

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра ГРHM

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности процесса осушки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)

УДК 622.324.5:66.074.31-047.44(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Крылов Максим Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Носова О.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Пожарницкая О.В.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой ГРHM	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	К.г.-м.н.		

Томск – 2017 г.

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

Институт – Институт природных ресурсов
Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
Кафедра – ГРНМ

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2017
--	------------

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела (модуля)
20.11.2016	Введение	5
05.12.2016	Геолого-физическая характеристика Ямбургского НГКМ	15
20.12.2016	Основные теоретические положения процессов подготовки газа	15
15.01.2017	Технологический регламент	15
25.04.2017	Расчетная часть	20
15.05.2017	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
17.05.2017	Социальная ответственность	10
20.05.2017	Заключение	5
01.06.2017	Оформление работы	5
	ИТОГО	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Носова О.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к. г.-м. н.		

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра ГРНМ

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗГ	Крылов Максим Игоревич

Тема работы:

Анализ эффективности процесса осушки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1959/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объект исследования – установка абсорбционной осушки газа. Исходные данные: состав природного газа, параметры работы установки абсорбционной осушки газа. Экономический анализ эффективности работы установки регенерации диэтиленгликоля. Производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, обеспечение безопасности.
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Введение; 1. Геолого-геофизическая изученность Я нефтегазоконденсатного месторождения; 2. Основные теоретические положения; 3. Технологический регламент УКПГ–5. Схема абсорбционной осушки газа на Я НГКМ; 4. Анализ работы установки абсорбционной осушки газа на УКПГ–5; 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 6. Социальная ответственность; 7. Заключение; 8. Список используемой литературы.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Чертёж технологической схемы регенерации гликоля на УКПГ – 5 «Я» НГКМ

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент кафедры менеджмента, к.э.н., Пожарницкая Ольга Вячеславовна
«Социальная ответственность»	Ассистент кафедры ЭБЖ, Немцова Ольга Александровна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2017
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель	Носова О.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Крылов Максим Игоревич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Крылову Максиму Игоревичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с применением моделирующей системы для определения эффективности работы абсорбционной осушки природного газа, исследование влияния нововведения на экономию регенерируемого абсорбента.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка стоимости диэтиленгликоля на рынке	Анализ рыночной стоимости диэтиленгликоля
2. Оценка экономии гликоля при введении вакуумной ректификации	Подсчёт экономии ресурса
3. Расчёт экономии средств с учётом рыночной цены гликоля	Проведение стоимостной оценки эффективности технологии

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Пожарницкая О.В.	к.э.н, доцент		07.03.2017г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Крылов Максим Игоревич		07.03.2017г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗГ	Крылов Максим Игоревич

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	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 Ямбургском месторождении.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – 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). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – 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).	1.1 Анализ вредных факторов - Отклонения показателей климата на открытом воздухе (ГОСТ12.1.005-88) - Повышенный уровень шума (ГОСТ12.1.003-83) и вибрации (ГОСТ12.1.012-78) на рабочем месте - Тяжесть и напряженность труда (Р2.2.755-99) - Вредные вещества (ГОСТ 12.4.034-85) 1.2 Анализ опасных факторов - 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 головы- каски защитные; для защиты органов- противогазы и респираторы).
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	2. Экологическая безопасность - Мероприятия по контролю, предупреждению и восстановлению экологического равновесия в местах техногенных нарушений.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – 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.	3. Безопасность при чрезвычайных ситуациях: - аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате разрыва трубопровода, утечек и т.д.; - Пожары, взрывы, угроза взрывов.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности - 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	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Крылов Максим Игоревич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из: X страниц, X рисунка, X таблиц, X приложения и X литературных источника.

Ключевые слова: природный газ, промысловая подготовка, моделирование, абсорбционная осушка, технологический параметр.

Объектом исследования является установка абсорбционной осушки газа.

Цель работы: анализ эффективности абсорбционной осушки природного газа на УКПГ Я НГКМ.

Цель работы: анализ эффективности абсорбционной осушки природного газа на УКПГ «Я» НГКМ.

Для достижения данной цели был проведён литературный обзор на тему подготовки природного газа при помощи абсорбционной осушки газа. После чего был проведён анализ влияния вакуумной ректификации на эффективность работы установки. Анализ проводился на основании смоделированной схемы абсорбционной осушки газа, построенной согласно технологическому регламенту УКПГ. По определенным критериям эффективности работы колонны регенерации была оценена продуктивность вакуумной десорбции абсорбента.

Кроме того, рассмотрены вопросы экологической безопасности и охраны труда. В экономической части была оценена рентабельность внедренной технологии.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2016, в программе редактирования таблиц Microsoft Excel 2016, а также в программе точного моделирования технологических процессов нефтегазопереработки Aspen HYSYS 8.8.

Обозначение и сокращения

БУ – Интервал нижевартовской подсвиты (ахской) свиты, относящийся к Уренгойскому району;

ЭГ – Этиленгликоль;

АВО – Аппарат воздушного охлаждения;

БТК – Бензольно-толуольно-ксилольная фракция;

ГВК – Газоводяной контакт;

ГКС – Государственный комитет статистики;

ГФУ – Горизонтальная факельная установка;

ДКС – Дожимная компрессорная станция;

ДЭГ – Диэтиленгликоль;

КПД – Коэффициент полезного действия;

НТК – Низкотемпературная конденсация;

НТС – Низкотемпературная сепарация;

МФА – Многофункциональный аппарат;

ПДУ – Предельно допустимый уровень;

СОГ – Система очистки газа;

ТТР – температура точки росы;

ТЭГ – Триэтиленгликоль;

УОГ – Установка охлаждения газа;

УСК – Установка стабилизации конденсата;

ГПЭС – Газопоршневая электростанция;

ГТЭС – Газотурбинная электростанция;

КИП и А – Контрольно-измерительная аппаратура и автоматика;

НГКМ – Нефтегазоконденсатное месторождение;

НДЭГ – Насыщенный диэтиленгликоль;

РДЭГ – Регенерированный диэтиленгликоль;

СПБТ – Смесь пропан-бутан техническая;

УКПГ – Установка комплексной подготовки газа;

ЦКБН – Центральное кондукторское бюро нефтяного и химического машиностроения;

ШФЛУ – Широкая фракция легких углеводородов.

Оглавление

Введение.....	14
1 Геолого-геофизическая изученность Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения	16
1.1 Общие сведения о месторождении	16
1.2 Газоносность.....	17
1.3 Коллекторские свойства продуктивного пласта.....	19
1.4 Свойства и состав газа	24
1.5 Запасы газа.....	25
1.6 Проектные показатели разработки УКПГ-5.....	26
2 Основные теоретические положения процессов промысловой подготовки	28
2.1 Этапы подготовки.....	28
2.2 Метод низкотемпературной сепарации (НТС).....	30
2.3 Метод низкотемпературной конденсации (НТК).....	31
2.4 Способы осушки	33
2.4.1 Адсорбционный способ осушки природных газов.....	35
2.4.2 Конденсация	39
2.4.3 Мембраны	39
2.4.4 Химический метод.....	41
2.4.5 Комбинированные методы.....	42
2.5 Осушка газа методом абсорбции.....	46
2.5.1 Технологические схемы осушки методом абсорбции, применительные к начальному периоду разработки.....	49
2.5.2 Технологические схемы абсорбционной осушки газа, используемые на этапе падения добычи.....	54

2.6 Свойства абсорбентов.....	67
2.7 Критерии оценки эффективности.....	70
3 Технологический регламент УКПГ–5. Схема абсорбционной осушки газа на «Я» НГКМ.....	72
3.1 Регенерация гликоля.....	75
4 Анализ работы установки абсорбционной осушки газа на УКПГ–5.....	81
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	86
5.1 Оценка стоимости диэтиленгликоля на рынке.....	86
5.2 Оценка экономии гликоля при введении вакуумной ректификации	86
5.3 Расчёт экономии средств с учётом рыночной цены гликоля	90
6 Социальная ответственность	92
6.1 Анализ вредных факторов.....	92
6.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	92
6.1.2 Повышенный уровень шума и вибрации	93
6.1.3 Тяжесть и напряженность труда	95
6.1.4 Вредные вещества.....	97
6.2 Анализ опасных факторов.....	99
6.2.1 Электробезопасность.....	100
6.2.2 Пожарная безопасность.....	101
6.3 Экологическая безопасность	102
6.3.1 Мероприятия по контролю, предупреждению и восстановлению экологического равновесия в местах техногенных нарушений.....	102
6.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях	103
6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	105
Заключение	109

Список литературы	111
Приложение А	115

Введение

Использование природных ресурсов всегда имело большое значение для человека. Отсутствие полезных ископаемых на сегодняшний день и исключение их из человеческой жизни приведёт к катастрофическим последствиям.

Для использования природных богатств на благо человеческому обществу необходимо миновать ряд промысловых и технологических моментов, основными из которых являются разведка, разработка, добыча, транспортировка и переработка драгоценного сырья.

На сегодняшний день возрос интерес к природному газу, как к самому экологичному и безопасному топливу. В мире доказанные запасы нефти приблизились к доказанным запасам нефти, однако если брать во внимание, то что нефтеотдача примерно в 2 раза меньше чем газоотдача, то извлекаемые запасы газа в 2 раза выше извлекаемых запасов нефти [12].

В России сегодня открыто и разведано более 15 газовых месторождений, при этом в них входят несколько уникальных месторождений: Уренгойское, Ямбургское; и ряд крупнейших: Бованенковское, Штокмановское, Заполярное, Ленинградское и т.д. Именно из-за таких объемов природного газа Россия считается одним из лидеров по разработке, добыче и поставкам газа на мировой рынок [17].

Для того что бы газ дошёл до потребителя в том виде в котором его можно использовать, необходимо миновать ряд технологических процессов. Именно одним из таких является процесс осушки газа, который необходим в первую очередь для предотвращения гидратообразований в магистральных газопроводах. На практике чаще всего используются процессы абсорбционной (осушка жидкими поглотителями) и адсорбционной (осушка твёрдыми адсорбентами) осушки. На сегодняшний день, возрастает количество месторождений находящихся на 3 стадии разработки (стадия падающей добычи), что говорит о низком пластовом давлении и повышенной обводненности продукции, именно поэтому разрабатываются различные виды осушки газа,

виды регенерации гликолей. Также разрабатывается огромное количество схем установок осушки и модернизаций конструкций (асборберов). Например, глубокая регенерация гликолей с применением отдувочного газа или применение азеотропной ректификации, что позволяет осушать газы до необходимой точки росы.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проведение анализа эффективности абсорбционной осушки природного газа на УКПГ «Я» НГКМ.

Предмет исследования – установка комплексной подготовки газа на Я НГКМ.

Объектом исследования данной работы является анализ нововведения на УКПГ–5 вакуумной ректификации газа.

1 Геолого-геофизическая изученность Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Ямбургское газоконденсатное месторождение расположено в заполярной части Западно-Сибирской равнины, на Тазовском полуострове. Характерной особенностью территории месторождения является большая заозерность и заболоченность, особенно в центральной его части, и суровость климата. Большинство озер имеют термокарстовое происхождение.

Среднегодовая температура минус (24 - 26) °С. Температура воздуха зимой достигает минус 59 °С. Средняя летняя температура воздуха 6-9 °С. Осадков выпадает 300 - 350 мм в год, около 79 % из них приходится на летнее время. Среднегодовая скорость ветра 5-7 м/с, а максимальная превышает 40 м/с. Вскрываются реки ото льда в первой половине июня, ледостав начинается в октябре. В ноябре возможно безопасное передвижение гусеничного транспорта.

Территория месторождения представляет полого-увалистую равнину с общим уклоном с юго-запада на северо-восток и характеризуется сильным эрозионным расчленением.

Глубина слоя сезонного протаивания от 0,3 до 1,5 м. В пределах месторождения толщина мерзлых пород изменяется от 300 до 425 м. По криологической характеристике многолетнемерзлая толща является многослойной и подразделяется на 3 этажа. В целом для подавляющей части многолетней толщи территории Ямбургского газоконденсатного месторождения свойственны слабодистые породы с массивной криоструктурой.

Месторождение открыто в 1963 г. Тюменским геологическим управлением. Первая поисковая скважина № 2 заложена в 1969 г. в присводовой части поднятия. При испытании сеноманских отложений в интервале 1167 - 1184 м был получен фонтан природного газа дебитом 2015 тыс. м³/сут. С 1969 по 1973 гг. на месторождении была пробурена 21 скважина. Выявлены залежи газоконденсата

в трех пластах (БУ 3/1, БУ 4/1-3, БУ 8/3). Дебиты газа достигали 611,11 тыс.м³/сут. на 20,0 мм диафрагме.

Разрез осадочных пород вскрыт до глубины 3550 м и представлен отложениями меловой, палеогеновой и четвертичной систем. В нижнемеловых отложениях выделяются мегнионская (валанжин), вартовская (верхний валанжин-баррем) и покурская (сеноман) свиты. В 1973 - 1977 гг. продолжалась доразведка сеноманской залежи. За этот период на площади были пробурены 7 скважин, а также одна глубокая скважина № 102 для изучения неокотских отложений. Бурением этих скважин было уточнено строение сеноманской залежи в северном и северо-восточном направлениях, а также подтверждено продолжение залежи в юго-западном направлении (скважины №28, 31).

Промышленная разработка Ямбургского газоконденсатного месторождения связана с сеноманскими и валанжин-барремскими отложениями [2].

1.2 Газоносность

Ямбургское месторождение расположено в пределах северной части Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области. В разрезе месторождения выделяются две мощные продуктивные толщи. Одна из них приурочена к отложениям неокотангаловской свиты, вторая - к отложениям сеноманапокурской свиты.

Продуктивная толща тангаловской свиты неокота представлена переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пластов с углистыми остатками и пропластками углей. Толщина ее примерно составляет 550-650 м. В продуктивной толще установлено 15 продуктивных горизонтов от БУ³₁ до БУ³₉, в которых выявлено 23 газоконденсатных залежи.

Продуктивные горизонты в отдельных частях разреза представляют собой крупные (толщиной 30-35 м) песчано-алевритовые пачки (горизонт БУ³₁), но в большинстве случаев они состоят из нескольких изолированных или полуизолированных песчано-алевритовых - пластов толщиной 0,4-24 м. Одни из

них имеют линзовидное строение, другие — выклиниваются в сводовой части или на склонах поднятия и лишь, отдельные пласты прослеживаются в пределах всего месторождения. В связи с разобщенностью песчано- алевритовых горизонтов, а также пластов-коллекторов одного и того же горизонта ГВК в них находятся на разных гипсометрических уровнях. Продуктивные горизонты характеризуются сравнительно низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Преобладают коллекторы V и IV классов и в редких случаях встречаются коллекторы III класса. Дебиты газа изменяются от 16 до 820 тыс.м³/сут.

В неокомской продуктивной толще присутствуют залежи преимущественно литологически экранированные и линзовидные, реже пластового сводового типа. Залежи газа расположены в интервале глубин от 2500 до 3350 м. Среди выявленных залежей наиболее крупная (БУ₈³) имеет размеры 31х41 км, а высоту — около 327 м.

К сеноманской продуктивной толще приурочены основные запасы газа месторождения. Она представлена континентальными песчано-алевролитовыми, часто слабосцементированными породами с подчиненными прослоями глин и пропластками углей. Песчаники и алевролиты характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Значительное место в разрезе продуктивных отложений занимают коллекторы I, II и III классов, что определяет высокую продуктивность скважин. Рабочие дебиты разведочных скважин достигают 780 тыс.м³/сут., а в эксплуатационных скважинах они колеблются от 400 до 2000 тыс.м³/сут. при оптимально-допустимых депрессиях до 0.6 МПа.

Газовая залежь в сеномане относится к массивному типу. Газоводяной контакт ее находится на отметках 1158,4-1176 м и имеет наклон в северо-восточном направлении.

Залежь вскрыта в интервале глубин 997,6-1210,0м. Ее размеры составляют 85х45 км, а высота более 220 м [23].

1.3 Коллекторские свойства продуктивного пласта

Сеноманская продуктивная толща представляет собой сложный полифациальный комплекс прибрежно-морских и аллювиально-дельтовых континентальных отложений и характеризуется значительной изменчивостью литологического состава, сильной расчлененностью и неоднородностью пластов-коллекторов, которые выклиниваются и замещаются по разрезу и по площади. Характерной особенностью этой толщи является ритмичность осадконакопления. В ее разрезе выделяются четыре полных (снизу вверх-IV, III, II, I) и один неполный ритмоцикла(циклита).

Полные циклы осадконакопления характеризуются уменьшением зернистости пород вверх по разрезу и состоят из двух пачек, изменяющихся по толщине и составу. Нижние пачки циклитов сложены сравнительно однородными песчано-алевролитовыми породами с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Перекрываются они менее проницаемыми либо слабопроницаемыми пачками глинистых алевролитов и глин, расслоенных на отдельных участках пластами алевролитов и песчаников.

Залегающие в нижней части сеноманской толщи отложения IVциклита вскрыты в своде структуры, причем газонасыщенной является лишь верхняя часть (около 10 м) низкопроницаемой пачки циклита, представленная частым переслаиванием глинистых алевролитов с пропластками алевролитов и глин. Коллекторские свойства пород не изучены.

Отложения III циклита, вскрытые небольшим количеством скважин, также газонасыщены только в сводовой части структуры а на остальной территории месторождения залегают ниже поверхности ГВК. Нижняя хорошо проницаемая пачка циклита сложена, в основном, мелкозернистыми песчаниками и алевролитами являющимися коллекторами II и III классов. Толщина ее более 30 м. Верхняя пачка, толщина которой около 15—13 м, представляет собой переслаивание глинистых алевролитов, глин и маломощных прослоев песчаников. Общая толщина отложений циклита составляет 45-50м.

Отложения II циклита газонасыщенных в сводовой и присводовых частях поднятия, а на крыльях и периклиналях погружены ниже поверхности ГВК. В нижней пачке, сложенной слабосцементированными мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами, преобладают коллекторы I и II классов. Толщина пачки достигает 35-45 м. Верхняя слабопроницаемая пачка, имеющая толщину 20-30 м, состоит из глинистых алевролитов (коллекторы IV класса) и глин. Глинистые пласты достигают толщины 10-15 м. Толщина отложений II циклита в целом изменяется от 55 до 75 м.

Отложения I циклита газонасыщенны на большей части территории месторождения по всей толщине либо частично. Нижняя пачка циклита характеризуется высокими фильтрационно-емкостными свойствами. В своде поднятия она представлена, в основном, песчаниками, являющимися коллекторами I и II классов. Толщина ее составляет более 50 м. К югу от свода толщина пачки уменьшается до 20 м и увеличивается степень расслоенности ее пластами алевролитов, глинистых алевролитов и глин. На севере газонасыщенна лишь ее верхняя часть, коллекторские свойства которой значительно ухудшаются. Хорошо проницаемую пачку в своде структуры перекрывает 30 — 35 метровая пачка переслаивания глинистых алевролитов и глин с пластами алевролитов и песчаников толщиной от 1 до 3,5 м. На юге толщиной верхней пачки уменьшается до 10-15 м и представлена она глинисто — алевролитовыми породами с редкими прослоями алевролитов. В северной части месторождения ее толщина изменяется от 20 до 40 м, а в ее разрезе появляются пласты глин толщиной 7-8 м.

Большая часть отложений верхнего неполного цикла осадконакопления сеномана была вероятно уничтожена региональной туронской трансгрессией. Сохранилась от размыва, в основном, нижняя проницаемая пачка циклита, представленная переслаиванием песчаников, алевролитов и глинистых алевролитов. В пачке присутствуют коллекторы от I до IV классов. Резкое изменение состава и толщин отложений неполного цикла осадконакопления (от 60 м в своде до 20 м на юге и 7-23 м на севере) вероятно объясняется

наличием древнего рельефа на поверхности сеномана, погребенного под туронскими глинами.

Верхняя высокопроницаемая пачка, залегающая в кровле продуктивной толщи сеномана, прослеживается в разрезе в виде крупного, достаточно протяженного пласта песчаников, который на отдельных участках перекрывается и подстилается алевролитами. Песчаники отличаются высокими фильтрационно — емкостными свойствами и являются коллекторами I и II классов. Их эффективная пористость составляет 26,5 — 39,5%, а проницаемость 0,75 — 3,0 Д. Коллекторы класса, характеризующиеся максимальными значениями эффективной пористости и проницаемости, установлены в скв. 4084. Толщина песчаного пласта изменяется от 3,5 до 10,5 м. В южном и северном направлениях фильтрационно — емкостные свойства песчаника несколько ухудшаются.

Алевролиты, представленные средне и крупнозернистыми слабосцементированными разностями, относятся к коллекторам III класса. Их эффективная пористость изменяется от 19% до 24,5%, а проницаемость от 0,11 до 0,41 Д. Толщина алевролитовых пластов не превышает 3-6 м. В целом толщина верхней высокопроницаемой пачки изменяется от 7 до 22-23 м.

Залегающая между высокопроницаемыми породами пачка глинисто-алевролитовых пород толщиной от 20 до 40 м отличается сравнительно низкими фильтрационно-емкостными свойствами. На юге пачка сложена глинистыми алевролитами с тонкими прослоями глин, а на севере преобладают глинистые породы с тонкими прослоями глинистых алевролитов. Толщина пластов глинистых алевролитов на юге колеблется от 1 до 13 м, глин от 0,5 м до 2 м, а на севере наоборот, толщина пластов глин составляет 3-8 м глинистых алевролитов 0,5-2,5 м. Глинистые алевролиты относятся к коллекторам IV и V классов, их эффективная пористость составляет 10—18%, а проницаемость менее 0,1 Д [23].

В южной половине месторождения прослеживаются два участка с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Наиболее крупный по размерам, основной участок, в котором наблюдаются наибольшие в пределах

месторождения толщины газонасыщенных коллекторов, приурочен к купольной части Ямбургского поднятия. Эффективные газонасыщенные толщины в нем изменяются от 90 до 175 м.

