

**«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**

<b>Тема работы</b>
<b>«Разработка предложений по повышению ресурсоэффективности эксплуатации подземного хранилища природного газа»</b>

УДК 622.691.23:665.723.078

**Студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Нидзельский Дмитрий Николаевич		

**Руководитель:**

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

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

**Тема работы:**

<b>Разработка предложений по повышению ресурсоэффективности эксплуатации подземного хранилища природного газа</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>	Исследовать техническое решение для оптимизации работы подземного хранилища природного газа; Характеристика подземного резервуара, в Березовском районе Ханты-Мансийского автономного округа: Объем активного газа – 2,5 млрд. м <sup>3</sup> ; Объем буферного газа – 2,8 млрд. м <sup>3</sup> ; Производительность ПХГ – 16 млн. м <sup>3</sup> /сут; Давление газа в хранилище – 6,86 Мпа; Глубина залегания – 1613-1900м.
---------------------------------	---

	Характеристика компрессорного цеха: Количество газоперекачивающих аппаратов – 2; Мощность каждого ГПА – 16 МВт; Полиτροπный КПД компрессора – 0,85; Эффективный КПД ГТУ – 0,286...0,363 Давление компрессора 4,4...12,5;
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Аналитический обзор конструктивных особенностей подземных резервуаров для хранения природного газа с учетом особенностей технологического наземного оборудования для закачки и откачки газа из хранилища; 2. Выполнение анализа нормативно-технической базы, в области проектирования, сооружения и эксплуатации подземных хранилища газа; 3. Обзор и сравнение перспективных технологий хранения природного газа в подземных хранилищах; 4. Подбор оборудования и расчет эффективности исследуемой технологии.
<b>Перечень графического материала</b>	- Типичная принципиальная схема подземного хранилища газа ПХГ; - Схема оборудования ПХГ; - Схема ПХГ в водонасыщенных пластах; - Схема истощенного месторождения в газовом пласте; - Схема хранилища в выработанной нефтяной залежи; - Схема двухвальной ГТУ; - Схема трёхвальной ГТУ; - Рисунки; - Таблицы.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжанкина Татьяна Гавриловна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b>	

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.02.2023 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б91	Нидзельский Д.Н.		07.02.2023 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б91	Нидзельский Дмитрий Николаевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 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	Материально-технические: персональный компьютер с соответствующим программным обеспечением, а также канцелярские принадлежности. Человеческие: инженер и руководитель.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициент доп. заработной платы 12%; Районный коэффициент 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добавленную стоимость 20%; Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30%.

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Оценка потенциальных потребителей результатов исследования; 2. Анализ конкурентных технических решений; 3. SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научного исследования	1. Расчет затрат на основную и дополнительную заработную плату; 2. Расчет внебюджетных отчислений; 3. Расчет материальных затрат; 4. Расчет накладных затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности научного исследования	Определение эффективности на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования.

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
2Б91	Нидзельский Дмитрий Николаевич		01.02.2023

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б91	Нидзельский Дмитрий Николаевич

<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:* повышение эффективности процесса компримирования газа для закачки в подземное хранилище газа.  
*Область применения:* компрессорные станции на объектах хранения природного газа для регулирования равномерности поставок газа потребителю в разные сезоны календарного года.  
*Рабочей зоной* при производстве работ является ангарное помещение газоперекачивающего агрегата.

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.

Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

1. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От24.04.2020);
2. Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013 года «О специальной оценке условий труда»;
3. ГОСТ Р 57817—2017. Подземные хранилища газа. Нормы проектирования;
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа»;
5. ГОСТ 12.0.003—2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой).
6. ГОСТ 12.2.003—91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
7. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
8. СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на

	объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям.
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциальных вредных и опасных факторов</li> <li>– Обоснование мероприятий по снижению их воздействия</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего. СанПиН 2.2.4.548–96, СНИП 2.04.05.86;</li> <li>– Повышенный уровень шума. ГОСТ 12.1.003–2014;</li> <li>– Повышенный уровень общей вибрации. СН 2.2.4/2.1.8.566-96;</li> <li>– Отсутствие или недостаток искусственного освещения. СанПин 2.2.1/2.1.1.1278-03, СП 52.13330.2011;</li> <li>– Повышение запыленности и загазованности рабочей зоны. ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ;</li> <li>– Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. ГОСТ 12.1.008–78 ССБТ;</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ;</li> <li>– Производственные факторы, связанные с электрическим током. ГОСТ 12.1.019–79 ССБТ, ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ;</li> <li>– Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ;</li> <li>– Пожаровзрывобезопасность. НПБ 105–03, ППБ 01–2003, НПБ 110–99, СНИП 21-01-02-85;</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 ГТУ, выбросами пыли и токсичных газов из используемых машин, выбросами природного газа;</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Пожар на территории КС;</li> <li>– Пожар на технологических установках;</li> <li>– Пожар в отсеке двигателя;</li> <li>– Пожар в отсеке нагнетания;</li> </ul>



Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	____ 2023 г.
--	--------------

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Нидзельский Дмитрий Николаевич		

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>Характеристика объекта исследования</i>	10
27.03.2023	<i>Эксплуатация ПХГ</i>	10
07.04.2023	<i>Технологическое решение для повышения ресурсоэффективности эксплуатации ПХГ</i>	10
14.04.2023	<i>Расчётная часть</i>	20
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	Чухарева Н.В.	к.х.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



## Abstract

Graduate qualification work 144 p., 27 fig., 26 tabl., 56 sources, 1 appendix.

**Key words:** gas, storage, reservoir, temperature, design, efficiency, construction, safety, equipment.

**The object of study** is the compressor shop of an underground gas storage.

**The purpose of the work** is to optimize the resource consumption of the ground equipment of the underground gas storage.

**Methodology of the work:** in the work, preliminary and refined thermal calculations of two gas turbine engines were carried out.

**Main design solutions:** replacement of the two-shaft gas turbine engine PS-90GP-2 in the gas turbine plant with the three-shaft AL-31ST.

**Scope:** natural gas storage facilities for regulating the uniformity of gas supplies to the consumer in different seasons of the calendar year; objects of strategic reserves of natural gas to ensure reserve reserves of hydrocarbons.

**Significance of the work:** the potential effectiveness of the considered technical solution is associated with an increase in the effective efficiency of a gas turbine plant and a decrease in the consumption of working bodies for the operation of the gas turbine itself.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

## Определения, сокращения

### Определения:

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Магистральный газопровод:** трубопровод, предназначенный для транспортирования природного газа из районов добычи к пунктам потребления;

**Активный объем газа:** Часть общего объема газа, которая может быть отобрана из подземного хранилища газа при его эксплуатации в период потребности в газе;

**Буферный объем газа:** Минимальный необходимый объем газа, являющийся неотъемлемой частью подземного хранилища газа и не подлежащий отбору из подземного хранилища газа для обеспечения стабильной циклической эксплуатации подземного хранилища газа;

**Единая система газоснабжения; ЕСГ:** Имущественный производственный комплекс, состоящий из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортировки, хранения, поставок газа;

**Объект хранения:** Геологическая структура (комплекс геологических структур), способная удерживать газ, состоящая из пласта-коллектора (пластов-коллекторов) и пласта-покрышки (пластов-покрышек);

**Пласт-покрышка:** Непроницаемая горная порода, залегающая над пластом-коллектором;

**Толщина газонасыщенности:** Суммарная толщина газонасыщенных прослоев в пласте, способных отдавать газ;

					<i>Разработка предложений по повышению ресурсоэффективности эксплуатации подземного хранилища природного газа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Нидзельский Д.Н.</i>			<b>Определения, сокращения</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					13	144
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
						<i>Группа 2Б91</i>		

**Осушка газа:** удаление из газа капельной влаги и уменьшение содержания в нем водяных паров для предотвращения образования кристаллогидратов в газопроводах при транспортировании газа;

**Подземное хранилище газа; ПХГ:** Технологический комплекс, предназначенный для закачки, хранения и отбора газа, включающий наземные инженерно-технические сооружения; участок недр, ограниченный горным отводом; объект хранения газа; контрольные пласты; буферный объем газа; фонд скважин различного назначения;

**Расчетное давление:** давление, на которое производится расчет прочности сосудов и трубопроводов;

**Система сбора газа:** совокупность трубопроводных коммуникаций и оборудования, предназначенных для сбора продукции скважин и доставки ее до установок подготовки газа и газового конденсата;

**Скважина:** это вертикальная или наклонная горная выработка большой длины и малого поперечного сечения, соединяющая пласт в недрах с поверхностью земли.

*Сокращения:*

АВО — аппарат воздушного охлаждения газа;

АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическим процессом;

ГИС — геофизические исследования в скважинах;

ГМК — газомоторный компрессор;

ГПА — газоперекачивающий агрегат;

ГТУ — газотурбинная установка;

ГКС – газокompрессорная служба;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

КДП – контрольно-диагностические пункты;

КС — компрессорная станция;

НКТ — насосно-компрессорные трубы;

					<i>Определения, сокращения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

ОДС – оперативно-диспетчерская служба;

ПДВ – предельно допустимый выброс;

ПТК – программно-технический комплекс;

ПУ – пункт управления;

ПХГ – подземное хранилище газа;

САУ – система автоматического управления;

ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;

УОГ – установка очистки газа;

УРГ – узел редуцирования газа;

ФНиП ПБ — Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности.

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЦБН – центробежный нагнетатель;

					Определения, сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

## Оглавление

Введение.....	19
1 Общая характеристика подземных хранилищ газа .....	22
1.1 Назначения ПХГ .....	22
1.2 Классификация ПХГ .....	22
1.3 Буферный и активный газ в подземном хранилище.....	25
1.4 Технологическая схема сбора, распределения и обработки газа при отборе и закачке его в хранилище .....	26
1.5 Обзор ёмкостей для создания ПХГ .....	28
1.5.1 Хранилища в водонасыщенных пластах .....	32
1.5.2 Хранилища в выработанных месторождениях углеводородов.....	34
1.5.2.1 Хранилища в истощённых газовых месторождениях.....	35
1.5.2.2 Хранилища в выработанных нефтяных месторождениях .....	37
1.5.3 Хранилища в отложениях каменной соли.....	38
1.5.4 Хранилища сооружаемые методом внутренних взрывов.....	41
2 Характеристика объекта исследования.....	43
2.1 Местоположение района ПХГ .....	43
2.2 Геологическая характеристика района ПХГ .....	44
2.3 Климатические условия района ПХГ .....	45
2.4 Основное и вспомогательное технологическое оборудование .....	45
2.5 Технологические характеристики исследуемого ПХГ .....	49
3 Эксплуатация ПХГ .....	52
3.1 Опытно-промышленная эксплуатация .....	52
3.2 Циклическая эксплуатация .....	52
4 Технологическое решение повышения ресурсоэффективности эксплуатации ПХГ .....	56
5 Расчётная часть.....	60
5.1 Тепловой расчёт ГТУ с двигателем ПС-90ГП-2 .....	60

					<i>Разработка предложений по повышению ресурсоэффективности эксплуатации подземного хранилища природного газа</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Оглавление</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Разраб.</i>		<i>Нидзельский Д.Н.</i>					16	144	
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>							
									<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>



5.1.1	Исходные данные, цель .....	60
5.1.2	Предварительный тепловой расчёт .....	61
5.1.3	Уточнённый тепловой расчёт .....	66
5.2	Тепловой расчёт ГТУ с двигателем АЛ-31СТ .....	74
5.2.1	Исходные данные, цель .....	74
5.2.2	Предварительный тепловой расчёт .....	76
5.2.3	Уточнённый тепловой расчёт .....	82
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	94
6.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности ресурсосбережения.	94
6.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования .....	94
6.1.2	Анализ конкурентных технических решений .....	95
6.1.3	SWOT-анализ.....	98
6.2	Планирование научно-исследовательских работ.....	100
6.2.1	Структура работ в рамках научного исследования .....	100
6.2.2	Определение трудоёмкости выполненных работ .....	101
6.2.3	Разработка графика проведения научного исследования .....	102
6.3	Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	105
6.3.1	Расчёт материальных затрат НТИБ.....	105
6.3.2	Основная заработная плата исполнителей темы .....	106
6.3.3	Дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	108
6.3.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	108
6.3.5	Накладные расходы .....	109
6.3.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	109
6.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной социальной и экономической эффективности исследования.....	110
7	Социальная ответственность .....	113
7.1	Введение.....	113
7.2	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	114

7.3 Производственная безопасность .....	116
7.3.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	118
7.3.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	123
7.4 Экологическая безопасность.....	128
7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	130
Заключение .....	133
Список использованных источников .....	135
Приложение А .....	143

## Введение

В настоящее время, системы газоснабжения — совокупность сложных, дорогостоящих сооружений, расположенных на значительных расстояниях друг от друга [1].

Для России характерна неравномерность потребления газа, это связано с временами года. В зимнее время расход газа повышается в разы, по сравнению с летом, поскольку подавляющая его часть используется для отопления [4]. Неравномерность потребления также связана с временем суток, расход газа днём существенно больше, чем ночью. Для различных производственных предприятий резкое повышение потребления газа связано также с тем, что в конце месяца предприятия стараются выполнить какую-либо норму производства или даже перевыполнить её.

Следует учитывать то факт, что газ добывается непрерывно, летом, количество добытого газа значительно превышает спрос, а зимой наоборот.

Именно для этого создаются подземные хранилища газа, способные удовлетворить потребности населения в газе, в любой момент [1]. ПХГ способны резервировать в себе летний избытки газа и выдать их в холодное время года.

Как правило, хранилища создают неподалёку от крупных районов потреблений, либо же близ промышленных центров, для поддержания их стабильной работы.

Таким образом, ПХГ являются крайне важным звеном в энергетической системе страны.

Их роль весьма значительна и непрерывно увеличивается. Соответственно хранения газа столь важно, как и его добыча [4].

Поэтому, тема выпускной квалификационной работы «Разработка предложений по повышению ресурсоэффективности эксплуатации подземно-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Разработка предложений по повышению ресурсоэффективности эксплуатации подземного хранилища природного газа			
Разраб.		Нидзельский Д.Н.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					19	144
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б91		

го хранилища природного газа» является актуальной.

**Цель выпускной квалификационной работы:** оптимизация ресурсопотребления наземного оборудования подземного хранилища газа.

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

- 1) проанализировать конструктивные особенности подземных хранилищ газа и наземной части технологического оборудования ПХГ;
- 2) представить характеристику объекта исследования с определением текущих недостатков;
- 3) разработать техническое решение, для снижения расхода топливного газа при эксплуатации наземного оборудования ПХГ;
- 4) рассчитать технологические параметры газотурбинной установки двух и трехвального исполнения и определить наиболее эффективную технологию получения удельной полезной механической работы для действующего центробежного нагнетателя ПХГ.

**Объектом исследования** является компрессорный цех подземного хранилища газа.

**Предметом исследования** является технология отбора/закачки газа из подземного хранилища.

**Область применения:** объекты хранения природного газа для регулирования равномерности поставок газа потребителю в разные сезоны календарного года; объекты стратегических запасов природного газа для обеспечения резервных запасов углеводородов.

**Область применения:** объекты хранения природного газа для регулирования равномерности поставок газа потребителю в разные сезоны календарного года; объекты стратегических запасов природного газа для обеспечения резервных запасов углеводородов.

**Практическая значимость работы:** потенциальная эффективность рассмотренного технического решения связана увеличением эффективного

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

КПД газотурбинной установке и снижением расхода рабочих тел для работы самой ГТУ.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

# 1 Общая характеристика подземных хранилищ газа

## 1.1 Назначение ПХГ

Подземные хранилища газ – представляют собой сложные инженерные сооружения, главной задачей которых является удержание огромных объёмов газа в течение относительно долгого периода времени. В ПХГ может находиться несколько сотен, а иногда и миллиардов метров кубических газа [2].

Подземное хранилище природного газа необходимо для обеспечения круглогодичного стабильного газоснабжения. Топливо, в течение всего года, потребляется неравномерно, это связано из-за переменчивых погодных условий. Из-за этого в определённый момент года создаётся избыток газа, который необходимо сохранить до времён максимальных нагрузок на систему газоснабжения, а конкретно в самые холодные месяцы зимы.

Также, в случае нестабильной обстановки на рынке топлива, ПХГ способно предоставить необходимый газ. А конкретно, запасы топлива позволяют держать под контролем газоснабжение, в случаях резких изменений спроса и предложения, скачков экспорта и импорта газа.

Не стоит забывать о чрезвычайных ситуациях и авариях, которые могут произойти на объектах топливо-энергетического комплекса. В таких случаях зарезервированный газ будет иметь очень важное значение.

Как правило, ПХГ размещают в близости от потребителей, на рис.1.1 можно увидеть, что хранилища расположены близ крупных городов.

					<i>Разработка предложений по повышению ресурсоэффективности эксплуатации подземного хранилища природного газа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Нидзельский Д.Н.</i>			<b>1. Общая характеристика подземных хранилищ газа</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					22	144
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		

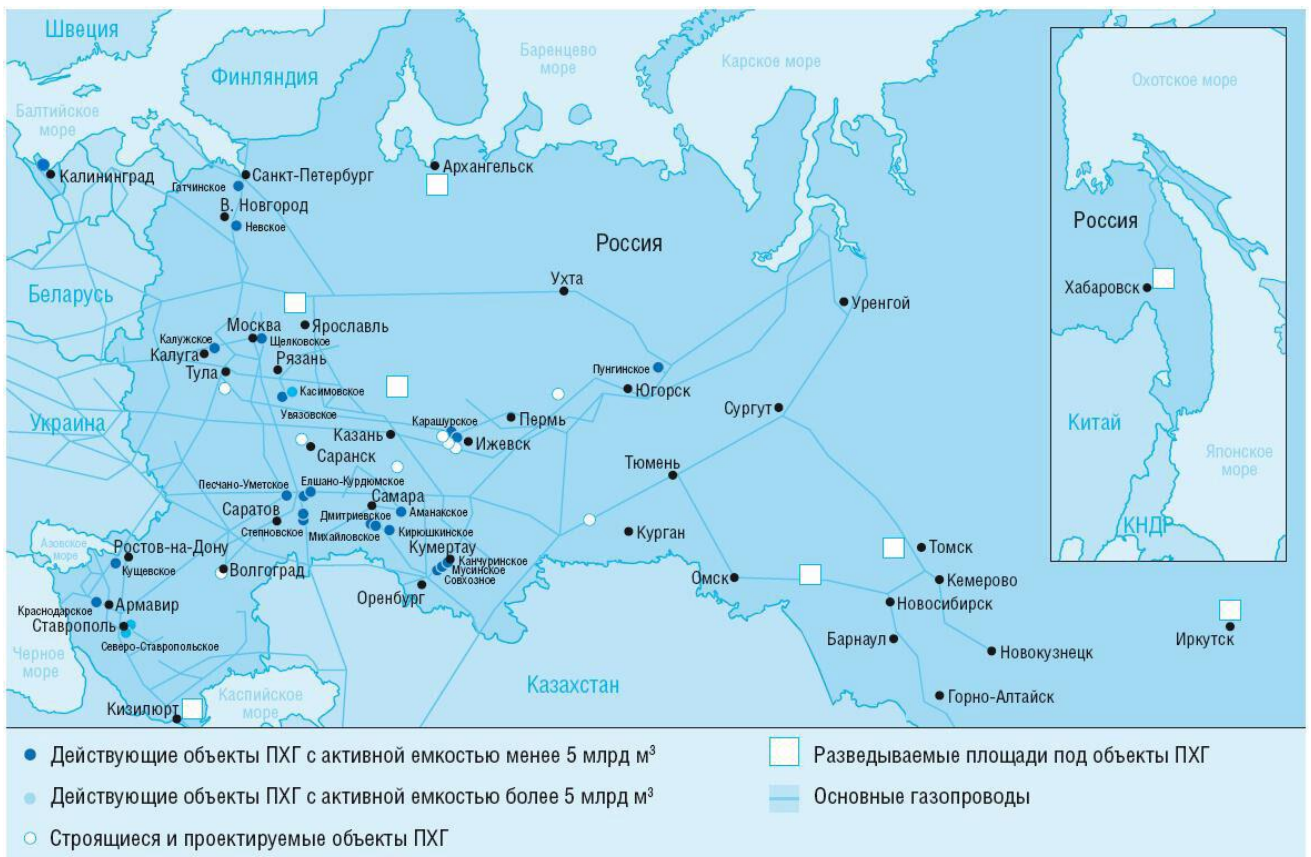


Рис.1.1 – Расположение ПХГ в России [3]

Хранение газа под землёй обусловлено его огромными объёмами, и при хранении на поверхности, пришлось бы задействовать большие площади, в связи с эти подземное хранение гораздо уместнее.

Альтернативным вариантом хранения газа являются газгольдеры [2] – наземные резервуары. Однако широкого применения они не нашли, поскольку обладают высокой взрывоопасностью, а стоимость их довольно высока. Подземное хранение газа намного безопаснее и дешевле.

## 1.2 Классификация ПХГ

ПХГ бывают двух различных видов: в пористых пластах и в горных породах. К пористым пластам относят хранилища в выработанных месторождениях нефти и газа, а также в водоносных структурах. Хранилища в горных породах представляют собой либо соляные каверны, либо ёмкости, образовавшиеся из-за взрыва [2].

Классифицируют хранилища также по направлению использования: базисное ПХГ, обеспечивающее поставки газа в постоянных объёмах; пиковое ПХГ, для срочных поставок газа, когда количество газа, поставляемое базисным ПХГ, является недостаточным [4].

Базисное ПХГ [4], как правило значительных объёмов, эксплуатирующееся циклически, количество отбираемого газа, рассчитывается заранее, и не может быть резко увеличено. Объёмы отбираемого газа, в течение суток могут быть увеличены или урезаны на 10–15% [4].

Основная задача базисного хранилища заключается в поставках газа потребителям зимой, оно должно вмещать объём газа, которого будет достаточно для бесперебойной его поставки потребителям в зимнее время.

Данный тип газохранилища необходим постоянных отборах газа на продолжении длительного времени. Чаще всего базисным ПХГ являются выработанные газовые месторождения.

Пиковое ПХГ [4], создаются с целью быстрых поставок газа, в случае резкого повышения спроса, газ моментально извлекают из хранилища. Данный тип ПХГ, не способен резервировать, те объёмы газа, которые способны храниться в базисных хранилищах, но зато скорости откачки на порядок выше. Такие ПХГ приходят на помощь если в зимнее время суточная температура становится аномально низкой, либо же в случаях аварий.

Показатели закачки и отбора у этих ПХГ сильно разнятся. В Базисное хранилище газ закачивается в течение полу года, в летний период, а в другие полгода осуществляется отбор. Закачка и отбор газа происходит раз в несколько дней, либо же недель [4].

Отложения каменной соли, вот наиболее распространённый способ создания такого типа ПХГ.

Хранилища ещё принято разделять по вмещаемым объёмам газа.

Все ПХГ разделяются на базовые, районные и локальные [4].

Объём базового хранилища достигает десятки миллиардов м<sup>3</sup>. Количество отбираемого газа за сутки составляет несколько сотен миллионов кубо-

					1. Общая характеристика подземных хранилищ газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24



метров газа. Базовое ПХГ оказывает большое влияние на целый регион, они способны обеспечивать газом крупные города [4] и регионы [6] на протяжении длительного времени.

Районное ПХГ накапливает несколько миллиардов метров кубических газа, а объёмы отбора не превышают десятков миллионов. Такие ПХГ обеспечивают газом небольшие районы [4].

Запасы активного газа в локальном ПХГ очень малы, сотни миллионов. Его возможности сильно ограничены потребителями [4].

### 1.3 Буферный и активный газ в подземном хранилище

Определяющими условиями для возможности создания ПХГ [6] является наличие геологической структуры, которая будет способно вместить в себе газ, но при этом должна присутствовать герметичная крышка [6].

В 95% случаев [3] ПХГ создаются путём выдавливания газом воды, рассола, нефти из пористых пластов. После чего остаются пустоты, для хранения в них газа.

Газ, применявшийся для создания ПХГ, уже не может быть поставлен потребителям, его главная задача состоит в том, чтобы не дать воде и остаткам нефти, вернуться на прежнее место, иначе хранилище станет непригодным.

Такой газ называется буферным [6], во время эксплуатации ПХГ, он всё время находится в хранилище. Главная задача буферного газа – это создание давления внутри хранилища, которое необходимо для отбора, буферный будет как бы выталкивать весь активный газ наружу. Как правило, его количество не может быть меньше всего объёма газа. В редких случаях его объёмы могут в несколько раз превышать объёмы активного газа [3].

Объём буферного газа очень важная величина, которая должна находиться в определённых пределах, ведь с одной стороны большое его количество повышает давления внутри хранилища и позволяет более успешно производить откачку активного газа, но при этом будет уменьшен полезный объём

					1. Общая характеристика подземных хранилищ газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

ём хранилища [7].

На этапе постройки ПХГ рассчитать объём буферного газа практически невозможно. Его необходимое количество определяется только экспериментальным методом, на что очень часто тратятся годы. Однако, в случае чего, можно будет выкачать весь объём буферного газа. На необходимый объём буферного газа в ПХГ оказывают влияние многие факторы, такие как глубина расположения ловушки, толщина пласта и угол наклона структуры, режим эксплуатации хранилища, технологический режим эксплуатации скважины и давление газа на головке скважины в конце срока отбора газа [6].

Количество активного газа ПХГ вычисляется в соответствии с сезонным колебанием потребления газа. Этот объём равен количеству природного газа, который каждый год закачивают или отбирают из хранилища. В истощенных месторождениях газа активный газ составляет — 75 % [4]; в истощенных месторождениях нефти — 5 %; в водоносных породах — 15 %; в соляных отложениях — 7 %.

#### **1.4 Технологическая схема сбора, распределения и обработки газа при отборе и закачке его в хранилище**

После исследования геологами предполагаемого пласта и принятия решения о его строительстве, на наземной части строится инженерный комплекс. Технологическая схема эксплуатации подземного газохранилища приведена на рис.1.2 [7].

					1. Общая характеристика подземных хранилищ газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

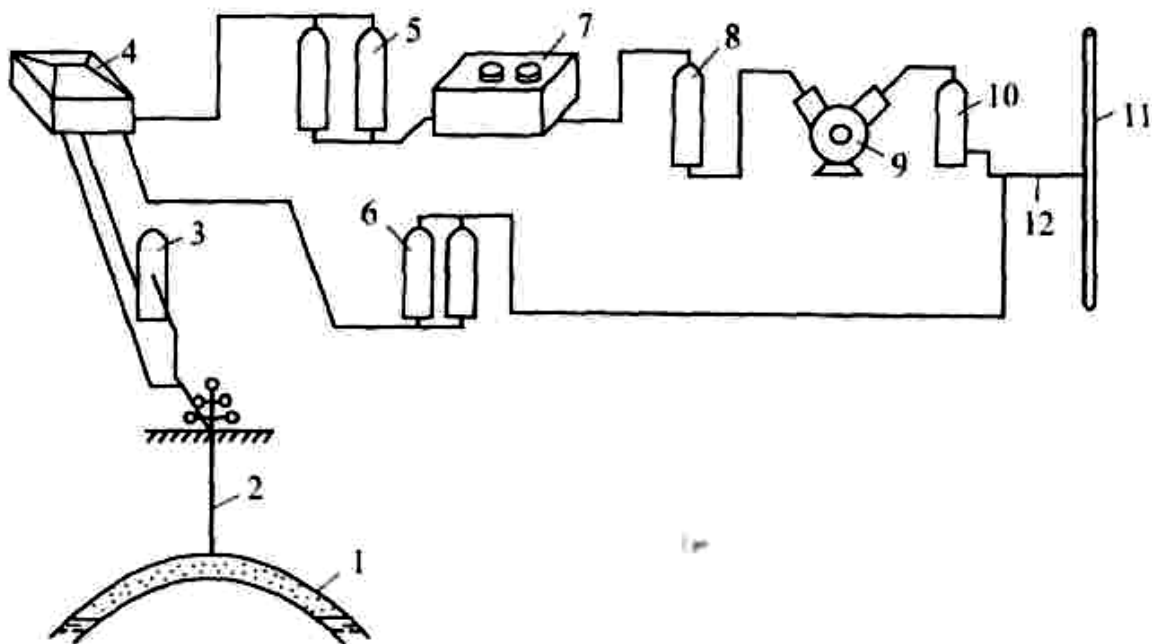


Рисунок 1.2 – Технологическая схема эксплуатации ПХГ: 1 – газовая залежь; 2 – скважина; 3,5,8 - сепараторы; 4 – газораспределительный пункт; 6 – установка осушки газа; 7 – градирня; 9 – КЦ; 10 – пылеуловитель; 11 – МГ; 12 – газопровод [7].

