в таблице 7.2, следует, что со снижением температуры контакта уменьшается количество влаги, извлекаемой из добываемого природного газа при его осушке для обеспечения требуемой точки росы по воде. Соответственно, повышается расход регенерированного абсорбента, подаваемого в абсорбер.

Данные приведенные в таблицах 6.4-6.5 были преобразованы в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Влияние температуры газ-гликоль на показатели действующей и предложенной установки абсорбционной осушки газа

Наименование показателя	Значение показателя при определенной температуре контакта газ гликоль, °С			
	Действующая	Предложенная	Действующая	Предложенная
	30		14	
Количество раствора абсорбента, циркулирующего в системе, кг/ч	Не рационально, т.к. сильно увеличивается расход абсорбента		355	149
Количество насыщенного раствора абсорбента, кг/ч			579,6	394,9
Потери гликоля с уносом газа, кг/ч			39,48	35,31
Массовая концентрация насыщенного абсорбента, %			61,00	47,09
Работа совершаемая при нагреве газа, МДж/ч			18875	19679

Со снижением температуры контакта газ-гликоль на тарелках абсорбера уменьшаются и потери гликоля с осушенным газом. В таблице 7.2 приведены данные только о равновесных потерях.

Снижение температуры контакта газ-гликоль на тарелках абсорбера приводит также к сокращению затрат тепла на работу блока регенерации, так как уменьшается количество воды, извлекаемой из газа.

Значение показателя при температуре контакта газ-гликоль свыше 26 °С проводить исследования не имеет смысла так как свойства абсорбента недостаточны для осушки газа. А увеличение расхода абсорбента приводит к незначительному приближению к точке росы по влаге в обоих случаях.

В целом влияние снижения температуры контакта аналогично влиянию повышения давления на показатели работы установки абсорбционной осушки природного газа гликолями.

7.2 Оценка технологической эффективности двухступенчатой осушки газа

Анализ опыта эксплуатации ряда установок абсорбционной осушки природного газа гликолями подтверждает, что эффективность массопередачи молекул воды из добываемого природного газа в фазу гликоля значительно сокращается при снижении рабочего давления абсорбера при прочих постоянных технологических параметров его работы. Компенсирование данного явления осуществляется повышением кратности циркуляции абсорбента в системе и сокращением в регенерированном абсорбенте остаточного содержания воды. Кратность циркуляции абсорбента в системе находится в среднем диапазоне допустимом технологическим регламентом. Для обеспечения поддержания требуемого качества подготовки природного газа была предложена технология двухступенчатой осушки газа с системой дополнительного рециркулированного абсорбента с применением триэтиленгликоля взамен диэтиленгликолю. Это подтверждает сформулированную проблему в разделе 1 и 2 о недостаточной эффективности абсорбента на существующей установк. В качестве технологических параметров, которые определяют эффективность процесса абсорбционной осушки природного газа гликолями, на всех стадиях эксплуатации месторождения можно выделить остаточное содержание воды в регенерированном абсорбенте и температуру низа десорбционной колонны. Для обеспечения устойчивого режима работы абсорбера по существующей технологической схеме целесообразно применить предложенную технологию двухступенчатой осушки газа и осуществлять поддержание рабочего давления в нем на уровне 6.5–7.5 МПа.

7.3 Влияние вида абсорбента на качество осушки природного газа основными технологическими параметрами

Концентрация гликоля в регенерированном абсорбенте оказывает определяющее влияние на его гигроскопичность [4]. Данный параметр характеризует потенциально достигаемую вязкость абсорбента при определенной температуре контакта газ-абсорбент на тарелках абсорбера.

Данные из таблицы 6.8 показывают, что при определенной температуре контакта газ-абсорбент на тарелках абсорбера потенциально достигаемая точка росы по воде осушенного газа значительно увеличивается при сокращении остаточного содержания воды в регенерированном абсорбенте. Также можно сделать заключение, что улучшение эффективности осушки природного газа гликолями может достигаться переводом данных установок с использования диэтиленгликоля на триэтиленгликоль [2]. Данные из таблицы 7.3 подтверждают целесообразность минимизации остаточного содержания воды в регенерированном абсорбенте.

Таблица 7.3 – Данные по равновесной достигаемой точке росы по воде осушенного газа при использовании водных растворов гликолей разной концентрации в зависимости от температуры контакта на существующей модифицированной установке.

Существующая установка		Модифицированная установка	
Температура контакта = 5 °С; концентрация гликоля 98 % масс.			
ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
-16,98	-38,75	-27,25	-62,58
Температура контакта = 40 °С; концентрация гликоля 98 % масс.			
ДЭГ	ДЭГ	ДЭГ	1,97
23,65	35,95	9,33	19,68

Данные приведенные на рисунке 1.5 подтверждают, что от значения концентрации гликоля в регенерированном абсорбенте напрямую зависит требуемая температура контакта газ-гликоль на тарелках абсорбера для обеспечения необходимой точки росы по воде осушаемого газа [2].

8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

8.1 Расчет капитальных вложений

Под общей эффективностью капитальных вложений подразумевается экономический показатель, определяющий целесообразность капиталовложений во время исследования или планирования будущего проекта. При этом сопоставляется эффект от возможных инвестиций в сферы материального и нематериального производства, а также проводится сравнение полученной информации с действующими нормативами.

При расчете капитальных вложений в производство любого типа эффект измеряется в приведенных ниже единицах:

- в стоимостной оценке (объемы дополнительного дохода, объемы реализации услуг или продукции);
- в текущих параметрах (производственная мощность, вместительность объектов, пропускная способность и проч.);
- в относительных параметрах (например, определение степени комфортности проживания);

Результаты произведенных расчетов сопоставляются с параметрами эффективности или другими показателями, относящимися к предыдущему году. В результате капиталовложения признаются эффективными в том случае, если итоговый показатель эффективности не будет ниже нормативного.

Одним из основных показателей при расчете экономической эффективности являются капитальные затраты. Эти затраты включают следующее:

Таблица 8.1 - Стоимость приобретения нового оборудования

Наименование оборудования	Един.изм.	Кол.	Цена за единицу, Тыс. руб.	Всего, Тыс. руб.
Абсорбционная колонна	шт.	1	5 562	5 562
Холодильник	шт.	1	318	318
Аппарат воздушного охлаждения	шт.	1	436	436
Пробкоуловитель	шт.	1	418	418
Итого: 6 734				

- 1) стоимость приобретения нового оборудования (Таблица 8.1);
- 2) транспортные расходы составляют 5% от стоимости:

$$K_T = 0,05 \times 6\,734 = 336 \text{ тыс. руб.};$$

3) затраты на проектирование составляют 5% от стоимости:

$$K_{\text{пр}} = 0,05 \times 6\,734 = 336 \text{ тыс. руб.};$$

4) затраты на инженерные работы и обучение составляют 7% от стоимости:

$$K_{\text{ир}} = 0,07 \times 6\,734 = 471 \text{ тыс. руб.};$$

5) затраты на монтаж нового оборудования составляют 6% от стоимости:

$$K_M = 0,06 \times 6\,734 = 404 \text{ тыс.руб.};$$

Общая сумма капитальных затрат составляет:

$$K = K_{\text{п}} + K_T + K_{\text{пр}} + K_{\text{ир}} + K_{\text{д}} + K_M;$$

$$K = 6\,734 + 336 + 336 + 471 + 404 = 8\,282 \text{ руб.}$$

1.2 Расчет дополнительных эксплуатационных издержек

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

1) Амортизационные отчисления на оборудование составляют 10% от дополнительных капитальных затрат:

$$A = K \times N_A, \text{ где } N_A - \text{ средняя норма амортизации (10\%)}$$

$$A = 8\,282 \times 0,1 = 828 \text{ тыс. руб.};$$

2) затраты на все виды ремонта, кроме капитального, составляют 2% от стоимости дополнительных капитальных затрат:

$$Z_p = 0,02 \times 8\,282 = 165 \text{ тыс. руб.};$$

3) затраты на содержание и обслуживание составляют 3% от стоимости дополнительных капитальных затрат:

$$Z_{\text{об}} = 0,03 \times 8\,282 = 248 \text{ тыс. руб.};$$

4) прочие затраты составляют 5% от стоимости дополнительных капитальных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = 0,05 \times 8\,282 = 414 \text{ тыс. руб.};$$

5) общая сумма дополнительных капитальных издержек:

$$Z_{\text{экс.общ}} = A + Z_p + Z_{\text{об}} + Z_{\text{пр}};$$

$$Z_{\text{экс.общ}} = 828 + 165 + 248 + 414 = 1\,656 \text{ тыс. руб.}$$

8.3 Расчет экономических показателей

Эффект – это определённый результат, полученный в течение какого – либо периода. Эффект – всегда абсолютная величина (например, национальный доход, объём произведённой продукции, прибыль и т. д.). При оценке эффекта сравниваются фактические или ожидаемые показатели с установленным стандартом, эталоном, заранее принятой целью и др. Эффект в общем виде представляет собой разность между результатами и затратами, ценой товара и его себестоимостью, между плановыми и фактическими значениями показателя и т. д. Эффективность характеризует соотношение полученного эффекта с затратами на его осуществление.

Виды эффекта:

- научный – связан с открытием новых явлений материального мира или закономерностей его развития, а также с выявлением практических возможностей их использования в хозяйственной деятельности;
- технический – характеризуется получаемым преимуществом создаваемых или улучшаемых технологических систем по сравнению с наиболее прогрессивными средствами в данной технической области;
- социальный – отражает развитие человеческого фактора, рост квалификации и изменение профессионального состава персонала, а также улучшение условий труда и повышение его эффективности;
- экономический – отражает сокращение или экономию производственных ресурсов на изготовление продукции (услуги).

Виды экономической эффективности:

- коммерческая – учитывает финансовые последствия реализации инновационного проекта для его непосредственных участников;
- бюджетная – отражает финансовые результаты осуществления проекта для государственного или местного бюджета;
- народнохозяйственная – содержит связанные с реализацией проекта экономические затраты и результаты, выходящие за пределы прямых финансовых интересов участников инвестиционного проекта.