Породы — коллекторы основного участка характеризуются очень высокими фильтрационно-емкостными свойствами. В его пределах средневзвешенная эффективная пористость газонасыщенных пород-коллекторов составляет 24-31,5% и лишь на отдельных периферийных участках уменьшается до 20-22%. Средневзвешенная абсолютная проницаемость коллекторов изменяется от 1,0 до 2,11 Д. и только вблизи границ участка местами снижается до 0,5 Д. Максимальные значения средневзвешенной эффективной пористости и абсолютной проницаемости наблюдаются в сводовой скважине 2120.

Второй участок повышенных толщин газонасыщенных коллекторов меньших размеров выделяется на пологом восточном крыле структуры. В его пределах эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 80 до 107 м. Максимальные их значения установлены в скважинах 6100 и 6055. Средневзвешенные значения эффективной пористости и абсолютной проницаемости пород-коллекторов соответственно составляют 22 — 26% и 0,5-1,14 Д.

В зоне отделяющей первый основной участок от второго, эффективные газонасыщенные толщины уменьшаются до 60-75 м, эффективная пористость коллекторов до 18,5-20,5% и абсолютная проницаемость до 0,32-0,34 Д.

В северной части месторождения, на территории УКПГ-IV и УКПГ-VII прослеживаются четыре участка повышенных толщин газонасыщенных коллекторов: западный, Анеряхский, восточный и центральный.

Западный участок выделяется на северной периклинали поднятия, в южной части площади УКПГ-IV. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются в нем от 40 до 60 м, из которых на долю высокопроницаемых пород I-III классов приходится более 50% толщин, что составляет 24-49 м.

Средневзвешенная эффективная пористость составляет 18-26% и абсолютная проницаемость 0,3-0,9 Д.

К северу от западного участка прослеживается Анеряхский участок повышенных толщин, изученный пока небольшим количеством глубоких скважин. В его пределах толщины газонасыщенных коллекторов колеблются от 30 м до 44,5-47,5 м (скв.446, 447). Средневзвешенная эффективная пористость коллекторов изменяется от 16 до 19,6%, а абсолютная проницаемость от 0,22 Д до 0,33 Д. Их максимальные значения наблюдаются.

Анеряхский участок отделяется от западного зоной, намечающейся в районе скв.23, в которой толщины газонасыщенных коллекторов уменьшаются до 28,4 м, а средневзвешенная эффективная пористость и абсолютная проницаемость коллекторов не превышают соответственно 15,5% и 0,18 Д.

Восточный участок повышенных толщин газонасыщенных пород-коллекторов приурочен к северо-восточному структурному носу. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются в его пределах от 50 до 84,5 метров. Толщины высокопроницаемых газонасыщенных коллекторов I-III классов достигают 43-60 м. Средневзвешенная эффективная пористость коллекторов составляет здесь 18-24,5%, а абсолютная проницаемость 0,250-1,14Д. Наибольшими значениями этих параметров коллекторы характеризуются в скважинах 7200 и 133.

Центральный участок повышенных толщин газонасыщенных коллекторов, имеет субмеридиональное простирание. Эффективные газонасыщенные толщины достигают в нем 49,6-59,6 м, при этом толщина пород-коллекторов III класса составляет 19-36,2 м. Средневзвешенная эффективная пористость здесь не превышает 18-20,6%, а проницаемость 0,23-0,27 Д.

Западный, центральный и восточный участки повышенных толщин разделены зонами, где толщины газонасыщенных коллекторов значительно сокращаются и составляют менее 40 метров при этом содержание высокопроницаемых пород в них уменьшается до 7-11 м. В разрезах этих зон

присутствуют коллекторы, состоящие, в основном, из глинистых алевролитов, в связи с чем их средневзвешенная эффективная пористость составляет лишь 15-16%, а абсолютная проницаемость менее 0,1 Д [23].

1.4 Свойства и состав газа

Исходным сырьем является природный газ сеноманской залежи Ямбургского месторождения.

Его физические свойства:

- Относительная плотность газа по воздуху от 0,601 до 0,650[2];
- Среднее значение теплотворной способности - 7898 кДж/м³;
- Среднекритическое давление - 4,63 МПа;
- Среднекритическая температура - 190,49 К.

По химическому составу газ сеномана аналогичен газу сеноманских залежей других месторождений севера Западной Сибири. Газ сухой, метановый (метан - 93,4 - 99,2 %)с содержанием влаги 0,5 - 1,0 г/м³. Содержание тяжелых углеводородов в среднем составляет примерно 0,0662%. Содержание гомологов метана 0,1 - 0,2 %. Конденсата не обнаружено. Сероводород отсутствует.

Состав газа, % объемные:

- CO₂ 0,2-0,3;
- N₂ 0,7-1,7;
- He 0,01-0,02;
- Ar 0,01-0,03;
- H₂ 0,002 - 0,04;
- CH₄ 97,8 - 99;
- C₂H₆ 0,0-0,15;
- C₃H₈ 0,0-0,02;
- C₄H₁₀ следы [1].

В соответствии с протоколом ГКЗ РФ № 206 — ДСП от 17 декабря 1993 г. потенциальное содержание углеводородов $C_{5+в}$ в продуктивных пластах нижнего мела составляет [23]:

$$\begin{aligned} \text{БУ}_3^1 - \text{БУ}_5^3 &- 132 \text{ г/м}^3, \\ \text{БУ}_6^3 - \text{БУ}_8^{01} &- 113 \text{ г/м}^3, \\ \text{БУ}_8^1 - \text{БУ}_8^2 &- 115 \text{ г/м}^3, \\ \text{БУ}_8^3 - \text{БУ}_Д^{1-3} &- 112 \text{ г/м}^3. \end{aligned}$$

1.5 Запасы газа

Начиная с 1986 года и до настоящего времени добыча газа из сеноманской залежи осуществляется на основании проекта разработки, выполненного в ВНИИГАЗе в 1984 году в ГКС СССР 19.08.83 г. запасы газа в объеме 4124 млрд.м³ [23].

Начальное содержание в пластовом газе гептана и вышекипящих (в расчете на 1 м³ газа сепарации) изменяется от 140 до 167 г/м³. Среднее потенциальное содержание конденсата в пластовом газе по оценке ВНИИГаза составляет 150 т/м².

В процессе разработки средний начальный рабочий дебит скважин по отдельным объектам принят равным 288 - 458 тыс. м³/сут. при средней депрессии на пласт 6,5 - 9,0 МПа. Скважины эксплуатируются на режиме постоянной депрессии на пласт. Через два года после ввода месторождения в разработку достигается проектный уровень годовой добычи пластового и отсепарированного газа в объеме, соответственно, 21 и 20 млрд. м³/год.

Максимальный годовой уровень добычи стабильного конденсата составляет 2,743 млн.т. (сырого конденсата - 3,65 млн. т). Дебит средней скважины составит 144 тыс. м²/сут., изменяясь в пределах 95 - 178 тыс.м²/сут., при рабочем давлении 2,3 - 3,3 МПа [2].

1.6 Проектные показатели разработки УКПГ-5

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

В целом разработка Ямбургского месторождения характеризуется следующими показателями. Начиная с 2004 года месторождение перешло на падающую добычу (III этап разработки), чему соответствует график падения дебита, на примере УКПГ–5 (рисунок 1.1) [23].



Рисунок 1.1 – Падение добычи газа на УКПГ–5[23]

Фонд эксплуатационных скважин, необходимый для обеспечения планируемого годового отбора с учетом 20% резерва равен 673. ДКС на УКПГ–5 была введена в 1993 г. для поддержания необходимого давления для процессов подготовки газа, падение пластового давления, зафиксированное на УКПГ–5, графически отражено на рисунке 1.2 [2].

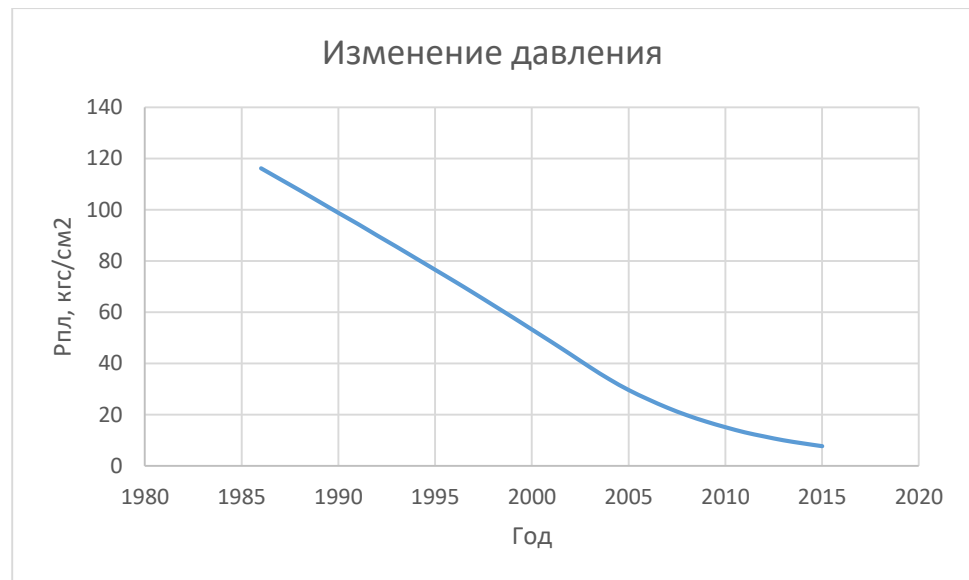


Рисунок 1.2 – Падение пластового давления на Ямбургском НГКМ, зафиксированное на УКПГ–5[23]

2 Основные теоретические положения процессов промышленной подготовки

2.1 Этапы подготовки

Природный газ широко используется в качестве недорогого топлива с высокой теплотворной способностью для бытовых и промышленных нужд. Для этих нужд, из состава газа, используются метан и частично этан. Однако также в природном газе содержатся ценные соединения, такие как: пропан, бутан и пентан, которые эффективно используются для других целей (химическое сырьё, моторное топливо). Поэтому перед подачей газа в магистральные трубопроводы из него необходимо извлечь тяжёлые углеводороды от этана до пентана. Так же должна быть удалена и вода, для обеспечения безгидратного транспорта газа [15].

Выбор способа подготовки газа к транспортировке, определяется следующими основными факторами:

- Техническими требованиями на поставку газа в магистральные газопроводы в соответствии с СТО Газпром 089-2010;
- Составом пластового газа, наличием в нём тяжёлых углеводородов, диоксида углерода, сероводорода, примесей инертных газов;
- Давлением температурой и дебитом газа на устье скважин и их динамикой по годам разработки месторождения;
- Наличием местных потребителей C_{3+V} , предполагаемым строительством газохимических комплексов.

Для соответствия стандартным требованиям существуют следующие основные решения:

- 1) Низкотемпературная сепарация (НТС) или конденсация (НТК)

Данная технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;

НТС:

- охлаждение входного потока газа в теплообменнике газ/газ потоком охлажденного газа;
- охлаждение газа за счет дросселирования потока (дроссель (эффект Джоуля-Томсона), трубка Ранка, турбодетандер);
- последующая сепарация охлажденного газа в низкотемпературном сепараторе газа;
- подогрев подготовленного газа в теплообменнике перед подачей в магистраль.

НТК:

- охлаждение входного потока газа в теплообменнике за счет внешнего источника охлаждения, которыми могут быть аппараты воздушного охлаждения (АВО), различные холодильные машины;
- последующая сепарация охлажденного газа в низкотемпературном газосепараторе.

2) Осушка газа:

Осушка природного газа может проводиться различными способами, которые будут рассмотрены в следующей главе данной работы, как правило технология в целом предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- абсорбционную или адсорбционную колонну, в которых, в зависимости от метода, используется жидкий абсорбент или твердый адсорбент для поглощения влаги, находящейся в газе;

В случае абсорбционной осушки:

- выходной газосепаратор, в котором осуществляется осаждение (улавливание) абсорбента.

В случае адсорбционной осушки:

- выходной фильтр-сепаратор, в котором осуществляется осаждение (улавливание) адсорбционной пыли [22].

Также, если в составе пластового газа на месторождении отмечается наличие «кислых» компонентов, то в первую очередь применяется очистка газа от данных компонентов (например, аминами) и одновременная частичная его осушка. После этого проводится доосушка газа адсорбционными методами, затем газ обрабатывается в низкотемпературных процессах с целью выделения тяжелых углеводородов [1].

2.2 Метод низкотемпературной сепарации (НТС)

Добыча природного газа отличается высокими давлениями внутри пласта на первых этапах разработки месторождения. Газ на выходе из скважины имеет давление порядка 100-150 атм. и выше, которое можно преобразовать в дешевый холод при дросселировании потока. Следовательно, самый легкий и распространенный вариант обработки газа при таких условиях - это низкотемпературная сепарация газа (НТС). Большим плюсом этого метода является простота эксплуатации и обслуживания оборудования. Как правило, основная технология включает в себя несколько сосудов под давлением (сепараторы), несколько теплообменников и дроссель (или турбодетандер).

Описание типичной установки НТС

Сырой газ со скважин поступает во входной сепаратор, где происходит отделение жидкая фаза (пластовая вода с растворенными ингибиторами и сконденсировавшийся углеводородный конденсат). Отсепарированный газ направляется в рекуперативные теплообменники 1 для рекуперации холода с дросселированного потока газа. Для предупреждения гидратообразования в поток газа перед теплообменником впрыскивают ингибитор гидратообразования (гликоль или метанол). Охлажденный газ из теплообменников поступает на дроссель или детандер, где за счет дросселирования (или детандирования) падает температура потока. После охлаждения в газ поступает в низкотемпературный сепаратор, где из потока газа отделяются сконденсировавшиеся жидкие углеводороды и водный раствор ингибитора гидратообразования.

Сухой газ из низкотемпературного сепаратора проходит через рекуперативный теплообменник 1, где нагревается и далее поступает в рекуперативный теплообменник 2, где нагревает отходящую жидкую фазу из НТС и только потом подается в магистральный газопровод. Жидкая фаза из низкотемпературного сепаратора нагревается в рекуперативном теплообменнике 2 и далее поступает в трехфазный сепаратор, откуда газ выветривания отправляется либо на факел, либо используется на собственные нужды. Водный раствор ингибитора, выводимый снизу трехфазного сепаратора, направляется на регенерацию, а конденсат - на дальнейшую стабилизацию на установку стабилизации конденсата (УСК) [22].

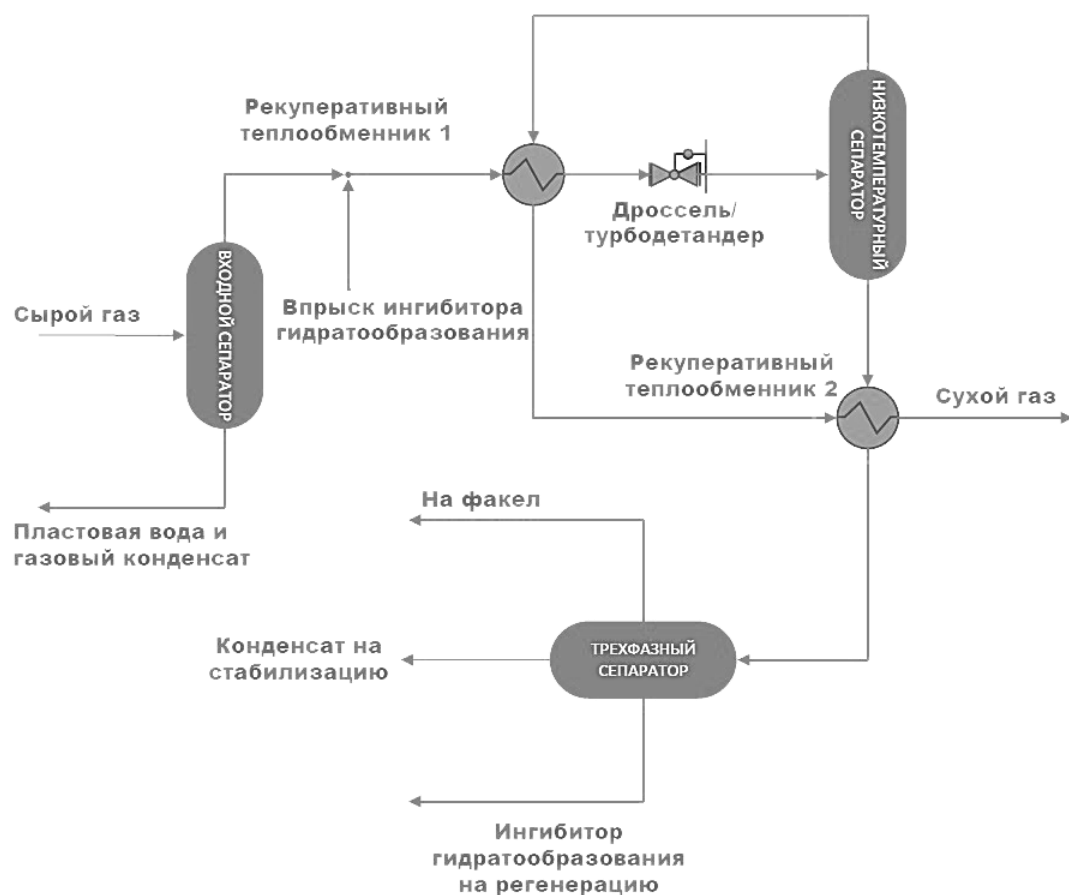


Рисунок 2.1 – Типичная схема установки низкотемпературной сепарации (НТС)[22]

2.3 Метод низкотемпературной конденсации (НТК)

Низкотемпературная конденсация (далее НТК) - процесс изобарного охлаждения природного и попутного нефтяного газа, сопровождающийся

последовательной конденсацией отдельных компонентов газового конденсата или их фракций при определенном давлении. Осуществляется при температурах от 0 до минус 40°C.

Разделение углеводородных газов методом НТК осуществляется путем охлаждения внешним холодом до заданной температуры при постоянном давлении, сопровождающегося конденсацией извлекаемых из газов компонентов, с последующим разделением в сепараторах газовой и жидкой фаз. Высокой четкости разделения углеводородных газов путем однократной конденсации и последующей сепарации добиться практически невозможно, поэтому современные схемы НТК включают ректификационные колонны дедетанизации/деэтанализации/дебутанизации.

Газовая фаза при этом выводится с установки с последней ступени сепарации, а жидкая фаза после теплообмена с потоком сырьевого газа поступает на питание в колонну дедетанизации или деэтанализации для дальнейшей подготовки конденсата.

Использование данного метода за счет искусственного внешнего холода позволяет поддерживать стабильную точку росы вне зависимости от времени года и перепада давлений (в отличие от НТС), и добиваться более глубокого извлечения тяжелых углеводородов. Точка росы по углеводородам при расчете НТС не ниже минус 10 С, а на установках НТК доходит до минус 40 С, что значительно повышает количество жидкого продукта в виде ШФЛУ, СПБТ и конденсата газового стабильного. Кроме того, стабилизация конденсата в колоннах значительно сокращает сбросы газа на факел и увеличивает количество жидких продуктов.

Технологическое оборудование установки состоит из следующих основных блоков:

- Блок холодильного контура

Обеспечивает внешнее охлаждение потока газа до температуры минус 25°C. Холодопроизводительность 900 кВт (температурный уровень -25°C) обеспечивается путем установки трех винтовых холодильных компрессоров.

Конденсация хладагента происходит в аппаратах воздушного охлаждения. Также в блок входят емкостные аппараты: аккумулятор хладагента, экономайзер. Холодильный контур предназначен для конденсации и подачи жидкого хладагента в испаритель (пластинчатый, либо кожухотрубный теплообменник) и отбора тепла от газового потока путем фазового перехода хладагента.

- Блок низкотемпературной конденсации

Блок низкотемпературной конденсации предназначен для охлаждения потока газа в рекуперативных теплообменниках и испарителе хладагента, а затем разделения на газовые и жидкие фракции охлажденного потока. Газ после сепарации и подогрева в рекуперационном теплообменнике направляется в магистральный трубопровод, нестабильный конденсат в колонну стабилизатор, а водометанольная смесь в установку регенерации метанола.

- Блок фракционирования (стабилизации)

Блок фракционирования представляет собой колонну стабилизации конденсата. Стабилизация конденсата осуществляется за счет подогрева конденсата в ребойлере и тепломассообменных процессов на тарелках колонны.

- Блок нагрева и циркуляции теплоносителя

Предназначен для подачи тепла к ребойлеру колонны стабилизатора и нагрева регенератора метанола.

- Блок регенерации метанола

Предназначен для регенерации метанола и подачи регенерированного метанола на впрыск в теплообменники НТК [22].

2.4 Способы осушки

Осушка газа – это операция удаления влаги из газов и газовых смесей, которая обычно предшествует транспортировке природного газа по трубопроводам или низкотемпературному разделению газовых смесей на компоненты.

Большинство сырых газов, не прошедших газоподготовку являются влагонасыщенными – т.е. содержат максимум воды при каких-то фиксированных давлениях и температуре. При этом речь идет не о воде в свободной форме, которая может каплями лететь с газом и удаляется с помощью сепараторов, а о парах воды, для удаления которой требуются другие технологии и соответствующее оборудование.

Осушка обеспечивает непрерывную эксплуатацию оборудования и газопроводов, предотвращая гидратообразование и возникновение ледяных пробок в системах. Наиболее важные методы осушки газа основаны на абсорбции или адсорбции влаги, а также на ее конденсации при охлаждении газа. Для проводимого осушительного процесса характерен такой показатель, как точка росы.

Существует множество методов осушения газа. Однако их практическая значимость различна, и не все они применимы для производственных целей. Кроме того, при их выборе необходимо учитывать условия конкретной местности (от этого зависит, например, значение «точки росы»), а также экономическую сторону проекта [14].

