



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

**Направление подготовки** (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

**ООП** «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

**Отделение школы** Отделение нефтегазового дела

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА**

Тема работы
<b>«Разработка организационно технических мероприятий по проведению осушки технологической обвязки газоперекачивающего агрегата компрессорной станции»</b>

УДК 622.691.4.052

**Студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Самусенко Александра Сергеевна		

**Руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник О.В.	к.пед.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров  
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в

	профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
<b>ПК(У)-6</b>	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

**Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)**  
**Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»**  
**Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»**  
**Уровень образования бакалавриат**  
**Отделение нефтегазового дела**

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      \_\_\_\_\_ (Дата)      Чухарева Н.В.  
(Ф.И.О.)

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

**В форме:**

бакалаврской работы

**Студенту:**

Группа	ФИО
2Б91	Самусенко Александра Сергеевна

**Тема работы:**

<b>Разработка организационно технических мероприятий по проведению осушки технологической обвязки газоперекачивающего агрегата компрессорной станции</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.02.2023 г. № 38-108/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2023 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Разработать рекомендации по повышению эффективности процесса удаления остаточной влаги из газопровода «сухим сжатым» воздухом; Технологическая схема газоперекачивающего агрегата ГПА-32 «Ладога», расположенного на КС-7а «Зейская» Свободненского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск» в Амурской области: Номинальный диаметр –108-1020 мм.
---------------------------------	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<p>1. Аналитический обзор состава и назначения компрессорных станций, изучение принципа действия газоперекачивающего агрегата и способов регулирования.</p> <p>2. Выполнение анализа нормативно-технической документации в области проектирования, сооружения и эксплуатации компрессорных станций.</p> <p>3. Обзор технологии осушки газопроводов «сухим сжатым» воздухом.</p> <p>4. Подбор оборудования и расчет затрачиваемого времени на осушку отдельно взятой технологической обвязки ГПА на примере ГПА-32 «Ладога».</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p>	<p>– Схема технологической обвязки газоперекачивающего агрегата;</p> <p>– Технологическая схема компрессорного цеха;</p> <p>– Модель ГПА;</p> <p>– Рисунки, схемы;</p> <p>– Таблицы.</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Татьяна Гавриловна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель ООД ШБИП</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>07.02.2023 г.</p>
--	----------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О.В.	к.пед.н., доцент		07.02.2023 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Самусенко Александра Сергеевна		07.02.2023 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б91	Самусенко Александре Сергеевне

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: - Материально-технические ресурсы: 15375 руб. - Затраты на специальное оборудование: 77000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: -30 % премии к заработной плате -20 % надбавки за профессиональное мастерство -1,3 – районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 30%.

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения осушки трубопроводной обвязки ГПА с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определение потенциальных потребителей. Анализ конкурентных технических решений. Проведение SWOT-анализа.
2. Планирование и формирование бюджета осушки обвязки ГПА	Планирование и выделение видов работ. Составление календарного плана проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности осушки ГПА	Расчёт сметной стоимости работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 01.02.2023

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н.		01.02.2023

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	ФИО		01.02.2023

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б91	Самусенко Александре Сергеевне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделения нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

**Введение:**

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.

*Объект исследования:* Разработка организационно технических мероприятий по проведению осушки технологической обвязки газоперекачивающего агрегата компрессорной станции.

*Область применения:* компрессорные станции, единая газотранспортная система.

*Рабочей зоной* при производстве работ является производственная площадка КС.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

**1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:**

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).
2. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426-ФЗ (последняя редакция).
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
4. ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой).
5. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

**2. Производственная безопасность:**

- Анализ потенциальных вредных и опасных факторов
- Обоснование мероприятий по снижению их воздействия

**Вредные факторы:**

- Повышенный уровень шума на рабочем месте;
- Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;
- Повышенный уровень вибрации;
- Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;

	<p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Сосуды и аппараты под высоким давлением;</li> <li>– Взрывоопасность и пожароопасность;</li> <li>– Производственные факторы, связанные с электрическим током.</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b></p>	<p><b>Воздействие на биосферу:</b> загрязнение почвы и водных объектов производственными отходами;</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение;</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> загрязнение водоемов сточными водами и мусором;</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> загрязнение воздуха выхлопными газами.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Природные (наводнения, ураганы, землетрясения и др.);</li> <li>– Техногенные (отказ систем оповещения и безопасности, нарушения в технологическом процессе, пожар, взрыв и т.д.).</li> </ul> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> образование взрывоопасных смесей природного газа с воздухом, взрыв, пожар.</p>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
---	--

**Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.			

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Самусенко Александра Сергеевна		

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

**Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)**  
**Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»**  
**Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»**  
**Уровень образования бакалавриат**  
**Отделение нефтегазового дела**  
**Период выполнения** осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

**Форма представления работы:**

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
15.03.2023	<i>Общие сведения о составе КС</i>	5
18.03.2023	<i>Состав, назначение и принцип работы газоперекачивающего агрегата</i>	5
27.03.2023	<i>Анализ метода осушки «сухим сжатым» воздухом</i>	10
14.04.2023	<i>Расчет параметров осушки «сухим сжатым» воздухом</i>	20
05.05.2023	<i>Предложения по повышению эффективности процесса удаления остаточной влаги</i>	10
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	5
01.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

**Составил преподаватель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О.В.	к.пед.н., доцент		07.02.2023

**Согласовано:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.02.2023

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 95 с., 19 рис., 28 табл., 37 источник, 1 приложение.

**Ключевые слова:** компрессорная станция, осушка, гидроиспытания, магистральный газопровод, газоперекачивающий агрегат, технологические трубопроводы, азот, сухой воздух, остаточная влага, температура точки росы.

**Объектом исследования** является обвязка газоперекачивающего агрегата ГПА-32 «Ладога» компрессорной станции КС-7а «Зейская».

**Цель работы** – выбор организационно технических мероприятий по повышению эффективности процесса удаления остаточной влаги из технологического оборудования обвязки ГПА-32 «Ладога» после гидроиспытаний.

**Методология проведения работы:** В работе проведены расчеты количества остаточной влаги в виде пленки и в паровой фазе технологической обвязки ГПА-32 «Ладога» после проведения гидроиспытаний, общее время осушки газопровода «сухим сжатым» воздухом.

**Основные конструктивные решения:** применение устройств осушки таких, как компрессор, осушитель сжатого воздуха и мобильная азотная установка.

**Область применения:** линейные части магистральных газопроводов; компрессорные станции.

**Значимость работы:** потенциальная эффективность рассмотренного технического решения предложенных организационно технических мероприятий при осушке «сухим сжатым» воздухом обвязки ГПА.

					Разработка организационно технических мероприятий по проведению осушки технологической обвязки газоперекачивающего агрегата компрессорной станции			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Самусенко А.С.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					10	95
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

## Abstract

Graduate qualification work 95 p., 19 fig., 28 tabl., 37 sources, 1 appendix.

**Key words:** compressor station, drying, hydrotesting, main gas pipeline, gas compressor unit, process piping, nitrogen, dry air, residual moisture, dew point temperature.

**The object of research** is the bundling of the gas compressor unit Gas Pumping Unit GPU-32 "Ladoga" of the compressor station CS-7a "Zeyskaya".

**The aim of the work** is selection of organizational and technical measures to improve the efficiency of the process of removing residual moisture from the technological equipment of the piping of unit Gas Pumping Unit GPU-32 "Ladoga".

### Methodology of the work:

In this work we calculated the amount of residual moisture in the form of a film and in the vapor phase of the technological piping of unit Gas Pumping Unit GPU-32 "Ladoga" after the hydro-tests, the total time of drying the gas pipeline with "dry compressed air" according to the method of V.G. Dubinsky.

**The main design solutions:** use of drying devices such as compressor, compressed air dryer and mobile nitrogen plant.

**Scope of application:** linear parts of main gas pipelines; compressor stations.

**Significance of the work:** Potential efficiency of the considered technical solution of the proposed organizational and technical measures for "dry compressed air" drying of unit Gas Pumping Unit GPU-32 "Ladoga" piping.

					<i>Разработка организационно технических мероприятий по проведению осушки технологической обвязки газоперекачивающего агрегата компрессорной станции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Самусенко А.С.</i>			<i>Abstract</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					11	95
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
						<i>Группа 2Б91</i>		

## Определения, сокращения

### Определения:

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Азотирование:** заполнение полости газопровода азотом после осушки с целью удаления газовой смеси.

**Газоперекачивающий агрегат:** устройство, предназначенное для сжатия природного газа на компрессорных станциях газопроводов и подземных хранилищ.

**Газотурбинная установка:** универсальное модульное устройство, которое объединяет в себе: электрогенератор, редуктор, газовую турбину и блок управления

**Гидравлические испытания:** это процесс проверки работоспособности и герметичности оборудования, используемого на станции и связанных с ним трубопроводах, путем нагнетания в них воды или другой жидкости.

**Комиссия:** комиссия по проведению гидравлических испытаний объекта, назначаемая совместным приказом \_\_\_\_\_ и \_\_\_\_\_ для управления работами на объекте.

**Компрессорная станция:** составная часть магистрального газопровода, которая предназначена для обеспечения его пропускной способности, посредством увеличения давления на выходе компрессорной станции при помощи газоперекачивающих агрегатов.

**Компрессорный цех:** сооружение в составе компрессорной станции, предназначенное для поддержания заданного давления в магистральном газопроводе и технологических параметров газ.

**Компримирование:** процесс повышения давления газа с помощью компрессора.

					<i>Разработка организационно технических мероприятий по проведению осушки технологической обвязки газоперекачивающего агрегата компрессорной станции</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Самусенко А.С.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					12	95
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Определения, сокращения	Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

**Магистральный газопровод:** инженерный комплекс сооружений, который предназначен для доставки природного газа по трубопроводу к местам обработки, потребления.

**Осушка газопровода:** технологический процесс удаления остаточной влаги из полости газопровода.

**Природный газ:** смесь углеводородов, преимущественно метана, с небольшими примесями других газов, добываемая из осадочных горных пород Земли.

**Сухие газодинамические уплотнения:** бесконтактные торцевые механические уплотнения сухого хода, состоящие из сопрягаемого (вращающегося) кольца и первичного (неподвижного) кольца.

**Температура точки росы:** температура, до которой должен охладиться воздух, чтобы содержащийся в нём водяной пар достиг состояния насыщения и начал конденсироваться в росу.

**Установка осушки:** техническое устройство, предназначенное для удаления влаги из газа.

**Эксплуатирующая организация:** организация, осуществляющая эксплуатацию законченного строительством объекта ( ).

*Сокращения:*

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

БУ – блок управления;

ВД – турбина высокого давления;

ВОУ – воздухоочистительное устройство;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ГТУ – газотурбинная установка;

ДКУ – дожимная компрессорная установка;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

КИП – контрольно-измерительный прибор;

КС – компрессорная станция;

					Определения, сокращения	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

КЦ – компрессорный цех;  
МГ – магистральный газопровод;  
МКУ – мобильная компрессорная установка;  
НТИ – научно-технические исследования;  
ОК – осевой компрессор;  
САУ – система автоматического управления;  
СГУ – сухие газодинамические уплотнения;  
СТ – силовая турбина;  
СИЗ – средства индивидуальной защиты;  
ТГ – топливный газ;  
ТК – трудовой кодекс;  
УО – установка осушки;  
ТТР – температура точки росы;  
ЦБК – центробежный компрессор;  
ФЗ – федеральный закон;  
ЧС – чрезвычайная ситуация.