3) Экономическая эффективность производства измеряется путём сопоставления результатов производства (эффекта) с затратами или применяемыми ресурсами. Расчёты экономической эффективности производства производятся по системе показателей, которые группируются по содержанию показателей, отражающих эффективность использования в

производстве элементов затрат и ресурсов на обобщающие и частные показатели. К обобщающим показателям относятся следующие:

- рост производства продукции в стоимостном выражении;
- производство продукции на 1 руб. затрат;
- относительная экономия основных производственных фондов, нормируемых оборотных средств, материальных затрат, фонда оплаты труда;
- общая рентабельность.

Система частных показателей включает показатели:

- эффективности использования труда (выработка, трудоёмкость);
- эффективности использования основных фондов (фондоотдача, фондоёмкость);
- эффективности использования оборотных средств (коэффициент оборачиваемости, период оборота);
- эффективности капитальных вложений (срок окупаемости, коэффициент эффективности капитальных вложений, удельные капитальные вложения);
- эффективности использования материальных ресурсов (материалоёмкость, материалоотдача).

С помощью руководителя организационно-экономической части дипломного проекта, исходя из темы дипломного проекта выбирается методика и направления расчетов экономической, социальной, экологической эффективности мероприятия.

Использование второй абсорбционной колонны в дополнение к первой на месторождении М позволяет нам сэкономить большее количество абсорбента (табл. 8.2).

Таблица 8.2 – Количество абсорбента

Вариант	Количество, т	Цена, руб/т	Сумма, тыс. руб.
существующая технология	1056	3080	3 252
новая технология	2344	3080	7 219

Прирост прибыли:

$$\Delta\Pi = 7\,219 - 3\,252 = 3\,967 \text{ тыс. руб.}$$

Годовой экономический эффект от внедрения нового оборудования:

$$\text{Эф}_{\text{год}} = \Delta\Pi - Z_{\text{экс.общ}} = 3\,967 - 1\,656 = 2\,310 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости капитальных вложений - это отношение затрат на

модернизацию к годовому экономическому эффекту:

$$T = K / \text{Эф}_{\text{год}} = 8\,282 / 2\,310 = 3,58 \text{ года.}$$

Экономическая эффективность - отношение годового экономического эффекта к затратам на создание и внедрение новой системы управления составит:

$$\text{Эф} = \text{Эф}_{\text{год}} / K = 2\,310 / 8\,282 = 0,278.$$

Результаты технико-экономического обоснования сведены в таблицу (Таблица 8.3).

Таблица 8.3 – Технико-экономическое обоснование

Статьи затрат	Затраты
Капитальные затраты:	
Стоимость нового оборудования, тыс. руб	6 734
Транспортно-заготовительные, тыс. руб	336,7
Проектирование, тыс. руб	336,7
Инженерные работы и обучение, тыс. руб	471,4
Монтаж нового оборудования, тыс. руб	404,0
Итого, тыс. руб:	8 282,8
Эксплуатационные затраты:	
Амортизационные отчисления, тыс. руб	828,3
Затраты на ремонт, тыс. руб	165,7
Содержание и обслуживание приборов и средств автоматизации, тыс. руб	248,5
Прочие затраты, тыс. руб	414,1
Итого, тыс. руб:	1 656,6
Прирост прибыли, тыс. руб	3 967,1
Итого, тыс. руб:	3 967,1
Годовой экономический эффект, тыс. руб	2 310,5
Срок окупаемости капитальных затрат, год	3,58
Экономическая эффективность	0,278

Предложенная новая установка в УКПГ позволяет уменьшить расход на абсорбент и получить годовой экономический эффект в размере 2 310 476,60 руб. Дополнительные капитальные затраты окупятся в течение 3,58 года. Экономическая эффективность дополнительных капитальных затрат равна 0,278.

9 Социальная ответственность

Добываемый на данных месторождениях природный газ имеет значительно сниженное давление и повышенное влагосодержание относительно первоначальных (проектных) значений. Вследствие этого, при достижении требуемой степени осушки природного газа по точке росе по воде в эксплуатации установок его абсорбционной осушки гликолями наблюдается ряд проблем. Эксплуатация установок абсорбционной осушки природного газа гликолями связана с ухудшающейся эффективностью массопередачи молекул воды из добываемого газа в фазу гликоля на тарелках абсорбера и снижающейся степенью регенерации насыщенного водой абсорбента в десорбционной колонне.

Улучшение технико-экономических показателей эксплуатации газовых промыслов и сокращение ранее перечисленных негативных факторов может быть достигнуто получением регенерированного абсорбента с остаточным содержанием воды на уровне не более 0.5 %.

Это может быть обеспечено путем модернизации технологии осушки газа из одноступенчатой в двухступенчатую осушку газа с повторным использованием насыщенного абсорбента из второй ступени в первую. В связи с этим являются актуальными проведение научного исследования в данном направлении, направленного на разработку альтернативного способа повышения эффективности абсорбционной технологии подготовки природного газа в период падающей добычи. Возможные пользователи предложенной технологии — это нефтегазовые предприятия имеющие газоконденсатные месторождения в период падающей добычи.

В данной работе объектом исследования является промышленная установка комплексной подготовки газа (УКПГ) с применением осушки газа методом абсорбции природного газа. Установка предназначена для сбора, подготовки газа и конденсата на газоконденсатных месторождениях в соответствии с требованиями соответствующих отраслевых и

государственных стандартов при децентрализованной системе сбора и подготовки газа СТО Газпром 089-2010 [31].

9.1 Анализ вредных факторов

9.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы на газодобывающем предприятии часто проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на рабочих различных метеорологических условий.

Согласно правилам безопасности, рабочие выполняющие работы на открытом воздухе, должны быть защищены от воздействия неблагоприятных погодных условий.

При проведении работ на открытом воздухе правила безопасности предусматривают мероприятия по защите персонала от неблагоприятных метеорологических факторов СанПиН 2.2.4.548-96 [20]:

- Специальной одеждой и обувью;
- Обустройства козырьков над рабочим местом;
- В зимнее время оборудование помещений, целью которых является обогрев рабочих.

На рабочих местах и в производственных помещениях, осуществляют постоянный контроль воздуха рабочей зоны [6].

Запрещается проводить любые работы, во время заморозков, сильных ветров и ливней.

9.1.2 Повышенный уровень шума и вибрации

Основным источником шума на всех этапах обслуживания оборудования УКПГ являются компрессора на ДКС, запорная арматура, трубопроводы, нагнетатели, вентиляторы, скважины, продувочные свечи. Компрессора на ДКС имеют достаточно большую массу и обороты, составляющей производственного шума имеют уровни значительно меньше

ПДУ и практически не оказывают вредного воздействия на обслуживающий персонал.

Для обеспечения безопасности при работе на скважинах и непосредственной близости от них, для операторов по добыче и исследованию скважин, созданы санитарно-гигиенические нормативы условий труда.

По этим нормам основными источниками опасных и вредных факторов производственной сферы являются шум и вибрация.

При добыче газа шумы значительной силы возникают на компрессорных станциях при капитальном ремонте скважин и при выполнении многих других производственных операций. Нормирование условий труда по шуму (таблица 9.1) осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83.

Таблица 9.1 – Предельно-допустимые уровни звукового давления

Характеристика помещения		Уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звукового давления, дБА
		66	185	250	500	1000	2000	4000	8000	
Пост. раб. м.	На террит.	66	185	250	500	1000	2000	4000	8000	85
	В помещ.	99	92	86	83	80	78	76	74	

Общая вибрация (таблица 9.2) на рабочих местах нормируется по ГОСТ 12.1.012-78, что позволяет оценить опасность воздействия вибрации на рабочих.

Таблица 9.2 – Предельно-допустимые уровни виброскорости

Вид вибрации		Логарифмические уровни виброскорости дБ в октавных полосах со среднегеометрическими полосами, Гц					
		2	4	8	16	31,5	63
Технологическая на постоянных рабочих местах	В произв. помещениях	2	4	8	16	31,5	63
	В машиннокотельных отделениях	108	99	93	92	92	92

При организации технологических процессов, создающих шум, предусмотреть применение методов, снижающих уровни шума в источнике его возникновения:

- применение малошумных технологических процессов и оборудования;
- применение дистанционного управления и автоматического контроля;
- применение звукоизолирующих ограждений-кожухов;
- устройство звукопоглощающих облицовок и объемных поглотителей шума;
- применение вибропоглощения (достигается покрытием вибрирующих частей оборудования и специальными демпфирующими материалами, имеющими высокое внутреннее трение) и виброизоляции (для снижения уровня шума вибрирующие агрегаты устанавливаются на амортизаторы или на специальные фундаменты) [22].

Снижение вредного воздействия общей вибрации на работающих осуществляется за счет:

- уменьшения вибрации в источнике образования конструктивными и технологическими методами при разработке новых и модернизации существующих машин, оборудования;
- уменьшения вибрации на пути распространения средствами виброизоляции и вибропоглощения, например, применение специальных сидений, площадок с пассивной пружинной изоляцией, резиновых, поролоновых и других виброгасящих настилов, мастик и т.д.;
- применения дистанционного или автоматического управления; конструирования и изготовления оборудования, создающего вибрацию, в комплекте с виброизоляторами, рассчитанными на типовые условия установки или по заданию потребителя;
- исключения контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или рабочей зоны (установка ограждений, сигнализации, блокировки, предупреждающих надписей); запрещения пребывания рабочих на вибрирующей поверхности производственного оборудования во время его работы; установки стационарного оборудования на

отдельные фундаменты и поддерживающие конструкции зданий и сооружений [23].

С целью защиты органов слуха и нервной системы, в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация» [18], применять следующие средства: противошумные наушники, вкладыши, шлемы, каски и т.д. На предприятиях, в организациях и учреждениях должен быть обеспечен контроль уровней шума на рабочих местах не реже одного раза в год.