Коммерческое применение нашли следующие способы:

- Физические методы:
 - Абсорбция – Осушка газа при помощи жидких поглотителей;
 - Адсорбция – Осушка газа при помощи твердых поглотителей.
 - Конденсация – Охлаждение с впрыском ингибиторов гидратообразования (гликолей или метанола);
 - Мембраны – На основе эластомеров или стеклообразных полимеров;
- Химические методы:
 - Гигроскопичные соли обычно хлориды металлов (CaCl_2 и пр.);
- Комбинированные методы.
 - Осушка газа впрыском гликоля и т.д. [22].

2.4.1 Адсорбционный способ осушки природных газов

Основные характеристики адсорбентов:

Адсорбенты-осушители, применяемые в промышленных установках, должны обладать такими свойствами как:

- достаточная поглотительная способность;
- низкое остаточное содержание влаги в газе;
- полнота и простота регенерации;
- механическая прочность (не разрушаться под действием массы собственного слоя);
- прочность от истираемости (не измельчаться от движения газа в слое адсорбента);
- стабильность упомянутых выше показателей при большом количестве рабочих циклов.

Основной показатель, характеризующий адсорбент - его активность в отношении поглощаемого компонента. При контакте адсорбента с газом адсорбент постепенно насыщается. Полное насыщение адсорбента в статических условиях соответствует его равновесной активности и является предельным значением его поглотительной емкости.

Количество поглощенного вещества в рабочих условиях адсорбентом всегда ниже его динамической активности и именуется статической поглотительной емкостью.

Для осушки газа в промышленных установках чаще всего применяются силикагели и молекулярные сита.

Силикагели – продукты обезвоживания геля кремниевой кислоты, промытые от примесей, высушенные и прокаленные при определенных температурах. В зависимости от использованного для производства сырья промышленные силикагели содержат некоторое количество окислов алюминия, железа, кальция и других металлов. Технический силикагель содержит около

99,5% SiO₂. Такие адсорбенты изготавливаются в виде зерен размерами 0,2–7,0 мм.

Бутаны и высшие углеводороды сорбируются силикагелем, а при регенерации не полностью десорбируются, что также приводит к снижению влагоемкости адсорбентов.

Основные преимущества силикагелей: низкая температура, требуемая для регенерации (до 200°C) и, как следствие, более низкие энергозатраты, чем при регенерации других промышленных минеральных сорбентов (окись алюминия, цеолиты), а также относительно низкая себестоимость.

Необходимо отметить, что на динамическую активность силикагеля сильно влияет скорость потока газа: при повышении скорости газа динамическая активность сорбента падает. В эксплуатационных условиях, когда возможно превышение номинальной производительности по газу, это свойство силикагеля отрицательно сказывается на глубине осушки. Кроме того, при осушке силикагелем происходит постоянное увеличение содержания влаги в осушенном газе в течение цикла адсорбции, вследствие чего не удастся получить стабильную глубину осушки потока газа.

Для тонкой очистки гелиевого концентрата от азота, водорода и инертных газов адсорбционный процесс ведут при низких температурах и высоких давлениях. В качестве адсорбента также находят применение активированные угли.

Они представляют собой мелкопористые вещества в виде зерен, состоящие в основном из аморфного углерода с примесями золы и ряда смолистых веществ. Активированные угли получают удалением из угля смолистых веществ.

Различают угли, активированные до 50% обгара, и с обгаром, превышающим 75%. Первые имеют преимущественно узкие микропоры диаметром $2 \cdot 10^{-6}$ мм, а вторые – микропоры диаметром от $2 \cdot 10^{-6}$ до $6 \cdot 10^{-6}$ мм.

Синтетические цеолиты – самый дорогой адсорбент. Они обеспечивают очень низкую точку росы при высокой адсорбционной способности, прочны при

контакте с капельной влагой. Эксплуатационные расходы при их использовании наиболее низкие.

Это адсорбенты, размеры пор которых соизмеримы с размерами молекул. Наиболее широкое распространение получили синтетические молекулярные сита, полученные на основе щелочноземельных алюмосиликатов. За счет катионного обмена обеспечиваются однородные размеры пор в адсорбенте. Эти свойства обеспечивают так называемое «молекулярное просеивание» отдельных молекул. Сильнее всего из смеси адсорбируются компоненты, обладающие наибольшим дипольным моментом.

Очень важным показателем, влияющим на адсорбционную способность большинства адсорбентов, является относительное насыщение осушаемого газа. Чем выше влажность газа, тем выше поглощательная способность адсорбентов. Но цеолит составляет исключение и практически имеет постоянную адсорбционную способность при любой относительной влажности газа. Благодаря этому цеолиты проявляют высокую активность при низких парциальных давлениях паров воды; следовательно, эти адсорбенты могут применяться для осушки газов с низким содержанием воды. Кроме того, молекулярные сита сохраняют высокую активность в широком интервале температур.

Скорость адсорбции на цеолитах велика, что обуславливает малую длину рабочей зоны слоя сорбента, поэтому цеолиты способны работать при более высоких скоростях газа (до 0,3 м/с) без заметного изменения динамической активности и качества обработки газа [11].

Технологическая схема осушки газа методом адсорбции

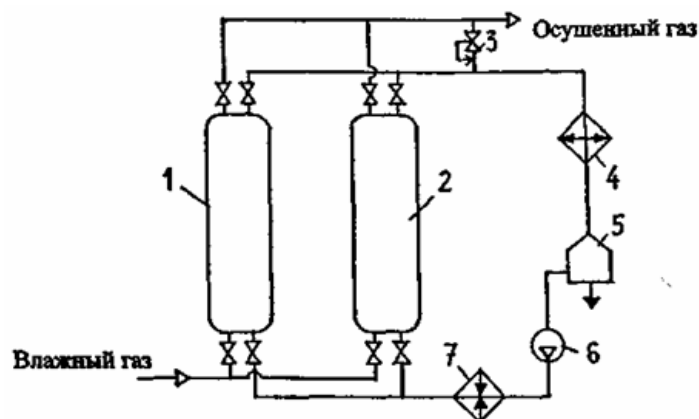


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции

1, 2 – адсорберы; 3 – регулятор давления типа «после себя»; 4 – холодильник; 5 – емкость; 6 – газоводувка; 7 – подогреватель газа.[13]

Влажный газ поступает в адсорбер 1, где он проходит снизу-вверх через слой адсорбента – твердого вещества, поглощающего пары воды и далее выводится из аппарата. Процесс осушки газа осуществляется в течение определенного (12 – 16 ч) времени. После этого влажный газ пускают через адсорбер 2, а адсорбер 1 отключают и выводят на регенерацию. Для этого через регулятор давления 3 типа «после себя» из газовой сети отбирается сухой газ, и воздуходувкой 6 подается в подогреватель 7, где газ нагревается до температуры 180 – 200°C. Далее он подается в адсорбер 1, где отбирает влагу от адсорбента, после чего поступает в холодильник 4. Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости 5, а газ используется для осушки повторно и т.д. Процесс регенерации адсорбента продолжается 6 – 7 ч. После этого в течение около 8 ч адсорбер остывает.

Осушку газа адсорбентами проводят, как правило, в тех случаях, когда необходимо достичь точку росы менее – 30°C. В качестве адсорбентов используют бокситы, хлористый кальций в твердом виде, цеолиты, силикагель и др [13].

2.4.2 Конденсация

Известен и широко используется в промышленных и заводских условиях способ низкотемпературной конденсации (НТС) природного газа газоконденсатных месторождений путем охлаждения газа до температуры ниже точки росы по воде и последующего удаления сконденсированной влаги. Такой метод описан выше (глава 2.3).

2.4.3 Мембраны

Мембранные процессы разделения основываются на различной проницаемости того или иного компонента газообразной или не жидкой среды. Поток, который проходит через мембрану, называется фильтратом или пермеатом, а задержанный — концентратом или ретентатом [19].

Отличительными особенностями мембран являются полволоконная конфигурация, принципиально другая последовательность скоростей проникновения компонентов газа, высокая химическая устойчивость практически ко всем компонентам углеводородных смесей и высокая селективность. При подготовке попутного нефтяного и природного газа все нежелательные примеси концентрируются в потоке низкого давления, а подготовленный газ выходит практически без потери давления.

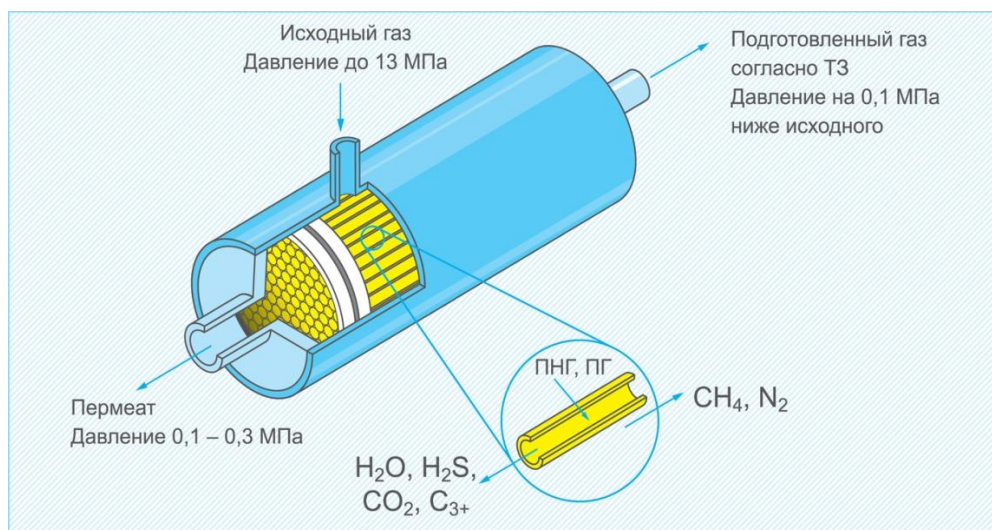


Рисунок 2.3 – Схема распределения газовых потоков в модуле [18]

Технологии на основе углеводородной мембраны следующие задачи подготовки природного и попутного нефтяного газа:

- Решение экологических проблем, выполнение условий лицензионных соглашений: снижение сжигания газа на факелах вплоть до полного устранения;
- Подготовка, очистка, осушка и утилизация газа на объектах добычи;
- Независимость от объектов энергообеспечения, существующей инфраструктуры и транспортных схем. Подготовка газа в качестве топлива для ГПЭС и ГТЭС;
- Подготовка газа до требований СТО Газпром 089-2010 для сдачи в газотранспортную систему;
- Экономия капитальных вложений и эксплуатационных затрат за счет оптимизации технологических решений;
- Уменьшение вредных выбросов при работе ГТЭС, ГПЭС.

Такие мембранные установки позволяют достичь необходимой степени осушки газа, поступающего на ожижение, а также существенно снизить в нем содержание CO_2 . В случае нецелесообразности удаления CO_2 до требуемых параметров чисто мембранным методом рекомендуется применение комбинированной мембранно-сорбционной подготовки. При этом мембранная установка позволяет в разы снизить нагрузку на сорбционный блок очистки от CO_2 и обеспечить достижение требуемых показателей вне зависимости от колебаний содержания CO_2 в сырьевом газе.

По сравнению с традиционно используемыми технологиями она единственная позволяет одновременно в рамках одного технологического аппарата добиться снижения ТТР (температуры точки росы) как по воде, так и по углеводородам, в том числе до требований СТО Газпром 089-2010 для холодных климатических районов при давлении осушаемого газа до 4,0-10,0 МПа.

Применение мембранных установок осушки газа позволяет минимизировать капитальные и эксплуатационные затраты на осушку.

В зависимости от схемы реализации процесса газ может быть осушен на 15-60°C [18].

2.4.4 Химический метод

Рассмотрим осушку газа хлористым кальцием. На рисунке 2.4 представлен абсорбер для осушки данного типа.

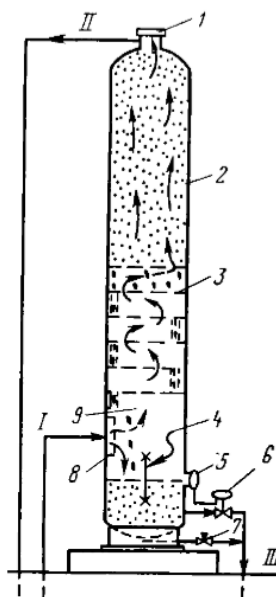


Рисунок – 2.4 Схема работы хлоркальциевого дегенератора[Д.М.Кемпбел Очистка и переработка газов. Москва, «Недра» 1977]

1—люк для загрузки хлористого кальция; 2—секция таблетированного хлористого кальция; 3—центральная (тарелочная) секция; 4—стеклянный указатель уровня; 5—регулятор уровня жидкости; 6—клапан для сброса раствора хлористого кальция; 7—дренажная задвижка; 8—каплеотбойник; 9—сепарационная секция; I—сырой газ; II—осушенный газ; III—жидкость из аппарата (дренирование)

Дегидраторы такого типа применяются для осушки небольших объемов газа на некоторых промыслах, особенно там, где обслуживание установок обходится дорого (труднодоступные территории, суровые климатические условия и т.д.).

Промысловые хлоркальциевые дегидраторы состоят из трёх секций:

- Нижняя или сепарационная секция, куда происходит поступление газа и отделяется жидкость. Раствор хлористого кальция вместе с поглощенной влагой собирается внизу аппарата, откуда переводится в специальную яму;
- Центральная или тарелочная секция, имеющая 3-5 прямооточных тарелок. Через них проходит поток газа и движется вверх аппарата стекающему навстречу раствору хлористого кальция. Осушитель поступает на верх тарелочной секции.
- Верхняя секция, представляет собой емкость, в которую периодически загружается 450-820 кг. таблеток безводного хлористого кальция диаметром 1-2,5 см. Здесь удаляется около двух кг воды на один кг хлористого кальция.

Иногда на входе в дегидратор устанавливается нагреватель, при необходимости подогрева другого промышленного оборудования [9].

2.4.5 Комбинированные методы

В качестве комбинированного метода рассмотрен метод осушки газа с применением проточного реактора (рисунок 2.5). Иной метод, нашедший свой промышленное применение (осушка газа впрыском гликоля) рассматривается в следующей главе (глава 2.5.2).

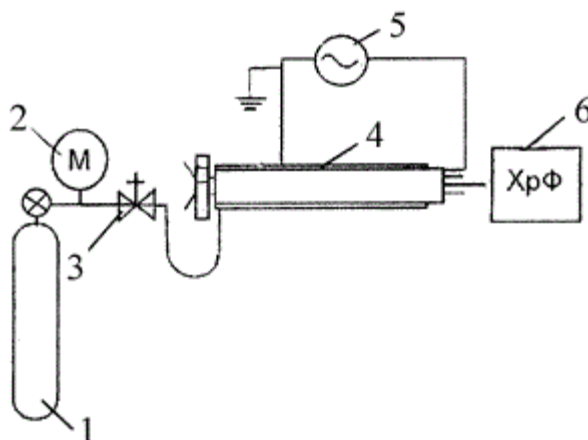


Рисунок 2.5 – Схема лабораторной установки для осушки газа. 1 - баллон со сжатым газом, 2 - манометр, 3 - редуктор, 4 - реактор, 5 - источник питания эксимерной лампы, 6 - хроматограф [26].

Способ осушки включает облучение объема газовой смеси в реакторе электромагнитной волной ультрафиолетового диапазона в интервале длин волн 130-200 нм. Проточный реактор для осушки содержит трубопровод и равномерно размещенные в нем эксимерные лампы на основе ксенона. Лампы выполнены в продолговатых цилиндрических корпусах из кварцевого стекла. Изобретение позволяет повысить эффективность осушки газа, структурно сократить технологии, упростить обслуживание, утилизировать отделяемую влагу и снизить энергозатраты.

Реактор (адсорбер) содержит линейный трубопровод с устройством дезинтеграции и перемешивания встречных потоков осушаемого газа и адсорбента.

Указанный способ и устройство является прототипом. Существенный недостаток прототипа – плохо решенная проблема утилизации отсепарированной и токсичной водной фазы (т.к. водная фаза содержит технологические примеси – метанол, гликоли, углеводороды). В действующей практике она закачивается в поглощающие скважины на глубину 800 м и более, что требует больших материальных затрат, а также экологического обоснования и обеспечения системой контроля. Накопление больших объемов токсичных вод в подземных горизонтах грозит в перспективе уничтожением окружающей фауны и флоры. Захоронение загрязненной воды, как и других отходов производства, составляет отдельную глобальную проблему защиты биосферы. В некоторых случаях утилизация токсичной водной фазы осуществляется путем ее "сжигания" с использованием в газопромысловой практике горизонтальных факельных устройств. Эффективность "сжигания" водной фазы весьма низкая, что приводит к конденсации воды с несгоревшими органическими примесями вокруг факельного устройства. Кроме того, технология утилизации методом сжигания энергозатратная, поскольку приводит к испарению всей массы промстоков.

Указанный технический результат достигается тем, что в способе осушки природного газа в качестве внешнего физического воздействия применяют

облучение объема газовой смеси в реакторе электромагнитной волной ультрафиолетового диапазона в интервале длин волн 130-200 нм.

Технический результат предлагаемого изобретения-устройства - повышение эффективности осушки, упрощение обслуживания, а также снижение энергозатрат.

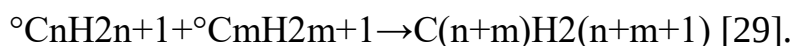
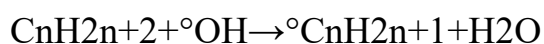
Указанный технический результат достигается тем, что в проточном реакторе для осушки природного газа, содержащем трубопровод и расположенный в нем источник физического воздействия на газовый поток, в качестве источника физического воздействия на газовый поток выбраны эксимерные лампы на основе ксенона, выполненные в продолговатых цилиндрических корпусах из кварцевого стекла и размещенные равномерно в трубопроводе.

Достижимость указанных технических результатов основана на использовании фотохимических реакций в потоке газа, облучаемом электромагнитным излучением ультрафиолетового диапазона с избирательной длиной волны. При этом обеспечивается целенаправленное фотохимическое воздействие на газовый поток [26].

Под действием ультрафиолетового облучения в потоке газа происходит фотолиз молекул воды с образованием высокореактивных радикалов $^{\circ}\text{OH}$ и $^{\circ}\text{H}$:



Одновременно в том же объеме идет стимулированная димеризация углеводородов и реакция с гидроксильными радикалами:



Результатом совокупной кинетики этих реакций является уменьшение содержания влаги, сопутствующая самоутилизация образовавшихся гидроксильных радикалов, повышение содержания в составе газа ценной фракции C_{6+} , а также синтез продуктов неполного окисления (низшие спирты и альдегиды), которые полностью растворяются в осушаемом природном газе и добавок являются ингибиторами гидратообразования. Таким образом, весь

технологический цикл оказывается замкнутым, что крайне важно с точки зрения требований экологии. Образование новых полезных продуктов дает дополнительную экономическую выгоду в отличие от способа-прототипа, где отсепаровывание насыщенных адсорбентов сопровождается выносом углеводородов.

Диссоциация молекул воды происходит при вынуждающем действии квантов излучения, энергии которого достаточно для разрыва межатомных связей. Для реальных условий состояния природного газа, предназначенного для кондиционирования, интервал длин волн, отвечающий таким уровням энергии, начинается со значений 200 нм. Экспериментально найдено, что при больших длинах волн энергии кванта недостаточно для практического применения способа.

С укорочением длины волны внутри указанного интервала эффективность диссоциации нарастает, но сокращается глубина проникновения электромагнитного поля в газовую среду, т.е. сокращается объем активной зоны реакции. Поэтому использование длины волн короче 130 нм также не имеет практического смысла. Внутри интервала совокупность действия обоих механизмов создает максимум эффективности.

В качестве источников ультрафиолетового излучения реакторов осушки газа выбраны эксимерные лампы барьерного разряда с заполнением, содержащим ксенон. Под действием электрического поля в газе происходит спонтанное излучение электромагнитных волн указанного диапазона. В этом диапазоне достаточно прозрачным для них является кварцевое стекло. Поэтому выбор материала корпуса лампы с необходимостью предписан.

Комплекс реакций в объеме газа развернут во времени. Степень осушки объема газа зависит от мощности электромагнитного воздействия и длительности его. При заданном техническими возможностями уровне мощности регулировать степень осушки газа можно длительностью облучения. В условиях газового потока эта задача решается растяжением активной зоны, т.е. выполнением ламп продолговатой (протяженной) формы. При их размещении в

трубопроводе по ходу газового потока один и тот же объем газа сообщается с активной зоной эксимерной лампы, "теряя" влажность примерно по экспоненциальному закону. Таким образом, длина продолговатого корпуса может быть любой и определяется требованиями к степени осушки реального газа и мощностными возможностями эксимерных ламп [26].

2.5 Осушка газа методом абсорбции

Следует начать с определения абсорбции. Абсорбция — избирательный и обратимый процесс поглощения газов или паров жидкими поглотителями (абсорбентами). В ходе данного процесса происходит переход вещества или группы веществ из газовой или паровой фазы в жидкую.

Как правило после абсорбции, проводится процесс десорбции – переход вещества из жидкой фазы в паровую или газовую. В результате целевой компонент выделяется из жидкого поглотителя. Очевидно, что условия проведения абсорбции и десорбции прямо противоположны. В процессе абсорбции происходит растворение газа в жидкости, этому способствуют повышение давления и понижение температуры. В процессе десорбции происходит выделение газа из раствора, этому способствуют понижение давления и повышение температуры. Абсорбент, поглотивший в процессе абсорбции целевые компоненты, называется насыщенным, или отработанным. Абсорбент, освобожденный в процессе десорбции от целевых компонентов, называется регенерированным, после охлаждения насосом он может быть снова возвращен на абсорбцию. Таким образом, получается замкнутая абсорбционно-десорбционная система.

В качестве абсорбентов на предприятиях используются гликоли — двухатомные спирты жирного ряда общей формулы $C_nH_{2n}(OH)_2$. Низшие гликоли это бесцветные, прозрачные, вязкие жидкости без запаха, сладковатого вкуса, гигроскопичны, не агрессивны [15].