Закачка газа, начинается с того, что газ поступает от ближайшего магистрального газопровода 11, и перемещается по соединительному газопроводу 12.

Для закачки газа в хранилище, предварительно его необходимо очистить от механической примесей и капельной влаги. Для этого на поверхности ПХГ устанавливают пылеуловители 10.

Для дальнейшей подготовки газа требуется повысить его давление до необходимой величины, с этой целью строится компрессорная станция 9, в которой газ компримируют. Далее компримированный газ направляется в блок охлаждения и очистки от масла, которое могло попасть в газ при компримировании. Сжатый нагретый газ проходит через сепаратор 8, затем охлаждается в градирне 7 или в аппарате воздушного охлаждения. После охлаждения газ поступает сепаратор 5. Остатки капельного масла удаляются с помощью фильтров и адсорбентов, которые могут быть включены в технологическую схему. Очистка газа от пыли, масла и прочих примесей имеет очень важное значение, если производить данные

					1. Общая характеристика подземных хранилищ газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

операции, будет происходить засорение призабойных зон, вследствие чего уменьшается приёмистость хранилища [6].

Далее, после всех вышеперечисленных процедур, охлаждённый и очищенный газ по газосборному коллектору направляется в газораспределительный пункт 4, в которых проводится разделение потока газа, который закачивается в эксплуатационно-нагнетательную скважину 2. Закачка осуществляется газомотокомпрессорами, создающими давление 15Мпа.

Технология отбор газа несильно отличается от технологии по его закачке. Сразу из эксплуатационных скважин 2 газ попадает на газораспределительные пункты 4, после которых он направляется в сепараторы 3, для отделения капельной влаги, а после в сосуды для замеров. Измерения объёма отбираемого газа происходит в газораспределительных пунктах расходомерами. Далее газ по технологическим трубопроводам направляется на осушку 6, откуда идёт по газопроводам 11 и 12 в. Если давление газа недостаточное, то его перед поступлением в магистральный газопровод компримируют и охлаждают.

Ко всем ПХГ подведены магистральные газопроводы, по которым газ транспортируется для закачки, а в случае возникновения необходимости поступает в газопотребляющие центры [4].

Создают ПХГ на глубине от 500 до 800м [4]. При увеличении глубины хранилища резко возрастают затраты на его обустройство. Но при всё при этом не допускается создание ПХГ глубиной менее 500м, поскольку в газохранилище создаётся большое давление. Заполнение газом хранилище происходит в течение нескольких лет, каждый сезон объём закачиваемого природного газа должен превышать объём отобранного.

### 1.5 Обзор ёмкостей для создания ПХГ

Из-за своей плотности газ занимает огромные, по сравнению с твёрдыми веществами, площади при одинаковой массе. И для его хранения нужны соответствующие ёмкости.

					1. Общая характеристика подземных хранилищ газа	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

От искусственных наземных хранилищ специалисты отказались ещё сто лет назад [3].

На то есть несколько весомых причин:

Во-первых, пришлось бы занять огромные земельные площади данными хранилищами для газа низкого давления.

Во-вторых, использовать дорогие и небезопасные газгольдеры высокого давления [3].

Чтобы не мириться с вышеперечисленными моментами. Было решено сделать выбор в пользу подземных хранилищ, ёмкостей, залегающих на значительных глубинах, достигающих от 300 до 1000м. И самым главным преимуществом таких хранилищ, было то, что они созданы природой.

На данный момент инженеры исследовали возможность использования 6 видов таких подземных ёмкостей [3]:

- в водоносных пластах;
- в истощённых месторождениях углеводородов;
- в соляных пластах;
- в горных выработках;
- в вечномерзлых породах;
- образовавшиеся после подземных атомных взрывов.

В мире научились использовать только первые четыре метода хранения.

Причины, по которым оставшиеся 2 варианта рассматривают только теоретически, заключаются в следующем:

- Объёмы хранилищ в мёрзлых породах крайне невелики, соответственно их использование смысла не имеет, к тому же районы с вечной мерзлотой расположены вдали от крупных центров газопотребления.
- Использование хранилищ, образовавшихся после ядерных испытаний, также не имеет смысла, поскольку такие испытания проводили вдали от потенциальных потребителей.

В результате указанные ёмкости просто непригодны для использования.

					1. Общая характеристика подземных хранилищ газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

В России эксплуатируется 26 подземных хранилищ газа, большая часть из них создана в выработанных месторождениях нефти и газа – 18, в водоносных структурах - 7 хранилищ и одно хранилище в соляных пластах [4] (рис.1.3).

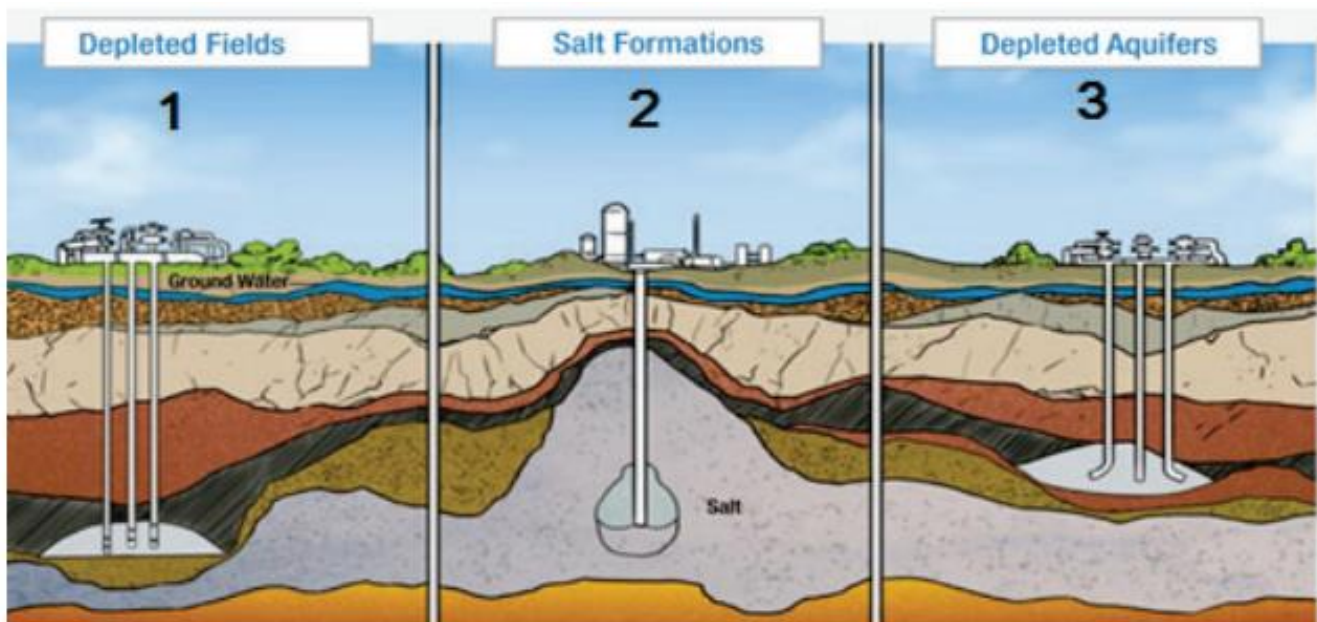


Рисунок 1.3 – Виды ПХГ: 1- выработанные углеводородные месторождения; 2 – соляные пласты; 3 – водоносные структуры [4]

Каждый вид хранилища индивидуально [4], для определения пригодности ПХГ внимания обращают на его физические свойства, а конкретно на герметичность и количества газа которое можно отобрать и закачать в хранилище.

19 % всего объёма потребляемого газа зимой приходится на отбираемый из ПХГ [4]. В промежутке между 2003 и 2015годами общий объём хранилищ значительно возрос, примерно на 17,5%

На данный момент невозможно установить оптимальную глубину залегания хранилища, которая бы подходила ко всем видам ПХГ, ведь влияние оказывает геология района, различные пласты, всё это непосредственно влияет на герметичность.

На рисунке1.4 [4] указана примерная глубина залегания каждого из типов хранилищ. Для того, чтобы понять пригодна ли ёмкость для хранения газа, следует обратить внимание на некоторые важные факторы:

- структура ПХГ должна быть герметичной;
- результаты исследований режимов эксплуатации, для понимания того, какое давление необходимо поддерживать в ёмкости и как это скажется на объёмах закачки и скорости закачки;
- количество эксплуатационных скважин, которые нужны для успешной эксплуатации ПХГ;
- наземную часть со всей инфраструктурой, необходимой для успешного резервирования.

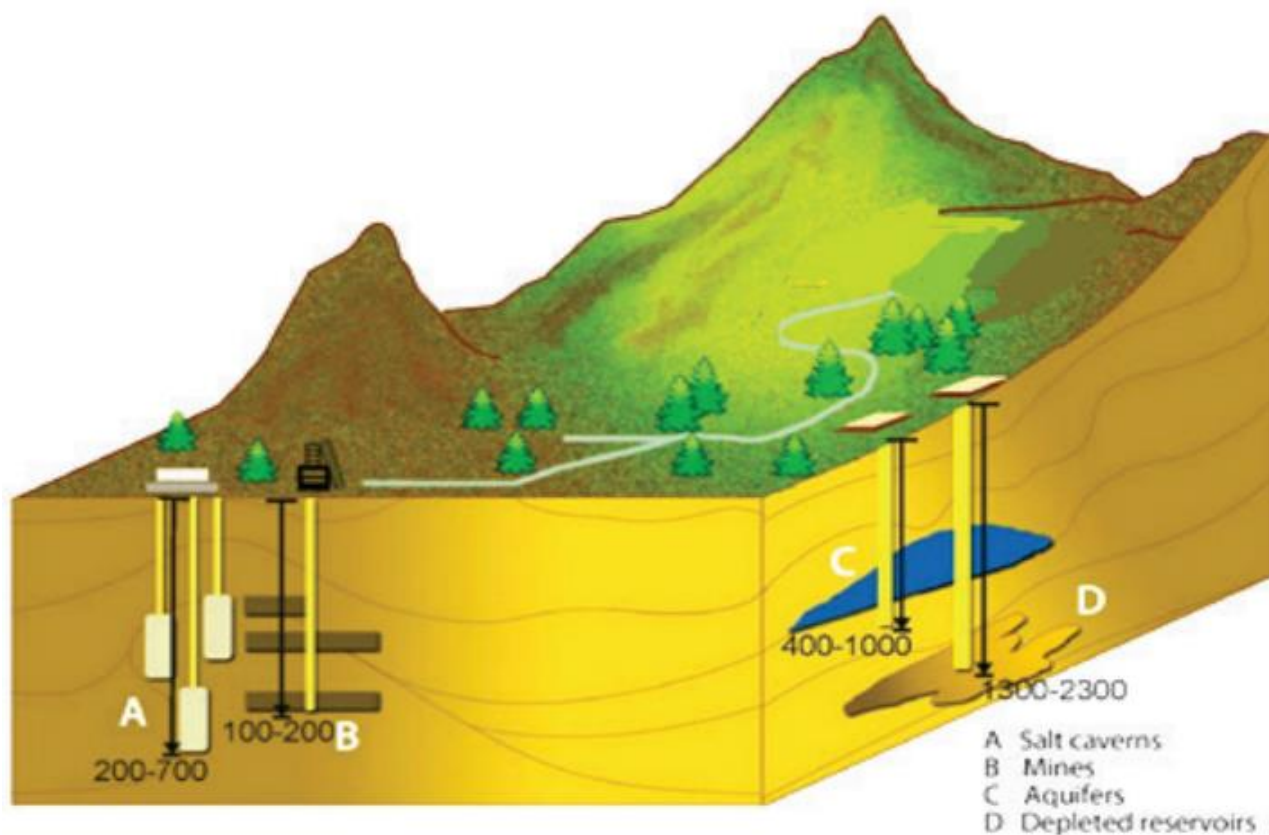


Рисунок 1.4 – Приблизительная глубина каждого вида подземных хранилищ газа: А – соляные каверны, В – горные выработки, С – водонасыщенные пласты, D – истощённые газовые или нефтяные месторождения [4]

Строительство ПХГ, если рассматривать со стороны экономики, это выгодный проект. Однако его техническая реализация очень сложна и всегда сопровождается рисками.

Далее будут рассмотрены каждый из практических вариантов ПХГ.

### 1.5.1 Хранилища в водонасыщенных пластах

ПХГ всегда создаются в тех районах, где есть большой спрос газ, то есть вблизи крупных городов, в юге России. И далеко не всегда в этих местах есть истощённые месторождения углеводородов, поэтому и создаются хранилища в водонасыщенных пластах.

Данные ПХГ создаются естественных природных водных резервуаров [5], пористых породах, водонасыщенных ловушках [7], проницаемость, объём, а также параметры которых не известны. Для удаления жидкости из пластов используют газ, который закачивается, сжимается и вытесняет жидкость наружу (рис.1.5).

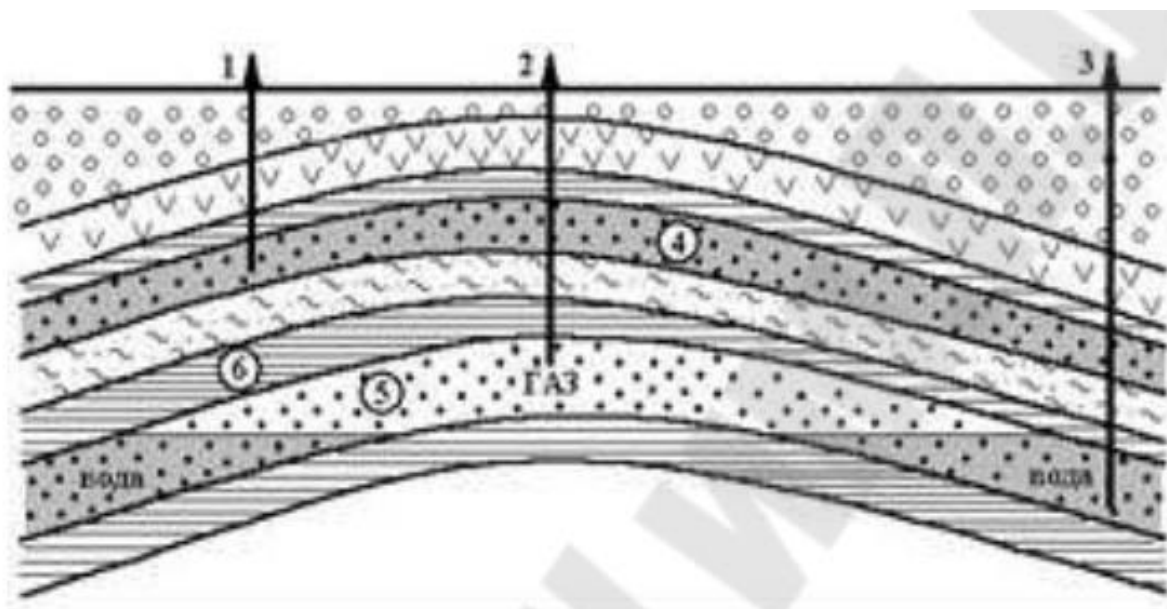


Рисунок 1.5 – Схема ПХГ водонасыщенных пластах: 1,2,3 – скважины; 4 – водонасыщенный пласт; 5 – газовая полость; 6 – непроницаемая порода [7]

Изначально в водоносных структурах газ отсутствует, и закачка его происходит через одну скважину и по мере заполнения, количество скважин увеличивают.

Полноценная эксплуатация хранилища, то есть закачка активного газа [1], допустима только если в ПХГ уже есть достаточный объём газа. Однако при всём этом продолжается вытеснение оставшейся жидкости, с постоянным изменением давления. Во время циклической эксплуатацией необходимо рассчитать объём газа в порах, максимальное и минимальное давление [1]



в пласте. Максимальное давление важно знать, что бы понимать при какой величине начинается вход газа на поверхность, по тем путям, по которым вытесняется жидкость на поверхность. А минимальное значение, чтобы прогнозировать возможность возвращения воды в поры.

Толщина глиняной кровли над водонасыщенными пластами должна составлять 50-100м [4], только при такой толщине строительство и эксплуатация считается безопасной. Но как показывает практика строительство возможно и при меньших мощностях глиняной кровли.

Для успешной выполнении данной операции должны соблюдаться особые условия:

- Пористый пласт должен быть покрыт непроницаемым экраном, то есть хранилище должно быть герметичным и прочным, предварительно должны быть произведены соответствующие расчёты, а конкретно коэффициента проницаемости. Как правило экран над водонасыщенным пластом состоит из глины.

- Для того чтобы вытеснить воду из хранилища, водонасыщенный пласт должен выходить на поверхность.

- Размеры пласта должны быть большими, чтобы вместить немалые количества газа, и при этом весь объём газа должен быть легко извлекаемым, то есть хранилище должно быть продуктивным.

Каждое из этих условий очень важно, несоблюдение хотя бы одного, влечёт за собой невозможность создания хранилища.

Рассмотрим особенности работы ПХГ, предназначенных для обеспечения потребителей газом зимой.

Летом в хранилища закачивается, и хранится до наступления холодов. Как только понижается температура воздуха [5], начинается отбор газа по магистральному газопроводу, в количествах, соответствующих среднесуточному потреблению.

Даже в случае аномальных холодов, когда потребление газа сильно увеличивается объёмы отбирающегося газа не будут увеличены, для этой це-

					1. Общая характеристика подземных хранилищ газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

ли существуют хранилища, которые покрывают суточные или недельные неравномерности спроса на газ [3]. В подобных небольших хранилищах отбор газа осуществляется гораздо быстрее.

Создание хранилища в водонасыщенных пластах довольно трудоёмкий и рискованный процесс, ведь для их успешной работы необходимо соблюдение совокупности факторов, которые случайным образом, учёные могут не учесть. В результате чего использование хранилища становится невозможным. Однако подобные риски являются оправданными, ведь подземные хранилища, создаваемые в данных ёмкостях, обладают большими объёмами.

Многие проблемы обычно возникают не сразу, а уже после строительства всей наземной инфраструктуры [3], что само по себе очень дорогостоящий процесс.

Разведка и строительство хранилищ в водонасыщенных пластах началось ещё в 50-х годах прошлого века. И уже в 1959г. Была произведена первая закачка газа в водонасыщенный пласт.

### **1.5.2 Хранилища в выработанных месторождениях углеводородов**

Истощённые месторождения углеводородов являются природными резервуарами, когда-то содержащими углеводороды [5]. Как таковой ёмкостью являются также, как и в случае с водоносными горизонтами, пустоты в породах. Количество подобных ПХГ в мире больше всего, около 70% [3], поскольку имеют множество плюсов.

Основным преимуществом эксплуатация уже созданных резервуаров для хранения газа [5] является возможность применения оборудования и коммуникаций, которые остались с того момента, когда месторождение ещё было продуктивно. Это существенно экономит средства, за счёт отсутствия затрат на разведку, создание инфраструктуры, бурение. Геологические характеристики данных типов резервуаров отлично известны. В связи с этими факторами, хранилища в выработанных месторождениях углеводородов, являются самыми простыми и бюджетными для эксплуатации.

					1. Общая характеристика подземных хранилищ газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Для успешного использования хранилищ в истощённых месторождениях, необходимо соблюдение географических и геологических факторов [5].

Местоположение хранилища должно дислоцироваться в районах с большим потреблением газа, то есть с быть обоснованным с экономической точки зрения, поскольку не имеет смысла создавать ПХГ, в местах от которых пришлось бы транспортировать газ тысячи километров.

С геологической точки зрения, необходимые условия для успешной эксплуатации, схожи с условиями, характерными для хранилищ в водонасыщенных пластах, а именно достаточная проницаемость и пористой структуры. Проницаемость определяет скорость, с которой газ может быть закачан или отобран, а пористость влияет на объёмы газа, которые можно поместить в хранилище, без его утечек.

Несмотря на все преимущества, подобные ПХГ имеют множество минусов. Во-первых, это утечки газа, в большей степени ими страдают хранилища в выработанных нефтяных месторождениях. Во-вторых, не всегда пористость и проницаемость могут обеспечить должную скорость закачки (отбора) и объёмы хранилища. И в-третьих, недостаток характерный лишь для данного ПХГ и приводящий к существенным экономическим потерям - смешивание газа с оставшейся нефтью [3].

В газе часто может возникнуть примесь сероводорода, наносящая существенный вред здоровью рабочего персонала, и разрушающая металлические конструкции.

Строительство и эксплуатация данных хранилищ, облегчается ещё тем, что вытесняемые газом остатки нефти сжимаемы и подвижны, что делает обустройство ПХГ проще. Не стоит не отметить, что нефть может быть вытеснена на поверхность, а это дополнительный источник прибыли.

### 1.5.2.1 Хранилища в истощённых газовых месторождениях

Выработанные газовые и газоконденсатные месторождения как правило уже полностью разведаны, все важные параметры, такие как размеры хранилища, геолого-физические параметры, пористость и проницаемость, мак-

					1. Общая характеристика подземных хранилищ газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

симальное и минимальное давления, уже заранее известны, всё это делает данные месторождения одними из самых наилучших вариантов для создания ПХГ.

Однако при строительстве ПХГ необходимо определить ряд важнейших общепромысловых факторов, таких как соотношение буферного и активного газа [6] и технологические параметры оборудования наземной части: тип, число и мощность компрессоров, газотурбинных установок, а также пылеуловителей и сепараторов.

Очень важно при проектировании хранилища в истощённом газовом пласте (рис.1.6) [7] учитывать герметичность скважины, поскольку от этого будет зависеть максимальное давление в ПХГ. Для этого проводится диагностика и определение толщины стенок обсадной колонны [7], а также колонного пространства, и на основании полученных данных принимается решение о необходимости проведения ремонтных работ.

### Нагнетательные скважины

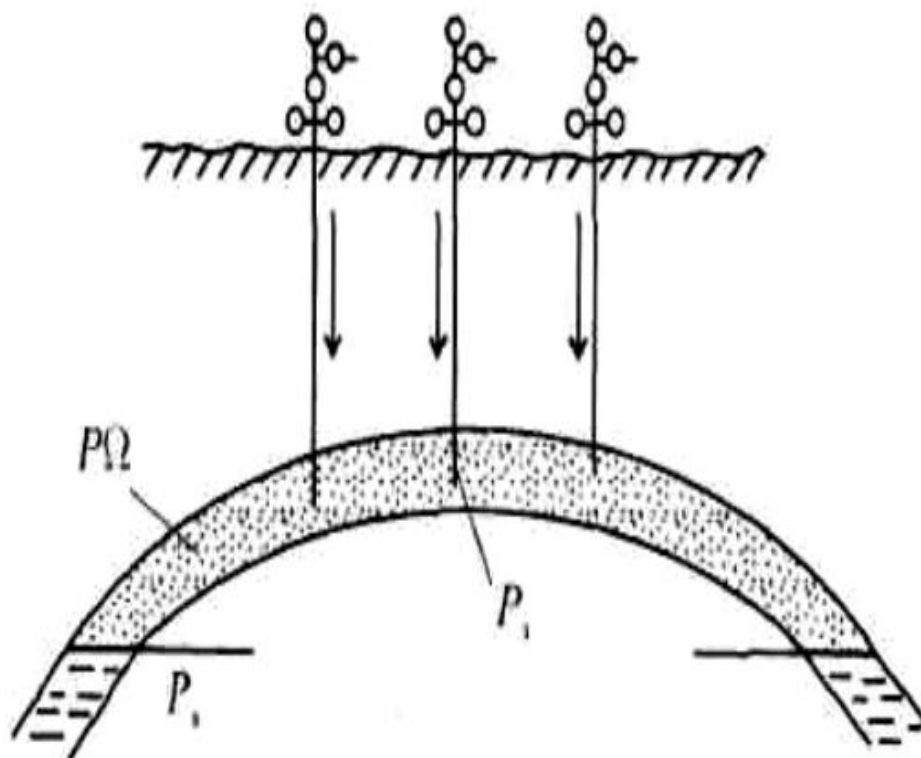


Рисунок 1.6 – Схема истощённого месторождения в газовом пласте [7]

					1. Общая характеристика подземных хранилищ газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Для успешного отбора и закачки газа в хранилище, учитывают эксплуатационные параметры.

Для процесса закачки и отбора, важнейшими показателями являются дебит скважин и их число, а также давления газа в пласте [6]. Объем отбираемого газа, определяется по среднесуточному потреблению. Отбор газа происходит за счёт давления буферного газа, если давление не достаточное, то на помощь приходят компрессоры. Их количество рассчитывается с запасом, то есть число компрессоров должно быть таким, чтобы обеспечивать бесперебойную поставку газа в наиболее холодные месяцы.

### **1.5.2.2 Хранилища в выработанных нефтяных месторождениях**

В точности, как и с истощёнными газовыми и газоконденсатными месторождениями, у выработанных нефтяных месторождений известны важные параметры: размеры хранилища, изменение давлений, дебит и геолого-физические параметры.

Возможность хранения газа в таких хранилищах говорит о приемлемой герметичности его кровли.

Перед началом эксплуатации необходимо оценить состояние скважин, и при необходимости провести ряд ремонтно-восстановительных работ, ведь за долгие годы эксплуатации месторождения могла частично разрушиться обсадная колонна, вследствие чего герметичность не будет соответствовать предъявляемым требованиям к ПХГ [7], иногда и пробурить новые скважины. Технологическое оборудование также нередко нуждается в ревизии. Помимо всего этого необходимо дополнить наземную инфраструктуру оборудованием для очистки газа от механических примесей и капельной жидкости, градирнями или АВО и др.

При проектировании подземного хранилища определяются [6]: производительность эксплуатационных скважин, а также исследуют возможность их модернизации с целью увеличения производительности; режим работы ПХГ; максимальный объём нефти, который можно удалить из хранилища.

					1. Общая характеристика подземных хранилищ газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

При отборе газа их хранилища расчёт важнейших параметров практически не отличается от расчётов для ПХГ на базе истощённого месторождения газа. При эксплуатации хранилища количество нефти в порах будет уменьшаться, вследствие роста газового объёма, в связи с этим, будут уменьшаться коэффициенты фильтрационного сопротивления [6].

Рассмотрим схему газового хранилища в истощённом месторождении нефти (рис.1.7) [7], максимальный объём природного газа, складывается из трёх газовых объёмов: объёма закачанного газа, находящегося в порах; газа, растворённого в оставшейся нефти; отдельных пузырьков газа, находящихся в остаточной нефти.

