

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Отделение школы (НОЦ) отделение нефтегазового дела (ОНД)

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности комплексной подготовки природного газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении

УДК 665.612.2-047.86

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Карманова Ольга Николаевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова М.Р.	к.г.н., доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф И.В.	д.э.н., профессор		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	к.т.н., доцент		

Консультант-лингвист:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Матвеев И.А.	д.ф.н., профессор		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Зятиков П.Н.  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ03	Кармановой Ольге Николаевне

Тема работы:

<b>Повышение эффективности комплексной подготовки природного газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 64-40/с от 05.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.06.2022
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <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></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <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></p>	<p>Характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Физико-химический состав природного газа сеноманской залежи. Теоретический обзор методов очистки природного газа на нефтегазоконденсатном месторождении. Принципиальная технологическая схема сбора газа на УКПГ-7 ЯНГКМ. Техническое устройство абсорберов ЯНГКМ.          Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.          Социальная ответственность.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунок 2.1 – Обзорная карта района          Рисунок 2.2 – Схема сбора газа на УКПГ-7          Рисунок 2.3 – Схема абсорбера          Рисунок 2.4 – Рабочая и равновесная линии влагосодержания при t=40 °С          Рисунок 2.5 – Рабочая и равновесная линии влагосодержания при t=20 °С          Рисунок 2.6 – Тарелка контактно-сепарационная с элементами ГПР 350.00.000          Рисунок 3.1 – Первый вариант модернизации абсорбера ГП 778.01.00.000          Рисунок 3.2 – Первый вариант модернизации абсорбера ГП 778.01.00.000          Рисунок 3.3 – Тарелка с кольцевыми сетчатыми насадками Ø 300 x 50          Рисунок 3.4 – Тарелка с кольцевыми сетчатыми насадками Ø 230 x 61          Рисунок 3.5 – Рабочая и равновесная линии влагосодержания          Рисунок 3.6 – Рабочая и равновесная линии влагосодержания</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н., Шарф И.В.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент отделения общетехнических дисциплин, к.т.н. Сечин А.А.</p>
<p>Иностранный язык</p>	<p>Профессор отделения иностранных языков, д.ф.н. Матвеев И.А.</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p style="text-align: center;">Geological and Prospecting Characteristics of the Yamburgskoye Yamburg oil-gas-condensate field</p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>14.03.2022</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент ОНД ИШПР</p>	<p>Цибулькинова Маргарита Радиевна</p>	<p>к.г.н, доцент</p>		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2БМ03</p>	<p>Карманова Ольга Николаевна</p>		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ03		ФИО Карманова Ольга Николаевна	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/ специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

<b>Повышение эффективности комплексной подготовки природного газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><b>Объект исследования:</b> технология сбора и подготовки природного газа на УКПГ Ямбургского НГКМ.</p> <p><b>Область применения:</b> промысловая подготовка газа.</p> <p><b>Рабочая зона:</b> <u>производственное помещение</u> Размеры помещения: 20*45м.</p> <p><b>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</b> блок сепаратора с промывочной секцией (9 шт.), ёмкость сбора жидкости и мех.примесей (2 шт.), блок ёмкости для рефлюкса (1 шт.), блок абсорбера осушки газа (9 шт.), аппарат воздушного охлаждения (24 шт.).</p> <p><b>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</b> ремонт и обслуживание оборудования.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020)</li> <li>2. Постановление Правительства РФ от 28 апреля 2020 г. N 601 "Об утверждении Временных правил работы вахтовым методом" (с изменениями и дополнениями)</li> <li>3. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"</li> <li>4. РД 10-333-99 Типовая инструкция для ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов, работающих под давлением</li> </ol>
<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– опасные и вредные производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей;</li> <li>– опасные и вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде;</li> <li>– опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги</li> </ul>

	<p>(обморожения) тканей организма человека;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха;</li> <li>– опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</li> <li>– опасные и вредные производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения.</li> </ul> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> специальная обувь с комплексной защитой, утепленные перчатки с дополнительными слоями и покрытием для защиты от кислот и щелочей, антифоны-заглушки (беруши) и/или наушники, каски защитные, Костюмы из смешанных тканей с масло- и водоотталкивающей пропиткой.</p> <p>В работе будет произведен расчет количества вытекшего и испарившегося горючего вещества при нарушении целостности трубопровода.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность</b></p>	<p>Воздействие на селитебную зону: объект исследования удален от селитебной зоны.</p> <p>Воздействие на литосферу: утечка конденсата и выпадение гидратов в почву.</p> <p>Воздействие на гидросферу: утечка химических реагентов (ингибиторов, абсорбентов), конденсата.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выделение продуктов сгорания природного газа.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b></p>	<p>Возможные ЧС: взрывы, пожары, нарушение целостности трубопроводов, запорной арматуры и оборудования осушки газа, утечка химических реагентов, загазованность помещения.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: нарушение целостности трубопроводов, запорной арматуры и оборудования осушки газа.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Карманова Ольга Николаевна		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ03	Карманова Ольга Николаевна

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение мероприятий по модернизации абсорберов на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	СТО Газпром РД 1.12-096-2004
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 28.05.2022

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности мероприятий по модернизации абсорберов
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при проведении модернизации абсорберов на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности модернизации абсорберов на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ03	Карманова Ольга Николаевна		

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

Школа	<u>Инженерная школа природных ресурсов</u>
Направление подготовки (специальность)	<u>21.04.01 Нефтегазовое дело</u>
Уровень образования	<u>Высшее образование</u>
Отделение школы (НОЦ)	<u>Отделение нефтегазового дела</u>
Период выполнения	<u>Весенний семестр 2021 /2022 учебного года</u>

Форма представления работы:

<b>Магистерская диссертация</b>
---------------------------------

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.03.2022	<i>Обзор систем очистки природного газа на нефтегазоконденсатном месторождении</i>	20
30.04.2022	<i>Повышение эффективности комплексной подготовки природного газа на ЯНГКМ</i>	10
15.05.2022	<i>Разработка вариантов модернизации МФА ГП 778.00.000</i>	30
01.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
20.04.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
15.05.2022	<i>Иностранный язык</i>	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н, доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 112 с., 16 рисунков, 14 таблиц, 44 источника, 1 приложение.

Ключевые слова: абсорбер, ДЭГ, гидраты, ингибитор, класс опасности, коллектор, осушка газа, подготовка газа, точка росы, УКПГ, шлейф.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа на газовом промысле № 7 Ямбургского месторождения.

В процессе исследования приведены сведения о состоянии разработки месторождения, выполнен анализ работы газопромыслового шлейфа, были рассмотрены технологический процесс подготовки газа, выполнен анализ эффективности системы подготовки газа.

Цель работы – рассмотрение и повышение эффективности комплексной подготовки природного газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении.

В результате исследования на основе анализа эффективности методов осушки газа был обоснован выбор сепарационной тарелки с элементами ГПР 353.00.000. Проведен сравнительный расчет надежности работы сепарационной тарелки и качества осушки газа.

Технико-экономические показатели свидетельствуют о целесообразности модернизации системы осушки газа, что подтверждают расчеты надежности и экономической эффективности.

Степень внедрения: данная технология модернизации широко распространена на промыслах Медвежьего и Уренгойского месторождений.

Эффективность проекта основывается на снижении жидкостной нагрузки на коагулирующую секцию абсорбера и продления ее срока наработки.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

А - абсорбер

АВО - аппарат воздушного охлаждения

В - выветриватель

ВТ - входной манифольд

ВХ - воздушный холодильник

ГВК – газо-водяной контакт

ГКМ - газоконденсатное месторождение

ГПН - газоперекачивающий агрегат

Д - десорбер

Д<sub>у</sub> - условный диаметр

ДКС - дожимная компрессорная станция

ДЭГ - диэтиленгликоль

Е - ёмкость

ЗПА - здание переключающей арматуры

И - испаритель

КИПиА - контрольно-измерительные приборы и аппараты

КС - компрессорная станция

КНС - канализационно-насосная станция

МСБ - материально-сырьевая база

МФА - многофункциональный аппарат

Н - насос

НДЭГ - насыщенный диэтиленгликоль

НКТ – насосно-компрессорные трубы

НТП - научно-технический процесс

НТЭГ - насыщенный триэтиленгликоль

ПДК - предельно-допустимая концентрация

ППП - производственно-промышленный персонал

Р - разделитель

РД - регулятор давления

РДЭГ - регенерированный диэтиленгликоль

С - сепаратор

Т - теплообменник

ТДА - турбодетандерный агрегат

УКПГ - установка комплексной подготовки газа

УППГ - установка предварительной подготовки газа

ШР - штуцер-регулятор

ЯНГКМ - Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение

## Оглавление

1. Обзор систем очистки природного газа .....	16
1.1 Современные методы очистки природного газа.....	16
1.2 Метод низкотемпературной сепарации.....	21
1.3 Низкотемпературная конденсация .....	22
1.4 Абсорбционная осушка .....	23
2. Повышение эффективности комплексной подготовки природного газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении.....	26
2.1 Характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения .....	26
2.1.2 Физико-химическая характеристика газа.....	29
2.2 Технологическая схема промышленного сбора скважинной продукции .....	29
2.3 Техническое устройство абсорберов и показатели эффективности их работы .....	33
2.4 Оценка эффективности системы подготовки газа .....	35
2.4.1 Технологический расчёт МФА ГП 778.01.00.000 при разных стадиях разработки ЯНКГМ.....	35
2.4.2 Анализ работы МФА ГП 778.01.00.00 .....	54
3. Разработка вариантов модернизации МФА ГП 778.01.00.000.....	57
3.1 Рекомендации по повышению эффективности комплексной подготовки газа .....	57
3.2 Технологический расчёт МФА ГП 778.01.00.000.....	61
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	73
4.1 Общая характеристика деятельности Газопромыслового управления .....	73
4.2 Методика расчёта экономической эффективности от модернизации абсорбера УКПГ-7 ООО «Газпром добыча Ямбург».....	74
4.3 Расчёт экономической эффективности от модернизации абсорбера УКПГ-7 ООО «Газпром добыча Ямбург» .....	77
5. Социальная ответственность .....	81
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	82
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	82
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	82

5.1.3 Производственная безопасность.....	83
5.2 Анализ вредных производственных факторов при работе на УКПГ и обоснование мероприятий по их устранению. ....	84
5.2.1 Анализ опасных производственных факторов при работе на УКПГ и обоснование мероприятий по их устранению. ....	87
Заключение .....	96
Список использованных источников .....	99
Приложение А .....	103

## ВВЕДЕНИЕ

Природный газ в качестве источника энергии является наиболее экологически чистым, в природе имеются значительные его запасы, что позволяет назвать природный газ топливом 21 века. В ближайшее десятилетие ожидается рост спроса на газ, превосходящий рост спроса на другие источники энергии. Это не может не радовать Россию, которая намерена сделать газ своим главным энергетическим экспортным козырем, а так же мощным рычагом в международной политике. По объемам разведанных месторождений Россия занимает первое место в мире. На ее долю приходится 30% всего природного газа планеты. При нынешнем уровне добычи его хватит еще на 80 лет.

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение находится в эксплуатации почти 30 лет и в настоящее время вступает в период падающей добычи с резким падением устьевого давления скважин. Поскольку первая очередь ДКС на промыслах Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения расположена перед системой осушки газа, то продолжающийся процесс падения пластового давления в залежи непосредственно отражается на эксплуатации установок подготовки газа.

Природный газ, извлекаемый из скважин, содержит пары воды, а иногда свободную влагу и мех.примеси, которые могут вызывать трудности при транспортировании газа по трубопроводу, главным образом, его коррозию, образование гидратов или льда, а последние, в совокупности с мех.примесями, могут образовывать пробки в проходном сечении трубопровода и препятствовать прохождению газа. С целью устранения этих проблем, для удаления влаги и мех.примесей из природного газа, на месторождении применяются установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

УКПГ представляет собой установку, содержащую оборудование по сепарации газового потока от капельной жидкости и механических примесей, по осушке газа от водяных паров и оборудование регенерации абсорбента.

Основным аппаратом в установке осушки газа является абсорбер, осушка газа в котором происходит в результате контакта между поднимающимся снизу вверх газом и стекающим с тарелки на тарелку сверху вниз жидким поглотителем влаги (водяных паров) – абсорбентом. В настоящее время в нефтяной и газовой промышленности в качестве абсорбентов широко используют гликоли, особенно широко распространен диэтиленгликоль (ДЭГ) вследствие технической возможности его производства в России с меньшей стоимостью.

Основным показателем при оценке эффективности применяемой технологии и аппаратов по подготовке газа является технологические затраты на его обработку, анализ которых показал, что более 90% из них приходится на затраты, связанные с восполнением потерь дорогостоящего ДЭГа.

Основным источником потери гликоля являются капельный унос с осушенным газом и с отогнанной водой при регенерации. Наибольшие потери приходится на унос гликоля из многофункциональных аппаратов (МФА) с осушенным газом, что составляет 35 - 50 мг/м<sup>3</sup>. Такой относительно высокий уровень потерь абсорбента обеспечивается и большими затратами ручного труда и ухудшением качества осушки газа.

Для очистки и осушки газа на УКПГ-7 применяются многофункциональные аппараты ГП 778.01.00.000. В МФА осуществляются три процесса - сепарация, абсорбция и улавливание абсорбента.

Промысловые исследования показали, что унос гликоля из аппаратов не является постоянным и изменяется во времени, что требует разработки мероприятий по снижению потерь абсорбента с осушенным газом. Для МФА величина потери абсорбента определяется конструкцией сепарационной, массообменной и коагулирующей секцией аппарата. В данном дипломном проекте рассмотрена модернизация базового многофункционального аппарата ГП 778.01.00.000, применяемого для осушки газа на УКПГ-7,

которая состоит в замене четвёртой контактно-сепарационной тарелки на сетчатые барабаны, способствующие снижению уноса ДЭГ.

Проблемы модернизации системы осушки газа на месторождениях, работающих на стадии падающей добычи, являются важнейшим направлением обновления имеющегося технологического оборудования, позволяющего поддерживать качественную подготовку газа в условиях северных регионов.

**Актуальность** работы заключается в необходимости повышения эффективности комплексной осушки газа при сохранении рентабельности его добычи в условиях падающего пластового давления и роста влагосодержания.

**Целью** работы является рассмотрение и повышение эффективности комплексной подготовки природного газа в условиях УКПГ №7 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

При выполнении работы решаются следующие **задачи**:

1. Теоретическое рассмотрение абсорбционного процесса осушки газа.
2. Проанализировать эксплуатационные характеристики рабочего оборудования подготовки газа в условиях Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.
3. Разработать вариант модернизации многофункционального аппарата на УКПГ №7 в условиях ЯНГКМ.

**Объектом** исследования является установка комплексной подготовки газа №7 в условиях Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

**Предметом** исследования являются свойства и рабочие характеристики осушаемого природного газа, принципиальная технологическая схема осушки газа УКПГ №7 и ее параметры работы.

## **1. Обзор систем очистки природного газа**

### **1.1 Современные методы очистки природного газа**

Проблемы добычи и осушки газа в своих исследованиях рассматривало достаточно много авторов, как отечественных, так и зарубежных. Ведь природный газ играет одну из важных ролей на мировом рынке электропотребления, являясь, во-первых, доступным по цене, во-вторых, экологически чистым, и, в-третьих, безопасным ресурсом энергии. Поэтому решение проблем, которые не дают покоя нефтегазовым компаниям, является очень актуальным направлением деятельности, как самих управленцев, так и научных сотрудников и студентов профильных университетов мира. Огромный вклад в исследование и поиск решений всевозможных узкопрофильных вопросов, возникающих при добыче и осушке газа в ПАО «Газпром», утверждают научно-исследовательские институты, работа которых направлена непосредственно на газовые предприятия, обладают всей закрытой технологической информацией и обеспечивают разноплановое изучение проблем, благодаря работе разного рода отделов, включающих в себя специалистов всех профилей. Эти же научные институты занимаются проектированием, разработкой и переизданиями технологических регламентов на эксплуатацию всех УКПГ организаций Газпром. Главными институтами для ООО «Газпром добыча Ямбург» является ПАО "Институт ЮжНИИГипрогаз", г. Донецк. Моделирование в магистерской диссертации основано на данных технологических регламентов данной организации [9,10,11].

Составлением проекта разработки сеноманской залежи, вопросами геологии Ямбургского НГКМ занимались «ВНИИГАЗ» и «ТюменНИИГипрогаз» [5]. По тематике абсорбционной осушки газа в журналах и электронных изданиях постоянно публикуются статьи, в которых изучаются всевозможные стороны и проблемы данной области промышленности. Так в 2013 году в научно-техническом сборнике «Вести

газовой науки», учредителем и издателем которого является ООО «Газпром ВНИИГАЗ», вышла статья Елистратова А.В. «Реконструкция установок регенерации гликоля Ямбургского НГКМ» [12]. В работе освещен вопрос реконструкции данных установок, приведены результаты обследования технологии и оборудования огневой регенерации ДЭГ, обосновано влияние конструктивно-технологических характеристик установки регенерации на деструкцию гликоля. Отражены технологические решения по реконструкции, разработанные с учетом результатов обследования и принятые в проекте реконструкции. В другом научно-техническом журнале «НефтеГазоХимия» в 2016 году вышла статья Усачёва М.Н. и Ефимова Ю.А. «Разработка модели классификатора для оценки качества гликолевых абсорбентов при осушке природного газа» [9], где подробно описана данная модель классификатор, позволяющая оценить накапливающиеся в осушителе примеси различными методами хемометрии и лабораторными способами. По мнению авторов, использование разработанной модели позволяет достоверно классифицировать рабочие образцы абсорбента в зависимости от их осушающей способности и предотвратить случаи использования абсорбентов плохого качества. Гриценко А.И. и Истомина В.А. в своей книге «Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России» [12] обобщили огромное количество информации по данной тематике. В работе рассмотрены следующие вопросы: требования к качеству продукции газовой промышленности, системы сбора и промышленной обработки газа в северных условиях, характеристика сырьевой базы и перспективы освоения новых газовых и газоконденсатных месторождений севера Западной Сибири и полуострова Ямал, газовые гидраты (общая информация, методики расчета, модели), ингибиторы газовых гидратов, предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системе добычи, технологические процессы абсорбционной осушки и низкотемпературные процессы обработки газов. В работе большое внимание уделено проблемам процесса подготовки на УКПГ Ямбургского НГКМ, рассмотрены первоначальные проекты, их

альтернативы, проблемы, предложены пути решения некоторых из них. Приведено описание схем подготовки газа, их виды, а также описано внутреннее устройство абсорберов и другого оборудования УКПГ и ДКС. Также подробно проанализирована теория, касаемо уноса гликолей в процессе абсорбционной осушки на различных этапах подготовки газа и регенерации осушителей, все подкреплено практическими примерами, предложены пути сокращения потерь. На момент написания (1999) книга являлась основным, базовым источником информации по данной тематике, многие последующие авторы брали ее за основу. Многие предложенные пути решения некоторых проблем нашли свое практическое применение на реальных УКПГ. Немного раньше под финансированием ПАО «Газпром» в 1998 году вышел труд Вяхирева Р.И. и Коротаева Ю.П. «Теория и опыт добычи газа» [14]. В книге изложены основные вопросы эксплуатации месторождений природного газа, техники и технологий добычи газа в условиях разных месторождений, учитывая специфические особенности их эксплуатации. Рассмотрены физико-термодинамические свойства газов, промышленные и лабораторные способы изучения пористых пород и скважин, методы сбора, транспортировки, подготовки и переработки сырья. То есть внимание сосредоточено больше на процессе добычи, а не на подготовке, как в предыдущем источнике, однако и здесь есть много хорошо структурированной информации, которая была использована при написании магистерской диссертации. При изучении тематики подготовки газа нельзя не упомянуть про книгу Ждановой Н.В. и Халифа А.Ф. «Осушка углеводородных газов» [15], учитывая схожесть названия с темой диссертации. В книге обобщен многолетний отечественный и зарубежный опыт проектирования и эксплуатации установок осушки, приведены алгоритмы расчета и конструкции технологических колонн, отмечены их плюсы и минусы, подобраны оптимальные рабочие параметры, подробно проанализированы свойства жидких и твердых осушителей, описан метод лабораторного контроля процесса осушки. С точки зрения химии огромный

вклад в изучении вопросов осушки газа с помощью своей книги «Сбор и подготовка к транспорту природных газов» внесли Бекиров Т.М. и Шаталов А.Т [16]. Они систематизировали физикохимические свойства углеводородных газов, газовых конденсатов, тяжелых углеводородов и ингибиторов гидратообразования. В работе рассмотрены процессы абсорбции и низкотемпературной сепарации, применяемые для извлечения из газа влаги и тяжелых углеводородов, даны методики их расчетов. Приведены технические характеристики оборудования установок комплексной подготовки газа. Наиболее полезным разделом в рамках магистерской работы являлась глава «Жидкие осушители и их свойства», в котором приведены требования к осушителям, подробно рассмотрены свойства всех гликолей, проведен их сравнительный анализ, подкрепленный экспериментальными данными и наглядными графиками, а также проведен выбор режима работы установки осушки, включающий анализ влияния температуры, давления, концентрации и расхода осушителей на процесс подготовки.

Также работы по тематике подготовки газа пишут современные авторы, например, в 2012 году под издательством Томского политехнического университета была выпущена книга Кравцова А.В. и Ушевой Н.В. «Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа» [17]. В издании рассмотрены основы процессов сепарации, коалесценции и отстаивания, описано устройство основных аппаратов и колонн, в которых протекают эти процессы. Описаны схемы УКПГ и УКПН, выявлено влияние параметров на качество получаемой продукции. Приведены методики построения математических моделей нефтегазоперерабатывающих процессов.

Природный газ один из самых экологически чистых и важных источников энергии, нуждающийся в определенной подготовке перед использованием в промышленности или быту. Установки подготовки газа к транспорту (УКПГ) выполняют определенные требования к качеству

транспортируемого газа, основные из них - обеспечение необходимой температуры точки росы (ТТР) по воде и углеводородам.

В природном газе, поступающем на установку подготовки, кроме метана содержатся более тяжелые углеводороды ( $C_2-C_{6+}$ ), пары воды и метанола. Иногда присутствуют инертные газы, диоксид углерода, азот, а также компоненты, содержащие серу, такие как  $H_2S$ , органические серосодержащие соединения и малые количества ртути. При использовании природного газа без первоначальной очистки в газотранспортной системе могут появляться жидкости.

Углеводороды в присутствии воды способны образовывать гидраты, которые могут забивать клапаны и трубопроводы, что приводит к большим потерям давления, вплоть до того чтобы закупорить трубы, а также к сбоям в работе клапанов, сепарационного, теплообменного и прочего оборудования, и иногда приводят к аварийным остановкам. Для бесперебойной транспортировки газа и постоянной работы трубопроводов необходимо не допускать появления любой конденсации жидкостей или твердых веществ (поддержание точки росы в заданном диапазоне) в процессе нормальной работы установки, а также при переходных режимах.

Качественные показатели газов, подаваемых в магистральные газопроводы, определяются в соответствии с «СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» (ТТР по воде  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; ТТР по углеводородам  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) и техническими условиями, разработанными на их основе. Транспортировка газа по газопроводу сопровождается изменением его давления и температуры, в результате чего возможно образование в системе жидкой фазы. Для недопущения образования жидких фракций углеводородов состав природного газа может быть изменен с помощью технологий разделения углеводородов по ТТР за счет снижения содержания тяжелых углеводородов в составе газа, таких как  $C_{6+}$ . Для изменения состава углеводородов и одновременного удаления воды существует множество

технических способов. Наибольшие распространение получили следующие технологии: низкотемпературная сепарация - получение низких температур при дросселировании или турборасширения газа высокого давления, на установках искусственного холода, за счет абсорбции и адсорбции или их совместной работы. Выбор технологии обработки газа определяется в первую очередь составом сырья, требуемой глубиной осушки, степенью извлечения целевых компонентов и обуславливает проведение в каждом конкретном случае всесторонних технико-экономических проработок.

## **1.2 Метод низкотемпературной сепарации**

На сегодняшний день самым современным и продвинутым методом очистки природного газа от конденсата является метод низкотемпературной сепарации. Данный метод позволяет обеспечить не только требования к транспортировке газа, но также имеет низкие экономические затраты за счет использования эффекта сброса давления пласта. Из-за разработки месторождения возникает проблема резкого падения давления в пласте. Данная проблема ведет за собой невозможность введения режима низкотемпературной сепарации при традиционных технологических схемах. Для решения данной проблемы в схему подготовки и очистки газа вводится турбодетандерный агрегат. ТДА появился на смену примитивной технологии эжектора, который был прост в эксплуатации, но имел экономическую неэффективность [14]. Турбодетандерные агрегаты широко и крайне эффективно используются на российских газоконденсатных месторождениях. Агрегаты используются в качестве криогенной техники. Это обусловлено не только способностью агрегата охлаждать поток рабочего тела через него, а также, возможностью агрегата вырабатывать потенциальную энергию при его работе, данная функция заложена в нем конструктивно. Эта энергия впоследствии используется компрессором, что обеспечивает не включать в схему внешние источники электроэнергии. ТДА наиболее эффективен в экономическом и технологическом плане. Так как дроссельная и эжекторная технология не позволяли так охладить поток рабочего тела [12,13].

Данный метод был изобретен и первый раз использован в США в 1950 году. В это же время была введена в эксплуатацию первая промышленная установка низкотемпературной сепарации [14,16]. С помощью дросселирования газа было достигнуто получение низкой температуры сепарации. В начале установка состояла из сепаратора со змеевиком в нижней части, использующийся для расплава гидрата. Газ напрямую из скважины проходил через змеевик, затем на выходе из змеевика охлаждался и дросселировался. После поступал в сепаратор, где и происходила очистка, очищенный газ поступал в магистраль. СССР впервые начал использовать данный метод в 1959 году, но эффективность внедрения данного метода была показана спустя несколько лет. А в 70-х уже начали испытываться и внедряться турбодетандерные агрегаты. Впервые турбодетандер был испытан в 1971 году на Шебелинском газоконденсатном месторождении. В данном эксперименте агрегат показал весьма большую эффективность. Также П.Л. Капица усовершенствовал турбодетандер, сделав его реактивным. Тем самым совершил революцию в криогенной технике.