					Определения, сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

## Оглавление

Введение .....	18
1 Обзор литературы .....	21
1.1 Характеристика газопровода «Сила Сибири» .....	22
1.2 Физико-географическая характеристика района .....	22
2 Характеристика объекта.....	24
2.1 Общие сведения .....	24
2.2 Состав компрессорной станции .....	26
2.3 Узел подключения КС и компрессорный цех.....	26
2.4 Газоперекачивающий агрегат ГПА-32 «Ладога» .....	28
2.4.1 Описание работы агрегата ГПА-32 «Ладога».....	32
3 Организация и технология производства работ по проведению осушки сухим сжатым воздухом.....	33
3.1 Порядок проведения испытаний гидравлическим способом .....	33
3.2 Предварительные работы по проведению осушки.....	34
3.3 Этапы и последовательность проведения работ.....	34
3.3.1 Осушка трубопроводов КС.....	37
4 Расчетная часть .....	39
4.1 Проверка условий готовности обвязки ГПА к осушке .....	39
4.2 Расчет параметров осушки сухим сжатым воздухом.....	41
4.3 Заполнение азотом полости трубопровода .....	51
Вывод по разделу.....	52
5 Организационно технические мероприятия по повышению эффективности проведения осушки обвязки ГПА .....	54
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	56
6.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	56
6.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	57

					<i>Разработка организационно технических мероприятий по проведению осушки технологической обвязки газоперекачивающего агрегата компрессорной станции</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Самусенко А.С.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>				15	95
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>			<b>Оглавление</b>		
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

6.3	SWOT-анализ .....	59
6.4	Планирование научно-исследовательских работ .....	61
6.4.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	61
6.4.2	Определение трудоемкости работ .....	61
6.4.3	Разработка графика проведения научного исследования.....	62
6.5	Бюджет научно-технического исследования .....	65
6.5.1	Расчет материальных затрат НТИ.....	65
6.5.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ..	66
6.5.3	Основная заработная плата исполнителей работы .....	66
6.5.4	Дополнительная заработная плата исполнителей работы.....	67
6.5.5	Отчисления во внебюджетные фонды.....	68
6.5.6	Накладные расходы.....	69
6.5.7	Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы .....	69
6.6	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	70
	Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» .....	73
7	Социальная ответственность .....	74
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	75
7.2	Производственная безопасность .....	76
7.3	Анализ потенциально возможных вредных факторов.....	77
7.3.1	Повышенный уровень шума на рабочем месте .....	77
7.3.2	Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.....	78
7.3.3	Повышенный уровень вибрации.....	79
7.3.4	Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами.....	79
7.4	Анализ потенциально опасных факторов .....	80
7.4.1	Сосуды и аппараты под высоким давлением.....	80
7.4.2	Взрывоопасность и пожароопасность .....	81

7.4.3 Производственные факторы, связанные с электрическим током..	83
7.5 Экологическая безопасность .....	85
7.5.1 Анализ воздействия объекта на селитебную зону .....	85
7.5.2 Анализ воздействия объекта на литосферу .....	85
7.5.3 Анализ воздействия объекта на гидросферу.....	86
7.5.4 Анализ воздействия объекта на атмосферу .....	86
7.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	87
Выводы по разделу .....	88
Заключение .....	89
Список используемых источников .....	90
Приложение А .....	95

## Введение

На сегодняшний день продолжается активное формирование новых центров газодобычи и создание единой системы транспортировки газа, что обеспечит поставки газа потребителям регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока на долгосрочную перспективу. Это послужит развитию нового мощного канала экспорта российского газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. В 2022 году завершено строительство первой очереди магистрального газопровода «Сила Сибири», введено в эксплуатацию 8 компрессорных станций (первые цеха). Протяженность магистрального газопровода составила более 3000 километров [8].

В период с 2025 по 2030 гг. запланирована реализация «Восточной системы газоснабжения», которая подразумевает строительство нового газопровода. При реализации проекта планируется ввод в эксплуатацию порядка 20 новых компрессорных станций, что потребует привлечение огромного количества человеческих и технико-технологических ресурсов в короткий промежуток времени.

Одним из ключевых этапов строительства компрессорной станции являются проведение гидроиспытаний и последующая осушка технологических трубопроводов компрессорного цеха. Правильно подобранный способ удаления остаточной влаги позволяет минимизировать временные затраты, так как проведение осушки выполняется в теплый период года. Помимо этого, качественная осушка необходима для соблюдения контрактных обязательств по химическому составу природного газа перед потребителями. Все эти факторы определяют значимость выработки комплексного решения, способного повысить эффективность процесса осушки [16].

На магистральных трубопроводах процесс удаления остаточной влаги про-

					<i>Разработка организационно технических мероприятий по проведению осушки технологической обвязки газоперекачивающего агрегата компрессорной станции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Самусенко А.С.</i>			<b>Введение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					18	95
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		

водится с помощью пропуска очистных поролоновых поршней, что неприменимо к сложной конфигурации технологической обвязки компрессорных станций. На обвязках газоперекачивающих агрегатов применяется продувка сухим воздухом или метод вакуумно-азотной осушки. Для производства работ по удалению остаточной влаги в технологическом оборудовании существуют специальные рабочие инструкции, однако документация не содержит математической модели и основывается на экспериментальных данных последовательность действий. В связи с этим возникает потребность в создании математической модели, которая позволит для каждого конкретного случая выявить оптимальные значения параметров и условий для наиболее энергоэффективного и наименее ресурсозатратного проведения процесса осушки технологического оборудования и трубопроводов [5].

**Цель выпускной квалификационной работы:** выбор организационно-технических мероприятий по повышению эффективности процесса удаления остаточной влаги из технологического оборудования обвязки ГПА-32 «Ладога».

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие **задачи:**

- 1) Изучить нормативно-техническую документацию по эксплуатации компрессорных станций.
- 2) Проанализировать состав и назначение основного и вспомогательного оборудования компрессорной станции.
- 3) Рассчитать технические параметры процесса осушки сухим сжатым воздухом технологической обвязки ГПА.
- 4) Разработать организационно-технические мероприятия, позволяющие повысить эффективность проведения осушки.

**Объектом исследования** является обвязка газоперекачивающего агрегата ГПА-32 «Ладога» компрессорной станции КС-7а «Зейская».

**Предмет исследования:** технология осушки трубопроводов сухим сжатым воздухом.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

**Область применения:** обвязки газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях.

**Практическая значимость работы:** потенциальная эффективность предложенных организационно технических решений при осушке обвязки ГПА.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 1 Обзор литературы

Осушка газопроводов сухим сжатым воздухом является важной технологической операцией, которая позволяет обеспечить надежную и безопасную работу газопроводов после проведения гидравлических испытаний. Для осуществления данной операции используется специальное оборудование, с помощью которого достигают полного удаления остаточной влаги из полости трубопроводов для предотвращения образования ледяных и газогидратных пробок, а также для сохранения необходимого влагосодержания транспортируемого природного газа в соответствии с требованиями СТО Газпром 089-2010 [37].

В литературе имеется ряд исследований, посвященных проблемам осушки газопроводов. В частности, авторы А.А. Кузнецов, А.В. Лебедев и др. в работе "Осушка газопроводов сухим сжатым воздухом: технология и оборудование" рассматривают основные принципы работы осушительного оборудования, а также описывают различные методы осушки газопроводов [9].

Также в работе "Mathematical modeling and optimization of natural gas pipeline drying using compressed air" авторы М.М. Ebrahimi, М.В. Shafii и др. исследуют возможности применения математических моделей для оптимизации процесса осушки газопроводов. В работе рассматриваются различные модели, которые позволяют оценить эффективность работы осушительного оборудования и определить оптимальные параметры процесса осушки [10].

Кроме того, в литературе можно найти работы, посвященные конкретным аспектам осушки газопроводов сухим сжатым воздухом, например, работу А.В. Королева и А.А. Смирнова "Исследование влияния параметров сухого сжатого воздуха на процесс осушки газопроводов" или работу А.А. Иванова "Особенности эксплуатации осушительного оборудования при низких температурах" [13].

					<i>Разработка организационно технических мероприятий по проведению осушки технологической обвязки газоперекачивающего агрегата компрессорной станции</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Самусенко А.С.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>				21	95
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>			<i>Обзор литературы</i>		
					<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		

Учебное пособие "Теория и практика осушки полости газопроводов после испытаний", написанное В. Г. Дубинским, Б.Л Житомирским и другими авторами, представляет собой исчерпывающее руководство по проведению гидравлических испытаний на прочность и последующей осушке газопроводов. Пособие содержит подробное описание научных основ и методов, которые позволяют осуществлять заполнение газопроводов природным газом, а также проводить деформационные и газодинамические процессы, сопровождающие испытания на прочность. Все материалы являются важной информацией для специалистов, работающих в области газоснабжения и эксплуатации газопроводов [12].

Таким образом, литературный обзор по изучаемой теме позволяет ознакомиться с основными принципами работы осушительного оборудования, методами осушки газопроводов, а также с современными технологиями и математическими моделями, применяемыми для оптимизации процесса осушки.

### **1.1 Характеристика газопровода «Сила Сибири»**

Газопровод «Сила Сибири» – это крупнейший газопровод протяженностью более 3000 км от Иркутской области до Китая. Проект был запущен в эксплуатацию в декабре 2019 года и предназначен для транспортировки природного газа из Восточной Сибири в Китайскую Народную Республику. Общая мощность газопровода составляет 61 миллиард кубометров газа в год, а рабочее давление – 9,81 МПа. Газопровод «Сила Сибири» является стратегическим проектом для России и Китая, который обеспечивает энергетическую безопасность и способствует развитию экономических отношений между двумя странами [14].

### **1.2 Физико-географическая характеристика района**

Свободненский район расположен в юго-восточной части Амурской области, на берегу рек Зея и Амур, на границе с Хабаровским краем и северо-восточной провинцией Китая, Хэйлунцзян. Район относится к Зейскому плоскогорью,

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

которое представляет собой высокогорную платформу средней высотой 500-700 метров (рис.1) [15].

Климат района умеренно-континентальный, с холодной зимой и теплым летом. Средняя температура в январе составляет минус 20, а минимальная – минус 56 градусов. Средняя температура июля – 20 градусов цельсия, максимальная – плюс 42 градуса. Количество осадков в год составляет около 600 мм, преимущественно выпадают в виде снега и дождя.

Почва в районе Свободного представлена глинистыми и глинисто-песчаными почвами. В районе много лесов, в основном сосновых, лиственных и березовых пород, а также растительности степного типа.

В районе находятся крупные водохранилища, такие как Зейское и Бурейское, которые используются для генерации гидроэлектроэнергии. Также в районе расположены крупные города и поселки, такие как Свободный, Белогорск, Зея, Шимановск и др.

Рисунок 1 – Карта газопровода «Сила Сибири»

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2 Характеристика объекта

### 2.1 Общие сведения

Рассматриваемая в работе компрессорная станция КС-7а «Зейская» («Атаманская») была введена в эксплуатацию в 2019 году и предназначена для очистки, компримирования и транспортировки газа по магистральному газопроводу «Сила Сибири» [17].

Проектное рабочее давление самой мощной компрессорной станции газопровода – 11,86 МПа. КС расположена на 15,06 км участка «Белогорск – Благовещенск» магистрального газопровода «Сила Сибири» между Амурским газоперерабатывающим заводом и площадкой газоизмерительной станции. Проектная производительность КС – 120 млн.  $\text{нм}^3/\text{сут}$ . Режим работы КС – непрерывный в течение года с периодическими остановами (в летнее время) на срок не менее 48 часов.



Рисунок 2 – Компрессорная станция КС-7а «Зейская»

					<i>Разработка организационно технических мероприятий по проведению осушки технологической обвязки газоперекачивающего агрегата компрессорной станции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Самусенко А.С.</i>			<i>Характеристика объекта</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					24	95
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		

На рисунке 3 и 4 представлено строительство второй очереди агрегатов на компрессорной станции КС-7а «Зейская».

Рисунок 3 – Строительство второй очереди КС-7а «Зейская»

Рисунок 4 – ГПА ст. № 22

					<i>Характеристика объекта</i>	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 2.2 Состав компрессорной станции

В состав компрессорной станции КС-7а «Зейская» входят основные системы [16]:

- узел подключения КС;
- узел очистки газа (блоки фильтров-сепараторов – 6 шт.);
- агрегаты газоперекачивающие ГПА-16У в блочно-контейнерном укрытии (2 шт.);
- агрегаты газоперекачивающие ГПА-32 «Ладога» в индивидуальном укрытии ангарного типа (3 шт.);
- установки охлаждения газа (6 шт.);

В состав КС входят вспомогательные системы:

- площадка подготовки буферного газа с дожимной компрессорной установкой буферного газа БКС;
- площадка азотной установки с азотной станцией МВА-99-5-2,5-СКРК и мобильная азотная установка 98-10-1,0-ДМ;
- система электроснабжения и теплоснабжения;
- система производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения;
- система газового пожаротушения и молниезащиты;
- система ЭХЗ объектов КС и системы связи.

## 2.3 Узел подключения КС и компрессорный цех

Поток природного газа из магистрального газопровода по трубопроводу Ду1400 через предохранительный узел поступает на узел подключения КС. Предохранительный узел предназначен для защиты магистрального газопровода до КС с расчетным давлением 9,81 МПа от превышения давления нагнетания КС, равного 11,86 МПа (приложение А).

					Характеристика объекта	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Состав предохранительного узла:

- блок клапанов предохранительных на давление срабатывания, равное давлению нагнетания предыдущей КС;
- кран шаровой с дистанционным управлением на рабочее давление, равное давлению КС;
- клапан обратный на рабочее давление, равное давлению нагнетания КС;
- кран шаровой с дистанционным управлением на рабочее давление, равное давлению КС.

Узел подключения КС предназначен для включения КС в магистральный газопровод «Сила Сибири». В состав узла входят:

- входной шлейф Ду1400;
- выходной шлейф Ду1400;
- перемычка между входным и выходным шлейфами.

Трубопровод подачи технологического газа от выходного патрубка центробежного компрессора ГПА к АВО и далее от АВО к нагнетательному коллектору КЦ включает в себя:

- люк-лаз;
- свечной трубопровод для продувки и сброса технологического газа с контура ЦБК;
- выходной полнопроходной отсечной кран (кран № 2);
- байпас крана № 2 с электрическим приводом;

					Характеристика объекта	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- группу параллельно установленных АВО;
- обратный клапан с осевым направлением движения затвора.

