

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 15.03.02 Технологические машины и оборудование  
Профиль подготовки Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов  
Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Применение турбодетандеров на установках комплексной подготовки газа и конденсата</b>

УДК 621.592.3.622.279.8

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е41	Цедрик Сергей Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Васенин Сергей Сергеевич	-		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черепанова Наталья Владимировна	к.ф.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Штейнле Александр Владимирович	к.м.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		

Томск – 2018 г.

## Планируемые результаты обучения ООП

Код Результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>Общекультурные компетенции</b>		
Р1	Способность применять базовые и специальные знания в области математических, естественных, гуманитарных и экономических наук для обеспечения полноценной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1; ОК-9; ОК-10)1, Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р2	Демонстрировать понимание сущности и значения информации в развитии современного общества, владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации; использование для решения коммуникативных задач современных технических средств и информационных технологий.	Требования ФГОС (ОК-7; ОК-11; ОК -13; ОК-14, ОК-15), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2, п. 5.2.8 , п. 5.2.10), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р3	Способность самостоятельно применять методы и средства познания, обучения и самоконтроля, осознавать перспективность интеллектуального, культурного, нравственного, физического и профессионального саморазвития и самосовершенствования, уметь критически оценивать свои достоинства и недостатки.	Требования ФГОС (ОК -5; ОК -6; ОК -8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.16), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р4	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, демонстрируя навыки руководства отдельными группами исполнителей, уметь проявлять личную ответственность.	Требования ФГОС (ОК-4; ПК-9; ПК-10), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р5	Демонстрировать знание правовых, социальных, экологических и культурных	Требования ФГОС (ОК-2; ОК-3; ОК-5; ПК-5),

	аспектов комплексной инженерной деятельности, осведомленность в вопросах охраны здоровья, безопасности жизнедеятельности и труда на нефтегазовых производствах.	Критерий 5 АИОР (п. 5.2.12; п. 5.2.14), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р6	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке; анализировать существующую и разрабатывать самостоятельно техническую документацию; четко излагать и защищать результаты комплексной инженерной деятельности на предприятиях машиностроительного, нефтегазового комплекса и в отраслевых научных организациях.	Требования ФГОС (ОК-14; ОК-15; ОК-16), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.13), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<b>Профессиональные компетенции</b>		
Р7	Умение использовать основные законы естественнонаучных дисциплин, методы математического анализа и моделирования, основы теоретического и экспериментального исследования в комплексной инженерной деятельности с целью моделирования объектов и технологических процессов в нефтегазовой отрасли, используя стандартные пакеты и средства автоматизированного проектирования машиностроительной продукции.	Требования ФГОС (ПК-7; ОК-9), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р8	Умение обеспечивать соблюдение технологической дисциплины при изготовлении изделий машиностроительного производства, осваивать новые технологические процессы производства продукции, применять методы контроля качества новых образцов изделий, их узлов, деталей и конструкций	Требования ФГОС (ПК-1; ПК-3; ПК-26), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.5; п. 5.2.7; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р9	Способность осваивать вводимое новое оборудование, проверять техническое состояние и остаточный ресурс действующего технологического	Требования ФГОС (ПК-2; ПК-4; ПК-16), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.7, п. 5.2.8),

	оборудования, в случае необходимости обеспечивать ремонтно-восстановительные работы на производственных участках предприятия.	согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	Умение проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом результатов, применять методы стандартных испытаний по определению физико-механических свойств и технологических показателей используемых материалов и готовых изделий.	Требования ФГОС (ПК-18), Критерий 5 АИОР (п.5.2.4, п. 5.2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	Умение проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных решений, выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда, применять прогрессивные методы эксплуатации технологического оборудования при изготовлении изделий нефтегазового производства.	Требования ФГОС (ПК-6; ПК-12; ПК-14; ПК-15; ПК-24), Критерий 5 АИОР (п.5.2.3; п. 5.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P12	Умение применять стандартные методы расчета деталей и узлов машиностроительных изделий и конструкций, выполнять проектно-конструкторские работы и оформлять проектную и технологическую документацию соответственно стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам, в том числе с использованием средств автоматизированного проектирования.	Требования ФГОС (ПК-21; ПК-22; ПК-23), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.9), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P13	Готовность составлять техническую документацию, выполнять работы по стандартизации, технической подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов, организовывать метрологическое обеспечение технологических процессов, подготавливать документацию для	Требования ФГОС (ПК-11; ПК-13), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.7; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

	создания системы менеджмента качества на предприятии.	
P14	Способность участвовать в работе над инновационными проектами, используя базовые методы исследовательской деятельности, основанные на систематическом изучении научно-технической информации, отечественного и зарубежного опыта, проведении патентных исследований.	Требования ФГОС (ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-25), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4; п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P15	Умение применять современные методы для разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, обеспечивающих безопасность жизнедеятельности людей и их защиту от возможных последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий, умение применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов в нефтегазовом производстве.	Требования ФГОС (ПК-8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.8; п. 5.2.14), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 15.03.02 Технологические машины и оборудование  
 Профиль подготовки: Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) Брусник О.В.  
 (Ф.И.О.)

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

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
4E41	Цедрик Сергею Андреевичу

Тема работы:

Разработка конструкции шельфовой платформы Новопортовского месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 10.01.2018 №34/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<i>ГРС г. Татарск Новосибирской области. Сырье: природный газ. Входные данные: диаметр входного газопровода на ГРС – 150 мм.; максимальное возможное давление в подводящем газопроводе – 5,4 МПа; фактическое (рабочее) давление в подводящем газопроводе – 3,5 МПа; минимальное рабочее давление в подводящем газопроводе – 2,0 МПа; давление в газопроводе на выходе из ГРС – 0,6 МПа; тип существующей ГРС – АГРС «Энергия-1»; режим работы - круглогодичный, непрерывный; производительность ГРС - 30 тыс.м3/час</i>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<i>Создать новые принципиальные технологические схемы с использованием турбодетандеров в системе распределения природного газа на ГРС. Выполнить обзор существующих способов утилизации потенциальной энергии природного газа. Рассмотреть и проанализировать индукционную нагревательную систему. Предложить новую технологическую схему подготовки газа с использованием турбодетандерного агрегата для низкотемпературной сепарации природного газа.</i>
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(если необходимо, с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Черепанова Наталья Владимировна, к.ф.н.
Социальная ответственность	Штейнле Александр Владимирович, к.м.н.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
-	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	22.01.2018
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Васенин С.С.	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е41	Цедрик С.А.		

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 15.03.02 Технологические машины и оборудование

Профиль подготовки: Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Уровень образования: бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

05.06.2018

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2018	<i>Объект и методы исследования. Разработка модели.</i>	50
02.04.2018	<i>Выполнение расчетной части работы.</i>	40
30.05.2018	<i>Устранение недочетов в работе.</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Васенин С.С.			

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Брусник О.В.	К.П.Н.		

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа содержит 99 страниц, 16 таблиц, 18 рисунков, 43 источников.

**Ключевые слова:** установка комплексной подготовки газа, турбодетандер, газ, низко температурная сепарация, турбина.

**Объект исследования** – термогазодинамические процессы, происходящие в схемах подготовки и транспортировки природного газа, в том числе и в проточной части турбодетандеров.

**Предмет исследования** – усовершенствование рабочих процессов и конструкции турбодетандерных установок с целью увеличения показателей их эффективности в широком диапазоне режимов в разных условиях использования.

Целью работы является повышение энергоэффективности системы газоснабжения на основе совершенствования энергохолодильных и криогенных технологий на базе детандер-генераторных агрегатов.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word 2010. Отчет распечатан на белых листах формата А4.

Оглавление	
<b>Введение</b> .....	13
<b>1. Обзор литературы</b> .....	15
<b>2. Области применения турбодетандеров</b> .....	17
<b>2.1 Технологии переработки природного газа, используемые на газовых промыслах</b> .....	19
<b>2.2 Технологические схемы на газовых промыслах, в которых применяются турбодетандерные установки</b> .....	23
<b>2.3 Применение турбодетандерных установок в процессе переработки природного газа</b> .....	26
<b>2.4 Схемы охлаждения природного газа</b> .....	28
<b>2.5 Особенности работы утилизационного турбодетандера</b> .....	29
<b>2.6 Типы конструкций эксплуатируемых турбодетандеров</b> .....	34
<b>2.7. Технологическая схема утилизационной турбодетандерной установки при совместной работе с воздушной климатической системой</b> .....	36
<b>2.8 Турбодетандерная утилизационная установка для потребителей, использующих природный газ с различным давлением</b> .....	44
<b>2.9 Новая малозатратная технологическая схема для газовых промыслов, имеющих разнонапорные скважины</b> .....	50
<b>3. Расчетно-конструкторская часть</b> .....	55
<b>3.1 Расчет эффективности ТДУ</b> .....	58
<b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b> .....	62
<b>4.1 Матрица SWOT</b> .....	63
<b>4.2 Мощность проекта</b> .....	64

<b>4.3 Экономический расчет при проведении капитального ремонта.....</b>	<b>68</b>
<b>4.4 Сумма капиталовложений в проект и оценка эффективности внедрения ЭТДУ – 4000 в ГРС .....</b>	<b>75</b>
<b>4.5 Оценка эффективности внедрения ЭТДУ – 4000 на ГРС .....</b>	<b>76</b>
<b>5. Социальная ответственность .....</b>	<b>80</b>
<b>5.1 Область применения .....</b>	<b>80</b>
<b>5.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования .....</b>	<b>81</b>
<b>5.3 Экологическая безопасность .....</b>	<b>88</b>
<b>5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....</b>	<b>90</b>
<b>5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	<b>92</b>
<b>Заключение.....</b>	<b>94</b>
<b>Список использованных источников .....</b>	<b>95</b>

## **Список сокращений**

**ТДА** - турбодетандерные агрегаты

**УКПГ** - условия комплексной переработки газа

**УТДУ** - утилизационные турбодетандерные установки

**ДГА** - детандер-генераторные агрегаты

**ГПА** - газоперекачивающие агрегаты

**ГРС** – газораспределительные станции

**НТС** – низкотемпературная сепарация газа

**ДКС** – дожимная компрессорная станция

**АВО** – аппарат воздушного охлаждения

**ВК** – входной коллектор

**ГПЗ** – газоперерабатывающий завод

**РК** – рабочее колесо

**СА** – сопловой аппарат

## **Введение**

В последние годы мировая экономика характеризуется увеличением потребления полезных ископаемых, что привело к повышенному спросу на энергосберегающие технологии для нефтегазовой промышленности. Одно из направлений энергосбережения для газодобывающей и газотранспортной системы связано с использованием турбодетандерных агрегатов. Увеличение технико-экономических показателей газовой промышленности достигается за счет разработки новых принципиальных технологических схем подготовки и транспортировки газа, а также конструкций турбодетандерных агрегатов.

Основоположником использования турбодетандеров в технологии переработки газов является академик Капица П.Л. Большой вклад в развитие технологических схем добычи и транспортирования природного газа и усовершенствование конструкций турбодетандерных установок внесли Язык А.В., Епифанова В.И., Степанец А.А., Мальханов О.В. и др. В то же время для увеличения эффективности работы газодобывающих и газотранспортных комплексов целый ряд проблемных вопросов, таких как: увеличение качества природного газа, который подаётся в магистральный газопровод; выработка электроэнергии за счет потенциальной энергии сжатого газа и другие, требуют совершенных решений.

Турбодетандеры – это турбомашины, у которых за счет расширения газообразного рабочего тела (природного газа) вырабатывается механическая энергия. Их использование позволяет увеличить эффективность работы газового комплекса за счет повышения качества природного газа, а также выработки дополнительной электроэнергии.

Получение высоких показателей эффективности схем подготовки газа с использованием турбодетандеров новых конструкций основывается на учете реальных свойств природного газа и переменных режимов работы газовых комплексов.

Важную роль при разработке высокоэффективных турбодетандеров играет выбор рациональных форм проточной части, профилей лопаточных аппаратов и учет особенностей их эксплуатации в разных условиях.

Таким образом, актуальность работы по созданию энергосберегающих технологий с использованием турбодетандеров как за счет увеличения эффективности технологических схем подготовки газа, так и внедрения новых, более совершенных конструкций проточных частей этих машин, обусловлена достижением существенного экономического эффекта.

### **Цель работы**

Целью работы является повышение энергоэффективности системы газоснабжения на основе совершенствования энергохолодильных и криогенных технологий на базе детандер-генераторных агрегатов.