### **1.3 Низкотемпературная конденсация**

Процесс низкотемпературной конденсации берет свое начало в 60-е годы в связи с ростом на спрос этана, являющегося важным компонентом для ряда нефтехимических процессов. Этан является одним из видов тяжелых углеводородов, поэтому для ее добычи потребовалось перейти на очень низкие температуры охлаждения газа [16].

Данная технология, совместно с дросселированием помогла использовать искусственный холод, то есть охлаждение пропаном или каскадный холодильник пропан - этанового цикла. Все это привело к более качественному извлечению из природного газа этана (около 86-88%), пропана (98%) и всех остальных углеводородов. В процессе низкотемпературной конденсации охлаждение продолжают до заданной степени конденсации газовой фазы, которая определяется необходимой глубиной извлечения целевых компонентов. Для этого задают конечную температуру процесса

охлаждения. Эта температура достигается путем подвода расчетного количества холода. Определяя температуры фазового перехода при выбранном значении давления, можно задать конечную температуру охлаждения газового потока. Критические температуры и давления соответствуют критической точке для индивидуальных веществ. В двухфазное состояние перевести невозможно, так как выше критической температуры только однофазное состояние. Поэтому сжижать газы нужно только при предварительном охлаждении газа, до нижекритической температуры. Но в реальном времени газовые смеси состоят из большого количества компонентов, где критические области находятся в широком диапазоне[17,18].

Углеводородные газы могут растворяться в углеводородных жидкостях. Это обусловлено тем, что газы во время конденсации при давлениях и температурах ниже критических значений компонентов. Имеет место частичная конденсация компонентов, у которых критическая температура меньше, чем температурная смесь. Любая конденсация, как и растворение жидкости в газах и наоборот, имеет процесс выделения тепла. Это значение несильно отличается от значения тепла конденсации. Снижая температуры, жидкость которая образуется, увеличивается. Данный процесс изменяет состав: образуются легколетучие компоненты. Параллельно с этим паровая фаза тоже обогащается легколетучими компонентами. Это будет продолжаться до того момента пока паровая фаза не обогатится. Чтобы этого избежать задаются конечной температурой охлаждения, что позволит задать степень конденсации.

#### **1.4 Абсорбционная осушка**

Абсорбция газов – это процесс поглощения газов и паров жидкостью или твердым телом, абсорбентом, с образованием раствора. Десорбция является обратным процессом абсорбции. Также процесс образования твердых растворов или химических соединений при абсорбции газов твердыми металлами называется окклюзией. Абсорбция делится на два

главных типа абсорбции: физическая и химическая. В физической абсорбции абсорбент - это инертная среда по отношению к газу, в химической же абсорбции поглощаемый элемент химически взаимодействует с абсорбентом. В абсорбции присутствуют две фазы – жидкая и газовая. Переход вещества из газовой в жидкую фазу называют абсорбцией. А из жидкой в газовую называется десорбцией. Таким образом данные процессы являются одними из процессов массопередач. Составные части, т.е. части которые могут поглощаться поглотителем в заметных количествах, называются абсорбируемыми элементами[16,17,18]. А те которые не поглощаются составными – инертным газом. Чаще всего жидкая фаза, состоящая из поглотителя и абсорбируемого компонента, представляет из себя раствор очень активного компонента, в свою очередь который вступает в химическую реакцию с абсорбируемым элементом. В данном случае элемент, в котором растворен активный компонент будет являться растворителем. Статика и кинетика является характером процессов, протекающих в абсорбции. В статике происходит равновесное состояние между газовой и жидкой фазой. Также статика определяет состояние, которое устанавливается при продолжительном соприкосновении фаз. Термодинамические свойства компонентов и поглотителей определяют равновесие между фазами. Также зависит от состава одной из фаз, температуры и давления. В свою очередь кинетика абсорбции, также называемая процессом массообменом, определяется движущей силой процесса, свойствами поглотителя, компонента и инертного газа. Движущая сила в абсорбционных аппаратах, изменяется по их длине и зависит от движения фаз. В этом случае возможен непрерывный и ступенчатый контакт. В абсорберах движение фаз не меняется, изменение происходит непрерывно. В абсорбции, сопровождаемой химической реакцией, компонент связывается в жидкой фазе в виде химического соединения. В данном процессе возможна полное поглощение компонента над раствором только при необратимой реакции равновесного давления. В обратном случае над раствором

существует заметное давление, хотя и меньшее, чем при физической абсорбции.

В промышленности встречается совместное использование абсорбции с десорбцией. Если не проводить десорбцию, то поглотитель используется один раз, в процессах с десорбцией же поглотитель может использоваться несколько раз. Также поглотитель можно регенерировать на специальных установках. Иногда от этого отказываются и поглотитель утилизируют. Абсорбция используется в химической области, а также в области смежной с ней. Самый популярный пример это осушка газа в нефтегазовой промышленности, в производстве серной кислоты, получения соляной кислоты, а также абсорбция окислов азота водой для производства азотной кислоты. Абсорбционные аппараты имеют разную поверхность соприкосновения между газом и жидкостью, эти поверхности и разделяют абсорбционные аппараты на поверхностные и барботажные. В поверхностных абсорберах поверхность контакта между фазами является зеркалом жидкости или поверхностью пленки жидкости. К ним же относят насадочные абсорберы. В барботажных абсорберах рабочее тело развивается потоками газа, распределяющегося в жидкости в виде струек пузырьков. Это движение достигается в аппаратах с различными видами тарелок [16,18].

## **2. Повышение эффективности комплексной подготовки природного газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении**

### **2.1 Характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения**

Ямбургское нефтегазоконденсатное 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. Обзорная карта района представлена на рисунке 1.1.

Среднегодовая температура от минус 24 до минус 26 °С. Температура воздуха зимой достигает минус 59 °С. Средняя летняя температура воздуха от 6 до 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.

Суровые природно-климатические условия делают район труднодоступным для освоения. Основное население ханты, ненцы, русские и другие, плотность – 1 человек на 6 км<sup>2</sup>. Коренные жители занимаются оленеводством, пушным и рыбным промыслом. С развитием геологоразведочных работ население постоянно увеличивается за счет приезда из других районов.

Территория Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения относится к южной части северной геокриологической зоны. Отличается почти повсеместным, сплошным распространением низкотемпературных многолетнемерзлых пород практически на всех геоморфологических условиях.

Преобладает сливающийся тип многолетней мерзлоты. Глубина слоя сезонного протаивания от 0,3 до 1,5 м. В пределах месторождения толщина



Условные обозначения:

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

Рисунок 2.1 – Обзорная карта района

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 нефтегазоконденсатного месторождения свойственны слабодистые породы с массивной криоструктурой.

Территория, в пределах которой находится Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение, характеризуется сплошным развитием четвертичных отложений, являющихся потенциальным источником минерального строительного сырья. Общие наиболее вероятные

прогнозные запасы песчано-гравийной смеси – 65 млн. м<sup>3</sup>, а кирпично-керамзитовых глин – 225 млн. м<sup>3</sup>.

Территория Тазовского полуострова представляет собой слабовсхолмленную равнину с широко развитой сетью рек и ручьев. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 10 м в долинах рек до 60-70 м на водораздельных участках.

Возможности водоснабжения обусловлены наличием здесь поверхностных вод в реках, озерах и подземных вод в четвертичных отложениях, но наличие мощной толщи вечной мерзлоты затрудняет использование последних..

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. м<sup>3</sup>/сут. С 1969 по 1973 гг. на месторождении была пробурена 21 скважина. Выявлены залежи газоконденсата в трех пластах (БУ3/1, БУ4/1-3, БУ8/3). Дебиты газа достигали 611,11 тыс. м<sup>3</sup>/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 мегинская (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 неокомских 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 нефтегазоконденсатного месторождения связана с сеноманскими и валанжин-барремскими отложениями.

### **2.1.2 Физико-химическая характеристика газа**

По химическому составу газ сеномана аналогичен газу сеноманских залежей других месторождений севера Западной Сибири. Газ метановый (метан – 93,4÷99,2%) с содержанием влаги до 2,5 г/м<sup>3</sup>. Содержание гомологов метана – 0,1÷0,2%. Сероводород отсутствует.

Содержание примесей:

- азот – 0,41÷2,26%;
- углекислый газ – 0,04÷1,1%;
- аргон – 0,01÷0,03%;
- гелий – 0,08÷0,019%;
- водород – 0,27%.

Относительная плотность газа по воздуху – 0,562. Среднее значение теплотворной способности – 7898 кДж/м<sup>3</sup>. Среднекритическое давление – 4,63 МПа. Среднекритическая температура – 190,49 К.

### **2.2 Технологическая схема промышленного сбора скважинной продукции**

Для сбора газа от скважин на УКПГ-7 применена коллекторно-кустовая схема из труб диаметром 530, 325, 273 мм, которая позволила значительно снизить затраты на строительство шлейфов и обустройства внутри промысловых дорог (рисунок 2.2)

Природный газ от скважин поступает в газовые коллектора кустов, по которым транспортируется на УКПГ в пункт переключающей арматуры.

Пункт переключающей арматуры состоит из 20 узлов ввода шлейфов, которые состоят из арматурных блоков. Каждый из узлов ввода шлейфов оборудован трубопроводом и арматурой соответствующего диаметра для подачи сырого газа в коллектор сырого газа Ду 1000.

Каждый узел ввода шлейфа включает:

- отсечной шаровой кран с пневмоприводом Г101 на входе газа с управлением по месту и дистанционным закрытием;
- кран-регулятор с гидроприводом Г102;
- обратный клапан;
- отсечной шаровой кран Г103 с ручным управлением.

В узлах входа шлейфов производится:

- прием сырого газа от шлейфов кустов скважин и его подача в коллектор сырого газа, краны Г101 и Г103;
- сброс газа в свечной коллектор Ду 100 через кран С101 (перед краном Г101);
- сброс газа в свечной коллектор Ду 300 через кран С102 (перед краном Г101). Сброс осуществляется на свечу Св-1.

На свечном коллекторе Ду 300 установлены два шаровых крана С103 и С103р для поддержания давления в свечном коллекторе от 1 до 2 МПа при этом кран С103р выполняет функцию регулятора, кран С103 - отсечной.

Перед пуском куста скважин в эксплуатацию проводится продувка (прогрев) шлейфа на свечу Ду 300 при помощи крана С102 или обратным ходом газа от свечного коллектора ППА Ду 300 на ГФУ куста. При этом кран С103 на свечном коллекторе закрыт, кран С102 пускаемого шлейфа и кран С102, любого работающего шлейфа открыты. После вывода шлейфа на температурный режим свечные краны закрыть и подать газ от скважин. При падении давления газа в одном из газопроводов-шлейфов на 1 МПа ниже рабочего в операторную поступает аварийная сигнализация.

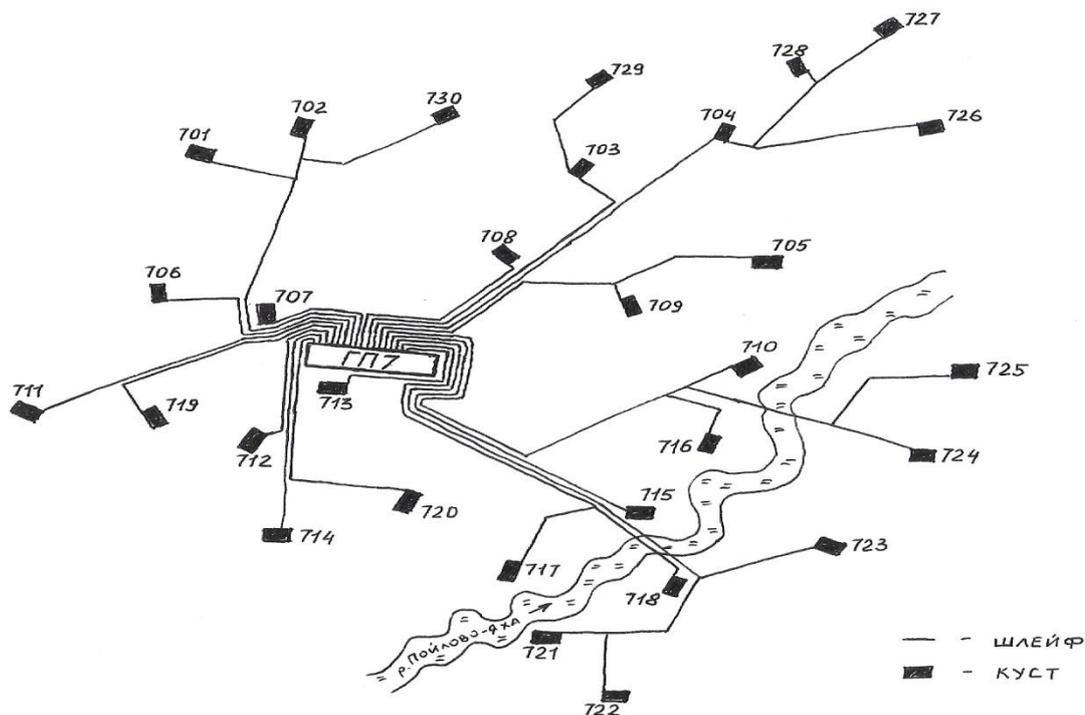


Рисунок 2.2 – Схема сбора газа на УКПГ-7

На общем газосборном коллекторе сырого газа производятся замеры:

- давления газа с передачей значения в операторную РІА-4, РТ-14;
- температуры газа с показанием значения на пульт в операторной поз. ТЕ-2;
- температуры по месту ртутным термометром;
- давления газа по месту техническим манометром.

При падении давления в коллекторе сырого газа на 1 МПа ниже рабочего в операторную поступает аварийная сигнализация. Персонал УКПГ действует в соответствии с Планом ликвидации возможных аварий.

Транспорт сырого газа по шлейфам от кустов до УКПГ сопровождается потерями давления и снижением температуры. При понижении температуры ниже температуры гидратообразования происходит образование кристаллогидратов, т.е. комплексного соединения углеводородов с молекулами воды, которое образует плотные гидратные пробки в

трубопроводах в виде снега или льда, из-за чего снижается производительность скважин и в конечном счете УКПГ.

Для предупреждения гидратообразования и разрушения гидратов в процессе транспорта сырого газа производится подача ингибитора гидратообразования (метанола) в следующие точки: перед входными отсечными кранами Г101, на кусты скважин. Сырой газ из ППА через шаровые краны Г103 поступает в коллектор  $D_y$  1000 и направляется на узел подключения ДКС к УКПГ.

На УКПГ имеется возможность отключения газосборного коллектора сырого газа и подачи сырого газа через обводной коллектор, в межпромысловый коллектор, минуя ДКС и установку подготовки газа. При этом открываются краны Г105 и Г106 на обводном коллекторе, краны Г523.1, Г523.2 перед внутрипромысловым коллектором и закрываются краны на узле подключения УКПГ к ДКС. Для регулирования давления в обводном коллекторе используется кран Г106.

Для освобождения участка коллектора сырого газа  $D_y$  1000 от крана Г103 до узла подключения ДКС к УКПГ используется свечной кран С105  $D_y$  100  $P_y$  160. Сброс газа производится на индивидуальную свечу.

В связи с падением пластового давления до величин ниже давления открытия предохранительных клапанов, исключены из работы предохранительные клапаны, установленные на коллекторах сырого газа, осушенного газа и обводном коллекторе.

Установка комплексной подготовки газа УКПГ-7 входит в состав установок сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Товарной продукцией УКПГ-7 является очищенный и осушенный газ в соответствии с ОСТ 51.40-93 (с изм. 2000 г).

Опыт эксплуатации Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения показывает, что в системе сбора скважинной продукции, в зависимости от климатических условий, могут образовываться кристаллогидраты, способствующие снижению производительности газового промысла. С

целью предупреждения гидратообразования в схеме сбора продукции на УКПГ-7 ниже будут произведены тепловой и гидравлический расчёты газопромысловых шлейфов, определены условия образования гидратов газов, рассчитано необходимое количество ингибитора гидратообразования.

### **2.3 Техническое устройство абсорберов и показатели эффективности их работы**

Абсорберы были модернизированы в 2004 г. по черт. И 679.00.000.00 "Sulzer Chemtech-ЯГД-ВНИИГАЗ", с целью повышения эффективности осушки газа. В абсорберах А-1 газ подвергается процессу гликолевой осушки. Расход газа через А-1 зависит от количества работающих ниток и параметров осушаемого газа.

Абсорбер является многофункциональным колонным аппаратом диаметром 1800 мм и высотой 15 м, состоящим из 3-х функциональных секций:

- нижняя – предварительной сепарации газа (сепарационная секция);
- средняя – абсорбционная осушка газа (массообменная секция);
- верхняя – очистки газа от ДЭГа, уносимого из массообменной секции (фильтрующая секция).

Входная сепарационная секция А-1 состоит из отбойника и тарелки с сепарационными элементами ГПР 515. В нижней части - сборник жидкости.

В массообменной секции установлена структурированная насадка "Mellapak 252Y" фирмы "Sulzer Chemtech".

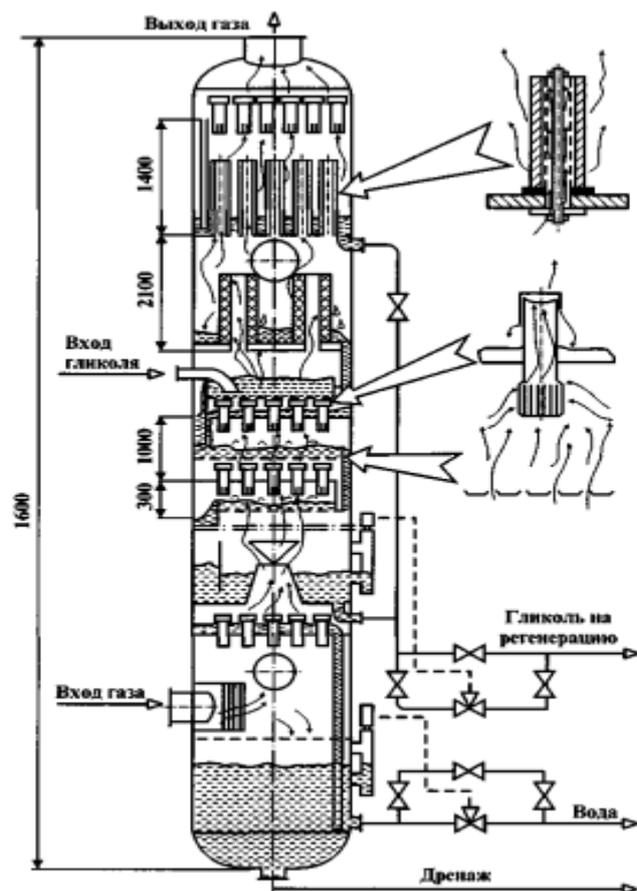


Рисунок 2.3– Схема абсорбера

Показатели эффективности работы абсорбера газа включают [9]:

1. степенью извлечения влаги из газа;
2. потерями применяемого гликоля с осушенным газом;
3. длительностью межремонтного периода.

Основными факторами, которые влияют на показатель эффективности работы установки технологической осушки газа, являются [9]:

1. линейная скорость осушаемого газа в абсорбере, которая зависит от диаметра и конструктивных особенностей установки, а также от параметров газа, а именно его расхода и термобарических характеристик;
2. качество функционирования фильтрационной части абсорбера, которое обуславливает количество потерь гликоля с осушенным газом и величину межремонтного периода;

3. качество функционирования массообменной части абсорбера, которое обуславливает степень осушки природного газа и меру нагрузки на фильтрационную часть по гликолю;

4. качество функционирования сепарационной части абсорбера, которое обуславливает концентрацию воды в уже насыщенном растворе гликоля, влияющую на степень эффективности работы агрегатов регенерации и количество механических примесей, минеральных солей в отработанном гликоле, что в свою очередь оказывает влияние на величину межремонтного периода работы фильтрационной части абсорбера.

## 2.4 Оценка эффективности системы подготовки газа

### 2.4.1 Технологический расчёт МФА ГП 778.01.00.000 при разных стадиях разработки ЯНКГМ

Задачей расчёта является определение производительности абсорбера осушки газа. Исходные данные представлены в таблице 2.4

Таблица 2.4 – Исходные данные для расчёта МФА ГП 778.01.00.000

Наименование	Единица физической величины	Обозначение	Значение
Объёмная производительность по газу	м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>ном</sub>	7,8·10 <sup>6</sup>
Давление рабочее	МПа	P	3,5
Температура рабочая	К	t	297,5
Точка росы осушенного газа			
- при 20°С	К	t <sub>p</sub>	253
- при 40°С	К	t <sub>p</sub>	263
Молярный состав газа			
- Метан	% об.	C <sub>1</sub>	98,598
- Этан	% об.	C <sub>2</sub>	0,062
- Пропан	% об.	C <sub>3</sub>	0,005
- Углекислый газ	% об.	CO <sub>2</sub>	0,188
- Азот	% об.	N <sub>2</sub>	1,158
Плотность газа	кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>г</sub>	27,64
Плотность ДЭГ	кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>д</sub>	1116
Плотность жидкости	кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>ж</sub>	995
Поверхностное натяжение воды	н/м	σ <sub>ж</sub>	73·10 <sup>-3</sup>
Поверхностное натяжение ДЭГ	н/м	σ <sub>д</sub>	56·10 <sup>-3</sup>
Количество жидкости, поступающей с газом	м <sup>3</sup> /ч	Q <sub>ж</sub>	5,6

#### Продолжение таблицы 2.4

Массовая доля регенерированного ДЭГ	Масс. доля	$X_1$	0,995
Массовая доля насыщенного ДЭГ	Масс. доля	$X_2$	0,97

Произведем расчёт на данной стадии разработки при  $P=3,5$  МПа и  $t=20$  °С.

#### Определение числа теоретических тарелок.

Для расчёта числа теоретических тарелок аппарата строим равновесную линию водяного пара и раствора ДЭГ и рабочую линию абсорбции.

Построение равновесной и рабочей линии для температуры контакта  $t=50$  °С.

Равновесную линию строим с использованием графического материала [5] для ДЭГ и табличных данных влагосодержания природного газа [8] (таблица 4.2). Влагосодержание газа приведено к условиям:  $P=0,1013$  МПа и  $t=0$  °С.

Таблица 2.5 – Влагосодержание ДЭГ и газа

Показатель	Значения						
	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	3,5	5,0
Влагосодержание ДЭГа, % вес	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	3,5	5,0
Точка росы, °С	-17	-10	-5	0	+3	+6	+11
Влагосодержание газа, г/м <sup>3</sup>	0,05	0,09	0,15	0,19	0,25	0,29	0,35

На рисунке 2.4 рабочая линия –  $AB$ . Точка  $A$  соответствует конечной точке осушки газа. Концентрация ДЭГ в точке  $A$  – 99,5% вес., т.е. влагосодержание ДЭГ – 0,5% вес. Точке росы минус 10 °С соответствует влагосодержанию газа 0,09 г/м<sup>3</sup>.

Точка  $B$  соответствует начальной точке осушки. Концентрация ДЭГ в точке  $B$  – 97% вес., т.е. влагосодержание ДЭГ – 3% вес.

При подаче газа в абсорбер с температурой 40 °С влагосодержание его 1,82 г/м<sup>3</sup>. Построением ступенчатой ломаной линии между рабочей и равновесной линиями (рисунок 2.4) получаем 1,8 теоретической тарелки ( $n^I_m$ ). КПД контактно-сепарационных тарелок  $\eta=0,6$ .