9.1.3 Тяжесть и напряженность труда

При проектировании оборудования необходимо учитывать условия его работы с принятием необходимых запасов прочности. Контрольно-измерительная аппаратура должна применяться регулярно, для того чтобы вовремя выявить опасные нарушения в режиме работы оборудования.

Необходимыми условиями являются: применение средств блокировки (ограничителей подъема нагрузок), исключающих неправильные действия обслуживающего персонала. Также средства блокировки позволяют своевременно вывести рабочих из опасных зон и при возможности дистанционно управлять процессом.

Одним из наиболее важных процессов, которые относятся к мероприятиям по технике безопасности, является периодический осмотр и проведение испытаний оборудования и механизмов. Для предотвращения разрывов оборудования вследствие повышения давлений применяются различные предохранительные устройства.

Насосное хозяйство по вводу ДЭГа на установке осушки газа должно, быть соответствовать требованиям, предъявляемым к оборудованию и устройству пожароопасных помещений.

Необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях, не реже одного раза в смену индикаторной

бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски газа или конденсата необходимо немедленно устранить в присутствии наблюдающего.

В производственных помещениях и на рабочих местах для принятия своевременных мер по предотвращению возможности содержания в воздухе вредных веществ, превышающих предельно - допустимые санитарные нормы и требования взрывобезопасности, осуществляется постоянный контроль качества воздуха (таблица 9.3).

Таблица 9.3 – Оптимальные нормы температуры, относительной влажности и скорости воздуха в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Средний тяжести	17-19	40-60	0,2
Теплый	Средней тяжести	20-22	40-60	0,3

Также применяют промышленную вентиляцию для удаления из производственных помещений и рабочих мест воздуха, содержащего различные взрывоопасные и вредные вещества и подачи внутрь помещений и к рабочим зонам чистого наружного воздуха, для улучшения температурных условий помещения.

На газовых компрессорных станциях место забора приточного воздуха располагают на расстоянии не менее 8 метров от выброса выхлопных газов компрессоров.

Для ведения работы в зимний период, производственные помещения должны быть оборудованы, системой местного или центрального отопления, что позволит создать благоприятные условия для работы обслуживающего персонала.

В ночное время территория места, где ведется работа, должна быть освещена. Освещение производственных помещений считается рациональным, если световой поток достаточно ярок и равномерно освещает, непосредственное место работы. Необходимо установить такое освещение,

при котором, рабочих мог без труда найти необходимые ему предметы, а также не был бы ослеплен чрезмерно ярким источником света, или светом, отражающимся от различных поверхностей.

9.1.4 Вредные вещества

Опасность и вредность работы на установке обусловлена применением вредных и токсичных продуктов: газ-метан с примесями азота, углекислого газа; конденсат; водометанольная смесь.

Метан удушлив, а смеси с воздухом при концентрации от 4 до 17% по объёму – взрывоопасен. Газ при не герметичности оборудования, трубопроводов в аварийных ситуациях может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность. Содержание газа в воздухе в количествах, снижающих в нём концентрацию кислорода от 21 до 15% объёмных при вдыхании может привести к удушью [21]. При сепарации газожидкостной смеси на входе УКПГ и в процессе низкотемпературной сепарации выделяется газовый конденсат.

В качестве ингибитора гидрообразования используется метанол с концентрацией 80-95%. Метанол – сильный яд, действующий на нервную и сердечно-сосудистую системы человека. В смеси с воздухом при концентрации от 5,5 до 36,5% объёмных взрывоопасен. Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе рабочей зоны производственных помещений 5 мг/м³.

Для смазки трущихся частей механизмов на станции применяются минеральные масла, в том числе электронасосных агрегатов – масло турбинное ТП-22С. В системе продувки инертным газом применяется азот.

Азот инертный газообразный газ, бесцветный, невзрывоопасный, нетоксичный, накопление азота вызывает явление кислородной недостаточности и удушья [21].

Индивидуальные средства защиты.

Для работы с вредными условиями труда, связанными с агрессивными средами, загрязнениями, повышенными температурами, влажностью, рабочим установкам в соответствии с ГОСТом 12.4.034-85 [35] выдается специальная одежда и обувь и другие средства индивидуальной защиты.

- Для защиты рук от воздействия вредных и агрессивных сред применяются рукавицы или голицы с кислотостойкой пропиткой.
- Для защиты органов дыхания используют противогазы и респираторы.
- Для защиты глаз применяют защитные очки.
- Для предохранения кожи открытых частей тела от производственных вредностей необходимо применять защитные мази.

Для работы внутри технологического оборудования в обязательном порядке использовать только шланговые противогазы. Каждый противогаз за обслуживающим противогазом закреплен индивидуально [24].

9.2 Анализ опасных производственных факторов

«М» газопромысловое управление представляет сложную структуру производства, в котором задействован труд человека в разной степени опасности производственных факторов, оказывающих влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда. Наиболее опасные и вредные производственные факторы могут возникнуть при обслуживании объектов газового хозяйства.

Опасные факторы на газовом промысле обусловлены:

- необходимостью обслуживания фонтанной арматуры газовых скважин, газопроводов, сепараторов, компрессоров и другого оборудования, находящихся под высоким давлением;
- выделение газа через негерметичную запорную арматуру, через сальниковые и фланцевые уплотнения, представляющие опасность взрыва и отравление людей;
- применение в процессе добычи газа вредных веществ (метанола, ДЭГа, газового конденсата, кислот и др.);

- необходимостью проведения газоопасных и огневых работ;
- необходимостью применения электрофицированного инструмента;
- необходимостью применения паровых и водогрейных котлов и утилизации тепла высокой температуры и давления;
- необходимостью применения грузоподъемных кранов и приспособлений;
- необходимостью применения колесной и гусеничной техники;
- работой на открытом воздухе при низких температурах и воздействии кровососущих насекомых;

Четкое знание правил и методов ведения работ, правил эксплуатации оборудования и механизмов, технологического процесса и последовательности операций, содержания рабочего места, производственных и складских помещений, содержания дорог и переходов, действия на организм человека вредных веществ и газов и их физико-химические свойства, порядка и методов устранения неисправностей, а также практическое умение оказания доврачебной медицинской помощи пострадавшим - залог безопасности и здоровых условий труда.

Механические опасности [13]

Давление на установке находится в диапазоне от 2,5 МПа до 7,9 МПа. Технология обработки подразумевает циркуляцию абсорбента в первый абсорбер, поэтому необходимо создавать давления в нагнетательной линии превышающее в абсорбере.

Статическое электричество

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев жидкости и абсорбента друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке абсорбента возникают как в самом абсорбенте, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых они находятся. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического

разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с химическими веществами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- Заземление абсорбера во время закачки абсорбента;
- Заземление ЦУДА на общий контур заземления.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом [ПБ НГП].

Все опасные и вредные производственные факторы при осушке газа абсорбентом отображены в таблице 9.4:

Таблица 9.4 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Закачка абсорбента ЦУДА	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	Статическое электричество	ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.038-82, ПБ НПП
Опрессовка технологической линии и абсорбера, закачка абсорбента под давлением	Повышенный уровень шума на рабочем месте	Повышенное давление	ГОСТ 12.1.007-76; Стандарт АО «Газпром Лобьча Ноябрьск» Порядок и организация проведения работ повышенной опасности п.3.1.5
Обработка абсорбера и обсуживание ЦУДА в теплое время года	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;	-	ГОСТ 12.1.007-76
Обработка абсорбера и обсуживание ЦУДА в холодное время года	Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	-	СанПиН 2.2.4.548-96
Работы в местах возможного обитания медведей, клещей	-	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	ГОСТ 12.1.008-76

9.2.1 Электробезопасность

Электрооборудование в здании должно отвечать требованиям правил устройства электроустановок. Все части технологического оборудования, которые поводят статическое электричество, необходимо заземлить согласно ГОСТ 12.4.124-83 [34].

Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83:

- Специальную одежду антиэлектростатическую;
- Средства защиты рук антиэлектростатические;
- Специальную обувь антиэлектростатическую;

- Предохранительные приспособления антиэлектростатические (браслеты и кольца).

Предусмотреть молниезащиту сооружений в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

9.3 Экологическая безопасность

9.3.1 Мероприятия по контролю, предупреждению и восстановлению экологического равновесия в местах техногенных нарушений

В процессе добычи и транспорта газа и конденсата почва загрязняется жидкими углеводородами (конденсатом, различными химическими реагентами и высокоминерализованными сточными водами). Углеводородный конденсат, через почвенный слой попадают в более глубокие пласты и загрязняют подземные воды. Почва может также загрязняться различными реагентами, применяемыми в технологических процессах добычи и транспорта газа, - метанолом, кислотами, щелочами, ингибиторами [25].

Атмосферный воздух в районе «М» НГКМ загрязняется главным образом такими вредными веществами как окись углерода и окислы азота, содержащимися в продуктах сгорания природного газа, используемого для собственных нужд с целью получения тепловой и электрической энергии, энергии для работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций, для сжигания загрязненных промстоков на ГФУ. Окись углерода и окислы азота выбрасываются в атмосферу также с продуктами сжигания природного газа при продувке шлейфов, отработке скважин.

Следующим по значимости источником загрязнения атмосферного воздуха являются выбросы автотранспорта, отработанные выхлопные газы которых содержат в своем составе окись углерода, окислы азота, углеводороды и другие вредные вещества.

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха включают в себя:

- планомерно проводит биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом;

- захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах; складирование металлолома - на отдельно отведенных площадках;

- хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой;

- передвижение по тундре тяжелой техники разрешается только в зимний период, ведомственной лабораторией предприятия планомерно производится контроль экологического состояния территории промыслов, промзоны, жилых поселков.