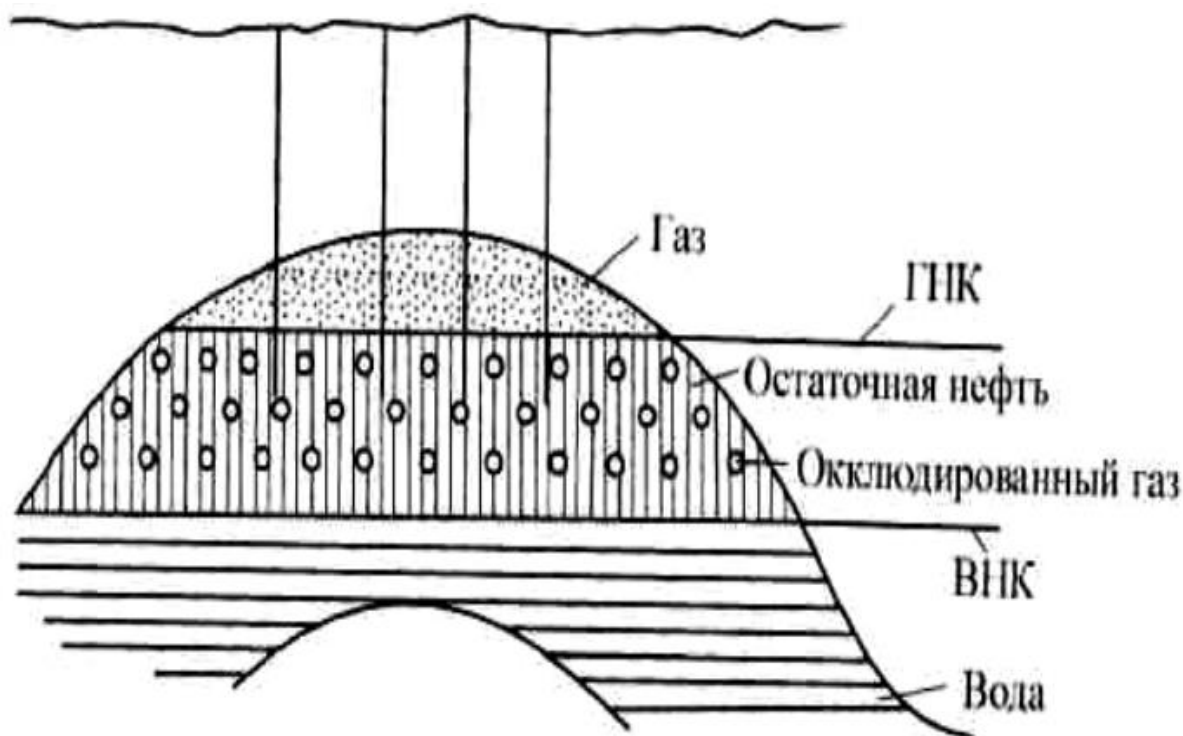


Рисунок.1.7 – Хранилище в выработанной нефтяной залежи [7]

### 1.5.3 Хранилища в отложениях каменной соли

Подобные хранилища (рис. 1.8) [3] создают путём вымывания залежей каменной соли, для этого бурят через горную породу скважины, по которым длительное время подаётся вода. В результате чего образуется так называемый рассол, который в дальнейшем требуется откачать.

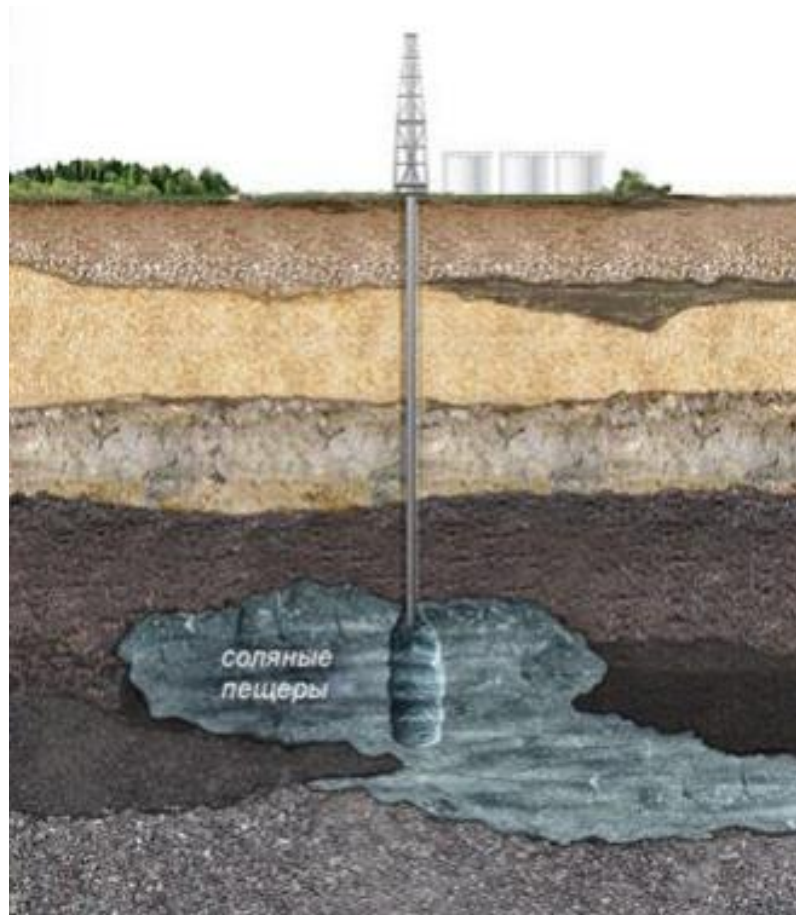


Рисунок 1.8 – Хранилище в соляных кавернах [3]

Подземных хранилища в отложениях каменной соли бывают двух типов: в соляном куполе и в соляном пласте [5]. Соляной купола представляют собой большие скопление соли, размеры которых могут достигать 7 млн м<sup>3</sup>, залегают на глубине от 0,5 км до 2 км. Соляные пласты имеют гораздо меньшую толщину по сравнению с куполами, но они сильно вытянуты по горизонтали, что может значительно усложнить их эксплуатацию.

Сам процесс создания ёмкости, для обоих типов соляных залежей, заключается в вымывании толщи соли, с образованием пустот, в которые в дальнейшем будет помещён газ.

Вымывание соли процесс длительный и дорогостоящий, однако результат способен нивелировать все эти сложности, ведь данное ПХГ имеет ряд преимуществ. Самое явное из них это герметичность хранилища, стены соляных пещер по прочности сравнимы с металлом [5], что делает её износостойкой во время длительной эксплуатации. Соляные отложения имеют свойства разрастаться, соответственно любые возникающие несплошности и

					1. Общая характеристика подземных хранилищ газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

трещины будут зарастать солью. Отношение объёмов буферного и активного газов в таких ПХГ самый минимальный по сравнению со всеми остальными ПХГ, объём буферного не превышает одну треть от общего объёма газа.

Однако объём конечной полости гораздо меньше, тех, что остаются в истощённых месторождениях углеродов и в водонасыщенных пластах. Поэтому используют такие подземные хранилища для нивелирование суточных или недельных неравномерностей потребления газа.

Поскольку ёмкости для хранения газа будут представлять собой, большие по размерам пустота, отбор и закачка могут производиться с большими скоростями, ведь в водонасыщенных и истощённых месторождениях газ хранится в порах. В связи с этим эти ПХГ используют в случаях резкого краткосрочного повышения спроса на газ, например из-за аномальных холодов или аварийных ситуаций на различных промышленных объектах.

Но несмотря на все плюсы, в мире количество таких хранилищ составляет примерно 6% [3] от общего числа ПХГ.

И связано такое их малое количество с совокупностью осложняющих факторов, одним из которых являются большие количества рассола, который необходимо куда-то девать, то есть хранилище должно располагаться в непосредственной близости к морю или предприятию, способному в огромных количествах фильтровать воду и перерабатывать соль.

Поскольку соль имеет свойство самонакопления, это неизбежно приведёт к уменьшению объёма ПХГ, если постоянно не поддерживать высокое давление в пласте.

Отобранный газ необходимо тщательно очищать и осушать от остатков рассола, который неизбежно будет попадать в газ. Также возможны существенные затраты из-за разрушения металла, под действием коррозионной среды [5], каковой является соляные залежи.

					1. Общая характеристика подземных хранилищ газа	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



### 1.5.4 Хранилища сооружаемые методом внутренних взрывов

В России подобных хранилищ не существует, однако в Швеции, Норвегии и США [3], есть примеры хранения газа в таких ёмкостях.

ПХГ, сооружаемые методом внутренних взрывов это единственное на сто процентов искусственное хранилище. При выборе места создание данного типа ПХГ, особое внимание уделяется мощности породы, как правило это глинистая порода. Минимальная толщина глинистой [7] породы должна быть не меньше 15м и в зависимости от создаваемого объёма это значение будет увеличиваться. Перед началом взрывных работ бурят скважину, далее создают обсадную колонну, по которой в глубину будет подаваться взрывчатое вещество в несколько этапов (рис.1.9) [7].

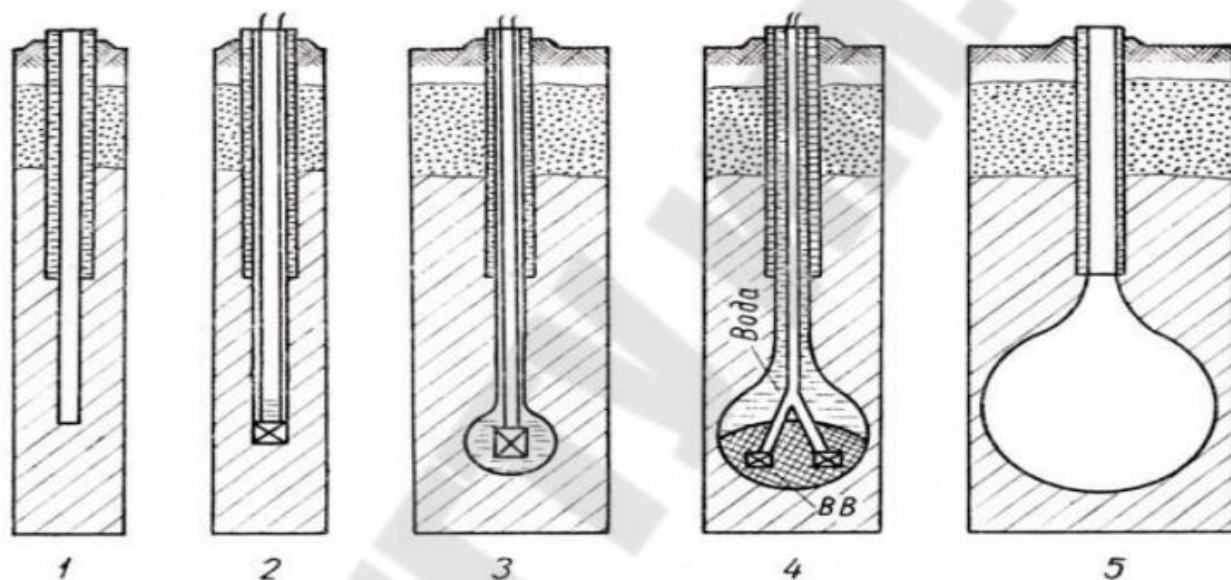


Рисунок 1.9 – Этапы создания хранилища методом внутренних взрывов: 1 – бурение скважины и строительство обсадной колонны; 2 – первый пробный заряд; 3 – второй пробный заряд; 4 – основной заряд; 5 – готовая подземная ёмкость [7].

Подобные ПХГ хороши тем, что обладают высокими коэффициентами закачки и отбора газа, поскольку нет никакой пористой структуры с различной проницаемостью, и газ может быть помещён в хранилище с очень большой скоростью.

Однако недостатков у таких ПХГ хватает, в основном они связаны с плохой герметичностью, и как следствие это приводит к большим финансо-

вым убыткам. При строительстве в хранилище стараются подвести большое количество воздуха, через предварительно построенные вентиляционные каналы. Их стараются запечатывать на время эксплуатации, однако это далеко не всегда получается пост. Также такие хранилища имеют незначительный объём, которого будет хватать только для покрытия суточных неравномерностей потребления газа.

В связи с этими недостатками, а также сложностью строительства, количества подобных ПХГ в ближайшее время в мире вряд ли будет увеличиваться.

					1. Общая характеристика подземных хранилищ газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

## 2.Харктеристика объекта исследования

Исследуемое ПХГ было создано в истощённом месторождении газа. Исходя из его объёмов, это хранилища предназначено для сезонных поставок газа в Свердловской, Пермской и Челябинской областях. В данное ПХГ газ закачивается из Медвежьего месторождения, расположенного в Ямало-Ненецком автономном округе.

### 2.1 Местоположение района подземного хранилища газа

Исследуемое подземное хранилище расположено в Березовском районе Ханты-Мансийского автономного округа (рис 2.1), в Северо-Западной части Западно-Сибирской низменности [8] в 40 км к югу от посёлка Игрим. Входит в Берёзовский газоносный район [9] Приуральской нефтегазоносной области. Площадь района составляет 88 тыс. км. кв. (16,4 % от территории ХМАО).



Рисунок 2.1 – Карта Ханты-Мансийского автономного округа [9]

					<i>Разработка предложений по повышению ресурсоэффективности эксплуатации подземного хранилища природного газа</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Нидзельский Д.Н.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				43	144
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		
					<b>2. Характеристика объекта исследования</b>		

Ближайшая к ПХГ ж/д станция расположена на расстоянии 80км. Абсолютные отметки рельефа находятся в диапазоне от 15 до 30м. Площадь района покрыта заболоченной тайгой с буреломом и зарослями тальника, черемухи, ольхи. Самая крупная река, протекающая на территории - Малая Сосьва [8], имеющая извилистое русло с отвесными склонами, ширина нижнем течении которой колеблется от 40 до 100м, а глубина в начале осени 0,8-3м. У реки есть множество притоков и мелких ручьёв, также расположены множества озёр. Весной, когда уровень воды высокий, по реке могут передвигаться катера, лодки и прочие малогабаритные суда.

Как уже было сказано, район наполнен непроходимыми болота, не говоря уже о огромном количестве ручьёв [8], всё это значительно затрудняет передвижения, особенно в те месяцы, когда болота не успевают промёрзнуть, дороги для автотранспорта полностью отсутствуют. 38% территории занято болотами. Местами встречаются участки с многолетней мерзлотой.

Но тем не менее расположение исследуемого ПХГ можно назвать выгодным, поскольку близ него проходят крупные магистральные газопроводы, идущие в центральную европейскую часть страны.

## 2.2 Геологические характеристики района подземного хранилища

ПХГ расположено на территории истощённого Березовское газовое месторождения. Газоносность связана с песчаниковым горизонтом, толщина которого колеблется в диапазоне 2 до 41 м. Сам газ залегает на глубине 1.3км.

Фундамент газовой залежи состоит из отложений, образованных в палеозойскую эру, далее накопления осадка происходило в меловую и юрскую эры [9]. Фундамента состоит из гранита, являются граниты, и различных гранитных и глинистых сланцев. Верхняя часть осадков палеозойской эры достигает толщины 60м и образует кору выветривания, состоящую из известняка, кварца, ортоклаза, коалина.

Все эти осадочные породы и сформировали месторождения газа. Сама залежь газа довольно крупная, мощностью более 200м. Пористость храни-

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

лица около 30%, проницаемость равняется - 0,5 + 6,7 Д и с глубиной снижается, пока вовсе не заменится на непроницаемые породы.

Газ, который когда-то находился в месторождении, в своём составе имел в основном метан в количестве 97%, содержание в газе этана, пропана и бутана незначительное, объём углекислого газа составляет 1% от всего объёма газа, сероводород отсутствует.

### **2.3 Климатические условия района подземного хранилища**

Климат района ПХГ суровый, резко-континентальный, с очень долгой холодной зимой и коротким жарким летом. С октября по апрель температура составляет ниже нуля градусов по цельсию. Минимально низкая зафиксированная температура составляет 55°С.

Снег начинает выпадать в начале октября, максимальную толщину снежный покров имеет в марте, около 70см [8], в год количество осадков в среднем держится в районе 450мм. В летний период, каким считаются только июль и август, температура спокойно может достигать 30 °С. Весной большая часть территории покрыта талыми водами.

### **2.4 Основное и вспомогательное технологическое оборудование**

На наземной части ПХГ [10] расположены здания, сооружения и технологическое оборудование.

Оборудованию необходимое для непосредственного производства это: КЦ, сепараторы, пылеуловители, узел редуцирования газа, узел замера расхода газа, установки охлаждения газа, технологические трубопроводы.

На территории подземного хранилища находятся также операторская, электроподстанция, котельная, лаборатория, мех мастерские, гараж, склады, административно хозяйственные здания;

Внутриплощадочные инженерные сети [10] включают в себя сети хозяйственно-питьевого водоснабжения, канализацию, теплосети, электро-снабжение, связь, сигнализацию.

На рисунке 2.2 [11] представлена схема оборудования ПХГ. Схема включает компрессорные цеха, установки очистки и осушки газа от механических примесей, капельной жидкости и масла, газораспределительные пункты и скважины.

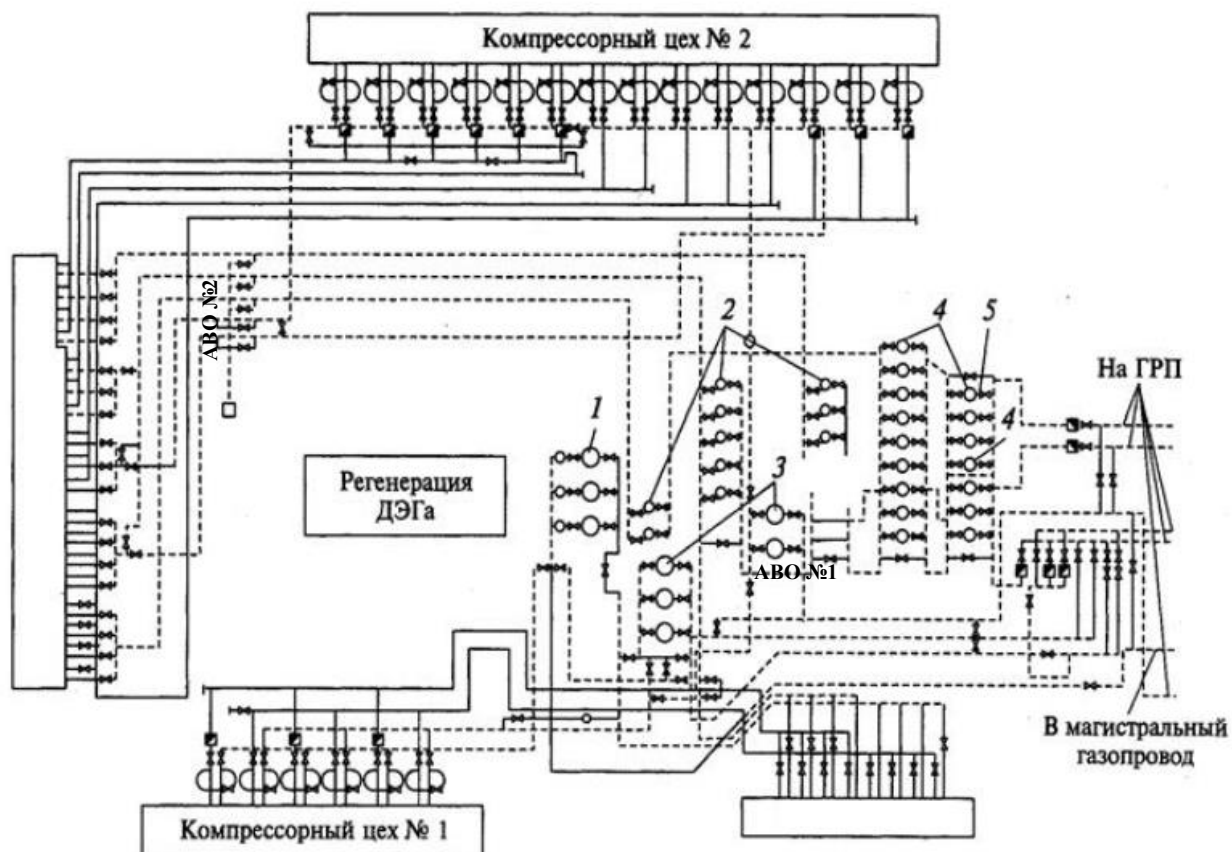


Рисунок 2.2 – Схема оборудования ПХГ: 1- установка для осушки горячего газа; 2 – установка для осушки холодного газа; 3 – пылеуловители; 4 – адсорберы; 5 – керамические фильтры [11].

Перед сжатием газа его требуется очистить от механических примесей, для этого на территории ПХГ устанавливают циклонные пылеуловители (рис. 2.3) [15].



Рисунок 2.3 – Циклонные пылеуловители [15]

Компрессорный цех исследуемой ПХГ включает в себя два газоперекачивающих аппарата ГПА-16 «Урал», [12] (рис 2.4), которые заменили ГТК-10-4. ГПА-16 состоит из газотурбинной установки ГТУ-16П с двигателем ПС-90ПП-2, выполненной по открытому циклу, без системы регенерации тепла, со свободной силовой турбиной.



Рисунок 2.4 – ГПА-16 «Урал» [18]

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

ГПА выполнен в блочно-контейнерном исполнении [19] с мощностью 16МВт. Отсеки с газотурбинной установкой и центробежным нагнетателем разделены между собой противопожарной перегородкой.

В ГПА природный газ сжимается до необходимой величины. При компримировании газ сильно нагревается и в него попадают пары масла из компрессора. Нагретый газ поступает в циклонные сепараторы для осушки газа (рис 2.5) [13], где газ проходит четырёхступенчатую очистку. Очистка газа от компрессорного масла очень важная операция, поскольку капельки масла способны собирать в себе мелкие частицы и вследствие уже под землёй забивать поры, тем самым снижая проницаемость пласта. Что в итоге снизит скорость закачки и отбора газа из ПХГ. Как правило после осушки газа, в нём остаётся всего 500мг масла на 1000м<sup>3</sup> газа.



Рисунок 2.5 – Установка осушки природного газа [13]

После очистки всё такой же горячий газ требуется охладить дабы исключить разрушение бетона обсадных колонн. Для охлаждения газа наибольшее распространение получили схемы с применением аппаратов воздушного охлаждения (рис.2.6).

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



Принцип действия таких систем заключается в следующем [14]: вентиляторы нагоняют воздух к большому количеству трубок, по которым проходит газ и в результате теплообмена между трубками и воздухом происходит охлаждение газа, однако АВО не могут охладить газ ниже температуры уличного воздуха.



Рисунок 2.6 – Аппарат воздушного охлаждения газа [14]

Конечным пунктом перед закачкой в хранилище является газораспределительный пункт, в котором газ разделяется по скважинам, а также с помощью расходомеров определяют количество поступающего газа. При отборе газу опять требуется пройти через установки осушки и очистки, а иногда и через дополнительные фильтры.

## 2.5 Технологические характеристики исследуемого ПХГ

Опытно промышленная эксплуатация хранилища началась в 1985г. Данное ПХГ является сезонным, каждый сезон длится 150 суток. График сезонности газопотребления представлен на рис. 2.7.

					2. Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49



Рисунок 2.7 – График сезонности газопотребления

На графике видно, как резко сильно отличается потребление газа в зимний и летний периоды.

Технологические характеристики и эксплуатационные параметры хранилища указаны в таблице 1 [16,17].

Таблица 1 – Основные технологические характеристики исследуемого ПХГ [16,17]

Параметр	Значение
Объём активного газа	2,5 млрд. м <sup>3</sup>
Объём буферного газа	2,8 млрд. м <sup>3</sup>
Производительность ПХГ	16 млн. м <sup>3</sup> /сут
Глубина залегания газа	1613-1900м
Давление газа в хранилище	6,86 МПа
Пористость пласта	10–33%
Проницаемость пласта	0,02–0,60 мкм <sup>2</sup>
Давление газа на выходе из КЦ	7,8 МПа

Окончание таблицы 1

Давление газа на входе в сепаратор	3,55 МПа
Температура газа на входе в блок сепарации	4,9 °С
Количество рабочих эксплуатационных скважин	31
Производительность каждой скважины	0,52 млн. м <sup>3</sup> /сут
Дебиты эксплуатационных скважин	185–450 тыс. м <sup>3</sup> /сут
Среднее давление на устье скважины	3,96 МПа
Температура в скважине	61,5 °С
Средняя температура грунта	-3,5 °С

В 1992г была разработана программа по расширению хранилище, в результате чего предполагается увеличения объёма активного газа до 6,5 млрд. м<sup>3</sup>.

Расширение хранилища должно происходить поэтапно. На первом этапе [16] хранилище уже имело объём активного газа 1,2 млрд. м<sup>3</sup>, это смогло ПХГ нивелировать сезонность газопотребления на 60%.

На данный момент ПХГ находится на второй этапе расширения, в рамках которого стоят следующие задачи:

- Пробурить 75 эксплуатационных скважин
- За счёт повышения давления в нагнетателях добиться производительности 35млн. м<sup>3</sup>/сут.
- Увеличение объёма активного газа до 3,5 млрд. м<sup>3</sup>.

### 3. Эксплуатация ПХГ

#### 3.1 Опытная промышленная эксплуатация ПХГ

После строительства хранилища начинаются пробные закачки газа, с исследованием и анализом всех процессов, этот период называется опытно-промышленная эксплуатация ОПЭ [3].

Период ОПЭ хранилище длится с поступлением первых объёмов активного газа, до выхода хранилища на режим циклической эксплуатации, когда хранилище работает в режиме, устанавливаемом при проектировании.

Во время эксплуатации решаются задачи по увеличению эксплуатационных параметров ПХГ, обеспечивающих безопасную эксплуатацию. Также дополняется информация о строении пласта, его геологические особенности и постоянно стоят задачи об улучшении и модернизации всего наземного комплекса, что позволило бы осуществлять эксплуатацию подземного хранилища более эффективно.

После всех анализов, проведённых при ОПЭ, принимается решение о переходе ПХГ на циклическую эксплуатацию [3], при отсутствии явных проблем и недостатков.

#### 3.2 Циклическая эксплуатация ПХГ

Если завершено строительство всех сооружений и оборудования, для эксплуатации хранилища в соответствии с проектом [6], эксплуатационные параметры закачки и отбора соответствуют предъявляемым требованиям и герметичность хранилища не нарушена, то начинается период циклической эксплуатации.

Циклическую эксплуатацию осуществляют в соответствии с проектом [7], а наземную часть в соответствии с нормативными документами. На каждый сезон закачки согласовывают и утверждают режим эксплуатации. То

					<i>Разработка предложений по повышению ресурсоэффективности эксплуатации подземного хранилища природного газа</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Нидзельский Д.Н.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				52	144
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>			<i>3. Эксплуатация ПХГ</i> <i>Отделение нефтегазового дела</i> <i>Группа 2Б91</i>		

есть исследуют ПХГ и оценивают его состояния для последующей закачки газа, также следят за основными эксплуатационными и технологическими параметрами, смотрят их динамику.

Один раз в 5 лет [7] разработчики проекта составляют обеспечение мониторинга пласта, в котором хранится газа, а также проводят его исследование и анализ, с составлением рекомендаций, всё это проводится дабы оценить, насколько пригодно хранилище для дальнейшей безопасной эксплуатации с соблюдением всех заданных технологических параметров.

В рекомендациях указывается [3]:

- причина и обоснования для проведения необходимых работ;
- характеристика ПХГ с точки зрения геологии и гидродинамики с указанием состояния скважин, обводнённости, наличия песка;
- Номинальные значения закачки и отбора, производительность скважин, сравнение их с проектными значениями;
- Анализ количеств буферного и активного газа, а также объёма газа, который затрачивается на собственные нужды;
- Результаты исследований на герметичность, с указанием газопроявлений, заколонным утечкам газа;
- Результаты геофизических, геохимических и газодинамических исследований;
- Рекомендации для дальнейшей успешной эксплуатации, модернизации всего технологического комплекса.

Анализу соотношений буферного и активного газа, затрат на собственные технологические нужды уделяется особое внимание, поскольку могут быть выявлены утечки газа, своевременное их обнаружение очень важно для безопасной эксплуатации. При сильных отклонениях номинальных показателей от проектных составляется план для поиска причин и их ликвидации.

Эксплуатирующая организация [7] раз в год должна проводить анализ энергоэффективности и энергосбережения ПХГ, в соответствии разработанной методикой.

Нарушение герметичности довольно частое явление на ПХГ, при обнаружении факта утечки газа эксплуатацию хранилища приостанавливают. Хранилище вновь начнёт эксплуатироваться в штатном режиме только после составления, утверждения и проведения мероприятий по поиску и выявлению причин утечек. По результатам всех мероприятий эксплуатирующая организация принимает решение о возобновлении работы ПХГ.

При циклической эксплуатации геологи дополняют уже имеющуюся информацию новыми сведениями о технологических показателях, а также проведёнными исследованиями.