### **Задачи:**

- предложить новую технологическую схему подготовки газа с использованием турбодетандерного агрегата для низкотемпературной сепарации природного газа;
- разработать технологическую схемы для газораспределительной станции (ГРС) с подогревом транспортного газа после турбодетандера.

## 1. Обзор литературы

Выполненный обзор литературных источников позволил определить проблемы и состояние современных турбодетандерных установок, на основании которых были выбраны направления исследований. Особенности работы турбомашин в газовой отрасли определяются как свойствами [1] и параметрами рабочего тела (природного газа), так и работой проточной части в двухфазном потоке. Рабочая среда турбодетандеров - это многокомпонентный природный газ, содержащий кроме семейства углеводородов еще и сероводород, водяной пар, кислород, водород и другие вещества, которые существенно влияют на характеристики и конструкцию турбомашин. Количественное содержание названных компонентов природного газа практически на всех месторождениях различно. Поэтому для получения требуемого состава природного газа, соответствующего требованиям ГОСТ 5542-87 [2] или другого необходимого содержания, следует либо разрабатывать новые схемы подготовки газа, очистки, осушки и его переработки, либо правильно подбирать такие схемы из существующих.

От правильного выбора схемы зависит эффективность и качество переработки природного газа. На выбор применяемой схемы влияют параметры газа, особенно его давление. При высоком пластовом давлении газа применяются более простые схемы. В случае низкого значения давления, применяемые схемы усложняются, добавляются дополнительные устройства и установки. Поэтому разработка новых схем, позволяющих решать возникающие сложные проблемы, связанные с работой турбодетандеров в области переработки газа, является одной из актуальных задач. В процессе эксплуатации турбодетандерных холодильных агрегатов (ТДА) в условиях комплексной переработки газа (УКПГ), довольно часто изменяются параметры эксплуатации, а также возможно изменение гидравлических параметров трубопроводов и технологических аппаратов, расположенных в газовой магистрали между турбиной и компрессором, что приводит к необходимости оценки работы ТДА на режимах, отличных от расчетного. При

строгом подходе к решению этой задачи, необходимо для каждого конкретного режима выполнить решение прямой задачи расчета течения газа в турбине, и по полученным результатам (мощности на валу) определить параметры на входе и выходе компрессора. Решение такой задачи сопряжено с достаточно большим объёмом вычислительных работ, особенно если приходится рассчитывать большое количество значений. Поэтому необходимо для конкретной конструкции ТД на основе расчетного исследования разработать рекомендации и методики по выбору совместного режимов работы турбодетандера и компрессора с минимальными затратами расчетного времени. Таким образом, разработка методики и расчетной программы для расчета совместного режима работы турбодетандера и компрессора является актуальной задачей. Как было сказано ранее, турбодетандеры работают в широком диапазоне изменения физических параметров, и для того чтобы обеспечить незначительное снижение КПД на режимах, отличных от расчетного, необходимо разработать рекомендации по созданию проточной части. Большая доля от суммарных потерь в турбодетандере при работе на нерасчетном режиме перепадает на рабочее колесо. Это связано, в основном, с нерасчетным углом натекания потока на рабочие лопатки, что приводит к отрывам пограничного слоя и образованиям вихрей. Поэтому, важная проблема – разработка рекомендаций по созданию формы профиля рабочей лопатки.

## 2. Области применения турбодетандеров

Турбодетандерами называются турбомашин, используемые для расширения газов. Название турбодетандер состоит из двух слов «турбина» - лопаточный двигатель, преобразующий энергию потока рабочей среды в механическую, и «детандер» происходит от французского слова *detendre* – расширять сжатое. Отличие турбины от турбодетандера заключается в том, что основное назначение турбины — это выработка механической энергии, а основное назначение турбодетандера — это производство холода [3].

Установки, которые за счет расширения природного газа вырабатывают механическую энергию и служат приводом электрогенератора, называются утилизационными турбодетандерными установками (УТДУ) [4,5,6] или детандер-генераторными агрегатами (ДГА) [7-9]. Турбодетандерные установки, которые вырабатывают холод и которые служат приводом компрессора, называются турбодетандерными агрегатами (ТДА). УТДУ используют излишек давления газа для выработки электроэнергии на газораспределительных станциях или газораспределительных пунктах, а ТДА используют в различных схемах охлаждения, очистки, осушки и сепарации низкокипящих углеводородов из природного газа. В газовой промышленности турбодетандеры используются для:

- пуска газотурбинной установки газоперекачивающего агрегата (ГПА), а также для проворачивания ее ротора при останове (с целью его охлаждения); при этом турбодетандер работает на транспортируемом газе [10];
- охлаждения природного газа (при его расширении в турбине) в установках его сжижения [11, 12];
- охлаждения природного газа в установках при «промысловой» подготовке для транспорта по трубопроводной системе (удаление влаги путем ее вымораживания и т.п.) [13, 14];

- привода компрессора высокого давления с целью подачи газа в подземные хранилища;
- выработки электроэнергии на газораспределительных станциях (ГРС) системы транспорта природного газа к его потребителям с использованием в турбине перепада давлений газа между трубопроводами высокого и низкого давления [15 - 19].

В настоящее время уже достаточно хорошо изучены как вопросы создания технологических схем с применением турбодетандеров и аэродинамические закономерности, используемые при их проектировании и эксплуатации, однако еще остается немало вопросов, которые требуют дополнительных исследований [20 - 24].

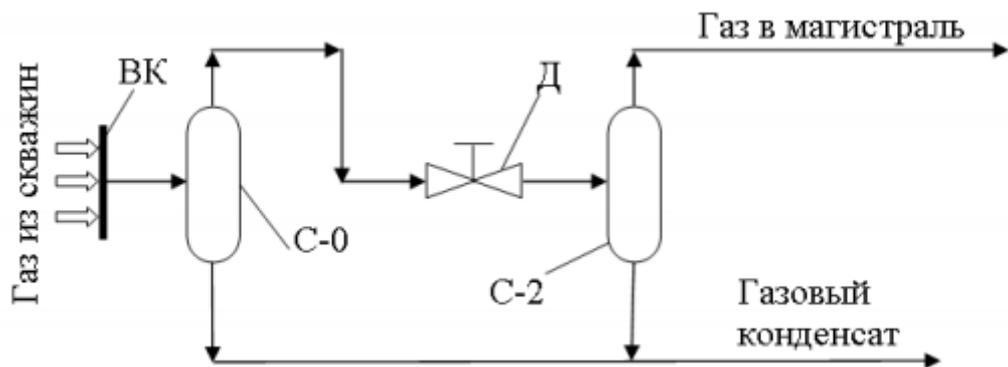
В виду индивидуальности физических параметров, компонентных составов и расходов природного газа каждого месторождения или ГРС, часто приходится разрабатывать технологические схемы и проектировать новую проточную часть, вводя новые поправочные коэффициенты, создавая новые методики расчета потерь и других параметров. Другими словами, приходится выполнять дополнительные исследования, необходимые для получения достоверной информации о работе агрегата, особенно, если турбина работает в области конденсации некоторых фракций природного газа.

Соответственно, вновь спроектированные проточные части всегда требуют доводки после испытаний на натурном газе с натурными параметрами. На сегодняшний день, по-прежнему, основным методом изучения и доводки турбодетандеров является физический эксперимент. Однако, в последние годы с ростом возможностей вычислительной техники заметно увеличилась степень отработки конструкций проточных частей турбодетандеров с использованием численных экспериментов. Численный эксперимент часто предполагает проведение расчетов с использованием методов конечных элементов, но из-за высоких требований к ресурсам персонального компьютера (ПК) не всегда удается провести его достоверно. В

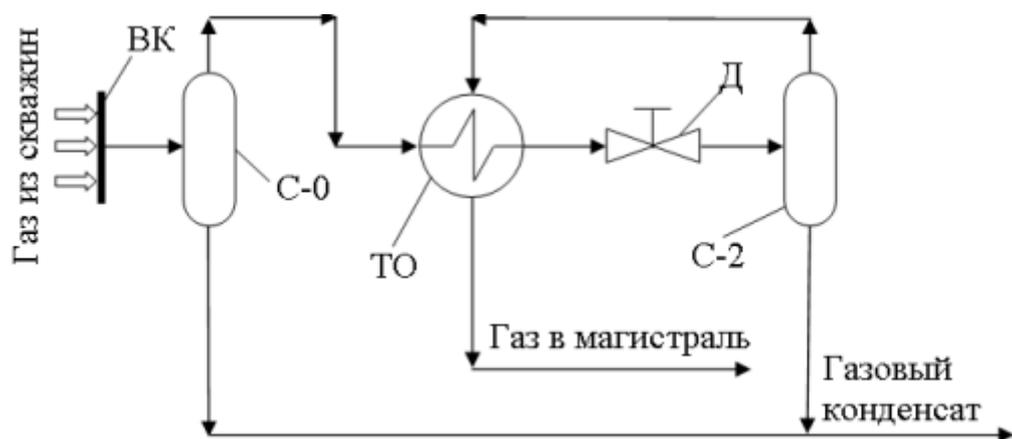
связи с этим параллельно развивался метод псевдо 3D расчета, реализуемый на базе системы эмпирических уравнений и зависимостей. Этот вариант расчета не такой информативный по сравнению с расчетом методом конечных элементов, но позволяет достаточно быстро провести оценку показателей работы турбомашин с допустимой точностью и при этом не требует мощного ПК и больших временных затрат. В настоящее время большое число работ как в нашей стране, так и зарубежных, посвящено исследованию аэродинамических процессов в турбодетандерах с использованием численного эксперимента, разработке и развитию моделей вычислительной газодинамики.

## **2.1 Технологии переработки природного газа, используемые на газовых промыслах**

На газовых промыслах для переработки природного газа, добытого из скважин, перед подачей в газовую магистраль используют технологические схемы низкотемпературной сепарации газа (НТС). С помощью последних происходит очистка, осушка и отделение фракций низкокипящих углеводородов. Для эффективного отделения низкокипящих углеводородов в сепараторе необходимо, чтобы температура природного газа не превышала точки росы [25 - 27]. Самым простым способом получения холода для достижения температуры точки росы на промысле является изоэнтальпийное расширение газа – процесс дросселирования, сопровождающийся эффектом Джоуля-Томсона. Этот процесс осуществляется с применением дроссельных устройств. Преимущество таких схем – их небольшая металлоемкость и высокая надежность работы [28]. На рисунке 1 приведены упрощенные технологические схемы НТС с использованием дросселирующего устройства[29].



а)



б)

Рисунок 1 – Технологические схемы НТС с использованием дросселирующего устройства (а- без recuperативного теплообменника; б- с recuperативным теплообменником): ВК - входной коллектор; С-0, С-2 – сепараторы предварительной очистки и низкотемпературный; Д – дросселирующее устройство; ТО – recuperативный теплообменник.

Газ поступает из скважин во входной коллектор ВК (рисунок 1, а), после которого направляется в сепаратор предварительной очистки С-0, в котором происходит отделение жидкой фракции от газообразной. Затем газообразная фракция направляется в дросселирующее устройство Д, в котором происходит понижение давления газа и выпадение газового конденсата. В низкотемпературном сепараторе С-2 газовый конденсат отделяется от газовой фракции, затем осушенный газ направляется в газовую магистраль. Схема «б» (рисунок 1) отличается от схемы «а» наличием recuperативного

теплообменника (ТО), в котором газ охлаждается перед подачей в дросселирующее устройство за счет потока охлажденного и очищенного газа в низкотемпературном сепараторе С-2. Одним из существенных недостатков схемы НТС с дросселирующим устройством является потребность в большом перепаде давления природного газа на промысле для достижения требуемой температуры точки росы. Для схемы «а» (рисунок 1, а) показатель снижения температуры (характеризует потребность в перепаде давления) составляет 0,194 МПа/°С, для схемы «б» (см. рисунок 1, б) 0,055 МПа/°С.

В процессе эксплуатации скважин пластовое давление снижается. В результате при использовании схем НТС с дросселирующим устройством для расширения газа не достигается температура точки росы, что приводит к снижению качества природного газа. Поэтому, чтобы компенсировать падение давления газа в скважинах перед установкой НТС с дросселирующим устройством, устанавливают дожимную компрессорную станцию (ДКС). Такая схема приведена на рисунке 2. Приводом для дожимного компрессора ДКС служит электро- или газотурбинный двигатель. После ДКС по газовом тракте устанавливают аппарат воздушного охлаждения (АВО), предназначенный для охлаждения газа после ДКС воздухом окружающей среды (при прохождении ДКС газ нагревается).