9.4 Охрана окружающей среды

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия проектируемых работ первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основные элементы окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные ресурсы, растительность, атмосферный воздух. При этом следует установить характер, продолжительность, интенсивность, периодичность (цикличность, сезонность), особенности выявленного негативного воздействия этих источников на конкретные элементы (виды) окружающей природной среды. Из рассмотрения исключаются водные ресурсы, животный мир, антропогенная среда – так как практически на рассматриваемых небольших участках территории нет ни водной среды, ни давно уже распуганного животного мира, ни постоянного населения. После подготовки и анализа всей необходимой информации и данных о характере и особенностях негативного воздействия проектируемого производства на

указанные элементы окружающей среды разрабатываются конкретные природоохранные мероприятия – с учетом состояния этой окружающей среды и требований природоохранных законов, подзаконных природоохранных и административных нормативно-правовых актов, требований, инструкций, правил, регламентов, а также соответствующих Указов Президента Российской Федерации, постановлений, директив Правительства России, приказов, распоряжений, указаний отраслевых федеральных, региональных, муниципальных органов.

9.4.1 Охрана земельных ресурсов и растительного мира

Масштабы негативного воздействия проектируемых объектов на земли и растительность незначительны и проявляются лишь в период строительства этих сооружений. Объект УОГ как указывалось выше, занимает незначительную площадь (50 м²) и будет располагаться на территории уже действующего промышленного объекта на месторождении М, УКПГ. На этой же территории предусматривается занять также незначительные земельные площади под склады товарной продукции. На указанной земельной площади нарушения поверхности земель технико-экономическим обоснованием не предусматривается. При возведении проектируемых установок для сохранения температурного режима поверхностного горизонта предусматривается отсыпка прямо на почвенный слой насыпного основания из рыхлых пород высотой около 1 м. Поэтому предполагается лишь загрязнение поверхности земель различными отходами преимущественно 4 и 5 классов опасности. При очистке труб и агрегатов переработки углеводородного сырья возможное скопление специфического шлама и грязи может относиться к отходам и более повышенного 3 класса опасности. Однако при проектировании строительных работ по обустройству оснований, фундаментов сооружений, возведению металлических эстакад для размещения резервуаров и цистерн, устройству бетонной обвалоки складов углеводородного сырья и продуктов необходимо уточнение о возможном

нарушении земель или их почвенного слоя. И если принятыми проектными решениями это будет неизбежным, то следует предусмотреть возможные природоохранные мероприятия по нейтрализации или уменьшению такого негативного воздействия на земли или по возмещению наносимого ущерба.

Ввиду незначительного объема образующихся отходов представляется нецелесообразным разрабатывать лимиты образования и размещения отходов. Однако во исполнение требований пункта 1 статьи 14 Федерального закона «Об отходах производства и потребления» и в соответствии с «Критериями отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды» (утвержденной приказом МПР России от 15 июня 2001 г. номер 511) необходимо определить классы опасности образующихся отходов. При обращении с отходами следует предусмотреть сбор отходов в специальные металлические контейнера с крышками, места и условия их временного хранения – открытые площадки с навесом, закрытые помещения для отходов повышенной опасности. При вывозе отходов на полигон твердых бытовых отходов (ТБО) на специализированные экологические предприятия должны соблюдаться все требования и правила транспортировки опасных грузов – соответствующее оборудование автотранспорта, его предупреждающие знаки, обозначения, маркировка, должная упаковка отходов, необходимые сопроводительные документы. Для размещения, захоронения отходов на полигоне ТБО на месторождении М с его руководством должен быть заключен соответствующий договор. При проектировании и проведении монтажных и пуско-наладочных работ в обеих Установках необходимо выявить наличие в составе аппаратуры деталей, элементов, частей, относящихся по своим техническим характеристикам или вещественному составу к веществам 2 или 1 классов опасности (например, ртутные или ртутьсодержащие люминесцентные лампы освещения). В случаях поломки (повреждения) и замены таких деталей и частей на них следует составлять паспорт опасного отхода и обеспечить условия хранения и обращения с ними в соответствии с требованиями Федерального закона номер 89-ФЗ от 24 июня 1998 г. «Об

отходах производства и потребления», изложенными в статьях 14, 15 и 16, регламентирующих условия обращения и транспортировки опасных отходов. После уточнения видов и объемов отходов на основе принятых проектных решений по строительству всех основных и сопутствующих производственных объектов и в соответствии с классификацией «Федерального классификационного каталога отходов» (2002 г.) необходимо дополнить и уточнить.

Таким образом, при проектировании конкретных природоохранных мероприятий по охране земель и растительности рекомендуется учесть следующие предложения:

1) определить виды и объемы (размеры) негативного воздействия на земельные ресурсы и растительность в процессе строительства и в период всего срока эксплуатации проектируемой установки (отторжение земель на такой-то срок, разрушение грунтов, почвенного слоя, вырубка, сведение лесной растительности и т.д.);

2) при проектируемых нарушениях поверхности земель, их почвенного слоя предусмотреть мероприятия по нейтрализации или уменьшению такого негативного воздействия на земли или по возмещению наносимого ущерба;

3) провести работы по определению классов опасности всех видов отходов;

4) установить наличие (отсутствие) в составе оборудования (аппаратуры) приборов, деталей, частей, содержащих вещества 1 и 2 классов опасности (например, ртутные или ртутьсодержащие люминесцентные лампы освещения). В случаях поломки (повреждения) и замены таких приборов, деталей и частей следует составлять на них паспорта опасных отходов и соблюдать правила обращения с отходами таких классов опасности;

5) предусмотреть сбор отходов, места и условия их временного хранения, вывоз для обезвреживания, утилизации, захоронения на

специализированном полигоне отходов в г. Ленске или передачу их на специализированные экологические предприятия;

б) предусмотреть проведение рекультивационных работ по восстановлению поверхности отторженных земель после завершения эксплуатации производственных объектов.

9.4.2 Охрана атмосферного воздуха

При проектировании всех производственных процессов должны быть уточнены все возможные источники загрязнения воздушной среды и выявлены все необходимые параметры такого загрязнения, отмеченные выше в преамбуле настоящего раздела. На основе установленных факторов определяются необходимые природоохранные мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха, снижению уровня такого загрязнения или по компенсации экологического ущерба от данного вида загрязнения. В период строительства воздушная среда над строящимся объектом, как отмечалось выше, будет загрязняться пылью от отсыпки грунтовых оснований УОГ, загрязняющими веществами от выхлопов двигателей бульдозеров, автоприцепов, автокранов при доставке, выгрузке, монтаже оборудования, и т.д. Кроме того, после монтажа всего оборудования в период пуско-наладочных работ будут производиться неоднократные проверочные пуски и остановки УОГ, сопровождаемые продувками аппаратов, технологического оборудования, залповыми выбросами загрязняющих веществ при сбросах на продувочные свечи и факела. Некоторый объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух добавит сжигание порубочных остатков от деревьев, срубленных при расчистке пожарозащитной лесной полосы. В эксплуатационный период в связи с завершением строительных и пуско-наладочных работ загрязнение атмосферного воздуха существенно уменьшится. Сохранятся выбросы загрязняющих веществ из рабочих помещений установок в результате действия их приточно-вытяжной и естественной вентиляции. Могут быть

организованные залповые выбросы загрязняющих веществ в воздушную среду при плановых ремонтах различного оборудования. Фоновое загрязнение атмосферного воздуха в районе размещения проектируемых объектов характеризуется следующими концентрациями основных веществ: окиси углерода – 2,3 мг/м³, диоксида серы – 0,0015 мг/м³, диоксида азота – 0,030 мг/м³, бензапирена – $2,2 \times 10^{-6}$ мг/м³, взвешенных веществ – 0,355 мг/м³ (по данным управления гидрометеорологии).

Этот приблизительный перечень загрязняющих веществ должен быть уточнен в результате проведения точной инвентаризации на основе отбора проб со всех источников выбросов и их последующих химических анализов. После этого выполняется разработка проектов нормативов предельно допустимых выбросов всех учтенных загрязняющих веществ по основным источникам выбросов или их совокупности для предприятия. Согласование этих нормативов с управлением Ростехнадзора позволяет получить необходимые разрешения на выбросы в атмосферный воздух допустимых содержаний загрязняющих веществ, требуемые ст. 12 и ст. 14 ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» [5].

9.5 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

В результате аварий на производстве, возникают так называемые чрезвычайные ситуации. Они практически всегда сопровождаются разрушениями оборудования, человеческими жертвами и уничтожением других материальных ценностей. Для газовой промышленности характерны такие производственные аварии как:

- аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате разрыва трубопровода, утечек и т.д.;
- пожары;
- взрывы.

В случае возникновения аварийной ситуации, угрожающей выводом из строя оборудования необходимо произвести аварийную остановку УКПГ. К наиболее распространенным аварийным ситуациям можно отнести:

- прекращение подачи воздуха контрольно-измерительным приборам и аппаратуре;
- полное отключение электроэнергии;
- прорыв газа;
- возникновение пожара на установке.

При кратковременном прекращении подачи воздуха в контрольно-измерительные приборы и аппаратуру установку, работа установки не останавливается. Регулирование подачи воздуха происходит в ручном режиме, то есть оператор руководствуется только показаниями приборов, установленных по месту. Если устранить данную таким способом проблему не представляется возможным, необходимо произвести нормальную остановку УКПГ.

На случай повсеместного отключения электроэнергии, на промысле имеются автоматизированные электростанции. Перевод на аварийное электроснабжение установки производится автоматически либо вручную непосредственно с пульта управления.

Аварийная остановка установки комплексной подготовки газа, при возникновении чрезвычайной ситуации, производится в следующей последовательности:

- Остановка технологической нитки;
- Сброс давления с участка, на котором произошел прорыв газа;
- Немедленное прекращение всех огневых работ на промысле;
- Вызов пожарной команды;
- Устранение дефекта.