Число рабочих тарелок  $n_T$  шт:

$$n_T = \frac{n_T^1}{\eta} \quad (2.1)$$

$$n_T = \frac{1,8}{0,6} = 3 \text{ шт.}$$

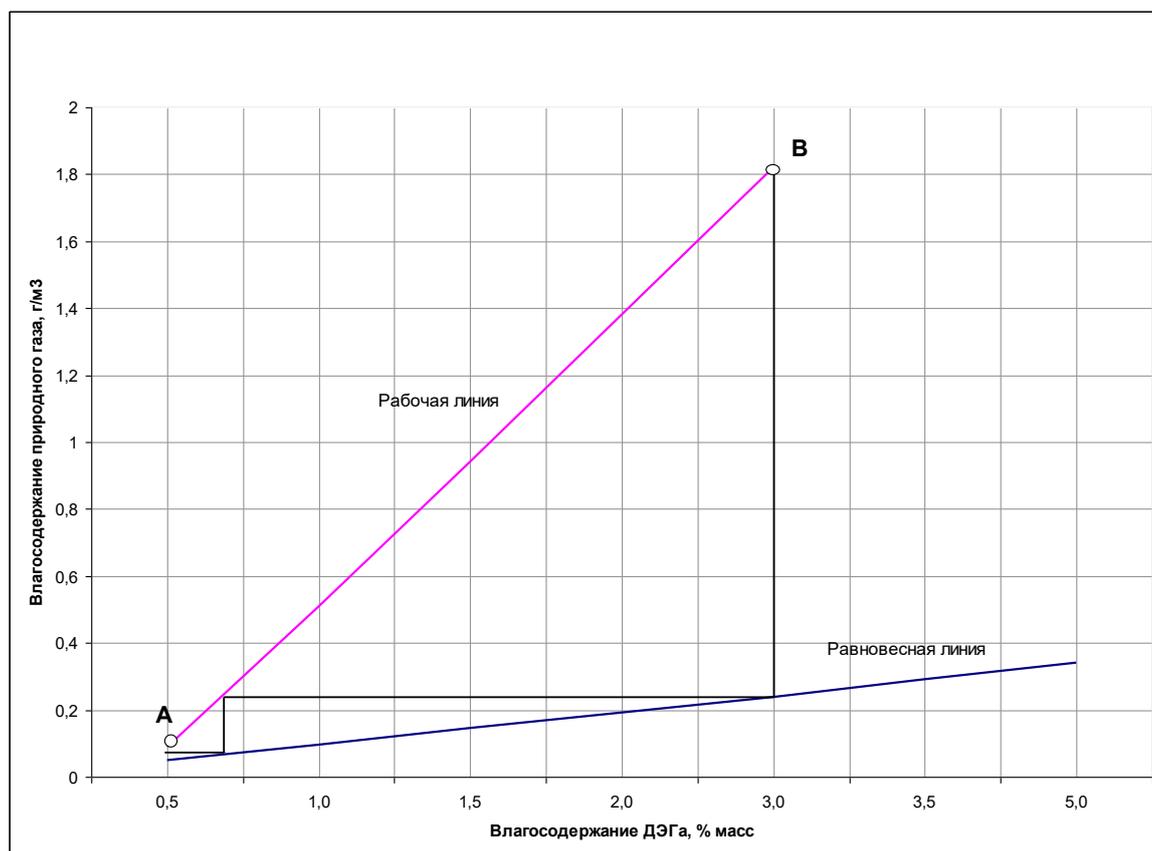


Рисунок 2.4 – Рабочая и равновесная линии влагосодержания при  $t=40\text{ }^{\circ}\text{C}$

Построение равновесной и рабочей линии для температуры контакта  $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Равновесную линию строим по данным таблицы 5.3.  $A_1B_1$  – рабочая линия (рисунок 2.5). В точке  $A_1$  влагосодержание газа равно  $0,055\text{ г/м}^3$ , что соответствует точке росы минус  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ . В точке  $B_1$  влагосодержание газа равно  $0,6\text{ г/м}^3$ , что соответствует температуре  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Таблица 2.6 – Влагосодержание ДЭГ и газа

Показатель	Значения						
Влагосодержание ДЭГа, % вес	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	3,5	5,0
Точка росы, $^{\circ}\text{C}$	-29	-22	-18	-15	-11	-9	-6

Продолжение таблицы 2.6

Влагосодержание газа, г/м <sup>3</sup>	0,02	0,05	0,05	0,07	0,09	0,10	0,13
--	------	------	------	------	------	------	------

Построением ломанной ступенчатой линии между равновесной и рабочей линиями получаем теоретическое число ступеней контакта равным 1,8.

$$n_T = \frac{1,8}{0,6} = 3 \text{ шт.}$$

Для работы аппарата в диапазоне температур контакта от 20 до 40 °С необходимо принять три рабочих тарелки,  $n_m=3$  шт.

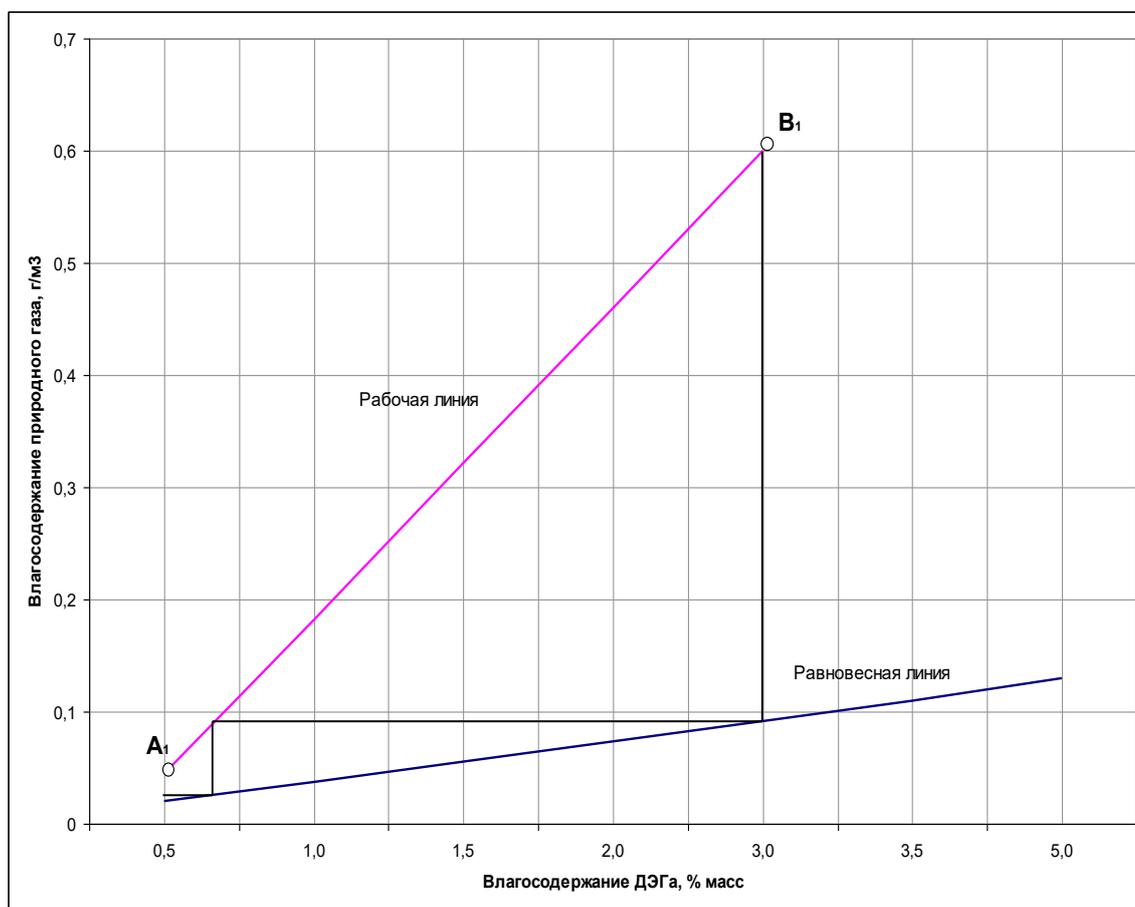


Рисунок 2.5 – Рабочая и равновесная линии влагосодержания при  $t=20$  °С

Расчёт количества ДЭГ

Расчёт количества РДЭГ проведён для следующих параметров газа: температура контакта  $t=20$  °С, точка росы – минус 20 °С, давление – 3,5 МПа.

Влагосодержание газа при  $t=20$  °С  $W_1$ , г/м<sup>3</sup>

$$W_1 = \frac{A_1}{p} + B \quad (2.2)$$

Где А,В – табличные коэффициенты;

Р- давление,МПа.

$$W_1 = \frac{17,87}{3,5} + 0,112 = 0,6226 \text{ г/м}^3$$

Влагосодержание газа при минус 20 °С  $W_2$ , г/м<sup>3</sup>:

$$W_2 = \frac{0,96}{3,5} + 0,0134 = 0,0408 \text{ г/м}^3$$

Количество влаги, поглощаемое при осушке  $G_B$ , кг/ч:

$$G_B = \frac{1,1 \times Q_{\text{НОМ}} \times (W_1 - W_2)}{24 \times 10^3} \quad (2.3)$$

$$G_B = \frac{1,1 \times 7,8 \times 10^6 \times (0,6226 - 0,0408)}{24 \times 10^3} = 207,97 \text{ кг/ч}$$

Необходимое количество РДЭГа  $Q_{\text{РДЭГ}}$ ,  $\frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$

$$Q_{\text{РДЭГ}} = \frac{G_B \times X_2}{(X_1 - X_2) \times \rho_{\text{ж}}} \quad (2.4)$$

$$Q_{\text{РДЭГ}} = \frac{207,97 \times 0,97}{(0,995 - 0,97) \times 1117} = 7,23 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

При температуре осушаемого газа 20 °С для достижения точки росы минус 10 °С при  $P=3,5$  МПа необходимо 7,23 м<sup>3</sup>/ч РДЭГа.

При температуре осушаемого газа 40 °С для достижения точки росы минус 10 °С при  $P=3,5$  МПа необходимо 22,18 м<sup>3</sup>/ч РДЭГа.

### **Расчёт массообменной секции (элементы ГПР 350.00.000)**

Диаметр аппарата: принято  $D=1,8$  м [17, С. 216]

Количество контактно-сепарационных элементов, размещённых на тарелке: принято (конструктивно)  $n_{\text{к-с}}=199$  шт [17, С. 216]

Площадь сечения элемента  $F_{\text{к-с}}$ , м<sup>2</sup>

$$F_{\text{к-с}} = 0,785 \times d_{\text{к-с}}^2 \quad (2.5)$$

Где  $d_{\text{к-с}}=0,06$  м – внутренний диаметр элемента [17, С. 216].

$$F_{к-с} = 0,785 \times 0,06^2 = 0,00283 \text{ м}^2$$

Скорость газа в контактных элементах  $W_{кэ}$ , м/с

$$W_{кэ} = \frac{\Phi}{\sqrt{\rho_{г}}} \quad (2.6)$$

Где  $\Phi$  – фактор скорости в контактных элементах:

номинальный –  $\Phi_{ном.}=25,3$  ;

максимальный –  $\Phi_{max}=25,3 \cdot 1,1=26,7$ ;

минимальный –  $\Phi_{min}=12$  [1]

Номинальная скорость газа в контактных элементах  $W_{ном}$ , м/с

$$W_{ном} = \frac{\Phi_{ном}}{\sqrt{\rho_{г}}} \quad (2.7)$$

$$W_{ном} = \frac{24,3}{\sqrt{27,64}} = 4,62 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Максимальная скорость газа в контактных элементах  $W_{макс}$ , м/с

$$W_{макс} = \frac{\Phi_{макс}}{\sqrt{\rho_{г}}} \quad (2.8)$$

$$W_{макс} = \frac{26,7}{\sqrt{27,64}} = 5,08 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Минимальная скорость газа в контактных элементах  $W_{мин}$ , м/с

$$W_{мин} = \frac{\Phi_{мин}}{\sqrt{\rho_{г}}} \quad (2.9)$$

$$W_{мин} = \frac{12}{\sqrt{27,64}} = 2,28 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Максимальная объёмная производительность секции  $Q_{max}$ , м<sup>3</sup>/сут

$$Q_{max} = W_{макс} \times n_{к-с} \times \frac{T_0 \times P_p}{T_p \times P_0 \times Z_p} \times 86400 \times F_{к-с} \quad (2.10)$$

где  $n_{к-с}$  – количество контактно-сепарационных элементов, размещённых на тарелке (конструктивно принято  $n_{к-с}=199$  шт при диаметре аппарата  $D=1,8$  м [17, С. 217]

$$Q_{max} = 5,08 \times 199 \times \frac{273 \times 3,5}{293 \times 0,101 \times 0,91} \times 86400 \times 0,00283 = 8755067,63$$

м<sup>3</sup>/сут

Минимальная объёмная производительность секции  $Q_{min}$ , м<sup>3</sup>/сут

$$Q_{min} = W_{мин} \times n_{к-с} \times \frac{T_0 \times P_p}{T_p \times P_0 \times Z_p} \times 86400 \times F_{к-с} \quad (2.11)$$

$$\begin{aligned} Q_{min} &= 2,28 \times 199 \times \frac{273 \times 3,5}{293 \times 0,101 \times 0,91} \times 86400 \times 0,00283 \\ &= 3934861,86 \text{ м}^3/\text{сут} \end{aligned}$$

Объём природного газа приведён к условиям – давление  $P = 0,1013$  МПа и температура  $t = 0$  °С.

**Расчёт выходной сепарационной секции** (сепарационная тарелка и фильтр-коагулятор).

Критическая скорость газа в сепарационном элементе  $W_{кр}$ , м/с

$$W_{кр} = K \times \sqrt[4]{\frac{g^2 \times \sigma_d \times (\rho_d - \rho_p)}{\rho_d^2}} \quad (2.12)$$

где  $K = 5,5$  – коэффициент устойчивости режимов течения от давления [17, С. 218];

$\sigma_D$  – поверхностное натяжение ДЭГ при рабочих условиях, Па/м

$$\sigma_D = (\sigma_D^{20} + 1) \quad (2.13)$$

$$\sigma_D = (46 + 1) - 35^{0,65} = 36,9 \text{ дин/см или } 36,9 \cdot 10^{-5} \text{ Па/м}$$

$$W_{кр} = 4,5 \times \sqrt[4]{\frac{9,81^2 \times 36,9 \times 10^{-4} \times (1116 - 27,64)}{27,64^2}} = 3,79 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Объёмная производительность сепарационной тарелки  $Q_{max}$ , м<sup>3</sup>/сут

$$Q_{max} = W_{макс} \times n_c \times \frac{T_0 \times P_p}{T_p \times P_0 \times Z_p} \times 86400 \times F_c \quad (2.14)$$

где  $F_c = F_{к-с} = 0,00283 \text{ м}^2$  – площадь сечения элемента [17, С. 218];

$n_c = 205$  шт – количество элементов на сепарационной тарелке [17, С.218].

$$Q_{max} = 3,79 \times 204 \times \frac{273 \times 3,5}{293 \times 0,101 \times 0,91} \times 86400 \times 0,00283 =$$

6717108,683 м<sup>3</sup>/сут

Количество фильтрующих патронов:

принято (конструктивно)  $n_{\phi}=121$  шт. Наружный диаметр фильтрующего патрона: принято  $d_{\phi}=0,105$  м.

Свободное сечение между фильтрующими патронами  $F_{CB}, \text{м}^2$

$$F_{CB}=0,785 \times (D^2 - n_{\phi} \times d_{\phi}^2) \quad (2.15)$$

где  $d_{\phi}=0,105$  м – наружный диаметр фильтрующего патрона [17];

$n_{\phi}=121$  шт – количество фильтрующих патронов [17].

$$F_{CB}=0,785 \times (1,8^2 - 121 \times 0,105^2)=1,496 \text{ м}^2$$

Скорость в свободном сечении аппарата на верхнем срезе фильтрующих патронов  $W_{CB}$ , м/с

$$W_{CB} = \frac{q_{сек}}{F_{CB}} \quad (2.16)$$

где  $q_{сек}$  – объёмная секундная производительность,  $\text{м}^3/\text{с}$

$$q_{сек} = \frac{1,1 \times Q_{НОМ} \times T_p \times Z_p \times P_0}{86400 \times T_0 \times Z_0 \times P_p} \quad (2.17)$$

$$q_{сек} = \frac{1,1 \times 7,8 \times 10^6 \times 293 \times 0,91 \times 0,101}{86400 \times 273 \times 0,98 \times 3,5} = 2,8 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$W_{CB} = \frac{2,8}{1,496} = 1,87 \text{ м/с}$$

Скорость фильтрации  $W_{\phi}$ , м/с

$$W_{\phi} = K_{\phi} \times \sqrt[4]{\frac{g^2 \times \sigma_d \times (\rho_d - \rho_P)}{\rho_d^2}} \quad (2.18)$$

Где  $K_{\phi}$ - коэффициент

$$K_{\phi} = \bar{K}_{\phi} \times K_{\phi,б} \quad (2.19)$$

Где  $\bar{K}_{\phi}=f(\bar{K}_{CB}) = 0,98$

$$K_{\phi,б}=f(\bar{P}) = 0,07$$

$$K_{\phi} = 0,98 \times 0,07=0,069$$

$$W_{\phi} = 0,069 \times \sqrt[4]{\frac{9,81^2 \times 36,9 \times 10^{-4} \times (1116 - 27,64)}{27,64^2}} = 0,058 \text{ м/с}$$

Максимальная пропускная способность фильтрующей секции,  $Q_{max}$ ,  
м<sup>3</sup>/сут

$$Q_{max} = W_{\phi} \times \frac{T_0 \times P_p}{T_p \times P_0 \times Z_p} \times 86400 \times F_{\phi} \quad (2.20)$$

где  $F_{\phi}$  – действительная площадь фильтрации, м<sup>2</sup>

$$F_{\phi} = n_{\phi} \times f_{\phi} \quad (2.21)$$

где  $f_{\phi}$  – поверхность набегания газа на фильтрующий патрон, м<sup>2</sup>

$$f_{\phi} = \pi \times d_{\phi} \times l_{\phi} \quad (2.22)$$

где  $l_{\phi} = 1,05$  м – длина фильтрующих патронов, м

$$f_{\phi} = 3,14 \times 0,105 \times 1,05 = 0,346 \text{ м}^2$$

$$F_{\phi} = 121 \times 0,346 = 41,89 \text{ м}^2$$

**Расчёт входной сепарационной секции** (вертикальная кольцевая сетчатая насадка).

Скорость набегания газа на вертикальную кольцевую сетку  $W'_{кр}$ , м/с

$$W'_{кр} = A \times C_f \times C_b \times K \times \sqrt[4]{\frac{g^2 \times \sigma_{ж} \times (\rho_{ж} - \rho_{п})}{P_p^2}} \quad (2.23)$$

где  $A = 1,5$  – коэффициент увеличения скорости для вертикальной кольцевой насадки [17];

$K = 0,51$  – коэффициент устойчивости режимов течения от давления;

$\sigma_{ж}$  – поверхностное натяжение воды при рабочих условиях, Па/м

$$\sigma_{ж} = (\sigma_{ж}^{20} + 1) - P^{0,65} \quad (2.24)$$

$$\sigma_{ж} = (73 + 1) - 35^{0,65} = 63,9 \text{ дин/см или } 63,9 \times 10^{-5} \text{ Па/м}$$

Коэффициент, учитывающий сжатость объёма

$$C_f = f\left(\frac{h}{b}\right) \quad (2.25)$$

где  $h = 0,1$  м – расстояние от сетки до ограничивающей поверхности, м [17];

$b = 0,75$  м – высота насадки, м [17].

$$C_f = f\left(\frac{0,1}{0,75}\right) = f(0,13) = 0,85$$

Коэффициент, учитывающий влияние начального содержания жидкости

$$C_e = \frac{1,75}{e_0^{0,107}} \quad (2.26)$$

где  $e_0$  – начальное содержание жидкости.

$$e_0 = \frac{24 \cdot Q_{жк} \cdot 10^6}{1,1 \cdot Q_{ном}} \quad (2.27)$$

$$e_0 = \frac{24 \cdot 4,6 \cdot 10^6}{1,1 \cdot 7,8 \cdot 10^6} = 12,87$$

$$C_e = \frac{1,75}{12,87^{0,107}} = 1,33$$

$$W'_{кр} = 1,5 \cdot 0,85 \cdot 1,33 \cdot 0,51 \cdot \sqrt{\frac{9,81^2 \cdot 63,9 \cdot 10^{-4} \cdot (992 - 27,64)}{27,64^2}} = 0,81$$

Расчётная площадь вертикальной кольцевой насадки  $F'_{кв}$ , м<sup>2</sup>

$$F'_{кв} = \frac{q_{сек}}{W'_{кр}} \quad (2.28)$$

$$F'_{кв} = \frac{2,8}{0,81} = 3,45 \text{ м}^2$$

Расчётная высота насадки  $b_p$ , м

$$b_p = \frac{F'_{кв}}{\pi \cdot D_{ср}} \quad (2.29)$$

где  $D_{ср} = 1,36$  м – средний диаметр насадки [17].

$$b_p = \frac{3,45}{\pi \cdot 1,36} = 0,75$$

$$b_p \leq b; 0,75 = 0,75$$

Максимальная пропускная способность секции  $Q_{max}$ , м<sup>3</sup>/сут

$$Q_{max} = W'_{кр} \cdot F'_{кв} \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot Z_p} \quad (2.30)$$

где  $F'_{кв}$  – действительная поверхность набегания кольцевой вертикальной насадки, м<sup>2</sup>

$$F'_{кв} = \pi \cdot D_{ср} \cdot b \quad (2.31)$$

$$F_{кв} = \pi \cdot 1,36 \cdot 0,75 = 3,45 \text{ м}^2$$

$$Q_{\max} = 0,81 \cdot 3,45 \cdot 86400 \cdot \frac{273 \cdot 3,5}{293 \cdot 0,101 \cdot 0,91} = 8580000 \text{ м}^3/\text{сут}$$

### Расчёт глухой тарелки

Площадь сечения колонны  $F_k$ ,  $\text{м}^2$

$$F_k = 0,785 \cdot D^2 \quad (2.32)$$

$$F_k = 0,785 \cdot 1,8^2 = 2,54 \text{ м}^2$$

Площадь для прохода газа  $F_r$ ,  $\text{м}^2$

$$F_r = F_k - 0,785 \cdot D_{эл}^2 \quad (2.33)$$

где  $D_{эл}=1,5$  м – диаметр эллиптического днища [17, С. 224].

$$F_r = 2,54 - 0,785 \cdot 1,4^2 = 1,0 \text{ м}^2$$

Скорость природного газа в сечении  $W_{гг}$ ,  $\text{м}/\text{с}$

$$W_{гг} = \frac{Q_{сек}}{F_r} \quad (2.34)$$

$$W_{гг} = \frac{2,8}{1,0} = 2,8 \text{ м}/\text{с}$$

Скорость движения жидкости в эллиптическом днище  $W_{ж}$ ,  $\text{м}/\text{с}$

$$W_{ж} = \frac{Q_{дэг}}{3600 \cdot 0,785 \cdot D_{эл}^2} \quad (2.35)$$

$$W_{ж} = \frac{7,23}{3600 \cdot 0,785 \cdot 1,4^2} = 0,0013 \text{ м}/\text{с}$$

Действительное время пребывания жидкости на глухой тарелке  $\tau$ ,  $\text{мин}$

$$\tau = \frac{H_{ном}}{W_{ж} \cdot 60} \quad (2.36)$$

где  $H_{ном}=0,5$  м – регулируемый уровень жидкости на тарелке, м [17].

$$\tau = \frac{0,4}{0,0013 \cdot 60} = 5,1 \text{ мин}$$

Допустимое время пребывания жидкости на глухой тарелке  $[\tau]=3$  мин

$$\tau > [\tau]; \quad 5,1 > 3$$

Проверка переливного устройства

Действительная величина стрелки слива: принято  $h_{сл} = 0,125$  м.  
 Действительная величина стрелки приёмного кармана:  $h_{пр} = 0,185$  м.  
 Основные размеры контактно-сепарационной тарелки с элементами ГПР 350.00.000 приведены на рисунке 2.6

Расстояние между сливной и приёмной планками в сливном устройстве  
 $y$ , м

$$y = h_{пр} - h_{сл} \quad (2.37)$$

где  $h_{пр} = 0,185$  м – действительная величина стрелки приёмного кармана [17];

$h_{сл} = 0,125$  м – действительная величина стрелки слива: принято [17].

$$y = 0,185 - 0,125 = 0,06$$

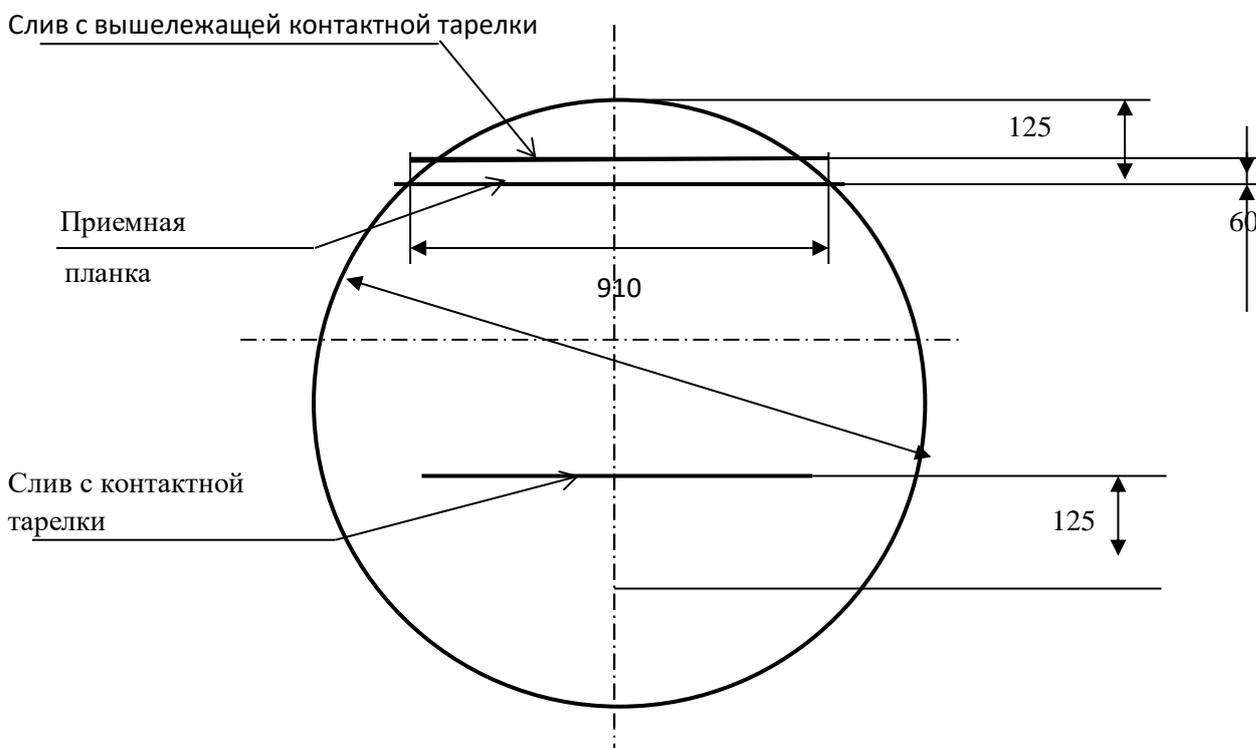


Рисунок 2.6 – Тарелка контактно-сепарационная с элементами ГПР 350.00.000

### Расчёт гидравлического сопротивления контактных тарелок.

Перепад давления на тарелке  $\Delta P$ , Мпа

$$\Delta P = \Delta P_{сyx} = \xi_{\kappa} \cdot \frac{W_{\max}^2 \cdot \rho_P}{2 \cdot g} \quad (2.38)$$

где  $\xi_{\kappa} = 8$  – коэффициент сопротивления контактной тарелки

$$\Delta P = \Delta P_{\text{сyx}} = 8 \cdot \frac{5,08^2 \cdot 27,64}{2 \cdot 9,81} = 290,98 \text{ мм вод. ст. или } 2,85 \text{ Мпа}$$

Действительная скорость газа в контактно-сепарационных элементах  $W_{\text{к-с}}$ , м/с

$$W_{\text{к-с}} = \frac{q_{\text{сек}}}{F_{\text{к-с}} \cdot n_{\text{к-с}}} \quad (2.39)$$

$$W_{\text{к-с}} = \frac{2,8}{0,00283 \cdot 199} = 4,98$$

Высота регулируемой сливной планки:

максимальная:  $h_{n,\text{max}}=80$  мм, минимальная:  $h_{n,\text{min}}=50$  мм.