Технологическая схема ПХГ (рис 3.1) [6] включает в себя скважины, технологическое оборудование, соединённые между собой газопроводами, с применением которых происходит эксплуатация ПХГ. Грамотно составленная схема обустройства должна обеспечивать постоянность технологических процессов в совокупности с низкими затратами.

Выбор оптимальной схемы зависит от множества климатических и геологических факторов, также от особенностей пласта, в котором хранится газ, от компонентного состава газа, ну и также от режима работы магистральных трубопроводов.



Рисунок 3.1 – Блок схема основных составляющих ПХГ [6]

Все объекты подземного хранилища соединены между собой шлейфами, их диаметр должен обеспечивать наибольшую пропускную способность при максимальной нагрузке. Для ПХГ характерна лучевая система газосбора, поскольку она упрощает контроль за каждой скважиной.





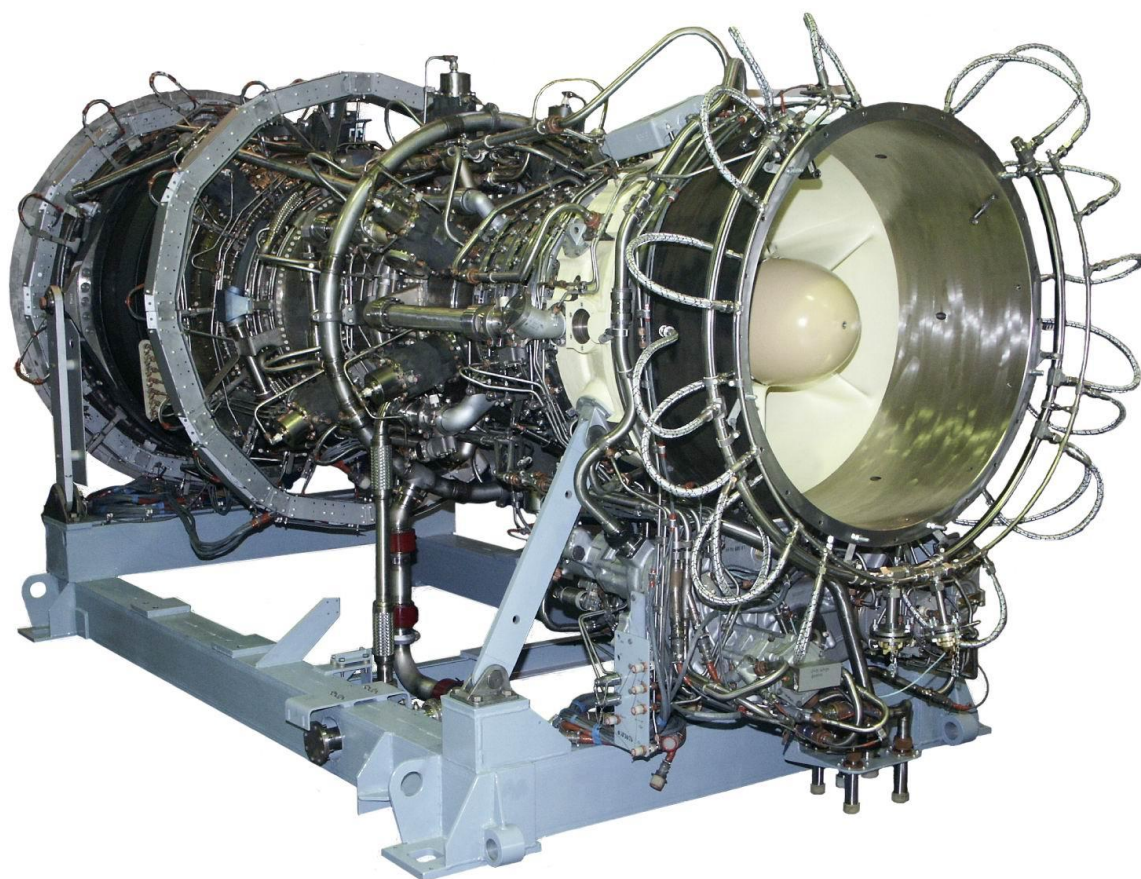


Рисунок 4.1 – Газотурбинный двигатель ПС-90ГП-2 [20]

В двухвальная ГТУ осевой компрессор соединён с турбиной высокого давления одним валом, турбина низкого давления соединена с центробежным нагнетателем другим валом, то есть установка имеет разрезной вал [23], части которого не соединены между собой механически.

В двухвальной схеме (рис.4.2) [24] валы каждой турбины могут вращаться с разной частотой, скорость вращения нагнетателя может меняться в большом диапазоне, при том, что вал осевого компрессора может иметь постоянную частоту вращения. В связи с этим, мощность ГТУ напрямую будет зависеть от частоты вращения силовой турбины.

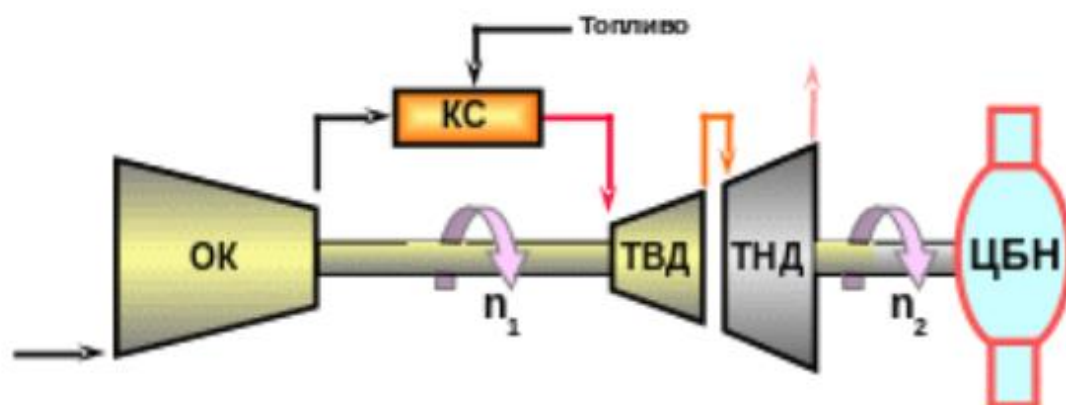


Рисунок 4.2 – Схема двухвальной ГТУ [24]

Однако наиболее эффективной считается трёхвальная ГТУ (рис. 4.3) [24]. Диапазон её эффективной работы её больше и как следствие КПД также больше, чем у двухвальной.

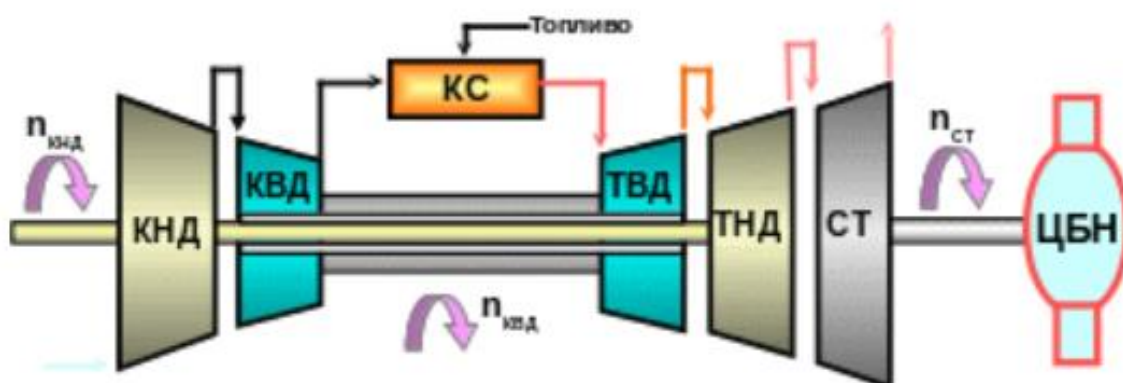


Рисунок 4.3 – Схема трёхвальной ГТУ [24]

При такой схеме ротор осевого компрессора с турбиной низкого давления состоит из двух валов – каскадов. Каскад представлен компрессором высокого давления (КВД) и компрессором низкого давления (КНД). Каждый из этих компрессоров соединён валом с осевой турбиной высокого и низкого давления. Эти валы вращаются разной скоростью, необходимой для своего каскада. Между каскадами также отсутствует механическая связь, только газодинамическая. Третий вал так же, как и в схеме двухвальной ГТУ представлен свободной силовой турбиной, соединённой непосредственно с нагнетателем.

В связи со всеми вышеперечисленными особенностями более правильным решением с точки зрения ресурсоэффективности будет использование трёхвальной ГТУ в компрессорном цехе подземного хранилища газа. Более высокий КПД трёхвальной ГТУ будет обеспечивать меньший расход газа, на работу установки.

На исследуемом ПХГ предполагается заменить ГТУ с двигателем ПС-90П-2 на ГТУ с двигателем АЛ-31СТ (рис.4.4) [25]. Данный двигатель авиационного типа также имеет мощность 16 МВт.

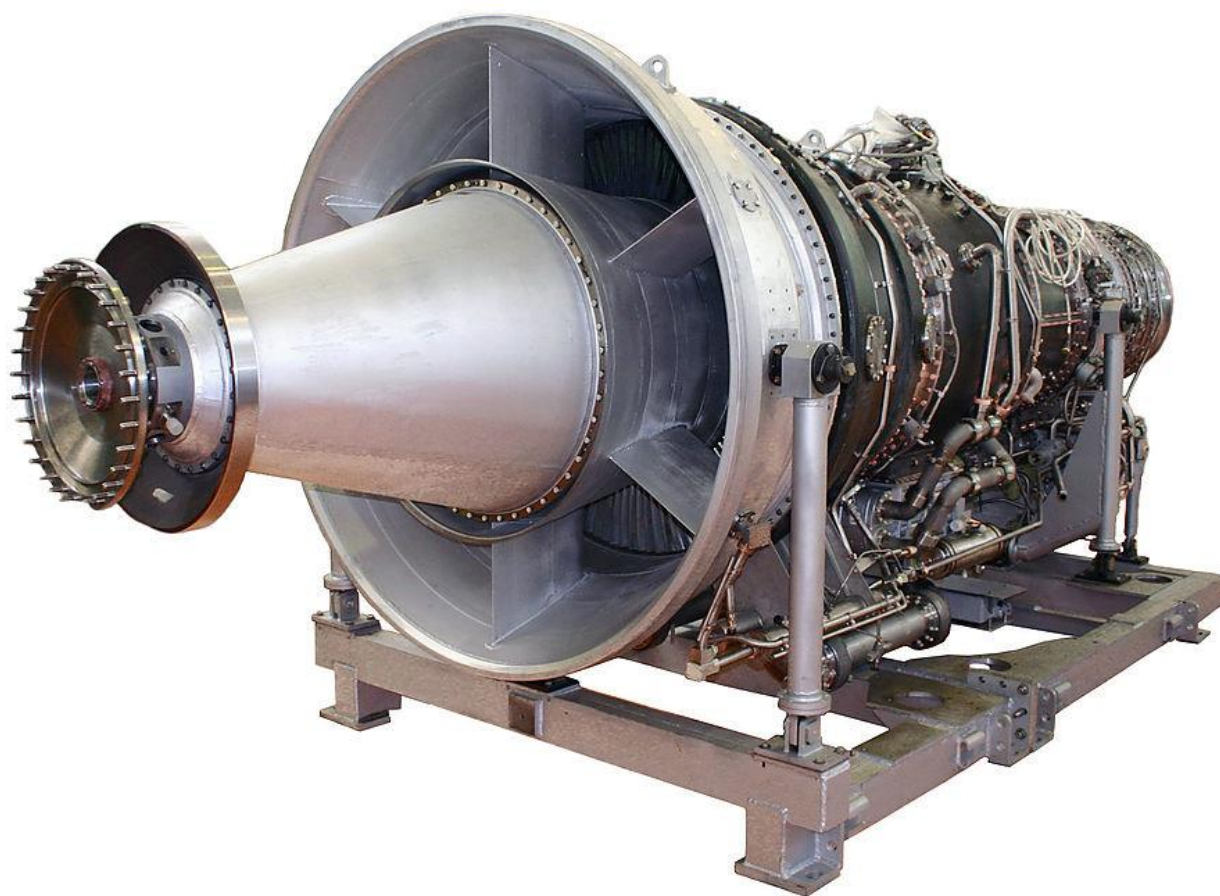


Рисунок 4.4 – Газотурбинный двигатель АЛ-31СТ [25]

## 5. Расчётная часть

### 5.1 Тепловой расчёт ГТУ с двигателем ПС-90ГП-2

#### 5.1.1 Исходные данные, цель и алгоритм расчёта

Целью теплового расчёта является определение эффективного КПД газотурбинной установки оборудованной двигателем ПС-90ГП-2.

Расчёт осуществляется на основании учебно-методическое пособие О.В. Комаров, В.Л. Блинов, А.С. Шемякинский «Тепловые и газодинамические расчёты ГТУ» [26]. Исходные данные приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные для расчёта [27]

Наименование показателей	Единицы измерения	ПС-90ГП-2 авиационный
Тип ГПА	–	ГПА-16
Станционные условия: • температура наружного воздуха; • атмосферное давление; • сопротивление входного тракта; • сопротивление выхлопного тракта	°С МПа кПа(мм вод.ст.) кПа(мм вод.ст.)	■ ■ ■ ■
Номинальная мощность в станционных условиях	МВт	■
Максимальная мощность	% (МВт)	■
Эффективный КПД ГТУ в станционных условиях	%	■
Номинальный расход топлива ( $Q_p = 33431 \text{ кДж/м}^3$ )	м <sup>3</sup> /ч	■
Температура воздуха после осевого компрессора	°С	■
Температура продуктов сгорания на входе в турбину	°С	■
Температура продуктов сгорания на выхлопе	°С	■
Степень повышения давления воздуха в комп-ре	–	■
Расход циклового воздуха	кг/с	■
Расход продуктов сгорания на выхлопе	кг/с	■
Отбор сжатого воздуха ГТУ на нужды КС	%	■
Степень регенерации	–	–

					<i>Разработка предложений по повышению энергоэффективности эксплуатации подземного хранилища природного газа</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Нидзельский Д.Н.			<b>5. Расчётная часть</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					60	144
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

Окончание таблицы 2

Частота вращения роторов турбокомпрессора	об/мин	XXX
Частота вращения ротора силовой турбины	об/мин	XXX

### 5.1.2 Предварительный тепловой расчёт

Цель предварительного теплового расчёт: нахождение оптимальной степени сжатия в цикле, при которой достигается максимальная экономичность ГТУ.

Алгоритм расчёта представлен на рисунке 5.1; результаты предварительных расчётов сведены в таблицу 3.

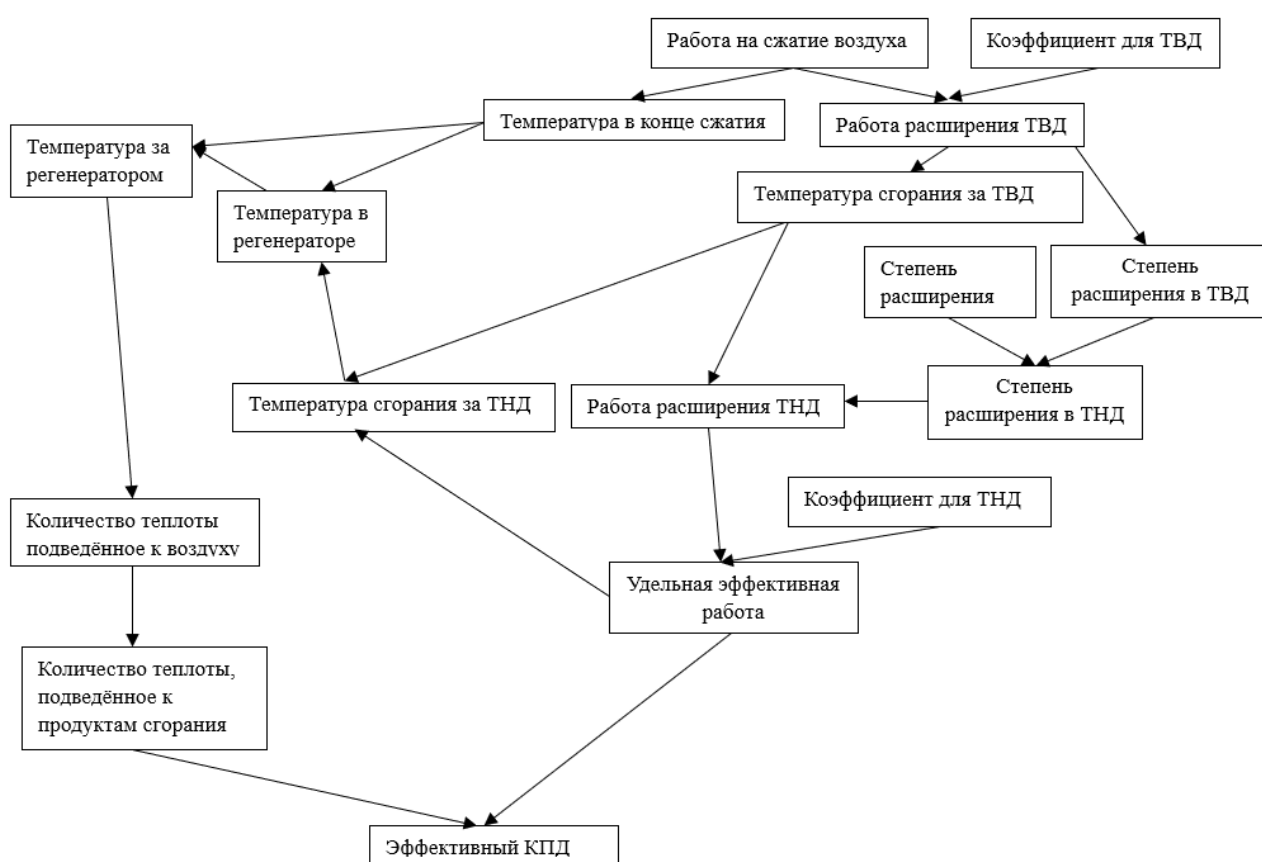


Рисунок 5.1 – Алгоритм предварительного расчёта ПС-90ГП-2

Работа на сжатие воздуха, кДж/кг:

$$H_k = c_{pk} T_v \left( \pi_k^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \eta_k^{-1}, \quad (5.1)$$

где  $c_{pk}$  — изобарическая теплоемкость при средней температуре процесса сжатия, кДж/(кг · К), по данным [28] для воздуха ( $a = \infty$ ) теплоемкость принимают  $c_{pk} = 1,01 \dots 1,02$  кДж/(кг · К);

$T_B$  – температура наружного воздуха, 288К [28];

$\pi_K$  – Степень повышения давления воздуха в ОК, 20 [27];

$k$  — показатель адиабаты для воздуха в компрессоре,  $k = 1,4, \frac{k-1}{k} = 0,286$ ;

$\eta_K$  — изоэнтропийный КПД компрессора, в предварительном расчете задают в диапазоне 0,83–0,89.

Таким образом находим:

$$H_K =$$

Температура после сжатия:

$$T_K = T_B + H_K/c_{pK}, \quad (5.2)$$

$$T_K =$$

Далее необходимо вычислить  $\pi_{T\Sigma}$  — степень расширения продуктов сгорания в турбине:

$$\pi_{T\Sigma} = \pi_K(1 - \zeta_{тр}), \quad (5.3)$$

$\zeta_{тр}$  — коэффициента гидравлических потерь давления принимается:

- для ГТУ с системой регенерацией теплоты  $0,05 \leq \zeta_{тр} \leq 0,11$ .

$$\pi_{T\Sigma} =$$

Удельная работа расширения ТВД, кДж/кг:

$$H_{T1} = \frac{H_K}{v_1 \eta_{мех}}, \quad (5.4)$$

где  $\eta_{мех}$  – механический КПД, равный 0,99;  $v$  - коэффициент, для ТВД:

$$v_1 = (1 - q_{ох} - q_{ут} + q_{топ}), \quad (5.5)$$

где  $q_{ох}$ ,  $q_{ут}$  и  $q_{топ}$  — расходы охлаждающего воздуха, утечек воздуха через лабиринтовые уплотнения и топлива соответственно, отнесенные к расходу воздуха через осевой компрессор ГТУ:

относительный расход топлива  $q_{топ} =$

относительный расход утечек рабочего тела  $q_{ут} =$

относительный расход охладителя  $q_{ох} =$

$$v_1 =$$

Отсюда найдём работу расширения ТВД:

										Лист
										62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	5. Расчётная часть					

$$H_{T1} =$$

Далее находим температуру сгорания за ТВД:

$$T_{T1} = T_{\Gamma} - H_{T1}/c_{pT}, \quad (5.6)$$

где  $T_{\Gamma}$  - температура продуктов сгорания перед турбиной,  $T_{\Gamma} = 1400\text{K}$ ;  $c_{pT}$  теплоемкость при средней температуре процесса расширения в турбине, кДж/(кг · К) (прил. 1). Для её нахождения необходимо вычислить коэффициент избытка воздуха  $\alpha_B$ , который можно вычислить, используя интерполяционную формулу:

$$\alpha_B = \frac{3000 - 0,367 \cdot T_{\Gamma}}{T_{\Gamma} - T_K}; \quad (5.7)$$

$$\alpha_B =$$

По приложения 1 находим, что  $c_{pT} =$  кДж/(кг · К),  $k =$  теперь можем вычислить  $T_{T1}$ :

$$T_{T1} =$$

Степень расширения продуктов сгорания в ТВД  $\pi_{T1}$  определяем по формуле:

$$\pi_{T1} = [1 - H_{T1}/(c_{pT}\eta_T T_{\Gamma})]^{k/(1-k)}, \quad (5.8)$$

где  $\eta_T$  изоэнтروпийный КПД в ТНД,  $\eta_T=0,9$ ;  $k$  показатель адиабаты воздуха в турбине,  $k =$

$$\pi_{T1} =$$

Степень расширения продуктов сгорания в силовой турбине  $\pi_{T2}$ , определяем по формуле:

$$\pi_{T2} = \pi_{T\Sigma}/\pi_{T1}, \quad (5.9)$$

$$\pi_{T2} =$$

Удельная работа расширения ТНД, кДж/кг:

$$H_{T2} = c_{pT} T_{T1} \left(1 - \pi_{T2}^{1/k}\right) \eta_{T2}, \quad (5.10)$$

где  $\eta_{T2}$  изоэнтروпийный КПД силовой турбины,  $\eta_{T2} = 0,92$ ,

$$H_{T2} = \text{[redacted]}$$

Удельная эффективная работа  $H_e$ , кДж/кг:

$$H_e = H_{T2} v_2 \eta_{\text{мех}}, \quad (5.11)$$

где  $v_2$  - коэффициент, для турбины низкого давления:

$$v_2 = (1 - q_{\text{ох}} + q_{\text{охТВД}} - q_{\text{YT}} + q_{\text{топ}}), \quad (5.12)$$

где  $q_{\text{охТВД}}$  - расход охлаждающего воздуха для турбины высокого давления, его принято принимать 0,08.

$$v_2 = \text{[redacted]}$$

Теперь можем вычислить удельную эффективную работу:

$$H_e = \text{[redacted]}$$

Температура продуктов сгорания ТНД:

$$T_{T2} = T_{T1} - H_e / c_{pT}, \quad (5.13)$$

$$T_{T2} = \text{[redacted]}$$

Температура воздуха в регенераторе, К:

$$\Delta T_p = r(T_{T2} - T_K), \quad (5.14)$$

где  $r$  - степень регенерации, для современных ГТУ принимают  $r=0,85$ .

$$\Delta T_p = \text{[redacted]}$$

Температура за регенератором, К:

$$T_p = T_K + r(T_{T2} - T_K), \quad (5.15)$$

$$T_p = \text{[redacted]}$$

Количество теплоты, подведённое к воздуху в регенераторе, кДж/кг:

$$Q_B = c_{pB} T_p (1 - q_{\text{охл}} - q_{\text{YT}}), \quad (5.16)$$

где  $c_{pB}$  - средняя теплоемкость, (прил. 1) ( $a = \infty$ ) для температуры  $T_p$ .

В первом приближении можно принять  $c_{pB} = 1,02 \dots 1,04$  кДж/(кг·К)

$$Q_B = \text{[redacted]}$$

Количество теплоты, подведенное к продуктам сгорания в КС, кДж/кг, можно найти по уравнению:



$$Q_{\text{КС}} = c_{\text{ркс}} T_{\text{Г}} (1 - q_{\text{охл}}) - Q_{\text{В}}, \quad (5.17)$$

где  $c_{\text{ркс}}$  — средняя теплоемкость продуктов сгорания при средней температуре в процессе подвода теплоты в КС для коэффициента избытка воздуха  $\alpha_{\text{В}}$  (прил. 1). В первом приближении можно принять  $c_{\text{ркс}} = 1,08 \dots 1,14$  кДж/(кг · К).

$$Q_{\text{КС}} = \text{[Redacted]}$$

Теперь можем определить эффективный КПД:

$$\eta_e = (H_e \eta_{\text{КС}}) / Q_{\text{КС}}, \quad (5.18)$$

где  $\eta_{\text{КС}}$  - КПД камеры сгорания равный 0,99.

$$\eta_e = \text{[Redacted]}$$

Таблица 3 – Результаты предварительных расчётов

Величина	Обозначение	Расчётное значение
Работа, затрачиваемая на сжатие воздуха	$H_{\text{К}}$	[Redacted]
Температура в конце процесса сжатия	$T_{\text{К}}$	[Redacted]
Степень расширения прод. сгор. в турбине	$\pi_{\text{Т}\Sigma}$	[Redacted]
Коэффициент, для ТВД	$v_1$	[Redacted]
Удельная работа расширения ТВД	$H_{\text{Т}1}$	[Redacted]
Температуру сгорания за ТВД	$T_{\text{Т}1}$	[Redacted]
Коэффициент избытка воздуха	$\alpha_{\text{В}}$	[Redacted]
Степень расширения прод. сгор. в ТВД	$\pi_{\text{Т}1}$	[Redacted]
Степень расширения прод. сгор. в ТНД	$\pi_{\text{Т}2}$	[Redacted]
Удельная работа расширения ТНД	$H_{\text{Т}2}$	[Redacted]
Коэффициент, для ТНД	$v_2$	[Redacted]
Удельная эффективная работа	$H_e$	[Redacted]
Температура продуктов сгорания ТНД	$T_{\text{Т}2}$	[Redacted]
Температура воздуха в регенераторе	$\Delta T_{\text{р}}$	[Redacted]
Температура за регенератором	$T_{\text{р}}$	[Redacted]
Кол-во теплоты, подвед. к воздуху в рег-ре	$Q_{\text{В}}$	[Redacted]
Кол-во теплоты, подвед. к прод. сгор.	$Q_{\text{КС}}$	[Redacted]
Эффективный КПД	$\eta_e$	[Redacted]

После всех расчётов, на основании таблицы 3, строится график  $H_e = f(\pi_{\text{К}})$  и  $\eta_e = f(\pi_{\text{К}})$  (рис. 5.2), выбирается расчетное значение ( $\pi_{\text{К}0}$ ) в области между максимальными значениями  $\eta_e$  и  $H_e$ , при данном значении обеспечивается максимальная ресурсоэффективность ГТУ.