При возникновении пожара на установке, остановка установки осуществляется в следующей последовательности:

- В аварийном режиме остановить установку;
- Произвести мероприятия по сбросу давления с аппаратов, которые находятся под угрозой возникновения пожара;
- Вызов пожарной команды;
- По возможности произвести работы по локализации очага возгорания, до приезда пожарной бригады, своими силами.

9.5.1 Пожарная безопасность

На установке комплексной подготовки газа предусмотрено наружное пожаротушение, с использованием водонапорной сети диаметром 159,5 миллиметров и незамерзающих пожарных гидрантов. Напор воды, создается с помощью стационарных насосных установок, имеющих на насосной станции.

На площади УКПГ устанавливают два резервуара, емкостью по 1000 м³, для хранения пожарного запаса воды. Емкости оснащены огневым подогревом. Также во избежание прорыва огня в систему промышленных стоков, установлены гидравлические затворы.

Опираясь на «Типовые правила пожарной безопасности для промышленных предприятий», были разработаны инструкции о мерах пожарной безопасности, для всех без исключения цехов, лабораторий и иных помещений. Все помещения обязаны быть укомплектованы средствами пожаротушения, а также пожарным инвентарем, который предусмотрен действующим нормативом.

В качестве средств пожаротушения рекомендуется применять пар, воду, углекислый газ, песок, химические порошки в соответствии с технологическими требованиями. Запрещается использование противопожарного оборудования для иных целей.

Не допускается загромождение различным оборудованием и машинами дорог, проездов, лестничных клеток и коридоров, ведущим к первичным средствам пожаротушения и связи. Курение разрешается только в

специально отведенных и оборудованных помещениях. Промасленные обтирочные материалы должны храниться в металлических ящиках, установленных в определенных местах.

На УКПГ, кроме вышеперечисленных средств пожаротушения, имеются:

- огнетушители СП-50;
- огнетушители ОП-10 (порошковые);
- пожарные щиты с инвентарем;
- пожарные гидранты;
- емкости с песком.

Во всех технологических цехах устанавливают датчики системы пожарной сигнализации о наличии в воздухе опасного количества метана, которая автоматически включает вытяжные вентиляторы и выдает световой и звуковой сигналы.

9.5.2 Предотвращение аварий и несчастных случаев на УКПГ

В ходе внедрения предложенной установки осушки газа с использованием абсорбционной технологии двухступенчатой осушки газа которые могут произойти аварийные остановки и несчастные случаи 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 аварийная остановка 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.

В целях предупреждения вредного воздействия их на здоровье человека предусмотрены защитные приспособления, осуществляется контроль воздушной среды.

В целях исключения аварий по вине обслуживающего персонала к работе допускаются работники, имеющие специальную подготовку, прошедшие обучение правилам техники безопасности; осуществляется

контроль за соблюдением правил охраны труда и техники безопасности, трудовой дисциплины.

9.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Разработка месторождений нефти и газа в Западной Сибири, относится работам по извлечению труднодобываемых полезных ископаемых, которые расположены в труднодоступной местности. Поэтому данный вид деятельности в данном регионе Российской Федерации имеет ряд своих особенностей.

Поэтому осуществление правового регулирования труда рабочих, в данной отрасли и в данном субъекте Российской Федерации, соблюдается с учетом норм, которые были установлены в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации, глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Кроме того, учитываются нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям», статьи с 313 по 327.

Существует ряд характерных особенностей, относящихся к правовому регулированию труда в нефтегазовой отрасли. Среди них можно выделить:

- Величина рабочего времени;
- Величина времени отдыха;
- Заработная плата;
- Охрана труда.

Исходя из статьи номер 91, трудового кодекса, можно сделать вывод, максимально возможное рабочее время не должно превышать 40 часов в неделю. Однако в связи со спецификой некоторых работ в нефтегазовой отрасли, данное положение не всегда выполняется. Аргументируется это тем, что большую часть работ отрасли, относят к вредным или опасным, следовательно, для работников должно быть снижено максимально возможное

время работы на 3 или 4 часа в неделю. Также приказом работодателя, должны быть установлены нормативы по прекращению работы на открытом воздухе. Все виды работ на открытом воздухе должны быть немедленно прекращены при:

- Пониженной температуре окружающей среды, то есть ниже – 40°С и скорости ветра до 6 м/с;
- Пониженной температуре окружающей среды -35 °С и ниже, и скорости ветра от 6 до 12 м/с;
- Пониженной температуре окружающей среды -30 °С и ниже, скорость ветра более 12 м/с.

Важные вопросы, которые касаются социальной защищенности работников (беспроцентные кредиты, материальная помощь, компенсация затрат на лечение и т.д.), решаются в договорном порядке непосредственно между работником и работодателем (статья 9 Трудового кодекса Российской Федерации).

Также приведём эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны исследователя, проектируемой рабочей зоны в производственных условиях для создания комфортной рабочей среды.

При проектировании объектов необходимо предусматривать максимально возможное размещение аппаратуры и оборудования вне зданий. При этом необходимо руководствоваться "Перечнем технологического оборудования нефтедобывающей и газовой промышленности, рекомендуемым для установки на открытых площадках" [36].

Компоновочные решения технологических установок на объектах должны соответствовать положениями разделов [37] и [38] настоящих норм, а также обеспечивать нижеперечисленные требования:

- минимальные капитальные и эксплуатационные расходы;
- технологическую взаимозаменяемость;

- последовательность технологических процессов с минимальным количеством встречных перекачек;
- оптимальные размеры рабочей площади агрегатов, технологических блоков, установки;
- деление на участки, обеспечивающие возможность опорожнения от продукта всех аппаратов и трубопроводов, расположенных на площадке;
- свободный доступ к оборудованию, арматуре, приборам контроля и автоматизации;
- свободный подъезд транспорта и размещение подъемных средств;
- возможность проведения ремонтных работ с помощью средств механизации.

Расстояния между аппаратами, колоннами, теплообменниками и другим оборудованием, расположенными внутри одной технологической установки, следует принимать, исходя из условий максимального удобства обслуживания, ремонта и выполнения требований по охране труда и пожарной безопасности в соответствии с указаниями [39].

Необходимо предусматривать:

- основные проходы по фронту обслуживания щитов управления шириной не менее 2 м;
- основные проходы по фронту обслуживания компрессоров, насосов и аппаратов, имеющих местные контрольно-измерительные приборы, и проходы при наличии постоянных рабочих мест - шириной не менее 1,5 м;
- проходы между аппаратами, между аппаратами и стенами помещений при условии кругового обслуживания - шириной не менее 1 м. Указанные расстояния не относятся к аппаратам, представляющим часть агрегата. В этом случае расстояние между отдельными аппаратами агрегата определяется технологической целесообразностью и возможностью обслуживания;
- проходы для осмотра, периодической проверки, регулирования аппаратов и приборов - шириной не менее 0,8 м;

- проходы между отдельно стоящими насосами - шириной не менее 0,8 м;
- проходы у оконных проемов- шириной не менее 1 м;
- проходы между газовыми компрессорами - не менее 1,5 м. Ширина прохода между малогабаритными машинами (шириной и высотой до 0,8 м) не менее 1 м;
- Расстояние между фундаментами «в свету» для вертикальных аппаратов массой более 100 т или высотой более 40 м должны быть не менее 3,5 м.
- Территорию наружных площадок для установки технологического оборудования, требующего постоянных рабочих мест, следует проектировать с бетонным покрытием.

Установки комплексной подготовки газа (УКПГ) должны проектироваться как единый комплекс, состоять из одной или нескольких технологических линий и оборудования общего технологического назначения.

Заключение

Плавное снижение рабочего давления на установке осушки газа является основной причиной постоянно изменяющегося режима работы оборудования. Данная проблема может решаться путем ввода в эксплуатации дожимных комплексов пластового газа. Это позволит поддерживать эффективность массопередачи паров воды из пластового природного газа в фазы гликоля на тарелках абсорбера на постоянном уровне при изменении основных технологических параметров работы блока абсорбции и регенерации абсорбента в узком диапазоне. Требуемое остаточное содержание воды в регенерированном абсорбенте для качественной подготовки природного газа зависит от влагосодержания пластового газа и эффективности массопередачи паров воды из добываемого пластового газа в фазу гликоля на тарелках абсорбера, которое определяется рабочим давлением абсорбера, температурой контакта газ-гликоль и кратностью циркуляции абсорбента. Температура контакта газ-гликоль на тарелках абсорбера не может изменяться в широком диапазоне. Изменение в широком диапазоне кратности циркуляции абсорбента приводит к повышению эксплуатационных затрат на процесс. Поэтому предложенный вариант двухступенчатой абсорбционной технологии осушки газа в период падающей добычи, включая рециркуляцию насыщенного абсорбента позволяет обеспечить стабильность работы установки подготовки газа, поскольку легко достигается требуемая точка росы газа по воде даже при самых неблагоприятных термобарических режимах, выход за пределы которых влечет за собой отклонения от свойств газового конденсата от требований ГОСТа Р 54389-2011.

Предложенная новая технологическая установка осушки газа УКПГ с проработанным вариантом рециркуляции насыщенного абсорбента позволит понизить точку росы товарного газа и сократить затраты на закупку свежего абсорбента.

Предложенная новая установка в УКПГ позволяет уменьшить расходы на закупку абсорбента и получить годовой экономический эффект в размере 2

310 476,60 руб. Дополнительные капитальные затраты окупятся в течение 3,58 года. Экономическая эффективность дополнительных капитальных затрат равна 0,278.