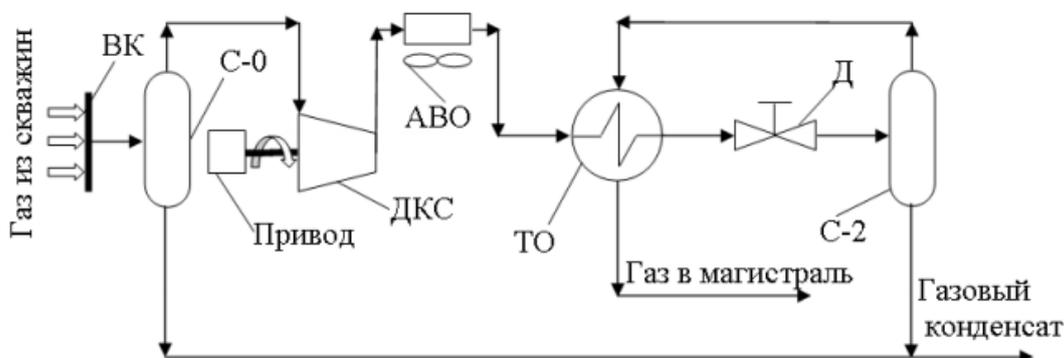


Рисунок 2 – Технологическая схема НТС с дросселирующим устройством и ДКС: ВК - входной коллектор; С-0, С- 2 – сепараторы предварительной очистки и низкотемпературный; ДКС – дожимная компрессорная станция;



Поскольку для эффективной работы схемы требуется выдерживать перепад давления на эжектор, а схема должна работать при различных параметрах газа, то такие схемы стали использоваться меньше.

По сравнению с дросселирующими устройствами и эжекторами применение турбодетандеров в схемах НТС имеет ряд преимуществ:

- выработка холода при меньшем перепаде давлений;
- диапазон изменения расхода газа от 50 до 110 % от номинального, с небольшим снижением КПД.

На одном валу с турбодетандером располагают компрессор, который необходим для частичного восстановления давления газа после расширения в турбодетандере или электрогенератор ЭГ, который вырабатывает электрическую энергию. Электрогенератор используют в тех случаях, когда при расширении в турбодетандере газа перепад давления достаточен для достижения физических параметров, соответствующих точке росы при 0,025 МПа/°С. При меньших перепадах давления в схеме применяют установки с компрессором, обеспечивающие выполнение соответствующих параметров при 0,011 МПа/°С.

## **2.2 Технологические схемы на газовых промыслах, в которых применяются турбодетандерные установки**

Впервые турбодетандеры начали применяться в схемах для получения сжиженного кислорода из воздуха. Идея получения кислорода из воздуха с помощью турбомашин (турбодетандера) была предложена Д. Рэлеем в 1898 г. Но ее реализация оказалась настолько трудной, что только в начале 30-х годов немецкой фирме «Сюрт» удалось (по заказу фирмы «Линде») сделать надежно работающий турбодетандер. Но его КПД, несмотря на все усилия конструкторов, не превышал 0,62...0,65. За короткий срок (2 года) П.Н. Капица с блеском решил задачу, создав новую конструкцию турбодетандера, настолько эффективную, что она обеспечила революцию в криогенной технике. Уже в 1938 г. в Институте физических проблем был создан

небольшой опытный турбодетандер, показавший феноменальный для такой машины КПД, ~80 % [32, 33]. В газовой промышленности турбодетандеры начали применяться с 1965 г. в схемах низкотемпературной конденсации (НТК), которая стала наиболее распространенной при обработке газов, содержащих конденсат. Промысловые установки, предназначенные для извлечения из газа тяжелых углеводородов процессом НТК, обычно называют установками низкотемпературной сепарации (НТС). Использование турбодетандеров в установках НТС газа было предложено работниками института ВНИИГаз А.И. Арутюновым, В.И. Ивановым, В.А. Динковой, П.И. Барабановой в 1962 г. [30, 31, 34]. ВНИИГаз, ЮжНИИГипрогаз совместно с МВТУ им. Н.Э. Баумана разработали конструкцию опытного образца турбодетандера-компрессора (турбокомпрессора) и испытали его в 1965 г. на ГП № 7 Шебелинского ГКМ. УкрНИИГаз в 1967 г. разработал проект опытного турбокомпрессора Т-3, который был изготовлен СКБ по компрессоростроению в 1968 г. ТДА Т-3 состоял из корпуса, ротора, регулируемого соплового аппарата турбодетандера и направляющего аппарата компрессора с резьборычажным механизмом поворота. В агрегате применен одноступенчатый осевой турбодетандер, а в качестве нагрузки турбодетандера - одноступенчатый центробежный компрессор с лопаточным диффузором.

Ротор агрегата двухопорный с консольным расположением рабочих колес турбодетандера и компрессора. В качестве опор использовались подшипники качения, которые смазывались маслом, подаваемым через форсунки за счет разности давлений в масляном баке и картере машины. Агрегат герметичен и не требует электроэнергии во время работы. Газ утечек попадает через уплотнения на рабочих колесах в картер агрегата, оттуда с отработанным маслом – в масляный бак, из которого, освободившись от масла, попадает на вход в компрессор. Масса агрегата ~1,9 т, основные размеры 1550x750x725 мм. Агрегат рассчитан на работу в промысловых установках природного газа при температурах сепарации до 223 К (-50 °С) в диапазоне рабочих давлений от 8,0 до 0,2-0,3 МПа. Пропускную способность агрегата с

помощью поворотного соплового аппарата (ПСА) турбодетандера можно плавно регулировать от 2 до 4 млн.м<sup>3</sup> /сут. при давлении 6,4 МПа.

Максимальная холодопроизводительность агрегата при давлении 8,0 МПа и температуре 247 К (-26 °С) равна 4,1868 млн.кДж/ч (1163 кВт). На эксплуатационных режимах частота вращения ротора изменяется от 5 до 8 тыс.об/мин, максимальная - 11 тыс.об/мин. Система автоматики позволяет контролировать в процессе эксплуатации следующие параметры: частоту вращения ротора, давление газа на 22 входе в турбодетандер, температуру сепарации газа, уровень масла в маслобаках, температуру подшипников, а также запуск и остановку агрегата при повышении числа оборотов ротора [34].

В разработке, производстве и внедрении ТДА на ГКМ стран СНГ ведущая роль принадлежит ПАО "Турбогаз" г. Харьков (ранее ВНПО "Союзтурбогаз"). За двадцать с небольшим лет это предприятие поставило в газовую промышленность более 160 ТДА современных конструкций и на различные параметры, обеспечив многие месторождения России, Украины и Средней Азии передовым турбохолодильным оборудованием. Только на одном Ямбургском ГКМ действует более семидесяти мощных ТДА, рассчитанных на давление газа на входе 13,0 МПа и расход газа 10,0 млн.м<sup>3</sup> /сутки. Практика использования ТДА на различных месторождениях показала, что турбохолодильные установки на его основе отличаются простотой, надежностью и низкой металлоемкостью конструкции, обуславливают минимальное количество обслуживающего персонала, высокую автономность и широкий диапазон регулирования, а также отсутствие вредного воздействия на окружающую среду. В настоящее время остро стоит проблема создания и производства новых перспективных конструкций ТДА. Решение этой проблемы особенно актуально в связи с вводом в строй новых месторождений газа, стремлением внедрять энергосберегающие технические решения.

Несмотря на устойчивую тенденцию экономии природного газа, опубликованные прогнозы свидетельствуют, что к 2030 году потребление газа в мире может удвоиться, а межрегиональные поставки утроиться. По данным

ВНИИгаза потребность в промышленных ТДА до 2020 года с учетом резерва оценивается в 220-270 штук [35].

### **2.3 Применение турбодетандерных установок в процессе переработки природного газа**

Широкое распространение получили турбодетандеры и в процессах переработки природного газа на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ), в которых они также являются основными источниками холода [36, 37]. В мировой практике [36] турбодетандерные установки применяются на каждом пятом ГПЗ, и их число постоянно увеличивается. Известен ряд технологических схем газопереработки с помощью ТДА [28] и их последующее развитие, несомненно, имеет большое научно-техническое значение. Эффективность работы установок НТС и НТК зависит от состава газа, давления и температуры процесса, числа ступеней конденсации, характеристик оборудования и др. факторов. Поэтому, при недостаточном избыточном давлении газа, в схему включается испаритель, где охлаждение газа осуществляется с использованием внешнего хладагента. Следует отметить, что более эффективно низкую температуру можно получить за счет применения ТДА [28, 38]. Одна из наиболее распространённых схем установки НТС с турбодетандером, предназначенным для сжижения низкокипящих углеводородов природного газа, приведена на рисунке 4.

Принцип работы этой схемы позволяет выделить следующие процессы:

- из месторождения сырой газ (смесь газа и газового конденсата) поступает в сепаратор С-0, в котором разделяется на две фракции газообразную и жидкую;
- газообразная фракция подается в теплообменник ТО, в котором охлаждается обратным потоком сухого газа. В результате охлаждения происходит частичная конденсация газа;
- после охлаждения в ТО газ подается в сепаратор С-1, в котором происходит дальнейшее разделение жидкой и газообразной фракций;

- осушенный газ направляется в турбодетандер, в котором происходит расширение газа с понижением температуры и давления. При этом происходит дополнительно частичная конденсация газа и газ становится влажным. Расширяясь в турбодетандере, газ вырабатывает механическую энергию, которую отдает присоединенному компрессору;
- затем влажный газ направляется в сепаратор С-2, в котором происходит дополнительное разделение жидкой и газообразной фракций; из сепаратора С-2 сухой газ направляется в ТО, в котором отдает свой холод сырому газу;
- после ТО нагретый сухой газ направляется в компрессор, присоединенный к турбодетандеру, в котором сжимается и после повышения давления и температуры газ направляется в магистраль.

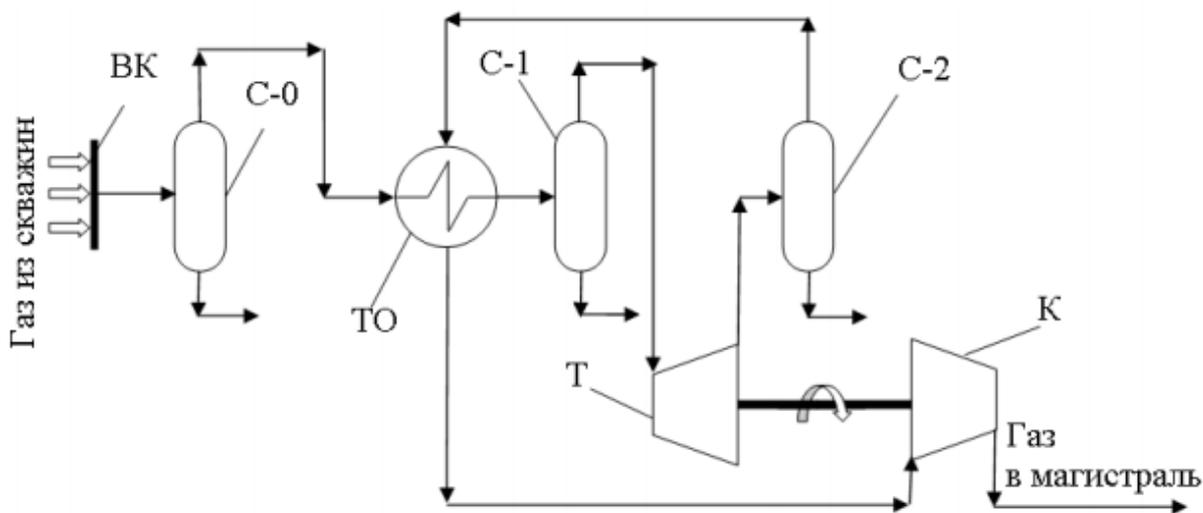


Рисунок 4 – Принципиальная схема турбодетандерного агрегата для сжижения низкокипящих углеводородов природного газа: ВК – входной коллектор; С-0, С-1, С-2 – сепараторы предварительной, вторичной очистки и низко-температурный; ТО – рекуперативный теплообменник; Т – турбина турбодетандерного агрегата; К – компрессор.

Представленная принципиальная схема (рисунок 4) применяется на ГКМ в установках комплексной подготовки газа (УКПГ), где необходима осушка, очистка или извлечение низкокипящих углеводородных компонентов.

Содержание метана в таких составах газа на входе в установку меньше 90 % объёмных, на выходе из установки более 90 % объёмных. Температура газа на выходе из турбодетандера в этих схемах достигается обычно от минус 10 до минус 70 °С (в зависимости от назначения).