Жидкий абсорбент должен удовлетворять ряду требований, основные из которых:

- высокая влагоемкость;
- нетоксичность;
- достаточная стабильность;
- отсутствие корродирующих свойств;
- низкая растворяющая способность по отношению к газу и жидким углеводородам и слабая растворимость в них;
- простота регенерации.

В наибольшей степени этим требованиям отвечают диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ), также на промыслах применяется этиленгликоль (ЭГ).

На сегодняшний день основная добыча газа на северных месторождениях России осуществляется за счет разработки газовых залежей, как правило, сеноманского продуктивного горизонта, к числу таких месторождений относятся: уникальные месторождения-супергиганты - Медвежье, Уренгойское и Ямбургское. На приведённых месторождениях природный газ преимущественно метанового типа, т.е. содержание метана доходит до 98— 99 об. %, иногда встречаются залежи с примесью азота (обычно не более 1,0 об. %), тогда как более тяжелые компоненты ($C_{2+в}$) находятся только в следовых количествах.

Согласно действующему отраслевому стандарту, регламентирующему основные требования на качество товарного природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам СТО Газпром 089-2010 при подготовке к транспорту сеноманских газов северных месторождений требуется только их осушка до определенной точки росы:

- зимний период года – -10°C (умеренный микроклиматический район), -20°C (холодный микроклиматический район);
- летний период года – -10°C (умеренный микроклиматический район), -14°C (холодный микроклиматический район);

Соблюдение требований отраслевого стандарта обеспечивает безгидратный транспорт газа, даже на наиболее гидратоопасном головном участке магистрального газопровода.

В настоящее время в России распространён абсорбционный метод с применением диэтиленгликоля (ДЭГ) в качестве основного абсорбента, тогда как за рубежом чаще всего используют более эффективный осушитель — триэтиленгликоль (ТЭГ). Выбор в пользу ДЭГ в свое время связан с наличием собственной промышленной базы на химических производствах (хотя практически весь период эксплуатации северных месторождений частично использовался ДЭГ и импортной поставки), а также ожидаемой низкой температурой контакта в абсорберах, что не вполне подтвердилось впоследствии (при понижении температуры контакта газ — гликоль в абсорбере преимущества ТЭГа исчерпываются) [6].

Рассмотрим типичную схему осушки природного или попутного газа с регенерацией гликоля (рисунок 2.6):

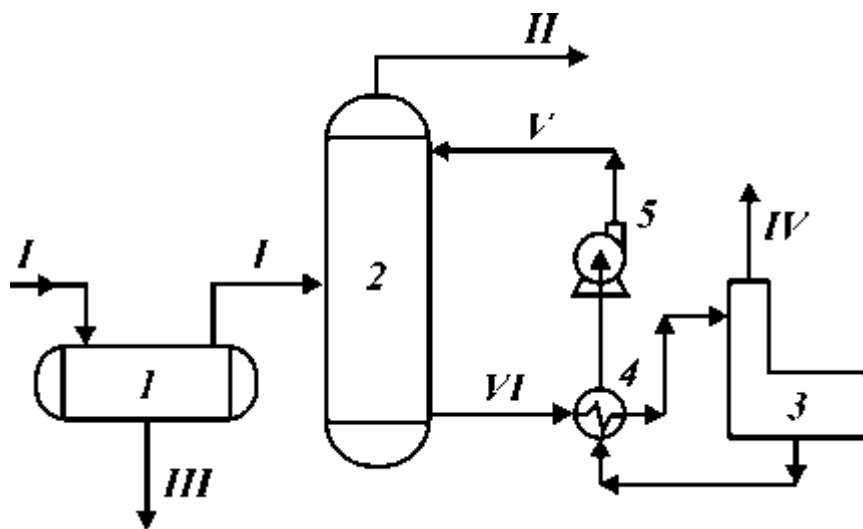


Рисунок 2.6 – Схема стандартной установки гликолевой осушки газа:

I - сырой газ; *II* - сухой газ; *III* - вода; *IV* - пары воды; *V* - сухой гликоль; *VI* - сырой гликоль; / - сепаратор; 2 - абсорбер; 3 - генератор гликоля; 4 - теплообменник гликоль-гликоль; 5 – насос [6]

Газ со скважин проходит входной сепаратор 1, где от него отделяется жидкая водная фаза (конденсационная вода с примесью пластовой минерализованной воды либо водный раствор ингибитора гидратообразования,

если система промышленного сбора газа функционирует в гидратоопасном режиме), далее поступает в абсорбер 2, где и осушается, контактируя с раствором концентрированного гликоля. Осушенный газ из абсорбера поступает в магистральный газопровод и подается потребителю. В схему входит система регенерации насыщенного гликоля 3, а также насосы, теплообменники и некоторое другое оборудование [6].

В зависимости от периода разработки, особенностей УКПГ, экономических аспектов и т.д. существует множество вариаций абсорбционных установок. Далее рассмотрим различные технологические схемы.

2.5.1 Технологические схема осушки методом абсорбции, применительные к начальному периоды разработки

В начальный период эксплуатации в технологической схеме гликолевой осушки газа отсутствуют ДКС-1 и ДКС-2 и, возможно, СОГ. Эти аппараты вводятся в технологический процесс по мере необходимости при падении пластового давления в процессе разработки месторождения. Такой вариант представлен на рисунке 2.7, где показаны многофункциональные аппараты МФА-1 и МФА-2, включающие сепаратор, абсорбер и фильтр в одном многофункциональном агрегате. Если заменить МФА-1 на сепаратор С-1, то практически приходим к технологической схеме ТюменНИИГипрогаза (см. рис. 14), отличия, однако, остаются и состоят в возможности более экономичных схем циркуляции гликоля в установке (а также при необходимости специфических технологий использования летучих ингибиторов гидратообразования для ингибирования СОГ или АВО) [6].

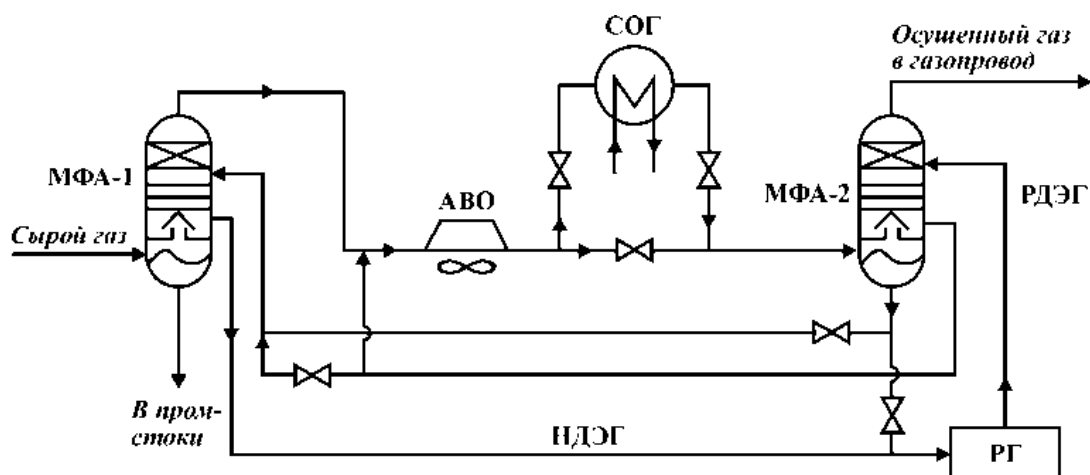


Рисунок 2.7 – Технологическая схема двухступенчатой гликолевой осушки газа в начальный период эксплуатации месторождения:

МФА-1 - многофункциональный аппарат первой ступени осушки; МФА-2 - многофункциональный аппарат второй ступени осушки; РГ - система регенерации гликоля; АВО - аппарат воздушного охлаждения; СОГ - станция охлаждения газа [6]

Базовая технологическая схема абсорбционной обработки газа применительно к начальному периоду разработки северных месторождений показана на рисунках 2.8 и 2.9.

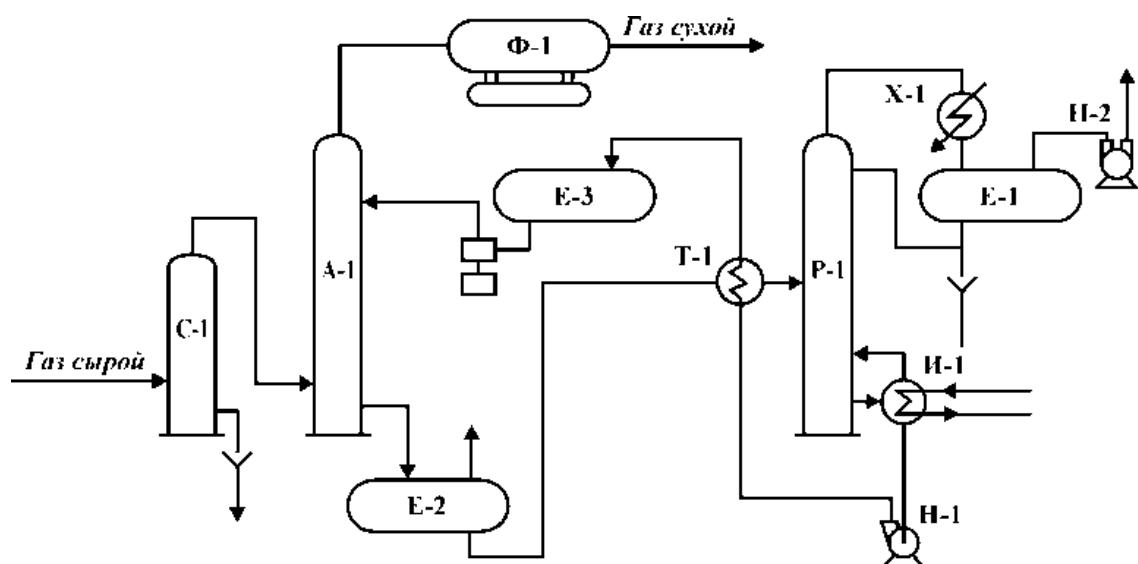


Рисунок 2.8 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа для северных месторождений:

С-1 - сепаратор; А-1 - абсорбер; Р-1 - колонна регенерации; Ф-1 - фильтр; Т-1 - теплообменник ДЭГ-ДЭГ; Х-1 - конденсатор; И-1 - подогреватель; Е-1, Е-2, Е-3 - емкости; Н-1, Н-2, Н-3 – насосы [6]

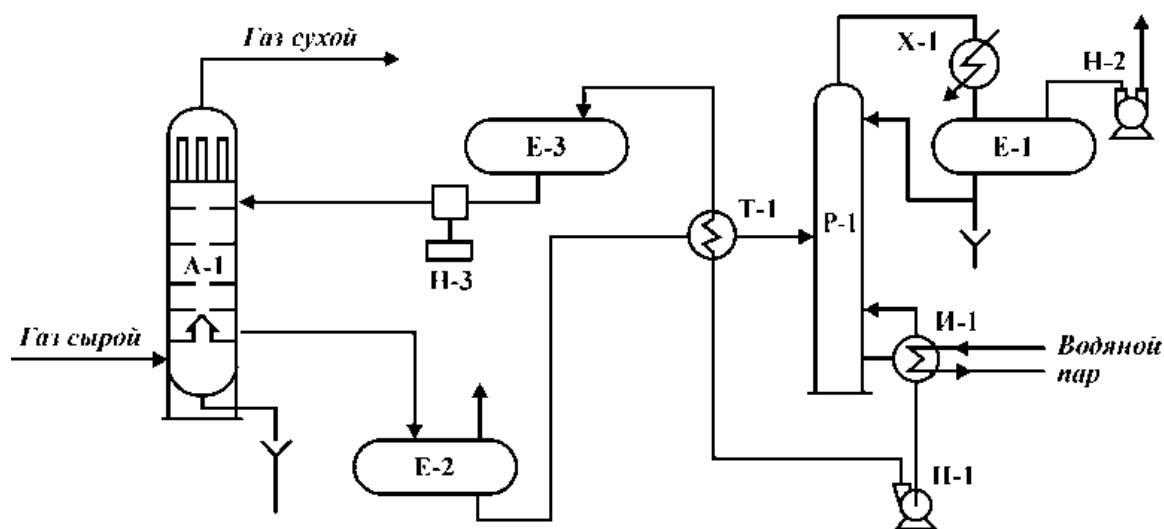


Рисунок 2.9 – Принципиальная технологическая схема абсорбционной осушки газа с многофункциональным аппаратом (МФА) для северных месторождений:

А-1 - многофункциональный аппарат; Р-1 - колонна регенерации; Т-1 - теплообменник ДЭГ-ДЭГ; Х-1 - конденсатор; И-1 - подогреватель; Е-1, Е-2, Е-3 - емкости; Н-1, Н-2, Н-3 – насосы [6]

Природный газ по шлейфам (коллекторам) кустов газовых скважин поступает на УКПГ, где через раздаточный коллектор (систем переключаящей арматуры, гребенку и т.п.) обрабатывается на нескольких однотипных технологических линиях высокой производительности (первоначально 2,5-3 млн. м³/сут, сейчас - 5-10 млн. м³/сут, а в перспективе и более). В общем случае каждая технологическая линия включает: входной (первичный) сепаратор, абсорбер, фильтр для улавливания из потока осушенного газа мелкодисперсного гликоля (эти три аппарата часто объединяются в один МФА, см. рисунок 2.9) и систему циркуляции ДЭГ. Общими для всех технологических линий являются: установка регенерации насыщенного ДЭГ и в случае необходимости станция охлаждения (СОГ) с АВО и холодильными агрегатами на пропановом цикле (иногда используется смешанный пропан-бутановый хладагент) для охлаждения осушенного газа до температуры грунта с целью минимизации экологических последствий и повышения надежности систем транспорта газа. При снижении рабочего давления в абсорберах ниже рабочего давления в магистральном газопроводе приходится дополнительно включать в “хвосте” технологического процесса дожимную компрессорную станцию (ДКС) со своей системой

воздушного охлаждения. А на завершающей стадии разработки месторождения согласно проектам обустройства месторождений вводится в действие еще одна ДКС в “голове” процесса с тем, чтобы обеспечить работу абсорберов в проектном режиме при рабочем давлении примерно 4-5 МПа. В рассматриваемой технологии концентрация регенерированного диэтиленгликоля (РДЭГ) составляет 98,5-99,3 мас. %, а насыщенного (НДЭГ) - на 2-2,5 % меньше (при кратности циркуляции 7-12 кг/1000 м³ газа).

Следует отметить, что за рубежом получил распространение процесс Дризо, в последние годы значительно усовершенствованный. Технологическая схема усовершенствованного процесса Дризо показана на рисунке 2.10. Ее особенность - возможность снижения точки росы осушаемого газа вплоть до минус 40-60 °С, а также удаление и извлечение из газа бензольно-толуольно-ксилольной (БТК) фракции, абсорбируемой из природного газа гликолем и сбрасываемой с газами из регенерационной установки. В рамках этой технологии принципиально достижима и точка росы ниже -60 °С, что осуществляется посредством некоторой ее модификации с целью увеличения концентрации регенерированного гликоля. В этом аспекте процесс Дризо конкурентоспособен даже с цеолитовой (адсорбционной) осушкой газа, при этом в качестве абсорбента используется тетраэтиленгликоль концентрации выше 99,99 мас. %. В настоящее время какой-либо необходимости использовать подобные технологии применительно к системам промышленной обработки природного газа северных месторождений России не возникает.

Накопленный опыт работы установок диэтиленгликолевой осушки газа на северных месторождениях свидетельствует об их надежной работе и возможности практически постоянного соблюдения требований отраслевого стандарта, особенно в начальный период эксплуатации месторождений.

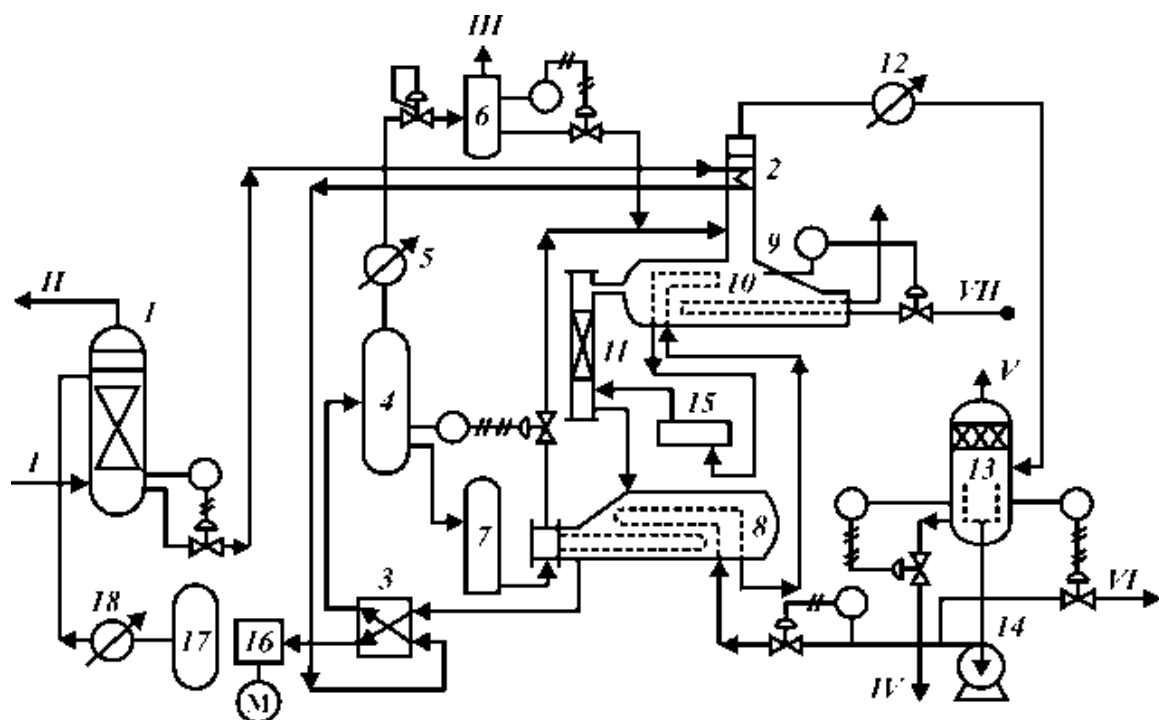


Рисунок 2.10 – Технологическая схема процесса Дризо:

I - входящий газ; *II* - сухой выходящий газ; *III* - газы на факел или в топливную систему; *IV* - сточные воды; *V* - вентиляционный выброс; *VI* - избыточный растворитель с ароматикой; *VII* - топливо; / - гликолевая контактная колонна; 2 - конденсатор рефлюкса; 3 - пластинчатый теплообменник гликоль/гликоль; 4 - сепаратор-испаритель; 5 - конденсатор для извлечения растворителя; 6 - сборник извлеченного растворителя; 7 - фильтр для гликоля; 8 - уравнильная емкость/теплообменник; 9 - отпарная колонна для насыщенного гликоля; 10 - ребойлер; 11 - отпарная колонна для тощего гликоля; 12 - конденсатор воды и растворителя; 13 - сепаратор вода/растворитель; 14 - насос для растворителя; 15 – подогреватель растворителя; 16 - насос для гликоля; 17 - акустический фильтр; 18 - холодильник гликоля [6]

Тем не менее в отрасли не прекращается проработка новых и перспективных научно-технических решений в следующих направлениях:

- анализ и совершенствование собственно технологических схем осушки;
- выбор абсорбентов, наиболее приемлемых для тех или иных условий, в том числе и при пониженных температурах контакта;
- разработка методов очистки абсорбентов от механических примесей, солей, продуктов деструкции и др.;
- модернизация основного технологического оборудования;

- совершенствование систем регенерации насыщенного абсорбента;
- нормирование, прогноз технологических потерь абсорбентов и анализ путей их сокращения;
- модернизация АВО и разработка принципиально новых решений по системам воздушного охлаждения сырого газа[6].

2.5.2 Технологические схемы абсорбционной осушки газа, используемые на этапе падения добычи

Меняющиеся условия эксплуатации абсорберов осушки газа на газовых промыслах, связанные в последнее время с постепенным истощением месторождений, отрицательно сказываются на эксплуатационной надежности колонного оборудования и качестве осушаемого газа. В нашем случае наблюдается аналогичная ситуация.

Особенности эксплуатации УКПГ в этот период заключаются в следующем:

- по мере снижения давления в пласте возрастает начальное насыщение газа влагой, что, несмотря на снижение объемов подготовки газа, приводит к увеличению общей нагрузки установки по влаге, необходимости увеличения расхода регенерированного гликоля на кубометр осушаемого газа; увеличивается вынос из пласта вместе с газом мехпримесей, воды и содержащихся в ней солей; наличие газоперекачивающих агрегатов (компрессоров) перед абсорберами повышает температуру осушаемого газа (за счет компримирования), особенно в летний период, что приводит к ухудшению температуры точки росы газа по влаге; в составе газового потока после ДКС появляется компрессорное масло;
- за счет снижения рабочего давления и увеличения температуры газа ухудшается эффективность самого процесса абсорбции, т. е. извлечение влаги гликолем;

- уменьшение рабочего давления приводит к увеличению объемов перерабатываемого газа за счет снижения его плотности, что приводит к возрастанию скоростей в ключевых аппаратах (абсорберах осушки) выше допустимых, росту гидравлического сопротивления и повышенному уносу гликоля с осушенным газом, уменьшению времени контакта газа с гликолем.