## 2.4 Газоперекачивающий агрегат ГПА-32 «Ладога»

Газоперекачивающий агрегат ГПА-32-07 «Ладога» представляет собой технологическую установку ангарного типа, предназначенную для сжатия и транспортирования природного газа.

					<i>Характеристика объекта</i>	<i>Лист</i>
						28
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Данная компрессорная установка производится в России и широко используется в газовой отрасли. «Ладога» имеет мощность 32 МВт и способна перекачивать до 30 млн. м<sup>3</sup>/сут природного газа, со степенью сжатия 1,9. Эксплуатация ГПА допускается при температуре окружающей среды от плюс 45 до минус 60 градусов цельсия в холодных микроклиматических районах согласно ГОСТ 16350-80. Агрегат отличается высокой эффективностью и надежностью в работе, имеет автоматическую систему управления и занимает важное место в обеспечении энергетической безопасности страны (рис.5) [18].



Рисунок 5 – Газоперекачивающий агрегат ГПА-32 «Ладога»

Основным компонентом «Ладоги» является центробежный компрессор, приводящийся в движение газотурбинной установкой. В качестве привода используется ГТУ, в которую входит газовая турбина MS5002E. Для создания избыточного давления под кожухом ГТУ, а также для отведения тепла от двигателя используется система охлаждения турбоблока, которая осуществляет продувку подкожухного пространства [18].

К работе с ГПА допускается персонал, прошедший специальную подготовку, изучивший устройство агрегата и освоивший правила его эксплуатации и технического обслуживания.

Основные составные части ГПА-32 «Ладога» представлены в таблице 1.

					Характеристика объекта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Таблица 1 – Перечень основных составных частей ГПА

Наименование	Обозначение
Газовая турбина	MS5002E
Компрессор центробежный	
Трансмиссия	
Устройство воздухозаборное	
Трубопровод ПОС	
Выхлопная система ГТУ	
Система охлаждения КШТ ГТУ	
Трубопровод сброса воздуха	
Блок САУ	
Маслопровод	
Система подачи воздуха в отсек вспомогательного оборудования	

В ангаре поз.3, блоке САУ поз.4 и блоке электротехническом поз.10 (рис.6) организованы рабочие пространства для работы обслуживающего персонала при проведении профилактических и регламентных работ с агрегатами и аппаратурой. Блоком САУ производится автоматическое управление, регулирование и контроль параметров ГПА. Задание режимов работы и контроль состояния агрегата осуществляется с главного щита управления сменным инженером [18].

Рисунок 6 – ГПА-32 «Ладога» вид спереди

					<i>Характеристика объекта</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

Отработавшие газы от силовой турбины ГТУ сбрасываются в атмосферу через систему выхлопа ГПА 1 (рис.6).

Очистку, формирование потока и шумоподавление воздушного потока производит воздухозаборная система поз.2 (рис.6). Дополнительная очистка топливного газа производится фильтрами системы поз.12 (рис.7), которые размещаются внутри ангара.

#### Рисунок 7 – ГПА-32 «Ладога» вид сверху

В ангаре размещаются (рис.7): система охлаждения турбоблока 10, система барьерного и приборного газов 24, ГТУ 16 с системой маслообеспечения 17, система подачи ТГ 12, отсек маслоочистителя 7, отсек пожаротушения 22. Система пожаротушения 8 используется для обнаружения, сигнализации, оповещения и тушения пожаров.

Система контроля газовой магистрали 23 установлена для измерения давления, перепада давлений и температуры в трубопроводах подвода транспортируемого газа к компрессору и отвода транспортируемого газа от компрессора. Для герметизация подшипниковых узлов на концах вала компрессора устанавливаются комплекты сухих газодинамических уплотнений (СГУ) 1 (рис.6).

					Характеристика объекта	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Система приточной вентиляции 11 предназначена для обеспечения нормального микроклимата в блоках агрегата.

### 2.4.1 Описание работы агрегата ГПА-32 «Ладога»

ОК газовой турбины раскручивает и приводит в работу электростартер агрегата. Далее при вращении ОК происходит забор и очистка атмосферного воздуха через ВОУ, после которой воздух поступает в газовую турбину. После попадания в турбину воздух сжимается в ОК и подается в камеру сгорания.

В камеру сгорания также поступает ТГ, и происходит воспламенение газозвоздушной смеси от запального устройства. Продукты сгорания имеют высокую температуру и давление на выходе из камеры, а также обладают большой потенциальной энергией. Они поступают на лопатки турбины ВД и затем на лопатки СТ ГТУ, где потенциальная энергия преобразуется в механическую работу на валу СТ, где передается через трансмиссию на вал компрессора.

Рабочий процесс сжатия транспортируемого газа протекает в проточной части компрессора, в который газ попадает из технологического трубопровода КС. В компрессоре происходит передача механической энергии привода природному газу, при котором и происходит увеличение давления газа, то есть компримирование или сжатие.

После компримирования природный газ снова поступает в технологическую обвязку КС, а отработавшие газы от СТ сбрасываются в атмосферу через систему выхлопа [18].

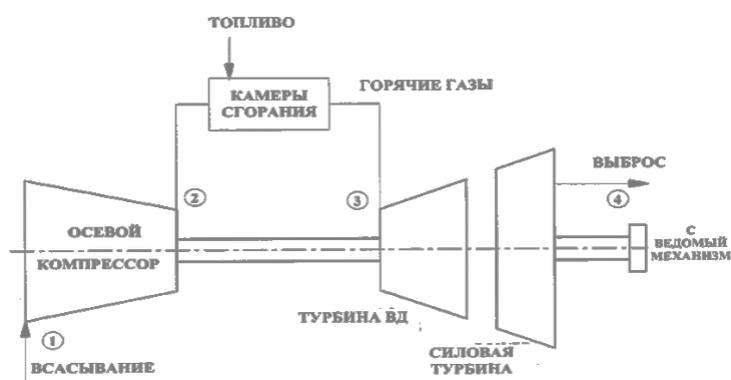


Рисунок 8 – Принципиальная схема ГТУ

### 3 Организация и технология производства работ по проведению осушки сухим сжатым воздухом

#### 3.1 Порядок проведения испытаний гидравлическим способом

В соответствии с проектами технологические трубопроводы компрессорных станций «Силы Сибири» после укладки и засыпки или крепления на опорах (на проектных отметках) должны быть испытаны на прочность гидравлическим способом, давлением в течение 24 часов и проверен на герметичность давлением 11,86 МПа продолжительность проверки должна быть достаточной для осмотра технологических трубопроводов и оборудования, и составлять не менее 12 часов.

Рисунок 9 – Зависимость давления от времени при проведении гидроиспытаний

Гидроиспытания проводят при полностью закрытой запорно-регулирующей арматуре и в строгой последовательности. В первую очередь проводится промывка и заполнение испытываемого участка трубопровода водой. Далее производят подъем давления до величины 2 МПа (участок 1), после которого осуществляется осмотр трубопровода (участок 2) (рис.9). Затем давление поднимают до величины 14,83 МПа (участок 3) и проводят непосредственно испытания на прочность в течение 24 часов (участок 4). После сбрасывают давление до величины выдержки на герметичность до 11,86 МПа (участок 5) [21].

					<i>Разработка организационно технических мероприятий по проведению осушки технологической обвязки газоперекачивающего агрегата компрессорной станции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Самусенко А.С.</i>			<i>Организация и технология производства работ по проведению осушки сухим сжатым воздухом</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					33	95
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		

Проверка на герметичность производится в течение времени не менее 12 часов (участок 6). В конце производится осмотр трубопровода, сброс давления до атмосферного и вытеснение воды (участок 7).

### 3.2 Предварительные работы по проведению осушки

До начала проведения осушительных работ, согласно специальной рабочей инструкции должен быть подготовлен пакет документов и выполнены следующие работы:

- Завершен весь комплекс работ по новому строительству объекта осушки и азотирования;
- Произведена очистка полости;
- Выполнены испытания на прочность и проверка на герметичность;
- Удалена вода и загрязнения из полости осушаемого трубопровода.

Готовность участка газопровода определяется по следующим критериям:

- Отсутствие объемных скоплений остаточной воды в полостях оборудования и трубопроводов, за исключением остаточной распределенной на внутренних поверхностях в виде пленки жидкости;
- Отсутствие грязевых отложений и шлама в полости подготовленного к осушке трубопровода;
- Отсутствие механических примесей и ржавчины [5].

### 3.3 Этапы и последовательность проведения работ

Осушку и заполнение азотом производят с целью исключения гидратообразования и сохранения качества транспортируемого газа.

Осушка полости газопровода производится сухим сжатым воздухом, подаваемым в трубопровод от установки осушки, как правило, при температуре наружного воздуха не ниже 0°C. При проведении осушки при более низких температурах, необходимо обеспечить временные укрытия для обогрева открытых частей.

					Организация и технология производства работ по проведению осушки сухим сжатым воздухом	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Осушка полости газопроводов выполняется в 3 этапа:

- 1) Первым этапом производят удаление остатков воды продувкой сухим сжатым воздухом, который аккумулируется в ресивере. Для создания давления воздуха в ресивере используют установку осушки с давлением воздуха на выходе до 1,0 МПа. Продувку проводят до достижения визуально чистой и однородной струи воздуха без выноса капельной жидкости на выходе из штатных дренажных устройств газопроводов и оборудования, дренажных устройств ТПА, свечных трубопроводов. После открытия кранов остатки воды удаляются через штатные дренажные устройства, продувочные свечи и свободное сечение газопроводов.
- 2) На втором этапе проводят визуальный осмотр трубопроводов и технологического оборудования. В случае обнаружения объемных скоплений воды, грязевых отложений, грата, шлама и невозможности их удаления продувкой сжатым воздухом, организация, ответственная за вытеснение воды и очистку полости от загрязнений после гидроиспытаний, производит их удаление до достижения критериев (отсутствие объемных скоплений остаточной воды в полостях оборудования и трубопроводов после гидроиспытаний, за исключением остаточной распределенной на внутренних поверхностях в виде пленки жидкости, составляющей не более 0,05 % от объёма полости технологических трубопроводов и оборудования площадочных объектов).
- 3) На третьем этапе производят удаление влаги в паровой фазе путем продувки трубопроводов сухим воздухом через штатные дренажные устройства трубопроводов, дренажные устройства ТПА и оборудования, свечные линии обвязки, свободное сечение газопровода с одновременным измерением влагосодержания среды на выходе (избыточное давление сухого воздуха перед продувкой до 0,08 МПа). Осушку проводят до достижения нормативного значения ТТР<sub>в</sub> [5].

					Организация и технология производства работ по проведению осушки сухим сжатым воздухом	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

После достижения нормативного значения  $TTR_B$  во всех контрольных точках объекта (рисунок 10), определенных специальной рабочей инструкцией по осушке, продувку прекращают и выполняют выдержку в течение 24 часов.

По истечении 24 часов запускают установку осушки и повторно измеряют  $TTR_B$  во всех контрольных точках. В случае необходимости, производят досушку трубопровода до достижения необходимой величины  $TTR_B$  в соответствии с СТО Газпром [7].

В процессе производства работ необходимо измерять и заносить в Журнал регистрации технологических параметров в процессе выполнения осушки продувкой сухим воздухом следующие данные:

- $TTR_B$  на входе в участок, °С;
- $TTR_B$  на выходе участка, °С;
- Температура атмосферного воздуха, °С;
- Давление в начале участка, МПа;
- Относительная влажность (%) на входе и выходе из осушаемого трубопровода.

Рисунок 10 – Схема контрольных точек объекта

					Организация и технология производства работ по проведению осушки сухим сжатым воздухом	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

### 3.3.1 Осушка трубопроводов КС

Для создания давления воздуха в ресиверах используют адсорбционную установку осушки с давлением воздуха на выходе до 1,0 МПа. Продувку проводят до достижения визуально чистой и однородной струи воздуха (без выноса капельной жидкости, механических примесей и ржавчины) на выходе из штатных дренажных устройств газопроводов и оборудования, дренажных устройств ТПА, открытых люков-лазов и свечных трубопроводов [20].

После открытия кранов остатки воды удаляются через штатные дренажные устройства, свечи всасывающего и нагнетательных коллекторов ГПА, открытые люки-лазы, продувочные свечи (свечи кранов № 5, секций АВО, пылеуловителей, коллекторов топливного, пускового, импульсного газа), свободное сечение газопроводов.

Удаление влаги в паровой фазе производят путем продувки трубопроводов сухим воздухом через штатные дренажные устройства трубопроводов, дренажные устройства ТПА и оборудования, свечные линии обвязки, свободное сечение газопровода с одновременным измерением влагосодержания среды на выходе (избыточное давление сухого воздуха перед продувкой до 0,08 МПа). Осушку проводят до достижения нормативного значения ( $T_{TPB}$ ) минус 20,5 °С.