Подпор жидкости над сливной планкой  $\Delta h$ , мм

$$\Delta h = 3,1 \cdot L_{\text{v}}^{2/3} \quad (2.40)$$

Максимальная нагрузка на единицу длины слива  $L_{\text{v}}$ , м<sup>3</sup>/(м·ч)

$$L_{\text{v}} = \frac{Q_{\text{ДЭГ}}}{a_1} \quad (2.41)$$

где  $a_1=0,91$  м – действительная длина хорды, м [17].

$$L_{\text{v}} = \frac{7,23}{0,91} = 7,95 \text{ м}$$

$$L_{\text{v}} \leq 50; \quad 7,95 \leq 50$$

$$\Delta h = 3,1 \cdot 7,95^{2/3} = 12,34$$

$$\Delta h < H_1 - h_{n,\text{max}} \quad (2.42)$$

где  $H_1=160$  мм – высота части элемента, находящейся над тарелкой, мм [17];

$h_{n,\text{max}}=80$  мм – максимальная высота регулируемой сливной планки, мм [17];

$$12,35 < 80,0$$

Высота слоя светлой жидкости на тарелке  $H_{\text{ж}}$ , мм

$$H_{\text{ж}} = h_{n,\text{min}} + \Delta h \quad (2.43)$$

где  $h_{n.min} = 50$  мм – минимальная высота регулируемой сливной планки, мм [17]

$$H_{жс} = 50 + 12,35 = 62,35$$

Проверка расстояния между контактными тарелками

Высота слоя светлой жидкости в переливе  $H_{жс}$ , мм

$$h_{жс} = h_{n.min} + \Delta h + \frac{\Delta P}{\rho_{жс}} + \frac{\Delta P_{жс.п}}{\rho_{жс}} \quad (2.44)$$

Сопротивление движению жидкости в переливе  $\Delta P_{жс.п}$ , Мпа

$$\Delta P_{жс.п} = K_4 \cdot \left[ \frac{L_v}{3600 \cdot y} \right]^2 \quad (2.45)$$

где  $K_5 = 250$  – коэффициент [17, С. 227].

$$\Delta P_{жс.п} = 250 \cdot \left[ \frac{7,95}{3600 \cdot 0,06} \right]^2 = 0,34 \text{ мм вод. ст. или } 0,0033 \text{ Мпа}$$

$$h_{жс} = 50 + 12,35 + \frac{290,98}{1,105} + \frac{0,34}{1,105} = 325,98 \text{ мм}$$

Высота вспененной жидкости в переливе  $h_{п.в}$ , мм

$$h_{п.в} = \frac{h_{жс}}{\rho_n} \quad (2.46)$$

где  $\rho_n = 0,55$  кг/м<sup>3</sup> – плотность вспененной жидкости [17, С. 227].

$$h_{п.в} = \frac{325,98}{0,55} = 592,69 \text{ мм}$$

Условие нормальной работы переливного устройства

$$h_{п.в} \leq H_m + h_{n.min} \quad (2.47)$$

где  $H_m = 700$  мм – расстояние между тарелками [17, С. 227].

$$592,69 \leq 700 + 50, \quad 592,69 \leq 750$$

Проверка высоты кубовой части аппарата

Скорость движения жидкости  $W'_{жс}$ , м/с

$$W'_{жс} = \frac{Q_{жс}}{0,785 \cdot D^2 \cdot 3600} \quad (2.48)$$

$$W'_{жс} = \frac{4,6}{0,785 \cdot 1,8^2 \cdot 3600} = 0,0005 \text{ м/с}$$

Время пребывания жидкости в кубовой части аппарата  $\tau$ , мин

$$\tau = \frac{h}{W_{ж} \cdot 60} \quad (2.49)$$

где  $h = 0,3$  м – высота слоя жидкости, м [17, С. 228].

$$\tau = \frac{0,3}{0,0005 \cdot 60} = 10 \text{ мин}$$

Допустимое время пребывания жидкости в кубовой части аппарата

$$[\tau] = 3 \text{ мин}$$

Необходимое условие соответствует следующим требованиям

$$\tau > [\tau]; 10 > 3$$

Общее гидравлическое сопротивление аппарата

Гидравлическое сопротивление контактных тарелок  $\Delta P_k$ , МПа

$$\Delta P_k = n_m \cdot \Delta P \quad (2.50)$$

$$\Delta P_k = 4 \cdot 290,98 = 1163,9 \text{ мм вод.ст. или } 11,4 \text{ МПа}$$

Гидравлическое сопротивление сепарационной тарелки  $\Delta P_{сеп}$ , МПа

$$\Delta P_{сеп} = \xi_{сеп} \cdot \frac{W_c^2 \cdot \rho_p}{2 \cdot g} \quad (2.51)$$

где  $\xi_{сеп} = 8$  – коэффициент сопротивления сепарационной тарелки [17];

$W_c$  – скорость газов в сепарационных элементах, м/с

$$W_c = \frac{q_{сек}}{F_c \cdot n_c} \quad (2.52)$$

где  $n_c = 205$  – количество сепарационных патрубков [17, С. 228].

$$W_c = \frac{2,8}{0,00283 \cdot 204} = 4,85 \text{ м/с}$$

$$\Delta P_{сеп} = 8 \cdot \frac{4,85^2 \cdot 27,64}{2 \cdot 9,81} = 265,17 \text{ мм вод. ст. или } 2,6 \text{ МПа}$$

Гидравлическое сопротивление коагулирующего фильтра  $\Delta P_\phi$ , МПа

$$\Delta P_\phi = \xi_\phi \cdot \frac{W_\phi^2 \cdot \rho_p}{2 \cdot g} \quad (2.53)$$

где  $\xi_\phi = 20$  – коэффициент сопротивления коагулирующего фильтра

[17];

$W_{\phi}$  – действительная скорость газов в коагулирующем элементе, м/с

$$W_{\phi} = \frac{q_{сек}}{F_{к.ф.} \cdot n_{\phi}} \quad (2.54)$$

где  $F_{к.ф.}$  – площадь поперечного сечения коагулирующего элемента по внутреннему диаметру, м<sup>2</sup>

$$F_{к.ф.} = 0,785 \cdot d_{вн.ф.}^2 \quad (2.55)$$

где  $d_{вн.ф.} = 0,07$  м – внутренний диаметр коагулирующего элемента [17]

$$F_{к.ф.} = 0,785 \cdot 0,07^2 = 0,00385 \text{ м}^2$$

$$W_{\phi}' = \frac{2,8}{0,00385 \cdot 121} = 6,01 \text{ м/с}$$

$$\Delta P_{\phi} = 20 \cdot \frac{6,01^2 \cdot 27,64}{2 \cdot 9,81} = 1020,01 \text{ мм вод. ст.}$$

Гидравлическое сопротивление глухой тарелки  $\Delta P_{гл}$ , МПа

$$\Delta P_{гл} = \xi_{гл} \cdot \frac{W_{зл}^2 \cdot \rho_p}{2 \cdot g} \quad (2.56)$$

где  $\xi_{гл} = 0,5$  – коэффициент гидравлического сопротивления глухой тарелки [17]

$$\Delta P_{гл} = 0,5 \cdot \frac{2,8^2 \cdot 27,64}{2 \cdot 9,81} = 5,47 \text{ мм вод. ст. или } 0,54 \text{ МПа}$$

Гидравлическое сопротивление вертикальной концевой насадки  $\Delta P_{к.в.}$ , МПа

$$\Delta P_{к.в.} = \xi_{к.в.} \cdot \frac{W_{к.в.}^2 \cdot \rho_p}{2 \cdot g} \quad (2.57)$$

где  $\xi_{к.в.} = 50$  – коэффициент гидравлического сопротивления вертикальной кольцевой насадки [17];

$W_{к.в.}$  – действительная скорость газов в вертикальной кольцевой насадке, м/с.

$$W_{к.в.} = \frac{q_{сек}}{F_{к.ф.}} \quad (2.58)$$

где  $F_{к.в.} = 3,2$  м<sup>2</sup> – площадь поперечного сечения вертикальной концевой насадки по внутреннему диаметру, м<sup>2</sup>

$$W_{к.в.} = \frac{2,8}{3,2} = 0,88 \text{ м/с}$$

$$\Delta P_{к.в.} = 50 \cdot \frac{0,88^2 \cdot 27,64}{2 \cdot 9,81} = 54,55 \text{ мм вод. ст. или } 0,53 \text{ МПа}$$

Скорость газа в штуцерах входа и выхода  $W_{шт}$ , м/с

$$W_{шт} = \frac{q_{сек}}{0,785 \cdot d_{шт}^2} \quad (2.59)$$

где  $d = 0,5$  м – диаметр штуцеров входа и выхода газа, м

$$W_{шт} = \frac{2,8}{0,785 \cdot 0,4^2} = 22,28 \text{ м/с}$$

Гидравлическое сопротивление в штуцерах  $\Delta P_{шт}$ , МПа

$$\Delta P_{шт} = \xi_{шт} \cdot \frac{W_{шт}^2 \cdot \rho_p}{2 \cdot g} \quad (2.60)$$

где  $\xi_{шт}$  – коэффициент гидравлического сопротивления в штуцерах

$$\xi_{шт} = \xi_{вх} + \xi_{вых} \quad (2.61)$$

$$\xi_{шт} = 1 + 0,5 = 1,5$$

$$\Delta P_{шт} = 1,5 \cdot \frac{22,28^2 \cdot 27,64}{2 \cdot 9,81} = 1050,47 \text{ мм вод. ст. или } 10,3 \text{ МПа}$$

Полное гидравлическое сопротивление аппарата  $\Delta P_a$ , МПа

$$\Delta P_A = \alpha \cdot (\Delta P_{к.} + \Delta P_{сен} + \Delta P_{ф} + \Delta P_{зл} + \Delta P_{к.в.} + \Delta P_{шт}) \quad (2.62)$$

где  $\alpha = 1,1$  – коэффициент неучтенных потерь [17, С 230].

$$\Delta P_A = 1,1 \cdot (1163,9 + 265,17 + 1020,01 + 5,47 + 54,55 + 1050,47) = 3914,86 \text{ мм вод. ст.}$$

или 38,4 МПа

**Расчёт сливной трубы с верхней сепарационной тарелки и гидрозатвора.**

Количество жидкости, стекающей с верхней сепарационной тарелки  $q_{ж}$ , м<sup>3</sup>/с

$$q_{ж} = \frac{Q_{ДЭГ} \cdot 20}{3600 \cdot 100} \quad (2.63)$$

$$q_{ж} = \frac{7,23 \cdot 20}{3600 \cdot 100} = 0,0004 \text{ м}^3/\text{с}$$

Необходимая площадь сливной трубы  $F_{сл}$ , м<sup>2</sup>

$$F_{сл} = \frac{q_{жс}}{[W_{жс}]} \quad (2.64)$$

где  $[W_{жс}] = 0,25$  м/с [17, С. 231]

$$F_{сл} = \frac{0,0004}{0,25} = 0,0016 \text{ м}^2$$

Диаметр сливной трубы  $d_{сл}$ , м

$$d_{сл} = \sqrt{\frac{F_{сл}}{0,785}} \quad (2.65)$$

$$d_{сл} = \sqrt{\frac{0,0016}{0,785}} = 0,045 \text{ м}$$

Принята труба 57 x 3,5 мм.

Столб жидкости в сливной трубе, необходимой для предотвращения проскока газа  $h_{г.з}$ , м

$$h_{г.з.} = \frac{K_n \cdot \Delta P_{сен}}{\rho_d} \quad (2.66)$$

где  $K_n = 2$  – коэффициент пульсации [17, С. 231].

$$h_{г.з.} = \frac{2 \cdot 265,17}{1116} = 0,48 \text{ м}$$

Необходимая высота сливного стакана  $h_{ст}$ , м

$$h_{ст} = \frac{d_{сл}^2 \cdot h_{г.з.}}{d_{см}^2 - d_{сл}^2} \quad (2.67)$$

где  $d_{см} = 0,1$  м – диаметр приемного стакана [17, С. 231]

$$h_{ст} = \frac{0,05^2 \cdot 0,48}{0,1^2 - 0,05^2} = 0,16 \text{ м}$$

Необходимое условие нормальной работы

$$H_{см} - d_1 > h_{ст} \quad (2.68)$$

где  $H_{см} = 0,5$  м – высота приемного стакана, м [17, С. 231];

$d_l = 0,05$  м – недовод сливной трубы до дна приемного стакана, м.

В данной работе произведены технологические расчёты МФА по трём стадиям разработки: на ранней стадии разработки –  $P=9,5$  МПа,  $t=20$  °С, на средней стадии разработки –  $P=6,5$  МПа,  $t=20$  °С, на поздней стадии разработки с использованием ДКС –  $P=3,5$  МПа,  $t=20$  °С. Результаты расчёта представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Основные показатели работы МФА

Показатели	$P=9,5$ МПа $t=20$ °С	$P=6,5$ МПа $t=20$ °С	$P=3,5$ МПа $t=20$ °С
Количество РДЭГ, м <sup>3</sup> /ч	3,53	5,55	7,23
Максимальная пропускная способность входной сепарационной секции, м <sup>3</sup> /сут	12579187,95	10583202,71	8580000,00
Объёмная производительность массообменной секции, м <sup>3</sup> /сут	15525052,21	11931156,05	8755068,63
Максимальная пропускная способность фильтрующей секции, м <sup>3</sup> /сут	11326513,73	9761602,399	7569207,08
Допустимое время пребывания жидкости на глухой тарелке, мин	10,7	8,3	5,1
Полное гидравлическое сопротивление аппарата, МПа	0,022509	0,026989	0,039158

В ходе технологического расчёта МФА-ГП-778 была получена прогнозная динамика показателей осушки газа в зависимости от этапа разработки месторождения. Проведенный анализ показал, что максимальная пропускная способность МФА-ГП-778 была на ранней стадии разработки месторождения, при этом подача РДЭГ в абсорбер достигает 3,53 м<sup>3</sup>/ч. К средней стадии разработки рабочее давление снизилось с 9,5 МПа до 6,5 МПа, что привело к снижению пропускной способности МФА-ГП-778 и увеличению подачи РДЭГа до 5,55 м<sup>3</sup>/ч. На поздней стадии разработки, в связи с падением давления, вводится ДКС. Этот факт осложняет процесс осушки, так как вследствие сжатия газа температура в абсорбере увеличится до 40 °С, что отрицательно сказывается на пропускной способности МФА-ГП-778 и приводит к увеличению расхода

РДЭГа до 22,18 м<sup>3</sup>/ч. Для уменьшения этого показателя предлагается снизить температуру газа до 20 °С путем установки охлаждающих устройств после ДКС.

В целом расчёты показывают, что МФА-ГП-778 обеспечивает требуемое качество подготовки газа при различных давлениях на всех этапах разработки месторождения.

#### **2.4.2 Анализ работы МФА ГП 778.01.00.00**

В процессе эксплуатации МФА на УКПГ-7 ЯНГКМ обнаружено, что происходит существенное ухудшение рабочей характеристики секции по уносу гликоля с осушенным газом в течение времени наработки. В результате ревизии коагулирующей секции кроме обычных неисправностей (негерметичность перегородки, сливного патрубка, нарушение уплотнений патронов) было отмечено забивание фильтрующего материала мехпримесями. Общее количество механических загрязнений достигает 8-10 кг, причем наибольшая загрязненность характерна для аппаратов, работающих с малой подачей гликоля или вообще без нее. В этих случаях основу загрязнений составляет песок, выносимый из входной сепарационной секции (более 95%). При эксплуатации аппарата в номинальном режиме, с постоянной подачей гликоля основу загрязнений, забивающих материал фильтр-патронов, составляют окислы железа и песок 80 - 95%, углеводороды и продукты разложения гликоля – 5-25%, а также соли – 5-10%, находящиеся в гликоле во взвешенном состоянии и попадаемые вместе с гликолем на фильтры в связи с уносом из массообменной секции.

Таким образом, основной причиной постепенного увеличения уноса гликоля с осушенным газом являются мехпримеси, содержащиеся в нем (на УКПГ-7 – 0,6..2,0 г/л).

Наряду с наличием уноса (потерь) гликоля из аппарата, также интерес представляет уровень потерь ДЭГ из аппарата за определенное время наработки. Абсорберы ГП 778.01.00.000 на УКПГ-7 обеспечивают проектные показатели 15 мг/м<sup>3</sup> в среднем 3-5 месяца.

Оценивая влияние количества подаваемого гликоля на его унос с качественной стороны, следует отметить, что увеличение подачи гликоля ведет к повышению жидкостной нагрузки на фильтры и, как следствие, повышению интенсивности забивания фильтров механическими примесями и возрастанию потерь гликоля.

К наиболее важным рабочим характеристикам МФА относится перепад давления на секциях аппарата, особенно на коагулирующей секции от времени наработки. Для оперативной оценки уноса гликоля из абсорбера при любых сочетаниях его рабочих параметров рекомендуется использовать уравнение:

$$U = A \cdot \Delta p^B \quad (2.69)$$

где  $U$  – унос гликоля с осушенным газом, мг/м<sup>3</sup>;

$A, B$  – коэффициенты, зависящие от рабочих параметров;

$\Delta p$  – перепад давления на коагулирующей секции, кПа.

Важным выводом из приведенного уравнения и устройства аппарата является то, что потери гликоля с осушенным газом в основном зависят от перепада давления на коагулирующей секции и в меньшей степени от прочности крепления фильтр-патронов и фильтрующего материала.

Перед проведением модернизации абсорберов на УКПГ-7 выполнено обследование состояния аппаратов и было установлено:

– сепарационная секция – в сборнике жидкости находилось значительное количество мехпримесей (0,001-0,01 г/м<sup>3</sup> согласно расчёта). Входной сетчатый коагулятор был забит песком и торфом. На сетке кольцевого отбойника было незначительное количество песка, имелись сквозные отверстия между сепарационными пакетами. Таким образом, загрязнение сетки кольцевого отбойника приводит к увеличению сопротивления и

выбросу жидкости из сборника через сливные трубы диаметром 32 мм в массообменную часть. Чрезмерное загрязнение мехпримесями рукавной сетки и образование в ней гидратов приводят к разрушению и отрыву сепарационных пакетов кольцевого сетчатого отбойника. Следовательно, сепарационная секция работала неэффективно, так как об этом свидетельствуют минерализация гликоля, достигшая 15-19 г/л и данные промысловых, проведенные сотрудниками ЮжНИИгазпрогаза.

– массообменная секция – на полотнах тарелок массообменной секции находились мехпримеси слоем 5-7 мм. Отверстия подачи ДЭГ в контактно-сепарационные элементы частично были забиты мехпримесями. В некоторых секциях массообменных тарелок обнаружены отдельные неплотности контактно-сепарационных элементов с полотном тарелок. Слив гликоля с первой тарелки на глухую тарелку осуществлялся через трубу с сечением в 2 раза меньше проектного. Следовательно, массообменная секция работала не в проектном режиме из-за значительного разбавления и загрязнения гликоля влагой и мех.примесями.

– секция улавливания гликоля – фильтрующий материал фильтр-патронов загрязнен мех.примесями, но порывы ткани отсутствуют. Секция улавливания гликоля может работать в проектном режиме продолжительностью 3-5 месяца, затем довольно быстро происходит загрязнение фильтрующего материала мех.примесями, что приводит к увеличению сопротивления и, соответственно, скорости фильтрации, следовательно, уносу гликоля с газом.

Превышение гидравлического сопротивления на тарелке фильтр-патронов более 25 кПа приводит к выбросу гликоля с первой массообменной тарелки через переливную трубу в секцию улавливания.

Основными недостатками в работе МФА ГП 778.01.00.000 являются:

а) неэффективная работа входной сепарационной секции аппарата при специфических условиях эксплуатации сеноманских залежей ЯНГКМ (малое поступление воды и значительное – мех.примесей);

б) загрязненность абсорбента мех.примесями (до 0,7-3,0 г/л); высокая минерализация (до 15-19 г/л); большая жидкостная нагрузка (0,7-1,0 г/л) на коагулирующую секцию;

в) подача регенерированного гликоля и слив гликоля с тарелки фильтр-патронов осуществляется не под слой жидкости, а в газовую среду;

г) верхний штуцер колонки УБП с глухой тарелки установлен в зоне повышенных скоростей, что приводило к искажению показаний уровня гликоля на тарелке.

### **3. Разработка вариантов модернизации МФА ГП 778.01.00.000**

#### **3.1 Рекомендации по повышению эффективности комплексной подготовки газа**

С целью повышения эффективности работы сепарационной секции МФА во всех вариантах модернизации аппарата применены высокоэффективные центробежные сепарационные элементы рециркуляции газа ГПР 353.00.000, обеспечивающих степень очистки газа с уносом не более 20 мг/м<sup>3</sup> на промыслах Медвежьего и Уренгойского месторождений. Для предварительного улавливания крупных капель жидкости и мехпримесей применен пескоуловитель.

То есть, сепарационная секция, оборудованная тангенциально-направляющими пластинами и пескоуловителем в сочетании с батареей сепарационных элементов ГПР 353.00.000 в количестве 90 шт., взамен проектного сетчатого коагулятора и кольцевого сетчатого отбойника, обеспечат эффективную работу сепарационной секции.

В целях снижения жидкостной нагрузки на коагулирующую секцию аппарата и продления ее срока наработки предлагаются два варианта модернизации. Первый вариант - установка сепарационной тарелки с элементами ГПР 353.00.000 (рисунок 3.1), второй вариант с кольцевыми сетчатыми насадками толщиной рукавной сетки 50-100 мм и высотой 600 мм

(рисунок 4.2). Результаты испытаний показали недостаточную эффективность центробежных и контактных элементов для улавливания диспергированного гликоля и сравнительно большую трудоемкость модернизации в промышленных условиях. Применение кольцевых сетчатых сепарационных насадок в МФА позволит значительно снизить жидкостную нагрузку за счет увеличения поверхности фильтрации, а вертикальное положение сетчатого слоя исключает накопление и зависание жидкости в сетчатой насадке за счет естественного стока, а также выравнивание поля скоростей в сечении сепарационной насадки.