Основной особенностью технологического процесса абсорбционной осушки газа гликолем является низкое массовое соотношение осушающей жидкости к обрабатываемому газу (L/G), которое составляет 0,01–0,02 кг/кг. Увеличение начального равновесного содержания жидкости при понижении пластовых давлений приводит к необходимости увеличения количества рециркулирующего абсорбента (гликоля), что тем самым увеличивает жидкостные нагрузки на массообменное оборудование. Это, в свою очередь, приводит к росту потерь (уносу) гликоля с осушенным газом. На практике же на промысловых УКПГ сохраняются существующие расходы гликоля, что ведет к непроектному разбавлению его водой, к уменьшению массового соотношения абсорбента к газу против требуемого, а, следовательно, и к снижению КПД массообменных устройств абсорбционных аппаратов. Для возможности увеличения L/G при падении давления и сокращения выноса жидкости ЦКБН были разработаны контактные устройства на базе регулярных насадок с использованием структурных элементов, позволяющих проводить абсорбционную осушку газа при повышенных массовых соотношениях расхода гликоля к газу с одновременным снижением выноса жидкости из массообменной ступени и общих потерь гликоля, повышением КПД контактных устройств [7].

В ходе разработки месторождений происходит постепенное снижение рабочего давления в абсорберах, что приводит к обострению таких проблем, как:

- ухудшение условий для осушки газа в абсорберах;
- повышение механического уноса ДЭГ в мелкодисперсном виде в связи с увеличением линейной скорости газа в абсорберах.

Такие проблем кардинально не могут быть решены только за счёт улучшения работы многофункциональных аппаратов путём сокращения эффективных линейных скоростей потоков газа, уменьшения нагрузки по жидкости фильтрационной секции аппаратов, улучшения технологических показателей фильтра и т.д.

Подключение ДКС второй очереди в “голове” технологического процесса не решает полностью возникающие проблемы, поскольку резко возрастает температура газа после ДКС (до 35-40 °С, а иногда и выше), тогда как последующее охлаждение потока сырого газа может осуществляться в АВО только в холодный период года. В результате два-три месяца в году осушку газа ДЭГ приходится осуществлять при высоких температурах контакта (выше 30 °С) и при этом крайне затруднительно на существующем технологическом оборудовании реализовать требования по качеству товарного газа, направляемого в магистральные газопроводы[6].

Для решения возникших проблем прибегают к:

- переводу некоторых установок с ДЭГа на ТЭГ;
- использованию технологии двухступенчатой осушки газа на двух температурных уровнях;
- реализации схем доулавливания ДЭГа в потоке осушенного газа;
- использованию технологии поэтапного разгазирования газа;
- использованию отдувочного газа для повышения качества десорбции;
- применению регенерации насыщенных гликолей под вакуумом;
- применению азеотропной ректификации.

Рассмотрим базовую технологию абсорбционной осушки газа (рисунки 2.8 и 2.9), отметим не рациональное использование холода как окружающей среды (АВО), так и холодильных агрегатов. В рассматриваемой базовой технологической схеме охлаждается (или должен охлаждаться по проекту) уже осушенный газ (до температурного уровня 0 - минус 2 °С), схемы с введением

стадии предварительного охлаждения сырого (неосушенного) газа более рациональной представляется модификация этой технологической.

Рассмотрим технологическую схему абсорбционной осушки газа, представленной на рисунок 2.11, включающая:

- входной сепаратор, ДКС (если необходимо);
- АВО - в холодное время года (либо холодильный агрегат - в теплое время года),
- абсорбер и фильтр.

При этой технологии предполагается возможным поддерживать в абсорбере температуру контакта, близкую к 0 °С. В связи с тем, что в подобной технологической схеме сырой газ в трубах АВО и / или в системе испарителя холодной машины оказывается заведомо в гидратном режиме, предлагается следующая схема циркуляции ДЭГ: регенерированный ДЭГ делится на два потока, меньшая его часть подается перед АВО (холодильным агрегатом), а большая - в абсорбер. Ввод ДЭГ производится в мелкодисперсном состоянии, также необходимо обеспечить его равномерное распределение по трубкам АВО, что удастся редко. При этом ввод ДЭГ заметно увеличивает гидравлическое сопротивление аппарата АВО и ухудшает условия теплообмена; поэтому имеются технологические ограничения на удельный расход ДЭГ, выше которого эффективность работы систем охлаждения газа резко снижается. Это означает, что фактически в технологии ТюменНИИГипрогаза имеются определенные ограничения на предварительное охлаждение газа и мало вероятно, что на практике удалось бы добиться снижения температуры контакта до -5-0 °С (что априори предполагалось), хотя, на взгляд авторов, и представляется возможным снизить температуру сырого газа на 7-10 градусов по сравнению с температурой во входном сепараторе (т.е. довести температуру контакта до уровня 5-10 °С). Следует отметить, что, к сожалению, каких-либо попыток внедрения технологической схемы как на месторождении Медвежье, так и впоследствии на других северных месторождениях фактически не предпринималось.

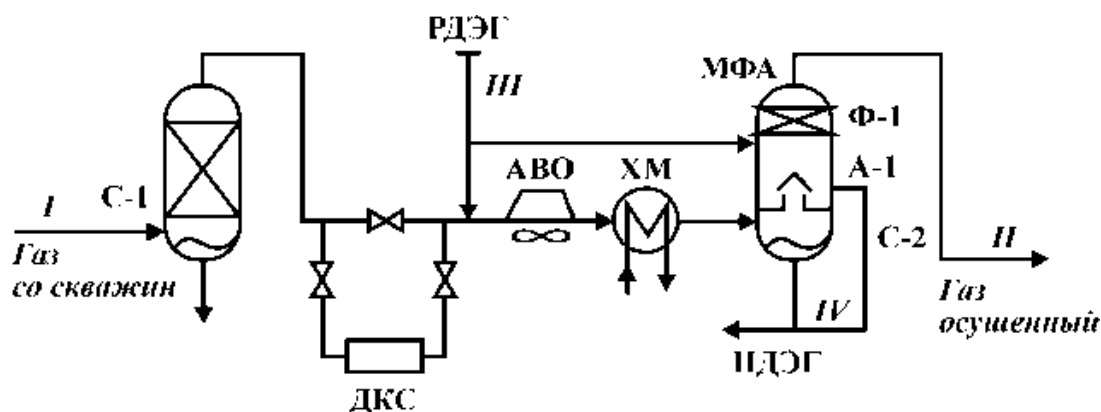


Рисунок 2.11 – Технологическая схема абсорбционной осушки газа, предлагаемая ТюменНИИГипрогазом для северных месторождений:

С-1 - входной сепаратор; ДКС - компрессор; АВО - воздушный холодильник; ХМ - холодильная машина (или СОГ); МФА - трехсекционный аппарат, включающий сепарационную лекцию С-2, абсорбер А-1 и фильтр Ф-1; I - сырой газ со скважин; II - осушенный газ в газотранспортную систему; III - регенерированный гликоль; IV - насыщенный гликоль, направляемый на установку регенерации [6]

Рассмотрим иной вариант установки:

Сырой газ поступает во входной сепаратор, далее охлаждается (в АВО или СОГ) до температуры 0 - минус 2 °С, сепарируется во втором сепараторе, поступает в абсорбер на гликолевую осушку, проходит фильтр и, наконец, направляется в головной участок газотранспортной системы.

Предупреждение гидратообразования в системе предварительного охлаждения газа осуществляется вводом летучего ингибитора гидратообразования - метанола. Кроме того, предполагается ввод метанола и на кусты скважин (разумеется, если это необходимо по термобарическому режиму системы сбора газа). Нетрудно видеть, что это предложение практически весьма близко к техническому решению (см. рисунок 2.11); отличие состоит в использовании метанола (а не гликоля) для предупреждения гидратообразования в АВО или СОГ. На первый взгляд, этот момент представляется некоторым улучшением технологии ТюменНИИГипрогаза, поскольку снимает указанную проблему ограниченности возможности применения ДЭГ как ингибитора гидратов в системах охлаждения газа типа АВО. Однако в технологии остался неучтенным другой, притом существенный, момент: сильное насыщение газа испаренным метанолом, и, как следствие, при обработке газа ДЭГ в абсорбере

должна осуществляться теперь уже не только его осушка, т.е. извлечение влаги из газа, но и извлечение значительного количества метанола. В технологической схеме (см. рисунок 2.11) остается возможным лишь применение гликолей как ингибиторов гидратов в системах охлаждения, но тогда эта схема становится, по существу, идентичной схеме, показанной на рисунке 2.12.

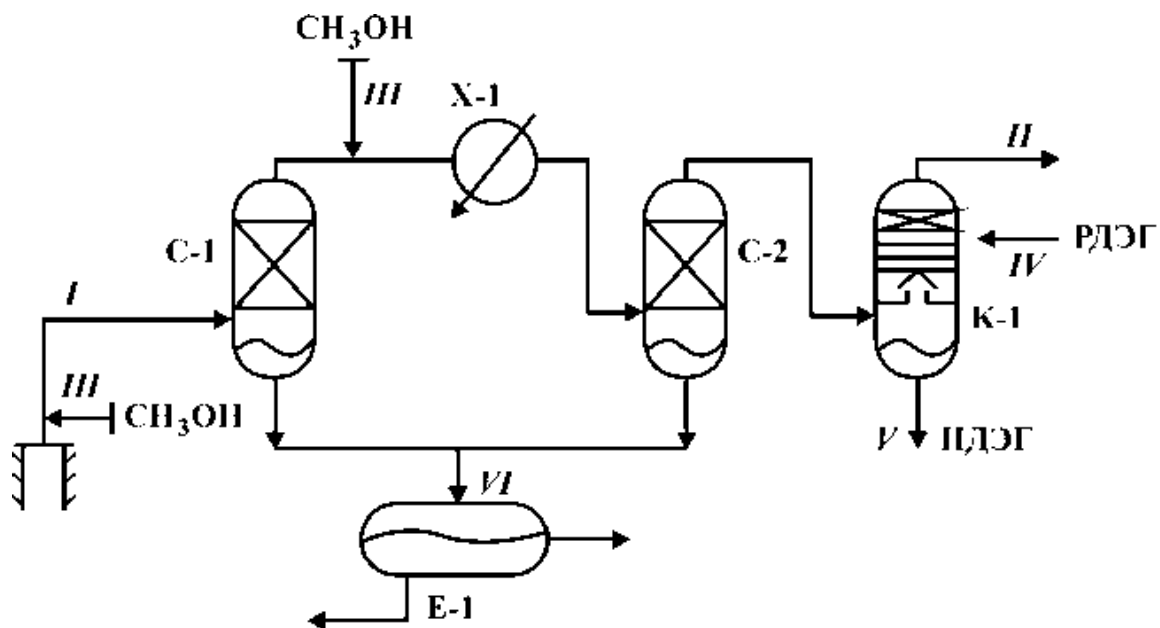


Рисунок 2.12 – Вариант ВНИИГАЗа технологической схемы абсорбционной осушки сеноманского газа северных месторождений:

С-1 - входной сепаратор; С-2 - промежуточный сепаратор; X-1 - холодильная машина; К-1 - колонна гликолевой осушки газа; Е-1 - емкость для сбора водометанольного раствора; I - сырой газ со скважин; II - осушенный газ в промысловый коллектор; III - ингибитор гидратообразования метанола; IV - регенерированный гликоль; V - насыщенный гликоль (на регенерацию); VI - водометанольный раствор на утилизацию [6]

Отметим проведение процесса абсорбции влаги на двух температурных уровнях в двух абсорберах с охлаждением газа между ступенями осушки, а также некоторые особенности циркуляции гликоля в этой технологии (схема с рециркуляцией). Разработанная технологическая схема в общем виде представлена на рисунке 2.13.

температур, характерных для чисто газовых залежей Западной Сибири и п-ова Ямал (типичный диапазон пластовых температур составляет 20-40 °С),

- Прогнозные температурные режимы установок осушки по предлагаемой технологии следующие: температура контакта в абсорбере А-1 варьируется в диапазоне 10-20 °С (и исключительно редко может быть ниже 10 °С);

- Температура контакта в абсорбере А-2 в начальный бескомпрессорный период эксплуатации меняется в диапазоне от -5 до 5 °С в холодное время года и в диапазоне 10-20 °С в летнее время года (в предположении, что в начальный период эксплуатации СОГ отсутствует, а охлаждение газа между ступенями осушки осуществляется только в холодное время года с использованием аппаратов воздушного охлаждения), тогда как в компрессорный период эксплуатации температура контакта в А-2 существенно выше и может меняться от 0 до 35-40 °С (последние значения температуры возможны для летнего времени года в отсутствие СОГ).

В зависимости от термобарических режимов работы двухступенчатой двухтемпературной установки осушки газа наиболее приемлемым с технологической точки зрения является тот или иной вариант циркуляции гликоля в системе по пп. 1-4. Следует особо подчеркнуть, что любой из перечисленных вариантов циркуляции гликоля в рамках предлагаемой двухступенчатой технологии осушки газа имеет существенные преимущества перед базовым вариантом (см. рис. 9 и 10) и подготовки газа сеноманских залежей:

- обеспечивается более высокая надежность работы установки осушки газа, поскольку легко достигается требуемая точка росы газа по влаге даже при самых неблагоприятных термобарических режимах;

- установка регенерации гликоля может функционировать в более “мягком” термодинамическом режиме, что приводит к уменьшению энергетических затрат на регенерацию насыщенного гликоля, а также существенно облегчается процесс очистки ДЭГ от примесей.

Проведенные расчеты показывают, что наиболее технологичным является вариант циркуляции ДЭГ по п. 4 с сохранением принципиальной возможности его подачи перед АВО в небольшом количестве (до 0,2-0,3 кг/ 1000 м³), главным образом, с целью повышения надежности работы АВО в безгидратном режиме. Предлагаемая технология двухстадийной осушки газа на двух температурных уровнях оказывается работоспособной и в широком диапазоне термобарических условий (например, при подключении ДКС в “голове” технологического процесса, отключении АВО в летнее время и отсутствии СОГ и, как следствие, наличии высокой температуры контакта до 35 °С в абсорбере А-2). Кроме того, сохраняется во всех случаях возможность использования в качестве абсорбента диэтиленгликоля [6].

Также для борьбы с повышенным уносом гликоля и высоким влагосодержанием применяется схема с доулавливанием гликоля (см. рисунок 2.14):

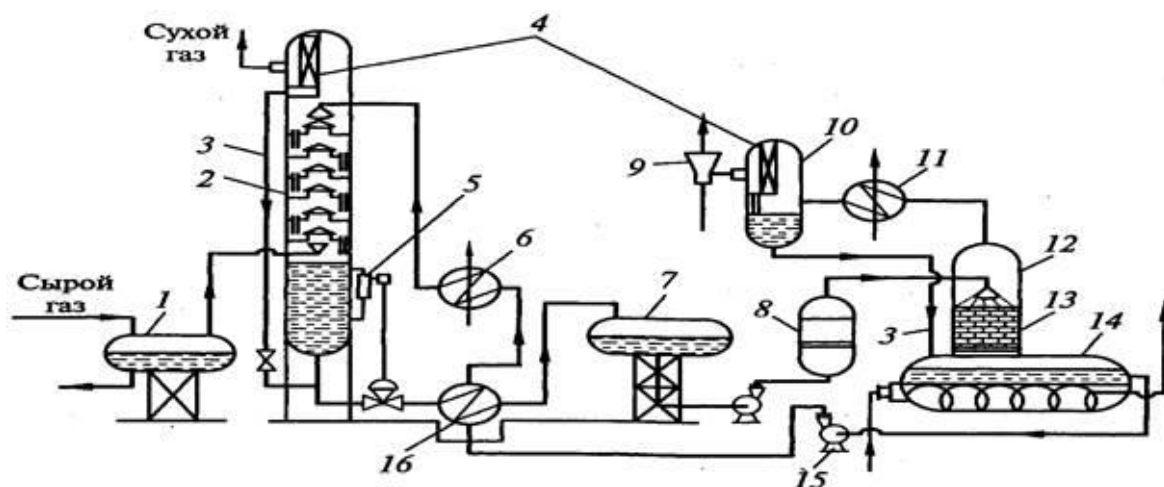


Рисунок 2.14 – Принципиальная схема абсорбционной осушки газа

1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – линия слива уловленного гликоля; 4 – жалюзийный каплеуловитель; 5 – регулятор уровня; 6 и 11 – холодильник; 7 – виветриватель; 8 – фильтр; 9 – эжектор; 10 – сепаратор для улавливания гликоля; 12 – выпарная колонна (десорбер); 13 – кольца Рашига; 14 – кипятильник (испаритель); 15 – насос; 16 – теплообменник [6].

Сырой газ проходит сепаратор 7, в котором отбивается капельная влага, затем направляется под нижнюю тарелку абсорбера 2 и движется вверх навстречу гликолю. При контакте с гликолем на тарелках газ осушается и через жалюзийный каплеуловитель 4 выходит за пределы абсорбера. Насыщенный

парами воды гликоль достигает нижней части абсорбера, откуда под собственным давлением через теплообменник 16, выветриватель 7 и фильтр 8 направляется в выпарную колонну (десорбер) 12 для восстановления первоначальных свойств (регенерации). Регенерация проводится путем подогрева (за счет сжигания части осушенного газа) раствора гликоля и испарения из него воды в выпарной колонне. Раствор гликоля нагревают до 150 °С (ДЭГ) или до 180 °С (ТЭГ). В верхней части выпарной колонны (десорбера) 12 поддерживают температуру 105—107 °С. Регенерированный раствор гликоля пропускают через теплообменник 16 и холодильник 11, а затем снова подают на верхнюю тарелку абсорбера 2. Для снижения потерь гликоля при регенерации на выходе из верхней части выпарной колонны (десорбера) 12 установлен холодильник 6, в котором поддерживается температура около 80 °С, и сепаратор для улавливания гликоля 10 с жалюзийным каплеуловителем 4 [6].

С пуском дожимной компрессорной станции (ДКС) перед ней размещается узел предварительной сепарации, а после ДКС — воздушные холодильники, которые в условиях северных месторождений большую часть года могут обеспечивать оптимальную температуру газа, поступающего на абсорбционную осушку. При давлении газа на выходе из ДКС 7,5 МПа эта температура равна 10-12 °С, что исключает возможность образования гидратов в воздушных холодильниках и позволяет стабильно получать точку росы по воде осушенного газа —25 °С (р — 5,5 МПа). При этом в абсорберы подается ДЭГ, массовая доля которого составляет 99 — 99,2 %.

Установка комплексной подготовки газа к дальнейму транспорту (рисунок 2.15) включает в себя технологические линии абсорбции газа, установку регенерации абсорбента, насосы для его перекачки и емкости со вспомогательным оборудованием.

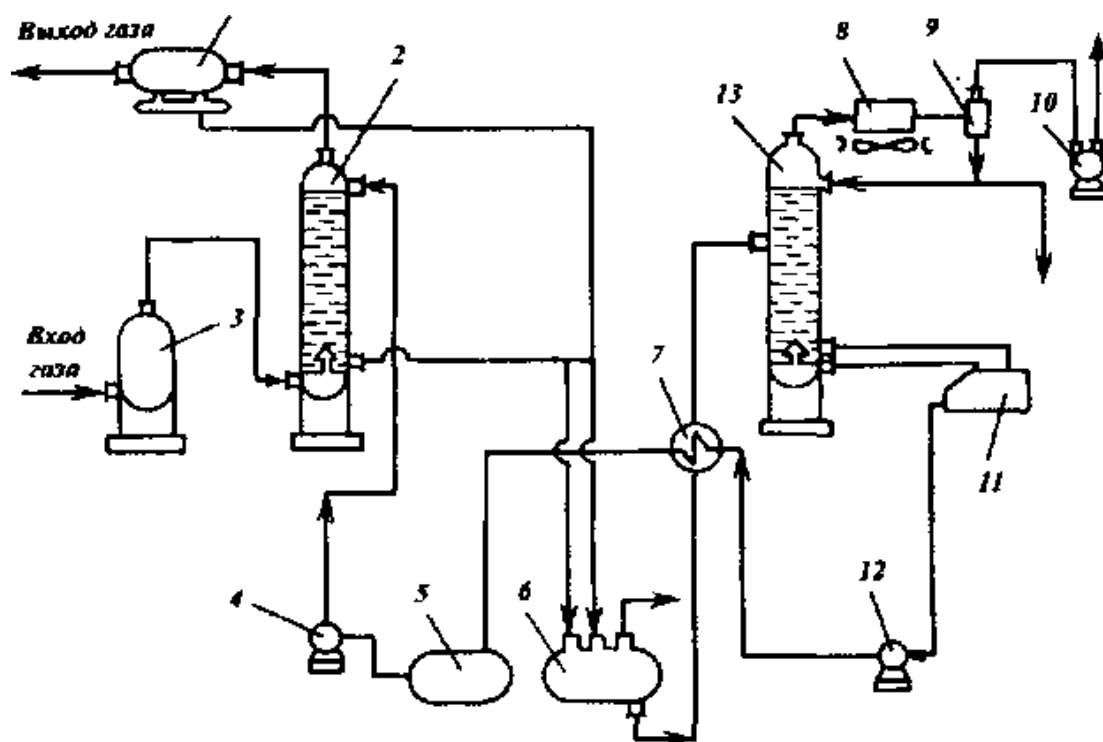


Рисунок 2.15 – Технологическая схема абсорбционной осушки газа на месторождении Медвежье[6]

Природный газ, пройдя узел входных манифольдов, поступает в сепаратор 3, где отделяется, выделившаяся на участке забоя скважины капельная жидкая фаза, после чего попадает в нижнюю часть абсорбера 2, на верхнюю ступень которого насосом 4 подается регенерированный диэтиленгликоль. При противоточном движении газа и абсорбента по высоте абсорбера происходит поглощение паров воды гликолем, после чего осушенный газ, содержащий капли унесенного абсорбента, с верха абсорбера направляется в фильтр улавливания гликоля. Затем осушенный и очищенный газ, пройдя регулируемый штуцер, поступает в промысловый коллектор сухого газа.

Насыщенный влагой абсорбент с глухой тарелки, расположенной в нижней части абсорбера 2, подается за счет избыточного давления в вентрилятор 6, где при давлении 0,3 — 0,6 МПа происходит разгазирование раствора гликоля. Насыщенный абсорбент из вентрилятора через теплообменник 7, где он нагревается регенерированным абсорбером, поступает на тарелку питания десорбера 13.