## 2.4 Схемы охлаждения природного газа

Турбодетандерные агрегаты нашли также широкое применение в схемах охлаждения природного газа (рисунок 5). В северных областях земного шара природный газ добывается из недр земли с положительной температурой, что не позволяет подавать его в газовую магистраль, проложенную в районах вечной мерзлоты, т.к. нагрев трубопровода от газа приводит к размораживанию вечной мерзлоты, деформации газопровода и появлению в нем локальных разрушений.

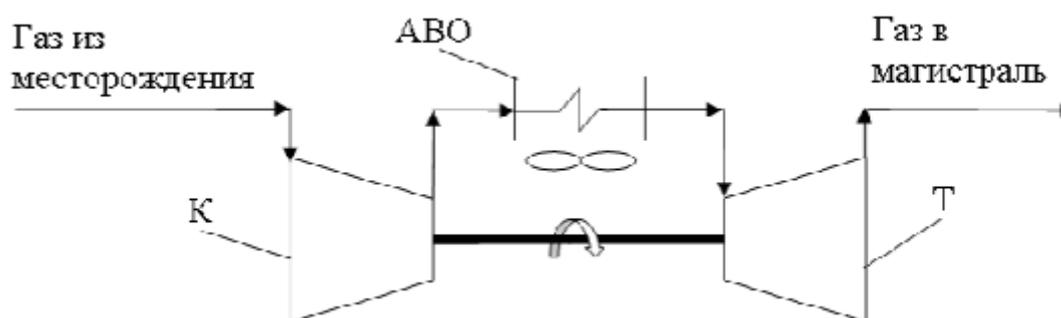


Рисунок 5 – Принципиальная схема турбодетандерного агрегата для охлаждения природного газа: К – компрессор турбодетандерного агрегата; АВО – аппарат воздушного охлаждения; Т – турбина турбодетандерного агрегата.

Принцип работы схемы охлаждения газа (см. рисунок 5) позволяет выделить следующие процессы:

- теплый газ из месторождения поступает в компрессор, в котором происходит повышение давления и температуры газа;
- после компрессора газ направляется в аппарат воздушного охлаждения (АВО), в котором охлаждается до температуры, близкой к температуре окружающей среды;

- после АВО газ направляется в турбодетандер, в котором происходит расширение газа и одновременно понижение его температуры. Выработанная механическая энергия в турбине детандера передается компрессор, расположенному на одном валу с турбиной;
- охлажденный газ с температурой ниже температуры окружающей среды подается в газовую магистраль. Принципиальная схема, приведенная на рисунке 5, применяется для охлаждения газа, температура которого на входе в газовую магистраль должна не превышать 0 °С. Содержание метана в таком газе превышает 95 % объёмных.

## **2.5 Особенности работы утилизационного турбодетандера**

Успешное использование ТДА на промыслах явилось основанием для разработки турбоагрегатов, предназначенных для энергосберегающих технологий, в том числе турбодетандеров, в которых производится утилизация энергии избыточного давления природного газа на узлах его редуцирования (УТДУ). По существующим магистральным газопроводам газ транспортируется при давлении 5,5...8,0 МПа. По отводам от магистральных газопроводов газ направляется к ГРС и далее к газораспределительным пунктам (ГРП), в которых его давление уменьшается до значений 1,2 и 0,15 МПа соответственно. В некоторых случаях, например, для подачи газа в газотурбинные двигатели КС и электростанций, давление снижается до 1,5...3,5 МПа. Снижение давления газа обычно производится путем дросселирования в специальных дросселирующих устройствах различных типов, в которых потенциальная энергия избыточного давления газа расходуется на преодоление гидравлических сопротивлений, и, таким образом, безвозвратно теряется. Если учесть существующие и постоянно растущие в мире расходы природного газа, то при использовании процесса дросселирования потери энергии могут составить десятки миллиардов киловатт-часов в год [46]. Установив утилизационные установки, использующие избыточный потенциал давления газа, можно получить

электрическую энергию как на ГРС и ГРП, так и на других узлах редуцирования [47]. Расширение газа в таких установках осуществляется в турбодетандерах, единичная мощность которых может достигать 10...12 МВт. Процесс расширения газа в турбодетандерах близок к изоэнтропному, что обеспечивает получение максимальной механической энергии, которая в электрогенераторе преобразовывается в электрическую [48]. Впервые использовать перепад давления природного газа на ГРС (ГРП) для выработки электроэнергии с помощью турбодетандеров предложил в 1947 г. академик М.Д. Миллионщиков с коллегами [49, 50]. В 1948 г. это предложение было экспериментально проверено на ТДУ ГРП Дашавского сажевого завода А.В. Александровым [50, 51]. Давление газа на входе в турбодетандер составляло 0,6...1 МПа, на выходе 0,12...0,13 МПа, мощность установки 50...80 кВт.

Однако, до 1980 г. использование УТДУ ограничивалось единичными экспериментальными образцами [53].

Систематические исследования и разработка проблемы рационального использования потенциальной энергии дросселируемых потоков газа началась в 80-х годах. Были проведены оценки ресурсов потенциальной энергии газа на ГРС и ГТКС Мингазпрома, разработаны технологические схемы УТДУ, определены параметры и характеристики оборудования установок и их экономическая эффективность. Результаты этих исследований послужили основой решения НТС Мингазпрома 28 СССР от 04.11.1983 г. по созданию утилизационных установок УКС2-300 мощностью 300 кВт для ГТКС и УТДУ-2500 мощностью 2500 кВт для ГРС.

Первый образец УКС2-300, предназначенный для выработки электроэнергии на газотурбинных компрессорных станциях (ГТКС) мощностью 50...60 МВт, в 1987 г. прошел опытно-промышленное испытание на ГКС-1 газопровода "Союз" ПО "Оренбургтрансгаз". Второй образец УКС2-300 также прошел опытно-промышленное испытание на этой же ГКС-1. Основные параметры УКС2-300 [46]:

- расход газа 20 тыс.м<sup>3</sup> /ч;
- давление газа на входе 5,1 МПа, температура 90 °С и на выходе давление 2,1 МПа, температура 25 °С;
- частота вращения ротора турбодетандера 24480 об/мин;
- частота вращения ротора электрогенератора 3000 об/мин;
- мощность электрогенератора 300 кВт.

К основным элементам УКС2-300 относятся: турбодетандер с редуктором, электрогенератор с электрооборудованием, трубная обвязка с арматурой, агрегаты автоматической системы управления, контрольно-измерительные приборы и приборы автоматики, а также система смазки. Все оборудование размещено в блок-боксе заводского изготовления, снабженном системами отопления, вентиляции, освещения, контроля загазованности и пожаротушения.

В установке применена одноступенчатая центростремительная турбина. Через одноступенчатый редуктор с передаточным отношением 8:1 она соединена с асинхронным электрическим генератором (типа 4А-355М-2У3), который служит для разворота ротора при запуске и для выработки электроэнергии на рабочих режимах.

Перед поступлением в турбодетандер газ подогревается в теплообменнике от системы утилизации тепла отходящих газов ГПА.

Головной образец утилизационной установки УТДУ-2500 с 1981 г. эксплуатируется на ГРС-7 г. Днепропетровска [54], в 1988 г. он прошел ведомственные приемные испытания.

Основные параметры УТДУ-2500 [46, 48]:

- расход газа 4,5 млн.м<sup>3</sup> /сут;
- давление на входе 2,2 МПа, температура 60 °С и на выходе давление 1,0 МПа, температура 2 °С;
- частота вращения ротора турбодетандера и электрогенератора 3000 об/мин;

- мощность электрогенератора 2500 кВт.

Состав УТДУ-2500 включает: турбодетандер; электрогенератор (СТД-3150-2РУХЛ4); смазочно-уплотнительную систему турбодетандера, электрогенератор и трансмиссии; высоковольтное (6,3 и 10,5 кВ) электрооборудование; КИП и А, системы автоматического управления, регулирования и защиты. Все это оборудование размещено в трех блок-боксах. Блок-боксы оборудованы системами отопления, вентиляции, освещения, контроля загазованности и пожаротушения.

Турбодетандер установки подключен к входному коллектору ГРС (параллельно блоку редуцирования) и к трем выходным коллекторам ГРС. По конструкции турбина турбодетандера осевая, пятиступенчатая; для передачи крутящего момента к генератору применяется трансмиссионный вал с зубчатыми полумуфтами. Холодный поток газа после турбодетандера используется для охлаждения масла в специальном теплообменнике. Перед турбодетандером газ подогревается в огненных подогревателях.

Система смазки замкнутая, циркуляционная; она обеспечивает уплотнение выходного вала турбодетандера на всех режимах работы.

Аппаратура КИП и А, системы автоматического управления, регулирования и защиты осуществляют дистанционный пуск установки и выведение на 30 рабочую частоту вращения, контроль и регулирование основных параметров, и необходимую сигнализацию.

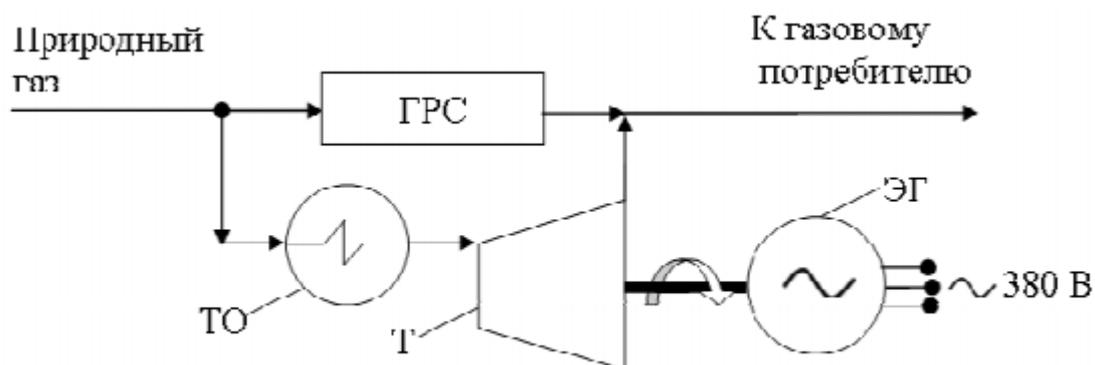


Рисунок 6 – Принципиальная схема утилизационной турбодетандерной установки УТДУ-2500: ГРС – газораспределительная станция; ТО – подогреватель газа (теплообменник); Т – турбодетандер утилизационный; ЭГ – электрогенератор

Принцип работы схемы.

Газ подается в подогреватель, в котором нагревается за счет подвода к нему внешней теплоты.

Нагретый газ подается в турбодетандер, в котором расширяется и одновременно охлаждается. При расширении вырабатывается механическая энергия, которая передается электрогенератору.

Газ греется в подогревателе до температуры, которая позволяет после расширения в турбодетандере получить температуру его не ниже 0 °С.

В схеме УТДУ энергия холода не используется. Была также разработана комбинированная установка, которая вырабатывает электроэнергию и холод [55]. При этом в схеме не применяется подогреватель, т.е. не подводится тепловая энергия для подогрева газа (рисунок 7).

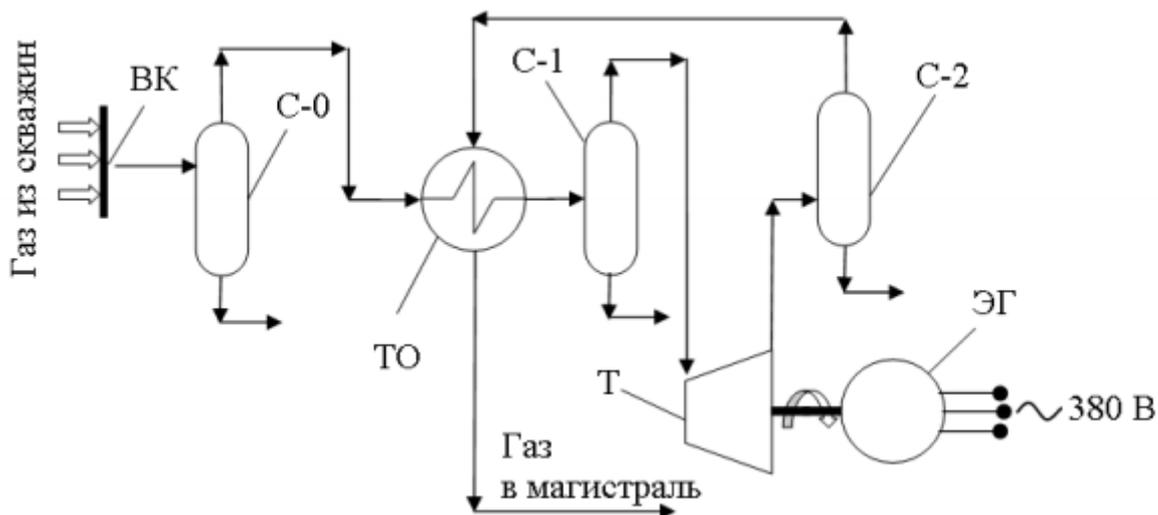


Рисунок 7 – Принципиальная схема утилизационной турбодетандерной установки при работе в холодильном цикле: ВК – входной коллектор; С-0, С-1, С-2 – сепараторы предварительной, вторичной очистки и низкотемпературный; ТО – рекуперативный теплообменник; Т – турбодетандер; ЭГ – электрогенератор

Принцип работы схемы заключается в следующем:

- газ подается в теплообменник, в котором он охлаждается за счет обратного потока охлажденного газа;
- охлажденный газ подается в турбодетандер, в котором он расширяется и одновременно дополнительно охлаждается. Выработанная механическая энергия передается электрогенератору. Также в турбодетандере происходит конденсация некоторых компонентов газа;
- после турбодетандера газ подается в сепаратор, где происходит разделение жидкой и газообразной фракций;
- затем сухой газ подается в теплообменник (ТО), где передает холод сырому газу; после ТО газ подается к потребителю или в магистраль.