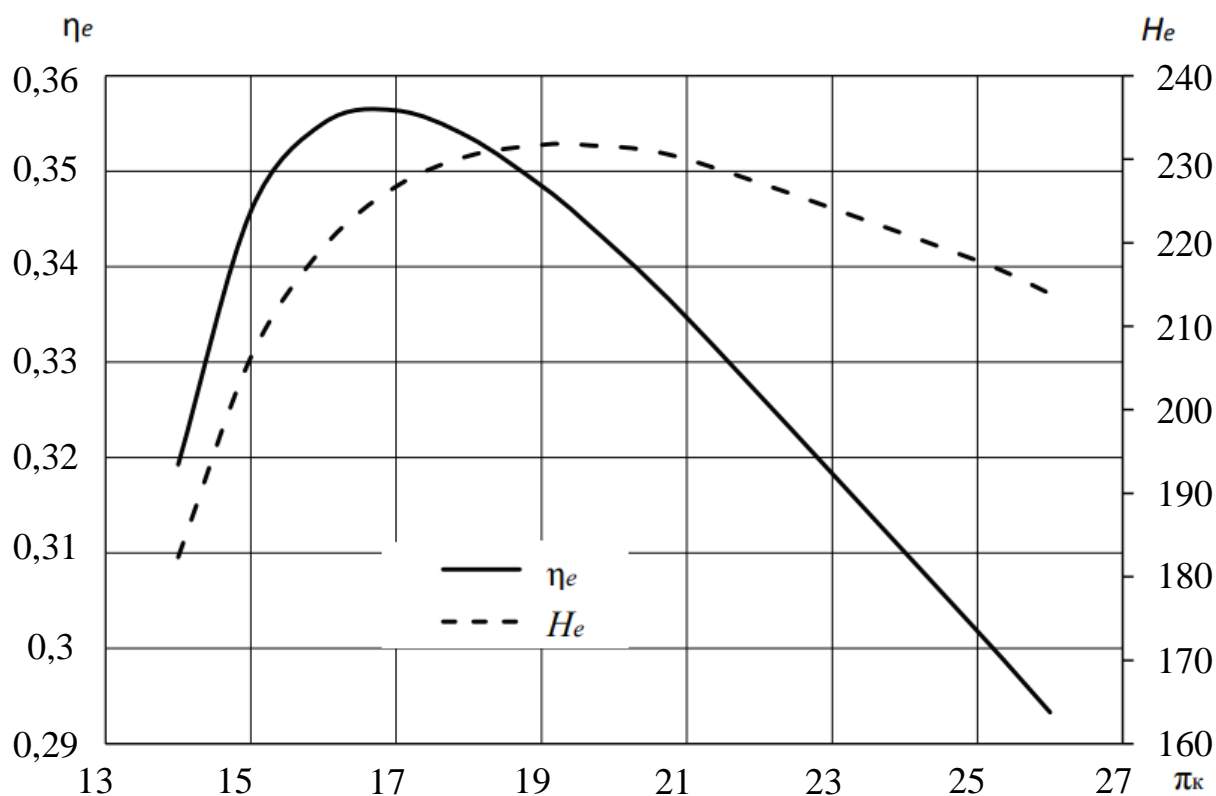


Рисунок 5.2 – Зависимость  $H_e$  и  $\eta_e$  от  $\pi_k$

Таким образом оптимальная степень повышения давления в компрессоре 20.

### 5.1.3 Уточненный тепловой расчет ГТУ

Предварительный тепловой расчет имеет неточности, т.к. задавались усреднённые значения таких параметров как изобарная теплоемкость  $C_p$  и показатель адиабаты  $k$ . Задачей уточненного теплового расчета является уточнение данных характеристик и определение истинного значения КПД.

Уточнение теплофизических характеристик рабочих тел турбомашин, воздуха для компрессора и продуктов сгорания для турбин, производим по средней температуре в начале и конце процесса. Алгоритм расчёта представлен на рис. 5.3; результаты уточнённых расчётов сведены в таблицу 4.



$$\eta_k = \blacksquare$$

Дополнительно внесем поправку в значение работы сжатия при относительной влажности воздуха 60%  $\varphi_a = 1,0041$  и  $T_a = 288$  К:

$$H_k = \varphi_a c_{pk} T_B \left( \pi_k^{\frac{k_k-1}{k_k}} - 1 \right) \eta_k^{-1}, \quad (5.21)$$

$$H_k = \blacksquare$$

Температура воздуха за компрессором, К:

$$T_k = T_B + \frac{H_k}{c_{pk}}, \quad (5.22)$$

$$T_k = \blacksquare$$

Средняя температура процесса сжатия воздуха в компрессоре, К:

$$T_{cp} = \frac{T_B + T_k}{2}, \quad (5.23)$$

$$T_{cp} = \blacksquare$$

Уточняются теплофизические свойства воздуха по средней температуре процесса сжатия по прил.1 (уточненным величинам присваивается индекс «'»):

$$c_{pk}' = \blacksquare$$

$$k_k' = \blacksquare$$

Уточненное значение удельной работы сжатия компрессора:

$$H_k' = \blacksquare$$

Уточненное значение температуры воздуха за компрессором:

$$T_k' = \blacksquare$$

Уточненное значение средней температуры процесса сжатия в компрессоре:

$$T'_{cp} = \text{[redacted]}$$

Разность значений  $T'_{cp}$  и  $T_{cp}$  составляет [redacted]

Ввиду малости изменения значения средней температуры процесса сжатия воздуха в компрессоре дальнейшего уточнения теплофизических параметров воздуха не требуется.

Определяется коэффициент избытка воздуха продуктов сгорания:

$$\alpha_B = \frac{3000 - 0,367 \cdot T_{\Gamma}}{T_{\Gamma} - T'_K}; \quad (5.24)$$

$$\alpha_B = \text{[redacted]}$$

Степень расширения продуктов сгорания в турбинах ГТУ:

$$\pi_T = \pi_K(1 - \xi_{TP}), \quad (5.25)$$

где  $\xi_{TP}$  - гидравлические потери во всасывающем тракте перед компрессором, поскольку ГТУ ПС-90ГП-2 имеет регенерацию теплоты уходящих газов, коэффициент находится в диапазоне 0,05–0,11%.

$$\pi_T = \text{[redacted]}$$

Удельная работа расширения турбины компрессора, кДж/кг:

$$H_{T1} = \frac{H'_K}{\nu_1 \eta_{\text{мех}}}; \quad (5.26)$$

$$H_{T1} = \text{[redacted]}$$

Температура продуктов сгорания за турбиной компрессора, К:

$$T_{T1} = T_{\Gamma} - H_{T1}/c_{pT1}; \quad (5.27)$$

$$T_{T1} = \text{[redacted]}$$

Средняя температура процесса расширения продуктов сгорания в турбине компрессора, К:

$$T_{cp1} = \frac{T_{\Gamma} + T_{T1}}{2}; \quad (5.28)$$

$$T_{cp1} = \text{[redacted]}$$

Уточняются теплофизические свойства продуктов сгорания при средней температуре процесса расширения и коэффициенте избытка воздуха  $\alpha_B=3,48$  (прил. 1):

$$c_{pT1}' = \text{[redacted]}$$

$$k_{T1}' = \text{[redacted]}$$

Уточняется температура продуктов сгорания за турбиной компрессора и средняя температура процесса расширения в турбине компрессора, К:

$$T'_{T1} = \text{[redacted]}$$

$$T_{cp1}' = \text{[redacted]}$$

Степень расширения продуктов сгорания в турбине компрессора:

$$\pi_{T1} = \left[ 1 - \frac{H_{T1}}{c_{pT1}' T_{T1} \eta_{T1}} \right]^{\frac{k_{T1}'}{1-k_{T1}'}}; \quad (5.29)$$

$$\pi_{T1} = \text{[redacted]}$$

Степень расширения продуктов сгорания в силовой турбине:

$$\pi_{T2} = \frac{\pi_T}{\pi_{T1}}; \quad (5.30)$$

$$\pi_{T2} = \text{[redacted]}$$

Уточняются теплофизические свойства продуктов сгорания при средней температуре процесса расширения и коэффициенте избытка воздуха  $\alpha_B=3,48$ :

$$c_{pT2} = \text{[redacted]}$$

$$k_{T2} = \text{[redacted]}$$

Удельная работа расширения силовой турбины, кДж/кг :

$$H_{T2} = c_{pT2} 'T'_{T1} \left( 1 - \pi_{T2}^{\frac{1-k_{T2}'}{k_{T2}'}} \right) \eta_{T2}; \quad (5.31)$$

$$H_{T2} = \text{[REDACTED]}$$

Температура продуктов сгорания за силовой турбиной, К:

$$T_{T2} = T'_{T1} - H_{T2}/c_{pT2}; \quad (5.32)$$

$$T_{T2} = \text{[REDACTED]}$$

Средняя температура процесса расширения продуктов сгорания в силовой турбине, К:

$$T_{cp2} = \frac{T'_{T1} + T_{T2}}{2}; \quad (5.32)$$

$$T_{cp2} = \text{[REDACTED]}$$

Уточняются теплофизические свойства продуктов сгорания при средней температуре процесса расширения и коэффициенте избытка воздуха  $\alpha_B=3,48$ :

$$c_{pT2}' = \text{[REDACTED]}$$

$$k_{T2}' = \text{[REDACTED]}$$

Удельная работа расширения силовой турбины (уточнённое значение), кДж/кг:

$$H'_{T2} = c_{pT2} 'T'_{T1} \left( 1 - \pi_{T2}^{\frac{1-k_{T2}'}{k_{T2}'}} \right) \eta_{T2}; \quad (5.32)$$

$$H'_{T2} = \text{[REDACTED]}$$

Температура продуктов сгорания за силовой турбиной (уточнённое значение), К:

$$T'_{T2} = T'_{T1} - H'_{T2}/c_{pT2}'; \quad (5.33)$$

$$T'_{T2} = \text{[REDACTED]}$$

Средняя температура процесса расширения продуктов сгорания в силовой турбине (уточнённое значение), К:

$$T'_{cp2} = \frac{T'_{T1} + T'_{T2}}{2}; \quad (5.34)$$

$$T'_{cp2} = \text{[redacted]}$$

Поскольку изменений в теплофизических свойствах продуктов сгорания составляет менее 2%, то дальнейшего уточнения теплофизических параметров при расширении продуктов сгорания в силовой турбине не требуется.

Удельная полезная работа ГТУ, кДж/кг:

$$H_e = H'_{T2} \nu_2 \eta_{мех}, \quad (5.35)$$

$$H_e = \text{[redacted]}$$

Определяем нагрев воздуха в регенераторе, К:

$$\Delta T_p = r(T'_{T2} - T'_K); \quad (5.36)$$

$$\Delta T_p = \text{[redacted]}$$

Температура воздуха на выходе из регенератора (на входе в камеру сгорания) будет, К:

$$T_p = T'_K + \Delta T_p; \quad (5.37)$$

$$T_p = \text{[redacted]}$$

Уточняем теплофизические свойства воздуха (прил. 1) при температуре  $T_p$  и  $\alpha_B = \infty$ :

$$c'_{pB} \left\{ \begin{array}{l} \alpha_B = \infty \\ t_{cp} = \text{[redacted]} \end{array} \right. = \text{[redacted]}$$

Количество теплоты воздуха, поступающего в камеру сгорания, кДж/кг:

$$Q_B = c'_{pB} T_p (1 - q_{yt} - q_{ox}); \quad (5.38)$$

$$Q_B = \text{[redacted]}$$

Уточняем теплофизические свойства продуктов сгорания при процессе подвода теплоты в камере сгорания:

$$t_{cp} = \frac{(T_r + T_p)}{2} - 273; \quad (5.39)$$



$$t_{cp} = \blacksquare$$

$$c'_{pкс} \begin{cases} \alpha_B = \blacksquare \\ t_{cp} = \blacksquare \end{cases} = \blacksquare$$

Количество теплоты, подведенное в камеру сгорания, кДж/кг:

$$Q_{кс} = \frac{c'_{pкс} T_{Г} (1 - q_{охл})}{\eta_{кс}} - Q_{в}; \quad (5.40)$$

$$Q_{кс} = \blacksquare$$

Эффективный КПД газотурбинной установки:

$$\eta_e = \frac{N_e}{Q_{кс}}; \quad (5.41)$$

$$\eta_e = \blacksquare$$

Расход воздуха в цикле, обеспечивающий номинальную мощность, кг/с:

$$G_B = \frac{N_e}{H_e * v_2}; \quad (5.42)$$

$$G_B = \blacksquare$$

Расходы рабочего тела для турбин ГТУ, кг/с:

$$G_{T1} = G_B v_1; \quad (5.43)$$

$$G_{T1} = \blacksquare$$

$$G_{T2} = G_B v_2; \quad (5.43)$$

$$G_{T2} = \blacksquare$$

Таблица 4 – Результаты уточнённых расчётов ПС-90ГП-2

Величина	Обозначение	Расчётное значение
КПД осевого компрессора	$\eta_{к}$	$\blacksquare$
Удельная работа сжатия воздуха	$H_{к}$	$\blacksquare$
Температура воздуха за компрессором	$T_{к}$	$\blacksquare$

Окончание таблицы 4

Сред. темп. сжатия воздуха в компрессоре	$T_{cp}$	██████████
Уточ. знач. удельной работы сжатия	$H'_k$	██████████
Уточненное значение температуры воздуха	$T'_k$	██████████
Уточненное значение сред. темп. сжатия	$T'_{cp}$	██████████
Коэффициент избытка воздуха	$\alpha_B$	██████████
Степень расширения продуктов в турбинах	$\pi_T$	██████████
Удельная работа расширения ТВД	$H_{T1}$	██████████
Температура продуктов сгорания за ТВД	$T_{T1}$	██████████
Сред. Темп. расширения продуктов в ТВД	$T_{cp1}$	██████████
Уточняется температура продуктов за ТВД	$T'_{T1}$	██████████
Уточняется сред. Темп. расширения в ТВД	$T'_{cp1}$	██████████
Степень расширения продуктов в ТВД	$\pi_{T1}$	██████████
Степень расширения продуктов в ТНД	$\pi_{T2}$	██████████
Удельная работа расширения ТНД	$H_{T2}$	██████████
Температура продуктов сгорания за ТНД	$T_{T2}$	██████████
Сред. Темп. расширения продуктов ТНД	$T_{cp2}$	██████████
Удельная работа расширения ТНД	$H'_{T2}$	██████████
Температура продуктов сгорания за ТНД	$T'_{T2}$	██████████
Сред. Темп. расширения продуктов ТНД	$T'_{cp2}$	██████████
Удельная полезная работа ГТУ	$H_e$	██████████
Нагрев воздуха в регенераторе	$\Delta T_p$	██████████
Температура на выходе из регенератора	$T_p$	██████████
Кол-во теплоты, поступ. в камеру сгорания	$Q_B$	██████████
Количество теплоты в камере сгорания	$Q_{kc}$	██████████
Эффективный КПД ГТУ	$\eta_e$	██████████
Расход воздуха в цикле	$G_B$	██████████
Расходы рабочего тела для ТВД	$G_{T1}$	██████████
Расходы рабочего тела для ТНД	$G_{T2}$	██████████

## 5.2 Тепловой расчёт ГТУ с двигателем АЛ-31СТ

### 5.2.1 Исходные данные, цель и алгоритм расчёта

Целью теплового расчёта является определение эффективного КПД газотурбинной установки оборудованной двигателем АЛ-31СТ. Исходные данные в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные для расчёта [3]

Наименование показателей	Единицы измерения	АЛ-31СТ авиационный
Тип ГПА	–	ГПА-16
Станционные условия: • температура наружного воздуха; • атмосферное давление; • сопротивление входного тракта; • сопротивление выхлопного тракта	°С МПа кПа (ммвод.ст.) кПа (ммвод.ст.)	■ ■ ■ ■
Номинальная мощность в станционных условиях	МВт	■
Максимальная мощность	% (МВт)	■
Эффективный КПД ГТУ в станционных условиях	%	■
Номинальный расход топлива ( $Q'p = 33431 \text{ кДж/м}^3$ )	м <sup>3</sup> /ч	■
Температура воздуха после осевого компрессора	°С	■
Температура продуктов сгорания на входе в турбину	°С	■
Температура продуктов сгорания на выхлопе	°С	■
Степень повышения давления воздуха в компрессоре	–	■
Расход циклового воздуха	кг/с	■
Расход продуктов сгорания на выхлопе	кг/с	■
Отбор сжатого воздуха ГТУ на нужды КС	%	■
Степень регенерации	–	–
Частота вращения роторов турбокомпрессора (КНД/КВД)	об/мин	■
Частота вращения ротора силовой турбины	об/мин	■

Степень повышения давления в компрессорах будет зависеть от принятого распределения работ сжатия по отсекам. В КНД степень повышения давления больше, так как воздух, сжимаемый им, более холодный чем в КВД, его легче сжать. Но на входе в КНД воздух подогревается, увеличивается скорость вращения КВД, и как итог степень повышения давления становится больше. [4, 15]. Поэтому для расчётов примем равные степени повышения давления для каждого компрессора.

## 5.2.2 Предварительный тепловой расчёт

Цель предварительного теплового расчёт: нахождение оптимальной степени сжатия в цикле, при которой достигается максимальная экономичность ГТУ. Алгоритм расчёта представлен на рисунке 5.4; результаты предварительных расчётов сведены в таблицу 6.

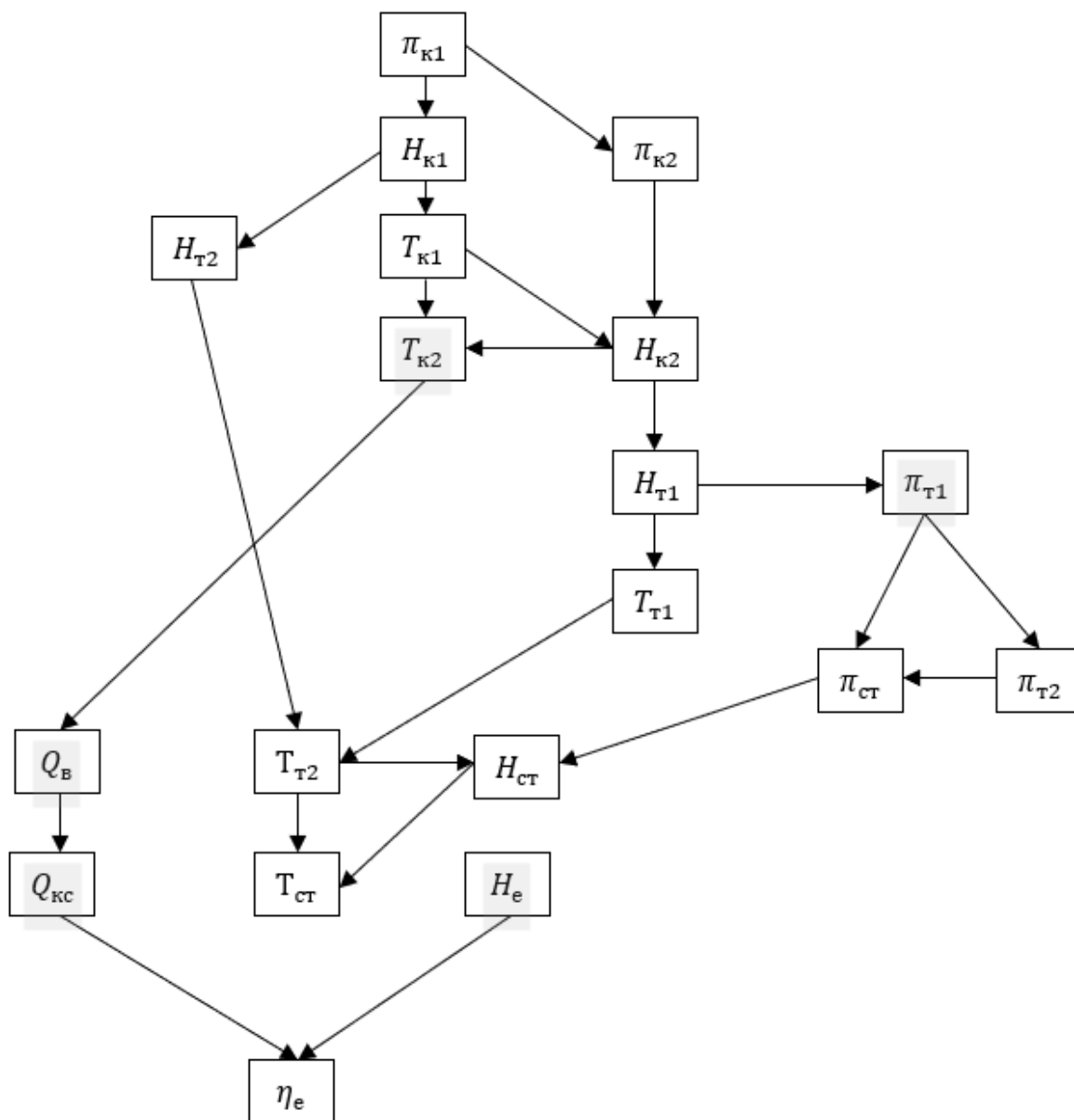


Рисунок 5.4 – Алгоритм предварительного расчёта АЛ-31СТ

Степень повышения давления в цикле:

$$\pi_{к1} = 1,05\sqrt{\pi_{к\sigma}}, \quad (5.44)$$

где  $\pi_{к\sigma}$  степень повышения давления воздуха в компрессоре, по исходным данным [3];

$$\pi_{к1} = \blacksquare$$

Удельная работа сжатия воздуха в КНД, кДж/кг:

$$H_{к1} = c_{рк} T_B \left( \pi_{к1}^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \eta_{к1}^{-1}, \quad (5.45)$$

где  $c_{рк}=1,01$  кДж/ (кг·К),  $T_B=288$  К,  $k=1,4$ ,  $\eta_{к1}=0,87$ , принятые в соответствии с рекомендациями для предварительного расчёта.

$$H_{к1} = \blacksquare$$

Температура воздуха за КНД, К:

$$T_{к1} = T_B + \frac{H_{к1}}{c_{рк}}, \quad (5.46)$$

$$T_{к1} = \blacksquare$$

Степень повышения давления в КНД:

$$\pi_{к2} = \frac{\pi_{к\Sigma}}{\pi_{к1}}; \quad (5.47)$$

$$\pi_{к2} = \blacksquare$$

Удельная работа сжатия воздуха в КВД, кДж/кг:

$$H_{к2} = c_{рк} T_{к1} \left( \pi_{к2}^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \eta_{к2}^{-1}, \quad (5.48)$$

где  $\eta_{к2} = \blacksquare$  принятые в соответствии с рекомендациями для предварительного расчёта.

$$H_{к2} = \blacksquare$$

Температура воздуха за КВД, К:

$$T_{к2} = T_{к1} + \frac{H_{к2}}{c_{рк}}, \quad (5.49)$$

$$T_{к2} = \blacksquare$$

Суммарная степень расширения в турбинах:

$$\pi_{т\Sigma} = \pi_{к\Sigma} (1 - \xi_{ТР}), \quad (5.50)$$

где  $\xi_{\text{ТР}}$  - гидравлические потери во всасывающем тракте перед компрессором, принимается равным 0,03%.

$$\pi_{\text{ТЭ}} = \text{[REDACTED]}$$

Удельная работа расширения ТВД, кДж/кг:

$$H_{\text{Т1}} = \frac{H_{\text{к2}}}{v_1 \eta_{\text{мех}}}; \quad (5.51)$$

где  $\eta_{\text{мех}}$  - механический КПД на каждом валу, принятый 0,99.  $v_1$  - коэффициент для ТВД:

$$v_1 = (1 - q_{\text{ох}} - q_{\text{ут}} + q_{\text{топ}}), \quad (5.52)$$

Где  $q_{\text{топ}}$  - относительный расход топлива, XXXX;

$q_{\text{ут}}$  - относительный расход утечек рабочего тела, XXX;

$q_{\text{ох}}$  - относительный расход охладителя, XXXX;

$$v_1 = \text{[REDACTED]}$$

$$H_{\text{Т1}} = \text{[REDACTED]}$$

Температура продуктов сгорания за ТВД, К:

$$T_{\text{Т1}} = T_{\text{Г}} - H_{\text{Т1}}/c_{\text{рТ1}}; \quad (5.53)$$

где  $T_{\text{Г}}$  - температура на входе в компрессор, 1440К [3];

$c_{\text{рТ1}}$  - изобарическая теплоемкость при средней температуре процесса расширения в ТВД, кДж/(кг · К);

$$T_{\text{Т1}} = \text{[REDACTED]}$$

Степень расширения продуктов сгорания в ТВД:

$$\pi_{\text{Т1}} = \left[ 1 - \frac{H_{\text{Т1}}}{c_{\text{рТ1}} T_{\text{Г}} \eta_{\text{Т1}}} \right]^{\frac{k}{1-k}}; \quad (5.54)$$

где  $\eta_{\text{Т1}}$  - изоэнтروпийный КПД ТВД, принимается равным 0,87;

$$\pi_{T1} = \text{[redacted]}$$

Удельная работа расширения ТНД, кДж/кг:

$$H_{T2} = \frac{H_{K1}}{v_2 \eta_{\text{мех}}}; \quad (5.55)$$

где  $v_2$  – коэффициент для ТНД:

$$v_2 = (1 - q_{\text{ох}} + q_{\text{охТВД}} - q_{\text{ут}} + q_{\text{топ}}), \quad (5.56)$$

где  $q_{\text{топ}}$  - относительный расход топлива, [redacted]

$q_{\text{ут}}$  - относительный расход утечек рабочего тела, [redacted]

$q_{\text{ох}}$  - относительный расход охладителя, [redacted]

$q_{\text{охТВД}}$  – относительный расход на охлаждение ТВД, [redacted]

$$v_2 = \text{[redacted]}$$

$$H_{T2} = \text{[redacted]}$$

Степень расширения продуктов сгорания в ТНД, определяем по формуле:

$$\pi_{T2} = \pi_{T\Sigma} / \pi_{T1}, \quad (5.57)$$

$$\pi_{T2} = \text{[redacted]}$$

Температура продуктов сгорания за ТНД, К:

$$T_{T2} = T_{T1} - \frac{H_{T2}}{c_{pT2}}; \quad (5.58)$$

$$T_{T2} = \text{[redacted]}$$

Степень расширения продуктов сгорания в свободной силовой турбине:

$$\pi_{CT} = \pi_{T\Sigma} / (\pi_{T1} \pi_{T2}), \quad (5.59)$$

$$\pi_{CT} = \text{[redacted]}$$

Удельная работа расширения силовой турбины, кДж/кг:

$$H_{CT} = c_{pT} T_{T2} \left( 1 - \pi_{CT}^{\frac{1-k}{k}} \right) \eta_{T3}, \quad (5.60)$$

$$H_{ст} =$$

Удельная полезная работа ГТУ, кДж/кг:

$$H_e = H_{ст} v_3 \eta_{мех}, \quad (5.61)$$

где  $v_3$  – коэффициент для ССТ:

$$v_3 = (1 - q_{ох} + q_{охТВД} + q_{охТНД} - q_{ут} + q_{топ}), \quad (5.62)$$

где  $q_{топ}$  - относительный расход топлива,

$q_{ут}$  - относительный расход утечек рабочего тела,

$q_{ох}$  - относительный расход охладителя,

$q_{охТВД}$  - относительный расход на охлаждение ТВД,

$q_{охТНД}$  - относительный расход на охлаждение ТНД,

$$v_3 =$$

$$H_e =$$

Температура продуктов сгорания за силовой турбиной, К:

$$T_{ст} = T_{т2} - \frac{H_{ст}}{c_{рт}}; \quad (5.63)$$

$$T_{ст} =$$

Количество теплоты воздуха, поступающего в камеру сгорания, кДж/кг:

$$Q_B = c_{рв} T_{к2} (1 - q_{ут} - q_{ох}); \quad (5.64)$$

$$Q_B =$$

Количество теплоты, подведенное в камеру сгорания, кДж/кг:

$$Q_{кс} = \frac{c_{ркс} T_{г} (1 - q_{охл})}{\eta_{кс}} - Q_B; \quad (5.65)$$

$$Q_{кс} =$$

Эффективный КПД газотурбинной установки:

$$\eta_e = \frac{H_e}{Q_{кс}}; \quad (5.66)$$



$$\eta_e = \blacksquare$$

Таблица 6 – Результаты предварительных расчётов АЛ-31СТ

Величина	Обозначение	Расчётное значение
Степень повышения давления в цикле	$\pi_{к1}$	$\blacksquare$
Удельная работа сжатия воздуха в КНД	$H_{к1}$	$\blacksquare$
Температура воздуха за КНД	$T_{к1}$	$\blacksquare$
Коэффициент, для ТВД	$v_1$	$\blacksquare$
Степень повышения давления в КНД	$\pi_{к2}$	$\blacksquare$
Удельная работа сжатия воздуха в КВД	$H_{к2}$	$\blacksquare$
Температура воздуха за КНД	$T_{к2}$	$\blacksquare$
Суммарная степень расширения в турбинах	$\pi_{т\Sigma}$	$\blacksquare$
Удельная работа расширения ТВД	$H_{т1}$	$\blacksquare$
Температура продуктов сгорания за ТВД	$T_{т1}$	$\blacksquare$
Коэффициент, для ТНД	$v_2$	$\blacksquare$
Степень расширения прод. сгор. В ТВД	$\pi_{т1}$	$\blacksquare$
Удельная работа расширения ТНД	$H_{т2}$	$\blacksquare$
Степень расширения прод. сгор. В ТНД	$\pi_{т2}$	$\blacksquare$
Температура продуктов сгорания за ТНД	$T_{т2}$	$\blacksquare$
Степень расширения прод. сгор. В ССТ	$\pi_{ст}$	$\blacksquare$
Удельная работа расширения ССТ	$H_{ст}$	$\blacksquare$
коэффициент для ССТ	$v_3$	$\blacksquare$
Удельная эффективная работа	$H_e$	$\blacksquare$
Температура продуктов сгорания за ССТ	$T_{ст}$	$\blacksquare$
Кол-во теплоты, поступ. В камеру сгор.	$Q_{в}$	$\blacksquare$
Кол-во теплоты, подведенное к прод. сгор.	$Q_{кс}$	$\blacksquare$
Эффективный КПД	$\eta_e$	$\blacksquare$

После всех расчётов, на основании таблицы 6, строится график  $H_e = f(\pi_k)$  и  $\eta_e = f(\pi_k)$  (рис. 5.5), выбирается расчетное значение ( $\pi_{к0}$ ) в области между максимальными значениями  $\eta_e$  и  $H_e$ , при данном значении обеспечивается максимальная ресурсоэффективность ГТУ.