После достижения нормативного значения ( $T_{TPB}$ ) минус 20,5 °С во всех контрольных точках газопровода (рис.10) продувку прекращают с целью выдержки в течение 24 часов. По истечении 24 часов запускают установку осушки и повторно измеряют  $T_{TPB}$  в контрольных точках. В случае необходимости производят доосушку газопровода до достижения необходимой величины  $T_{TPB}$  минус 20,5 °С [5].

Типовая зависимость изменения  $T_{TPB}$  на выходе из газопровода в процессе осушки его полости продувкой сухим воздухом приведена на рисунке 11 [19].

При планировании работ по осушке полости газопровода предпочтительно назначать проведение осушки на период, соответствующий максимальной по сезонам года температуре грунта на глубине заложения газопровода.

					Организация и технология производства работ по проведению осушки сухим сжатым воздухом	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Рисунок 11 – Типовая зависимость ТТР на выходе из газопровода в процессе осушки

После завершения работ по осушке составляется и передается на подписание членам Комиссии акт по форме СТО Газпром [6].

					Организация и технология производства работ по проведению осушки сухим сжатым воздухом	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38



Рассчитаем общее количество воды, слитое из участка обвязки длиной  $m$ , Ду мм через дренажный кран диаметром мм.

Скорость потока воды через отверстие:

$$Q = (\pi \cdot r^2) \cdot v, \quad (4.2)$$

где  $r$  – диаметр отверстия;

$v$  – скорость истечения жидкости из малого отверстия, рассчитываемая по формуле Торричелли:

$$v = \sqrt{2 \cdot g \cdot h}, \quad (4.3)$$

где  $h$  – средний уровень жидкости.

Принимаем  $h$  равной половине внутреннего диаметра трубы:

$$d = D - 2 \cdot \delta \quad (4.4)$$

$$d = \quad \text{мм};$$

$$v = \quad \text{м/с};$$

$$Q = \quad \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Рассчитаем время, необходимое для истечения объема воды из трубы. Объем воды в трубе равен:

$$V = \pi \cdot \frac{d^2}{4} \cdot l \quad (4.5)$$

$$V = \quad \text{м}^3.$$

Примем, что было удалено 95% воды от общего объема, тогда время, необходимое для удаления влаги из участка трубопровода, рассчитывается во формуле:

$$t = \frac{0,95 \cdot V}{Q} \quad (4.6)$$

$$t = \quad \text{мин.}$$

Таким образом, для удаления 95% воды из рассматриваемого участка необходимо приблизительно 23 минуты.

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 4.2 Расчет параметров осушки сухим сжатым воздухом

Входные данные для расчета параметров осушки представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры осушки

Параметр	Единица измерения	Величина	Диапазон
<b>Давление</b>			
Всасывания установки осушки	бар	$P_{всас}$	0,8 ÷ 1
Нагнетания установки осушки		$P_{наг}$	1,3 ÷ 2,0
Упругость насыщенных паров воды при температуре грунта от 0 до 10°C		$P_{нас}$	0,8 ÷ 1
<b>Производительность (расход) установки осушки (УО)</b>			
Номинальная, при норм. условиях	нм <sup>3</sup> /час	$Q_{ном}$	1000 ÷ 16000
Объемная, при условиях всасывания		$Q_{РТ}$	
<b>Температура</b>			
Воздуха в трубопроводе	°C	$t_{тр}$	0 ÷ 40
Окружающей среды		$t_{гр}$	0 ÷ 30
Всасывания установки осушки		$t_{вх}$	-40 ÷ +40
Нагнетания установки осушки		$t_{вых}$	≤ +40
<b>Геометрические размеры участка трубопровода</b>			
Наружный диаметр	мм	$D$	100 ÷ 1420
Толщина стенки		$\delta$	6 ÷ 40
Длина	км	$L$	1 ÷ 100
Разность максимальных высотных отметок профиля трассы	м	$\Delta Z$	0 ÷ 150
<b>Разовый набор данных</b>			
Барометрическое (атмосферное) давление	бар	$P_0$	1,033
Количество установок осушки	шт.	$N$	1 ÷ 2
Плотность воздуха в норм. условиях	кг/м <sup>3</sup>	$\rho_0$	1,293
Плотность воды	кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{воды}$	1000

В таблице 4 представлены начальные параметры для осушки обвязки ГПА.

Таблица 4 – Начальные параметры

Участок	Длина $L$ , м	Диаметр $D \times \delta$ , мм	Объем $V_{geom}$ , м <sup>3</sup>
1.			
2.			
3.			
4.			
5.			
6.			
7.			
8.			

Количество влаги в трубопроводе в виде пленки после слива основного объема воды:

(4.7)

где  $L$  – протяженность участка трубопровода;

$m_{ж}$  – количество воды на погонном метре трубопровода после слива основного объема воды определяется по рисунку 12 [20].

Рисунок 12 – Зависимость количества воды, содержащейся в пленке воды на 1 погонном метре, от диаметра трубопровода

Количество влаги в трубопроводе в паровой фазе:

(4.8)

где  $d$  – влагосодержание воздуха;

$m_{возд}$  – масса воздуха в трубопроводе.

Влагосодержание воздуха определяется по формуле:

(4.9)

где  $P_{нас}$  – давление упругости водяного пара (по таблице 5);

					Расчетная часть	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$P$  – давление в полости осушаемого трубопровода.

Таблица 5 – Соотношение различных единиц влажности [12]

$t, ^\circ\text{C}$	Давление упругости водяного пара над водой (льдом), <i>мм рт.ст.</i>	Влагосодержание, $\text{г}/\text{м}^3$
-20	0,94	1,05
-18	1,11	1,24
-16	1,315	1,469
-14	1,551	1,733
-12	1,826	2,04
-10	2,143	2,39
-8	2,509	2,803
-6	2,928	3,27
-4	3,404	3,803
-2	3,952	4,416
0	4,579	5,116
2	5,294	5,915
4	6,101	6,817
6	7,013	7,836
8	8,045	8,989
10	9,209	10,289
12	10,518	11,752
14	11,987	13,393
16	13,634	15,234
18	15,477	17,293
20	17,533	19,59

Масса воздуха в трубопроводе рассчитывается по формуле:

(4.10)

где  $T$  – температура воздуха в полости осушаемого трубопровода в Кельвинах.

В качестве примера представлен расчет для 1 участка (входной коллектор – ГПА). Количество влаги в виде пленки:

Масса воздуха в трубопроводе:

Влагосодержание воздуха:

Количество влаги в паровой фазе:

Результаты расчетов для остальных участков представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчетов для участков обвязки

Участок	Масса пленки $m_{пл}, кг$	Масса воздуха $m_{возд}, кг$	Влагосодержание $d, г/кг$	Масса пара $m_{пара}, кг$
1.	32,86	94,91	7,643	0,725
2.	25,11	72,55	7,643	0,554
3.	154,2	16,34	7,643	0,126
4.	10,84	15,52	7,643	0,119
5.	18,45	53,29	7,643	0,407
6.	4,23	10,49	7,643	0,080
7.	6,88	17,05	7,643	0,130
8.	3,3	0,29	7,643	0,002

Общее время осушки рассчитывается по формуле [19]:

$$\tau = \tau_1 + \tau_2 + \tau_3 + \tau_4 + \tau_5, \quad (4.11)$$

где  $\tau_1$  – время заполнения осушаемого участка трубопровода «сухим воздухом»;

$\tau_2$  – время осушки трубопровода с момента включения УО и до момента начала снижения ТТР более, чем на 2°С (класс точности гигрометра);

$\tau_3$  – время осушки трубопровода, за которое произошло снижение ТТР до требуемого нормативного значения;

$\tau_4$  – время выдержки осушенного трубопровода в течение суток;

$\tau_5$  – время доосушки трубопровода до достижения требуемого нормативного значения ТТР.

Время заполнения осушаемого участка трубопровода «сухим воздухом» определяется по формуле:

$$(4.12)$$

где  $Q$  – общая производительность УО.

					Расчетная часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Время осушки трубопровода с момента его заполнения сухим воздухом и до момента начала снижения ТТР более, чем на 2°С от начального значения ТТР, соответствующего температуре грунта определяется по формуле:

$$(4.13)$$

где  $N$  – количество применяемых УО;

$d_{oc}$  – влагосодержание осушенного воздуха на выходе УО (равное 0,01 г/кг).

При этом количество влаги, вынесенное из полости осушаемого трубопровода за время  $\tau_2$ , определяют по формуле:

$$(4.14)$$

где  $T_2$  – средняя температура воздуха в полости осушаемого трубопровода за период времени  $\tau_2$ .

Для проведения осушки «сухим сжатым» воздухом было выбрано следующее оборудование, представленное в таблице 7.

Таблица 7 – Технические характеристика оборудования

Показатель	Atlas Copco XRXS 567	CD-850	MBA-98-10-1,0-DM
Производительность, м <sup>3</sup> /мин			
Давление нагнетания, МПа			

В качестве Установки Осушки принимаем компрессор *Atlas Copco XRXS 567* с производительностью м<sup>3</sup>/мин, на практике фактическая производительность компрессора ниже заявленной примерно на 30%. Таким образом производительность УО равна м<sup>3</sup>/час.

Тогда время  $\tau_1$  для первого участка, рассчитываемое по формуле (4.12), равно:

Время с начала заполнения сухим воздухом и до момента начала снижения ТТР по формуле (4.13):

Количество влаги, вынесенное из полости осушаемого трубопровода за время  $\tau_2$ :

Результаты расчетов времени  $\tau_1$  и  $\tau_2$  для остальных участков обвязки представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчетов времени  $\tau_1$  и  $\tau_2$

Участок	Время заполнения $\tau_1$ , ч	Время снижения ТТР $\tau_2$ , ч	Количество влаги $m_2$ , кг
1.	0,055	5,71	0,11
2.	0,042	4,29	0,07
3.	0,010	1,10	0,02
4.	0,009	1,11	0,02
5.	0,031	3,16	0,06
6.	0,006	0,72	0,01
7.	0,011	1,09	0,02
8.	0,001	0,09	0,01
<b>Итоговое время:</b>	<b><math>\tau_1 = 0,165</math></b>	<b><math>\tau_2 = 17,27</math></b>	<b><math>(\tau_1 + \tau_2) = 17,5</math></b>

Время осушки трубопровода, за которое произошло снижение ТТР до требуемого нормативного значения, делится на  $n$  интервалов времени ( $\tau_3^i$ , ч), соответствующих градиенту ТТР на выходе трубопровода, равному  $1^\circ\text{C}$ :

$$(4.15)$$

Согласно эмпирическим данным, снижение ТТР на  $2^\circ\text{C}$  в среднем происходит за 4 часа.

При этом количество влаги, вынесенное из полости осушаемого трубопровода за первый интервал  $\tau_3^1$ , определяется по формуле:

$$(4.16)$$

где  $d_3$  – влагосодержание воздуха в начале интервала времени  $\tau_3^1$ ;

$d_3^1$  – влагосодержание воздуха в конце интервала времени  $\tau_3^1$ .

При дальнейшем снижении ТТР воздуха в процессе осушки количество влаги, вынесенное воздухом за очередной интервал, определяется по формуле:

$$(4.17)$$

где  $d_3^i, d_3^{i+1}$ - соседние значения влагосодержания воздуха, соответствующие изменению ТТР на 1°С.

Количество интервалов  $\tau_3^i$ , необходимое для достижения на выходе осушаемого трубопровода требуемого нормативного значения ТТР, определяется из условия:

$$(4.18)$$

где  $d_{\text{норм}}$  – влагосодержание воздуха, соответствующее нормативному значению ТТР (0,44 г/м<sup>3</sup>).

Количество интервалов  $\tau_3^i$ , необходимое для достижения на выходе осушаемого трубопровода требуемого нормативного значения ТТР на 1 участке. Согласно инструкции для повышения эффективности процесса осушки необходимо снизить производительность установки осушки до минимума, таким образом уменьшаем производительность компрессора в 2 раза:

Время снижения ТТР на 1°С на 1 участке.