## 2.6 Типы конструкций эксплуатируемых турбодетандеров

Турбодетандеры по направлению движения потока делятся на центростремительные, центробежные и осевые; при этом турбодетандеры

центростремительного и центробежного типов выполняются с рабочими колесами радиального и диагонального направлений [39, 40]. Из-за конструктивных особенностей и низкого значения КПД турбодетандеры центробежного типа не нашли широкого применения. Исходя из особенностей физических условий работы турбодетандера и опыта различных фирм производителей, в основном, в схемах НТС используется центростремительный турбодетандер радиально-осевого типа (турбодетандер осевого типа в таких схемах не оправдал себя, из-за большого эрозионного износа лопаток рабочего колеса, особенно в периферийной части). Также большое преимущество конструкций радиально-осевого типа по сравнению с осевым - это срабатывание более высокого перепада давления в одной ступени, что позволяет уменьшить габариты. И еще один положительный эффект использования радиально-осевой конструкций заключается в уменьшении осевой силы, возникающей от движения газового потока и действующей на ротор агрегата, т.к. компрессор также в основном выполняется центробежного осерадиального типа. Турбодетандеры осевого типа используются в утилизационных турбодетандерных установках, в которых необходимо расширять газ с большим перепадом давления, что требует организации многоступенчатой конструкции, а выполнить эффективную многоступенчатую проточную часть с рабочими колесами радиально-осевого типа достаточно сложно. Каждая ступень турбодетандера состоит из соплового аппарата (СА) и рабочего колеса (РК). СА служит для полного или частичного преобразования потенциальной энергии сжатого газа в кинетическую движущегося потока, а РК 33 – для преобразования кинетической и потенциальной энергии потока газа в механическую работу, передаваемую через вал внешнему потребителю. В зависимости от количества срабатываемого перепада в СА турбодетандеры называют активными, если понижение давления происходит только в сопловом аппарате или реактивными, если понижение давления происходит и в сопловом аппарате и в рабочем колесе.

## **2.7. Технологическая схема утилизационной турбодетандерной установки при совместной работе с воздушной климатической системой**

В настоящее время недостаточно используется энергия сжатого природного газа на редуцирующих узлах: ГРС и ГРП, особенно с энергетическим потенциалом газового потока менее 1 МВт. В настоящее время в России и странах ближнего зарубежья, в основном, используются установки мощностью 2,5 и 4 МВт как имеющие более высокие технико-экономические показатели. Для использования энергии сжатого газа необходимо установить УТДУ, которая будет вырабатывать электрическую энергию за счет срабатывания перепада давления природного газа. В литературе встречаются и другие названия таких установок: утилизационная детандер энергетическая установка (УДЕУ), турбодетандер энергетический (ТДЭ) и др.

Основным недостатком получения электрической энергии с помощью таких установок является необходимость подогрева газа на входе или на выходе турбодетандера, т.к. при практически изоэнтропийном расширении газа существенно снижается его температура. Природный газ с отрицательной температурой запрещается подавать в газовую магистраль или потребителю, т.к. это приводит к обмерзанию грунта вдоль трубопровода или к выходу из строя газового оборудования, а также выпадению гидратов, которые увеличивают эрозийный износ трубопроводов или могут привести к закупорке трубопроводов [89]. Таким образом, в первую очередь целесообразно устанавливать УТДУ при небольшом перепаде давления газа, одновременно с большим количеством расхода газа, для получения максимальной единичной мощности.

Идеальный вариант для таких установок, когда используется полученный холод, к примеру:

- для охлаждения газа после сжатия в дожимных компрессорах;
- в схемах переработки природного газа;

- в химической и других промышленных технологиях;
- для хранения продуктов питания или других веществ.

В случае, когда нет возможности использовать холод, тогда необходимо подогреть газ на входе или на выходе УТДУ.

Например, установка УТДУ-4000, электрической мощностью 4000 кВт, требует для подогрева газа 4200 кВт теплоты. Естественно, эти мощности нельзя непосредственно сравнивать при оценке эффективности, поскольку стоимость вырабатываемой электроэнергии в два раза выше стоимости сжигаемого газа для получения тепловой энергии, требующейся для подогрева газа на входе в УТДУ.

Также рассматриваемые установки устанавливаются на редуцирующих узлах тепловых электрических станций (ТЭС), у которых можно брать тепло для подогрева газа перед УТДУ.

Таким образом, появилась необходимость разработки нового технического решения для использования потенциала энергии сжатого природного газа на редуцирующих узлах, удаленных от источников тепловой энергии при отсутствии возможности использования холода.

На ГРС или ГРП расположено большое количество оборудования и приборов, которые отвечают за работоспособность редуцирующего узла, имеются помещения для обслуживающего персонала (операторная) и другие помещения с оборудованием, которое нуждается в обогреве, а также в тепловой энергии нуждается природный газ после редуцирования в дросселирующем устройстве. В основном, для обогрева помещений и нагрева природного газа используются газовые водогрейные котлы, в которых сжигается газ для подогрева воды.

При анализе параметров газа: давления, температуры и расхода было выяснено, что энергетический потенциал газового потока, который можно утилизировать ~100 кВт. Этой электрической мощности было бы достаточно для нагрева отапливаемых помещений с помощью электрических котлов. Но,

так как на этой ГРС редуцируется большой перепад давления газа с 5,4 до 0,3 МПа (изб), появляется необходимость в подогреве газа на 100 °С, для этого необходима тепловая мощность в количестве 123 кВт. Если для получения этой тепловой энергии использовать газовые котлы, то тогда пропадает смысл технического решения с установкой УТДУ.

Для решения этой задачи была разработана схема, в которой подогрев природного газа на выходе из УТДУ, а также подогрев помещений станции с требуемой тепловой мощностью 100 кВт предложено реализовывать с использованием воздушной климатической системы (ВКС). Упрощенная схема такой установки приведена на рисунке 8.

Схема, представленная на рисунке 8, включает ГРС, УТДУ и ВКС.

ГРС представлена в виде дросселирующего устройства (Др), сепаратора (С), а также добавлен подогреватель газа (П).

УТДУ включает турбодетандерный агрегат (ТД) и электрогенератор (ЭГ).

ВКС представлена в виде вентилятора (В), рекуператора (Р), турбины (Т), электродвигателя (ЭД) и компрессора (К).

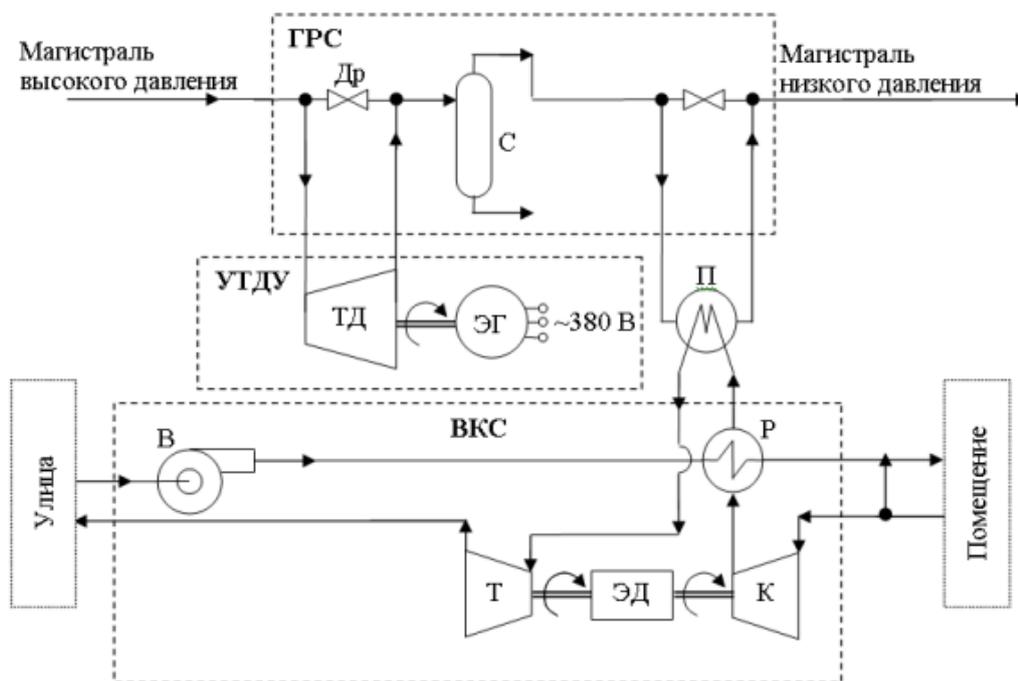


Рисунок 8 – Упрощенная схема УТДУ с ВКС для установки на ГРС в режиме подогрева помещения

Принцип действия схемы на рисунке 8. Природный газ из магистрали высокого давления поступает в турбодетандер ТД, в котором расширяется и тем самым вырабатывает механическую энергию, которая преобразуется в электрическую в электрогенераторе ЭГ. В процессе расширения газа в турбодетандере выпадает конденсат, который в сепараторе С отделяется. Сухой газ направляется в подогреватель П, в котором подогревается до температуры выше  $0^{\circ}\text{C}$  и направляется в магистраль низкого давления. В свою очередь вентилятор ВКС подает воздух из атмосферы в рекуперативный теплообменник Р, в котором он подогревается и затем направляется для нагрева помещений. Далее воздух из помещения подается на компрессор К, в котором сжимается с одновременным повышением температуры, а затем в рекуператоре Р отдает своё тепло атмосферному воздуху. Частично отдав своё тепло, воздух подается для подогрева природного газа в подогреватель. Из подогревателя воздух направляется в турбину, в которой расширяется до атмосферного давления и выбрасывается в атмосферу.

Электрическая мощность, потребляемая электродвигателем (см. таблица 1) ВКС составляет  $166,3 - 64,3 = 102,0$  кВт (разность между мощностями компрессора и турбины). Учитывая эту мощность и электрическую мощность на привод вентилятора ВКС  $9,7$  кВт, несложно определить, что электрической мощности, генерируемой УТДУ, достаточно:  $112,5 \text{ кВт} \approx 102,0 + 9,7 \text{ кВт}$ .

Для регулирования температуры подаваемого воздуха в помещение и кратности циркуляции воздуха в схему введена линия рециркуляции. Зависимость температуры подаваемого воздуха от коэффициента рециркуляции приведена. Под коэффициентом рециркуляции понимается отношение количества свежего атмосферного воздуха к количеству воздуха, подаваемого в помещение.

При высоких значениях температуры подаваемого в помещение воздуха увеличиваются тепловые потери в окружающую среду и растет вероятность получения ожогов рабочего персонала, а при низких температурах увеличивается время нагрева помещения, поэтому целесообразно использовать средние значения.

В летнее время ВКС можно перевести на охлаждение помещения (рисунок 9), избыточную электроэнергию, вырабатываемую установкой УТДУ, использовать на собственные нужды или выдавать в электрическую сеть.

Для охлаждения помещения летом необходимо  $22,5$  кВт холода с подачей воздуха с температурой  $11^\circ\text{C}$ . Температура подаваемого воздуха регулируется рециркуляционным потоком.