Тепловой режим работы установки регенерации поддерживается за счет подвода тепла в испаритель. Разрежение в испарителе и десорбере создается

вакуум-насосом 10, на который поступают пары и неконденсирующиеся газы из десорбера, предварительно пройдя воздушный холодильник 8 и распределительную емкость 9.

Регенерируемый гликоль из испарителя отводится на насосы 12 и подается через теплообменник 7 "гликоль - гликоль" в накопительную емкость 5; отсюда насосами высокого давления 4 он перекачивается на верхнюю контактную тарелку абсорберов 2.

Также существуют схемы с применением отдувочного газа, которые практически не смогли найти применения в России. Технологические схемы таких установок приведены на рисунках 2.16 и 2.17(соответственно одно- и двухступенчатая установки осушки тощих газов). Особенностью этих схем является наличие системы доулавливания (жидким пентаном) из осушенного газа гликоля, находящегося в парообразном виде. А также для повышения качества регенерации применяется отдувочный газ, который контактирует с гликолем в отпарной секции и десорбирует оставшуюся часть паров воды.

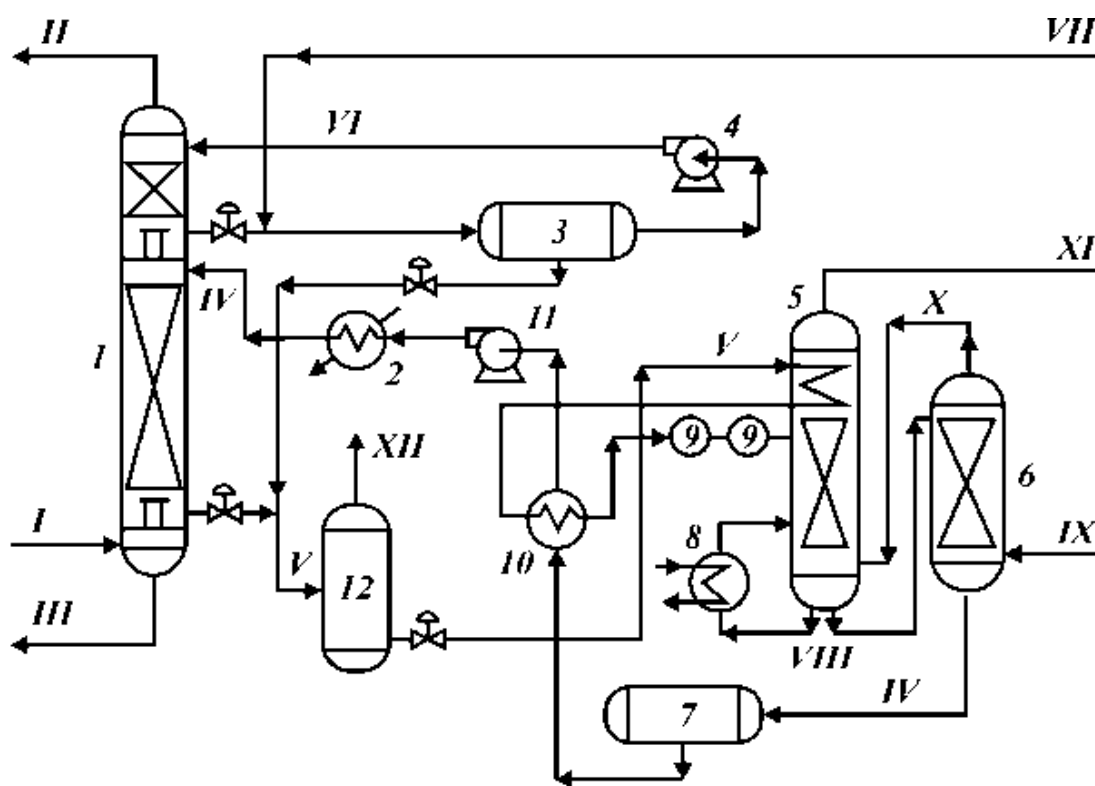


Рисунок 2.16 – Схема одноступенчатой установки осушки газа высококонцентрированными гликолями:

I - сырой газ; *II* - сухой газ; *III* - сброс жидкости; *IV* - сухой гликоль; *V* - сырой гликоль; *VI* - пентан для промывки; *VII* - добавка пентана в систему; *VIII* - частично регенерированный гликоль; *IX* - сухой отдувочный газ; *X* - сырой отдувочный газ; *XI* - сброс водяных паров и отдувочного газа; *XII* - сброс углеводородных паров; / - абсорбер; 2 - холодильник гликоля; 3 - разделитель пентан-гликоль; 4 - насос пентана; 5 - десорбер; 6 - стриппер; 7 - емкость гликоля; 8 - ребойлер; 9 - фильтр; 10 - теплообменник гликоль-гликоль; 11 - насос гликоля; 12 - дегазатор[6]

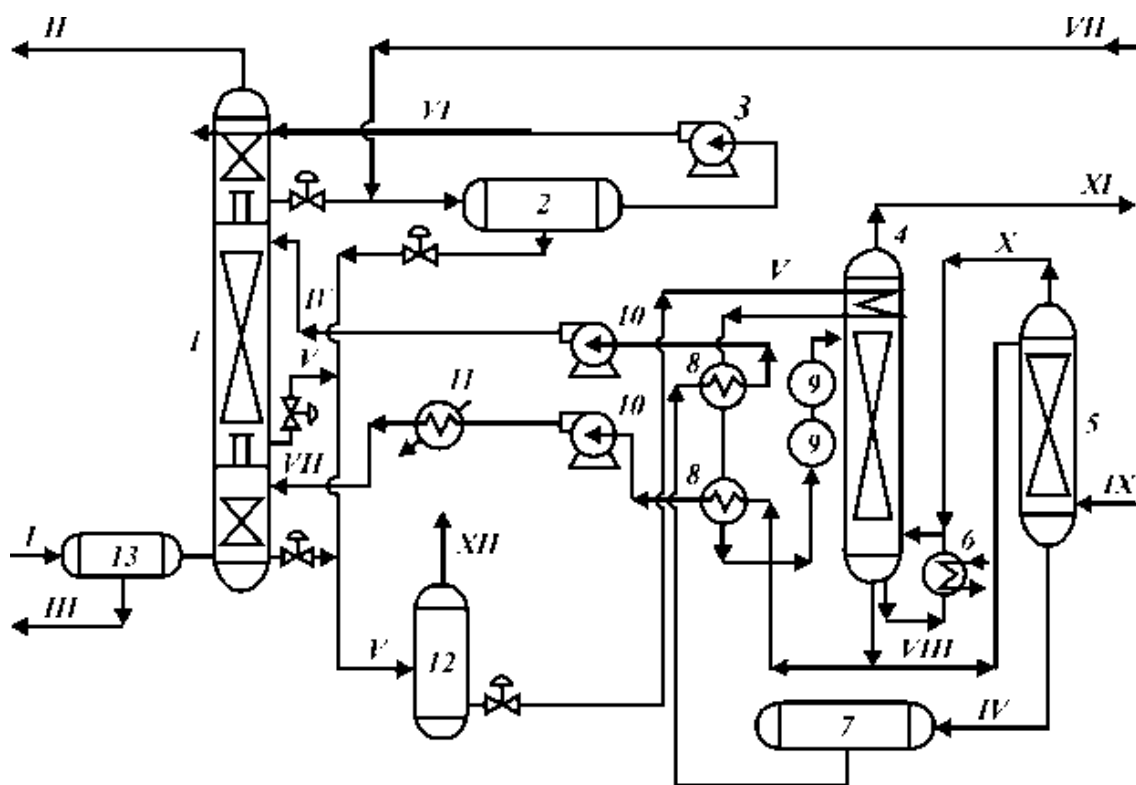


Рисунок 2.17 – Схема двухступенчатой установки осушки газа высококонцентрированными гликолями:

I - сырой газ; *II* - сухой газ; *III* - сброс жидкости; *IV* - сухой гликоль; *V* - сырой гликоль; *VI* - пентан для промывки; *VII* - добавка пентана в систему; *VIII* - частично регенерированный гликоль; *IX* - сухой отдувочный газ; *X* - сырой отдувочный газ; *XI* - сброс водяных паров и отдувочного газа; *XII* - сброс углеводородных паров; / - абсорбер; 2 - разделитель пентан-гликоль; 3 - насос пентана; 4 - десорбер; 5 - стриппер; 6 - ребойлер; 7 - емкость гликоля; 8 - теплообменник гликоль-гликоль; 9 - фильтр; 10 - насос гликоля; 11 - холодильник гликоля; 12 - дегазатор; 13 – сепаратор[6]

По схеме, приведённой на рисунке 2.16 осушка осуществляется в противоточном режиме в одну ступень, а по схеме рисунке 2.17 - в две ступени (предварительной и финишной), но на одном и том же температурном уровне[6].

2.6 Свойства абсорбентов

Для осушки природного газа встречаются следующие абсорбенты:

- гликоли,
- раствор хлористого кальция;
- раствор лития.

На промыслах распространено применения таких абсорбентов как гликоли. Гликоли – двухатомные спирты жирного ряда общей формулы $C_nH_{2n}(OH)_2$. Низшие гликоли это бесцветные, прозрачные, вязкие жидкости без запаха, сладковатого вкуса, гигроскопичны, не агрессивны обладают относительно низкой токсичностью [15].

Свойства жидких поглотителей

Сегодня для абсорбционной осушки углеводородных газов как правило применяют диэтиленгликоль и триэтиленгликоль. При осушке «впрыском» как ингибитор гидратообразования находят применение этиленгликоль и метанол. Ряд производных ди- и триэтиленгликоля или побочные продукты, получаемые при их производстве (этилкарбитол, тетраэтиленгликоль, пропиленгликоль, эфиры диэтиленгликоля и другие) широкого применения в качестве осушающих агентов не нашли.

Качество товарных гликолей, выпускаемых отечественной промышленностью, отличается от качества химически чистых веществ. Технические требования на качество гликолей определяются областью их применения.

При комнатной температуре отсутствует опасность отравления, вследствие их малой летучести. Попадая в организм гликоли представляют серьезную опасность, так как действуют на центральную нервную систему и почки (обладают оральной токсичностью). Триэтиленгликоль обладает меньшей токсичностью, чем диэтиленгликоль.

В зимнее время гликоли следует хранить в теплых помещениях, так как вследствие высокой вязкости при низких температурах транспортирование и

слив затруднены. В сточных водах диэтиленгликоль и триэтиленгликоль биологически не разрушаются.

Основные физические свойства гликолей представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Физические свойства гликолей [3]

Показатели	Гликоли		
	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ
Химическая формула	$C_2H_6O_2$	$C_2H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Молекулярная масса	62,07	106,12	150,18
Плотность (при 20°C), кг/м ³	1116	1118	1126
Температура кипения (при 0,101 МПа), °C	197,3	244,8	285
Температура замерзания (при 0,101 МПа), °C	-13	-8	-7,6
Вязкость (при 20°C), Н*сек/м ²	0,0209	0,0357	0,0478
Удельная теплоёмкость, Дж/г*град	2,35	2,09	2,20
Теплота сгорания, кДж/моль	56,94	68,87	62,60
Теплота испарения, кДж/моль	56,94	68,87	62,60

Показатели	Гликоли		
	ЭГ	ДЭГ	ТЭГ
Давление насыщенного пара (при 20°C), Па	8,0	<1,3	<1,3

Глубина осушки в значительной степени зависит от температуры, при которой газ контактирует с абсорбентом. С повышением температуры контакта увеличивается парциальное давление воды над абсорбентом, при этом повышается точка росы осушаемого газа, и наоборот, с понижением температуры контакта точка росы осушаемого газа понижается. Обычно абсорбционная осушка применяется при температуре осушаемого газа не выше 45-50 °С.

Важное значение для эффективности осушки имеет концентрация абсорбента: чем меньше воды содержится в абсорбенте, тем ниже точка росы осушаемого газа. Как правило, для осушки газов, имеющих температуру до 40°C, применяют растворы, содержащие 98,5 % (масс.) диэтиленгликоля или до 99 % (масс.) триэтиленгликоля.

При осушке газов, охлажденных до -30 °С, путем «впрыска» используют раствор этиленгликоля концентрации 80 % (масс.). Для осушки газа, имеющего температуру выше 40 °С, предпочтительно использовать диэтиленгликоль или триэтиленгликоль концентраций 98,5-99,8 % (масс.).

Первым реагентом, применяемым при осушке природных газов и бутенов, был гранулированный хлорид кальция и его растворы в воде. Затем он был заменен менее коррозионным поглотителем - гликолем или молекулярными ситами (цеолитами). В настоящее время раствор хлорида кальция на некоторых газовых промыслах применяют для борьбы с гидратами в скважинах. За рубежом находит применение осушка природных газов гранулированным и растворенным в воде хлоридом кальция [5].

Огромное влияние на процесс осушки оказывает глубина регенерации раствора поглотителя, насыщенного водой. При концентрации регенерируемых растворов 96,0-97,5 % (масс.) применяется десорбция при давлении, близком к атмосферному. Стремление получить более концентрированные растворы привело к необходимости внедрения вакуумной регенерации или к подаче в систему десорбции нейтрального агента - природного газа, снижающего парциальное давление водяных паров и обеспечивающего получение регенерированных поглотителей концентрацией 98,0-99,95 % (масс.). Находит применение также азеотропная ректификация.

Можно получить регенерированные растворы гликолей концентрации до 99,95 % (масс.) при подаче отдувочного агента - осушенного газа - в испаритель или регенерационную колонну либо в процессе азеотропной ректификации.

Благодаря более высокой температуре разложения триэтиленгликоля его можно нагревать до более высокой температуры при атмосферном давлении, чем диэтиленгликоль, и получать высококонцентрированный раствор, что обеспечит лучшую депрессию точки росы осушаемого газа. Глубина осушки газа гликолями в основном зависит от температуры контакта газ - поглотитель и содержания остаточной влаги в регенерированном растворе гликоля.

Технология регенерации должна обеспечить концентрации гликолей, которая позволяет осушать газы до температуры, соответствующей заданной проектом точке росы газа в абсорбере.

Следует отметить, что выбор оптимальной схемы регенерации гликолей требует технико-экономического обоснования. [5]

2.7 Критерии оценки эффективности

Эффективность массообменного процесса может характеризоваться:

- степенью разделения (степень осушки);
- интенсивностью его проведения (величиной потока массы через границу раздела фаз);

- по экономическому критерию (суммарные затраты на проведение процесса, включая капитальные и эксплуатационные. Пригоден лишь в случае, если при проведении процесса нельзя повлиять на стоимость получаемых продуктов;
- повышения концентрации регенерированного ДЭГ и его удельного расхода (кратности циркуляции);
- повышенный механический уноса ДЭГ в мелкодисперсном виде в связи с увеличением линейной скорости газа в абсорберах (допустимый капельный унос) [8].

Повышение эффективности массообменных процессов на уже работающем производстве осуществляется, в основном, за счет оптимизации режимных параметров (давления, температуры, концентрации и расходов фаз), использования иных разделяющих агентов, а также схем проведения процесса. Также, возможен случай модернизации массообменных аппаратов путем замены контактных устройств или иных элементов. Модернизация порой становится необходимой при изменении состава или расхода сырья, либо требований к качеству получаемых продуктов.

На моменте проектирования новых производств количество параметров оптимизации, изменение которых приводит к повышению эффективности массообменных процессов, кратно прибавляется. Необходим выбор оптимального вида массообменного процесса, возможно использование совмещенных процессов, когда в одном аппарате происходит несколько типовых процессов, например, химическая реакция и разделение продуктов.

Для разработки предложений по повышению эффективности массообменных процессов требуется создание надежных математических моделей всех процессов, протекающих в аппаратах, только это позволит найти оптимальное решение [8].

3 Технологический регламент УКПГ–5. Схема абсорбционной осушки газа на «Я» НГКМ

Рассмотрим осушку газа методом абсорбции с регенерацией гликоля на УКПГ №5 «ООО» Газпром добыча Ямбург.

Сырой газ с давлением 4,0-6,5 МПа – 1,8-3,6 МПа и температурой, которая поддерживается: в зимний не выше 13-18 °С, в теплый период года - 13-22 °С. дожимной компрессорной станции через узел подключения ДКС к УКПГ по коллектору с диаметром 1000 мм поступает в коллектор сырого газа и затем на установку подготовки газа в 9 технологических ниток, состоящих из девяти абсорберов (А-1/1-9) и их арматурных блоков (Ар-02/1-9). Рассмотрим установку на примере одной нитки по упрощённой схеме – рисунок 3.1

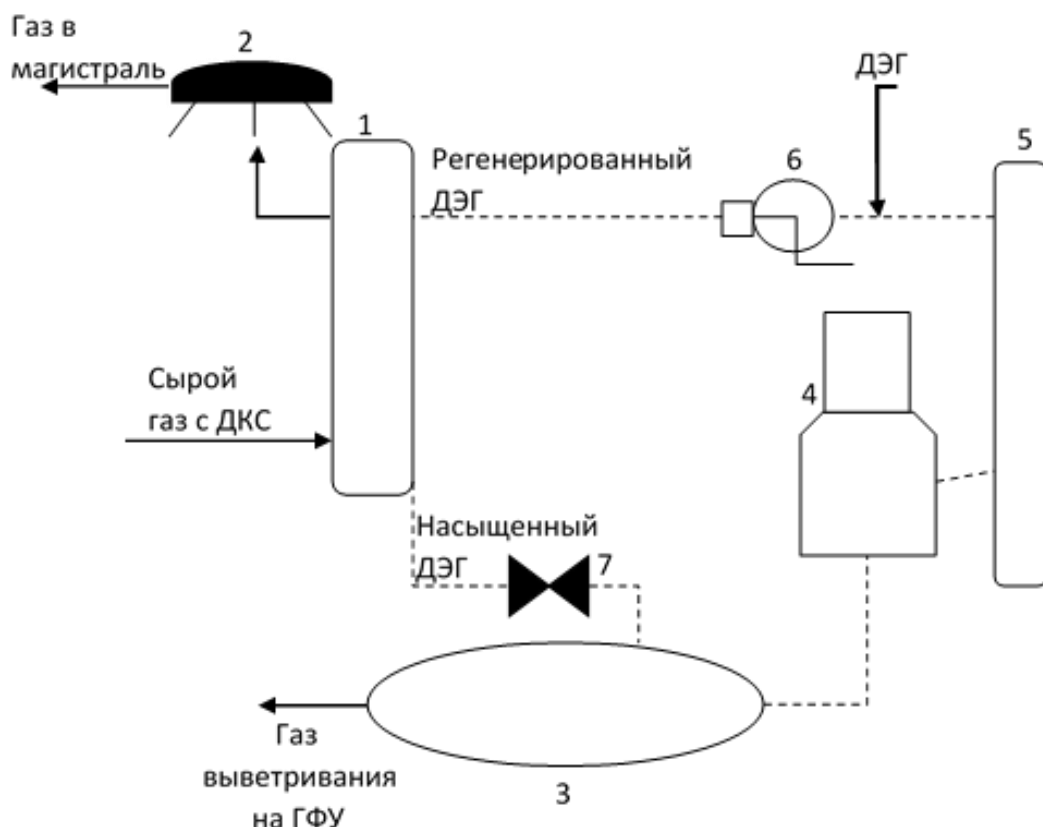


Рисунок 3.1 – упрощенная схема установки осушки газа на УКПГ – 5
1-абсорбер, 2-АВО, 3-разделитель, 4-печь подогрева ДЭГ, 5-колонна регенерации гликоля, 6-насос, 7-клапан регулировки давления.

Абсорбер является многофункциональным аппаратом (ГП 502) (рисунок 3.2), состоящим из трех секций: нижняя - сепарационная, средняя - массообменная, верхняя –фильтрующая [30].

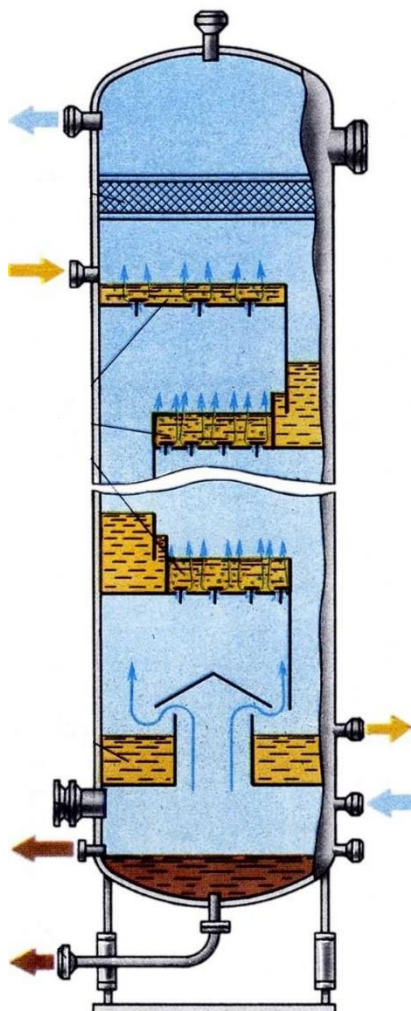


Рисунок 3.2 – Блок осушки абсорбционного типа [30]

Сепарационная секция абсорбера состоит из сетчатого отбойника на входе газа и сепарационной тарелки с мультициклонными элементами. В нижней части - сборник жидкости.

Слив жидкости с сепарационной тарелки производится по сливной трубе под уровень жидкости сборника.

Массообменная часть состоит из пяти контактно-сепарационных ступеней, каждая из которых включает тарелку с сепарационными элементами и ситчатую тарелку. ДЭГ подается на четвертую ситчатую тарелку. На ситчатых

тарелках происходит массообмен встречных потоков осушаемого газа и раствора гликоля, с ситчатой тарелки ДЭГ сливается на нижележащую ситчатую тарелку. На сепарационных тарелках происходит сепарация ДЭГа, уносимого с газом и слив выполнен на ситчатую тарелку на одну контактную ступень ниже. Массообменная секция отделена от входной сепарационной секции полуглухой тарелкой - сборником НДЭГа. Фильтрующая часть состоит из двух тарелок с мультикассетными насадками.