Для остальных участков результаты расчетов количества влаги, необходимой для удаления после первых этапов осушки, и времени удаления этой влаги представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчетов

<i>Участок</i>	<i>Количество влаги <math>m_3</math>, кг</i>	<i>Время осушки <math>\tau_3</math>, ч</i>
1.	32,7	9,2
2.	25,0	7,2
3.	154,1	43,7
4.	10,8	3,2
5.	18,4	5,4
6.	4,2	1,4
7.	6,9	2,2
8.	3,2	1,0
<i>Итоговое время <math>\tau_3</math>:</i>		<i>73,3</i>

После достижения нормативного значения ( $TTR_B$ ) минус  $20,5^{\circ}C$  во всех контрольных точках газопровода продувку прекращают с целью выдержки в течение 24 часов. По истечении 24 часов запускают установку осушки и повторно измеряют  $TTR_B$  в контрольных точках. В случае необходимости производят доосушку трубопровода до достижения необходимой величины  $TTR_B$  минус  $20,5^{\circ}C$

Время выдержки осушаемого трубопровода  $\tau_4$ :

$$\tau_4 = 24 \text{ часа} \quad (4.19)$$

Время доосушки трубопровода до достижения требуемого нормативного значения  $TTR$  определяется по формуле:

$$(4.20)$$

где  $v_{cp}$  – среднее значение линейной скорости воздуха;

$P_{нас\ норм}$  – давление упругости водяного пара, соответствующее нормативному значению  $TTR$ ;

$m_{воды}$  – количество влаги, оставшейся в трубопроводе после суточной выдержки;

$A$  – коэффициент, зависящий от диаметра осушаемого трубопровода (определяется по таблице 10) [19].

Таблица 10 – Значение коэффициента  $A$

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Среднее значение линейной скорости воздуха определяется по формуле:  
(4.21)

где  $T_{oc}$  – температуре осушенного в УО воздуха (равное  $+40^{\circ}\text{C}$ ).

Количество влаги, оставшейся в трубопроводе после суточной выдержки, определяют путем запуска УО и замера в конце осушаемого трубопровода стабилизировавшихся значений ТТР с целью фиксации скорости прироста  $\Delta\text{ТТР}$  за период суточной выдержки [12]:

(4.22)

где  $\text{ТТР}_{\text{факт}}$  – значение ТТР, замеренное в конце осушаемого трубопровода по окончании суточной выдержки;

$\text{ТТР}_{\text{норм}}$  – требуемое нормативное значение ТТР.

Количество воды (кг), находящейся на 1 км трубопровода и, соответственно, количество влаги, находящейся в полости осушаемого трубопровода после суточной выдержки, определяется по номограмме (рисунок 13).

Рисунок 13 – Зависимость количества остаточной влаги в трубопроводе от скорости изменения ТТР в течение времени выдержки трубопровода после остановки УО

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Среднее значение линейной скорости воздуха на 1 участке:

Время доосушки трубопровода до достижения требуемого нормативного значения ТТР на 1 участке:

Остальные результаты для участков обвязки представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчетов

<i>Участок</i>	<i>Линейная скорость <math>v_{ср}</math>, м/с</i>	<i>Время доосушки <math>\tau_5</math>, ч</i>
1.	0,3	0,15
2.	0,3	0,11
3.	50,4	0,02
4.	1,5	0,03
5.	0,3	0,08
6.	0,5	0,02
7.	0,5	0,03
8.	24,1	0,001
<i>Итоговое время <math>\tau_5</math>:</i>		<i>0,52</i>

По результатам расчета параметров осушки трубопровода «сухим воздухом» построим график снижения ТТР (рис.14) и график работы УО (рис.15):

Рисунок 14 – График снижения ТТР в полости осушаемого трубопровода

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Рисунок 15 – Изменение производительности УО во времени

### 4.3 Заполнение азотом полости трубопровода

Согласно требованиям СТО Газпром [7], перед заполнением трубопровода природным газом необходимо предотвратить образование взрывоопасной газозвушной смеси и провести консервацию трубопровода до подачи газа. Для этого участок газопровода после проведения осушки «сухим сжатым» воздухом необходимо заполнить азотом (инертным газом) с концентрацией не менее 98%, с ТТР минус 20,0°С (20,5°С с учетом погрешности прибора  $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ ) до избыточного давления 0,02 МПа.

Замещение воздуха азотом осуществляется путём закачки в трубопровод объёма азота с концентрацией не менее 98 %, равного объёму воздуха в трубопроводе. В результате этой процедуры концентрация азота в участке трубопровода увеличивается. После закачки объёма чистого азота осуществляется продувка путём выпуска полученной смеси в атмосферу [5].

Заполнение азотом полости трубопроводов производится в два этапа:

- 1) Вытеснение воздуха азотом из трубопроводов КС, при котором ведется контроль остаточной концентрации кислорода в полости газопроводов;
- 2) Герметизация газопровода и закачка азота до давления 0,02 МПа.

					Расчетная часть	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Когда ТТР по показаниям приборов в контрольных точках составит минус 20,5°С и концентрация азота составит не менее 98%, заполнение этап заполнения азотом считается завершенным. Далее необходимо закрыть все дренажи и создать давление 0,02 МПа. Контроль процесса заполнения азотом ведется Подрядчиком и представителем строительного контроля.

Азотирование производится с помощью мобильной азотной установки (рисунок 16).

Рисунок 16 – Мобильная азотная установка КС-7а «Зейская»

### **Вывод по разделу**

В ходе проведения расчетов осушки обвязки ГПА-32 «Ладога» «сухим сжатым» воздухом была получена математическая модель, которая позволила спрогнозировать время проведения работ при заданных параметрах окружающей среды, внутренней полости газопровода и выбранного оборудования.

Согласно расчетным данным, общее время осушки «сухим сжатым» воз-

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

духом составило 90,8 часов, без учета 24-часовой выдержки и доосушки (в случае необходимости). С тем условием, что данная математическая модель не учитывает такие факторы, как дневные колебания температуры, влажности и давления, несовершенство оборудования осушки и человеческий фактор, введем поправочный коэффициент 1,2. Тогда время, достаточное для удаления влаги из трубопроводной обвязки после гидроиспытаний, составит 109 часов.

Полученная математическая модель позволяет спланировать остальные этапы проведения работ перед вводом компрессорных станций в эксплуатацию, определить время достаточное для качественного удаления остаточной влаги.

Специальные рабочие инструкции по проведению осушки и заполнению азотом технологических трубопроводов и оборудования КС, рекомендуют рассчитывать необходимое время для вытеснения воздуха по формуле (4.23). И если в течении времени  $t_{\text{контр}}$  значение ТТР на выходе из осушаемого участка газопровода не превысило нормированного значения, то продувку прекращают и осушку трубопровода считают завершенной.

(4.23)

где  $D$  – внутренний диаметр осушаемого участка газопровода;

$L$  – длина осушаемого участка газопровода;

$Q$  – производительность компрессорной установки осушки.

Выполнив расчет по формуле (4.23) общее достаточное время для проведения осушки обвязки ГПА составит не более 10 минут. На основе эмпирических данных общее время осушки может составлять от 4 до 6 дней. Таким образом, формула, приведенная в инструкции, не позволяет объективно оценить время необходимое для полного удаления остаточной влаги из обвязки КС.

## 5 Организационно технические мероприятия по повышению эффективности проведения осушки обвязки ГПА

В данной главе выпускной квалификационной работы будут предложены рекомендации по повышению эффективности проведения работ осушки «сухим сжатым» воздухом технологической обвязки газоперекачивающего агрегата ГПА-32 «Ладога» на компрессорной станции КС-7а «Зейская».

Рисунок 17 – Технологическая схема обвязки ГПА-32 «Ладога»

					<i>Разработка организационно технических мероприятий по проведению осушки технологической обвязки газоперекачивающего агрегата компрессорной станции</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>					
<i>Разраб.</i>		<i>Самусенко А.С.</i>			<i>Организационно технические мероприятия по повышению эффективности проведения осушки обвязки ГПА</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					54	95	
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		

Для сокращения время на осушку трубопровода необходимо качественнее проводить предварительное удаление влаги из полости газопровода после гидроиспытаний, и для оценки качества проведения данного этапа работ воспользоваться формулой (4.1) главы 4.

Предложено использование следующего комплекта оборудования:

- Адсорбционный осушитель сжатого воздуха Atlas Copco CD-850;
- Дизельный компрессор Atlas Copco XRXS 567;
- Мобильная азотная установка МВА-98-10-1,0-ДМ.

На втором этапе осушки «сухим сжатым» воздухом (временной интервал  $\tau_3$ ) следует снизить производительность установки до минимума, так как сохранение максимальной производительности может привести к форсированному снижению ТТР на выходе газопровода, что не будет свидетельствовать об окончании осушки.

Измерения ТТР следует выполнять во всех «тупиковых точках» обвязки ГПА.

Для прогнозирования времени достаточного для удаления остаточной влаги из обвязки агрегата необходимо воспользоваться формулами, представленными в главе 4.2 данной ВКР.

Установку осушки подключить к байпасу крана № 1-1.

Мероприятия по удалению остаточной влаги из обвязки газоперекачивающего агрегата рекомендуется проводить при положительной температуре окружающей среды. Данный фактор стоит учитывать при планировании работ по проведению гидроиспытаний и осушке полости газопроводов. В противном случае будет необходимо обеспечить укрытие и обогрев всех открытых элементов газопровода с момента начала производства осушительных работ до сдачи комиссии результатов работ.

Приведенные выше рекомендации организаций работ по проведению осушки «сухим сжатым» воздухом технологической обвязки ГПА позволят спланировать и сократить время, уменьшить затраты на производство работ и повысить эффективность удаления остаточной влаги.

					<i>Организационно технические мероприятия по повышению эффективности проведения осушки обвязки ГПА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

## 6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе будет рассмотрен важный аспект производственного процесса – финансовый менеджмент и ресурсосбережение при использовании сухого сжатого воздуха для осушки обвязки газоперекачивающего агрегата на компрессорной станции после проведения гидроиспытаний. Этот метод позволяет существенно сократить время высыхания обвязки и повысить эффективность работы, что в свою очередь может существенно сэкономить ресурсы и снизить затраты на производство. Далее будут рассмотрены основные преимущества данного метода и способы его реализации.

Для продувки трубопроводной обвязки газоперекачивающего агрегата используются установки осушки, которые позволяют получить сухой сжатый воздух с уровнем влажности не более 0,003 г/м<sup>3</sup>. Этот метод осушки позволяет избежать проблем с коррозией и образованием ржавчины на поверхности трубопроводов, что может привести к серьезным последствиям и значительным затратам на ремонт и замену оборудования.

### 6.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Сегментирование представлено в таблице 12.

Продукт: установка осушки.

Целевой рынок: предприятия газотранспортной отрасли.

					<i>Разработка организационно технических мероприятий по проведению осушки технологической обвязки газоперекачивающего агрегата компрессорной станции</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Самусенко А.С.</i>			<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					56	95
<i>Консульт.</i>		<i>Рыжакина Т.Г.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>						

Таблица 12 – Сегментирование рынка услуг по подбору установок осушки

Размер компании	Отрасль	
	Производители УО	Потребители УО
Крупные		
Средние		
Мелкие		

- Atlas Сорсо
- КЗ «Борец»
- ООО «Газпром трансгаз Томск»
- ООО «Газпром трансгаз Самара»
- ООО «Газпром трансгаз Махачкала»

По таблице можно сделать вывод, что основные сегменты рынка – крупные и средние компании. Это означает, что наиболее перспективным сегментом в отраслях газовой промышленности для формирования спроса является группа крупных и средних производителей УО.

## 6.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Анализ конкурентноспособных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для её будущего.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i, \quad (6.1)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки;

$B_i$  – вес показателя (в долях единиц);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентно-способность		
		Б <sub>Ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>Ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Срок службы	0,1	5	3	3	0,5	0,3	0,3
2. Ремонтпригодность	0,13	5	4	5	0,52	0,52	0,52
3. Надежность	0,1	3	4	3	0,3	0,4	0,3
4. Простота ремонта	0,12	4	4	5	0,48	0,48	0,48
5. Удобство в эксплуатации	0,11	3	2	3	0,33	0,22	0,22
6. Уровень шума	0,08	3	2	4	0,24	0,16	0,32
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,08	4	3	2	0,32	0,24	0,16
2. Уровень проникновения на рынок	0,03	5	4	4	0,09	0,15	0,06
3. Цена	0,07	3	3	3	0,21	0,21	0,21
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,4
5. Послепродажное обслуживание	0,02	4	4	4	0,08	0,08	0,08
6. Наличие сертификации	0,06	4	3	5	0,24	0,18	0,24
Итого	1	51	37	43	3,71	3,24	3,29

Б<sub>Ф</sub> – Atlas Copco XRXS 567;

Б<sub>к1</sub> – CD-850;

Б<sub>к2</sub> – MVA-2.5-98-1300- B1AP.

По таблице 13 видно, что наиболее эффективно использовать установку осушки Atlas Copco XRXS 567, так как она является наиболее конкурентоспособным по отношению к другим видам, имеющимся на рынке. Кроме того, Atlas Copco XRXS 567 имеет ряд преимуществ, к которым относятся долгий срок службы установки, а также ремонтпригодность и его простота, что немало важно на рынке.

### 6.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ – это метод, который используется для оценки сильных и слабых сторон, возможностей и угроз, связанных с конкретным бизнесом, проектом или идеей. Аббревиатура SWOT обозначает следующие английские слова: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

SWOT-анализ проводится с целью выявления преимуществ и недостатков бизнеса или проекта, а также определения возможностей для роста и развития, а также потенциальных угроз, которые могут повлиять на успех проекта или бизнеса.