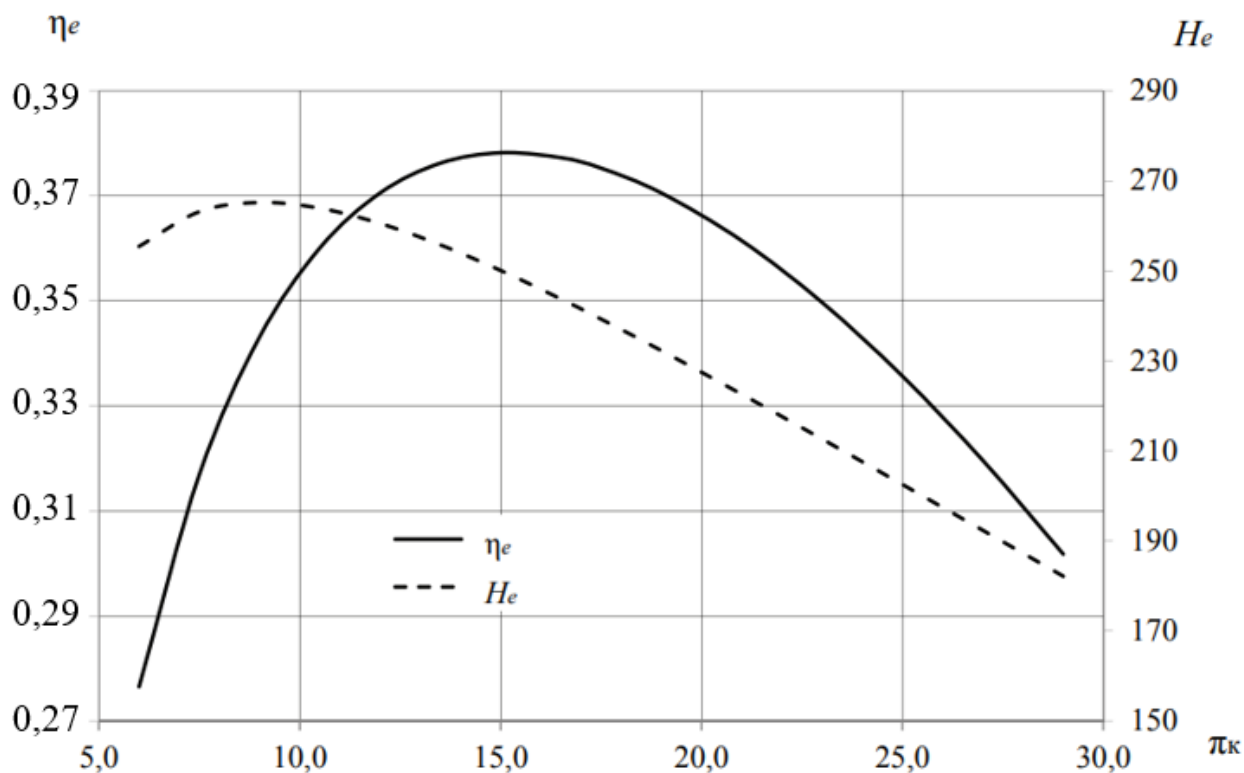


Рисунок 5.5 – Зависимость  $H_e$  и  $\eta_e$  от  $\pi_k$

Степень повышения давления в осевом компрессоре принимаем 17,5.

### 5.2.3 Уточненный тепловой расчет ГТУ

В соответствии с предварительными расчётами, Степень повышения давления в осевом компрессоре принято  $\pi_{к0} = 17,5$ . Уточнение теплофизических характеристик рабочих тел турбомашин: воздуха для компрессора и продуктов сгорания для турбин — производим по средней температуре в начале и конце процесса. Алгоритм расчёта приведён на рис. 5.6.

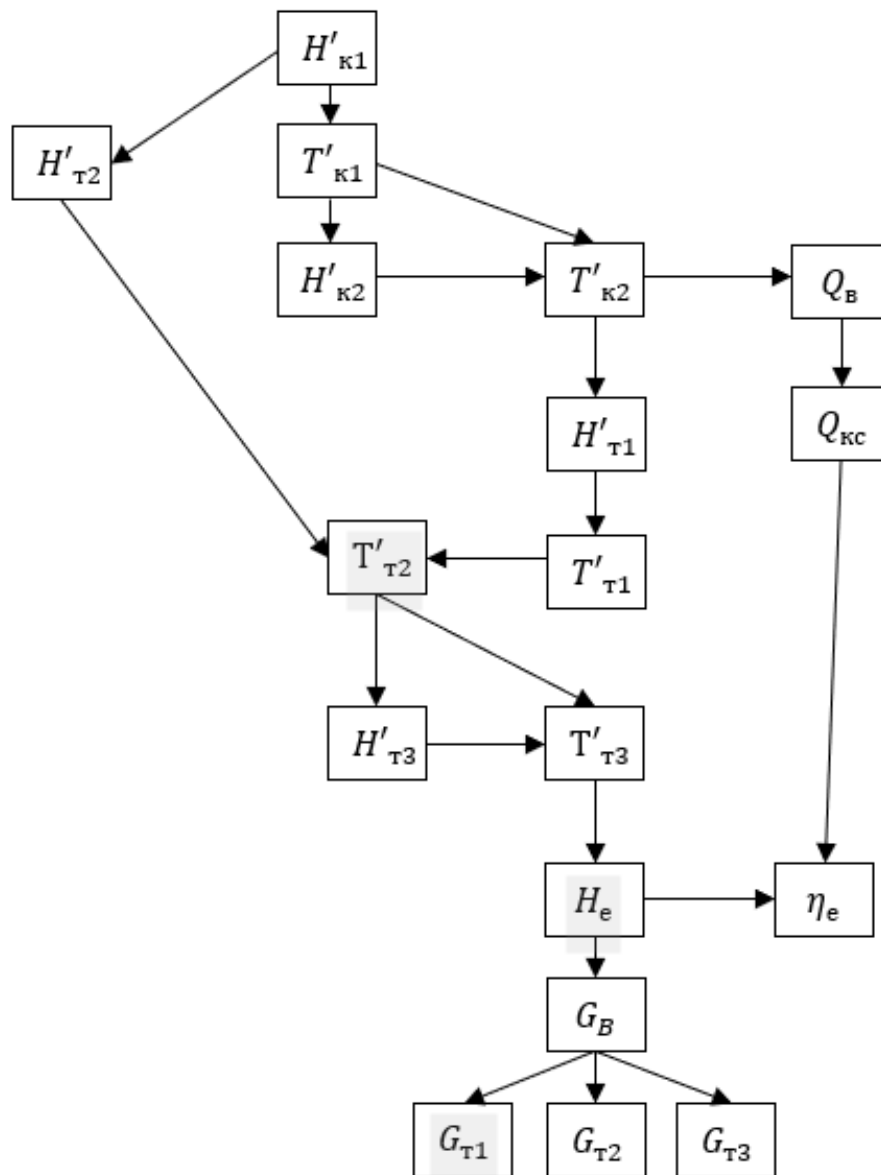


Рисунок 5.6 – Алгоритм уточнённого расчёта АЛ-31СТ

Степень повышения давления в цикле:

$$\pi_{к1} = 1,05\sqrt{\pi_{к0}}; \quad (5.67)$$

$$\pi_{к1} = \blacksquare$$

Удельная работа сжатия воздуха в КНД, кДж/кг:

$$H_{к1} = c_{рк} T_{в} \left( \pi_{к1}^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \eta_{к1}^{-1}, \quad (5.68)$$

где  $c_{рк}=1,01$  кДж/ (кг·К),  $T_{в}=288$  К,  $k=1,4$ , принятые в соответствии с рекомендациями для предварительного расчёта.

$\eta_{к}$ – КПД осевого компрессора:

$$\eta_{\text{к}} = \frac{T_{\text{в}} \left( \pi_{\text{к}}^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right)}{T_{\text{к}} - T_{\text{в}}}; \quad (5.69)$$

где  $T_{\text{к}} =$  [ ] полученное в предварительных расчётах

$$\eta_{\text{к}} = [ ]$$

$$H_{\text{к1}} = [ ]$$

Температура воздуха за КНД, К:

$$T_{\text{к1}} = T_{\text{в}} + \frac{H_{\text{к1}}}{c_{\text{рк}}}, \quad (5.70)$$

$$T_{\text{к1}} = [ ]$$

Средняя температура процесса сжатия воздуха в компрессоре, К:

$$T_{\text{ср1}} = \frac{T_{\text{в}} + T_{\text{к1}}}{2}, \quad (5.71)$$

$$T_{\text{ср1}} = [ ]$$

Уточняются теплофизические свойства воздуха по средней температуре (102,5°C) процесса сжатия по прил.1 (уточненным величинам присваивается индекс «'»):

$$c_{\text{рк}}' = [ ]$$

$$k_{\text{к}}' = [ ]$$

Уточненное значение удельной работы сжатия компрессора:

$$H_{\text{к1}}' = [ ]$$

Уточненное значение температуры воздуха за компрессором:

$$T_{\text{к1}}' = [ ]$$

Уточненное значение средней температуры процесса сжатия в компрессоре:

$$T'_{cp1} = \text{[redacted]}$$

Разность значений  $T_{cp1}'$  и  $T_{cp1}$  составляет менее 2%, поэтому для дальнейших расчётов уточнение тепловых параметров не требуется.

Удельная работа сжатия воздуха в КВД, кДж/кг:

$$H_{к2} = c_{рк} T_{к1} \left( \pi_{к2}^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \eta_{к2}^{-1}, \quad (5.72)$$

где  $c_{рк}=1,01$  кДж/(кг·К),  $T_{в2}=\text{[redacted]}$ ,  $k=1,4$ ,  $\eta_{к2} = 0,87$ ,  $\pi_{к2}$ , найденное в предварительных расчётах равняется  $\text{[redacted]}$

$$H_{к2} = \text{[redacted]}$$

Температура воздуха за компрессором, К:

$$T_{к2} = T_{к1} - H_{к2}/c_{рк}; \quad (5.73)$$

$$T_{к2} = \text{[redacted]}$$

Средняя температура процесса сжатия воздуха в компрессоре, К:

$$T_{cp2} = \frac{T_{к1} + T_{к2}}{2}; \quad (5.74)$$

$$T_{cp2} = \text{[redacted]}$$

Уточняются тепловые свойства продуктов сгорания при средней температуре (XXXX) процесса сжатия при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha = \infty$  (прил. 1):

$$c_{рк}' = \text{[redacted]}$$

$$k_{к}' = \text{[redacted]}$$

Уточнённое значение удельной работы сжатия воздуха за компрессором, кДж/кг:

$$H'_{к2} = \text{[redacted]}$$

Уточнённое значение температуры воздуха за компрессором, К:

$$T'_{к2} = \text{[redacted]}$$

Уточнённое значение средней температуры процесса сжатия воздуха в компрессоре, К:

$$T'_{cp2} = \text{[redacted]}$$

Разность значений  $T_{cp2}'$  и  $T_{cp2}$  составляет менее 2%, поэтому для дальнейших расчётов уточнение теплофизических параметров не требуется.

Определяется коэффициент избытка воздуха продуктов сгорания:

$$\alpha_B = \frac{3000 - 0,367 \cdot T_{\Gamma}}{T_{\Gamma} - T_{k2}'}; \quad (5.75)$$

$$\alpha_B = \text{[redacted]}$$

Степень расширения продуктов сгорания в турбинах ГТУ:

$$\pi_{\Gamma\Sigma} = \pi_k(1 - \xi_{\Gamma P}), \quad (5.76)$$

где  $\xi_{\Gamma P}$  - гидравлические потери во всасывающем тракте перед компрессором, для ГТУ с АЛ-31СТ коэффициент 0,03.

$$\pi_{\Gamma\Sigma} = \text{[redacted]}$$

Удельная работа расширения турбины КВД, кДж/кг:

$$H_{\Gamma 1} = \frac{H_{k2}'}{v_1 \eta_{\text{мех}}}; \quad (5.77)$$

$$H_{\Gamma 1} = \text{[redacted]}$$

Температура продуктов сгорания за турбиной компрессора высокого давления, К:

$$T_{\Gamma 1} = T_{\Gamma 1} - H_{\Gamma 1} / c_{p\Gamma 1}; \quad (5.78)$$

$$T_{\Gamma 1} = \text{[redacted]}$$

Средняя температура процесса расширения продуктов сгорания в турбине компрессора высокого давления, К:

$$T_{cp1} = \frac{T_{\Gamma 1} + T_{\Gamma 1}}{2}; \quad (5.79)$$

$$T_{cp1} =$$

Уточняются теплофизические свойства продуктов сгорания при средней температуре (1127°C) процесса расширения при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha =$

$$c_{pT1}' =$$

$$k_{T1}' =$$

Уточняется температура продуктов сгорания за турбиной компрессора и средняя температура процесса расширения в турбине компрессора высокого давления, К:

$$T'_{T1} =$$

$$T_{cp1}' =$$

Степень расширения продуктов сгорания в турбине компрессора высокого давления:

$$\pi_{T1} = \left[ 1 - \frac{H_{T1}}{c_{pT1}' T_{T1} \eta_{T1}} \right]^{\frac{k_{T1}'}{1-k_{T1}'}}; \quad (5.80)$$

$$\pi_{T1} =$$

Удельная работа расширения турбины компрессора низкого давления, кДж/кг:

$$H_{T2} = \frac{H_{K1}'}{v_2 \eta_{мех}}; \quad (5.81)$$

где  $v_2$  – коэффициент для ТНД:

$$v_2 = (1 - q_{ох} + q_{охТВД} - q_{ут} + q_{топ}), \quad (5.82)$$

где  $q_{топ}$  – относительный расход топлива,

$q_{ут}$  – относительный расход утечек рабочего тела,

$q_{ох}$  – относительный расход охладителя,

$q_{охТВД}$  – относительный расход на охлаждение ТВД,

$$v_2 = \text{[redacted]}$$

$$H_{T2} = \text{[redacted]}$$

Температура продуктов сгорания за турбиной компрессора низкого давления, К:

$$T_{T2} = T'_{T1} - H_{T2}/c_{pT2}; \quad (5.83)$$

$$T_{T2} = \text{[redacted]}$$

Средняя температура процесса расширения продуктов сгорания в турбине компрессора низкого давления, К:

$$T_{cp2} = \frac{T_{T1} + T_{T2}}{2}; \quad (5.84)$$

$$T_{cp2} = \text{[redacted]}$$

Уточняются теплофизические свойства продуктов сгорания при средней температуре (801°C) процесса расширения при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha = 3,4$ :

$$c_{pT2}' = \text{[redacted]}$$

$$k_{T2}' = \text{[redacted]}$$

Уточняется температура продуктов сгорания за турбиной компрессора низкого давления и средняя температура процесса расширения в турбине, К:

$$T'_{T2} = \text{[redacted]}$$

$$T'_{cp2} = \text{[redacted]}$$

Степень расширения продуктов сгорания в турбине компрессора низкого давления:

$$\pi_{T2} = \left[ 1 - \frac{H_{T2}}{c_{pT2}' T'_{T2} \eta_{T2}} \right]^{\frac{k_{T2}'}{1-k_{T2}'}}; \quad (5.85)$$

$$\pi_{T2} = \text{[redacted]}$$



Степень расширения продуктов сгорания в силовой турбине:

$$\pi_{Т3} = \frac{\pi_{Т\Sigma}}{\pi_{Т1} \cdot \pi_{Т2}}; \quad (5.86)$$

$$\pi_{Т3} = \blacksquare$$

Удельная работа расширения продуктов сгорания за силовой турбиной, кДж/кг:

$$H_{Т3} = c_{рТ3} T_{Т2} \left( 1 - \pi_{Т3}^{\frac{1-k}{k}} \right) \eta_{Т3}, \quad (5.87)$$

$$H_{Т3} = \blacksquare$$

Температура продуктов сгорания за силовой турбиной, К:

$$T_{Т3} = T'_{Т2} - H_{Т3} / c_{рТ3}; \quad (5.88)$$

$$T_{Т3} = \blacksquare$$

Средняя температура процесса расширения продуктов сгорания в силовой турбине, К:

$$T_{ср3} = \frac{T_{Т2} + T_{Т3}}{2}; \quad (5.89)$$

$$T_{ср3} = \blacksquare$$

Уточняются теплофизические свойства продуктов сгорания при средней температуре процесса расширения и коэффициенте избытка воздуха  $\alpha_B=3,4$  для силовой турбины:

$$c_{рТ3}' = \blacksquare$$

$$k_{Т3}' = \blacksquare$$

Уточняем удельную работу расширения в силовой турбине, кДж/кг :

$$H'_{Т3} = c_{рТ3}' T_{Т2} \left( 1 - \pi_{Т3}^{\frac{1-k_{Т3}'}{k_{Т3}'}} \right) \eta_{Т3}; \quad (5.90)$$

$$H_{Т3} = \blacksquare$$

Уточняем температуру продуктов сгорания за силовой турбиной, К:

$$T'_{т3} = T'_{т2} - \frac{H'_{т3}}{c'_{рт3}}; \quad (5.91)$$

$$T'_{т3} = \blacksquare$$

Удельная полезная работа ГТУ, кДж/кг:

$$H_e = H'_{т3} v_3 \eta_{мех}, \quad (5.92)$$

где  $v_3$  – коэффициент для ССТ:

$$v_3 = (1 - q_{ох} + q_{охТВД} + q_{охТНД} - q_{ут} + q_{топ}), \quad (5.92)$$

где  $q_{топ}$  - относительный расход топлива,  $\blacksquare$

$q_{ут}$  - относительный расход утечек рабочего тела,  $\blacksquare$

$q_{ох}$  - относительный расход охладителя,  $\blacksquare$ ;

$q_{охТВД}$  - относительный расход на охлаждение ТВД,  $\blacksquare$

$q_{охТНД}$  - относительный расход на охлаждение ТНД,  $\blacksquare$

$$v_3 = \blacksquare$$

$$H_e = \blacksquare$$

Уточняем теплофизические свойства воздуха (прил.1) при температуре

$T'_к$  и  $\alpha_B = \infty$ :

$$c'_{рв} \begin{cases} \alpha_B = \infty \\ t_{ср} = \blacksquare \end{cases} = \blacksquare$$

Количество теплоты воздуха, поступающего в камеру сгорания, кДж/кг:

$$Q_B = c'_{рв} T'_{к2} (1 - q_{ут} - q_{ох}); \quad (5.93)$$

$$Q_B = \blacksquare$$

Теплофизические свойства продуктов сгорания в процессе подвода теплоты в камеру сгорания при средней температуре в камере сгорания  $T_{ср.кс}$  и  $\alpha_B = 3,4$ :

$$t_{ср} = \frac{(T_{г} + T_{к})}{2} - 273; \quad (5.94)$$

$$t_{cp} = \blacksquare$$

$$c'_{pкс} \begin{cases} \alpha_B = \blacksquare \\ t_{cp} = \blacksquare \end{cases} = \blacksquare$$

Количество теплоты, подведенное в камере сгорания, кДж/кг:

$$Q_{кс} = \frac{c'_{pкс} T_{г} (1 - q_{охл})}{\eta_{кс}} - Q_{в}; \quad (5.95)$$

$$Q_{кс} = \blacksquare$$

Эффективный КПД газотурбинной установки:

$$\eta_e = \frac{N_e}{Q_{кс}}; \quad (5.96)$$

$$\eta_e = \blacksquare$$

Расход воздуха в цикле, обеспечивающий номинальную мощность, кг/с:

$$G_B = \frac{N_e}{H_e * v_3}; \quad (5.97)$$

$$G_B = \blacksquare$$

Расходы рабочего тела для турбин ГТУ, кг/с:

$$G_{T1} = G_B v_1, \quad (5.98)$$

$$G_{T1} = \blacksquare$$

$$G_{T2} = G_B v_2, \quad (5.99)$$

$$G_{T2} = \blacksquare$$

$$G_{T3} = G_B v_3, \quad (5.100)$$

$$G_{T3} = \blacksquare$$

Таблица 7 – Результаты уточнённого расчёта АЛ-31СТ

Величина	Обозначение	Расчётное значение
Удельная работа сжатия воздуха в КНД	$H_{к1}$	████████
Температура воздуха за КНД	$T_{в2}$	████████
Сред. темп. сжатия воздуха в компрессоре	$T_{ср1}$	████████
Уточн. знач. удел. работы сжатия компрессора	$H_{к1}'$	████████
Уточн. знач. темп. воздуха за компрессором	$T_{в2}'$	████████
Уточн. знач. ср. темп. сжатия в комп-ре:	$T_{ср1}'$	████████
Удельная работа сжатия воздуха в КВД	$H_{к2}$	████████
Температура воздуха за компрессором	$T_{к2}$	████████
Сред. темп. проц. сжатия воздуха в комп-ре	$T_{ср2}$	████████
Уточн. знач. удел. рб. сжат. возд. за комп-ром	$H_{к2}'$	████████
Уточн. знач. темп. воздуха за компрессором	$T_{к2}'$	████████
Уточн. знач. ср. темп. сжатия возд. в комп-ре,	$T_{ср2}'$	████████
Удельная работа расширения турбины КВД	$H_{т1}$	████████
Темп. прод. сгор. за турбиной КВД	$T_{г2}$	████████
Сред. темп. расш. прод. сгор. в турбине КВД	$T_{ср1}$	████████
Уточн. темп. прод. сгор. за турбиной комп-ра	$T_{т1}'$	████████
Сред. темп. расширения в турбине КВД	$T_{ср1}'$	████████
Степень расширен. прод. сгор. в турбине КВД	$\pi_{т1}$	████████
Удельная работа расширения турбины КНД	$H_{т2}$	████████
Темп. продуктов сгорания за турбиной КНД	$T_{т2}$	████████
Ср. темп. расширен. прод. сгор. в турбине КНД	$T_{ср2}$	████████
Уточн. темп. прод. сгор. за турбиной КНД	$T_{т2}'$	████████
Уточн. ср. темп. расширения в турбине КНД	$T_{ср2}'$	████████
Степень расширен. прод. сгор. в турбине КНД	$\pi_{т2}$	████████
Степень расширения прод. сгор. в ССТ	$\pi_{т3}$	████████
Удельная работа расширен. прод. сгор. за ССТ	$H_{т3}$	████████
Температура продуктов сгорания за ССТ	$T_{т3}$	████████
Ср. темп. расширения прод. сгор. в ССТ	$T_{ср3}$	████████
Уточн. удельную работу расширен. в ССТ	$H_{т3}'$	████████
Уточн. темп. продуктов сгорания за ССТ	$T_{т3}'$	████████
Удельная полезная работа ГТУ	$H_e$	████████

Окончание таблицы 7

Коэффициент для ССТ	$V_3$	████████
Кол-во теплоты воздуха, поступающего в Кс	$Q_B$	████████
Кол-во теплоты, подведенное в КС	$Q_{КС}$	████████
Эффективный КПД газотурбинной установки	$\eta_e$	████████
Расход воздуха, обеспеч. номинал. мощность	$G_B$	████████
Расходы рабочего тела для турбин	$G_{Т1}$	████████
	$G_{Т2}$	████████
	$G_{Т3}$	████████

Таким образом, были проведены предварительные и уточнённые тепловые расчёты одновальной ГТУ ПС-90ГП-2 и двухвальной АЛ-31СТ, в результате которых были вычислены основные параметры определяющие ресурсоэффективность, приведённые в таблице 8.

Таблица 8 – Основные параметры энергоэффективности ГТУ

Величина	Обозначение	Расчётное значение	
		ПС-90ГП-2	АЛ-31СТ
Удельная эффективная работа ГТУ	$H_e$	████████	████████
Эффективный КПД ГТУ	$\eta_e$	████████	████████
Расход воздуха в цикле	$G_B$	████████	████████
Расход рабочего тела	$G_{Т1}$	████████	████████
	$G_{Т2}$	████████	████████
	$G_{Т3}$	-	████████

Как показали расчёты, использование трёхвальной ГТУ будет выгоднее, с точки зрения ресурсоэффективности. Эффективный КПД ГТУ с двигателем АЛ-31СТ на ██████████ оказался выше, чем у ГТУ с двигателем ПС-90ГП-2.

## **6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

Для данной работы целью является оценка эффективности оптимизации процессов циклической эксплуатации подземных хранилищ газа.

### **6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на которых будет продаваться в будущем разработка.

В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

					<i>Разработка предложений по повышению ресурсоэффективности эксплуатации подземного хранилища природного газа</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Нидзельский Д.Н.</i>				<b>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>						94	144
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Для данного проекта целевой рынок – предприятие эксплуатирующие подземные хранилища газа, в России такая компания одна – ООО «Газпром ПХГ»

ООО «Газпром ПХГ» является 100-процентным дочерним предприятием ПАО «Газпром», объединившим в своей структуре подземные хранилища газа, расположенные на территории Российской Федерации.

В составе ООО «Газпром ПХГ» 25 филиалов, которые ведут свою производственную деятельность в 19 основных районах потребления природного газа: от Калининградской области до Ханты-Мансийского автономного округа и от Ленинградской области до Ставропольского края. Среди них 19 управлений по подземному хранению газа, 4 управления аварийно-восстановительных работ и капитального ремонта скважин,

ООО «Газпром ПХГ» эксплуатирует 23 подземных хранилища газа в 28 объектах хранения.

Размер предприятия важен, так как в крупных компаниях чаще внедряют новые технологии, так как в дальнейшем они могут окупить риски внедрения.

### **6.1.2 Анализ конкурентных технических решений**

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;

- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью карты, представленной в таблице 9.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (7.1)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$V_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составляет 3,95, в то время как конкурентоспособность альтернативного метода составляет 3,35, в результате чего, делается вывод, что данная разработка является конкурентоспособной имеет высокое преимущество перед альтернативным методом.