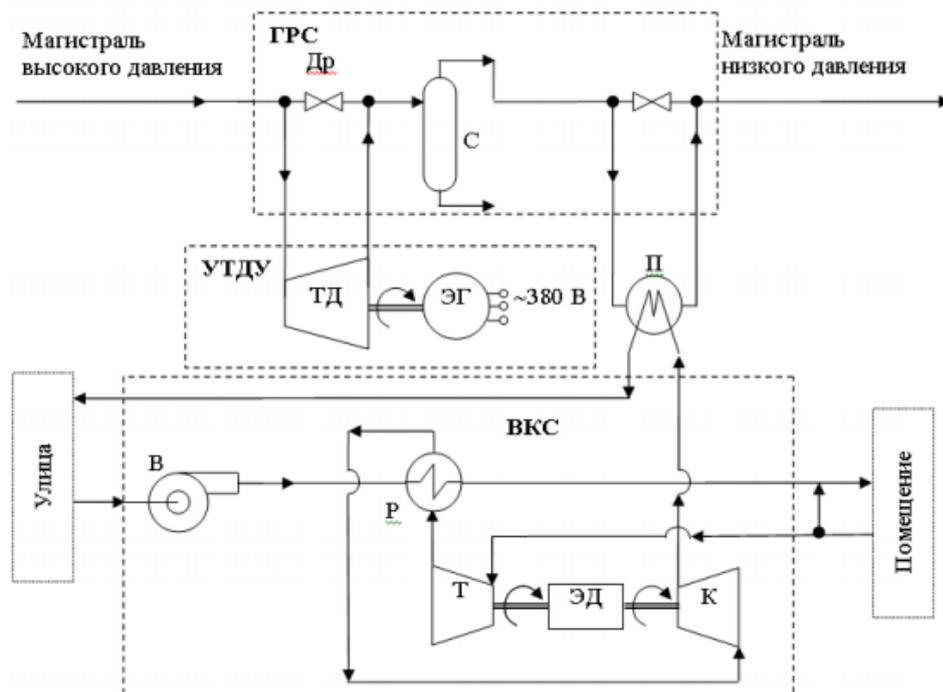


Рисунок 9 – Упрощенная схема УТДУ с ВКС для установки на ГРС в режиме охлаждения помещения

Потребление электроэнергии воздушной климатической системой составит 31 кВт, при равных условиях по природному газу вырабатываемая мощность УТДУ составит 112,5 кВт.

Вырабатываемое избыточное количество электроэнергии в режиме охлаждения помещения составит  $112,5 - 31 = 81,5$  кВт, которое возможно использовать на собственные нужды или выдавать в сеть.

Для оценки работы предлагаемой схемы проведены расчеты и построена зависимость вырабатываемой электрической мощности от температуры воздуха окружающей среды (рисунок 10).

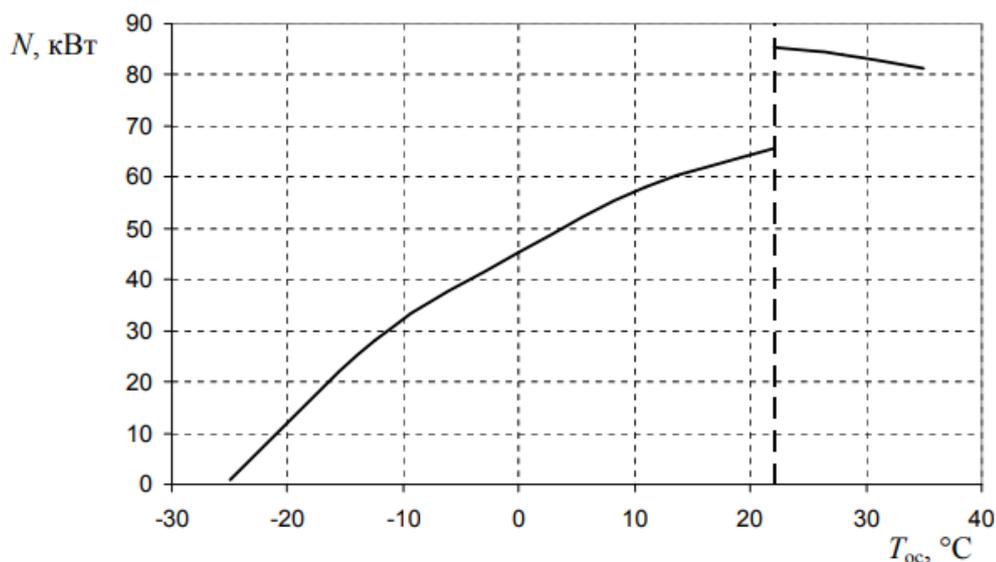


Рисунок 10 – Вырабатываемая электроэнергия в зависимости от температуры воздуха окружающей среды

Как видно из рисунка 10, чем ближе температура воздуха окружающей среды к температуре воздуха в помещении ( $22\text{ }^\circ\text{C}$ ), тем больше возможно получить электроэнергии.

При температуре воздуха окружающей среды  $22\text{ }^\circ\text{C}$  ВКС переходит в режим проветривания помещения, тепловая энергия затрачивается только на подогрев природного газа после УТДУ.

Разные значения избыточной мощности по этим двум режимам вблизи температуры окружающей среды  $22\text{ }^\circ\text{C}$  объясняются тем, что элементы ВКС при переключении воздушных потоков работают с различной эффективностью.

Для случая, когда нет необходимости подогревать или охлаждать помещения, а только использовать, подогрев природного газа после утилизационного турбодетандера предлагается схема, приведена на рисунке 10. Даная схема была построена на основе элементов ВКС и может быть представлена в виде теплового насоса «воздух-воздух», в которой в качестве бесконечного источника тепла является окружающая среда. Данное тепло используется для подогрева газа после УТДУ.

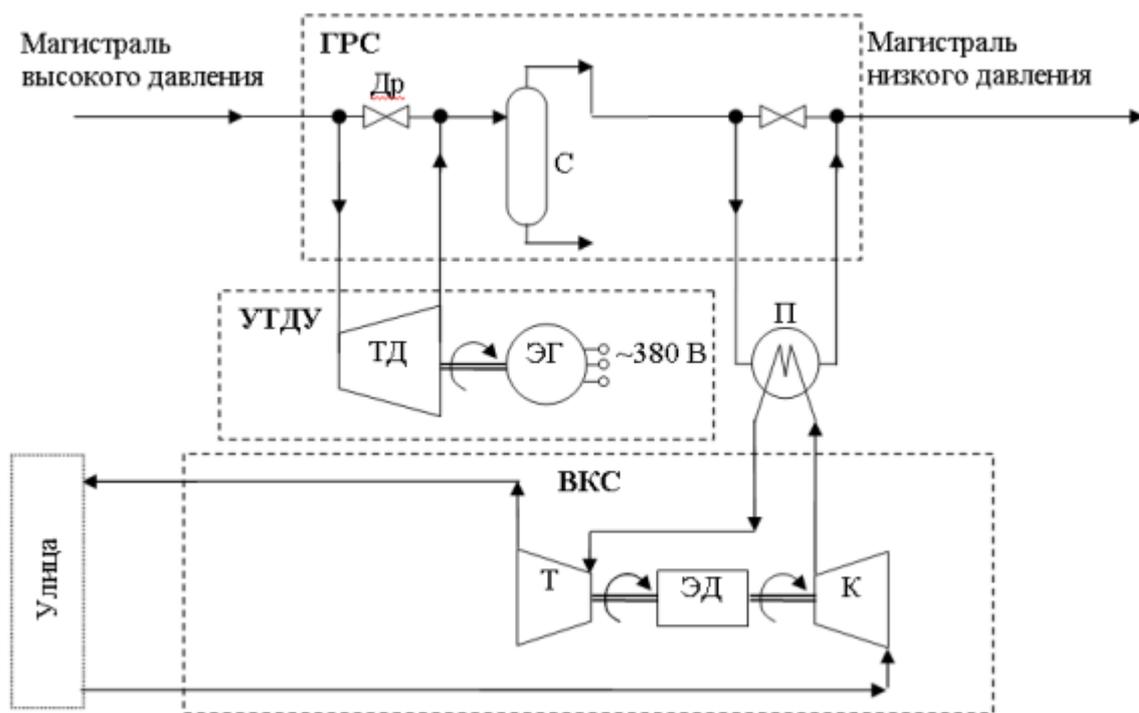


Рисунок 11 – Упрощенная схема УТДУ с ВКС для установки на ГРС в режиме подогрева природного газа

Из рисунка 12 видно, чем выше температура воздуха окружающей среды, тем меньше необходимо электроэнергии. При температурах воздуха выше 20 °С затрачивается энергия только для прокачивания теплоносителя через подогреватель, нет необходимости в существенном повышении давления воздуха компрессором.

Таким образом, потребление электроэнергии ВКС значительно меньше в случае, когда не нужно обеспечивать климатические условия для помещения. Вырабатываемые излишки электроэнергии, как упоминалось ранее, можно использовать на собственные нужды или выдавать в сеть.

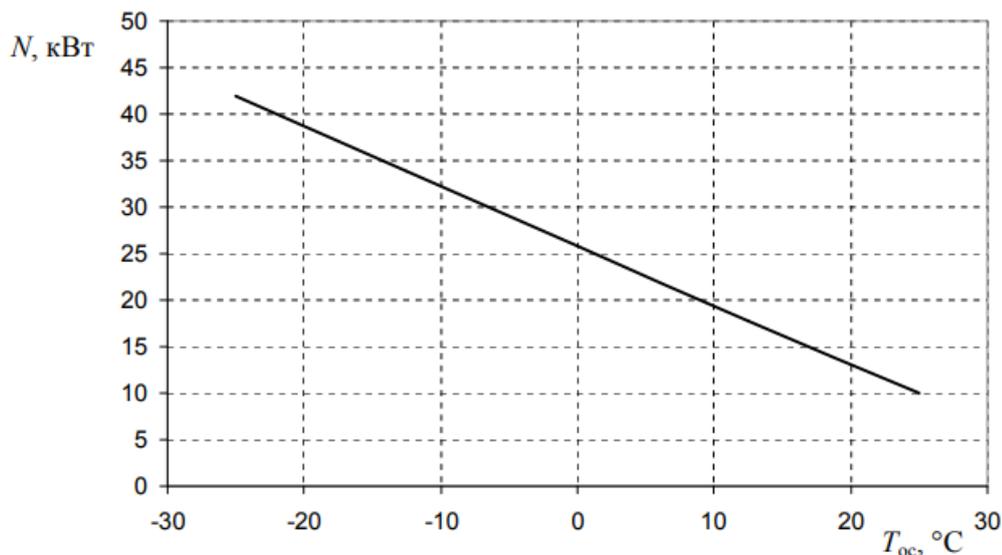


Рисунок 12 – Потребление электроэнергии в зависимости от температуры воздуха окружающей среды

## **2.8 Турбодетандерная утилизационная установка для потребителей, использующих природный газ с различным давлением**

На газораспределительных станциях (ГРС) и газораспределительных пунктах (ГРП) для поставки газа к потребителям производится понижения с входного давления для ГРС 7,5...4,0 МПа и для ГРП 1,2 МПа до давления в распределительной сети путем расширения газа в дросселирующих устройствах. Расширение происходит без получения полезной работы, такой процесс называется эффектом Джоуля-Томсона. В этом случае теряется большое количество потенциальной энергии газа, на сжатие которого использовалась энергия на компрессорных станциях. Только на ГРС России энергетический потенциал превышает 300 МВт, на ГРП он составляет более 3000 МВт (к сведению установленная мощность компрессоров на компрессорных станциях России превышает 5400 МВт). Годовое количество вырабатываемой электрической энергии с помощью УТДУ, установленных только на ГРС, может превышать  $2,6 \cdot 10^9$  кВт·ч.

В ГРС давление газа на выходе постоянное на протяжении года, в ГРП давление на выходе изменяется и зависит от потребления. Еще одной отличительной особенностью является то, что на ГРС, в основном, только

один выходной поток, а на ГРП имеются несколько выходных потоков с разным давлением. Разное выходное давление обосновано разными потребителями природного газа. Например, может быть три выходных потока с давлением газа 0,6; 0,3 и 0,005 МПа (изб).

Таким образом, обычная утилизационная турбодетандерная установка не может выдавать три значения давления на выходе и поэтому в ней газ расширяется только до первого отбора с наибольшим значением давления 0,6 МПа (изб). Установка еще двух турбодетандеров с дальнейшим понижением до требуемых значений приводит к увеличению материальных затрат и, как следствие, к росту срока окупаемости проекта. Вместе с тем, при работе только одного турбодетандера с расширением газа до 0,6 МПа (изб) теряется большое количество энергетического потенциала сжатого газа. Таким образом, для использования полного потенциала сжатого газа необходимо разработать новый подход к решению этой задачи.