Для проведения SWOT-анализа нужно определить сильные и слабые стороны бизнеса, возможности для роста и развития, а также потенциальные угрозы, такие как конкуренция, изменения в законодательстве, экономические факторы и т.д.

После того, как SWOT-анализ проведен, можно использовать полученную информацию для разработки стратегии, которая позволит использовать сильные стороны бизнеса и возможности для достижения успеха, а также уменьшить влияние слабых сторон и угроз. Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 14.

Таблица 14 – SWOT-анализ

	<p><b>Сильные стороны проекта:</b>                  С1. Высокая энергоэффективность технологий.                  С2. Долгий срок службы.                  С3. Низкий уровень вредных выбросов.                  С4. Полученные теоретические эксплуатационные характеристики.</p>	<p><b>Слабые стороны проекта:</b>                  Сл1. Сложные климатические условия.                  Сл2. Нехватка квалифицированных специалистов.                  Сл3. Отсутствие информации от производителей о возможных проблемах при эксплуатации.</p>
<p><b>Возможности:</b>                  В1. Использование инфраструктуры НИ ТПУ.                  В2. Проведение совместных исследований с потребителями.                  В3. Наличие потребителей.                  В4. Появление и применение нового оборудования</p>	<p>1. Наличие эксплуатационных характеристик в связке с использованием инфраструктуры ТПУ и совместными исследованиями с потребителями позволяет улучшить оборудование.                  2. Применение нового оборудования улучшит эксплуатационные характеристики.</p>	<p>1. Переподготовка специалистов.                  2. Привлечение молодых специалистов, в том числе выпускников ВУЗов.                  3. Сложные климатические условия требуют дополнительных исследований, в том числе финансируемых потенциальными потребителями.</p>
<p><b>Угрозы:</b>                  У1. Возможное появление более совершенных технологий производства.                  У2. Возможное дополнительное сертифицирование производства.                  У3. Рост стоимости импортных комплектующих.</p>	<p>1. Появление более совершенных технологий может помочь текущему проекту снизить число вредных выбросов.                  2. Дополнительное сертифицирование производства может привести к ужесточению требований для эксплуатируемого оборудования и, увеличению срока службы.</p>	<p>1. Рост стоимости Импортных комплектующих может привести к удорожанию проекта.                  2. Отсутствие информации от производителей может помешать исследованию, привести к ошибкам проектирования.</p>

## 6.4 Планирование научно-исследовательских работ

### 6.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ Раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Выбор направления исследований	Руководитель, бакалавр
Выбор направления исследований	2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	3	Подбор и изучение	Бакалавр
	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Поиск необходимых параметров для расчета	Бакалавр
	6	Расчет параметром осушки	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, бакалавр
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, бакалавр

### 6.4.2 Определение трудоемкости работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ож}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5}, \quad (6.2)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, человеко-дни;  
 $t_{min_i}$  – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;

$t_{max_i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (6.3)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность  $i$ -ой работы, раб. дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на  $i$ -ом этапе, чел.

#### 6.4.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (6.4)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -ой работы в календарных днях;

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\frac{\text{ВЫХ}}{\text{пр}}}}, \quad (6.5)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\frac{\text{ВЫХ}}{\text{пр}}}$  – количество выходных и праздничных дней в году;

В 2023 году:  $T_{\text{кал}} = 365$  дней,  $T_{\frac{\text{ВЫХ}}{\text{пр}}} = 118$ . Подставим численные значения в формулу:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48.$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе  $T_{ki}$  округляются до целого числа. Все рассчитанные значения сведены в таблице 16.

Таблица 16 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел.-дн.	$t_{max}$ , чел.-дн.	$t_{ожг}$ , чел.-дн.			
Календарное планирование работ по теме	4	8	5,6	Руководитель и бакалавр	3	4
Постановка цели и задач исследования	4	8	5,6	Руководитель и бакалавр	3	4
Литературный обзор	13	19	15,4	Бакалавр	15	23
Составление и утверждение технического задания	8	13	10	Руководитель	10	15
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	10	15	12	Бакалавр	12	18
Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	18	24	20,4	Бакалавр	20	30

Продолжение таблицы 16

Оценка результатов исследования	6	9	7,2	Руководитель и бакалавр	4	5
Составление пояснительной записки	10	15	12	Руководитель и бакалавр	6	9

На основе таблицы 16 строим план график, представленный в таблице 17.

Таблица 17 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	$T_{ki}$ , кал. дни	Продолжительность выполнения работ			
				Фев.	Март	Апрель	Май
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр	4	■			
2	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр	4	■			
3	Литературный обзор	Бакалавр	23		■		
4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	15		■		
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Бакалавр	18			■	
6	Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	Бакалавр	30				■
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, бакалавр	5				■
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, бакалавр	9				■



- Руководитель



- Бакалавр

## 6.5 Бюджет научно-технического исследования

### 6.5.1 Расчет материальных затрат НИИ

Расчет материальных затрат НИИ включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх\ i}, \quad (6.6)$$

где  $k_M$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

$m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$C_i$  – цена приобретения  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{расх\ i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.).

Результаты расчётов представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, Z <sup>M</sup> , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Программы Microsoft Office	шт.	3	1	5	4500	4500	4500	13500	1500	22500
Бумага для принтера	шт.	500	100	300	1,5	1,5	1,5	750	150	450
Электроэнергия	кВт/ч	250	200	270	4,5	4,5	4,5	1125	900	1215
Итого:								15375	2550	24165

### 6.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 19). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 19 – Расчет затрат на оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З <sup>м</sup> , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Компьютер	шт.	1	1	1	70000	30000	40000	70000	30000	40000
Принтер	шт.	1	1	1	7000	5000	6000	7000	5000	6000
Итого:								77000	35000	46000

### 6.5.3 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (6.7)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата, руб.;

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (6.8)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дней  $M=11,2$  месяцев, 5 – дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (k_p + k_{пр} + k_d) + Z_{TC}, \quad (6.9)$$

где  $Z_{TC}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент ( $k_{пр} = 0,3$ , т. е. 30% от  $Z_{TC}$ );

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок ( $k_d = 0,2$ , т. е. 20% от  $Z_{TC}$ );

$k_p$  – районный коэффициент (для Томска  $k_p = 0,3$ , т. е. 30%).

Результаты расчётов представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{TC}$ , руб.	$k_{пр}$ , %	$k_d$ , %	$k_p$ , %	$Z_M$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель проекта	40000	30	20	30	72000	8960	9,25	82880
Студент	4400	30	20	30	7920	985,6	27,5	27104
Итого, $Z_{осн}$ :								109984

#### 6.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (6.10)$$

60 где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Результаты расчётов представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	82880	12432
Студент	0,15	27104	4065,5
Итого:		109984	16497,5

### 6.5.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органами государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (6.11)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным  $k_{\text{внеб}} = 30\%$ .

Результаты расчётов представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	82880	12432
Студент	27104	4065,5
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого:	37944,5	

### 6.5.6 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, печать и ксерокопирование, почтовые расходы и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (6.12)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным  $k_{\text{нр}} = 16\%$ .

$$Z_{\text{накл1}} = (15375 + 77000 + 109984 + 16497,5 + 37944,5) \cdot 0,16 = 41088 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{накл2}} = (2550 + 35000 + 109984 + 16497,5 + 37944,5) \cdot 0,16 = 32316 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{накл3}} = (24165 + 46000 + 109984 + 16497,5 + 37944,5) \cdot 0,16 = 37535 \text{ руб.}$$

### 6.5.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы

Таблица 23 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НИИ	15375	2550	24165	Таблица 7
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	77000	35000	46000	Таблица 8
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	109984			Таблица 9
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	16497,5			Таблица 10
5. Отчисления во внебюджетные фонды	37944,5			Таблица 11
6. Накладные расходы	41088	32316	37535	16% от суммы 1-5
7. Бюджет затрат НИИ	297889	234292	272126	Сумма ст. 1-6

## 6.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают входе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (6.13)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в том числе аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{297889}{297889} = 1.$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{234292}{297889} = 0,79.$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{272126}{297889} = 0,91.$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (6.14)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Результаты расчётов представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии объекта исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Способствует росту производительности	0,1	5	4	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	5	4
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4	4
4. Энергосбережение	0,20	3	3	2
5. Надежность	0,25	3	3	2
6. Материалоемкость	0,15	5	3	4
Итого:	1	3,55	3,8	3,2

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}} = \frac{3,55}{1} = 3,55;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{р-исп2}}{I_{финр}} = \frac{3,8}{0,79} = 4,81;$$

$$I_{\text{исп3}} = \frac{I_{\text{р-исп1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{3,2}{0,91} = 3,57.$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен в первом исполнении.

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{\text{срi}}$ ):

$$\mathcal{E}_{\text{срi}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}}$$

Результаты расчётов представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,79	0,91
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,55	3,8	3,2
3	Интегральный показатель эффективности	3,55	4,81	3,57
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,74	1,35	1,01

Исходя из полученных данных, наиболее эффективным оказалась разработка под исполнением №2.

## **Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НИИ, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением оборудования и материалов. Была посчитана ресурсная, финансовая, бюджетная, социальная и экономическая эффективность исследования. Был выбран лучший вариант разработки.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73



## 7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На компрессорной станции установлен режим вахты, в соответствии с которым сотрудники работают 1 месяц без выходных дней и 11 часовым рабочим днем. По окончании вахты работники получают межвахтовый отдых в местах своего постоянного проживания за переработанное время. Продолжительность межвахтового отдыха зависит от количества переработанных часов сверх установленного законодательством времени в течении вахты. Согласно действующей редакции Трудового кодекса РФ от 1 марта 2023 года, работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, предоставляются определенные гарантии и компенсации:

- 1) ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам с возможностью выплаты компенсации за часть такого отпуска, превышающую минимальную продолжительность (ст. 117 ТК РФ);
- 2) повышенная оплата труда работников (ст. 147 ТК РФ);
- 3) за каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада за день работы (ст. 302 ТК РФ).

Персональные данные работников могут обрабатываться только в целях обеспечения и соблюдения законов, помощи в трудоустройстве, продвижении по службе и обеспечении безопасности. Работодатель не должен передавать данные третьей стороне без письменного согласия работника, кроме случаев, когда это необходимо для предотвращения угроз жизни и здоровья. Нарушение законодательства в области персональных данных влечет за собой ответственность. В системе оплаты труда учитываются квалификация и профессиональные качества работников, и устанавливаются должностные оклады и тарифные ставки.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Также предусмотрено текущее премирование за результаты производственной деятельности, доплаты и надбавки в зависимости от условий труда и объема работы, а также вознаграждение по итогам работы. Единые корпоративные нормы по оплате труда прописаны в Типовом положении об оплате труда работников организаций ПАО «Газпром».

Согласно ст. 219 ТК РФ все работники вправе претендовать на рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда и ГОСТам: 12.2.003, 12.3.002, 12.2.032, 12.2.033, 12.2.049.

Руководители компаний несут ответственность за организацию рабочих мест в соответствии с требованиями безопасности, что позволяет не только обезопасить персонал, но и эффективно использовать рабочее время.

Общие требования к организации рабочего места:

- отсутствие лишних объектов;
- достаточность места;
- рабочее место должно хорошо освещаться и проветриваться.

## 7.2 Производственная безопасность

На компрессорной станции обращаются вещества с низким нижним концентрационным пределом воспламенения, способные образовать взрывоопасные смеси горючих газов и паров с воздухом. Так согласно ФЗ № 116 от 21.07.1997 г. КС является опасным производственным объектом, а процесс её эксплуатации представляет опасность как для жизни и здоровья эксплуатирующего персонала, третьих лиц, так и для окружающей среды, а также возможность возникновения ЧС [33].

Потенциально возможные вредные и опасные производственные факторы на КС приведены в таблице 26.

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 26 – Вредные и опасные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
<b>Вредные факторы</b>	
Повышенный уровень шума на рабочем месте	ГОСТ 12.1.003-2014 [22] СП 51.13330.2011 [23]
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 [24] ГОСТ Р 55710-2013 [26]
Повышенный уровень вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 [31] СанПиН 1.2.3685-21 [35]
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ГОСТ 12.4.011-89 [32] СанПиН 1.2.3685-21 [25]
<b>Опасные факторы</b>	
Сосуды и аппараты под высоким давлением	ГОСТ 12.2.085-2002 [29]
Взрывоопасность и пожароопасность	ГОСТ 12.1.044-89 [31]
Факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.4.124-83 [34]

### 7.3 Анализ потенциально возможных вредных факторов

Вредный производственный фактор – это фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности.