Таблица 9 – Оценочная карта для сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		$B_{\phi}$	$B_{\kappa}$	$K_{\phi}$	$K_{\kappa}$
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>					
1.Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	4	0,25	0,2
2. Надежность	0,1	5	4	0,5	0,4
3. Безопасность	0,15	4	3	0,6	0,45
4. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,1	5	4	0,5	0,4
5. Энергоэкономичность	0,1	4	3	0,4	0,3
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>					
1. Конкурентоспособность продукта	0,2	3	3	0,6	0,6
2. Финансирование разработки	0,2	4	4	0,8	0,8
3. Наличие сертификации разработки	0,1	3	2	0,3	0,2
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>33</b>	<b>27</b>	<b>3,95</b>	<b>3,35</b>

$B_{\phi}$  - построению динамики (изменения во времени) значений дебитов и депрессий на этапе отбора газа из ПХГ;



$B_k$  – разработка технологической систематизации газа, участвующего в процессе создания и циклической эксплуатации ПХГ.

Приведенная таблица демонстрирует уязвимые места разных способов оптимизации процессов циклической эксплуатации ПХГ. Наиболее конкурентноспособным способом оптимизации процессов циклической эксплуатации является построению динамики значений дебитов и депрессий на этапе отбора газа из ПХГ, это объясняется тем, что данный способ проще реализуется без особых изменений в технологическом процессе.

### **Технология QuaD**

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно – исследовательский проект.

Оценка качества перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i, \quad (7.2)$$

где  $P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

$V_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

Таблица 10 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	
<b>Показатели оценки качества разработки</b>					
1. Энергоэффективность	0,15	95	100	0,95	0,143
2. Надежность	0,1	90	100	0,9	0,09
3. Безопасность	0,2	97	100	0,97	0,194
4. Простота эксплуатации	0,15	98	100	0,98	0,147
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
5. Конкурентоспособность продукта	0,1	97	100	0,97	0,097
6. Финансовая эффективность научной разработки	0,2	95	100	0,95	0,19
7. Наличие сертификации разработки	0,1	90	100	0,9	0,09
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>662</b>	<b>700</b>	<b>6,62</b>	<b>0,95</b>

Значение показателя составило 95, что говорит о высокой перспективности разработки, о высоком качестве методики оценки работоспособности кольцевых сварных соединений.

### 6.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

Таблица 11 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны проекта:</b>	<b>Слабые стороны проекта:</b>
	<p>С1. Методика позволяет экономить средства;</p> <p>С2. Повышение безопасности системы хранения;</p> <p>С3. Расширение арсенала устройств для хранения;</p> <p>С4. Большие перспективы развития.</p>	<p>Сл1. Необходимость обширного внедрения методики;</p> <p>Сл2. Дороговизна проведения исследований.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Внедрение в структуры переработки;</p> <p>В2. Усиление спроса на продукт;</p> <p>В3. Уменьшение значимости конкурентной продукции.</p>	<p>1. Проект позволяет сэкономить средства на обслуживание ПХГ, что обеспечивает снижение цены газа для конечных потребителей;</p> <p>2. Высокая конкурентоспособность способствует обширному внедрению.</p>	<p>1. Внедрение методики может занять продолжительное время;</p> <p>2. Сотрудничество с газодобывающими компаниями.</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Изменение требований и норм в области эксплуатации ПХГ;</p> <p>У2. Отсутствие спроса на новые технологии;</p> <p>У3. Экономическая ситуация в стране;</p> <p>У4. Уменьшение объема инвестиций в проекты по повышению ресурсоэффективности ПХГ.</p>	<p>1. При изменении норм в области эксплуатации ПХГ необходимо дальнейшее развитие проекта;</p> <p>2. Страны, заинтересованные в данной разработке, могут покрыть недостаток финансирования.</p>	<p>1. Обеспечение массового внедрения;</p> <p>2. Развитие исследований для возможности применения новых технических решений для улучшения параметров;</p> <p>3. Развитие отечественных технологий и производства.</p>

На втором этапе строится интерактивная матрица проекта, представленная в таблице 11. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	0	0
	B2	+	-	-	0
	B3	-	+	+	+
Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	-	+	-	-
	У2	0	+	-	0
	У3	+	0	0	+
	У4	-	-	+	0
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2		
	B1	0	+		
	B2	+	+		
	B3	-	-		
Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2		
	У1	+	0		
	У2	-	-		
	У3	0	+		
	У4	-	-		

По результатам SWOT-анализа можно сделать вывод, что у разрабатываемого проекта много сильных сторон, которые превышают значение слабых сторон. Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

## 6.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов и работ, распределение исполнителей по видам работ в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выявление возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель
	4	Определение направления исследований	Руководитель, Инженер
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Анализ существующей методики и оценка работоспособности	Инженер
	7	Проведение расчетов	Инженер
	8	Сопоставление результатов расчетов с реальными процессами	Инженер
	9	Оценка влияния технологических параметров на работоспособность продукта	Инженер
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Инженер
	11	Определение целесообразности применения технологии	Руководитель, Инженер
	12	Оформление пояснительной записки	Инженер
	13	Разработка презентации	Инженер

### 6.2.2 Определение трудоёмкости выполненных работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min i} + 2 \cdot t_{max i}}{5}, \quad (7.3)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения -ой работы чел.-дн.;

$t_{max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной -ой

работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , 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%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (7.4)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

В качестве примера рассчитаем продолжительность первой работы – разработка технического задания:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} \text{ чел. -дн.} = 1,8 \text{ чел. -дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{1,8}{1} \text{ дн.} = 1,8 \text{ дн.}$$

### 6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (7.5)$$

					6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

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

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (7.6)$$

где  $T_{\text{кал}} = 365$  дней – количество календарных дней в 2022 году;

$T_{\text{вых}} = 52$  дня – количество выходных дней в 2022 году;

$T_{\text{пр}} = 14$  дней – количество праздничных дней в 2022 году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22$$

Таблица 14 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работ	Трудоёмкость работ									Исполнители, количество	Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$			Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$		
	$t_{min}$ , чел.-дн.			$t_{max}$ , чел.-дн.			$t_{ож}$ , чел.-дн.				Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3							
Составление и утверждение технического задания	2	4	3	4	5	5	3	4	4	Руководитель	3	4	4	3	5	5
Подбор и изучение материалов теме	10	12	14	12	13	16	11	12	15	Инженер	11	12	15	13	15	18
Выявление возможностей и оценка имеющихся ресурсов	1	1	1	1	2	1	1	1	1	Руководитель	1	1	1	1	2	1
Определение направления исследований	1	1	1	2	1	1	1	1	1	Руководитель, Инженер	1	1	1	1	1	1
Календарное планирование работ по теме	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Руководитель, Инженер	1	1	1	1	1	1
Анализ существующей методики и оценка работоспособности	8	9	13	10	11	13	9	10	13	Инженер	9	10	13	11	12	16
Проведение расчетов	9	10	12	11	14	12	10	12	12	Инженер	10	12	12	12	14	15

### Окончание таблицы 14

Сопоставление результатов расчетов с реальными процессами	1	1	1	2	1	1	1	1	1	Инженер	1	1	1	2	1	1
Оценка влияния технологических параметров на работоспособность продукта	3	4	7	7	6	10	5	5	8	Инженер	5	5	8	6	6	10
Оценка эффективности полученных результатов	2	1	1	5	5	2	3	3	1	Руководитель, Инженер	2	1	1	2	2	1
Определение целесообразности применения технологии	4	5	8	6	11	13	5	7	10	Руководитель, Инженер	2	4	5	3	5	6
Оформление пояснительной записки	6	7	8	8	12	10	7	9	9	Инженер	7	9	9	8	11	11
Разработка презентации	3	4	2	5	5	7	4	4	4	Инженер	4	4	4	5	5	5
<b>Итого, дн.</b>													<b>67</b>	<b>79</b>	<b>89</b>	

Основываясь на полученной таблице, строим календарный план-график для первого варианта исполнения (таблица 15).

Таблица 15 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№ раб от	Вид работ	Исполнители	Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$	Продолжительность выполнения работ								
				Февраль		Март		Апрель				
				2	3	1	2	3	1	2		
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4	■								
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	16		■							
3	Выявление возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель	1			■						
4	Определение направления исследований	Руководитель, Инженер	1			■						
5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер	1			■						
6	Анализ существующей методики и оценка работоспособности	Инженер	13			■						
7	Проведение расчетов	Инженер	15					■				



### Окончание таблицы 15

8	Сопоставление результатов расчетов с реальными процессами	Инженер	2																	
9	Оценка влияния технологических параметров на работоспособность продукта	Инженер	7																	
10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Инженер	2																	
11	Определение целесообразности применения технологии	Руководитель, Инженер	4																	
12	Оформление пояснительной записки	Инженер	10																	
13	Разработка презентации	Инженер	6																	
Руководитель										Инженер										

### 6.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Для формирования бюджета НТИ используем следующую группировку затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

#### 6.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам, приведенным в таблице 16.

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i}, \quad (7.7)$$

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

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

$N_{расх i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт.);

$Ц_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, равный 0,05.

$$З_m = 47865 \cdot 1,05 \text{ руб.} \approx 50258 \text{ руб.}$$

Основные материальные затраты пришлись на компьютер.

Таблица 16 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма руб.
Ручка	шт.	3	50	150
Карандаш	шт.	2	25	50
Линейка	шт.	1	35	35
ПК	шт.	1	40000	40000
ПО	шт.	1	1590	1590
Электроэнергия	КВт	400	3,85	1540
Интернет	ГБ	200	15	3000
Литература	шт.	3	500	1500
Итого				47865

### 6.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M \cdot k_p}{F_d}, \quad (7.8)$$

где  $З_m$  – месячный должностной оклад работника, руб. (для доцента, кандидата наук 37700 руб., оклад разработчика проекта принимается равным окладу инженера низкой квалификации и составляет 19200 руб.);

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$k_p = 1,3$  – районный коэффициент в г. Томск;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научнотехнического персонала, раб. дн. (табл. 17).

Таблица 17 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
- выходные дни	52	52
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени:		
- отпуск	56	28
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени $F_d$ , раб. дн.	243	175

Для руководителя:  $Z_{дн} = \frac{37700 \cdot 11 \cdot 1,3}{243}$  руб. = 2219 руб. для инженера:

$Z_{дн} = \frac{19200 \cdot 11 \cdot 1,3}{243}$  руб. = 1013 руб.

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (7.9)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Для руководителя:  $Z_{осн} = 2219 \cdot 13 = 28847$  руб. для инженера:  $Z_{осн} = 1013 \cdot 57 = 57741$  руб.

Расчет основной заработной платы сводится в таблицу 18.

Таблица 18 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Исполнители	Трудоемкость, чел.-дн.			Зарплата, приходящаяся на один чел.- раб.дн., руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3

Окончание таблицы 18

1	Руководитель	13	17	18	2219	2219	2219	28847	37723	39942
2	Инженер	57	65	75	1013	1013	1013	57741	65845	75975
<b>Итого</b>								<b>86588</b>	<b>103568</b>	<b>115917</b>

### 6.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}, \quad (7.10)$$

где  $k_{\text{доп}} = 0,13$  – коэффициент дополнительной заработной платы.

Для руководителя:  $Z_{\text{доп}} = 28847 \cdot 0,13 \text{ руб.} = 3750 \text{ руб.}$ , для инженера:  
 $Z_{\text{доп}} = 57741 \cdot 0,13 \text{ руб.} = 7506 \text{ руб.}$

Расчет для каждого варианта исполнения представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет дополнительной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Дополнительная заработная плата, руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Руководитель	3750	4904	5193
2	Инженер	7506	8560	9877
<b>Итого</b>		<b>11256</b>	<b>13464</b>	<b>15070</b>

### 6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (7.11)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Таблица 20 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	28847	37723	39942	3750	4904	5193
Инженер	57741	65845	75975	7506	8560	9877

## Окончание таблицы 20

Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды, %	30
<b>Итого</b>	
<b>Исполнение 1</b>	<b>29353</b>
<b>Исполнение 2</b>	<b>35110</b>
<b>Исполнение 3</b>	<b>39296</b>

## 6.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{м}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (7.12)$$

где  $k_{\text{нр}} = 0,16$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$Z_{\text{накл1}} = (50258 + 86588 + 11256 + 29353) \cdot 0,16 \text{ руб.} = 28393 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{накл2}} = (50258 + 103568 + 13464 + 35110) \cdot 0,16 \text{ руб.} = 32384 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{накл3}} = (50258 + 115917 + 15070 + 39296) \cdot 0,16 \text{ руб.} = 35287 \text{ руб.}$$

## 6.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НИИ	50258	50258	52258	Пункт 7.3.1
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей работ	86588	103568	115917	Пункт 7.3.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей работ	11256	13464	15070	Пункт 7.3.3

Окончание таблицы 21

4. Отчисления во внебюджетные фонды	29353	35110	39296	Пункт 7.3.4
5. Накладные расходы	28393	32384	35287	16% от суммы ст. 1-4
6. Бюджет затрат НТИ	205848	234784	255828	Сумма ст. 1-5

Таким образом, общий бюджет затрат НТИ для первого варианта исполнения составил 205848 руб.

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

Определение эффективности связано с нахождением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (7.13)$$

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

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

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научноисследовательского проекта.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{205848}{255828} = 0,8.$$

Для оценки интегрального показателя ресурсоэффективности вариантов реализации научного исследования используется формула:

$$I_{\text{pi}} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (7.14)$$

где  $I_{\text{pi}}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта реализации научного исследования;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта реализации научного исследования;

$b_i$  – бальная оценка  $i$ -го варианта реализации научного исследования.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 22.

					6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущего проекта и двух других исполнений следующие:

$$I_{p-исп.1} = 4,75; I_{p-исп.2} = 4,1; I_{p-исп.3} = 4,15.$$

Таблица 22 – Сравнительная оценка характеристик

Критерий \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	4	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	3	4
3. Материалоемкость	0,3	5	4	3
4. Энергосбережение	0,25	4	5	5
5. Безопасность	0,2	5	4	5
Итого	1	24	20	21

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр.1}} \quad (7.15)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего материала и аналогов позволит определить сравнительную эффективность (табл. 23).

Сравнительная эффективность:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{p-исп.1}}. \quad (7.16)$$

Таблица 23 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,8	0,92	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,75	4,1	4,15
3	Интегральный показатель эффективности	5,94	4,46	4,15
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,25	1,09	1

Как видно из таблицы, первый вариант исполнения научно-исследовательского проекта выгоднее остальных двух как с финансовой стороны, так и со стороны ресурсоэффективности.

### **Вывод**

Выполнив данную работу, выявили наиболее конкурентоспособный материал, оценили его сильные и слабые стороны и подвели общий итог по исследуемым материалам. Согласно проведенным исследованиям, бюджет включает в себя учет всех ранее рассчитанных необходимых затрат, для проведения научных исследований. Согласно данным из таблицы 13 бюджетный фонд, сформированный для проведения научно-исследовательской работы, составил 205848 руб.

					6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112



## 7. Социальная ответственность

### 7.1 Введение

Подземное хранилище газа (ПХГ) — это комплекс инженерно-технических сооружений в пластах-коллекторах геологических структур, горных выработках, а также в выработках-ёмкостях, созданных в отложениях каменных солей, предназначенных для закачки, хранения и последующего отбора газа, который включает участок недр, ограниченный горным отводом, фонд скважин различного назначения, системы сбора и подготовки газа, компрессорные цеха.

ПХГ расположено в Северо-Западной части Западно-Сибирской низменности на территории Березовского района Тюменской области. Ближайшая железнодорожная станция Приобье находится в 80 км от газохранилища. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах 15–30 м. Площадь покрыта заболоченной тайгой с буреломом и зарослями тальника, черемухи, ольхи. Гидрогеографическая часть представлена рекой Малая Сосьва и ее притоками: Пунга, Холы-Хулюм, Ун-Хулюм и большим количеством малых ручьев, стариц и озер. Река Малая Сосьва имеет очень извилистое русло, с крутыми берегами. Ширина ее в нижнем течении от 40 до 100м; глубина реки в октябре по фарватеру от 0,8 до 3-х метров. При высоком уровне воды Малая Сосьва проходима только для судов с малой осадкой, катеров, мотолодок и др. Район работ характеризуется полным отсутствием дорог, пригодных для автогужевого транспорта. Значительная часть площадки покрыта непроходимыми болотами, что создает большую трудность при транспортировке, особенно в первую половину зимы, когда болота не успели еще промерзнуть. Кроме того, площадь пересекается незамерзающими ручьями, вызывающими большое затруднение при передвижении тракторов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Нидзельский Д.Н.			7. Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					113	144
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б91		

Природно-климатические условия суровые. Климат резко континентальный, характеризуется продолжительной холодной зимой и коротким жарким летом. Отрицательная температура держится с октября по апрель, абсолютный минимум температуры достигает минус 55 °С. Высота снежного покрова составляет 70 см. В летний период (июль-август) температура воздуха поднимается до плюс 30 °С. В весенний период (май-июнь) паводковые воды покрывают большую часть территории.

Территория ПХГ ограждена предупредительными знаками, на территории ПХГ имеется ливневая канализация, благоустройство и озеленение, на территории хранилища есть компрессорная станция, На КС установлены агрегаты типа ГТК-10-4 полностью автоматизированный, устанавливается в блоках-контейнерах и может эксплуатироваться при температуре окружающего воздуха от -55 °С до +60 °С.

В данном разделе рассматривается деятельность сменного инженера на КС ПХГ с точки зрения безопасности жизнедеятельности. Продолжительность рабочего дня сменного инженера, в соответствии со штатным расписанием на КС, составляет 12 часов. В соответствии с должностными инструкциями сменный инженер должен постоянно находиться на главном щите управления (ГЩУ). ГЩУ представляет из себя прямоугольное помещение площадью 80 м<sup>2</sup>. Важнейшей задачей при производстве работ по повышению ресурсоэффективности эксплуатации ПХГ является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

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

К организации, эксплуатирующей ПХГ предъявляются требования в соответствии с ФЗ №116 «О промышленной безопасности на опасных производственных объектов» [29]. Второй раздел этого ФЗ обязывает предприятие страховать оборудование, сооружение и персонал ПХГ на случай возникновения ЧС.

Как правило, работа на ПХГ (при значительном удалении места работы

					7. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

от места постоянного проживания работников) предусмотрена вахтовым методом. Регулирование труда лиц, работающих вахтовым методом, осуществляется согласно статье 147 ТК РФ [30].

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях или иных жилых помещениях.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха и не превышающий одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ [30].

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, а также предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера (24 календарных дня), и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера (16 календарных дней).

Работы, связанные с наполнением и опорожнением резервуаров, относятся к газоопасным, в соответствии с ТОО Р-112-17-95 [31].

Рабочий персонал, в соответствии с федеральным законом от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда» [32], ст. 147 ТК РФ и ст. 117 ТК РФ [30], получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней, как работники занятые на работах с вредными или опасными условиями труда. Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются

					7. Социальная ответственность	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

работодателем с учетом мнения представительного органа работников в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ [30].

В целях обеспечения прав и свобод человека и гражданина работодатель и его представители при обработке персональных данных работника обязаны соблюдать общие требования статьи 86 ТК РФ [30].

учетом мнения представительного органа работников в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ [30].

В целях обеспечения прав и свобод человека и гражданина работодатель и его представители при обработке персональных данных работника обязаны соблюдать общие требования статьи 86 ТК РФ [30]. На работах с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты согласно ТК РФ статье 222.

### 7.3 Производственная безопасность

В процессе производства человек может подвергаться воздействию опасностей разного рода. Такими опасностями принято называть явления, процессы, объекты, способные наносить ущерб здоровью человека напрямую или косвенно, вызывать различные нежелательные последствия.

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по повышению ресурсоэффективности эксплуатации ПХГ в таблице 24.

Таблица 24 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003–88)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4

Окончание таблицы 24

Ремонтно-восстановительные работы при выполнении работ по повышению ресурсоэффективности эксплуатации подземного хранилища природного газа	Физические		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ [33]
		Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ [34] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [35]
		Повышенное значение напряжения	
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [36]
		Пожаровзрывобезопасность	НПБ 105-03 [37] ППБ 01-2003 [38] НПБ 110-99 [39] СНиП 21-01-02-85 [40]
	Повышенный уровень шума		ГОСТ 12.1.003-2014 [44]
	Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работающего		СанПиН 2.2.4.548-96 [41] СНиП 2.04.05.86 [42]
	Отсутствие или недостаток искусственного освещения;		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [43] СП 52.13330.2011 [51]
	Химические		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [44]
	Биологические		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [45]

### 7.3.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении работ по повышению ресурсоэффективности эксплуатации подземного хранилища природного газа надежности, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

*Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работающего*

На здоровье человека существенное влияние оказывают микроклиматические условия производственной среды, которые складываются из температуры окружающего воздуха, его влажности, скорости движения и излучений от нагретых предметов.

Параметры микроклимата в рабочей зоне необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548–96 [41] в соответствии категорией работ.

Для категории Па:

- интенсивность энергозатрат 630...840 кДж/ч;
- облучаемая поверхность не более 25 %;
- интенсивность теплового облучения 100 Вт/м<sup>2</sup>.

Для холодного времени года:

- температура воздуха 19...21 °С;
- температура поверхностей 18...20 °С;
- влажность 40...60 %;
- скорость движения воздуха 0,2 м/с.

Для теплого времени года:

- температура воздуха 21...23 °С;
- температура поверхностей 20...23 °С;
- влажность 40...60 %;
- скорость движения воздуха 0,3 м/с.

					7. Социальная ответственность	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для поддержания параметров воздушной среды в помещениях КС, в соответствии с требованиями действующих санитарных и технологических норм, система вентиляции включает в себя:

- естественную вентиляцию во всех помещениях компрессорного цеха (КЦ);
- приточно-отопительную вентиляцию в отсеках двигателя и нагнетателя;
- приточно-вытяжную вентиляцию в аккумуляторной, химлаборатории;
- вытяжную вентиляцию в помещениях мехмастерской, диспетчерской;
- установки кондиционирования воздуха;
- отопительные регистры с теплосетью.

При этом вентиляция должна обеспечивает:

- температурно-влажностный режим;
- предотвращение и снижение загазованности.

На входе в главный щит управления имеется тепловая завеса, которая перекрывает поток наружного холодного воздуха при открытых дверях и способствует поддержанию микроклимата в помещении.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева [42].

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

#### *Повышенный уровень шума*

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [46].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

					7. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи);
- использование средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

Для создания нормальных условий работы дежурного персонала управление вынесено на блочные щиты.

Источниками шума в КЦ ПХГ с газотурбинным приводом являются всасывающая часть компрессора, выхлоп турбины, корпус ГТУ и камеры сгорания, нагнетатель с присоединяемыми трубопроводами и другое вспомогательное оборудование ГТУ и КС.

Шум на ГЩУ, создаваемый системами управления цеха, работой персональных компьютеров, не превышает нормативные уровни шума [48].

Сменный персонал может находиться на ГЩУ в течение всей рабочей смены без СИЗ органов слуха [47].

#### *Повышенный уровень общей вибрации*

Для ГЩУ в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [49] вибрация соответствует 3 категории типа «в» - технологическая вибрация, воздействующая на оператора на рабочих местах стационарных машин или передающиеся на рабочие места, не имеющие источников вибрации. На ГЩУ вибрация не превышает предельно допустимые величины нормируемых параметров вибрации рабочих мест при длительности вибрационного воздействия 8 ч, которые в пересчете на эквивалентные значения составляют:

- по виброускорению – 0,145 м/сек<sup>2</sup> (100 дБ);
- по виброскорости – 0,12 м/с (75 дБ).

Используемые средства и методы защиты от вибрации:

- здание ГЩУ находится отдельно и не связано со зданиями ГТУ.

Значения уставки, определяющие предупреждающий и аварийный сигнал уровня вибрации, выводятся на ГЩУ с помощью программных средств.

					7. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120



Абсолютные значения уставок уменьшаются с увеличением срока службы агрегата, так как ухудшается техническое состояние агрегата и вспомогательного оборудования.

Для обеспечения вибробезопасных условий труда при сборке и монтаже агрегата выполняется [50]:

- центровка роторов;
- балансировка роторов.

#### *Отсутствие или недостаток искусственного освещения*

Для освещения помещения ГЩУ используются искусственные и естественные источники света.

Естественное освещение на ГЩУ создается прямыми солнечными лучами через оконные проемы и обеспечивает достаточную освещенность в помещении в светлое время суток.

Искусственное освещение осуществляется в помещениях лампами накаливания и люминесцентными лампами.

На ГЩУ освещенность составляет 300 лк, что соответствует норме IV разряда зрительных работ (средней точности).

Естественное освещение (боковое) – является основным при работе в светлое время суток.

Освещение на лестничных клетках, в коридорах, проходах, а также в помещениях без постоянного присутствия обслуживающего персонала составляет 50 лк [43].

Напряжение питания рабочего освещения во всех основных производственных помещениях осуществляется от двух независимых источников питания (генераторы переменного тока), на одном из которых постоянно будет напряжение 220В. Кроме того, в помещениях предусмотрено аварийное освещение от аккумуляторной батареи [51].

#### *Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны*

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или

					7. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1–10 мг/м<sup>3</sup>, для природного газа ПДК равно 300 мг/м<sup>3</sup> [44].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [44]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м<sup>3</sup>;

- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м<sup>3</sup>;

- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>) – 3 мг/м<sup>3</sup> (2-ой класс опасности);

- ПДК сернистого газа (SO<sub>2</sub>) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м<sup>3</sup> (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);

- ПДК метанола (CH<sub>3</sub>OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м<sup>3</sup>.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

*Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися*

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща [44].

					7. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

### 7.3.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении работ по повышению ресурсоэффективности эксплуатации подземного хранилища природного газа, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

#### *Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования*

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двухручное управление), предотвращающие травмирование.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [33].

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

ГЩУ по степени опасности поражения персонала электрическим током относится по ГОСТ 12.1.019–79 [34] к помещениям с повышенной опасностью:

- повышенная влажность (более 75 %);
- возможность одновременного соприкосновения человека с имеющими соединение с землей металлоконструкциями здания, механизмами с одной стороны и металлическим корпусом оборудования с другой стороны;
- токопроводящие полы.

Для питания производственного оборудования ГЩУ применяется напряжение 220 В. Потребителями электроэнергии на ГЩУ являются:

					7. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

- компьютер;
- пульт управления;
- шкафы управления.

Электротравма – это вызванная действием электрического тока или электрической дуги травма, которую условно подразделяют на два вида: местные электротравмы, когда возникает местное повреждение организма, и общие электротравмы (электрические удары), когда поражается весь организм в результате нарушения нормальной деятельности жизненно важных органов и систем.

Наиболее распространёнными причинами электротравматизма являются: появление напряжения там, где его в нормальных условиях быть не должно (на корпусах оборудования, на металлических конструкциях сооружений и т.д.); чаще всего это происходит вследствие повреждения изоляции; прикосновение к незаземленным токоведущим частям при отсутствии соответствующих ограждений; воздействие электрической дуги, возникающей между токоведущей частью и человеком, если человек окажется в непосредственной близости от токоведущих частей; несогласованные и ошибочные действия персонала.

Для предотвращения электротравматизма большое значение имеет правильная организация работ, т.е. соблюдение правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ и ПТБ потребителей) и правил устройства электроустановок (ПУЭ) [52]. Проведение инструктажей персонала, относящегося к первой группе по электробезопасности, работающего на электроустановках до 1000 вольт.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т. п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с Правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках.

Защитное заземление или зануление, в соответствии с ГОСТ 12.1.030–81 [36], должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

В соответствии с правилами устройства электроустановок выполнена защита электрооборудования, электропроводки (в том числе заземления) от механических воздействий, проникновения растворителей. При этом все ограждающие и закрывающие устройства обладают в соответствии с местными условиями достаточной механической прочностью. Устройства, предназначенные для защиты проводов и кабелей от механических повреждений, по возможности должны быть введены в машины, аппараты и приборы.

Источниками энергии на КС являются:

- высоковольтные подстанции энергетических систем, расположенных в районе КС;
- малые электростанции собственных нужд, приводом электрогенератора на которых является один из ГПА или специальная энергетическая ГТУ;
- аварийные аккумуляторы, используемые в случае аварии.