Существует несколько вариантов реализации УТДУ на газораспределительных станциях с потребителями природного газа разного давления [39]:

- расширение газа в турбодетандере до наибольшего значения давления, для получения остальных значений давления происходит ступенчатое расширение в дросселирующих устройствах;
- использование нескольких турбодетандеров на разное входное и конечное давление газа;
- реализация многоступенчатого турбодетандерного агрегата с отборами газа необходимых параметров.

Первый подход является наиболее известным и часто используемым, второй подход, как уже отмечалось, редко используют из-за большой стоимости и большого срока окупаемости, но третий, по нашему мнению, рассмотрен недостаточно и нигде не использовался.

В данной работе именно это направление и является предметом исследования.

Для решения поставленной задачи предлагается использовать многоступенчатый турбодетандер осевого типа с двумя отборами, с поворотными сопловыми аппаратами для обеспечения максимальной эффективной работы на режимах, отличных от номинального. Принципиальная схема приведена на рисунке 13.

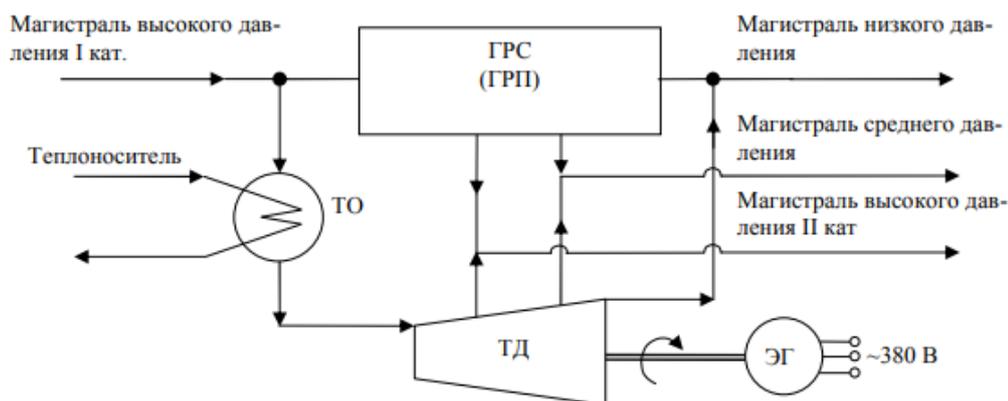


Рисунок 13 – Схема с турбодетандером на ГРС (ГРП)

Обычно, природный газ из магистрали высокого давления  $\sim 1,2$  МПа (изб) подается на ГРП, в котором происходит снижение давления в дросселирующих устройствах. В первой ступени газ расширяется до  $0,6$  МПа (изб), часть газа с этим давлением отправляется в магистраль высокого давления II кат., а оставшаяся часть – во вторую ступень, где расширяется до давления  $0,3$  МПа (изб). Далее газ с давлением  $0,3$  МПа (изб) направляется в магистраль среднего давления, а оставшаяся часть – в третью ступень, где расширяется до давления  $0,005$  МПа (изб) и поступает в магистраль низкого давления.

В случае работы ГРС (ГРП) вместе с турбодетандером природный газ из магистрали высокого давления I кат. нагревается в теплообменнике (ТО) и подается в турбодетандер (ТД). В турбодетандере газ, расширяясь в нескольких ступенях первого отсека, совершает полезную работу. Затем часть газа из потока отбирается с давлением  $0,6$  МПа (изб) в магистраль высокого давления II кат., а оставшаяся часть расширяется в следующих ступенях второго отсека турбодетандера до давления  $0,3$  МПа (изб). Далее часть газа отбирается в магистраль среднего давления, а оставшаяся часть расширяется

в остальных ступенях третьего отсека турбодетандера до давления 0,005 МПа (изб) и отправляется в магистраль низкого давления.

Выполненный анализ работы нескольких ГРС (ГРП) позволил провести оценку количества отбираемого газа от общего расхода газа. Для магистрали высокого давления II кат. оно составляет 10 – 15 %, для магистрали среднего давления – 25 – 30 % и оставшаяся часть 65 – 55 % направляется в магистраль низкого давления. Эти значения приблизительные и для каждой газораспределительной станции необходимо проводить количественную оценку.

По расходу природного газа через ГРС и физическим параметрам можно определить мощность турбодетандера

$$N_{\text{Тд}} = \sum_{i=1}^3 G_i * (H_{\text{ад}})_i * \eta_i = 2600 \text{ кВт} \quad (1)$$

где  $N_{\text{Тд}}$  - мощность на валу турбодетандера, кВт;  $i$  - номер отсека;  $G$  - массовый расход газа, кг/с;  $H_{\text{ад}}$  - адиабатный тепловой перепад, кДж/кг;  $\eta$  - коэффициент полезного действия.

Для рассматриваемой распределительной станции, у которой массовый расход газа 10 кг/с и давление на входе 1,2 МПа (изб), при использовании турбодетандера с расширением до давления 0,6 МПа (изб) мощность составит 940 кВт. При использовании предлагаемой конструкции турбодетандера с отборами, в соответствии с уравнением (1), составит 2600 кВт, это 2,76 раза больше по сравнению с обычной конструкцией.

Для исследуемых параметров проведен газодинамический расчет проточной части турбодетандера с отборами. При определении количества ступеней в каждом отсеке использовались следующие ограничения:

- 1) минимальное количество ступеней;
- 2) число Маха по абсолютной скорости на выходе из соплового аппарата не более 0,8;
- 3) периферийный диаметр по лопаткам рабочего колеса не более 1 м;

- 4) частота вращения ротора 3000 об/мин;
- 5) угол выхода потока из рабочей решетки  $90^\circ$ ;
- 6) степень реактивности в корневом сечении  $0 \dots 0,05$ .

В результате расчетов была получена проточная часть 10-ступенчатого турбодетандера осевого типа, в котором первый отбор находится после 3 ступени, а второй отбор после 6 ступени. Результаты расчета приведены в таблице 1.

Годовое количество электрической энергии, вырабатываемое установкой мощностью 2600 кВт, составило 22,7 млн.кВт час. Окупаемость такой установки около 4 – 5 лет в зависимости от распределения нагрузки на протяжении года и от источника тепла, необходимого для подогрева газа на входе в турбодетандер, чтобы на выходе не допустить отрицательной температуры газа.

Таблица 1 – Геометрические характеристики проточной части турбодетандера осевого типа с отборами.

Наименование		1 отсек			2 отсек			3 отсек			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Расход газа	млн.ст.м3 /сут*	1,234			1,11			0,777			
	кг/с	10			9,01			6,3			
Давление на входе, МПа (абс)		1,3	1,06	0,86	0,7	0,58	0,48	0,4	0,286	0,205	0,147
Температура на входе, °С		140	126,7	113,3	100	87,5	75,1	66	45,9	26	6,3
Давление на выходе, МПа (абс)		1,06	0,86	0,7	0,58	0,48	0,4	0,286	0,205	0,147	0,105
Средний диаметр СА, м		0,8	0,8	0,8	0,77	0,77	0,77	0,9	0,9	0,9	0,9
Средний диаметр РК, м		0,8	0,8	0,8	0,77	0,77	0,77	0,9	0,9	0,9	0,9
Длина лопатки СА, мм		12,5	14,5	16	20,5	23	25,5	15,5	20	25,5	33
Длина лопатки РК, мм		13	15	17,5	21	24,5	28,5	17,5	22,5	28,5	37

\* значение расхода приведено к стандартным условиям (P=0,101325 МПа, T=20 °С)

## **2.9 Новая малозатратная технологическая схема для газовых промыслов, имеющих разнонапорные скважины**

В процессе эксплуатации газового месторождения в различных скважинах давление природного газа со временем падает неодинаково. В части скважин пластовое давление снижается и появляются, так называемые низконапорные скважины. Давление газа низконапорных скважин недостаточно для использования в технологической схеме в комплексе с другими скважинами, поскольку при понижении давления газа во входном коллекторе имеющегося перепада недостаточно для достижения при расширении точки росы. Поэтому скважину, которая в процессе эксплуатации стала низконапорной, обычно отключают, т.е. она не участвует в общей добыче природного газа на месторождении. В настоящее время разработан ряд технологических схем низкотемпературной сепарации газа, которые эффективно работают только при незначительном снижении давления в низконапорных скважинах. Наиболее распространена схема, когда газ из низконапорных скважин после предварительной очистки направляют в компрессор ТДА, минуя низкотемпературную сепарацию (рисунок 14) [35, 38]. Существенным недостатком такой схемы является факт малого использования газа из низконапорных скважин, поскольку при увеличении подмешивания газа из низконапорных скважин на вход в компрессор ТДА нарушается баланс мощности между турбиной Т и компрессором К, вследствие чего не достигается температура точки росы в низкотемпературном сепараторе С-2, снижается качество газа по содержанию низкокипящих углеводородов.



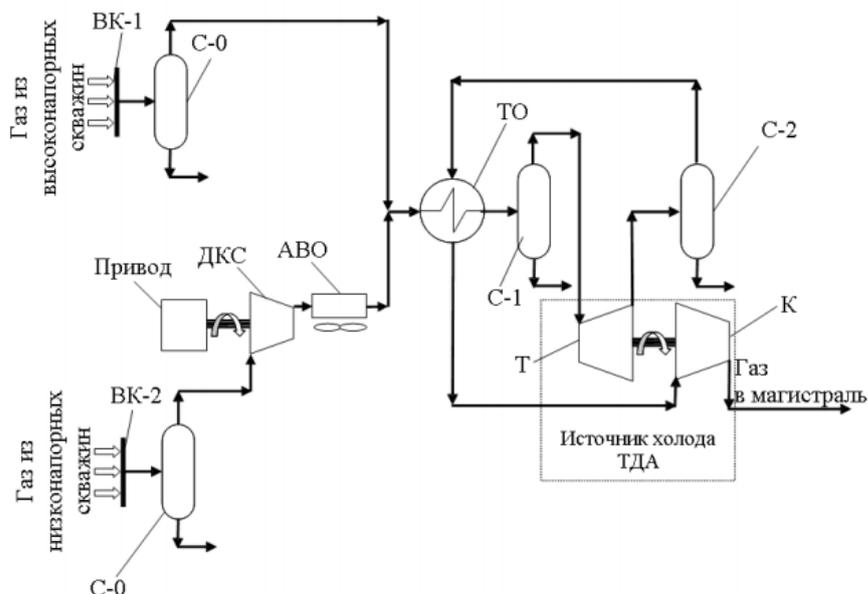


Рисунок 15 – Технологическая схема с использованием турбодетандерного агрегата и дожимного компрессора: ВК-1, ВК-2 – входные коллектора высокого и низкого давлений; С-0, С-1, С-2 – сепараторы предварительной, вторичной очистки и низкотемпературный; ДКС – дожимная компрессорная станция с приводом; АВО – аппарат воздушного охлаждения; ТО – рекуперативный теплообменник; ТДА – турбодетандерный агрегат, состоящий из турбодетандера Т и компрессора К

В работе предложена новая схема, разработанная на основе схемы НТС с источником холода ТДА (рисунок 16), отличающаяся тем, что в линию низконапорных скважин добавлен компрессор ТДА, приводом для которого служит турбина ТДА, включенная в линию высоконапорных скважин [41]. Она позволяет за счет разделения газовых потоков существенно увеличить добычу газа на месторождении, имеющем высоконапорные и низконапорные скважины. В линию высокого давления устанавливается дополнительный турбодетандер ТДА, в линию низкого давления дополнительный компрессор ТДА, расположенные на одном валу. Предложенная модификация схемы НТС с разделением на линии по давлению может быть использована в качестве источника холода также для схем, в которых используется дросселирующее устройство.