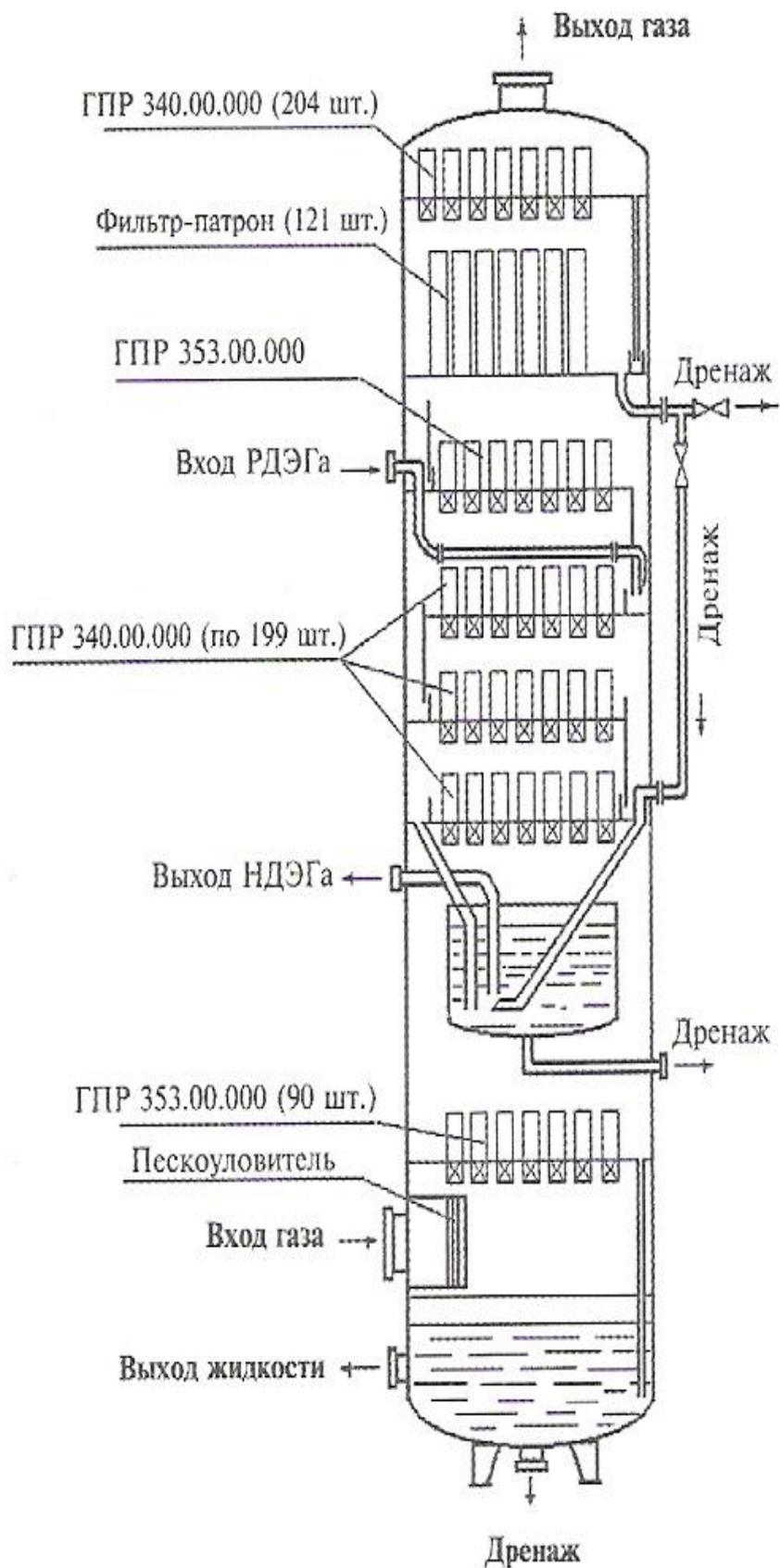


Рисунок 3.1 – Первый вариант модернизации абсорбера ГП 778.01.00.000

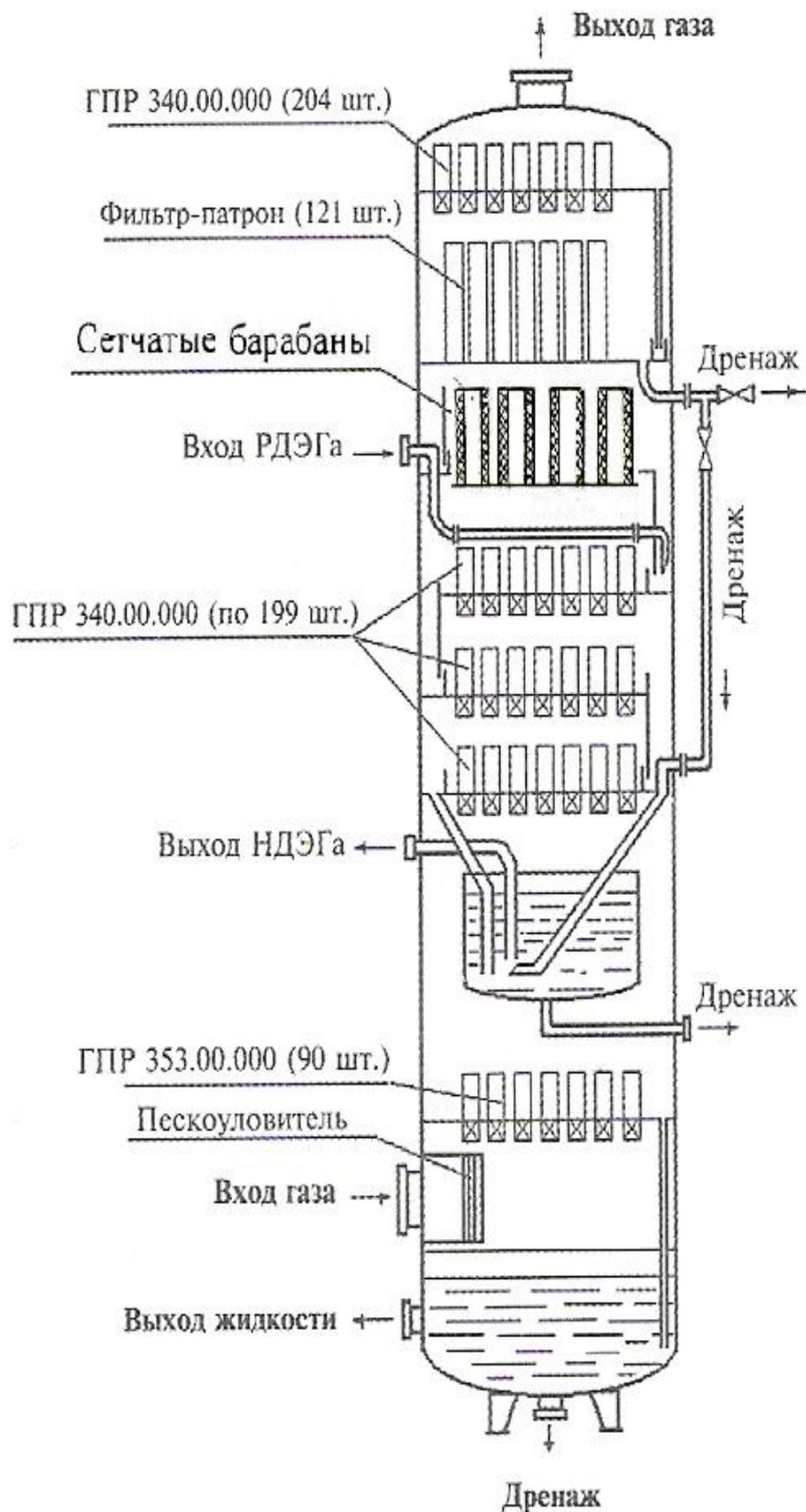


Рисунок 3.2 – Второй вариант модернизации абсорбера ГП 778.01.00.000

Модернизация МФА ГП 778.01.00.000 с применением кольцевых сетчатых сепарационных насадок заключалась в установке на полотно верхней контактно-сепарационной тарелки 12-ти, 23-х, 25-х элементов сетчатых фильтр-патронов длиной 600 мм. При этом верхняя контактная тарелка была демонтирована, а ввод гликоля был опущен в карман третьей тарелки. При этом удлиняется переливная труба с тарелки фильтр-патронов до глухой тарелки абсорбера.

Предложено 3 варианта тарелки с кольцевыми сетчатыми сепарационными насадками высотой 600 мм:

1 вариант. С 12-ю кольцевыми сетчатыми насадками (рисунок 3.3)

2 вариант. С 23-я кольцевыми сетчатыми насадками (рисунок 3.4)

3 вариант. С 25-я кольцевыми сетчатыми насадками (рисунок 3.5)

### 3.2 Технологический расчёт МФА ГП 778.01.00.000

Задачей настоящего расчёта является определение числа теоретических тарелок, расчёт входной сепарационной секции и качества осушенного газа при текущей производительности модернизированного абсорбера в промышленных условиях УКПГ-7 ЯНГКМ. Исходные данные представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Исходные данные для расчёта абсорбера ГП 778.01.00.000

Наименование	Единица физической величины	Обозначение	Значение
Объемная производительность по газу	тыс.м <sup>3</sup> /ч	$Q_1$	325
		$Q_2$	350
Давление рабочее	МПа	$P$	3,5
Температура газа	К	$t$	293
Точка росы осушенного газа	К	$t_p$	253
Плотность газа при $t = 273$ К и $P = 0,1013$ МПа	кг/м <sup>3</sup>	$\rho_0$	0,7259
Плотность ДЭГ	кг/м <sup>3</sup>	$\rho_0$	1116
Плотность жидкости	кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{жс}$	995
Массовая доля регенерированного ДЭГа	Масс. доля	$x_1$	0,995
		$x_1'$	0,997
Массовая доля насыщенного ДЭГа	Масс. доля	$x_2$	0,970
		$x_2'$	0,972
Количество РДЭГа, подаваемого в абсорбер	м <sup>3</sup> /ч	$Q_{РДЭГ}$	7,3

Поверхностное натяжение воды	н/м	$\sigma_{ж}^{\circ}$	$73 \cdot 10^{-3}$
------------------------------	-----	----------------------	--------------------

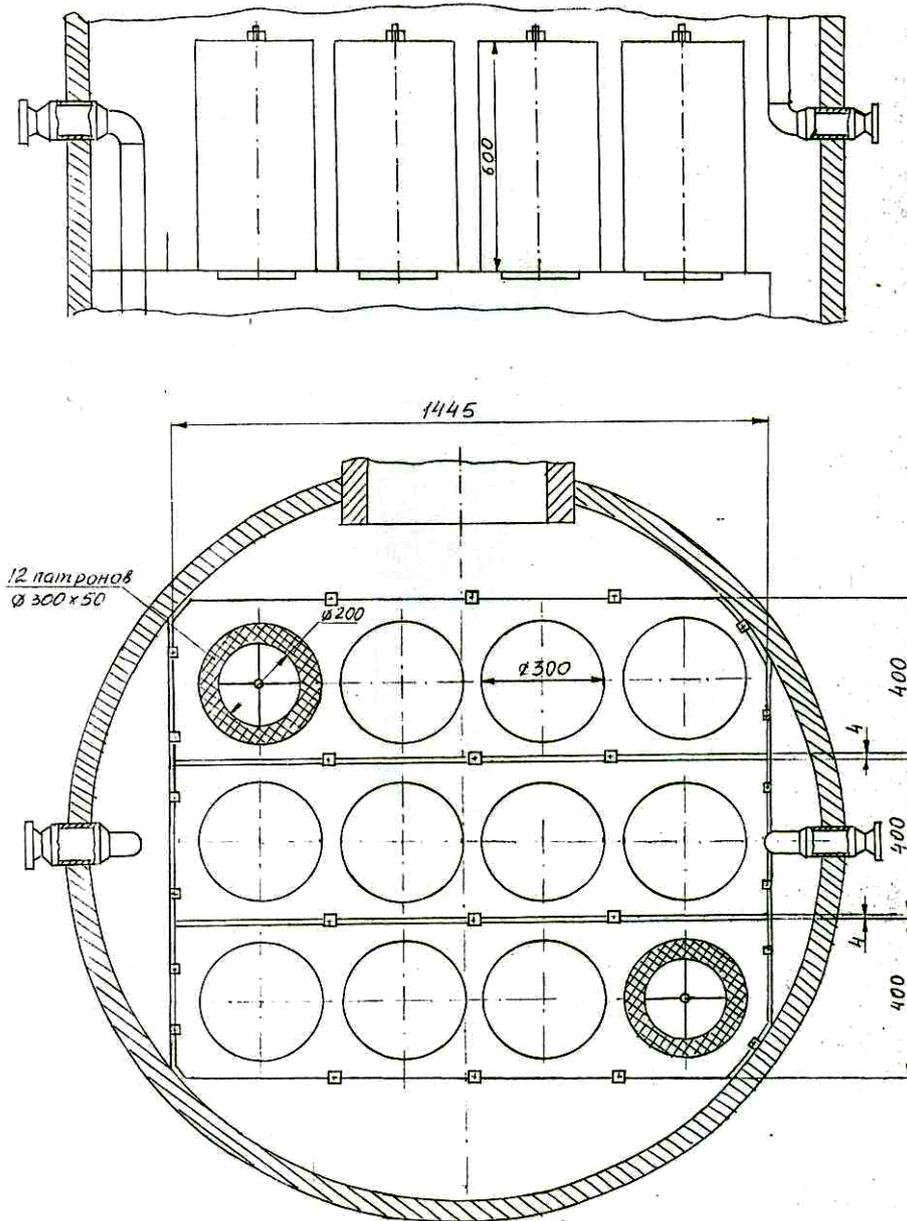


Рисунок 3.3 – Тарелка с кольцевыми сетчатыми насадками  $\varnothing 300 \times 50$

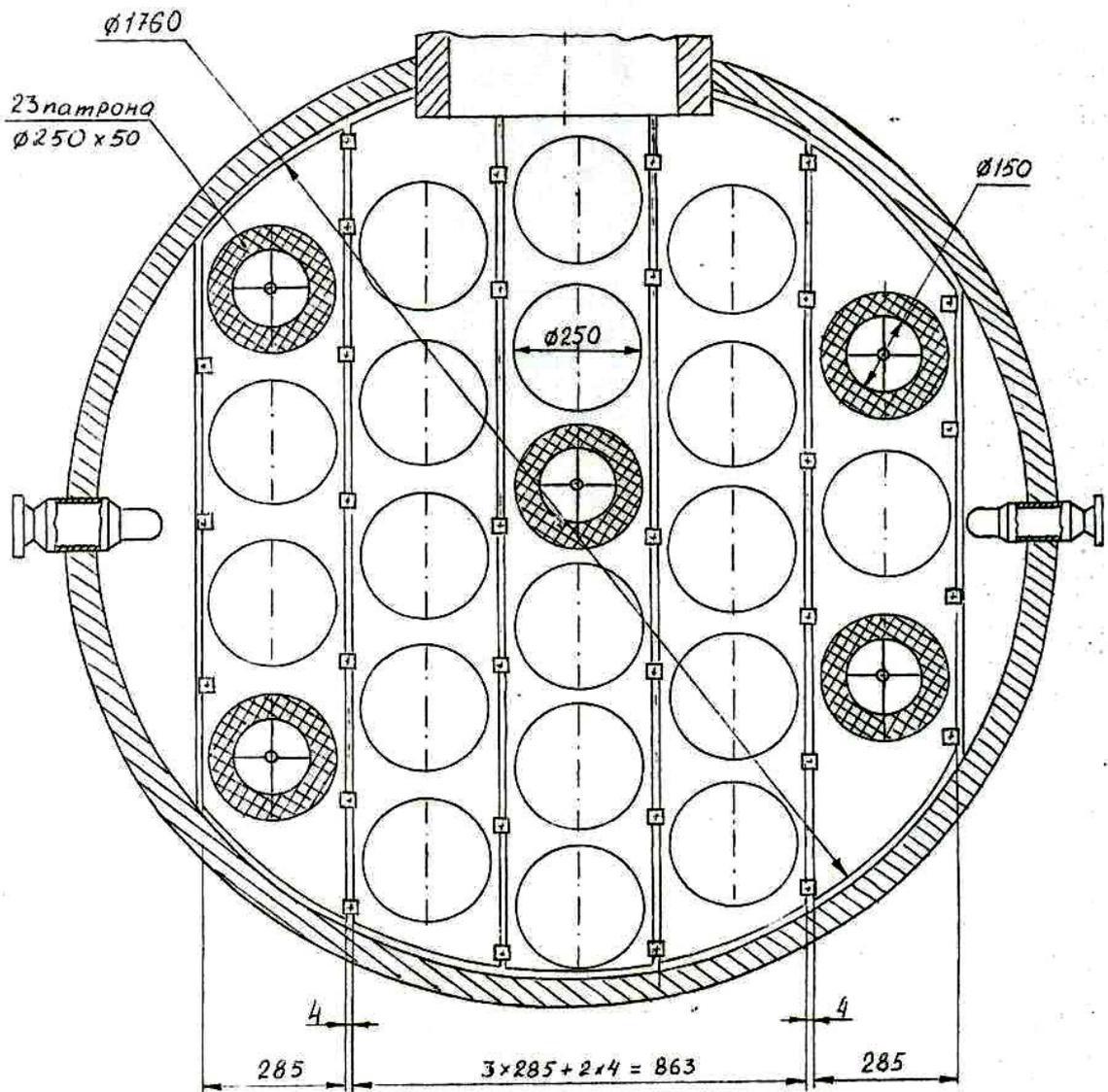
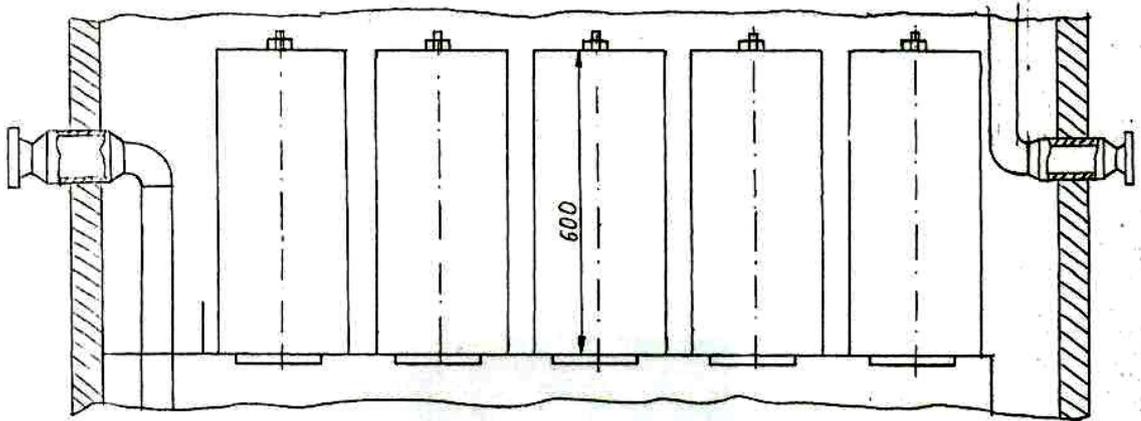


Рисунок 3.3 – Тарелка с кольцевыми сетчатыми насадками  $\phi 250 \times 50$

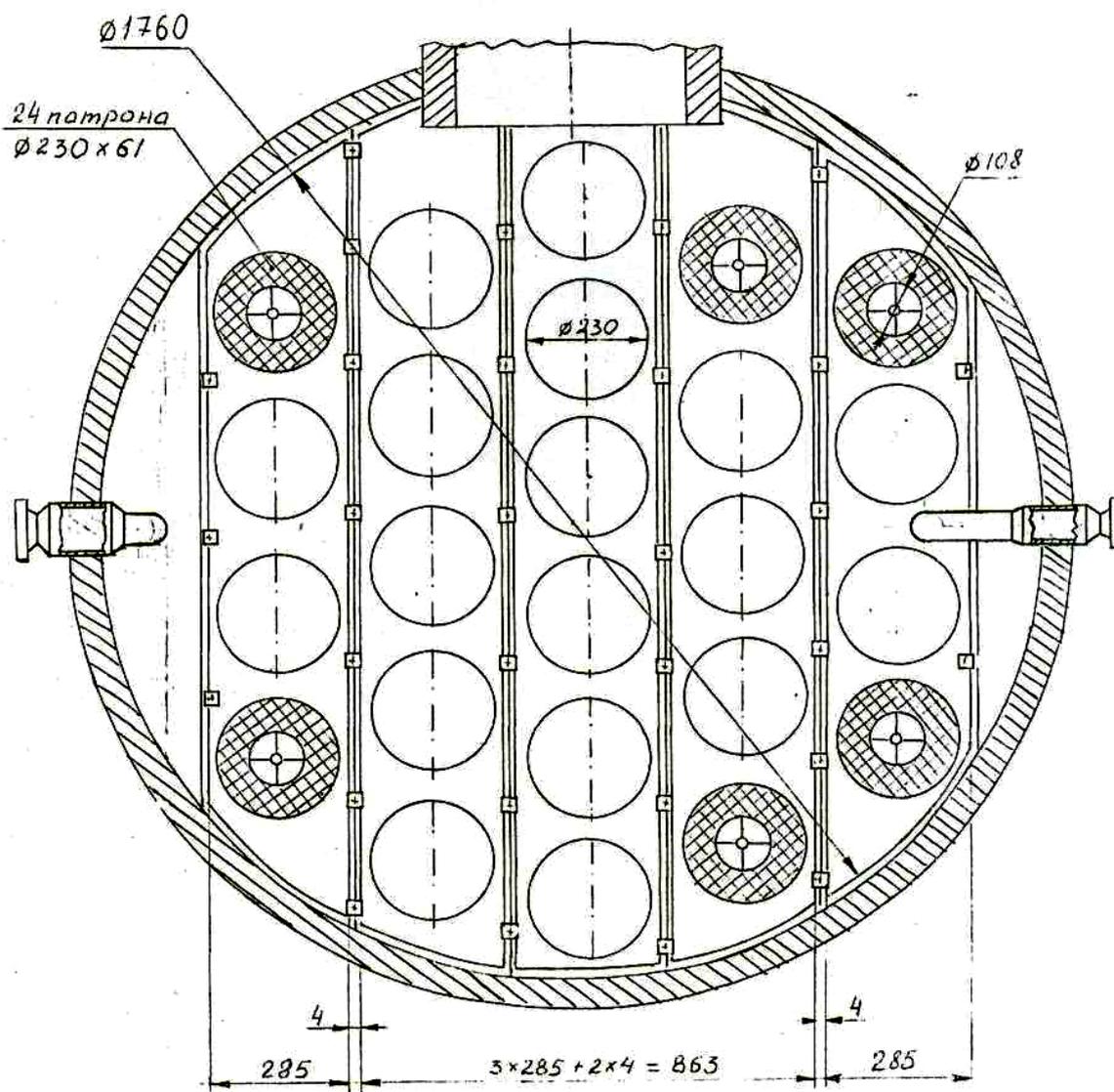
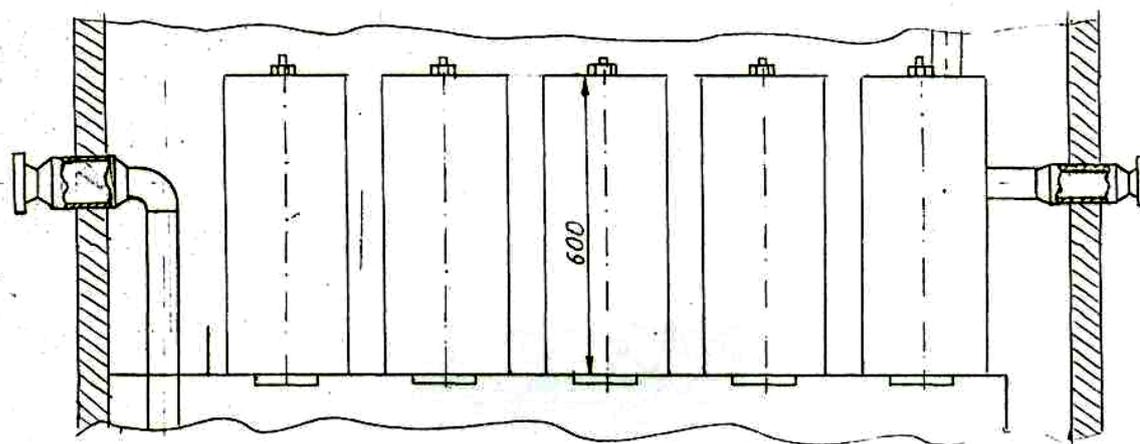


Рисунок 3.4 – Тарелка с кольцевыми сетчатыми насадками  $\varnothing 230 \times 61$

**Расчёт входной сепарационной секции (элементы ГПР 353.00.000)**

Псевдокритические параметры газа приведенные в таблице 3.1

Приведенные параметры газа при нормальных условиях  $T_{np}^0, P_{np}^0$  определены в пункте 2.2

Приведенные параметры газа при рабочих условиях  $T_{np}^p, P_{np}^p$  определим по формулам 2.5 и 2.6 соответственно.

$$T_{np}^p = \frac{293}{190,05} = 1,54$$

$$P_{np}^p = \frac{3,5}{4,8681} = 0,72$$

Коэффициент сверхсжимаемости газа при нормальных  $z_n$  и рабочих условиях  $z_p$  определяется таблично [6, С. 622]

$$Z_n=0,98; \quad Z_p=0,91$$

Секундный расход газа  $q$ , м<sup>3</sup>/с

$$q = \frac{Q_a \cdot P_0 \cdot T \cdot Z}{86400 \cdot (P + P_0) \cdot T_0 \cdot Z_0} \quad (3.1)$$

где  $Q_a$  – производительность абсорбера, м<sup>3</sup>/сут;

$P$  – рабочее давление, МПа.

$$q_1 = \frac{7,8 \cdot 10^6 \cdot 0,1013 \cdot 293 \cdot 0,91}{86400 \cdot (3,5 + 0,1013) \cdot 273 \cdot 0,98} = 2,53$$

$$q_2 = 2,72$$

Плотность газа в рабочих условиях  $\rho_p$ , кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_p = \rho_0 \cdot \frac{(P + P_0) \cdot T_0 \cdot Z_0}{P_0 \cdot T \cdot Z} \quad (3.2)$$

где  $\rho_0=0,7259$  кг/м<sup>3</sup> – плотность газа в нормальных условиях.

$$\rho_p = 0,7259 \cdot \frac{(3,5 + 0,1013) \cdot 273 \cdot 0,98}{0,1013 \cdot 293 \cdot 0,91} = 27,64$$

## Определение числа теоретических тарелок при коэффициенте сепарации 100%.

Для расчёта числа теоретических тарелок аппарата строим равновесную линию водяного пара и раствора ДЭГ и рабочую линию абсорбции. Равновесную линию строим с использованием графического материала [5] для ДЭГ и табличных данных влагосодержания природного газа [8] (таблица 3.3)

Таблица 3.3 – Влагосодержание ДЭГ и газа

Показатель	Значения					
Влагосодержание ДЭГа, % вес	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0
Точка росы, °С при $P=3,5$ МПа	-52,6	-35,2	-30,2	-26,6	-23,5	-15,8
Влагосодержание газа, г/м <sup>3</sup>	0,0052	0,0082	0,013	0,027	0,035	0,062

На рисунке 3.5 рабочая линия –  $AB$ . Точка  $A$  соответствует конечной точке осушки газа. Концентрация ДЭГ в точке  $A$  – 99,5% вес., т.е. влагосодержание ДЭГ – 0,5% вес. Точке росы минус 20 °С при  $P=3,5$  МПа соответствует влагосодержанию газа 0,055 г/м<sup>3</sup>.

Точка  $B$  соответствует начальной точке осушки. Концентрация ДЭГ в точке  $B$  – 97% вес., т.е. влагосодержание ДЭГ – 3% вес.

При подаче газа в абсорбер с температурой 20 °С влагосодержание его 0,6 г/м<sup>3</sup>. Построением ступенчатой ломаной линии между рабочей и равновесной линиями (рисунок 4.5) получаем 0,95 теоретической тарелки ( $n_m^1$ ). КПД контактно-сепарационных тарелок  $\eta=0,6$ .

Число рабочих тарелок  $n_m$ , шт

$$n_m = \frac{n_m^1}{\eta} = \frac{0,95}{0,6} = 1,58$$

Принимаем  $n_m=2$  шт

Определение числа теоретических тарелок при уносе капельной жидкости из входной сепарационной секции абсорбера.