Список использованных источников

1. Гриценко А.И., Истомина В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 1999. – 473 с.;
2. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. Переработка нефтяных и природных газов. – М.: Химия, 1981. – 472 с.;
3. Александров И.А. Перегонка и ректификация в нефтепереработке. – М.: Химия, 1981. – 352 с.;
4. Жданова Н.В., Халиф А.Л. Осушка углеводородных газов. – М.: Химия, 1984. – 189 с.;
5. Кэрролл Д. Гидраты природного газа. Пер. с англ. – М.: ЗАО «Премиум Инжиниринг», 2007 – 316 с.;
6. Кэмпбелл Д.М. Очистка и переработка природных газов. – М. Недра, 1977. – 360 с.;
7. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г., Юфин В.Л., Яковлев Г.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Учебник для ВУЗов, 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.;
8. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 596 с.;
9. Багатуров С.А. Курс теории перегонки и ректификации. – М.: Гостоптехиздат. 1954. – 478 с.;
10. Владимиров А.И., Щелкунов В.А., Круглов С.А. Основные процессы и аппараты нефтегазопереработки. – М.: Нефть и газ, 1996. – 155 с.;
11. Коган В.Б. Азеотропная и экстрактивная ректификация. Изд. 2-е доп. и пер. – Л.: Химия, 1971. – 432 с.;
12. Жаров В.Т., Серафимов Л.А. Физико-химические основы дистилляции и ректификации – Л.: Химия, 1975. – 240 с.;
13. Катц Д.Л. Руководство по добыче и переработке природного газа. – М.: Недра, 1965. – 676 с.;

14. Carroll J. Natural Gas Hydrates. A guide for engineer, 2nd edition, Elsevier Inc. 2009, 276 p.;
15. Давлетов К.М., Глухенький А.Г. Совершенствование процессов охлаждения сырого газа в аппаратах воздушного охлаждения на газовых промыслах. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2007. – 83 с.;
16. A.S.Bin Mohamad. Natural Gas Dehydration using Triethylene Glycol(TEG). Faculty of Chemical & Natural Resources Engineering, University Malaysia Pahang, Submitted to the Faculty of Chemical & Natural Resources Engineering in partial fulfillment of the requirements for the degree of Bachelor of Chemical Engineering (Gas Technology) 2009;
17. 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.;
18. Заявка 2013159308 РФ, МПК8С10G 7/00. Способ улучшения четкости разделения компонентов в отгонной части ректификационной колонны / А.А. Али, М.С. Рогалев, Р.З. Магарил; заявитель ТюмГНГУ; заявл. 30.12.2013;
19. Бирилло И.Н., Яковлев А.Я., Теплинский Ю.А., Быков И.Ю., Воронин В.Н. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями. – М.: Издательство «ЦентрЛитНефтеГаз», 2008. – 168 с.;
20. Грирогов О.Н., Карпова И.Ф., Козьмина З.П., Тихомолова К.П., Фридрихсберг Д.А., Чернобережских Ю.М. Руководство к практическим работам по коллоидной химии. – М.: Химия, 1964. – 332с.;
21. Николаев В.В., Бусыгина Н.В., Бусыгин И.Г. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа. – М.: Мир, 1993. – 180 с.;
22. Коротаева Ю.П., Пономарева Г.В. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. – М.: Недра, 1965 – 677 с.;
23. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. –М.: Недра,1999. – 659 с.;
24. Arthur J. Kidnay, William R. Parrish, Daniel G. McCartney, Fundamentals of Natural Gas Processing, CRC Press publishing, 2ed,2012. 574 p.;

25. Campbell J. M., Hubbard R. A. Gas conditioning and processing. Vol.2, 8th ed., John M. Campbell and Company, 2004, 480 p.;
26. Грирогов О.Н., Карпова И.Ф., Козьмина З.П., Тихомолова К.П., Фридрихсберг Д.А., Чернобережских Ю.М. Руководство к практическим работам по коллоидной химии. – М.: Химия, 1964. – 332с.;
27. Дымент О.Н., Казанский К.С., Мирошников А.М. Гликоли и другие производные окиси этилена и пропилена. – М.: Химия, 1976. – 376 с.;
28. Рамм В.М. Абсорбция газов. Изд.2-е, переработ. и доп. – М.: Химия, 1976. – 656 с.;
29. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник. Ч. 1. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 517 с.;
30. Геологический отчёт ООО Газпромдобычаноаябрьск - М.: РАО ГАЗПРОМ, 2001. - 90 с;
31. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
32. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий на территории застройки;
33. Стандарт ОАО «Газпромдобычаноаябрьск». Порядок организации работ повышенной опасности. № ПЗ-05 С-0103 ЮЛ-098, версия 4.02 , 2016;
34. ГН 2.1.6.695-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест;
35. О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс] : постановление Правительства Российской Федерации от 21 августа 2000 года № 240 (ред. от 15.04.2002г.) // КонсультантПлюс : справ. правовая система. - Версия Проф. - Электрон. данные. - М., 2016. - Доступ из локальной сети Науч. б-ки Том. гос. ун-та.

Приложение I
(справочное)

Increasing the efficiency of the absorption technology of natural gas preparation during the period of falling production (YNAD)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Банчу Игорь Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
каф. РЭНГМ	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ШБИП	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

Drying of gas by absorption method

Absorption is a selective and reversible process of absorption of gases or vapors by using liquid absorbers (absorbents). In the course of this process, a substance or group of substances passes from the gas or vapor phase to the liquid phase.

Typically, after absorption, desorption process is performed - transfer of a substance from a liquid phase to the vapor or gas. As a result, the target component is released from the liquid absorber. Obviously, the conditions for carrying out absorption and desorption are directly opposite. During the absorption process, the gas dissolves in the liquid, this is facilitated by an increase in pressure and a decrease in temperature.

The absorbent which has absorbed the target components during the absorption is called a saturated or spent. The absorbent released in the desorption process from the target components is called regenerated, after cooling with a pump it can be returned to absorption again. Thus, we obtain a closed absorption-desorption system.

As absorbents in enterprises, glycols are used - dihydric alcohols of the fatty series of the general formula $C_nH_{2n}(OH)_2$. Lower glycols are colorless, clear, viscous fluids without odor, sweet taste, hygroscopic, not aggressive [1].

Liquid absorbent must satisfy a number of requirements, the most important of which are:

- high moisture content;
- nontoxicity;
- sufficient stability;
- Absence of corrosive properties;
- low solubility in relation to gas and liquid hydrocarbons and weak solubility in them;
- ease of regeneration.

Diethylene glycol (DEG) and triethylene glycol (TEG) meet these requirements to the greatest extent, and ethylene glycol (EG) is also used on the fields.

Nowadays, the main gas production in Russia's northern fields is due to the development of gas deposits, as a rule, the Cenomanian productive horizon, such deposits include: the unique super-giant deposits - Medvezhye, Urengoy and Yamburgskoye. In the above fields, natural gas is predominantly methane-type, i.e. the methane content reaches 98-99% vol. %, sometimes there are deposits with an admixture of nitrogen (usually not more than 1.0% by volume), whereas heavier components (C_{2+c}) are found only in trace amounts.

According to the current industry standard regulating the basic requirements for the quality of commercial natural gas transported through the main gas pipelines of the STO Gazprom 089-2010, in preparation for the transport of Cenomanian gases from the northern fields, only their drying up to a certain dew point is required:

- The winter period of the year is -10°C (moderate microclimatic area), -20°C (cold microclimate region);
- summer period of the year - -10°C (moderate micro-climatic region), -14°C (cold microclimate region);

Compliance with the requirements of the industry standard provides for the free transport of gas, even on the most hydrated head of the main gas pipeline.

At the present, the absorbent method with the use of diethylene glycol (DEG) is widely used in Russia as the main absorbent, whereas abroad the most commonly used dehydrator is triethylene glycol (TEG). The choice in favor of DEG in its time is due to the availability of its own industrial base in chemical production (although in practice the whole period of operation of the northern fields was partially used by DEG and imported supplies), as well as the expected low temperature of contact in the absorbers, which was not completely confirmed subsequently (with a decrease in temperature gas-glycol contact in the absorber the advantages of TEG are exhausted) [2].

Consider a typical scheme drying of natural or associated gas from the regeneration glycol. The gas from the wells passes the input separator, where the liquid aqueous phase (condensation water mixed with formation mineralized water or an aqueous solution of the hydrate inhibitor, if the gas gathering system functions in the hydrate-dangerous regime), then it enters the absorber, where it is dried, contacting with the concentrated glycol solution. Dehydrated gas from the absorber enters the main gas pipeline and is supplied to the consumer. The scheme includes a system for the regeneration of saturated glycol, as well as pumps, heat exchangers and some other equipment [2].

Depending on the development period, the features of the CGTU, the economic aspects, etc. there are many variations of absorption plants. Next, consider the various technological schemes.

Technological scheme of drying by absorption method, applicable to the initial periods of development

In the initial operation period in the flow diagram of glycolic drying gas no BAC 1 and BAC 2 and possibly SOG. These apparatuses are introduced into the technological process as necessary, with the fall of reservoir pressure during the development of the deposit. Such an option is shown in Figure 2.7, where multifunction devices MFA-1 and MFA-2 are shown, which include a separator, absorber and a filter in one multifunctional unit. If we replace the MFA-1 with the C-1 separator, we practically come to the technological scheme of TyumenNIIGiprogaz (see Figure 14), however, the differences remain and are the possibility of more economical schemes of glycol circulation in the plant (and also, if necessary, specific technologies of use volatile hydrate inhibitors for inhibition of CS or AC) [2].

MFA-1 - multifunctional apparatus of the first stage of drying; MFA-2 - multifunctional apparatus of the second stage of drying; RG - glycol regeneration system; AC - the device of air cooling; CS - cooling station of the year [2]

Natural gas flows through the plumes (collectors) of the gas well bushings to the CGTU, where it is processed through several distribution lines (switch valve systems, combs, etc.) on several similar high-productivity production lines (initially 2.5-3 million m³ / day , now - 5-10 million m³ / day, and in the future and more). In general, each processing line includes: an input (primary) separator, an absorber, a filter for trapping a fine-dispersed glycol from the dried gas stream (these three devices are often combined into one MFA, see Figure 2.9) and the DEG circulation system. Common for all production lines are: the regeneration unit for a saturated DEG and, if necessary, a cooling station (CS) with AC and refrigeration units on the propane cycle (sometimes using mixed propane-butane refrigerant) to cool the dried gas to ground temperature in order to minimize environmental consequences and increase the reliability of gas transportation systems. When the working pressure in the absorbers drops below the working pressure in the main gas pipeline, the booster compressor station (BCS) with its own system must be additionally included in the "tail" of the process air cooling. And at the final stage of field development, according to the field development projects, another BCS is put into operation in the "head" of the process in order to ensure the operation of the absorbers in the design mode at an operating pressure of about 4-5 MPa. In the technology under consideration, the concentration of regenerated diethylene glycol (RDEG) is 98.5-99.3% by weight. %, and saturated (SDEG) - by 2-2,5% less (with a circulation multiplicity of 7-12 kg / 1000 m³ of gas).