Исключение возникновения опасных ситуаций при полном или частичном прекращении энергоснабжения достигается аварийных дизельных генераторов или передвижных автоматических электростанций. Станционная автоматика, осуществляет автоматическое переключать источники электро-снабжения.

#### *Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением*

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть:

- внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима;

					7. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

- конструкторские ошибки;
- изменение состояния герметизируемой среды;
- неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала [8].

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к конструкции оборудования, работающего под высоким давлением, является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми. Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.).

#### *Пожаровзрывобезопасность*

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

					7. Социальная ответственность	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В соответствии с противопожарными нормами НПБ 105–03 [37] рабочее место сменного инженера по взрывопожарной и пожарной опасности имеет категорию В4 (твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы). На ГЦУ имеется оборудование, изготовленное из пожароопасных материалов:

- ЭВМ;
- пульт управления;
- мебель (столы, стулья).

В соответствии с ППБ 01-2003 [38] ГЦУ, где возможен пожар класса А [53], оснащен щитом пожарным ЩП-А с 2 ручными порошковыми огнетушителями (ОП -5) вместимостью 5 л и массой огнетушащего вещества 4 кг, а также двумя углекислотными огнетушителями (ОУ – 5). Помещения ГЦУ оборудованы системой стационарного пожаротушения в соответствии с СНиП 21-01-02 [12] и НПБ 110–99 [39]:

- два выхода в производственных помещениях для эвакуации персонала;
- автоматическими установками пожарной сигнализации;
- автоматическими и неавтоматическими системами оповещения людей о пожаре.

На каждом производственном участке, на видном месте вывешена табличка с указанием фамилии, имени, отчества и должности лица, ответственного за пожарную безопасность.

Производственная территория и помещения не должны загрязняться легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, а также мусором и отходами производства.

Эвакуация людей в соответствии с планом эвакуации при чрезвычайных ситуациях происходит согласно СНиП 21-01-02 [40] через ближайший безопасный, с точки зрения места возникновения пожара, лестничный пролет на улицу.

					7. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

#### **7.4 Экологическая безопасность**

Подземные хранилища, несмотря на существование строгих нормативов при строительстве и эксплуатации, оказывают значительное влияние на окружающую среду. Основной задачей в предотвращении влияния на окружающую среду является минимизации воздействия на нее и строгий контроль за состоянием технологического оборудования и окружающей среды в зоне ПХГ. Для этого на ПХГ используются: комплекс диагностической магнитоимпульсной аппаратуры, технология зондирования прискваженной зоны на основе модифицированных ядерных методов, технология контроля герметичности ПХГ методом межскважинной сейсмической томографии. [54]

Тем не менее, отрицательное воздействие технологии ПХГ даже в условиях строгого контроля сохраняется и является актуальной проблемой.

В силу того, что ПХГ находятся в стороне от населённых пунктов, их воздействие на селитебную зону пренебрежительно мало, или вообще отсутствует, в связи с этим никакие требования экологической безопасности по данному пункту не предъявляются. [55]

На атмосферу ПХГ влияет напрямую – выбросом лишних газов. Под лишним газом на ПХГ подразумевается тот газ, который был отделен от основного (закачиваемого в пласт) при его очистке. На примере - Елшанское ПХГ [56] обслуживающее г. Саратов и частично центральные районы России в целом, по предприятию в результате производственной деятельности (согласно инвентаризации) в атмосферу выбрасывается загрязняющее вещество, общим валовым выбросом 75690,82 тонн в год [57]. Так же регулярные выбросы газа в атмосферу происходят в силу морального и физического износа оборудования, которое не дает достаточной герметичности хранилища. Основные вещества, выбрасываемые в атмосферу при эксплуатации ПХГ это оксид углерода, диоксид азота, азота оксид, сера, метанол и метан. Так же в

					7. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128



силу постепенной коррозии поверхностных металлических сооружений (задвижек, клапанов, труб) в атмосферу постепенно корродируют оксиды железа, марганец и его соединения, фтористые водороды и т.д. Анализ структуры выбросов показывает, что основная доля загрязняющих веществ приходится на метан (87%). [54]

Для минимизации выбросов газа из ПХГ в атмосферу необходимо, во-первых, разрабатывать новые методы утилизации газа (на данный момент применяется сжигание, которое не на много улучшает ситуацию), а также заменять оборудование на более современное, для повышения герметичности ПХГ. Своевременно проводить обследование такого оборудование на наличие повреждений и проводить ремонт. Не эксплуатировать ПХГ сверх допустимых норм.

На гидросферу влияние ПХГ незначительно. Как говорилось ранее, в Российской Федерации, а именно компания ОАО «Газпром» хранит газ в пористых вод насыщенных пластах. Вода в данном случае используется как «изолятор» газа под землей, и не дает ему выходить на поверхность через поры. Даже если ПХГ находится в непосредственной близости от водоема, его влияние на воду минимально. Так же, несмотря на то что ПХГ является подземным сооружением, оно не взаимодействует с подземными грунтовыми водами, поскольку таковые в местах сооружения ПХГ не могут существовать, и уж тем более взаимодействовать с хранимым газом напрямую.

Однако в отличии от гидросферы, литосфера, так же, как и атмосфера подвергается прямому воздействию ПХГ, через прямой контакт. Газ закачивается в пласт и хранится там под высоким давлением. Чем больше газа хранится, тем больше давление. Это может приводить к самопроизвольному расширению газового хранилища. Связан такой процесс с тем, что пористые грунты начинают разрушаться под давлением, а изолирующая газ влага продвигается в более дальние поры, что в свою очередь приводит к образованию новых трещин в пласте, и его дальнейшему разрушению. Примером такого воздействия газа/жидкости на пласт является процесс гидроразрыва пласта.

При гидроразрыве в скважину закачивается жидкость, а в роли подпора выступает газ. При повышении давления подпора жидкость начинает разрывать пласт, увеличивая трещины в нем, и создавая новые. Цель такого процесса – увеличить нефте- газоотдачу пласта. В случае с ПХГ, такой процесс происходит сам по себе, под воздействием времени и естественных условий. Для контроля ПХГ и его воздействия на литосферу (а значит и на само себя) на производстве, основываясь на геологоразведочных работах, заранее устанавливаются рамки эксплуатации по максимальному объему закачанного в ПХГ газа, и по максимальному давлению, под которым он может храниться. [55] Отходов в литосферу при хранении газа нет, и наличие соответствующих сборов отходов не требуется.[54]

### 7.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – внешне неожиданная, внезапно возникающая обстановка, которая характеризуется резким изменением установившегося процесса, оказывающая значительное отрицательное влияние на жизнедеятельность людей и окружающую среду.

На ПХГ возможно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций:

- разрыв газопровода и утечка газа на территории ПХГ или узла подключения;
- пожар на территории КС;
- пожар на технологических установках;
- пожар в отсеке двигателя;
- пожар в отсеке нагнетателя.

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций необходимо:

- строгое соблюдение технологического процесса;
- строгое соблюдение правил техники безопасности, инструкций, нормативов по пожарной охране и промышленной санитарии;
- предотвращение образования взрывоопасных концентраций;
- своевременное проведение профилактических мероприятий и поддержание надёжной работы оборудования;

									Лист
									130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	7. Социальная ответственность				

- контролировать правильность действий персонала, проверять уровень знаний и повышать квалификацию персонала.

Возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера [47-48], способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 25.

Таблица 25 - Возможные чрезвычайные ситуации

Наименование возможной ЧС	Условия возникновения ЧС	Возможные последствия ЧС	Способы и средства предотвращения	Меры по локализации
1	2	3	4	5
Воспламенение масла	Разрыв маслопровода, попадание масла на разогретые участки валопровода, проведение пожароопасных работ вблизи маслообъектов	Авария на агрегате, выход из строя системы защиты, пожар.	Контроль за плотностью маслопроводов, проведение пожароопасных работ при наличии средств пожаротушения	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, прекращение подачи масла на объект
Взрыв природного газа, используемого в качестве топлива	Утечка природного газа, наличие открытого источника пламени	Взрыв с разрушением несущих конструкций и агрегата, пожар	Постоянный контроль за плотностью тракта, особый контроль при проведении ремонтов, запрет пожароопасных работ вблизи блока ТГ	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, прекращение подачи топливного газа. Расчет остекления помещения нагнетателя.
Короткое замыкание и возгорание кабелей	Мех. повреждения, попадание воды, износ проводки, чрезмерное нагружение электросети	Пожар на ГЩУ, авария генератора	Эксплуатация электропотребителей на ГЩУ, и кабелей генератора согласно утвержденным правилам	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения, отключение от сети
Разрушение укрытия, повреждения оборудования или агрегата	Наводнение, сильный ветер, ураган	Поломка оборудования, взрывопожароопасная ситуация, повреждение линий связи	Прогноз погоды, оповещение персонала	Аварийный останов агрегата, разбор завалов, устранение повреждений

Окончание таблицы 25

Скачок напряжения, короткое замыкание	Попадание молнии	Выход из строя САР, оборудования, пожар в укрытии агрегата	Профилактические работы согласно графику	Аварийный останов агрегата
---------------------------------------	------------------	--	--	----------------------------

При всех возникших ЧС персонал, не участвующий в ликвидации последствий, должен эвакуироваться согласно утвержденному плану. Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть организовано систематическое обучение персонала КС ПХГ действиям во время чрезвычайных ситуаций.

## Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы:

1. Выполнен анализ нормативно-технической базы в области проектирования, сооружения и эксплуатации подземных хранилищ газа и рассмотрены различные варианты ёмкостей для хранения природного газа.

2. Выполнена характеристика объекта исследования с указанием местоположения района, его геологических и климатических характеристик, технологических характеристики ПХГ, а также рассмотрено основное и вспомогательное технологическое оборудование.

3. В качестве оптимальной технологии для повышения ресурсоэффективности эксплуатации ПХГ выбран способ заключающийся в замене действующей ГТУ с двухвальным двигателем ПС-90ГП-2 на ГТУ с трёхвальным двигателем АЛ-31СТ, имеющий более высокий КПД, при такой же номинальной мощности.).

4. На основе проведенного теплового расчета ГТУ с двигателем ПС-90ГП-2 получено, что:

- удельная полезная работа ГТУ  $N_e = \blacksquare$
- количество теплоты воздуха, поступающего в камеру сгорания  $Q_B = \blacksquare$
- количество теплоты, подведенное в камеру сгорания  $Q_{кc} = \blacksquare$
- эффективный КПД газотурбинной установки  $\eta_e = \blacksquare$
- расход воздуха в цикле, обеспечивающий номинальную мощность  $G_B = \blacksquare$
- расходы рабочего тела для турбин ГТУ  $G_{T1} = \blacksquare$   $G_{T2} = \blacksquare$

5. На основе проведенного теплового расчёта ГТУ с двигателем

					<i>Разработка предложений по повышению энергоэффективности эксплуатации подземного хранилища природного газа</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>					
<i>Разраб.</i>		<i>Нидзельский Д.Н.</i>			<b>Заключение</b>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					133	144	
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

АЛ-31СТ получено, что:

- удельная полезная работа ГТУ  $H_e =$  [REDACTED];
- количество теплоты воздуха, поступающего в камеру сгорания  $Q_B =$  [REDACTED]
- количество теплоты, подведенное в камеру сгорания  $Q_{КС} =$  [REDACTED]
- эффективный КПД газотурбинной установки  $\eta_e =$  [REDACTED]
- расход воздуха в цикле, обеспечивающий номинальную мощность  $G_B =$  [REDACTED]
- расходы рабочего тела для турбин ГТУ  $G_{Т1} =$  [REDACTED],  $G_{Т2} =$  [REDACTED],  $G_{Т3} =$  [REDACTED]

КПД трёхвального двигателя на [REDACTED] чем у двухвального, а средний расход рабочего тела по турбинам меньше на [REDACTED]

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		134

## Список использованных источников

1. StudFiles. Подземное хранение газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://studfile.net/preview/6130023/page:69/> (дата обращения: 11.01.2023).
2. dprom.online. Подземные хранилища газа. Назначение и особенности эксплуатации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://dprom.online/oilngas/podzemnye-hranilishcha-gaza/?ysclid=lfirtuwrgg837158471> (дата обращения: 11.01.2023).
3. Совет инженера. Как устроены подземные хранилища: подходящие способы хранения природного газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sovet-ingenera.com/gaz/kak-ustroeny-podzemnye-gazovye-hranilisha.html?ysclid=lfift9erw1o394320765> (дата обращения: 11.01.2023).
4. Ш. А. Арсан, А. К. Ягафаров, Ю. В. Ваганов. Подземные хранилища газа, общая классификация.
5. Ш. А. Арсан, А. К. Ягафаров, Ю. В. Ваганов. Детальная классификация подземных хранилищ газа.
6. Зиновьева Л.М. «Подземное хранение газа» курс лекций — Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2016. – с.
7. Проектирование, создание и эксплуатация подземных газохранилищ. Учебное пособие по одноимённой дисциплине для студентов специальности 1–51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» дневной и заочной формы обучения /Т.В. Атвиновская – Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2020-80с.
8. Инфопедия. Геолого-геофизическая изученность района. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://infopedia.su/8x4f42.html> (дата обращения: 22.02.2023).

					<i>Разработка предложений по повышению энергоэффективности эксплуатации подземного хранилища природного газа</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Нидзельский Д.Н.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>Листов</i>
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					135 144
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		
					<b>Список использованных источников</b>		

9. В.В. АНСИМОВ, В.Г. ВАСИЛЬЕВ, Г.Л. ГРИШИН, Л.И. РОВНИН и Ю.Г. ЭРВЬЕ. Березовский газоносный район и перспективы его развития. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1959/09/Stat/stat01.html> (дата обращения: 22.02.2023).

10. Studwood. Здания, сооружения и технологическое оборудование наземного комплекса ПХГ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://studwood.net/1231001/geografiya/zdaniya\\_sooruzheniya\\_tehnologicheskoe\\_oborudovanie\\_nazemnogo\\_kompleksa](https://studwood.net/1231001/geografiya/zdaniya_sooruzheniya_tehnologicheskoe_oborudovanie_nazemnogo_kompleksa) (дата обращения: 3.03.2023).

11. mydocx.ru. Технология сбора и закачки газа в подземное хранилище. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://mydocx.ru/12-70643.html?ysclid=lgx8z11kq4242582800> (дата обращения: 3.03.2023).

12. Газотурбинные технологии. НА ПУНГИНСКОМ ПОДЗЕМНОМ ХРАНИЛИЩЕ ГАЗА ЗАВЕРШЕН ПЕРВЫЙ ПУСКОВОЙ ЭТАП. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://gtt.ru/2016/12/na-punginskom-podzemnom-xranilishhe-gaza-zavershen-pervyj-puskovoj-etap/> (дата обращения: 15.03.2023).

13. Bstudy.net. Системы очистки технологического газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://bstudy.net/949713/tehnika/sistemy\\_ochistki\\_tehnologicheskogo\\_gaza](https://bstudy.net/949713/tehnika/sistemy_ochistki_tehnologicheskogo_gaza) (дата обращения: 15.03.2023).

14. TheSlide.ru. Презентация на тему система охлаждения газа после компримирования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://theslide.ru/uncategorized/sistema-ohlazhdeniya-gaza-posle-komprimirovaniya> (дата обращения: 23.03.2023).

15. InfoKS. Системы очистки технологического газа на КС. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://infoks.ru/produkty/tekhnicheskaya-ucheba-material/61-sistemy-ochistki-tehnologicheskogo-gaza-na-ks> (дата обращения: 23.03.2023).

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		136



16. О.Н. Гатауллин, А.В. Жардецкий, Н.Н. Иванова (ДООА "Газпром-геофизика"). КОНТРОЛЬ ЗА ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ПУНГИНСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА МЕТОДАМИ ГИС. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://geolib.narod.ru/Journals/OilGasGeo/1999/07/Stat/06/stat06.html> (дата обращения: 23.03.2023).

17. Ronl.ru. Статья: Расширение Пунгинской ПХГ подземного хранилища газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ronl.org/stati/transport/422019/> (дата обращения: 15.04.2023).

18. Спецгазреггат. Агрегат газоперекачивающий ГПА-16 «Урал». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ooosga.com/ural.html> (дата обращения: 15.04.2023).

19. Studwood. Основные параметры ГПА-16 «Урал» и НЦ-16/76-1,44. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://studwood.net/1601673/tovarovedenie/osnovnye\\_parametry\\_ural\\_1676](https://studwood.net/1601673/tovarovedenie/osnovnye_parametry_ural_1676) (дата обращения: 27.04.2023).

20. СТУДОПЕДИЯ.НЕТ. Тема 2. Конструкция газотурбинной установки ГТУ-16П. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://studopedia.net/17\\_81684\\_tema--konstruktsiya-gazoturbinnoy-ustanovki-gtu-ra.html](https://studopedia.net/17_81684_tema--konstruktsiya-gazoturbinnoy-ustanovki-gtu-ra.html) (дата обращения: 27.04.2023).

21. Манабаев К.К. Повышение эффективности работы газоперекачивающего агрегата путем увеличения мощности двигателя силовой установки. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/60366/1/TPU924401.pdf> (дата обращения: 5.05.2023).

22. Зубков И.С. РАСЧЕТ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОТУРБИНОЙ УСТАНОВКИ МОЩНОСТЬЮ 16 МВт НА БАЗЕ КОНВЕРТИРОВАННОГО АВИАЦИОННОГО ДВИГАТЕЛЯ АЛ-31СТН. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<https://nauchkor.ru/uploads/documents/5f475796cd3d3e0001752ca5.pdf> (дата обращения: 5.05.2023).

23. А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева ГАЗОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ТРАНСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://portal.tpu.ru/SHARED/k/KTXNG/lekcii/Tab1/2011GTU.pdf> (дата обращения: 5.05.2023).

24. StudFiles. Принципиальные схемы гту. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://studfile.net/preview/9889692/page:5/> (дата обращения: 5.05.2023).

25. Студопедия. АЛ-31СТ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://studopedia.ru/8\\_148353\\_al-st.html](https://studopedia.ru/8_148353_al-st.html) (дата обращения: 5.05.2023).

26. О. В. КОМАРОВ, В. Л. БЛИНОВ, А. С. ШЕМЯКИНСКИЙ. ТЕПЛОВЫЕ И ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК. Учебно-методическое пособие. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [file:///C:/Users/dnidz/Downloads/978-5-7996-2487-3\\_2018%20\(4\).pdf](file:///C:/Users/dnidz/Downloads/978-5-7996-2487-3_2018%20(4).pdf) (дата обращения: 15.05.2023).

27. Turbinist.ru. ГТУ-16П. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.turbinist.ru/turbine/gtu-16p/#techhar> (дата обращения: 15.05.2023).

28. ОДК-УМПО. АЛ-31СТ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://umpo.ru/products/gazoturbinnaya-energetika/al-31st/> (дата обращения: 15.05.2023).

29. Федеральный Закон №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://legalacts.ru/doc/federalnyi-zakon-ot-21071997-n-116-fz-o/> (дата обращения: 20.05.2023).

30. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34683/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/) (дата обращения: 15.05.2023).

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

31. ТОО Р-112-17-95 Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ на предприятиях нефтепродуктообеспечения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200003639> (дата обращения: 15.05.2023).

32. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426-ФЗ (последняя редакция): дата введения 2013-12-25. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/499067392?marker=64U0IK> (дата обращения 15.05.2023).

33. ГОСТ 12.0.003–74\* «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://npropris.ru/wp-content/uploads/2015/03/%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2-12.0.003-74.pdf> (дата обращения 20.05.2023).

34. ГОСТ 12.1.019–79 (1996)-ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://npropris.ru/wp-content/uploads/2015/03/%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2-12.1.019-79.pdf> (дата обращения 20.05.2023).

35. ГОСТ 12.1.030–81\* «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/5200289> (дата обращения 20.05.2023).

36. ГОСТ 12.2.003–91 "Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://t.t.group/upload/iblock/194/194f0f09903585d21401e57ac0528be9.pdf> (дата обращения 20.05.2023).

37. НПБ 105–03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». [Электронный

ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200032102> (дата обращения 20.05.2023).

38. Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 (ред. от 23.04.2020) "О противопожарном режиме". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=360871> (дата обращения 20.05.2023).

39. НПБ 110–99. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/d47/4294850678.pdf> (дата обращения 20.05.2023).

40. СНиП 2.01.02-85 «Противопожарные нормы». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://stroyzashita.ru/sites/default/files/ckeditor\\_files/%D0%A1%D0%9D%D0%B8%D0%9F%202.01.02-85.pdf](https://stroyzashita.ru/sites/default/files/ckeditor_files/%D0%A1%D0%9D%D0%B8%D0%9F%202.01.02-85.pdf) (дата обращения 20.05.2023).

41. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 1996. – 12с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.gubkin.ru/personal\\_sites/fedotovie/NPA/mkl.pdf](https://www.gubkin.ru/personal_sites/fedotovie/NPA/mkl.pdf) (дата обращения 20.05.2023).

42. СНиП 2.04.05-86. Строительные нормы и правила. Отопление, вентиляция и кондиционирование. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294815/4294815604.pdf> (дата обращения 20.05.2023).

43. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Минюст, 2003. – 15 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.ledit.ru/pdf/SanPiN\\_221\\_111278\\_03.pdf](https://www.ledit.ru/pdf/SanPiN_221_111278_03.pdf) (дата обращения 20.05.2023).

44. ГОСТ 12.1.008–76 «Система стандартов безопасности труда. Биологическая безопасность. Общие требования». [Электронный ресурс]. – Режим

доступа: [http://saransk.23met.ru/gost\\_files/ty-14-3r-1128-2007.pdf](http://saransk.23met.ru/gost_files/ty-14-3r-1128-2007.pdf) (дата обращения 20.05.2023).

45. ГОСТ 12.1.019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. –5 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://npropris.ru/wp-content/uploads/2015/03/%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2-12.1.019-79.pdf> (дата обращения 20.05.2023).

46. ГОСТ 12.1.003–2014 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: (дата обращения 20.05.2023).

47. ГОСТ 12.1.029–80 «Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://russianhighways.ru/upload/iblock/eaf/4.-СТО-57388863\\_015\\_2021-Izdeliya-iz-kompozitsionnykh.PDF](https://russianhighways.ru/upload/iblock/eaf/4.-СТО-57388863_015_2021-Izdeliya-iz-kompozitsionnykh.PDF) (дата обращения 20.05.2023).

48. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 28.12.2022) "О специальной оценке условий труда". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ktpogmpr.ru/upload/iblock/f9d/f9d1eb85de7b9cc1e8cf8209bdf2cf50.pdf> (дата обращения 20.05.2023).

49. СН 2.2.4/2.18.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gornoe-oborudovaniye.ru/assets/gost/GOST%20R%2055736-2013%20Oborudovaniye%20gorno-shakhtnoye..pdf> (дата обращения 20.05.2023).

50. ГОСТ 12.1.012–2004 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gornoe-oborudovaniye.ru/assets/gost/GOST%20R%2055736->

					Список используемых источников	Лист
						141
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2013%20Oborudovaniye%20gorno-shakhtnoye..pdf (дата обращения 20.05.2023).

51. ГОСТ 12.1.005–88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ekan.ru/sites/docs/GOST-12-1-005-88.pdf> (дата обращения 20.05.2023).

52. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 14.07.2022) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://dpo-kipr.ru/wp-content/uploads/2022/10/Pozharnaya\\_bezopasnost\\_Uchebnoe\\_posobie\\_.pdf](https://dpo-kipr.ru/wp-content/uploads/2022/10/Pozharnaya_bezopasnost_Uchebnoe_posobie_.pdf) (дата обращения 20.05.2023).

53. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34823/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/) (дата обращения: 15.05.2023).

54. Федеральный закон "Об охране атмосферного воздуха" от 04.05.1999 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_22971/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22971/) (дата обращения: 15.05.2023).

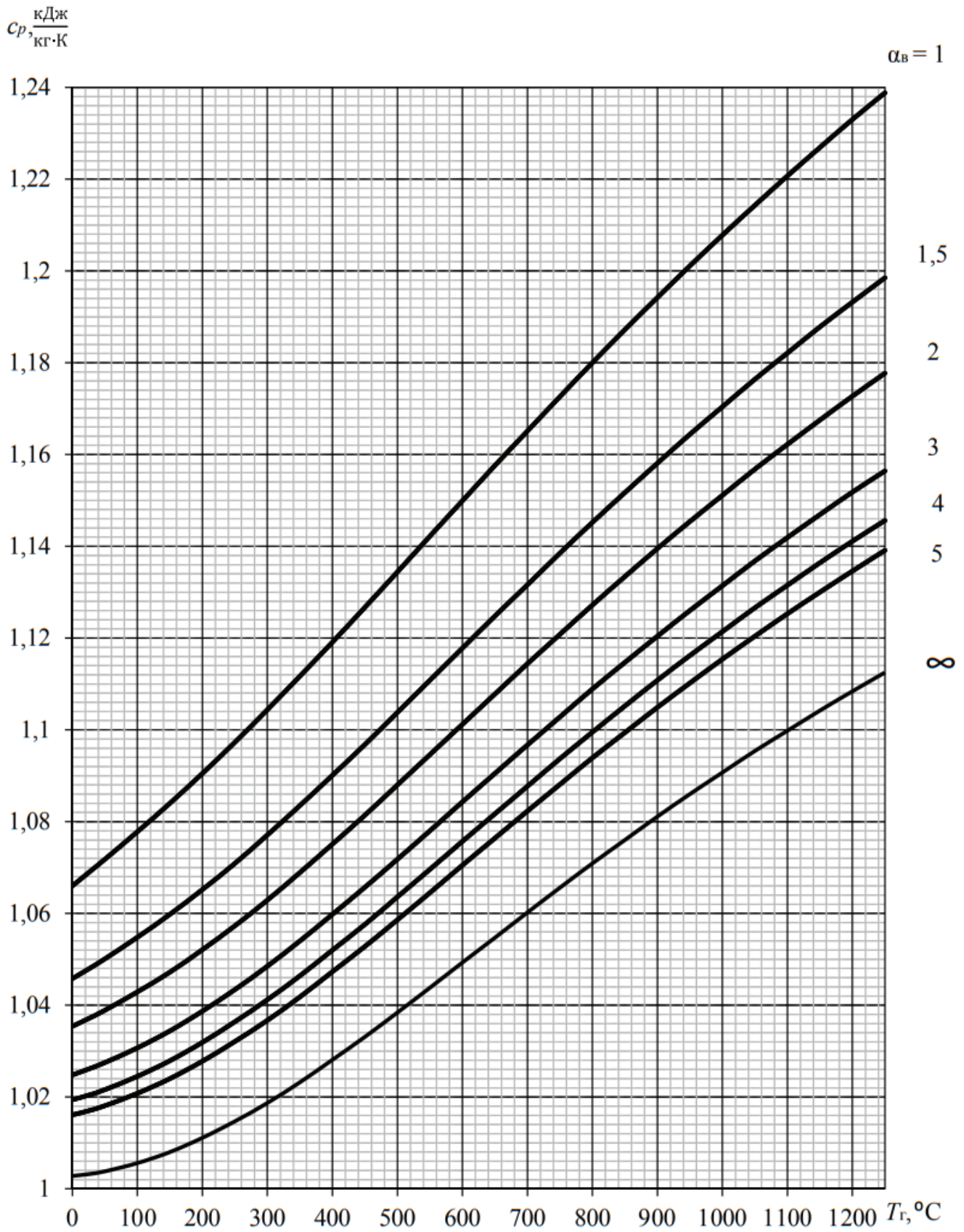
55. Котляревский, Владимир Абрамович. Безопасность резервуаров и трубопроводов / В. А. Котляревский, А. А. Шаталов, Х. М. Ханухов. — Москва: Экономика и информатика, 2000. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://f.eruditor.one/file/2904874/> (дата обращения: 15.05.2023).

56. Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://legalacts.ru/doc/FZ-ob-othodah-proizvodstva-i-potreblenija/> (дата обращения: 15.05.2023).

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		142

## Приложение А

### Истинная удельная теплоемкость продуктов сгорания природного газа



## Истинный показатель адиабаты продуктов сгорания природного газа