Равновесную линию строим с использованием графического материала [5] для ДЭГ и табличных данных влагосодержания природного газа [8]

(таблица 4.4) с учётом уноса капельной жидкости из сепарационной секции  $0,05 \text{ г/м}^3$

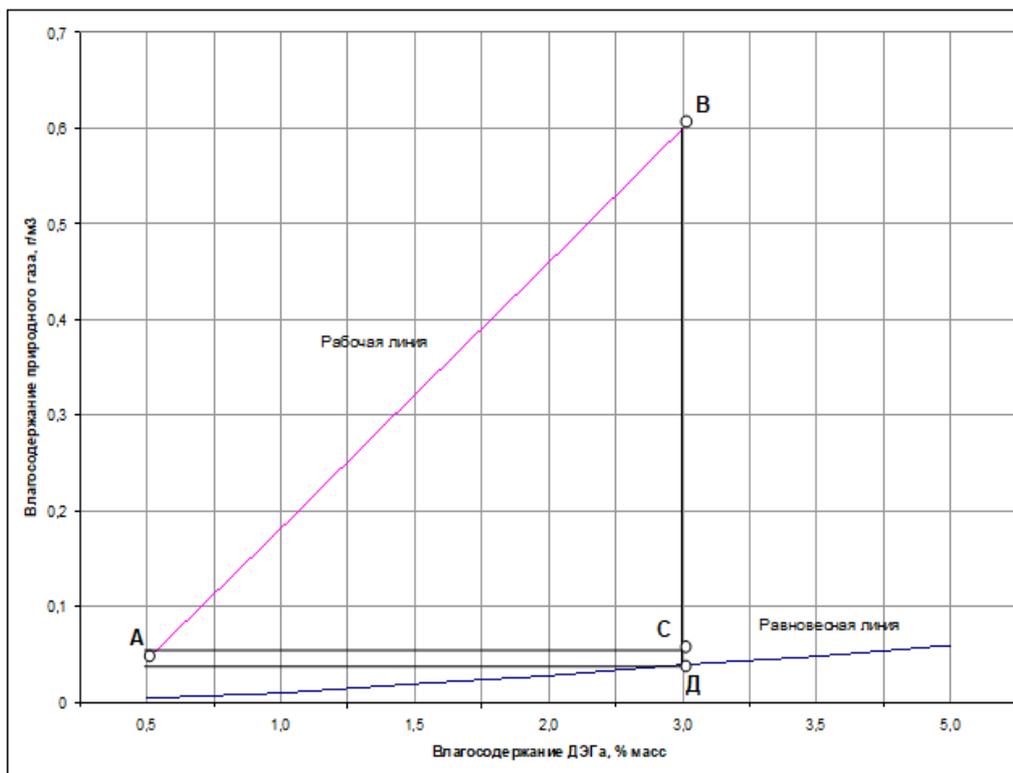


Рисунок 3.5 – Рабочая и равновесная линии влажосодержания

Таблица 3.4 – Влажосодержание ДЭГ и газа

Показатель	Значения					
Влажосодержание ДЭГа, % вес	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	5,0
Точка росы, °С при $P=3,5 \text{ МПа}$	-50,7	-32,1	-27,9	-25,1	-20,7	-12,7
Влажосодержание газа, $\text{г/м}^3$	0,0059	0,0097	0,0152	0,031	0,039	0,068

На рисунке 3.6  $A'B'$  – рабочая линия. В точке  $A'$  влажосодержание газа равно  $0,055 \text{ г/м}^3$ , что соответствует точке росы минус  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  при  $P=3,5 \text{ МПа}$ . В точке  $B'$  влажосодержание газа равно  $0,65=0,6+0,05 \text{ г/м}^3$  при температуре газа  $20,0 \text{ }^\circ\text{C}$  и с учётом капельного уноса жидкости из входной сепарационной секции.

Построением ступенчатой ломаной линии между рабочей и равновесной линиями (рисунок 3.6) получаем 1,3 теоретической тарелки ( $n^I_m$ ). КПД контактно-сепарационных тарелок  $\eta=0,6$ .

Число рабочих тарелок  $n_m$ , шт

$$n_m = \frac{n_m^1}{\eta} = \frac{1,3}{0,6} = 2,17 \text{ шт}$$

Принимаем  $n_m=3$  шт

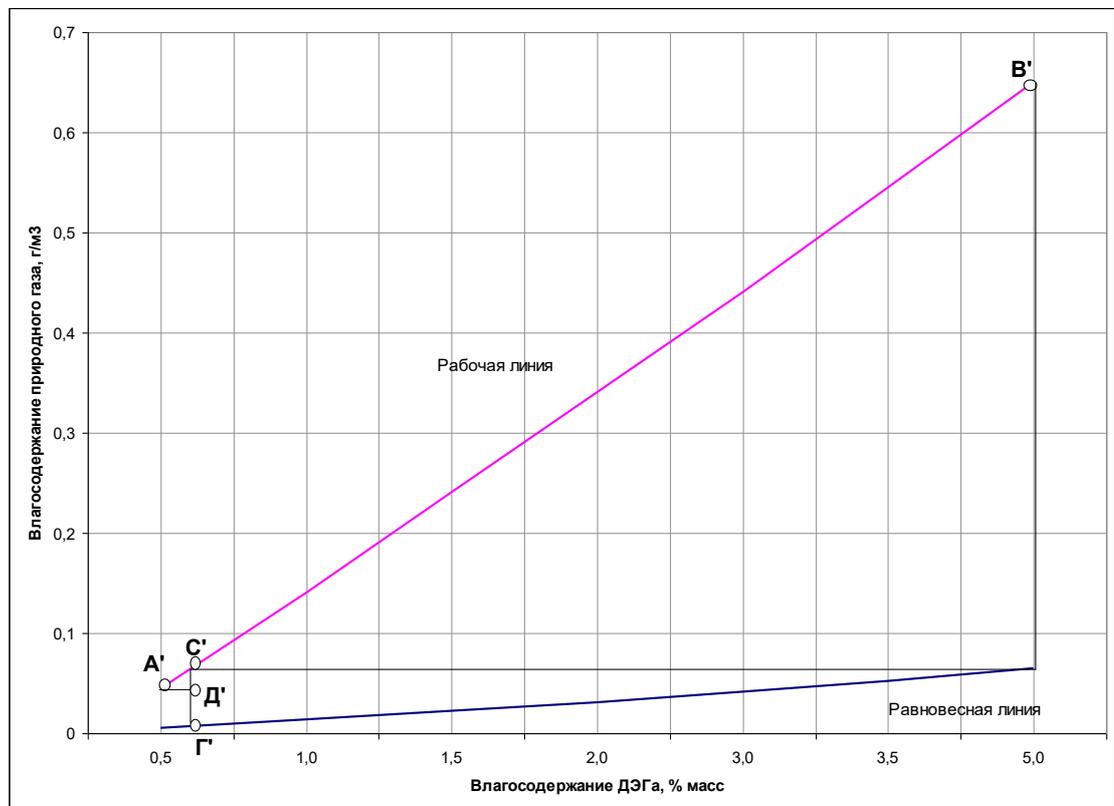


Рисунок 3.6 – Рабочая и равновесная линии влагосодержания

### Расчёт количества поглощённой влаги в абсорбере.

Уравнение материального баланса абсорбера:

$$G_g = Q_g \cdot (W_1 - W_2) = \frac{Q_{РДЭГ} \cdot (x_1 - x_2) \cdot \rho_d}{x_2} \quad (3.3)$$

где  $G_g$  – количество поглощенной влаги в абсорбере, кг/ч;

$Q_g$  – расход газа через абсорбер, тыс. м<sup>3</sup>/ч;

$W_1, W_2$  – влагосодержание отсепарированного и осушенного газа, г/м<sup>3</sup>;

$Q_{РДЭГ}$  – расход регенерированного ДЭГа, м<sup>3</sup>/ч;

$x_1, x_2$  – концентрации регенерированного и насыщенного ДЭГ, % масс;

$\rho_d$  – плотность ДЭГ, кг/м<sup>3</sup>

Влагосодержание отсепарированного газа  $W_1$ , г/м<sup>3</sup>

$$W_1 = W_c + U \quad (3.4)$$

где  $W_c = 0,6$  г/м<sup>3</sup> – равновесное содержание газа при условии сепарации ( $P_c, t_c$ );

$U = 0,05$  – унос капельной жидкости из входной сепарационной секции с элементами ГПР 353.00.000, г/м<sup>3</sup> [17, С. 246]

$$W_1 = 0,6 + 0,05 = 0,65$$

Влагосодержание осушенного газа при  $P = 3,5$  МПа и  $t_{m.p.} = -20$  °С определяется графически [17, С. 370]  $W_2 = 0,055$  г/м<sup>3</sup>.

$$G'_{e_1} = \frac{7,23 \cdot (0,995 - 0,97) \cdot 1116}{0,97} = 207,96$$

$$G'_{e_2} = 207,52$$

Из расчёта видно, что материальный баланс не стыкуется, что, возможно, связано с ошибкой при выполнении химического анализа НДЭГ.

Из уравнения материального баланса абсорбера определяем истинную концентрацию НДЭГа  $x^{kop}$

$$Q_2 \cdot (W_1 - W_2) = \frac{Q_{PDЭГ} \cdot \Delta x \cdot \rho_d}{x_2} \quad (3.5)$$

$$\Delta x_1 = \frac{7,8 \cdot 10^6}{24 \cdot 10^3} \cdot (0,65 - 0,045) \cdot 0,97}{7,23 \cdot 1116} = 0,024$$

$$\Delta x_2 = 0,026$$

Скорректированное количество влаги, поглощённой ДЭГ  $G_e^{kop}$ , кг/ч

$$G_e^{kop} = \frac{Q_{PDЭГ} \cdot \Delta x \cdot \rho_d}{x_2^{kop}} \quad (3.6)$$

$$G'_{e_1}{}^{kop} = \frac{7,23 \cdot 0,024 \cdot 1116}{0,971} = 199,4 \text{ кг/ч}$$

$$G'_{e_2}{}^{kop} = 215,8 \text{ кг/ч}$$

**Расчёт глубины осушки газа в абсорбере (ГП778.01.00.000)**

Кратность циркуляции ДЭГ  $q$ , л/на 1 кг Н<sub>2</sub>О

$$q = \frac{1000 \cdot Q_{p, ДЭГ}}{G_6^{кор}} \quad (3.7)$$

$$q_1 = \frac{1000 \cdot 7,23}{199,4} = 36,3 \text{ л/на 1 кг H}_2\text{O}$$

$$q_2 = 33,5 \text{ л/на 1 кг H}_2\text{O}$$

Зная концентрацию регенерированного ДЭГа и кратность циркуляции ДЭГа, графически [3] определяется депрессия точки росы  $\Delta t_{m.p.}, ^\circ\text{C}$

$$\Delta t_{m.p.}^1 = 31,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{m.p.}^2 = 32,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Отсюда определяем температуру точки росы  $t_{m.p.}, ^\circ\text{C}$

$$t_{m.p.} = t_2 - \Delta t_{m.p.} \quad (3.8)$$

$$t_{m.p.}^1 = 20 - 31,8 = -11,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_{m.p.}^2 = 20 - 32,8 = -12,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

При известной степени разбавления регенерированного ДЭГ графически [5] можно определить депрессию точки росы, а далее температуру точки росы осушенного газа  $t_{m.p.}'$

$$t_{m.p.1}' = 20 - 30,8 = -10,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_{m.p.2}' = 20 - 31,8 = -11,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Результаты расчёта глубины осушенного газа в модернизированном абсорбере представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчёта глубины осушенного газа

Режим работы абсорбера	Значение точки росы, $^\circ\text{C}$			
	$\Delta t_{Гр} = f(x_1, q)$		$\Delta t_{Гр} = f(x_1, \Delta x)$	
	P = 5,5 МПа	P = 3,5 МПа	P = 5,5 МПа	P = 3,5 МПа
Первый режим Q = 325 тыс.м <sup>3</sup> /ч	-9,2	-11,8	-8,2	-10,8
Второй режим Q = 350 тыс.м <sup>3</sup> /ч	-10,2	-12,8	-9,2	-11,8

Таким образом, результаты расчёта показывают, что для работы модернизированных абсорберов ГП 778.01.00.000 М на УКПГ-7 достаточно трех рабочих тарелок и качество осушенного газа соответствует требованиям ОСТ-51.40-93 (с изм 2000 г.)

Результаты испытаний модернизированных аппаратов показали, что жидкостная нагрузка на секцию коагуляции при расходе 325 тыс.м<sup>3</sup>/ч (7,8 млн м<sup>3</sup>/сут) составила 50-60 г/тыс.м<sup>3</sup> против 650 г/тыс.м<sup>3</sup> для проектных аппаратов. При увеличении расхода газа до 350 тыс.м<sup>3</sup>/ч (8,4 млн м<sup>3</sup>/сут) в абсорбере УКПГ-7 жидкостная нагрузка на секцию коагуляции не превышала 40-50 г/тыс.м<sup>3</sup>, против 800 г/тыс.м<sup>3</sup> для проектных аппаратов при производительности 337 тыс.м<sup>3</sup>/ч.

Таким образом, полученные величины уноса жидкости в секцию коагуляции в 16-20 раз ниже, чем проектные. Сравнивая результаты испытаний аппаратов в течение двух месяцев можно сделать вывод, что гидравлические характеристики модернизированных секций аппаратов несколько ухудшились за счет загрязнения мехпримесями кольцевых сетчатых насадок и коагулирующих фильтров при работе на повышенных расходах газа. Это отразилось на величине уноса жидкости в секцию коагуляции. Несмотря на это жидкостная нагрузка на коагулирующую секцию в проектном режиме осталась достаточно малой и унос гликоля с осушенным газом увеличился незначительно.

Выводы:

МФА ГП 778.01.00.000М позволяют:

- уменьшить более, чем в 5-8 раз интенсивность забивания фильтрующего материала мех.примесями;
- увеличить межремонтный период работы аппарата в 2-5 раз по сравнению с проектным;
- восстановить работу аппарата с проектной производительностью

при средней величине потерь гликоля около 10-12 мг/м<sup>3</sup>;

- уменьшить нагрузки на блок регенерации гликоля;
- снизить гидравлическое сопротивление по аппарату на 8-10 кПа;
- снизить загрязнения гликоля солями и мехпримесями.

Кроме того, снижение уноса регенерированного гликоля в 15-20 раз в секции коагуляции позволяет, в отличие от проектного варианта, вернуть его в секцию массообмена и вовлечь в процесс осушки. Это дает возможность на 10 - 15% уменьшить подачу гликоля в аппарат. Низкие гидравлические потери на кольцевых сетчатых насадках, не превышающие 1,5 кПа, обеспечивают надежный слив гликоля на нижележащую тарелку аппарата в секцию массообмена.

#### 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

##### Введение

В диссертационной работе обосновывается технологическое решение по модернизации абсорбера ГП 778.01.00.000 РР2 путем замены одной контактно-сепарационной тарелки на тарелку с сетчатыми барабанами на УКПГ-7 ЯНГКМ на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении. В данном разделе проводится оценка экономической эффективности данной реконструкции.

##### 4.1 Общая характеристика деятельности Газопромислового управления

В таблице 4.1 представлены технико-экономические показатели работы Газопромислового управления Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Как видно из таблицы технико-экономических показателей, приведенных в таблице 4.1, валовая добыча газа в 2019 году выше добычи 2017 года на 1,46%, на 2,52% выше 2018 года.

Таблица 4.1 – Технико-экономические показатели работы ГПУ в 2017 – 2019 годы

Показатель	Год			Отклонение 2019/2017		Отклонение 2019/2018	
	2017	2018	2019	абсолют.	относит., %	абсолют.	относит., %
Валовая добыча газа, млн. м <sup>3</sup>	66580,7	65869,4	67569,3	988,6	1,46	1699,9	2,52
Товарный газ, млн. м <sup>3</sup>	61377,2	60712,5	62392,7	1015,5	1,63	1680,2	2,69
Газ на нужды, млн. м <sup>3</sup>	5203,5	5156,9	5176,7	-26,8	-0,52	19,8	0,38
Среднесуточная добыча газа, млн. м <sup>3</sup>	182,413	180,464	185,122	2,709	1,46	4,657	2,52
Фонд скважин, шт	810	813	813	3	0,37	0,000	0,000
Фонд добычи, тыс. м <sup>3</sup>	82198,4	81020,1	83111,1	912,7	1,10	2091,0	2,52
Добыча газа на работающего, тыс. м <sup>3</sup> <sup>1</sup>	7234,672	7144,183	7307,165	72,493	0,99	162,982	2,23

Товарная продукция, млн. руб.	165718,5	212493,6	249570,6	83852,1	33,60	37077	14,86
Численность, чел.	9203	9220	9247	44	0,48	27	0,29
Фонд оплаты труда, млн. руб.	8834,88	9404,4	10541,58	1706,7	16,19	1137,18	10,79
Фонд потребления, млн. руб.	14049,3	18049,2	20706,8	6657,5	32,15	2657,6	12,83
Себестоимость товарной продукции, млн. руб.	22884,2	27453,6	31248,4	8364,2	26,77	3794,8	12,14

Продолжение таблицы 4.1

Себестоимость добычи 1 тыс. м <sup>3</sup> газа, руб.	343,706	416,788	462,464	118,757	25,68	45,676	9,88
---	---------	---------	---------	---------	-------	--------	------

Анализируя изменения себестоимости газа по 2017, 2018 и 2019 годам, можно заметить, что себестоимость 1 тыс. м<sup>3</sup> газа в 2019 г. по сравнению с 2017 г. возросла на 25,68%, а по сравнению с 2018 г. на 9,88%. Это обусловлено тем, что по мере падения пластового давления надо увеличивать требуемую мощность ДКС. Фонд скважин в 2019 году остался неизменным по сравнению с 2018 годом.

По фонду оплаты труда есть также изменения: по отношению к 2017 и 2018 годам вследствие увеличения заработной платы фонд оплаты труда увеличился на 16,19% и 10,79% соответственно.

ООО «Газпром добыча Ямбург» особое внимание уделяет: повышению газоотдачи продуктивных пластов; развитию новых методов добычи газа; интенсификации добычи (воздействие на призабойную зону пласта); разработке и внедрению новых методов и приборов для исследования скважин; комплексной автоматизации процесса добычи газа; совершенствованию оборудования скважин и оборудования для добычи газа; охране окружающей среды.

#### **4.2 Методика расчёта экономической эффективности от модернизации абсорбера УКПГ-7 ООО «Газпром добыча Ямбург»**

Годовой экономический эффект от модернизации абсорбера  $\mathcal{E}$ , руб

$$\mathcal{E} = P_0 - Z \quad (4.1)$$

Где  $P_0$  – стоимостная оценка результатов от мероприятия, руб.;

$Z$  – стоимостная оценка затрат на проведение мероприятия, руб.

Стоимостная оценка результатов от мероприятия  $P_0$ , руб

$$P_0 = \Delta Q_{\text{ДЭГ}} \cdot Ц_{\text{ДЭГ}} \quad (4.2)$$

где  $\Delta Q_{\text{ДЭГ}}$  – годовая экономия ДЭГа за счет модернизации, т;

$Ц_{\text{ДЭГ}}$  – стоимость 1т ДЭГа, руб.

Для расчёта годовой экономии ДЭГа  $Q_{\text{ДЭГ}}$ , т/год за счет модернизации, необходимо вычислить потери ДЭГа, которые вычисляются по формуле:

$$Q_{\text{ДЭГ}} = Q_{\Gamma} \cdot X_n \quad (4.3)$$

где  $Q_{\Gamma}$  – добыча газа на УКПГ-7, тыс. м<sup>3</sup>/год;

$X_n$  – потери ДЭГа, т/тыс. м<sup>3</sup>.

Затраты на проведение модернизации абсорбера  $Z$ , руб. складываются из затрат на транспортные расходы, затрат на материал необходимый для проведения модернизации, затрат на оплату труда рабочих, отчислений на социальные нужды и дополнительных расходов:

$$Z = Z_{\text{тр}} + n_{\text{абс}} \cdot (Z_{\text{м}} + Z_{\text{от}} + Z_{\text{сн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (4.4)$$

Где  $Z_{\text{тр}}$  – затраты на транспортировку материала, руб.;

$Z_{\text{м}}$  – затраты на модернизацию (пластинчатую насадку), руб.;

$Z_{\text{от}}$  – затраты на оплату труда рабочих, руб.;

$Z_{\text{сн}}$  – отчисления на социальные нужды, руб.;

$Z_{\text{доп}}$  – накладные расходы на проведение мероприятия, руб.;

$n_{\text{абс}}$  – количество модернизированных абсорберов, шт.

Расходы на эксплуатацию специально привлеченного транспорта  $Z_{\text{тр}}$ , руб

$$Z_{\text{тр}} = \sum_{i=0}^n Z_{\text{экс.}i} \cdot t \cdot N_i \quad (4.5)$$

Где  $N_i$  – количество привлеченного транспорта, шт.

Расходы на оплату труда работников, занятых в обработке  $Z_{\text{от}}$ , руб

$$Z_{\text{от}} = \sum_{i=0}^n (C_{Ti} \cdot t \cdot z_i \cdot K_n \cdot K_p) \quad (4.6)$$

Где  $C_{Ti}$  – часовая тарифная ставка рабочего  $i$ -го разряда, руб./ч.;

$t$  – продолжительность работы, ч;

$z_i$  – численность рабочих  $i$ -го разряда;

$K_n$  – премия по действующему положению, д. ед.;

$K_p$  – районный коэффициент, д. ед.;

$n$  – число разрядов рабочих.

Отчисления на социальное страхование работников, занятых в обработке  $Z_{сн}$ , руб

$$Z_{сн} = \frac{n_{с.н}}{100\%} \cdot Z_{зп} \quad (4.7)$$

Где  $n_{с.н}$  – ставка страхового тарифа, %.

В соответствии с «Методическими рекомендациями по комплексной оценке эффективности мероприятий научно-технического прогресса в условиях рыночной экономики», разработанными с учетом общепринятых мировых стандартов, интегральный экономический эффект (чистый дисконтированный доход) ЧДД, руб. при внедрении инновационных технологий в производственный процесс:

$$\text{ЧДД} = \sum_{i=0}^n \text{ПДН}_t \cdot \lambda_t \quad (4.8)$$

где  $t$  – год расчётного периода  $T$ , в котором дисконтируется поток денежной наличности;

$\text{ПДН}_t$  – поток денежной наличности в году  $t$ , полученный в результате внедрения мероприятия, руб.;

$\lambda_t$  – коэффициент дисконтирования в году  $t$ .

Второй показатель экономической эффективности инвестиционных проектов – внутренняя норма доходности (ВНД) представляет собой ту норму дисконта ( $E$ ), при которой величина приведенных эффектов равна величине вложенных средств. Другими словами, ВНД является расчётной ставкой дисконта, при которой суммы притока и оттока денежных средств в течение экономического жизненного цикла инвестиций дают в результате нулевое значение ЧДД, находится в MS Excel с использованием инструмента «Подбор параметра». Рассчитывается по формуле:

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{CF_t}{1+IRR} \quad (4.9)$$

Где  $CF_t$  – денежные потоки от проекта в момент времени,

$n$  — количество периодов времени,

IRR — внутренняя норма доходности.

Понятие IRR в отличие от NPV имеет смысл только для инвестиционного проекта, т.е. когда один из денежных потоков (обычно самый первый) является отрицательным. Этот отрицательный денежный поток и будет являться первоначальной инвестицией. В противном случае мы никогда не получим NPV, равную нулю.

Третьим оценочным критерием экономической эффективности является индекс доходности *ИД руб./руб*

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{D_i}{(1+d)^{i-1}}}{\sum_{i=0}^n \frac{R_i}{(1+d)^{i-1}}} \quad (4.10)$$

#### 4.3 Расчёт экономической эффективности от модернизации абсорбера УКПГ-7 ООО «Газпром добыча Ямбург»

Одна из основных характеристик МФА – величина уноса гликоля с осушенным газом, зависит от конструктивных решений, примененных в фильтрующей и массообменной секциях аппарата.

Для снижения потерь абсорбента предлагается усовершенствовать массообменную секцию абсорбера. ТюменНИИГаз разработал проект реконструкции оборудования, суть которой заключалась в замене одной контактно-сепарационной тарелки на тарелку с сетчатыми барабанами. В результате чего сокращаются потери ДЭГ с газом, что увеличивает межремонтный период работы МФА, вследствие уменьшения засорения ФП, позволяет подготовить дополнительный объем газа за счет уменьшения количества ремонтов (аппарата). Промысловые данные показали, что средняя величина этих потерь составляет 25-50 г/тыс.м<sup>3</sup>. После модернизации эти потери не превышали 15 г/тыс.м<sup>3</sup>. Исходные данные представлены в таблице 5.2.