#### 7.3.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Технологическое оборудование компрессорных станций является источником акустического шума, достигающего высоких уровней – до 128 дБА в непосредственной близости от источника, и до 80 дБА на территории производственного объекта, оказывающего вредное воздействие на здоровье обслуживающего персонала. Шум неблагоприятно воздействует на работников: снижает внимание, увеличивается расход энергии при одних и тех же физических нагрузок [22].

Основными источниками шума на компрессорной станции считаются ГПА и АВО газа, соответственно машинист технологических компрессоров потенциально вследствие своей работы может получить значительные проблемы со слухом. Следовательно, на предприятии должны быть приняты меры по защите работников от промышленного шума:

- применение звукоизолирующих материалов, кожухов;
- расположение шумного оборудования в отдельных цехах/блоках со стенами из звукоизолирующих материалов;
- внедрение дистанционного управления технологическими процессами;
- использованием средств индивидуальной защиты (противошумные наушники, каски и костюмы и т.д.).

### **7.3.2 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения**

Для обеспечения гигиенически рациональных условий освещения на производстве необходимо соблюдать определенные требования, такие как равномерное распределение яркостей в поле зрения, отсутствие теней и пульсации светового потока, норматив по уровню освещенности не должен составлять менее 300 лк. Эти условия можно достичь, используя естественное и искусственное освещение. Естественное освещение обеспечивается наличием достаточного количества окон, однако это возможно только в дневное время. В темное время суток для поддержания необходимой освещенности применяются взрывозащищенные светильники. На рабочих местах не допускается использование только одного местного освещения. Избыточное или недостаточное освещение может негативно сказаться на здоровье персонала [26].

Освещение компрессорных станций осуществляется за счет применения различных осветительных металлоконструкций (мачт и опор освещения), светильников и прожекторов различных модификаций для наружного и внутреннего использования.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						78
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При отключении основного освещения должно быть использовано аварийное освещение для продолжения работы (используются дополнительные источники энергии), эвакуационное освещение, сигнальное освещение для фиксации границ опасных зон, охранное освещение для указания границ охраняемой территории КС.

### **7.3.3 Повышенный уровень вибрации**

Воздействие вибрации может повлиять на нервную, сердечно-сосудистую и опорно-двигательную системы, что может привести к вибрационной болезни при хроническом воздействии. На компрессорной станции вибрация возникает в процессе работы компрессоров, трубопроводов и аппаратов охлаждения газа и масла [27].

Параметры общей и локальной вибрации регламентируются ГОСТ 12.1.012-90 и СанПиН 1.2.3685-21. Для защиты работника от вредного воздействия вибрации используются антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой, согласно ГОСТ 12.4.002-97 «Средства индивидуальной защиты рук от вибрации» и ГОСТ 12.4.024-76 «Обувь специальная виброзащитная. Общие технические требования». Уровень вибрации на ГПА контролируется специальными датчиками.

### **7.3.4 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами**

Микроклимат является важным фактором для здоровья и работоспособности работника, и для поддержания температурного баланса организма необходима нормальная функция системы терморегуляции. Однако, при неблагоприятном микроклимате, таком как повышенная/пониженная температура оборудования и влажность воздуха, здоровье и самочувствие могут ухудшаться, особенно при воздействии других вредных факторов. Показатели микроклимата определяются параметрами температуры, влажности и скорости движения воздуха, нормы согласно СанПиН 1.2.3685-21 представлены в таблице 27 [25].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						79
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 27 – Нормы микроклимата

Период года	Категория работ	Температура, °С	Относительная влажность оптимальная, %	Скорость движения воздуха оптимальная, м/с
холодный	средней тяжести	17-19	40-60	0,2
тёплый	средней тяжести	20-22	40-60	0,3

На компрессорной станции, чтобы улучшить показатели микроклимата, работники обеспечены спецодеждой и спецобувью с высокой воздухопроницаемостью. Газотурбинные установки и рамы вспомогательных устройств, которые нагреваются в процессе эксплуатации, находятся в шумотеплоизолирующем кожухе.

#### 7.4 Анализ потенциально опасных факторов

Опасный производственный фактор – фактор, воздействие которого на работающего в определённых условиях может привести к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья или смерти.

##### 7.4.1 Сосуды и аппараты под высоким давлением

Основное отличие компрессорных станций заключается в том, что они работают под высоким давлением перекачиваемой среды. Рабочее давление газа на станции составляет 9,8 МПа, а максимальное — до 12 МПа. Для контроля давления на станции используют манометры с трехходовым краном.

Для защиты сосудов от превышения рабочего давления, ГОСТ 12.2.063 требует применения клапанов и соответствующих им вспомогательных устройств. В случае с компрессорной станцией, структурным элементом, который требует защиты, является газоперекачивающая аппаратура. ГПА-32 «Ладоба» имеет автоматическую систему управления, которая контролирует работу агрегата, предупреждает машиниста при превышении давления и обеспечивает безопасное функционирование [21].

## 7.4.2 Взрывоопасность и пожароопасность

Согласно СП 12.13130.2009 КС относится к помещениям категории А «повышенная взрывопожароопасность».

Существует несколько опасных факторов пожара, которые могут повлиять на персонал, работающий на компрессорной станции, таких как: пламя и искры, тепловой поток, повышенная температура окружающей среды, большая концентрация токсичных продуктов горения и термического разложения, недостаточное количество кислорода и существенное снижение видимости в дыму.

Пожар может быть вызван утечкой газа, масла или дизельного топлива, которая может произойти в случае нарушения герметичности запорной или предохранительной арматуры. Если содержание метана на станции находится в диапазоне от 4 до 16%, то образуется взрывоопасная концентрация.

При возникновении пожара в компрессорном цехе персонал КС обязан вызвать пожарную команду и одновременно приступить к его тушению собственными силами с использованием огнетушителей, углекислотных установок (рисунок 18), систем пенного пожаротушения (рисунок 19) и др. Одновременно необходимо перекрыть доступ газа или масла к месту пожара, остановить работающий агрегат, отключить подачу электроэнергии на агрегат, включить систему пожаротушения.



Рисунок 18 – Система углекислотного пожаротушения

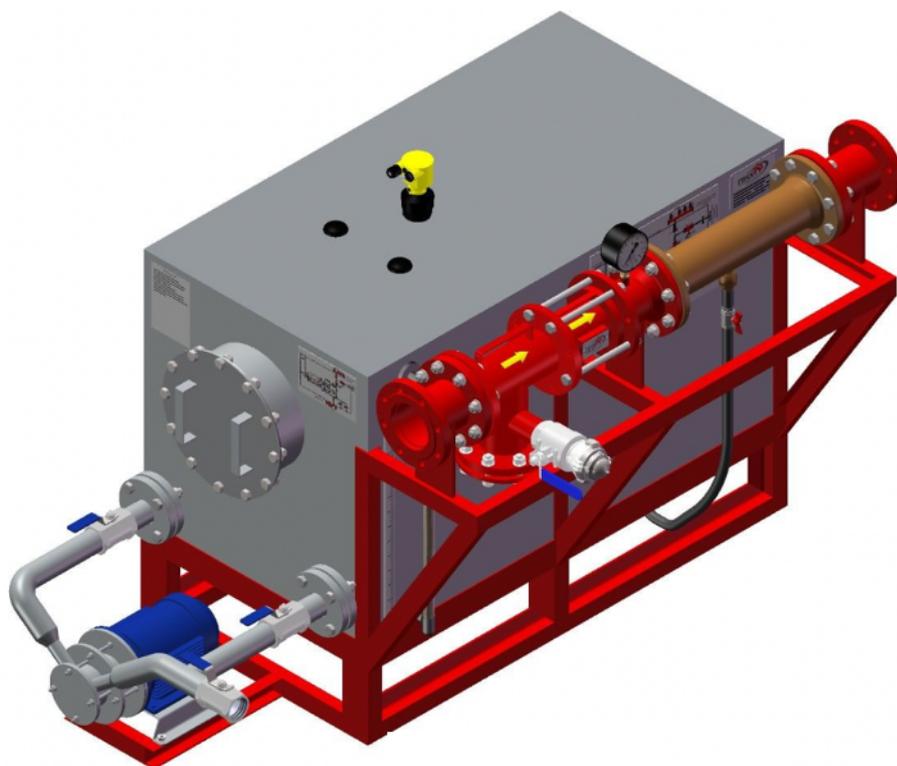


Рисунок 19 – Система пенного пожаротушения

Нижний концентрационный предел воспламенения (НКПВ) – это концентрация горючего вещества в воздухе, ниже которой воспламенение смеси невозможно. Если имеются условия для взрыва, концентрация называется нижним пределом взрываемости.

Верхний концентрационный предел воспламенения – это концентрация горючего вещества в воздухе, выше которой воспламенение смеси невозможно.

В таблице 28 представлены характеристики взрывопожароопасных веществ, которые могут попасть в воздух рабочей зоны КС.

Таблица 28 – Характеристика взрывопожароопасных веществ, появление которых возможно в воздухе рабочей зоны КС

Вещество	Температура воспламенения, °С	Предел взрываемости (объёмные проценты газа в газозудной смеси)	
		нижний, %	верхний, %
Метан	650	5	15
Этан	510	3	12,4
Пропан	500	2,1	9,5
Бутан	429	1,8	8,4
Метанол	440	6,7	36
Этилмеркаптан	299	-	-

Компрессорный цех относится к 2/В-1г классу взрывоопасной зоны, для которого используют стационарную систему пожаротушения с пожарными кранами. Для отсека под кожухом ГТУ используют модульную установку газового пожаротушения [16].

Для предотвращения и борьбы со случаями самовозгорания и горения природного газа на компрессорной станции используются системы контроля загазованности и системы пенного пожаротушения, которые включают резервуар с водой, насосную станцию и сеть пенных трубопроводов. Также на территории компрессорной станции обязательно должны находиться огнетушители.

Средства, предусмотренные для тушения пожара:

- кошма или асбестовое полотно размером 1,5x1,5 м;
- огнетушители углекислотные ОУ-8 – 1 шт.;
- огнетушители порошковые ОП-10 – 1 шт.;
- лопата, топор, багор [5].

Огнетушитель ОУ-8 – переносной углекислотный огнетушитель с массой заряда огнетушащего вещества (ОТВ) 8 кг. Баллон огнетушителя наполнен двуокисью углерода и находится под давлением.

Огнетушители ОП-10 (закачного типа) используется при тушении пожаров класса АВСЕ – под этими классами подразумеваются горючие и легковоспламеняющиеся жидкости, твердые горючие вещества и газы, электроустановки, не превышающие напряжение 1000 Вольт.

### **7.4.3 Производственные факторы, связанные с электрическим током**

Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденным Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года № 903н, машинисты ТК обязаны иметь группу по электробезопасности не ниже II [33].

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для обеспечения безопасности, электрооборудование и электроустановки должны соответствовать установленным требованиям. Подключение вспомогательного оборудования (трансформаторов, преобразователей частоты, устройств защитного отключения) к электрической сети и отсоединение его от сети должен выполнять электротехнический персонал, имеющий III группу по электробезопасности. Все приборы и щиты управления должны быть в исправном состоянии, заземлены и иметь надписи с указанием определяемых параметров и их предельных значений [34].

Причинами поражения электрическим током могут стать:

- несоблюдение техники безопасности персоналом;
- контакт человека с токоведущими частями под напряжением без необходимости;
- нарушение целостности изоляции электрооборудования и электроустановок;
- погодные явления (молнии).

Степень травматизма, возникающего в результате воздействия электрического тока на организм человека, зависит от ряда факторов, включая физическое состояние человека или влажность в помещении. При этом наиболее типичными последствиями для организма могут быть ожоги, нарушения сердечно-сосудистой системы, повреждения нервной системы, а также различные нарушения функций органов и систем организма.

Для предотвращения возникновения негативных последствий необходимо соблюдать соответствующие меры безопасности при работе с электрооборудованием и электроустановками, а также проводить регулярные проверки и обслуживание электрооборудования для обеспечения его исправности и безопасности, использовать средства индивидуальной защиты, установки молниеотводов, предупредительные плакаты и знаки. И проведение для персонала инструктажей и обучения по безопасным работам с электроприборами [35].

## 7.5 Экологическая безопасность

Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2020 года № 2398 КС относится к объектам II категории, поскольку осуществляется транспортировка природного газа.

### 7.5.1 Анализ воздействия объекта на селитебную зону

Компрессорная станция относится к объектам повышенной опасности, поэтому для обеспечения безопасности населения и предотвращения возможного проникновения на станцию, они должны находиться на определенном расстоянии от жилых зон, которое описывается в СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Такой подход помогает снизить риск возникновения аварий и обеспечить гарантированную защиту населения [6].

Также, согласно Постановлению правительства РФ от 20 ноября 2000 г. № 878 «Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей» применяются следующие меры:

- КС располагается максимально удалённо от жилых зон, но с учётом рационального удаления;
- округ станции организуется санитарно-защитная зона шириной 100 м;
- территория КС огораживается по периметру и устанавливаются предупреждающие, запрещающие и информационные знаки;

### 7.5.2 Анализ воздействия объекта на литосферу

Любая деятельность, связанная с работой на Компрессорной станции, оказывает неблагоприятное воздействие на литосферу, так как сопровождается образованием производственных и бытовых отходов.