It should be noted that the process of Drizo, which has been significantly improved in recent years, has spread abroad. The technological scheme of the improved Dries process is shown in Figure 2.10. Its feature is the possibility of reducing the dew point of the dried gas down to minus 40-60 ° C, as well as removing and extracting from the gas a benzene-toluene-xylene (BTX) fraction, which is absorbed from natural gas by glycol and discarded with gases from the regeneration unit. In the framework of this technology, the dew point below -60 ° C is principally achievable, which is accomplished by some modification of it to increase the concentration of the regenerated glycol. In this aspect, the process of Drizo is

competitive even with zeolitic (adsorption) drying of the gas, with the use of tetraethylene glycol concentrations above 99.99% by weight as an absorbent. %. At present, there is no need to use such technologies in relation to the systems of commercial processing of natural gas from the northern deposits of Russia.

The accumulated experience of the plants of diethylene glycol dehydration of gas in the northern deposits testifies to their reliable operation and the possibility of practically constant compliance with the requirements of the industry standard, especially in the initial period of field operation.

However, the industry does not stop study of new and emerging scientific and technical solutions in the following areas:

- Analysis and improvement of technological schemes actually drying;
- selection of absorbents that are most suitable for certain conditions, including at low contact temperatures;
- development of methods for cleaning absorbents from mechanical impurities, salts, degradation products, etc .;
- modernization of the main technological equipment;
- perfection of regenerated saturated absorbent systems;
- rationing, forecasting of technological losses of absorbents and analysis of ways to reduce them;
- modernization of ABO and development of fundamentally new solutions for air cooling systems for crude gas [2].

Technological schemes of absorption gas drying, used at the stage of falling production

The changing operating conditions of the gas desiccant absorbers in the gas fields, recently associated with the gradual depletion of the fields, have a negative impact on the operational reliability of the column equipment and the quality of the gas to be drained. In our case, a similar situation is observed. The peculiarities of operation of the GPP during this period are as follows:

- As the pressure in the reservoir decreases, the initial saturation of the gas with moisture increases, which, despite the reduction in gas preparation volumes, leads to an increase in the total load of the installation for moisture, the need to increase the consumption of regenerated glycol per cubic meter of the gas to be drained; Increases the outflow from the reservoir along with the gas of mechanical impurities, water and salts contained in it; the presence of gas compressor units (compressors) in front of the absorbers raises the temperature of the dried gas (due to compression), especially in summer, which leads to a deterioration in the temperature of the dew point of the gas in moisture; Compressor oil appears in the gas stream after the DCS;

- by reducing the working pressure and increasing the gas temperature, the efficiency of the absorption process itself, ie, the extraction of moisture by glycol, deteriorates;

- Decrease in working pressure leads to an increase in the volume of the processed gas due to a decrease in its density, which leads to an increase in the rates in key apparatuses (dehydration absorbers) higher than permissible, increased hydraulic resistance and increased glycol carry-over with dried gas, and a decrease in the time of gas-glycol contact.

The main feature of the process of absorption of gas drying by glycol is a low weight ratio of drying liquid to treated gas (L / G), which is 0.01-0.02 kg / kg. An increase in the initial equilibrium liquid content with decreasing reservoir pressures leads to the need to increase the amount of recirculating absorbent (glycol), thereby increasing liquid loads on mass-exchange equipment. This, in turn, leads to an increase in losses (entrainment) of glycol with the dried gas.

In practice, however, existing glycol costs are retained at the FPGAs, which leads to non-design dilution with water, to a decrease in the mass ratio of the absorbent to the gas against the required, and consequently, to a decrease in the efficiency of the mass transfer devices of the absorption apparatus. In order to increase the L / G with the pressure drop and reduce the fluid outflow of the CKBN, contact devices were developed on the basis of regular nozzles using structural

elements that allow for absorption of gas at an increased mass ratio of the glycol-to-gas flow with a simultaneous decrease in mass transfer from the mass transfer stage and the total loss of glycol, increased efficiency of contact devices [3].

During development of deposits gradual decrease of working pressure in absorbers occurs, which leads to aggravation of such problems as:

- deterioration of conditions for gas drying in absorbers;
- increasing the mechanical entrainment of DEG in a finely dispersed form due to the increase in the linear velocity of gas in the absorbers.

Such problems cannot be fundamentally solved only by improving the performance of multifunctional devices by reducing the effective linear velocities of gas flows, reducing the fluid load in the filtration section of the apparatus, improving the technological parameters of the filter, and so on.

Connecting the second stage of the DCS in the "head" of the process does not solve the completely emerging problems, because the gas temperature after the DCS increases dramatically (to 35-40 ° C, and sometimes even higher), whereas subsequent cooling of the raw gas flow can be carried out in the AC only in cold period of the year. As a result, two to three months a year, dehydration of DEG gas is necessary at high contact temperatures (above 30 ° C) and at the same time it is extremely difficult for existing technological equipment to fulfill the requirements for the quality of commodity gas sent to gas trunklines [2].

To solve the problems resorted to:

- transfer of some units with DEHA in the TEG;
- using two-stage gas drying technology at two temperature levels;
- implementation of schemes for pre-trapping DEG in the flow of dried gas;
- using the technology of stage-by-stage gas degassing;
- use of blowing gas to improve desorption quality;
- use of regeneration of saturated glycols under vacuum;
- application of azeotropic rectification.

Consider the basic technology absorption drying gas, not to mention as a rational use of the cold environment (AC) and refrigeration units. In the basic technological scheme under consideration, already dried gas (to a temperature level of 0 - minus 2 ° C) is cooled (or cooled according to the design), schemes with introduction stage of preliminary cooling of crude (non-dried) gas, a more rational modification of this technological one seems to be.

Consider the flow diagram of the drying gas absorber, comprising:

- inlet separator, ABAC (if necessary);
- AC - in the cold season (or refrigerating unit - in the warm season),
- absorber and filter.

With this technology, it is possible to maintain a contact temperature in the absorber close to 0 ° C. Due to the fact that in such a process scheme, the raw gas in the pipes of the AC and / or in the evaporator system of the cold machine turns out to be known in the hydrate regime, the following scheme of the DEG circulation is proposed: the regenerated DEG is divided into two streams, the smaller part is supplied before the AC aggregate), and large - in the absorber. The introduction of the DEG is done in a finely dispersed state, it is also necessary to ensure its uniform distribution through the tubes of the AC, which is rarely possible.

In this case, the DEG input significantly increases the hydraulic resistance of the AC apparatus and worsens the heat exchange conditions; so there are technological limitations on the specific consumption of the DEG, above which the efficiency of the gas cooling systems is sharply reduced. This means that in fact, TyumenNIIGiprogaz's technology has certain limitations on the preliminary cooling of gas and it is unlikely that in practice it would be possible to achieve a decrease in the contact temperature to -5-0 ° C (a priori assumed), although, in the opinion of the authors, it seems possible reduce the temperature of the raw gas by 7-10 degrees compared to the temperature in the inlet separator (ie, bring the contact temperature to 5-10 ° C).

It should be noted that, unfortunately, no attempts were made to implement the technological scheme both at the Medvezhye deposit and subsequently at other northern fields.

Let's consider another version of the installation: The crude gas enters the inlet separator, then it is cooled (in the AC or CS) to a temperature of 0 - minus 2 ° C, separated in the second separator, enters the absorber for glycol drying, passes the filter and finally goes to the head section of the gas transmission system.

The prevention of hydrate formation in the gas pre-cooling system is carried out by the introduction of a volatile hydrate inhibitor-methanol. In addition, methanol is also expected to be introduced into the bush wells (of course, if this is necessary for the thermobaric regime of the gas collection system). It is easy to see that this proposal is almost very close to the technical solution; The difference is in the use of methanol (and not glycol) to prevent hydrate formation in AC or CS.

At first glance, this moment seems to be some improvement in TyumenNIIGiprogaz's technology, since it removes this problem of the limited possibility of using DEG as a hydrate inhibitor in gas cooling systems of the AC type. However, the technology left unaccounted for another, and significant, moment: the strong saturation of the gas with evaporated methanol, and as a consequence, when processing gas DEG in the absorber now it is not only its drying that should be carried out, i.e. extracting moisture from the gas, but also extracting a significant amount of methanol. In the process flow diagram, it is only possible to use glycols as inhibitors of hydrates in cooling systems, but then this scheme becomes essentially identical to the scheme shown in Figure 2.12.

Note the implementation of the process of moisture absorption at two temperature levels in two absorbers with gas cooling between the drying stages, as well as some features of the glycol circulation in this technology (recirculation scheme).

The considered technology of absorption drying includes the following main apparatuses:

- input separator C-1 with filter-catcher F-1;

- Absorber A-1 for preliminary ("rough") gas drying, equipped with a filter FA-1;
- compressor (if necessary), gas air-cooling device;
- gas cooling station (functioning in summer);
- Absorber A-2 (with filter FA-2) for final gas drying;
- compressor (if necessary);
- ABO (if necessary).