Таблица 4.2 Исходные данные для расчёта экономической эффективности

Наименование, единица физической величины	До	После
---	----	-------

	модернизации	модернизации
1. Добыча газа на УКПГ-7, млрд. м <sup>3</sup> /год	5,2	5,2
2. Потери ДЭГа с газом, г/тыс. м <sup>3</sup>	40	15
3. Стоимость 1т ДЭГа, тыс. руб.	58	58

Продолжение таблицы 4.2

4. Дополнительные затраты, тыс. руб.	15	15
5. Стоимость сетчатых тарелок с насадками, руб.	1180000	1180000

Потери ДЭГа до модернизации абсорбера ГП 778.01.00.000 РР2 находим по формуле (4.3):

$$Q_{\text{дэг}} = 5,2 \cdot 10^6 \cdot 40 \cdot 10^{-6} = 208 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

Потери ДЭГа после модернизации находим по формуле (4.3):

$$Q_{\text{дэг}}'' = 5,2 \cdot 10^6 \cdot 15 \cdot 10^{-6} = 78 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

Годовая экономия ДЭГа за счет модернизации составит:

$$\Delta Q_{\text{дэг}}' = Q_{\text{дэг}} - Q_{\text{дэг}}'' \quad (4.10)$$

$$\Delta Q_{\text{дэг}}' = 208 - 78 = 130 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

В денежном выражении по формуле (4.2):

$$P_0 = 130 \cdot 58000 = 7540000 \text{ р}$$

Для транспортировки материала модернизации используется грузовик Урал-4320, аренда которого 19000 руб./ч, (формула (4.5)):

$$Z_{\text{тр}} = 17000 \cdot 2 \cdot 1 = 38000 \text{ р}$$

Для модернизации необходимы 4 сетчатые тарелки с насадками из металлических колец Палля, стоимостью по 295 тыс. руб. каждая:

$$Z_{\text{м}} = 295000 \cdot 4 = 1180000 \text{ руб.}$$

Модернизация проводится 3 операторами 4 разряда, оплата труда которых составляет 270 руб./ч. Продолжительность работы 15 часов.

Районный коэффициент – 80%. Премияльные 60%. Таким образом затраты на оплату труда находим по формуле (4.6):

$$Z_{\text{от}} = 25000 \cdot 3 \cdot 0,6 \cdot 0,8 = 36000 \text{ руб.}$$

Отчисления на социальные нужды – 30%. Т.к. Страхование от несчастных случаев -0,2%. Значит затраты на социальные нужды составят:

$$Z_{\text{сн}} = 36000 \cdot 0,3 + 36000 \cdot 0,002 = 10872 \text{ руб.}$$

Итак, расходы на проведение модернизации находим по формуле (4.4):

$$Z = 38000 + 9 \cdot (1180000 + 36000 + 10872) = 11079848 \text{ руб.}$$

Накладные расходы на проведение мероприятия модернизации составили:

$$Z_{\text{доп}} = 11079848 \cdot 20\% = 2215969,6 \text{ руб.}$$

Расходы на проведение модернизации с учетом накладных расходов составили:

$$Z^* = 11079848 + 2215969,6 = 13295817,6 \text{ руб.}$$

Годовой экономический эффект от модернизации абсорбера находим по формуле (6.1):

$$\Xi = 7540000 - 13295817,6 = -5755817,6 \text{ руб.}$$

Так как эффект в первом году от внедрения отрицателен рассчитаем чистый дисконтированный доход от внедрения за весь срок эксплуатации насадок с 2019 по 2027 год. Результаты расчётов сведены в таблицы 4.3.

Из полученных результатов можно сделать следующие выводы:

– в 2019 году на модернизацию абсорберов потребовалось бы 13295,8 тыс. руб.

– модернизация абсорберов окупилась за 2 года и 3 месяцев;

– индекс доходности на конец рассматриваемого периода составит 1,76 руб/руб.;

– внутренняя норма доходности для модернизации равна 133%

### **Заключение**

Проведенные расчеты показали, что

1. Годовой экономический эффект модернизации, как разность между экономией за счет уменьшения уноса гликоля и затратами на модернизацию, составил 13295,8 тыс. рублей.
2. При этом внутренняя норма доходности составила 133%.
3. Мероприятия по модернизации абсорберов окупятся за 2,4 лет.

Учитывая вышеупомянутые выводы, можно прийти к заключению, что модернизация абсорбера ГП 778.01.00.000 РР2 путем замены одной контактно-сепарационной тарелки на тарелку с сетчатыми барабанами на УКПГ-7 ЯНГКМ является выгодным с экономической точки зрения мероприятием.

Таблица 4.3 – Оценка экономической эффективности от модернизации абсорбера

Показатель	Год								
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Затраты на модернизацию абсорбера, тыс. руб.	1329 5,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Экономия эксплуатационных затрат, тыс. руб.	7540, 0	754 0,0	754 0,0	7540, 0	7540, 0	7540, 0	7540, 0	7540, 0	7540, 0
Экономический эффект, тыс. руб.	- 3596, 4	754 0,0	754 0,0	7540, 0	7540, 0	7540, 0	7540, 0	7540, 0	7540, 0
Чистая прибыль, тыс. руб.	- 3596, 4	603 2	603 2	6032	6032	6032	6032	6032	6032
Поток денежной наличности, тыс. руб.	- 3596, 4	603 2	603 2	6032	6032	6032	6032	6032	6032
Коэффициент дисконтирования, д.ед.	1,00	0,87	0,76	0,66	0,57	0,50	0,43	0,38	0,33
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	- 3596, 4	524 7,8	456 5,6	3972, 1	3455, 7	3006, 5	2615, 6	2275, 6	1979, 8
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (ЧДД), тыс. руб.	- 3596, 4	158 5,4	615 1,1	1012 3,2	1357 8,9	1658 5,3	1920 1,0	2147 6,6	2345 6,4
Индекс доходности, руб./руб.	1,76								
ВНД, %	133%								
Срок окупаемости, лет	2,4								

## **5. Социальная ответственность**

### **Введение**

В рамках данной магистерской диссертации осуществляется оценка эффективности установки комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Основной производственной опасностью газового промысла №7 является природный газ. Метан – газ, являющийся составной частью добываемого природного газа. Метан не имеет ощутимого запаха, но при содержании его в воздухе около 10% человек испытывает недостаток кислорода, при большем содержании может наступить удушье.

Меры предупреждения: герметизация производственного оборудования, вентиляция, контроль за содержанием природного газа в воздухе рабочей зоны. Целью работы является повышение эффективности комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении введением в неё технологии применения модернизированных абсорберов.

## **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

При организации вахтового метода работодатель обязан предоставить работникам возможность проживания в вахтовых посёлках, где должны быть расположены все необходимые для обеспечения жизнедеятельности сооружения. Длительность вахты не должна превышать одного месяца за исключением особых случаев, когда работодатель может установить срок вахты до трёх месяцев. Учёт периода нахождения работника на вахте включает в себя рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени. Вместо суточных работники получают надбавку за вахтовый метод работы за каждый календарный день пребывания на вахте.

К самостоятельному выполнению работ по добыче нефти и газа допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке [25]. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица. Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

### **5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Общая компоновка оборудования и аппаратуры должна удовлетворять требованиям действующих противопожарных технических условий

строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности ПТУСП 01-63 [26].

Рабочее место должно обеспечивать минимальную траекторию движения работника, а также удобную рабочую позу в положении сидя или стоя.

### 5.1.3 Производственная безопасность

Возможные вредные и опасные факторы, которым могут подвергнуться работники газовой сферы, представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Возможные вредные и опасные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015) [3]	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей	+	+	1. а) Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ[24]; 2. а) Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [25];
2. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде	+	+	б) Защита от шума регламентируется СП 51.13330.2011 [26];
3. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека		+	3. Контроль за температурой касаемых поверхностей приведен в ГОСТ Р 51337-99[27] 4. Требования к электробезопасности приведены в ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [28] и ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [29]
4. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	+	+	5. а) Контроль за концентрацией токсического вещества приведен в ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [20] б) Контроль за уровнем загазованности приведен в ГОСТ ИЕС 60079-29-2-2013[31]
5. Опасные и вредные		+	6. Требования к безопасной компоновке

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015) [3]	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха			рабочего места устанавливаются ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ [32]
б. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения	+	+	

## 5.2 Анализ вредных производственных факторов при работе на УПП и обоснование мероприятий по их устранению.

### 1) Воздействие токсического вещества на организм человека

Природный углеводородный газ и конденсат газовый согласно классификации ГОСТ 12.1.007–76 относятся к вредным веществам 4–го класса опасности. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – обязательные санитарные нормативы для использования при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования и вентиляции, а также для предупредительного и текущего санитарного надзора [30].

Перед началом работы отборщики проб должны привести в порядок свою спецодежду.

Отборщики проб при работе должны соблюдать меры безопасности:

- приступать к работе в соответствующей спецодежде и обуви без железных гвоздей и подков
- при отборе проб находиться с наветренной стороны с тем, чтобы пары

продуктов ветром относило в сторону;

- во время отбора проб во избежание отравления выделяющимися парами и газами запрещается заглядывать в замерный люк или низко наклоняться к его горловине;
- при отборе проб необходимо пользоваться фильтрующими противогазами с коробками соответствующих марок.

К средствам индивидуальной защиты при взятии проб относятся: спец.обувь, спецодежда, фильтрующий противогаз, перчатки, защитные очки.

## 2)Повышенный уровень шума

Производственный шум рассматривают как совокупность звуков различной интенсивности и частоты, беспорядочно изменяющихся во времени и вызывающих у рабочих неприятные ощущения. Источником возникновения шума являются шлейфы, по которым поступает газ в здание переключающей арматуры, сепараторы, абсорберы, вентиляционные холодильники. Шум на рабочем месте не должен превышать значений, приведенных в таблице.

Таблица 5.2 – Уровни звукового давления на рабочем месте

Вид трудовой деятельности, рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в составных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Рабочие места в цеховых помещениях, лабораториях	93	79	70	63	58	55	52	50	49

Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные и коллективные средства защиты. Индивидуальные: наушники, закрывающие ушную раковину снаружи; противозумные вкладыши, противозумные шлемы и каски. К коллективным средствам защиты относятся: демпфирование, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [23].

### **3) Загазованность**

При поступлении газа на УКПГ могут происходить его незначительные потери, что может привести к отравлению рабочих. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Запрещается проверка загазованность с помощью огня. При обнаружении газа, необходимо принять меры по его устранению. Нужно соблюдать все требования по охране труда для газоопасных работ. При невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [29]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности – 300 мг/м<sup>3</sup> ;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности -10 мг/м<sup>3</sup> ;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C1-C5) – 3 мг/м<sup>3</sup> (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO<sub>2</sub>) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м<sup>3</sup> (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH<sub>3</sub>OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м<sup>3</sup>.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

### **4) Превышенный уровень вибрации**

Источник возникновения фактора – обслуживание промышленного оборудования в цехе подготовки газа. По своей природе данный фактор

является физическим. Под вибрацией понимают возвратно–поступательное движение твердого тела.

Средства коллективной защиты: вынесение шумящих агрегатов и устройств от мест работы; уменьшение уровня вибрации в источнике возникновения.

Средства индивидуальной защиты: беруши, наушники, виброгасящие рукавицы.

### **5.2.1 Анализ опасных производственных факторов при работе на УКПГ и обоснование мероприятий по их устранению.**

#### **1) Взрывоопасность и пожароопасность**

При проведении технологического процесса на УКПГ производится осушка природного газа. Компоненты, входящие в состав природного газа, могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.

Для предупреждения возникновения аварий, загазованности рабочей зоны, взрывов и пожаров на УКПГ предусмотрена герметизация технологического оборудования, поддержание состава и параметров среды вне области их воспламенения, а также сигнализация параметров технологического режима.

При достижении содержания горючих газов в помещении 15 % нижнего концентрационного предела распространения (НКПР) автоматически включаются аварийные вентиляторы. При загазованности помещений до 15 % предусматриваются звуковая и световая сигнализации. При загазованности помещений свыше 20% предусматривается остановка технологического процесса.

В целях снижения пожарной опасности на УКПГ предусмотрены следующие мероприятия:

- частичное размещение технологических объектов на открытых площадках;
- для контроля за наличием углеводородов в окружающем воздухе в технологических помещениях и на открытых площадках установлены

анализаторы до взрывных концентраций с выдачей светового и звукового сигналов;

- технологическое оборудование, фланцевые соединения, клапанные сборки выполнены герметично.

Технологический модуль подготовки газа оснащен первичными средствами пожаротушения: пожарный ящик с песком, пенные огнетушители.

При проектировании любого опасного производственного объекта (ОПО) необходимо рассчитать количество горючего вещества при потенциальном разливе. Методика расчета описана в приложении к приказу МЧС России от 10 июля 2009 года №404 [34].

В работе рассмотрено нарушение целостности ректификационной колонны в цеху подготовки конденсата. Линейные размеры цеха – 20х45 м. Объём абсорбера – 42 м<sup>3</sup>. Принимаем, что нарушена целостность оборудования в двух точках: непосредственно в ректификационной колонне и на участке трубопровода от запорной арматуры до входа в цех (длина участка принимается 25 м, диаметр 159х6 мм). Для расчета количества поражающего вещества при аварии необходимо принять несколько допущений:

- а) при нарушении оборудования всё его содержимое выходит наружу;
- б) рассматриваются худшие сценарии развития аварии;
- в) взрыв первичного облака – это горение метана, вторичного – пропана.

Примечание: под первичным облаком понимается облако газа, выделившееся в окружающую среду сразу после аварии, вторичное облако – облако паров конденсата, испарившееся по истечении некоторого времени после аварии.

Масса опасного вещества в колонне рассчитывается по формулам:

- а) для жидкости – конденсата

$$m_{\text{жк}} = V \cdot 0,5 \cdot \frac{\rho_{\text{н}}}{1000} \cdot \frac{(100 - B)}{100} \quad (5.1)$$

б) для газа

$$m_{\text{гк}} = 0,01 \cdot P_{\text{изб}} \cdot V \cdot 0,5 \cdot \frac{\rho_{\text{г}}}{1000} \quad (5.2)$$

где  $V$  – объём оборудования – колонны (42 м<sup>3</sup>)

$\rho_{\text{ж}}$ ,  $\rho_{\text{г}}$  – плотности конденсата и газа соответственно (принимаются 850 кг/м<sup>3</sup> и 0,94 кг/м<sup>3</sup> соответственно)

$P_{\text{изб}}$  – избыточное давление в оборудовании (принимается 6 МПа)

$B$  – обводненность продукции (принимается 12%)

Получаем  $m_{\text{жк}} = 15,708 \text{ т}$  и  $m_{\text{гк}} = 1,18 \text{ т}$  – количество опасного вещества в колонне.

Количество опасного вещества на участке трубопровода:

$$m_{\text{жт}} = l \cdot \frac{\pi d^2}{2} \cdot \frac{\rho_{\text{н}}}{1000} \cdot \frac{(100 - B)}{100} \quad (5.3)$$

$$m_{\text{гт}} = m_{\text{жт}} \cdot \Gamma \cdot \frac{\rho_{\text{г}}}{1000} \quad (5.4)$$

где  $d$  – внутренний диаметр трубопровода (147 мм);

$\Gamma$  – газосодержание.

Получаем  $m_{\text{жт}} = 0,366 \text{ т}$  и  $m_{\text{гт}} = 0,064 \text{ т}$ .

При нарушении целостности колонны опасное вещество будет участвовать в трёх сценариях аварии: ранний взрыв, поздний взрыв и горение пролива конденсата. Время, за которое аварийный участок будет перекрыт, принимается равным 300 с (по методике к приказу МЧС №404).

Количество опасного вещества, участвующего в раннем взрыве (РВ), позднем взрыве (ПВ) и горении пролива (ГП), равно:

$$m_{\text{к(РВ)}} = m_{\text{гк}} + m_{\text{г отс}} \quad (5.5)$$

$$m_{\text{к(ПВ)}} = m_{\text{к(ГП)}} \quad (5.6)$$

$$m_{\text{к(ГП)}} = m_{\text{жк}} + m_{\text{ж отс}} \quad (5.7)$$

где  $m_{\text{г отс}}$  и  $m_{\text{ж отс}}$  – масса газа и конденсата, попавшее в окружающую среду за время отсечения участка  $T_{\text{отс}}$  (300 с).

$$m_{ж\ отс} = \frac{Q}{24} \cdot \frac{T_{отс}}{3600} \quad (5.8)$$

$$m_{г\ отс} = m_{ж\ отс} \cdot \Gamma \cdot \frac{\rho_{г}}{1000} \quad (5.9)$$

где Q – газоконденсатной смеси (принимается 68 т/сут)

Получаем  $m_{ж\ отс} = 0,236\ т$  и  $m_{г\ отс} = 0,05\ т$ .

Далее рассматривается количество вещества, поступившее при аварии в окружающую среду из трубопровода:

$$m_{т(рв)} = m_{гт} + m_{г\ отс} \quad (5.10)$$

$$m_{т(пв)} = m_{т(гп)} \quad (5.11)$$

$$m_{т(гп)} = m_{жт} + m_{ж\ отс} \quad (5.12)$$

Масса поражающего вещества при позднем взрыве (ПВ) рассчитывается по формулам:

а) для колонны

$$m'_{к(пв)} = S_{ц} \cdot \text{ДНП} \cdot \sqrt{M} \cdot T_{исп} \quad (5.13)$$

б) для трубопровода

$$m'_{т(пв)} = S_{пр} \cdot \text{ДНП} \cdot \sqrt{M} \cdot T_{исп} \quad (5.14)$$

где  $S_{ц}$  – площадь разлива вещества при нарушении целостности абсорбера, равная площади цеха;

ДНП – давление насыщенных паров конденсата (66,7 кПа)

M – молекулярная масса паров конденсата (принимается молекулярная масса пропана – 0,044 кг/моль)

$T_{исп}$  – время испарения разлившегося вещества (по методике принимается равным 3600 с).

Получаем  $m'_{к(пв)} = 1,15\ т$  и  $m'_{т(пв)} = 0,039\ т$ .

В случае горения пролива (ГП) всё вещество, участвующее в аварии, будет создавать поражающее воздействие на человека, оборудование, здания. При позднем и раннем взрывах количество вещества, участвующее в создании поражающих факторов, рассчитывается с учетом коэффициента участия горючего вещества во взрыве (коэффициент Z), принимающего значения от нуля до единицы. При отсутствии производственных данных

коэффициент может быть принят равным 0,1. Таким образом, в таблице 5.3 представлены результирующие показатели количества опасного вещества.

Таблица 5.3 – Количество опасного вещества, попавшее в окружающее пространство при аварии

Сценарий аварии	Количество опасного вещества, т	
	Участвующего в аварии	Участвующего в создании поражающих факторов (согласно методике, утв. приказом МЧС РФ № 404 от 10.07.2009 г.)
<b>Блок ректификационной колонны</b>		
Ранний взрыв	0,625	0,063
Поздний взрыв	7,876	0,115
Горение пролива	7,876	7,876
<b>Блок трубопровода</b>		
Ранний взрыв	0,114	0,0114
Поздний взрыв	0,564	0,0039
Горение пролива	0,564	0,564

## **2) Повышенная или пониженная температура поверхности оборудования**

Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. Резкие колебания температуры неблагоприятно влияют на организм человека, приводят в быстрой утомляемости, повышают заболеваемость и снижают производительность труда. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии.

Профилактика перегревания и его последствий осуществляется разными способами. При высокой температуре организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы. В зимнее время температура воздуха понижается до  $-40^{\circ}\text{C}$ , при проведении

работ может произойти обмороживание конечностей и открытых частей тела. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости. Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников [35]. В комплект средств индивидуальной защиты от холода включены: все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основным материалом должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра.

### **3) Экологическая безопасность**

#### **Селитебная зона**

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в заполярной части Западно - Сибирской низменности, на Тазовском полуострове в 60 км северо - западнее Уренгойского месторождения, на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

На территории месторождения нет селитебной зоны, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200 данное месторождение относится к предприятию I класса (удаленность от населенных пунктов 1000 метров). Ближайшая селитебная

зона располагается на расстоянии 120 км от месторождения – п.Тазовский, который находится в Тюменской области.

### **Атмосфера**

В ходе технологической подготовки газа, возникают ситуации, когда необходимо попутный газ отводить на факел низкого давления. Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. №1148, не менее 95% попутного газа (ПГ) должно использоваться рационально, лишь 5% возможно сжигать на факелах. В случае неисполнения данных норм недропользователь облагается штрафами.

### **Гидросфера**

При подготовке газа поступающая продукция в технологический модуль подготовки газа содержит в своем составе большое количество воды, которая в ходе подготовки газа отделяется. Извлеченную на поверхность пластовую воду повторно используют для закачки в пласт, поэтому для предотвращения загрязнения гидросферы данную воду необходимо как можно лучше отделить от газа, механических примесей, солей и закачать ее снова в пласт через нагнетательные или специально пробуренные поглощающие скважины. Вода, предназначенная для закачки в пласт, после очистки должна соответствовать требованиям качества ОСТ 39–225–88 [26]. Сброс пластовых вод без тщательной их очистки в открытые водоемы и реки может привести к полному уничтожению флоры и фауны.

### **Литосфера**

При промышленной подготовке газа возможна утечка жидкой продукции скважин – газового конденсата, что приводит не только к загрязнению почвы жидкими углеводородами (пентан и высшие гомологи), но также и выделению составляющих конденсат газов – матана, этана, сероводорода. Насыщение воздуха вблизи почвы и самой почвы этими компонентами оказывают негативное влияние на сельскохозяйственные культуры и человека. К мерам борьбы с утечкой конденсата относится регулярный осмотр оборудования на предмет нарушения и очистка почвы от

конденсата и нейтрализация его шлама в случае разлива посредством биохимического контроля [37].

#### **4) Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При проведении работ могут возникать чрезвычайные ситуации следующего характера: природного, биологического, социального, экологического или техногенного [38].

##### **Природного**

Рассматриваемая рабочая зона представляет из себя обособленное здание, которое располагается на участке земле с вырубленными лесами. На работу технологического процесса природные чрезвычайные ситуации не влияют никаким образом (морозы, лесные пожары, ливни, снежные заносы).

##### **Биологического**

На территории рабочей зоны при постоянном проведении работ принимаю участие не больше двух человек, также в данном помещении не прорастают никакие растения. Чрезвычайные ситуации биологического характера в данной рабочей зоне исключены.

##### **Социального**

На территорию месторождение существует доступ только непосредственно для работников данного месторождения при помощи вертолетной техники. Каждый прилетающий проходит тщательную проверку охраной. В данной рабочей зоне исключены чрезвычайные ситуации социального характера (терроризм).

##### **Экологического**

На территории данного месторождения не проводятся никакие работы, которые могли бы резко повлиять на состояние гидросферы, биосферы, атмосферы и суши. Все работы выполняются согласно нормам. Чрезвычайные ситуации экологического характера исключены.

##### **Техногенного**

Наиболее характерные аварии для модуля подготовки газа носят механические нарушения целостности оборудования.

Ежесменное с периодичностью в 2 часа, необходимо осуществлять обход УКПГ, с регистрацией результатов осмотра в вахтовом журнале.

При обходе необходимо осматривать трубопроводы, наземные сооружения, запорную арматуру, фланцевые соединения. Особое внимание необходимо обращать на показания манометров – осуществлять контроль за давлением и герметичностью системы.

На всех аппаратах, выходных коллекторах насосов предусмотрена установка манометров, обеспечивающих контроль за работой в системе, в т.ч. автоматический. На основных потоках УКПГ установлены электроприводные задвижки, позволяющие отключать аварийные участки в короткий срок.

Системой автоматики предусмотрен контроль за соблюдением основных технологических параметров процесса, сигнализация о нарушениях.

### **Вывод**

В данном разделе рассмотрены основные факторы, представляющие вред и опасность на производстве, причины их появления, а также методы, позволяющие уменьшить вред воздействия на организм человека. Анализ комплексной подготовки УКПГ показал, что соблюдение мер безопасности, соответствующих норм труда организации рабочего места и проведение профилактических и контрольных мероприятий позволят проводить безопасную эксплуатацию объекта. Важным шагом в обустройстве безопасного производства является предупреждение возможных аварий и сбоев в работе установки.

## Заключение

В ходе данной магистерской работы были рассмотрены теоретические основы абсорбционного процесса осушки газа в условиях УКПГ №7 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

В ходе технологического расчёта МФА-ГП-778 была получена прогнозная динамика показателей осушки газа в зависимости от этапа разработки месторождения. Проведенный анализ показал, что максимальная пропускная способность МФА-ГП-778 была на ранней стадии разработки месторождения, при этом подача РДЭГ в абсорбер достигает 3,53 м<sup>3</sup>/ч. К средней стадии разработки рабочее давление снизилось с 9,5 МПа до 6,5 МПа, что привело к снижению пропускной способности МФА-ГП-778 и увеличению подачи РДЭГа до 5,55 м<sup>3</sup>/ч. На поздней стадии разработки, в связи с падением давления, вводится ДКС. Этот факт осложняет процесс осушки, так как вследствие сжатия газа температура в абсорбере увеличится до 40 °С, что отрицательно сказывается на пропускной способности МФА-ГП-778 и приводит к увеличению расхода РДЭГа до 22,18 м<sup>3</sup>/ч. Для уменьшения этого показателя предлагается снизить температуру газа до 20 °С путем установки охлаждающих устройств после ДКС. В целом расчёты показывают, что МФА-ГП-778 обеспечивает требуемое качество подготовки газа при различных давлениях на всех этапах разработки месторождения.

Таким образом, основной причиной постепенного увеличения уноса гликоля с осушенным газом являются мехпримеси, содержащиеся в нем (на УКПГ-7 – 0,6..2,0 г/л).

Наряду с наличием уноса (потерь) гликоля из аппарата, также интерес представляет уровень потерь ДЭГ из аппарата за определенное время наработки. Абсорберы ГП 778.01.00.000 на УКПГ-7 обеспечивают проектные показатели 15 мг/м<sup>3</sup> в среднем 3-5 месяца.

Основными недостатками в работе МФА ГП 778.01.00.000 являются:

а) неэффективная работа входной сепарационной секции аппарата при специфических условиях эксплуатации сеноманских залежей ЯНГКМ (малое поступление воды и значительное - мехпримесей);

б) загрязненность абсорбента мехпримесями (до 0,7-3,0 г/л); высокая минерализация (до 15-19 г/л); большая жидкостная нагрузка (0,7-1,0 г/л) на коагулирующую секцию;

в) подача регенерированного гликоля и слив гликоля с тарелки фильтр-патронов осуществляется не под слой жидкости, а в газовую среду;

г) верхний штуцер колонки УБП с глухой тарелки установлен в зоне повышенных скоростей, что приводило к искажению показаний уровня гликоля на тарелке.