Слив гликоля с верхней тарелки производится по сливной трубе на нижнюю тарелку под уровень гликоля. Слив с нижней тарелки — по выносной трубе под уровень на полуглухой тарелке, образуя гидрозатвор, слив также выполнен в линию насыщенного гликоля арматурного блока абсорбера.

Водометанольный раствор из куба абсорбера при максимальном уровне сбрасывается через клапан-отсекатель и поступает в разделитель. При крайнем нижнем уровне жидкости в сепарационной части происходит закрытие клапана.

Природный газ из сепарационной части поступает в массообменную часть абсорбера, где контактирует со встречным потоком гликоля концентрацией 99-99,3% масс., подаваемым в карман 4-й ситчатой тарелки, при этом на контактно-сепарационных тарелках происходит интенсивный барботажный массообмен встречных потоков осушаемого газа и гликоля.

Количество гликоля, подаваемого на осушку в абсорбер, зависит от расхода газа через установку, температуры контакта, концентрации регенерированного гликоля. Для исключения повышенных уносов гликоля с газом, подача регенерированного гликоля в абсорбер ограничивается 3-4 м³/ч.

Насыщенный раствор ДЭГа собирается на полуглухой тарелке массообменной секции абсорбера и через последовательно соединенные клапан-отсекатель, клапан-регулятор и дроссельную шайбу поступает в разделитель цеха регенерации ДЭГа. Постоянный уровень гликоля на тарелке поддерживается клапаном-регулятором, при понижении уровня ниже допустимого срабатывает блокировка на закрытие отсечного клапана

Осушенный газ из массообменной секции поступает в фильтрующую часть на тарелки с насадками МКН, где происходит улавливание капель гликоля. Раствор ДЭГа стекает с нижней тарелки МКН по выносному трубопроводу в линию НДЭГа в арматурном блоке абсорбера (врезка выполнена перед и после регулятора уровня) или под уровень ДЭГа на полуглухой тарелке. Максимально допустимый перепад на абсорбере - 0,04 МПа.

Из абсорбера осушенный газ проходит в коллектор осушенного газа диаметром 1000 мм.

С целью исключения растепления многолетних просадочных грунтов и повышения надежности газопровода предусматривается круглогодичное охлаждение газа до 0 - минус 2 С, которое в зимний период обеспечивается аппаратами воздушного охлаждения (АВО), летом - АВО и турбодетандерными агрегатами [30]. Полная схема по УКПГ – 5 представлена в приложении А, рисунке А1.

3.1 Регенерация гликоля

Гликоль с концентрацией 95,5 – 97,9% масс. с установки подготовки газа поступает на установку регенерации. Регенерированный абсорбент возвращается на установку осушки газа.

Установка регенерации позволяет получить концентрацию регенерированного ДЭГа до 99,3 % масс. Производительность установки 30 м³/ч [30].

Процесс осушки газа зависит, в основном, от температуры контакта газ-гликоль, расхода абсорбента и его концентрации.

Установка регенерации абсорбента включает следующие основные аппараты (приложение А, рис. А1):

- блоки разделителей насыщенного гликоля Р-1/1,2 (функция выветривателя),
- блоки колонн регенерации гликоля (К-1/1,2),

- печи огневого подогрева гликоля (П-1/1-3),
- емкости регенерированного гликоля (Е-4, Е-8),
- емкость промстоков (Е-12),
- емкость очищенного гликоля (Е-7),
- емкость для отстаивания насыщенного гликоля (В-1),
- фильтры, насосы, воздушные холодильники и др.

Регенератор блока регенерации гликоля представляет собой колонный аппарат производительностью 30 м³/ч, верхняя часть диаметром 1600 мм. с регулярной насадкой решетчатого типа с гофрированными элементами, нижняя часть диаметром 2000 мм. является кубовой со встроенным рекуперативным теплообменником НДЭГ-РДЭГ. Верхнюю и нижнюю часть разделяет полуглухая тарелка. Для данной колонны процент насыщения гликоля не должен превышать 3.

Для подогрева гликоля служат трубчатые однопоточные печи огневого подогрева, установленные на площадке УКПГ в укрытии.

В состав печи входят:

- конвективный змеевик (горизонтальный), расположенный в верхней части печи;
- радиационный змеевик (вертикальный) находится в нижней части печи;
- каркас печи;
- труба дымовая;
- горелки и приборы КИП и А.

Установка регенерации ДЭГа находится в 2-х корпусах, соединенных переходом. Первый корпус представляет ранее построенный и эксплуатируемый по настоящее время "Цех ДЭГа и метанола" и второй достроенный корпус "Цех регенерации ДЭГа".

Описание технологической схемы регенерации гликоля

Насыщенный водой и метанолом гликоль из абсорберов по общему сборному коллектору через дроссельную шайбу поступает в блок разделителя,

где при давлении 0,4-0,5 МПа происходит выделение газа, поглощенного гликолем в абсорберах. Выветренный газ поступает в трубопровод газа собственных нужд на ГФУ и используется для сжигания промстоков.

Из разделителя НДЭГ подается под избыточным давлением в межтрубное пространство рекуперативного теплообменника колонны регенерации, где подогревается за счет тепла горячего РДЭГ и по выносному трубопроводу через регулятор давления поступает в массообменную часть колонны. В колонне регенерации гликоль стекает сверху вниз по насадке, контактирует с потоком паров, идущих из-под полуглухой тарелки, за счет чего подогревается на 10-20 °С и собирается на полуглухой тарелке.

Все регуляторы установлены в арматурном блоке колонны регенерации. Насыщенный гликоль с полуглухой тарелки и регенерированный гликоль с куба колонны объединяются и подаются на всас насоса. На выкид насосов можно подавать РДЭГ на рециркуляцию. С выкида насоса гликоль подается через клапан-регулятор уровня полуглухой тарелки в арматурный блок печи и затем в печь огневого подогрева. На линиях входа и выхода гликоля из печи установлены электрозадвижки. В арматурном блоке на входе в печь замеряются:

Расход гликоля в печь - 60-120 м³/ч. с учетом рециркуляции. В печи гликоль проходит последовательно конвективную и радиационную части, нагревается до 150-163 °С. Нагретый гликоль возвращается в блок регенерации гликоля под полуглухую тарелку. После клапана-регулятора в кубе колонны, давление должно соответствовать режиму работы колонны: вакуум.

Топливо: газ собственных нужд от узла редуцирования, давление газа перед горелками 0,1-0,12 МПа, на запальник - 0,03 МПа.

Температура гликоля на выходе из печи регулируется подачей газа на горелку с корректировкой по расходу гликоля в печь. Для защиты от превышения давления на выходе из печи установлен предохранительный клапан ($P_{уст}=1$ МПа) со сбросом гликоля в емкости регенерированного гликоля.

В кубовой части колонны (между полуглухой тарелкой и теплообменником) происходит отделение паровой фазы от раствора регенерированного

абсорбента. Пары через полуглухую тарелку поступают в массообменную часть колонны, регенерированный гликоль в теплообменную часть.

Регенерированный гликоль проходит трубную часть рекуперативного теплообменника колонны, охлаждается насыщенным гликолем и насосом через клапан-регулятор уровня в кубовой части подается на охлаждение в аэрохолодильники. Охлажденный до 12-35 °С гликоль поступает в емкость регенерированного гликоля.

Часть абсорбента из коллектора нагнетания отбирается на фильтры очистки гликоля. На основном потоке гликоля установлен клапан-регулятор расхода, на потоке в фильтры замерная диафрагма. С помощью клапана регулятора расход гликоля в фильтр поддерживается в количестве 1 м³/ч.

Разрежение в блоке регенерации создается за счет работы вакуумных водокольцевых насосов.

Пары с верха колонны поступают в аэрохолодильники, где охлаждаются до 20-30 °С, конденсируются и поступают в рефлюксную емкость. Температура после аэрохолодильников регулируется количеством включенных вентиляторов, положением жалюзи и контролируется по месту, при $T_{\min}=5$ °С срабатывает сигнализация.

Часть рефлюкса подается насосами на орошение колонны для поддержания необходимой температуры и для уменьшения потерь гликоля с парами воды. Остальная часть рефлюкса подается в емкость УОГ и затем на ГФУ.

Предусмотрено также орошение колонны регенерации холодным раствором насыщенного гликоля через клапан-регулятор температуры верха колонны.

При понижении давления уплотнительной жидкости, давления на нагнетании до 0,1 МПа, а также при $L_{\min}$ в разделителе срабатывает блокировка по остановке насоса [30].

Вода с выхода вакуумного насоса поступает в емкость. Из неё насосами вода прокачивается через аэрохолодильники, охлаждается и поступает в полость пяти насосов для создания водяного кольца.

Нагретая вода от насосов поступает в емкость, откуда забирается насосами, прокачивается через аэрохолодильники, охлаждается до 20 °С и вновь поступает на охлаждение насосов.

Подпитка системы свежим ДЭГом производится по уровню в емкости регенерированного гликоля со склада.

Технологический режим работы установки регенерации с применением ДЭГа приведен в таблице 3.1 [30].

Таблица 3.1 – Технологический режим работы установки регенерации на ДЭГа [30]

Наименование оборудования/режим работы	Значения
1 .Разделитель:	
- давление, атм	0,7 - 0,08
- температура, °С	15-30
2. Колонна регенерации	
- температура, °С:	
верха	65-75
куба	155-160
вход НД в теплообменник	15-30
вход в К-1 (переток)	80-90
выход с п/г тарелки в печь	110-120

Наименование оборудования/режим работы	Значения
выход РД	50-80
- давление в кубе, атм	0,70-0,75
на перетоке	1,11-1,12
из печи	1,7
3. Печь	
- температура, °С:	
входа	150-120
выхода	160-164

4 Анализ работы установки абсорбционной осушки газа на УКПГ–5

В нашем случае месторождение находится на этапе падающей добычи, что приводит к снижению пластового давления добываемого сырья и повышению его влагосодержания, о чём свидетельствует график на рисунке 4.1

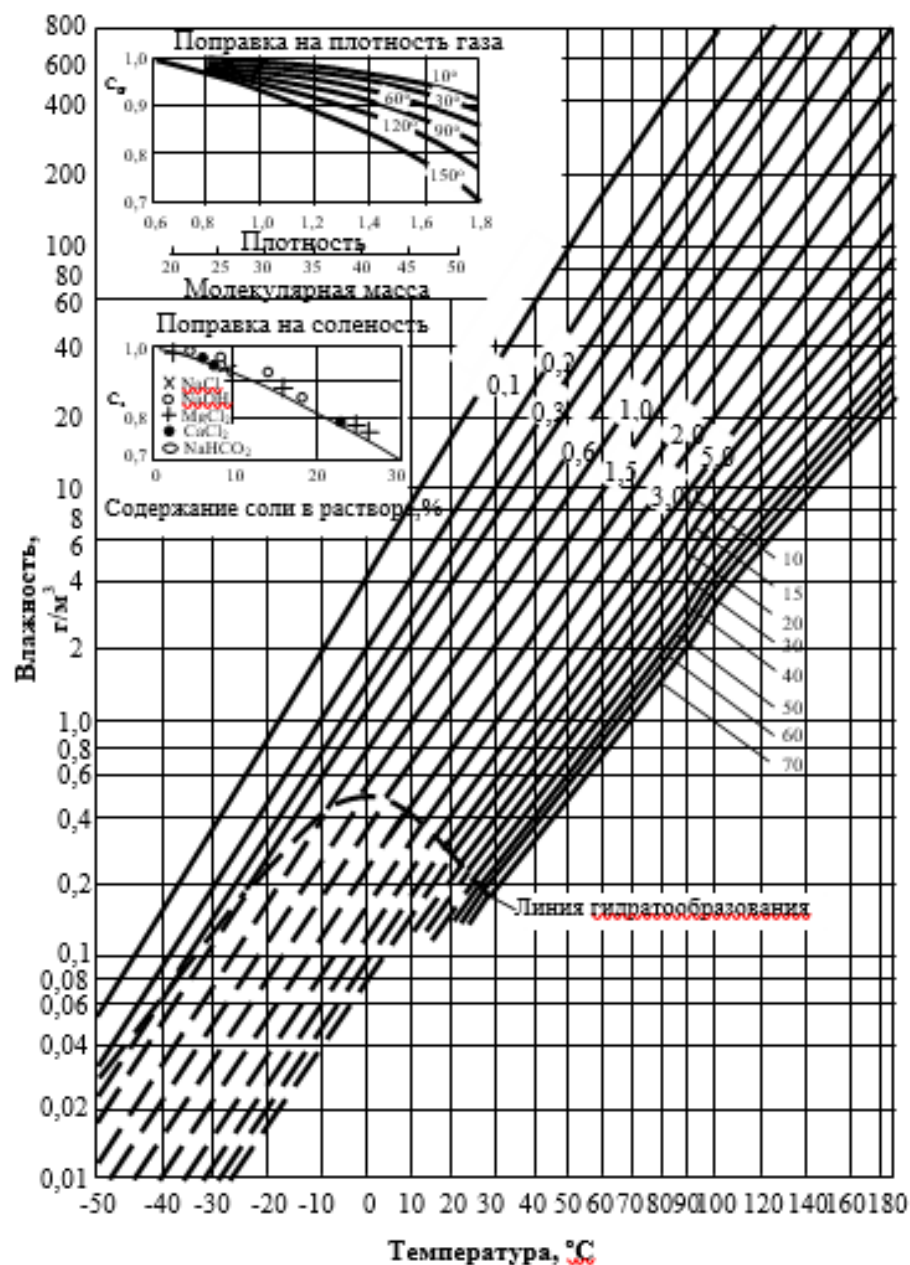


Рисунок 4.1 – Максимальное содержание водяных паров в газе в зависимости от давления и температуры [16]
(цифры на кривых соответствуют давлению, МПа)

Для обеспечения требуемой точки росы газа по воде на УКПГ – 5, которая должна соответствовать ряду технических требований, применяется ректификация насыщенного диэтиленгликоля под вакуумом.

Проведение десорбции под вакуумом позволяет улучшить ряд критериев эффективности работы установки регенерации. В ходе анализа рассматривается влияние вакуумной регенерации на изменение таких критерия как:

- Капельный уноса гликоля (ДЭГ) с газом;
- Изменение концентрации регенерированного гликоля;
- Изменение расхода регенерированного гликоля.

Анализ проводился в среде Aspen HYSYS V8.8, в следующей последовательности:

а) Задание потока газа с составом идентичным Ямбургскому нефтегазоконденсатному месторождению;

б) Моделирование принципиальная схема установки абсорбционной осушки газа с регенерацией гликоля, на примере УКПГ №5;

с) Получение критериев эффективности десорбции при атмосферном и при вакуумметрическом давлении;

д) Анализ полученных данных.

1) Задание потока газа

В среде Aspen HYSYS V8.8 был задан материальный поток имеющий следующий состав аналогичный составу на «Я» НГКМ (таблица 4.1):

Таблица 4.1 – Химический состав газа, % объемные:

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	He	Ar	N ₂	CO ₂	H ₂
98,3	0,1	0,1	0,02	0,02	1,2	0,2	0,02

2) Моделирование технологической схемы

Моделирующая схема имеет состав аналогичный схеме установки абсорбционной осушки на УКПГ–5 и в среде выражена следующим образом (рисунок 4.2):

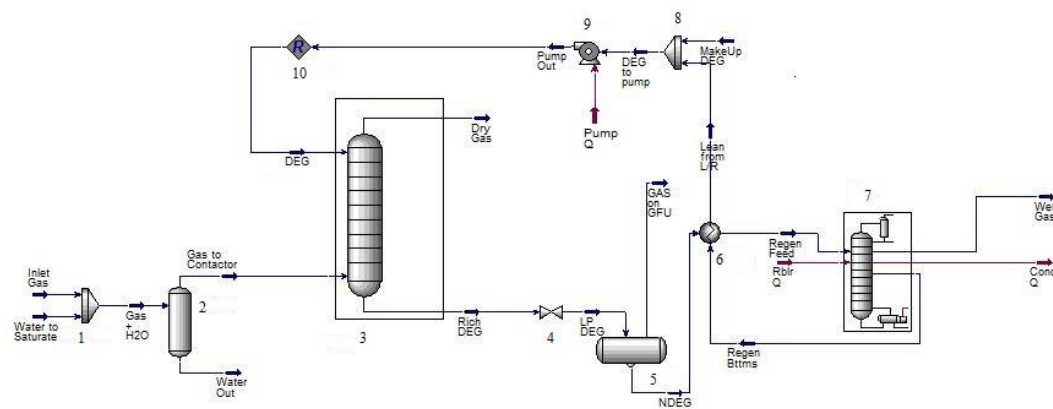


Рисунок 4.2 – Моделирующая схема абсорбционной осушки газа с регенерацией гликоля

Основные элемент, входящие в состав моделирующей схемы:

- 1 – миксер для смешивания потоков газа и воды, с целью получения сырого газа;
- 2 – сепаратор;
- 3 – абсорбер;
- 4 – клапан для понижения давления насыщенного ДЭГа;
- 5 – разделитель, для отделения оставшегося газа после процесса абсорбционной осушки;
- 6 – печь для подогрева насыщенного ДЭГа;
- 7 – колонна для регенерации ДЭГа (ректификационная колонна);
- 8 – миксер для смешивания регенерированного ДЭГа и ДЭГа с большей концентрацией;
- 9 – насос;
- 10 – модуль для создания цикла.

3) Получение критериев эффективности

Насыщенный гликоль, с концентрацией 96% масс., подаётся в колонну регенерации с расходом 3480 кг/ч.

Рассмотрим данные полученные при использовании технологии атмосферной регенерации (таблица 4.2). Термобарические параметры в кубе регенерации составляют: температура = 155°C, давление 110 кПа.

Таблица 4.2 – Критерии эффективности при атмосферной регенерации

Расход РДЭГа, кг/ч	3462,46
Концентрация РДЭГа, % масс.	94,54
Унос РДЭГа, г/ч	3,28

При использовании технологии вакуумной регенерации абсорбента, давление в кубе регенерации колонны равно 70 кПа, температура также принимается 155°C. Полученные данные представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Критерии эффективности при вакуумной регенерации

Расход РДЭГа, кг/ч	3462,72
Концентрация РДЭГа, % масс.	98,67
Унос РДЭГа, г/ч	2,19

4) Анализ полученных данных:

Сравнивая показатели по таблицам 4.2 и 4.3 отмечаем, что замена технологии атмосферной регенерации на вакуумную, позволяет повысить выбранные критерии эффективности колонны. Положительное влияние отмечается по всем показателям.

Концентрация десорбированного ДЭГа увеличивается на 4,13 %, при этом увеличивается и расход на 0,26 кг/ч. Экономия чистого абсорбента составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{ДЭГ}} = \frac{G_{\text{ДЭГ,Вак}} \cdot C_{\text{ДЭГ,Вак}}}{100} - \frac{G_{\text{ДЭГ,Атм}} \cdot C_{\text{ДЭГ,Атм}}}{100}, \text{ где} \quad (4.1)$$

$\mathcal{E}_{\text{ДЭГ}}$ – экономия чистого ДЭГа, кг/ч;

$G_{\text{ДЭГ,Вак}}$ – расход ДЭГа при вакуумной регенерации, кг/ч;

$G_{\text{ДЭГ,Атм}}$ – расход ДЭГа при атмосферной регенерации, кг/ч;

$C_{\text{ДЭГ,Вак}}$ – концентрация ДЭГа при вакуумной регенерации, %;

$C_{\text{ДЭГ,Атм}}$ – концентрация ДЭГа при атмосферной регенерации, %.

$$\text{Э}_{\text{ДЭГ}} = \frac{3462,72 \cdot 98,67}{100} - \frac{3462,46 \cdot 94,54}{100} = 143,2561 \text{ кг/ч}$$

Путём добавления абсорбента в систему достигается концентрации ДЭГа 99,2% масс. и расхода 3472 кг/ч на входе в абсорбер. Так как увеличивается концентрация и расход РДЭГа, то происходит экономия добавочного абсорбента, в случае атмосферной ректификации: расход составляет 10,23 кг/ч, а при вакуумной ректификации – 9,95 кг/ч. То есть экономия составляет 0,28 кг абсорбента в час или 2419,2 кг/год.

Также отмечается уменьшение капельного уноса гликоля в процессе десорбции. Унос уменьшается на 1,09 г/ч или на 33,2 %. То есть экономия от сокращения уноса в год составляет 9,42 кг/год.

Итого имеем общую экономию абсорбента:

$$\begin{aligned} &\text{Экономия чистого ДЭГа} + \text{Экономия за счёт снижения добавочного ДЭГа} \\ &+ \text{Экономия за счёт снижения уноса} = \\ &= 143,2561 + 0,28 + 0,00109 = 143,5372 \text{ кг/ч} \end{aligned}$$

То есть в год экономия диэтиленгликоля составляет 1240162 кг/год. Что говорит о высокой эффективности введения вакуумного метода регенерации гликоля, который оказывает существенное влияние на процесс абсорбционной осушки газа в целом.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Оценка стоимости диэтиленгликоля на рынке

Проанализируем рынок поставщиков с целью определения стоимости диэтиленгликоля, данные по стоимости и поставщикам представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1. – Стоимость диэтиленгликоля у различных поставщиков[4]

Поставщик	Южная Химическая Компания	ТД ХимЛидер	Бина Групп	Компонент- Реактив
Цена, руб./кг	46	50	96	85

Так как цены на рынке рознятся, следовательно, принимаем усреднённую цену одного килограмма ДЭГ:

$$C_{\text{ср}} = \frac{46+50+96+85}{4} = 69 \text{ руб/кг} \quad (5.1)$$

5.2 Оценка экономии гликоля при введение вакуумной ректификации

В данной работе рассматривается влияние вакуумной регенерации абсорбента на технологический режим работы установки абсорбционной осушки природного газа на примере УКПГ–5 Я НГКМ. Данное месторождение находится на стадии подающей добычи, о чём свидетельствует повышенная влажность газа и снижающееся пластовое давление.