Загрязнение почвы углеводородными смесями может быть связано с рядом процессов, таких как очистка и осушка газа, проведение ремонтных работ, а также удаление отходов после очистки газа из фильтров-сепараторов и пылеуло-

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вителей. Кроме того, отходы от котельных, места сварки и резки металла, аккумуляторные отделения, автотранспорт и склады могут стать источником поступления тяжелых металлов в окружающую среду.

Могут применяться следующие мероприятия по уменьшению негативного влияния на литосферу:

- предупреждение загрязнения почв токсичными веществами и отходами производства;
- очистка загрязненных земель и рекультивация почв;
- соблюдение технологических режимов станции и своевременное проведение ТО и Р.

### **7.5.3 Анализ воздействия объекта на гидросферу**

Основными загрязнителями сточных вод на КС являются: соли, нефтепродукты, метанол, диэтиленгликоль, тяжелые металлы, хозяйственно-бытовые отходы.

Повышенное содержание нефтепродуктов в сточной воде связано с наличием на компрессорной станции большого парка автотранспорта. Нефть и нефтепродукты наносят вред многим живым организмам и обладают разрушительным воздействием на биологическую цепь.

Системы слива и налива, а также условия хранения и транспортировки нефтепродуктов должны соответствовать требованиям электростатической безопасности, установленным в ГОСТ 12.1.018-93 [35].

### **7.5.4 Анализ воздействия объекта на атмосферу**

Главным источником выброса загрязняющих веществ в атмосферу при работе компрессорной станции являются выхлопные трубы, через которые выходят продукты сгорания природного газа. Это включает в себя оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, метан и другие вещества. При пуске компрессорной станции имеет место кратковременное выброс природного газа в атмосферу из шахты турбодетандера.

Однако оборудование компрессорной станции разработано с учетом высоких экологических стандартов, что позволяет снизить уровень выбросов. Для предотвращения утечек газа компрессоры оборудованы сухими газодинамическими уплотнениями. Для дополнительного снижения концентрации вредных веществ в выхлопных газах необходимо проведение дополнительной очистки топливного газа от механических примесей.

## 7.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Безопасность в чрезвычайных ситуациях на компрессорной станции является критически важной. Возможные ЧС на компрессорной станции могут включать взрывы, пожары, утечки газа и другие опасные ситуации.

Наиболее вероятной ЧС на компрессорной станции является утечка газа. Это может произойти из-за неисправности оборудования, нарушения правил безопасности или ошибок в процессе эксплуатации. Утечка газа может привести к взрыву или пожару, что может привести к серьезным повреждениям и потере жизни.

Для предотвращения возможных ЧС на компрессорной станции, необходимо строго соблюдать правила безопасности и проводить регулярную проверку оборудования. Также следует обучать персонал правильным действиям в случае возникновения аварийных ситуаций и проводить тренировки по эвакуации. Важно также иметь системы автоматического контроля и детектирования утечек газа, чтобы оперативно реагировать на возможные угрозы.

Большинство аварий, связанных с разгерметизацией трубопроводов на КС, происходит в результате повышенной вибрации. Для предупреждения и недопущения этой чрезвычайной ситуации на ГПА проводится постоянный виброконтроль с оценкой уровней вибрации трубопроводов [37].

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Выводы по разделу

В данном разделе были рассмотрены вопросы, связанные с правовым регулированием в области производственной и экологической безопасности. Были выявлены опасные и вредные факторы, с которыми могут столкнуться работники компрессорной станции во время проведения работ по осушке трубопроводов, и представлены способы защиты их от этих факторов. Также были затронуты вопросы экологической безопасности на предприятии и меры безопасности в случае чрезвычайных ситуаций. ООО «Газпром трансгаз Томск» придает большое значение производственной и экологической безопасности, которые являются приоритетными направлениями деятельности компании. В компании действуют Единая система управления производственной безопасностью и Экологическая политика, что свидетельствует о социальной ответственности перед своими сотрудниками и окружающей средой.

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Заключение

В результате проведенной выпускной квалификационной работы были изучены особенности эксплуатации компрессорных станций, состав и назначение основного и вспомогательного оборудования КС, принцип работы газоперекачивающих агрегатов с газотурбинными двигателями на примере ГПА-32 «Ладога» компрессорной станции КС-7а «Зейская».

На основании специальных рабочих инструкций, методических пособий и нормативной документации был рассмотрен основной метод осушки трубопроводов линейной части и компрессорных станций, и выявлены основные проблемы, связанные с осушкой обвязки газоперекачивающих агрегатов.

Были рассчитаны технические параметры процесса осушки «сухим сжатым» технологической обвязки ГПА при заданных условиях окружающей среды. На основе представленной математической модели определены следующие основные параметры осушки:

- время каждого этапа: время заполнения воздухом осушаемых участков, время осушки с момента включения УО до момента начала снижения ТТР, время снижения ТТР до требуемого нормативного значения, время выдержки, время доосушки;
- количество влаги в трубопроводах в паровой фазе и в виде пленки.

Согласно расчетам, время, достаточное для удаления влаги из трубопроводной обвязки после гидроиспытаний, составит 109 часов, без учета 24-часовой выдержки и доосушки в случае необходимости, составляющей 0,6 часа.

Также в ходе работы был посчитан бюджет НТИ и рассмотрены вопросы социальной и экологической безопасности.

Итогом проделанной работы являются представленные рекомендации по организации работ осушки «сухим сжатым» воздухом обвязки газоперекачивающего агрегата ГПА-32 «Ладога».

					<i>Разработка организационно технических мероприятий по проведению осушки технологической обвязки газоперекачивающего агрегата компрессорной станции</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Самусенко А.С.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>				89	95
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>			<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		

### Список используемых источников

1. ГОСТ 32569-2013. Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах: дата введения 2015-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200111138> (дата обращения: 7.02.2023). – Текст: электронный.
2. ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. очистка полости и испытание: дата введения 1989-02-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001424> (дата обращения: 17.03.2023). – Текст: электронный.
3. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ Часть II: дата введения 1989-07-01. – URL: [https://www.snip-info.ru/Vsn\\_\\_012-88\\_chast%27\\_2.htm](https://www.snip-info.ru/Vsn__012-88_chast%27_2.htm) (дата обращения: 7.03.2023). – Текст: электронный.
4. СНиП III-42-80\*. Строительные нормы и правила. магистральные трубопроводы: дата введения 1981-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/871001209> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст: электронный;
5. СТНГ-ОПиА-МГСС-КС-1. СПЕЦИАЛЬНАЯ РАБОЧАЯ ИНСТРУКЦИЯ по проведению осушки и заполнению азотом технологических трубопроводов и оборудования компрессорной станции КС-1 "Салдыкельская" объекта: "Магистральный газопровод "Сила Сибири" Этап 5.1 Компрессорная станция КС-1 "Салдыкельская".
6. СТО Газпром 2-3.5-354-2009. Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях: дата введения 2010-02-26. - URL: <http://bs.proplus.ru/docs/2-3.5-354-2009.pdf> (дата обращения: 18.04.2023). - Текст: электронный.

					<i>Разработка организационно технических мероприятий по проведению осушки технологической обвязки газоперекачивающего агрегата компрессорной станции</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>газоперекачивающего агрегата компрессорной станции</i>		
<i>Разраб.</i>		<i>Самусенко А.С.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>				90	95
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>			<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		
					<b>Список используемых источников</b>		

7. СТО Газпром 2-3.5-1048-2016. Осушка полости магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях: дата введения 25.06.2016. – URL:[http://webirbis.spsl.nsc.ru/irbis64r\\_01/cgi/cgiirbis\\_64.exe?C2COM=S&I21DBN=NTD&P21DBN=NTD&S21FMT=fullweb&S21ALL=%3C.%3EK%3Dгазопроводы%20магистральные%3C.%3E&Z21ID=&S21SRW=AVHEAD&S21SRD=&S21STN=1&S21REF=10&S21CNR=20](http://webirbis.spsl.nsc.ru/irbis64r_01/cgi/cgiirbis_64.exe?C2COM=S&I21DBN=NTD&P21DBN=NTD&S21FMT=fullweb&S21ALL=%3C.%3EK%3Dгазопроводы%20магистральные%3C.%3E&Z21ID=&S21SRW=AVHEAD&S21SRD=&S21STN=1&S21REF=10&S21CNR=20) (дата обращения: 10.04.2023). - Текст: электронный.
8. Восточная газовая программа // Gazprom.ru URL: <https://www.gazprom.ru/projects/east-program/> (дата обращения: 14.03.2023).
9. Техника и технологии: пути инновационного развития: Сборник научных трудов 7-й Международной научно-практической конференции, Курск, 29–30 июня 2018 года / Ответственный редактор А.А. Горохов. – Курск: Юго-Западный государственный университет, 2018. – 350 с. – ISBN 978-5-9906896-6-4. – EDN XVBBHF.
10. Mathematical Model and Numerical Method of Calculating the Dynamics of High-Temperature Drying of Milled Peat for the Production of Fuel Briquettes // MDPI URL: <https://www.mdpi.com/2079-3197/11/3/53> (дата обращения: 2.05.2023).
11. Патент № 2536758 С1 Российская Федерация, МПК F26В 20/00. Способ осушения полости оборудования и комплекс для его осуществления: № 2013133234/06 : заявл. 16.07.2013: опубл. 27.12.2014 / Ю. А. Марамыгин, О. Л. Мишин, С. В. Трапезников; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Газпром трансгаз Екатеринбург". – EDN VOKHMU. "МАКС Пресс", 2012. – 416 с. – ISBN 978-5-317-04191-5. – EDN WDBZUD
12. Теория и практика осушки полости газопроводов после испытаний: Учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистров 131000 «Нефтегазовое

					Список используемых источников	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

дело» / В. Г. Дубинский, В. М. Пономарев, А. А. Филатов [и др.]; Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина. – Москва: ООО "МАКС Пресс", 2012. – 416 с. – ISBN 978-5-317-04191-5. – EDN WDBZUD.

13. Кудрявцев, Д. А. Методы совершенствования технологии вакуумной осушки газопроводов: специальность 25.00.19 "Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Кудрявцев Дмитрий Алексеевич. – Москва, 2013. – 129 с. – EDN SUZVPP.
14. Газопровод «Сила Сибири» // Gazprom.ru URL: <https://www.gazprom.ru/projects/power-of-siberia/> (дата обращения: 24.03.2023).
15. Амурская область // Old.Bigenc URL: <https://old.bigenc.ru/geography/text/5606742> (дата обращения: 20.04.2023).
16. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ по эксплуатации компрессорной станции КС-7а «Зейская» магистрального газопровода «Сила Сибири»: Технологический регламент: [Утвержден главным инженером 2021 г.]. - Томск, 2021. - 186 с.
17. КС-7а Атаманская (Зейская) // Energybase.ru URL: <https://energybase.ru/compressor-station/cs-zeyskaya> (дата обращения: 24.04.2023).
18. Руководство по эксплуатации «Агрегат газоперекачивающий ГПА-32-07 «Ладога» ГПА-32-07.0000-00РЭ».
19. Испытания, осушка полости и заполнение природный газом газопровода// elib.gubkin.ru URL: <https://elib.gubkin.ru/content/22549> (дата обращения: 10.03.2023).
20. Испытания, осушка газопроводов // elib.gubkin.ru URL: <https://elib.gubkin.ru/content/23133> (дата обращения: 10.04.2023).
21. ГСП-ГИ-МГСС-КС-2 СПЕЦИАЛЬНАЯ РАБОЧАЯ ИНСТРУКЦИЯ по проведению гидравлических испытаний (на давление Р<sub>исп.</sub> =1,25 раб.)

					Список используемых источников	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- технологических трубопроводов компрессорной станции КС-2 «Олекминская» объекта: «Магистральный газопровод «Сила Сибири».
22. ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие технические требования».
  23. СП 51.13330.2011 «Защита от шума».
  24. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.
  25. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
  26. ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений».
  27. ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования».
  28. ГОСТ 12.4.011.-89 «Средства защиты рабочих. Общие требования и классификация».
  29. Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».
  30. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 536 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением».
  31. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования».
  32. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
  33. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 531 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления».
  34. ГОСТ 12.4.124-83 «Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования».

					Список используемых источников	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

35. ГОСТ 12.1.019-2017 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
36. ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017) «Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные».
37. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия: дата введения 2010-10-25. - URL: <https://gisprofi.com/gd/documents/sto-gazprom-089-2010-gaz-goryuchij-prirodnyj-postavlyaemyj-i-transportiruem.html> (дата обращения: 28.04.2023). - Текст: электронный.

					Список используемых источников	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