В целях снижения жидкостной нагрузки на коагулирующую секцию аппарата и продления ее срока наработки предлагаются два варианта модернизации. Первый вариант - установка сепарационной тарелки с элементами ГПР 353.00.000, второй вариант с кольцевыми сетчатыми насадками толщиной рукавной сетки 50-100 мм и высотой 600 мм. Результаты испытаний показали недостаточную эффективность центробежных и контактных элементов для улавливания диспергированного гликоля и сравнительно большую трудоемкость модернизации в промышленных условиях. Применение кольцевых сетчатых сепарационных насадок в МФА позволит значительно снизить жидкостную нагрузку за счет увеличения поверхности фильтрации, а вертикальное положение сетчатого слоя исключает накопление и зависание жидкости в сетчатой насадке за счет естественного стока, а также выравнивание поля скоростей в сечении сепарационной насадки.

Результаты испытаний модернизированных аппаратов показали, что жидкостная нагрузка на секцию коагуляции при расходе 325 тыс.м<sup>3</sup>/ч (7,8 млн м<sup>3</sup>/сут) составила 50-60 г/тыс.м<sup>3</sup> против 650 г/тыс.м<sup>3</sup> для проектных аппаратов. При увеличении расхода газа до 350 тыс.м<sup>3</sup>/ч (8,4 млн м<sup>3</sup>/сут) в

абсорбере УКПГ-7 жидкостная нагрузка на секцию коагуляции не превышала 40-50 г/тыс.м<sup>3</sup>, против 800 г/тыс.м<sup>3</sup> для проектных аппаратов при производительности 337 тыс.м<sup>3</sup>/ч.

Таким образом, полученные величины уноса жидкости в секцию коагуляции в 16-20 раз ниже, чем проектные. Сравнивая результаты испытаний аппаратов в течение двух месяцев можно сделать вывод, что гидравлические характеристики модернизированных секций аппаратов несколько ухудшились за счет загрязнения мехпримесями кольцевых сетчатых насадок и коагулирующих фильтров при работе на повышенных расходах газа. Это отразилось на величине уноса жидкости в секцию коагуляции. Несмотря на это жидкостная нагрузка на коагулирующую секцию в проектном режиме осталась достаточно малой и унос гликоля с осушенным газом увеличился незначительно.

МФА ГП 778.01.00.000 позволяют:

- уменьшить более, чем в 5-8 раз интенсивность забивания фильтрующего материала мех.примесями;
- увеличить межремонтный период работы аппарата в 2-5 раз по сравнению с проектным;
- восстановить работу аппарата с проектной производительностью при средней величине потерь гликоля около 10-12 мг/м<sup>3</sup>;
- уменьшить нагрузки на блок регенерации гликоля;
- снизить гидравлическое сопротивление по аппарату на 8-10 кПа;
- снизить загрязнения гликоля солями и мехпримесями.

Кроме того, снижение уноса регенерированного гликоля в 15-20 раз в секции коагуляции позволяет, в отличие от проектного варианта, вернуть его в секцию массообмена и вовлечь в процесс осушки. Это дает возможность на 10 - 15% уменьшить подачу гликоля в аппарат. Низкие гидравлические потери на кольцевых сетчатых насадках, не превышающие 1,5 кПа, обеспечивают надежный слив гликоля на нижележащую тарелку аппарата в секцию массообмена.

## Список использованных источников

1. Бекиров, Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. / Т.М. Бекиров, А.Т. Шаталов. – М.: Недра, 1986. – 261 с.
2. Березкин, В.П. Отчет по модернизации многофункционального аппарата (МФА) ГП 778.01.00.000. / В.П. Березкин. – Ямбург, 1990. – 33 с.
3. Бухгалтер, Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. / Э.Б. Бухгалтер. – М.: Недра, 1986. – 238 с.
4. Гафарова, З. Р. Учебно-методическое пособие к выполнению лабораторных работ по теме «Экономическое обоснование путей повышения эффективности деятельности нефтегазодобывающих предприятий». / З.Р. Гафарова, А.Е. Тасмуханова. – Уфа.: УГНТУ, 2008. – 36 с.
5. Жданова, Н.В. Осушка углеводородных газов. / Н.В. Жданова, А.Л. Халиф. – М.: Химия, 1984. – 189 с.
6. Катц, Д.Д. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа/ Д.Д. Катц, Д. Кобаяши и др. – М.: Недра, 1965. – 675 с
7. Ключов, В.А. Технологические расчеты систем абсорбционной осушки газа / В.А. Ключов, В.Б. Щипачев. – Тюмень: ТюменьНИИГипрогаз, 2002. – 141 с.
8. Макогон, Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. / Ю.Ф. Макогон. – М.: Недра, 1985 – 232 с.
9. Отчет по геологии и разработке Ямбургского газоконденсатного месторождения, РАО Газпром, ООО "Газпром добыча Ямбург" за 2003 год. – П. Ямбург: Газпром добыча Ямбург, 2003. – 102 с.
10. Отчет по теме 207.71.32. Проект разработки Ямбургского месторождения. Том 1. ВНИИГАЗ, ТюменьНИИГипрогаз. – М.: РАО ГАЗПРОМ, 2002. – 107 с.
11. Отчет по экологическому состоянию Ямбургского НГКМ за 2011-2012 год. – П. Ямбург: Газпром добыча Ямбург, 2012. – 15 с.
12. Планово-экономический отчет по ЯНГКМ за 2011 г. – П. Ямбург: Газпром добыча Ямбург, 2012. – 86 с.

13. Регенератор ДЭГа. Расчёты ГП 764.19.01.000 РР2. – Подольск: ЦКБН, 1984. – 34 с.

14. Рекомендации по реконструкции и технологическому расчёту абсорберов осушки газа ГП 778.01.00.000 и ГП 778.02.00.000. Тема 0352-85-45. Отдел 29. – Подольск: ЦКБН, 1985. – 37 с.

15. Технологический регламент на эксплуатацию установки комплексной подготовки газа УКПГ-7Ямбургского ГКМ. – П. Ямбург: Газпром добыча Ямбург, 2010. – 166 с

16. Хохлов, Б.П. Абсорбер. Расчёты. ГП 778.01.00.000РР2. / Б.П. Хохлов. – Подольск: ЦКБН, 1985. – 28 с.

17. Чеботарев, В.В. Расчёты основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции: учеб. пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. / В.В. Чеботарев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – 408 с.

18. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н. – М.: ОАО «Издательство Недр», 1999. – 473 с.

19. Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. – М.: ОАО «Издательство Недр», 1998. – 479 с. 11. Халиф А.Ф. Осушка углеводородных газов / Халиф А.Л., Жданова Н.В. – М.: Изд-во «Химия», 1984. – 192 с.

20. Бекиров Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. – М.: Недр, 1986, – 261 с. 13. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Бекиров Т.М., Ланчков Г.А. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999, – 596 с. 92

21. Мурин В.И. Технология переработки природного газа и конденсата: справочник: В 2 ч. / Мурин В.И., Кисленко Н.Н., Сурков Ю.В. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 517 с.

22. Кравцов А.В. Технические основы и моделирование процессов промысловой подготовки нефти и газа. / Кравцов А.В., Ушева Н.В., Бешагина

Е.В. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 128 с.

23. Шешуков Н.Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений. – Тюмень, 2013. – 100 с.

24. Мамаев А.В. Инвестиционный замысел реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на период 2016-2020гг. Том 1. – пос. Развилка, 2014. – 131 с

25. Шахова, Ф.А. Учебно-методическое пособие к практическим занятиям по теме «Определение категории опасности предприятия». / Ф.А. Шахова, Г.Г. Ягафарова. – Уфа.: УГНТУ, 2010. – 16 с.

25. Горобец О.О. Анализ условий функционирования газодобывающих организаций // Научный журнал КубГАУ, 2012. – №80. – С. 1-16

26. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) // Собрание законодательства РФ. - 07.01.2002. - № 47. - Ст. 297-302.

27.Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности (ПТУСП 01-63) УТВ. 17/VIII 1963 г.

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

29.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность

30.ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

31.СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003

32.ГОСТ Р 51337-99. Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей

33.ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление

34.ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые

значения напряжений прикосновения и токов

35.ГОСТ 12.1.007-76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

36.ГОСТ ИЕС 60079-29-2-2013. Взрывоопасные среды. Часть 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода

37.ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам

38.ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация

39.Приказ МЧС России от 10.07.2009 № 404 «Об утверждении методики определения расчётных величин пожарного риска на производственных объектах»

40.ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

41.ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству

42.Башкин В.Н., Бухгалтер Э.Б., Галиулин Р.В., Коняев С.В., Калинина И.Е., Галиулина Р.А. Патент на изобретение № 2387995. Российская Федерация. Способ контроля очистки почв, загрязненных углеводородами, и нейтрализации углеводородных шламов посредством анализа активности каталазы // Бюллетень. Изобретения. Полезные модели. 2010. № 12 (IV ч.). С. 938.

43.ГОСТ Р 22.0.01-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.

44.ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>].

**Приложение А**  
(справочное)

**Geological and Prospecting Characteristics of the Yamburgskoye  
Yamburg oil-gas-condensate field**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Карманова Ольга Николаевна		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова М.Р.	к.г.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Матвеевко И.А.	д.ф.н.		

# **1 Geological and Prospecting Characteristics of the Yamburgskoye**

## **Yamburg oil-gas-condensate field [9]**

### **1.1 Orohydrographic characteristics of the area**

The Yamburgskoye oil and gas condensate field is located in the polar part of the West Siberian Plain, on the Tazovsky Peninsula. A characteristic feature of the territory of the field is a large area of lakes and bogs, especially in its central part, and a harsh climate. Most of the lakes are of thermokarst origin.

The average annual temperature is from minus 24 to minus 26 °C. The air temperature in winter reaches minus 59 °C. The average summer air temperature is from 6 to 9 °C. Precipitation is 300-350 mm per year, about 79% of which falls in the summer. The average annual wind speed is 5-7 m/s and the maximum is over 40 m/s. Rivers break up in the first half of June, ice cover begins in October. In November, it is possible to travel safely on caterpillar vehicles.

Severe natural and climatic conditions make the area difficult to develop. The main population are Khanty, Nenets, Russians and others, the density is 1 person per 6 km<sup>2</sup>. The natives are engaged in reindeer breeding, fur farming, and fishing. With the development of exploration, the population is constantly growing as people from other areas come to live there.

The territory of the Yamburg oil and gas condensate field belongs to the southern part of the northern geocryological zone. It is characterized by almost ubiquitous, continuous spread of low-temperature permafrost rocks in almost all geomorphological conditions.

The merging type of permafrost prevails. The depth of the seasonal thawing layer is from 0.3 to 1.5 m. Within the field, the thickness of frozen rocks varies from 300 to 425 m. In terms of cryological characteristics, the permafrost strata are multilayered and subdivided into three floors. In general, the vast majority of the perennially frozen strata in the Yamburg oil and gas condensate field are characterized by weakly permafrost rocks with a massive cryostructure.

The territory, within which the Yamburgskoye oil-gas condensate field is located, is characterized by the continuous development of Quaternary deposits, which are a potential source of mineral building materials. The total most probable forecast reserves of sand-gravel mixture are 65 million m<sup>3</sup> and brick-and-mortar clay are 225 million m<sup>3</sup>.

The territory of the Tazovsky Peninsula is a slightly hilly plain with a well-developed network of rivers and brooks. Absolute elevations of the relief vary from 10 meters in the river valleys to 60-70 meters at watershed areas.

Water supply is possible due to the presence of surface water in rivers and lakes and ground water in the Quaternary sediments, but the presence of thick permafrost makes it difficult to use the latter.

The field was discovered in 1963 by the Tyumen Geological Administration. The first prospecting well No. 2 was drilled in 1969 in the upper part of the uplift. Testing of Cenomanian deposits at 1167-1184 meters yielded a natural gas fountain with a daily flow rate of 2015 thousand cubic meters. From 1969 to 1973, 21 wells were drilled in the field. Gas condensate deposits were identified in three reservoirs (*BU*<sub>3</sub>/1, *BU*<sub>4</sub>/1-3, *BU*<sub>8</sub>/3). Gas flow rates reached 611.11 thousand cubic meters per day at a 20.0 mm diaphragm.

The sedimentary section is penetrated to a depth of 3,550 m and is represented by sediments of the Cretaceous, Paleogene and Quaternary systems. The Lower Cretaceous sediments include the Megion (Valanginian), Vartovskaya (Upper Valanginian-Barremian), and Pokurskaya (Cenomanian) formations. In 1973-1977, additional exploration of the Cenomanian deposit continued. During this period, 7 wells were drilled in the area, as well as one deep well #102 to study the Neocomian deposits. Drilling of these wells clarified the structure of the Cenomanian deposit in the northern and northeastern directions and also confirmed the continuation of the deposit in the southwestern direction (wells No.28, 31). Industrial development of the Yamburgskoye oil and gas condensate field is associated with Cenomanian and Valanginian-Barremian deposits.

## **1.2 Lithological and stratigraphic characteristics of the deposit**

The geological structure of the Yamburgskoye oil-gas condensate field involves sandy-clayey sediments of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary complex about 6-7 km thick, unconformably deposited on rocks of crystalline basement of Paleozoic age. Rocks of the sedimentary cover were penetrated in the Yamburgskaya area to the maximum depth of 4,515 m by well 500.

### **Paleozoic basement**

Paleozoic basement deposits are uncovered by single wells in the neighboring areas: Urengoyskaya, Nadymenskaya and others. They are represented by siliceous-clayey, sandy metamorphosed intensely dislocated rocks.

### **Triassic system**

Deposits of the Triassic system consist of effusive-sedimentary and sedimentary (in the Urengoy area) rock complexes. The overlying sedimentary complex is subdivided into the Purskaya, Varangayakhinskaya and Vityuninskaya formations composed of conglomerates, sandstones and mudstones. Total thickness of Triassic deposits in the field according to seismic surveys ranges from 2.0 km at the crest of the structure to 4.0 km at its eastern dip.

### **Jurassic system**

Deposits of the Jurassic system are represented by terrigenous rocks: clays (mudstones), sandstones, siltstones with thin interlayers of limestone and numerous interlayers and beds of coal and bituminous clays. They are divided into six formations: Coastal, approximately 600 m thick; Yagel, up to 150 m thick; Kotukhinskaya, about 500 m thick; Tyumenskaya, 580-620 m thick; Abalaksкая, 30-50 m thick; Bazhenovskaya, 75 m thick. The top of the Tyumen Formation is a sandy-siltstone formation J2, which lies at Yamburg in well 500 at a depth of 3754 m. The Bazhenov Formation is composed mainly of black bituminous argillites of marine genesis.

### **Cretaceous system**

Deposits of the Cretaceous system are represented by the lower and upper divisions. The Lower Cretaceous sediments are subdivided into the Sortym, Tangilov, and Pokur (lower part) formations. The Sortymi Formation is composed mainly of dark gray mudstones, silty, often carbonate. At the base of the formation lies the Achimov formation, represented by alternating siltstones and clayey rocks. The upper part of the Formation contains layers of sandstones  $BU_{10}$ ,  $BU_{11}$ , and  $BU_{12}$ . The total thickness of the Formation is 450-550 m.

The Tangalov Formation, which is 1150-1310 m thick, is divided into three subformations: lower, middle, and upper. The lower subformation is represented by mudstones with interlayers of sandstones and siltstones (layers  $BU_9$ - $BU_8$ ); the middle one - by alternating clays and sandy-siltstones, which are classified as  $BU_7$ - $BU_{1-2}$ ; the upper one - by mudstones, siltstones and sandy layers, which are classified as  $AU_{11}$  to  $AU_{14}$ .

The Pokur Formation is composed of interbedded sandstones, siltstones, and clays with interlayers and lenses of coals. The total thickness of the formation is 826-987 m. It should be noted that only the lower and middle parts of the formation are Lower Cretaceous, while the upper part is Upper Cretaceous (Cenomanian) in age.

The Upper Cretaceous deposits are subdivided into the Pokurian (upper part), Kuznetsovsky, Berezovsky, and Gan'kino formations. They are represented mainly by clays, except for the upper part of the Pokur Formation (Cenomanian sequence), composed of fine-grained sandstones, sands, siltstones, and clay siltstones with thin interlayers of clays and limestones. The Cenomanian gas deposit, the main one in terms of reserves, is confined to the top of the Pokur Formation. The total thickness of the Upper Cretaceous deposits is about 500-625 m.

#### Paleogene system

Deposits of the Paleogene system consist of the Gan'kino (upper part), Tibeisaline and Lyulinvor formations. The section is composed of clays with interlayers of sands and siltstones, sands with interlayers of silty clays, and opoko-

like clays with lenses of siltstones. The total thickness of Paleogene deposits is 450-500 m.

#### Quaternary system

Quaternary sediments occurring on the eroded surface of the Paleogene are represented by sands with inclusions of pebbles and gravel, clays, sandy loam, loam, peat layers in the upper part. The thickness of the Quaternary deposits is 60-145 m.

### **1.3 Features of the tectonic structure of the deposit**

According to tectonic zoning, the Yamburgskoye oil-gas-condensate field is located in the northern zone of the West Siberian Basin, within the Medvezhye-Yamburgsky megawall. The field is confined to the large Yamburgskoye uplift, located in the northern part of the megawall. To the south, it is adjoined by the Harvutinskoye, Nydinskoye and Medvezhye uplifts, which complicate the megawall.

The high-amplitude domed Yamburg uplift in the south through a shallow deflection connects with the Kharvutinskiy uplift. These uplifts are united by a common contour of gas content of the Cenomanian reservoir and make a kind of a single shaft-like structure stretched in the north-northeastern direction. The length of this structure is about 175 km and width - 25-50 km. The height of the uplift is over 220 meters.

The Yamburgskoye Rise is sharply pronounced, it is hypsometrically elevated and its vault part is 140 m higher than the vault of the South Harvutin structure.

According to drilling data, the Yamburgskoye dome-like uplift proper extends in the northeastern direction and has an asymmetrical structure. On the steep western flank, the Cenomanian roof dip angles reach  $1^{\circ}15'$ , on the eastern flank - do not exceed  $30'$ - $40'$ . The northern periclinal of the structure is sharply extended, very flat compared to the southern one, and probably has a complex structure.

The northeastern part of the Yamburgskoye uplift is complicated by a large structural nose extending towards the Nakhodkinskoye and Yurokharovskoye fields. In this connection, the axis of the vaulted part of the uplift is oriented in the latitudinal direction on the structural maps of the Lower Cretaceous deposits. Within the structural nose, there are several small domed structures.

On the roof of the productive Cenomanian sequence, the dimensions of the Yamburgskoye uplift proper are 85×50 km and more than 220 m high.

#### **1.4 Gas content**

The Yamburgskoye oil, gas and condensate field is located within the northern part of the Nadym-Pur oil and gas bearing area. Two thick productive strata stand out in the field section. One of them is confined to deposits of the Tangalov Formation (Neocom), the second is confined to deposits of the Pokur Formation (Cenomanian).

The productive sequence of the Tangalov Formation of the Neocomian is represented by interstratification of sandy-silty and clayey strata with carbonaceous remnants and pro-coal strata. Its thickness is approximately 550-650 m. The productive sequence includes 15 productive horizons from  $BU_{31}$  to  $BU_{83}$ .

The productive horizons in some parts of the section are large (30-35 m thick) sand and siltstone layers ( $BU_{31}$  horizon), in most cases they consist of several isolated or semi-isolated sand and siltstone layers 0.4-24 m thick. Some of them have a lenticular structure, others are wedged in the vaulted part or on the slopes of the uplift and only individual layers are traceable within the entire field. Due to the separation of sand and siltstone horizons, as well as reservoir beds of the same horizon, GWC in them are at different hypsometric levels. The productive horizons are characterized by relatively low filtration-capacitative properties.

In the Neocomian productive stratum there are deposits mainly lithologically screened and lenticular, less often reservoirs of ovoid type. Gas deposits are located in the depth interval from 2,500 to 3,350 m. Among the identified deposits, the largest ( $BU_{83}$ ) has dimensions of 31×41 km, and height - about 327 m.

The main gas reserves of the field are confined to the Cenomanian productive formation. It is represented by continental sand-siltstones, often weakly cemented rocks with subordinate clay interlayers and interlayers of coal. Sandstones and siltstones are characterized by high permeability properties. A significant place in the section of productive deposits is occupied by reservoirs of classes I, II, and III, which determines high productivity of wells. Exploration well productivity reaches 780 ths. m<sup>3</sup>/day, and in production wells it varies from 400 to 2000 ths. m<sup>3</sup>/day with optimal allowable underbalance up to 0.6 MPa.

Cenomanian gas reservoir refers to massive type. Its gas-water contact is located at elevations of 1158.4-1176 m and has a slope in north-eastern direction. The deposit is penetrated in the depth interval of 997.6-1210.0 m, its dimensions are 85×45 km, and its height is more than 220 m.

### **1.5 Cenomanian deposit**

The Cenomanian gas deposit is controlled by a natural factor the presence of a high-amplitude trap, overlain by a thick (500-800 m) thickness of the Turonian-Danish clays, which serves as a reliable cover for the deposit. The deposit is underlain by formation water over the entire area of its spreading and is submassive. Lithologically, the reservoir is represented by a complex irregular interlayering of sandy, silty and clayey rocks, with a significant predominance of reservoirs. Sandy and silty rocks in the gas-saturated part of the Cenomanian productive formation make up 41.9-85.3%.

Thickness of permeable rocks ranges from 0.4-18.8 m; clayey rocks - 0.4-31.4 m. Gas collectors are sands, sandstones, and coarse-grained siltstones. According to the granulometric composition, fine-pmsamite and coarse-silty fractions predominate in the reservoirs. The content of clastic material in the reservoirs varies from 60 to 95%. In terms of composition, the clastic material is mainly represented by arkosic varieties; feldspar-quartz varieties are present less frequently. In general, rock-forming minerals are represented by quartz (40%), feldspars (25-45%), mica (up to 10%), and fragments of other rocks (5-10%).

The amount of cement in the sandy-silty rocks varies from 10 to 20% in the weakly cemented varieties to 25-35% in the denser ones. In composition, cement is mainly represented by clayey matter, kaolinite, and montmorillonite. The reservoir rocks are separated by dense rocks, represented mainly by clays, less frequently by limestones and dense sandstones and siltstones with basal carbonate cement.

The thickness-weighted average porosity varies from 23 to 33%. The gas saturation coefficient is 0.74. Average permeability value is 0.57 mcm<sup>2</sup>.

According to the results of production drilling, there is significant lithological variability of the Cenomanian strata, especially in Kharvutinsky area. Low-permeable rocks with permeability below 0.1 mcm<sup>2</sup> prevail in the section of wells in this area, their share in the total volume is 62.4%.

In the Yamburgskaya area, 50% of the productive section is represented by highly permeable rocks with permeability over 0.3 mcm<sup>2</sup>. Based on the results of re-examination of the entire volume of production and geophysical materials, changes in porosity and gas saturation coefficients in Kharvutinsky area have been established. Recalculation of reserves was based on porosity and gas saturation coefficients, which were 0.3 and 0.74 for the Yamburg area and 0.28 and 0.67 for Kharvutinskaya area.

### **1.6 Physical and chemical characteristics of the gas**

The chemical composition of Cenomanian gas is similar to that of the Cenomanian deposits of other fields in the north of Western Siberia. The gas is dry, methane (methane -93.4÷99.2%). The content of methane homologues is 0.1÷0.2%. No condensate was found. No hydrogen sulfide. The content of impurities: nitrogen - 0.41÷2.26%; carbon dioxide - 0.04÷1.1%; argon - 0.01÷0.03%; helium - 0.08÷0.019%; hydrogen - 0.27%. Relative density of gas by air – 0,562. Average calorific value - 7,898 kJ/m<sup>3</sup>. Mean critical pressure - 4,63 MPa. Mean critical temperature - 190,49 K.

## LIST OF SOURCES USED

1. Bekirov, T.M. Collection and preparation for transportation of natural gases. / T.M. Bekirov, A.T. Shatalov. - Moscow: Nedra, 1986. - 261 p.
2. Berezkin, V.P. Report on modernization of the multifunctional apparatus (MFA) GP 778.01.00.000. - Yamburg, 1990. - 33 p.
3. Buchgarter, E.B. Methanol and its use in the gas industry. / E.B. Buchgarter. - Moscow: Nedra, 1986. - 238 p.
4. Gafarova Z.R. Educational-methodical manual for execution of laboratory works on the theme "Economic justification of ways to increase the efficiency of oil and gas producing enterprises". / Z.R. Gafarova, A.E. Tasmukhanova. - Ufa: UGNTU, 2008. - 36 p.
5. Zhdanova N.V. Drying of hydrocarbon gases. / N.V. Zhdanova, A.L. Khalif. - Moscow: Chemistry, 1984. - 189 p.
6. Katz, D.D. Guidelines for the Production, Transport and Processing of Natural Gas / D.D. Katz, D. Kobayashi et al. - Moscow: Nedra, 1965. – 675 p.
7. Klusov, V.A. Technological calculations of the absorption gas dehydration systems / V.A. Klusov, V.B. Shchipachev. - Tyumen: TyumenNIIgiprogaz, 2002. - 141 p.
8. Makogon, Y.F. Gas hydrates, prevention of their formation and use. / Y.F. Makogon. - M.: Nedra, 1985 - 232 p.
9. Report on the geology and development of the Yamburg gas-condensate field, RAO Gazprom, "Gazprom dobycha Yamburg" for 2003. - P. Yamburg: Gazprom dobycha Yamburg, 2003. - 102 p.
10. report on the topic 207.71.32. Yamburgskoe field development project. Vol.1. VNIIGAZ, TyumenNIIgiprogaz. - M.: RAO GAZPROM, 2002. - 107 p.