Конкретнее проводится анализ колонны регенерации, входящей в установку абсорбционной осушки газа. Оценка экономии ресурса основана на изменение критериев эффективности работы колонны регенерации, входящую в

установку осушки газа. В ходе литературного обзора были выявлены следующие критерии эффективности:

- степень разделения (степень осушки);
- интенсивность проведения осушки (величиной потока массы через границу раздела фаз);
- экономические критерии (суммарные затраты на проведение процесса, включая капитальные и эксплуатационные. Пригоден лишь в случае, если при проведении процесса нельзя повлиять на стоимость получаемых продуктов;
- повышение концентрации регенерированного ДЭГ и его удельного расхода (кратности циркуляции);
- повышение механического уноса ДЭГ в мелкодисперсном виде в связи с увеличением линейной скорости газа в абсорберах (допустимый капельный унос) [6].

Для подбора оптимального режима работы установки, в данной работе, были выбраны следующие параметры:

- Капельный уноса гликоля (ДЭГ) с газом;
- Изменение концентрации регенерированного гликоля;
- Изменение расхода регенерированного гликоля.

Также необходимо оценить изменение добавляемого диэтиленгликоля в систему, который необходим для поддержания необходимой концентрации и расхода абсорбента подаваемого в абсорбер.

В результате анализа имеем следующие показатели:

- а) До введения технологии вакуумной ректификации абсорбента (таблица 5.2)

Таблица 5.2 – Критерии эффективности при использовании атмосферной регенерации гликоля.

Расход РДЭГа, кг/ч	3462,46
Концентрация РДЭГа, % масс.	94,54
Унос РДЭГа, г/ч	3,28

б) При использовании технологии вакуумной регенерации абсорбента (таблица 5.3):

Таблица 5.3. – Критерии эффективности при использовании вакуумной регенерации гликоля.

Расход РДЭГа, кг/ч	3462,72
Концентрация РДЭГа, % масс.	98,67
Унос РДЭГа, г/ч	2,19

Сравнивая показания таблиц 1 и 2 отмечаем, что замена технологии атмосферной регенерации на вакуумную, позволяет повысить выбранные критерии эффективности колонны. Положительное влияние отмечается по всем показателям.

Концентрация десорбированного ДЭГа увеличивается на 4,13 %, также увеличивается и расход РДЭГа на 0,26 кг/ч.

Экономия чистого абсорбента составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{чДЭГ}} = \frac{G_{\text{ДЭГ,Вак}} * C_{\text{ДЭГ,Вак}}}{100} - \frac{G_{\text{ДЭГ,Атм}} * C_{\text{ДЭГ,Атм}}}{100}, \frac{\text{кг}}{\text{ч}}, \text{ где} \quad (5.2)$$

$\mathcal{E}_{\text{чДЭГ}}$ – экономия чистого ДЭГа, кг/ч;

$G_{\text{ДЭГ,Вак}}$ – расход ДЭГа при вакуумной регенерации, кг/ч;

$G_{\text{ДЭГ,Атм}}$ – расход ДЭГа при атмосферной регенерации, кг/ч;

$C_{\text{ДЭГ,Вак}}$ – концентрация ДЭГа при вакуумной регенерации, %;

$C_{\text{ДЭГ,Атм}}$ – концентрация ДЭГа при атмосферной регенерации, %.

$$\mathcal{E}_{\text{чДЭГ}} = \frac{3462,72 \cdot 98,67}{100} - \frac{3462,46 \cdot 94,54}{100} = 143,2561 \text{ кг/ч}$$

При это уменьшается количество добавляемого в систему ДЭГа. Экономия добавочного абсорбента, в случае атмосферной ректификации: расход составляет 10,23 кг/ч, а при вакуумной ректификации – 9,95 кг/ч. То есть экономия составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{дДЭГ}} = G_{\text{дДЭГ,Вак}} - G_{\text{дДЭГ,Атм}}, \frac{\text{кг}}{\text{ч}}, \text{ где} \quad (5.3)$$

$\mathcal{E}_{\text{дДЭГ}}$ – экономия добавочного ДЭГа, кг/ч;

$G_{\text{дДЭГ,Вак}}$ – расход добавочного ДЭГа при вакуумной регенерации, кг/ч;

$G_{\text{дДЭГ,Атм}}$ – расход добавочного ДЭГа при атмосферной регенерации, кг/ч;

$$\mathcal{E}_{\text{дДЭГ}} = 10,23 - 9,95 = 0,28 \text{ кг/ч}$$

Также отмечается уменьшение капельного уноса гликоля в процессе десорбции. Унос уменьшается на:

$$\mathcal{E}_{\text{удЭГ}} = G_{\text{удЭГ,Атм}} - G_{\text{удЭГ,Вак}}, \frac{\text{кг}}{\text{ч}}, \text{ где} \quad (5.4)$$

$\mathcal{E}_{\text{удЭГ}}$ – экономия от снижения капельного уноса ДЭГа, кг/ч;

$G_{\text{удЭГ,Вак}}$ – унос ДЭГа при вакуумной регенерации, кг/ч;

$G_{\text{удЭГ,Атм}}$ – унос ДЭГа при атмосферной регенерации, кг/ч;

$$\mathcal{E}_{\text{удЭГ}} = 3,28 - 2,19 = 0,00109 \text{ кг/ч}$$

Итого имеем общую экономию абсорбента:

$$\mathcal{E}_{\text{ДЭГ}} = \mathcal{E}_{\text{чДЭГ}} + \mathcal{E}_{\text{дДЭГ}} + \mathcal{E}_{\text{удЭГ}} \text{ кг/ч, где} \quad (5.5)$$

$\mathcal{E}_{\text{чДЭГ}}$ – экономия чистого ДЭГа, кг/ч;

$\mathcal{E}_{\text{дДЭГ}}$ – экономия добавочного ДЭГа, кг/ч;

$\mathcal{E}_{\text{удЭГ}}$ – экономия от снижения капельного уноса ДЭГа, кг/ч;

$\mathcal{E}_{\text{ДЭГ}}$ – общая экономия абсорбента, кг/ч.

$$\mathcal{E}_{\text{ДЭГ}} = 143,2561 + 0,28 + 0,00109 = 143,5372 \text{ кг/ч}$$

То есть в год экономия диэтиленгликоля составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{ДЭГ}} * 24 * 30 * 12 = 1240162 \text{ кг/год}$$

Что говорит о высокой эффективности введения вакуумного метода регенерации гликоля, который оказывает существенное влияние на процесс абсорбционной осушки газа в целом.

5.3 Расчёт экономии средств с учётом рыночной цены гликоля

Рассмотрим экономию диэтиленгликоля с учётом усреднённой рыночной цены. Тем самым оценим рентабельность нововведения.

Ранее было установлено, что в час УКПГ экономит 143,5372 кг диэтиленгликоля, что с учётом рыночной цены составляет:

$$СТ_{дЭГ} = Ц_{ср} * Э_{дЭГ}, \text{руб.} \quad (5.6)$$

, где:

$СТ_{дЭГ}$ – стоимость сэкономленного диэтиленгликоля, руб.;

$Ц_{ср}$ – усреднённая рыночная цена одного килограмма ДЭГ, руб./кг;

$Э_{дЭГ}$ – общая экономия абсорбента, кг/ч.

$$СТ_{дЭГ} = 69 * 143,5372 = 9904,069 \text{ руб.}$$

То есть в час УКПГ экономит примерно 9,9 тыс. руб.

Тогда в год экономия составляет:

$$СТ_{дЭГ} * 24 * 30 * 12 = 85571155 \text{ руб.}$$

Следовательно, после введения технологии вакуумной ректификации абсорбента УКПГ в год экономит порядка 85,6 млн руб.

Рассмотрим долю каждой составляющей в общей экономии гликоля (таблица 5.4):

Таблица 5.4 – Доля всех составляющих в общей экономии

	Экономия ресурса в год, руб	Экономия, %
$СТ_{чДЭГ}$	85403580,42	99,80416927
$СТ_{дДЭГ}$	166924,8	0,195071341
$СТ_{удЭГ}$	649,8144	0,000759385
$СТ_{дЭГ}$	85571155,04	100

То есть подавляющую часть сбережения ресурса составляет экономия чистого диэтиленгликоля (99,8%).

6 Социальная ответственность

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].

6.1 Анализ вредных факторов

6.1.1 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.

6.1.2 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 1) осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83.

Таблица 6.1 – 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
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 6.2) на рабочих местах нормируется по ГОСТ 12.1.012-78, что позволяет оценить опасность воздействия вибрации на рабочих.

Таблица 6.2 – Предельно-допустимые уровни виброскорости

Вид вибрации		Логарифмические уровни виброскорости дБ в октавных полосах со среднегеометрическими полосами, Гц					
Технологическая на постоянных рабочих местах	В произв. помещениях	2	4	8	16	31,5	63
	В машинно-котельных 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 устанавливают на амортизаторы или на специальные фундаменты) [32].

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 [33].

С целью защиты органов слуха и нервной системы, в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация» [28], 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.

6.1.3 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 3).

Таблица 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	Средней 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.

6.1.4 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 спец. одежда, спец. 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].

6.2 Анализ опасных факторов

«Я» 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;

- необходимостью работ с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений.

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.

6.2.1 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».

6.2.2 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.

6.3 Экологическая безопасность

6.3.1 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 «Я» 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.

6.4 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.

6.5 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 в 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. Например, согласно приказу компании «[REDACTED]», все виды работ на открытом воздухе должны быть немедленно прекращены при:

- Пониженной температуре окружающей среды, то есть ниже -40°C и скорости ветра до 6 м/с;
- Пониженной температуре окружающей среды -35°C и ниже, и скорости ветра от 6 до 12 м/с;
- Пониженной температуре окружающей среды -30°C 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 1,5м;
 - 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.

Установка монтируется на открытой площадке. Состав каждой конкретной установки определяется заказчиком согласно проекту привязки, в зависимости от конкретных условий [40].

Заключение

Я нефтегазоконденсатное месторождение на сегодняшний день находится на стадии падающей добычи (3 стадия разработки). На этой стадии отмечается снижение пластового давления и увеличение влагосодержания газа. Всё это приводит к осложнениям осушки природного газа, в частности большое влияние оказывается на процесс регенерации абсорбента (повышается капельный унос гликоля, снижается концентрация регенерированного абсорбента и т.д.). Для обеспечения требуемой точки росы газа по воде на УКПГ – 5 применяется ректификация насыщенного диэтиленгликоля под вакуумом.

Целью данной работы являлась оценка эффективности работы установки осушки газа на УКПГ–5. Данная цель достигалась путём анализа влияния вакуумной регенерации гликоля на выделенные критерии эффективности работы ректификационной колонны. Были выделены следующие критерии:

- Капельный уноса гликоля (ДЭГ) с газом;
- Изменение концентрации регенерированного гликоля;
- Изменение расхода регенерированного гликоля.

Анализ проводился путём сравнения данных критериев эффективности при вакуумной и при атмосферной десорбции.

В результате проведённого анализа были выявлены следующие показатели:

- Концентрация десорбированного ДЭГа увеличивается на 4,13 %;
- Расход РДЭГа увеличивается на 0,26 кг/ч;
- Капельный унос ДЭГа снижается на 1,09 г/ч или на 33,2 %.

Также уменьшается расход добавочного ДЭГа расход составляет 10,23 кг/ч, а при вакуумной ректификации – 9,95 кг/ч.

Всё это говорит о крайне положительном влиянии технологии регенерации под вакуумом, так как экономия абсорбента составляет:

- От снижения расхода чистого абсорбента на выходе из десорбера – 143,2561 кг/ч;

- От снижения добавочного ДЭГа – 0,28 кг/ч;
- От снижения капельного уноса гликоля – 0,00109 кг/ч.

Общая экономия диэтиленгликоля – 143,5372 кг/ч или 1240162 кг/год.

Что в денежном эквиваленте составило 85571155 руб. в год.

Список литературы

1. Афанасьев А.И. Технология переработки сернистого природного газа: Справочник / А.И. Афанасьев. – М.: Недра, 1993. – 152 с.;
2. Геологический отчёт ООО Ямбурггаздобыча - М.: РАО ГАЗПРОМ, 2001. - 90 с.;
3. Дымент О.Н. Гликоли и другие производные окисей этилена и пропилена / О.Н. Дымент, К.С. Казанский, А.М. Мирошников. – М.: Химия, 1976. – 376 с.;
4. Диэтиленгликоль [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.pulscen.ru/price/040435-glikoli?page=5> (Дата обращения: 06.05.2017);
5. Жданова И. В. Осушка природных газов / И. В. Жданова, А. Л. Халиф. – М.: Недра, 1975. – 192 с.;
6. Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1997. – 473 с.;
7. Истомин В.А. Основные проблемы совершенствования качества подготовки газа на северных месторождениях России: Материалы научно-технического совета РАО «Газпром» О ходе работ по обеспечению качества добываемого газа, транспортируемого и поставляемого потребителям, в том числе и на экспорт, природного газа. - ВНИИГаз. – М.: ИРЦ Газпром, 1998.;
8. Истомин В.А. Основные принципы нормирования и пути оптимизации расхода гликолей и метанола в условиях северных месторождений / В.А. Истомин // Подготовка и переработка газа и газового конденсата :Обз. Информ. / А.А. Истомин, В.А. Ставицкий. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 51 с.;
9. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка газов.: пер. с англ. / Д.М. Кемпбел. – М.: Недра, 1977 – 349 с.;
10. Корнеев Ю.С. Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах / Ю.С. Корнеев – М.: Недра, 1988.

11. Козловский Е.А. Горная энциклопедия В 5 т./ Е.А.Козловский – М.: Сов. Энцикл., 1984 – Т. 1: Геосистема. – 560 с.;
12. Коротаев Ю.П. Избранные труды: В 3 т./Под ред. Р.И. Вяхирева. – М.: Недра, 1999 – Т. 3. – 364 с.
13. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела: Учебник / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. — Уфа.: ДизайнПолиграфСервис, 2002 - 544 с;
14. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учебное пособие / А.К. Мановян. – М.: Химия, 2001. – 568 с.;
15. Шишмина. Л.В. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных скважин: Рабочая программа по дисциплине / Л.В. Шишмина. – Томск: ТПУ, 2009. - 106 с.
16. Шишмина Л.В. Технологические процессы сбора и подготовки продукции нефтяных и газовых скважин: методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу «Сбор и подготовка продукции нефтяных и газовых скважин» для студентов IV курса, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело» / Л.В. Шишмина, О.С. Носова. – Томск: ТПУ, 2014. – 61 с.;
17. Крупнейшие месторождения газа в России [Электронный ресурс]. – URL: <http://vivareit.ru/krupnejshie-mestorozhdeniya-gaza-v-rossii> (дата обращения 08.03.2017).
18. Мембранное разделение потока. Пермеат, ретентат [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.grasys.ru/membrannoe-razdelenie-potoka-permeat-retentat/> (дата обращения 15.05.2017);
19. Мембранные установки подготовки природного и попутного нефтяного газа, комплексные решения НПК Грасис [Электронный ресурс]. – URL: <http://neftegaz.ru/science/view/835-Membrannye-ustanovki-podgotovki-prirodnogo-i-poputnogo-neftyanogo-gaza-kompleksnye-resheniya-NPK-Grasis> (дата обращения 15.05.2017);
20. Методика оценки условий труда при аттестации рабочих мест по условиям труда. [Электронный ресурс]. – URL: <http://busel.org/texts/cat5kh/id5xweyuc.htm> (дата обращения: 14.03.2017);

21. Основные данные о производственных опасностях и организационных мероприятиях, обеспечивающих минимальный уровень опасности производства [Электронный ресурс]. – URL: <http://vunivere.ru/work33189/page4> (дата обращения: 16.03.2017);

22. Подготовка природного газа к транспортировке в трубопроводе [Электронный ресурс]. – URL: <http://gazsurf.com/ru/gazopererabotka/stati/item/metody-podgotovki-prirodnogo-gaza-k-transportirovke-v-truboprovoде> (дата обращения 10.03.2017);

23. Проект разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения: РАО "ГАЗПРОМ" от 6 мая 1996. - 54 с.;

24. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов [Электронный ресурс]. – URL: files.stroyinf.ru/data2/1/4293830/4293830916.htm (Дата обращения: 5.04.2017)

25. Производственный контроль и мониторинг [Электронный ресурс]. – URL: http://inecoe1.com/uslugi/proizvoditelnyj_kontrol_i_monitoring/ (Дата обращения: 28.03.2017);

26. Проточный реактор для осушки природного газа: патент Рос Федерация № 2284850; заявл. 09.03.2005; опубл. 10.10.2006, Бюл.№ – 3 с.;

27. Разработка Ямбургского месторождения [Электронный ресурс]. - URL: <http://vunivere.ru/work16860> (дата обращения: 15.12.2016);

28. Снижение напряженности трудового процесса [Электронный ресурс]. – URL: ukcr.ru/sout/snizhenie-napryazhennosti-trudovogo (дата обращения: 16.03.2017);

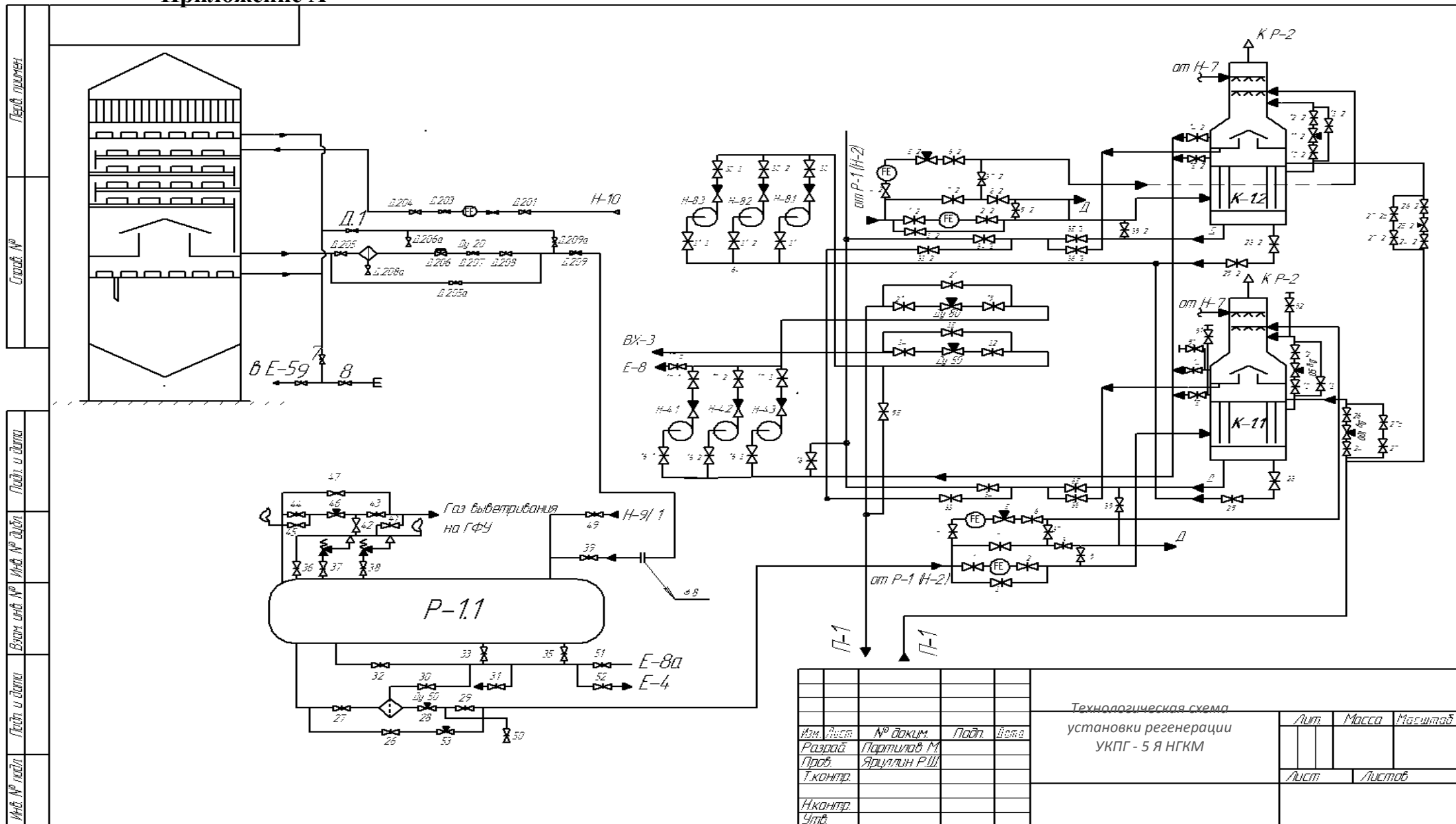
29. Okazaki K. Direct conversion from methane to methanol by pulsed silent discharge plasma. / K. Okazaki, T.Nosaki, K. Uemitsu Minnesota. // Proc. 12th Int. Symp. On Plasma Chemistry. – 1995. – P. 581 – 586;

30. Регламент УКПГ №5 ООО «Газпром добыча Ямбург»;

31. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам;

32. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
33. СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту;
34. ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования;
35. ГОСТ 12.4.034-85 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация и маркировка;
36. ВНТП 01-81 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа;
37. СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение. - М.:ЦИТП Госстроя СССР, 1987. Введ. с 01.01.88. Изд. 1995 г.;
38. ПБ-03-110-96. Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легко воспламеняющихся жидкостей под давлением. - М.: Утв. Госгортехнадзором РФ 15.12.1996.29;
39. ВУПП-88. Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Миннефтехимпром. Введ. с 01.01.88;
40. НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа;

Приложение А



Технологическая схема				Лист	Масса	Масштаб
установки регенерации						
УКПГ - 5 Я НГКМ				Лист	Листов	
Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №			
Разраб.	Ларин М.	Проф.	Яруллин Р.Ш.			
Т.контр.						
Н.контр.						
Утв.						