Typical thermobaric operation modes of dehydration units: • The gas pressure at the inlet to the unit and in the absorber A-1 varies from 9-10 MPa during the initial operation period to 2-2.5 MPa at the final stage of the gas field development. The gas pressure in the absorber A-2 varies in the range of 5-7.8 MPa. Given sufficiently low reservoir temperatures typical for purely gas deposits in Western Siberia and the Yamal peninsula (typical range of reservoir temperatures is 20-40 ° C).

Forecast temperature conditions of the dehydration facilities according to the proposed technology are as follows: contact temperature in the absorber A-1 varies in the range of 10- 20 ° C (and exceptionally rarely below 10 ° C);

The contact temperature in the absorber A-2 during the initial non-compressor operation period varies from -5 to 5 ° C in the cold season and in the range of 10-20 ° C in the summer (assuming that there is no CS in the initial period of operation, and cooling of the gas between the dehydration stages takes place only in the cold season with the use of air cooling units), whereas during the compressor operation period the contact temperature in A-2 is much higher and can vary from 0 to 35-40 ° C (the latter temperature values are possible for the summer season in the absence of the CS).

The installation of integrated gas treatment for long-distance transport includes technological gas absorption lines, an absorbent regeneration unit, pumps for its transfer and tanks with auxiliary equipment.

Natural gas passes through the node of the inlet manifolds to the separator 3 where the drop liquid phase separates at the bottomhole section and then enters the

lower part of the absorber 2, the regenerated diethylene glycol is fed to the upper stage of the absorber 2 by the pump 4. With counterflow movement of gas and absorbent over the height of the absorber, water vapor is absorbed by glycol, after which the dried gas containing droplets of entrained absorbent is sent from the top of the absorber to the glycol trapping filter. Then, the dried and purified gas passes through an adjustable nozzle and enters the commercial dry gas collector.

With the start-up of the booster compressor station (BCS), a pre-separation unit is placed in front of it, and after the DCS there are air coolers that, under conditions of northern fields, can ensure the optimum temperature of the gas entering the absorption drying for most of the year. When the gas pressure at the outlet from the DSC is 7.5 MPa, this temperature is 10-12 ° C, which excludes the possibility of hydrate formation in air coolers and allows the dew point to be obtained steadily over the water of dried gas -25 ° C ($p = 5.5$ MPa). In this case, DEG is fed to the absorbers, the mass fraction of which is 99 - 99.2%.

The moisture-saturated absorbent from a deaf plate located in the lower part of the absorber 2 is supplied at the expense of excess pressure to the winding device 6 where, at a pressure of 0.3 to 0.6 MPa, the glycol solution is degassed. Saturated absorbent from the winding through the heat exchanger 7, where it is heated by the regenerated absorber, enters the power supply plate of the desorber 13. The thermal regime of the regeneration unit is maintained by supplying heat to the evaporator. Evacuation in the evaporator and desorber is created vacuum pump 10, which receives vapor and non-condensable gases from the stripper, after passing through the air cooler 8 and the distribution tank 9.

Regenerated glycol from the evaporator is discharged to the pumps 12 and fed through the heat exchanger 7 "glycol-glycol" to the storage tank 5; from here by high-pressure pumps 4 it is pumped to the upper contact plate of absorbers 2. There are also schemes with the use of blowing gas, which practically could not find applications in Russia.

There are also schemes with the use of blowing gas, which practically could not find applications in Russia. Technological diagrams of such plants are shown in

Figures 2.16 and 2.17 (respectively, one- and two-stage dry gas dehydration plants). A feature of these schemes is the presence of a pre-trapping system (liquid pentane) from the dried glycol gas, which is in a vapor form. As well as for improving the quality of regeneration, the blowing gas is used which contacts with glycol in the stripper section and desorbs the remainder of the water vapor.

Properties of absorbents

For the drying of natural gas, the following absorbents are encountered:

- glycols,
- calcium chloride solution;
- lithium solution.

The use of such absorbents as glycols is common in the fisheries. Glycols are dihydric alcohols of the fatty formula of the general formula $C_nH_{2n}(OH)_2$. Lower glycols are colorless, clear, viscous fluids, odorless, sweetish, hygroscopic, and not aggressive with relatively low toxicity [1].

Properties of liquid absorbents for the absorption

Today drying hydrocarbon gases typically used diethylene glycol and triethylene glycol. When drying with "injection" as an inhibitor of hydrate formation, ethylene glycol and methanol are used. A number of di- and triethylene glycol derivatives or by-products obtained from their production (ethyl carbitol, tetraethylene glycol, propylene glycol, diethylene glycol ethers and others) have not been widely used as drying agents.

The quality of commercial glycols produced by domestic industry differs from the quality of chemically pure substances. Technical requirements for the quality of glycols are determined by the scope of their application. At room temperature there is no danger of poisoning, due to their low volatility. Getting into the body glycols are a serious danger, as they act on the central nervous system and the kidneys (have oral toxicity). Triethylene glycol has less toxicity than diethylene glycol.

In winter, glycols should be stored in warm rooms, because due to the high viscosity at low temperatures, transportation and plums are difficult. In wastewater, diethylene glycol and triethylene glycol are not biologically degraded.

The depth of drying largely depends on the temperature at which the gas contacts the absorbent. As the contact temperature rises, the partial pressure of water over the absorbent increases, the dew point of the gas to be drained increases, and vice versa, the dew point of the dried gas decreases with decreasing contact temperature. Usually, the absorption drying is used at the temperature of the dried gas not higher than 45-50 ° C.

The concentration of the absorbent is important for the drying efficiency: the less water is contained in the absorbent, the lower the dew point of the dried gas. As a rule, solutions containing 98.5% by weight of diethylene glycol or up to 99% by weight of triethylene glycol are used to dry gases having a temperature of up to 40 ° C.

When drying gases cooled to -30 ° C, an ethylene glycol solution of 80% (by weight) is used by "injection". To dry the gas having a temperature above 40 ° C, it is preferable to use diethylene glycol or triethylene glycol concentrations of 98.5-99.8% (by weight). The first reagent used for drying natural gases and butenes was granular calcium chloride and its solutions in water. Then it was replaced by a less corrosive absorber-glycol or molecular sieves (zeolites). Currently, a solution of calcium chloride in some gas fields is used to control hydrates in wells. Abroad finds the application of drying natural gases granular and dissolved in water by calcium chloride [4].

The depth of regeneration of the solution of the absorber saturated with water exerts a huge influence on the drying process. At a concentration of regenerated solutions of 96.0-97.5% (by mass) desorption is applied at a pressure close to atmospheric pressure. The desire to obtain more concentrated solutions led to the need to introduce vacuum regeneration or to supply a neutral agent, natural gas, which reduces the partial pressure of water vapor and provides regenerated absorbers with a concentration of 98.0-99.95% by weight to the desorption system. An azeotropic rectification is also used.

It is possible to obtain regenerated solutions of glycols of concentration up to 99.95% by weight when the blowing agent - dried gas is supplied to the evaporator

or regeneration column or during the azeotropic rectification. Due to the higher decomposition temperature of triethylene glycol, it can be heated to a higher temperature at atmospheric pressure than diethylene glycol and to obtain a highly concentrated solution, which will ensure a better depression of the dew point of the gas to be drained. The depth of dehydration of the gas with glycols mainly depends on the gas-absorber contact temperature and the residual moisture content in the regenerated glycol solution.

The regeneration technology should provide glycol concentrations that allow the dehydration of gases to a temperature corresponding to the projected gas dew point in the absorber. It should be noted that the choice of the optimal scheme for the regeneration of glycols requires a feasibility study. [4]

Criteria for assessing effectiveness

The efficiency of the mass exchange process can be characterized by:

- the degree of separation (degree of drying);
 - the intensity of its conduct (the mass flow across the interface);
 - on the economic criterion (total costs for the process, including capital and operational, is only suitable if the process can not influence the cost of the products obtained
- increase the concentration of the regenerated DEG and its specific flow rate (circulation frequency)
 - increased mechanical entrainment of the DEG in a finely dispersed form due to the increase in the linear velocity of the gas in the absorbers (permissible dropping) [5].

The increase in the efficiency of mass exchange processes in the already operating production is carried out, mainly, by optimizing the operating parameters (pressure, temperature, concentration and phase costs), using other separating agents, and also the process flow diagrams. Also, it is possible to upgrade mass-exchange devices by replacing contact devices or other elements. Modernization sometimes becomes necessary when changing the composition or consumption of raw materials, or the requirements for the quality of the products obtained.

At the moment of designing new productions, the number of optimization parameters, the change of which leads to an increase in the efficiency of mass exchange processes, is multiplied. It is necessary to choose the optimal type of mass-exchange process, it is possible to use combined processes, when several typical processes occur in one device, for example, chemical reaction and product separation. To develop proposals to increase the efficiency of mass-exchange processes, it is required to create reliable mathematical models of all processes occurring in devices, only this will help find the optimal solution [5].

Reference:

1 Shishmina. L.V. Collection and preparation of products of gas and gas condensate wells: Work program on discipline / L.V. Shishmin. - Tomsk: TPU, 2009. - 106 p.

2 Istomin V.A. Gathering and field preparation of gas in the northern fields of Russia / A.I. Gritsenko, V.A. Istomin, A.N. Kulkov, R.S. Suleymanov. - M.: Nedra, 1997. - 473 p.

3 Istomin V.A. The main problems of improving the quality of gas treatment in the northern fields of Russia: Materials of the Scientific and Technical Council of RAO Gazprom On the progress in ensuring the quality of gas produced, transported and supplied to consumers, including for export, natural gas. - VNIIGaz. - Moscow: IRC Gazprom, 1998.

4 Zhdanova IV Dehydration of natural gases / IV Zhdanova, AL Khalif. - Moscow: Nedra, 1975. - 192 p.

5 Istomin V.A. Basic principles of normalization and ways to optimize the consumption of glycols and methanol in the conditions of northern deposits / V.A. Istomin // Preparation and processing of gas and gas condensate: Obz. Inform. / A.A. Istomin, V.A. Stavitsky. - Moscow: IRTS Gazprom, 1998. - 51 p.