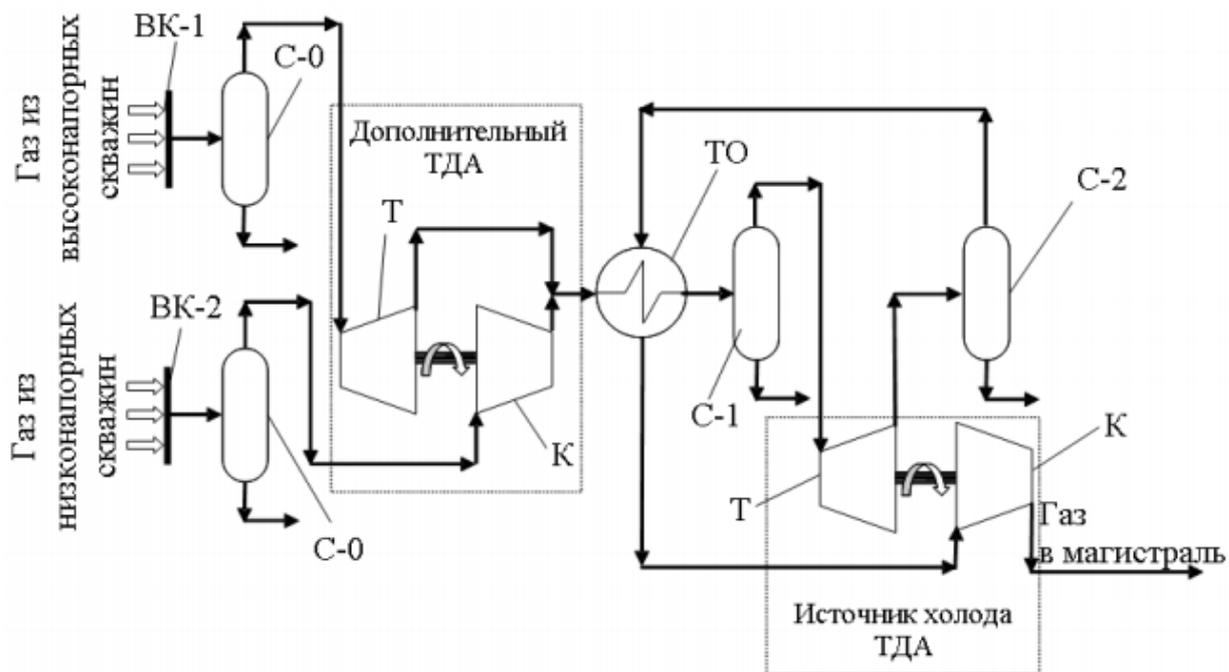


Рисунок 16 – Технологическая схема низкотемпературной сепарации с использованием дополнительного турбодетандерного агрегата:

ВК-1, ВК-2 – входные коллектора высокого и низкого давлений;

С-0, С-1, С-2 – сепараторы предварительной, вторичной очистки и низкотемпературный;

ТО – рекуперативный теплообменник;

ТДА – турбодетандерный агрегат, состоящий из турбодетандера Т и компрессора К

Применение предлагаемой новой схемы НТС обеспечивает добычу природного газа и газового конденсата из низконапорных скважин за счет использования имеющегося энергетического потенциала скважин высокого давления. При этом выходная температура газа, поступающего в рекуперативный теплообменник после смешения обеих потоков, ниже температуры газа, выходящего из скважин, что упрощает конструкцию рекуперативного теплообменника и уменьшает затраты, необходимые для достижения точки росы в низкотемпературном сепараторе.

Использование рассмотренной схемы может увеличить добычу газа больше чем на 50 %.

По предварительным оценкам простой срок окупаемости предлагаемого технического решения от 2 до 3 лет в зависимости от производительности скважин.

Поскольку характеристики оборудования, включаемого в предлагаемую схему НТС, зависят от конкретных значений физических параметров высоконапорных и низконапорных скважин, то в каждом конкретном случае необходимо проводить расчетное исследование с дальнейшим выбором требуемого оборудования.

### 3. Расчетно-конструкторская часть

Турбодетандерная установка в системе газораспределительной станции содержит турбодетандер, электрогенератор, линию высокого давления природного газа, газопаровой теплообменник и электропарогенератор, соединенный с противодавленческой турбиной. Газопаровой теплообменник присоединен к линии высокого давления и турбодетандеру. Электропарогенератор питается электроэнергией от электрогенераторов турбодетандера и противодавленческой турбины. Достигается экологическая чистота, за счет отсутствия процесса сжигания топлива, повышение экономической эффективности и исключение образования инея и льда на рабочих поверхностях турбодетандера, за счет подогрева газа отработавшим паром из турбины.

Изобретение относится к энергетическим установкам, в частности к турбодетандерным установкам, в которых используется потенциал давления природного газа магистральных газопроводов в системах газораспределительных станций (ГРС) при расширении нагретого газа в турбодетандере.

Известна турбодетандерная установка, содержащая турбодетандер, электрогенератор и газоводяной теплообменник для подогрева природного газа перед детандером. [42]

Недостатком данной установки является низкий КПД из-за наличия теплообменников, большая себестоимость и то, что она рассчитана для включения в тепловую схему теплофикационной ТЭЦ.

Известна двухвальная турбодетандерная установка, содержащая парогенератор, паровую турбину, конденсатор, подогреватели газа, турбодетандер, электрогенераторы. [43]

Недостатком известной установки является выработка электроэнергии турбодетандером только для собственных нужд электростанции с

использованием затурбодетандерного газа в качестве топлива для парогенераторов станции, а также двухвальность установки.

Известна турбодетандерная установка, содержащая электрогенератор, турбодетандер, вихревую трубу, сепаратор и холодильную камеру, принятая за прототип. Особенность этой установки в том, что выход горячего потока газа из вихревой трубы направляется в турбодетандер для обогрева его рабочих поверхностей, а холодный поток газа поступает в сепаратор, где происходит улавливание сконденсировавшейся жидкости и твердых частиц.

Недостатком данной установки является сложность конструкции вихревой трубы, ее низкий КПД (не более 10%), а также выпадение гидратов в холодном потоке газа из-за большого влагосодержания.

Задача изобретения - повышение эффективности турбодетандерной установки за счет газопарового теплообменника, в котором газ подогревается отработавшим паром турбины.

Поставленная задача решается тем, что турбодетандерная установка в системе газораспределительной станции, содержащая турбодетандер, электрогенератор, линию высокого давления природного газа, в отличие от прототипа имеет электропарогенератор, соединенный с противодавленческой турбиной, газопаровой теплообменник, присоединенный к линии высокого давления и турбодетандеру.

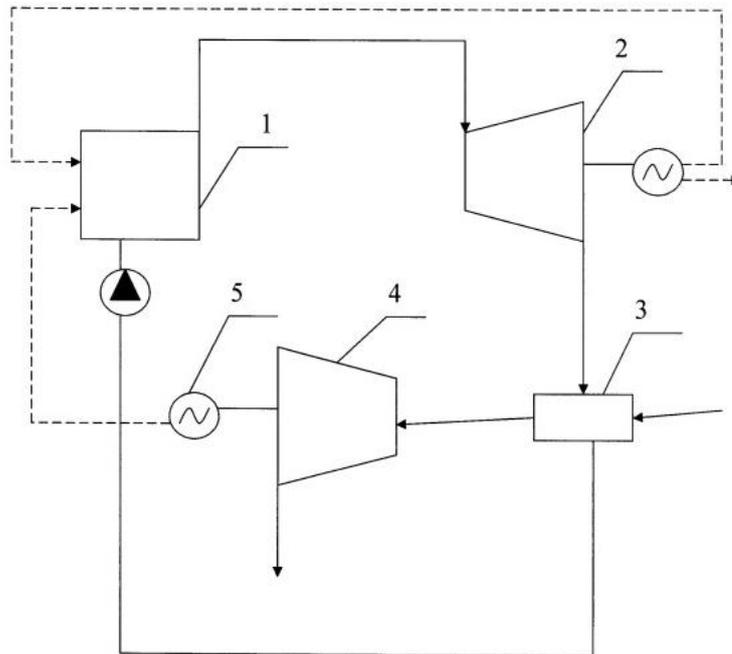


Рисунок 17 - Схема турбодетандерной установки, включающая в себя:  
 1 – электропарогенератор; 2 – противодавленческая турбина; 3 – газопаровой теплообменник; 4 – турбодетандер; 5 – электрогенератор.

Установка работает следующим образом: пар из электропарогенератора поступает в противодавленческую турбину, где происходит процесс расширения. Отработавший пар направляется на газопаровой теплообменник. Мощность, вырабатываемая турбиной, подается потребителю. В газопаровой теплообменник поступает природный газ из линии высокого давления, где нагревается паром от турбины. Далее уже в нагретом состоянии природный газ движется в турбодетандер. Благодаря тому, что газ нагрет, предотвращается образование инея и льда. В турбодетандере происходит расширение природного газа с понижением его температуры, при этом потенциальная энергия давления газа преобразуется в механическую работу на валу турбодетандера, которая трансформируется в электрическую энергию в электрогенераторе. Эта электрическая энергия направляется в электропарогенератор. Так как мощности турбодетандера не хватает, чтобы покрыть расход теплоты на электропарогенератор, то в него еще направляется часть энергии из турбины, а именно 6%. Остальные 94% идут потребителю. Энергия, полученная в противодавленческой турбине, является

дополнительной, что в значительной степени увеличивает эффективность турбодетандерной установки.

### 3.1 Расчет эффективности ТДУ

Таблица 2 – применимость платформ в зависимости от глубины

Наименование	Обозначение	Размерность	Величина
Расход природного газа	$G_{\Gamma}$	кг/с	83,33
Температура пара перед турбиной	$t_0$	°С	660
Давление пара перед турбиной	$P_0$	бар	60
Давление пара перед газопаровым теплообменником	$P_{\Pi}$	бар	1
Температура пара перед газопаровым теплообменником	$t_{\Pi}$	°С	100
Температура газа перед газопаровым теплообменником	$t'_1$	°С	20
Давление газа перед газопаровым теплообменником	$P'_1$	бар	13
Давление газа перед турбодетандером	$P_1$	бар	12
Давление газа после турбодетандера	$P_2$	бар	3
Температура газа перед турбодетандером	$t_1$	°С	80
Температура газа после турбодетандера	$t_2$	°С	4
Температура воды на входе в электропарогенератор	$t_{в.вх}$	°С	100
Теплоемкость природного газа	$C_{\Gamma}$	кДж/кг	2,09
Показатель адиабаты для природного газа	$K$		1,32

Удельная постоянная	газовая	R	кДж/кг·°С	0,507
------------------------	---------	---	-----------	-------

**Решение:**

Расход теплоты в газопаровом теплообменнике:

$$Q_{\text{ГПТ}} = G_{\text{Г}} \cdot C_{\text{рГ}} \cdot (t_1 - t'_1) = 83,33 \cdot 2,09 \cdot (80 - 20) = 10450 \text{ кВт} \quad (2)$$

Расход теплоты на конденсацию:

$$Q_{\text{КОНД}} = Q_{\text{ГПТ}} \quad (3)$$

$$Q_{\text{КОНД}} = r \cdot G_{\text{П}}, \quad (4)$$

где  $r = 2300 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$  - теплота парообразования

Расход пара:

$$G_{\text{П}} = \frac{Q_{\text{КОНД}}}{r} = \frac{10450}{2300} = 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} = 16,2 \frac{\text{т}}{\text{ч}}, \quad (5)$$

Тепловая нагрузка электропарогенератора:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ЭПГ}} &= G_{\text{П}} \cdot C_{\text{рВ}} \cdot (t_s - t_{\text{В.ВХ}}) + G_{\text{П}} \cdot r + G_{\text{П}} \cdot C_{\text{рП}} \cdot (t_0 - t_s) = \\ &= 16448,4 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (6)$$

Мощность турбины:

$$N_{\text{ТУРБ}} = H \cdot G_{\text{П}} = (3820 - 2700) \cdot 4,5 = 5040 \text{ кВт} \quad (7)$$

Степень понижения давления в турбодетандере:

$$\pi_{\text{ТД}} = \frac{P_1}{P_2} = \frac{12}{13} = 4 \quad (8)$$

Работа в турбодетандере:

$$\begin{aligned} L_{\text{ТД}} &= \frac{k}{k-1} \cdot R \cdot T_1 \cdot \left( 1 - \frac{1}{\pi_{\text{ТД}}^{\frac{k-1}{k}}} \right) \cdot \eta_{\text{ТД}} = \\ &= \frac{1,32}{1,32-1} \cdot 0,507 \cdot 353 \cdot \left( 1 - \frac{1}{4^{\frac{1,32-1}{1,32}}} \right) \cdot 0,92 = 193,86 \text{ кДж} \end{aligned} \quad (9)$$

Мощность турбодетандера:

$$N_{\text{ТП}} = G_{\text{Г}} \cdot L_{\text{ТД}} = 83,33 \cdot 193,86 = 16154,4 \text{ кВт} \quad (10)$$

Суммарная мощность турбины и турбодетандера:

$$N_{\text{ТП}} + N_{\text{ТУРБ}} = 5040 + 16154,4 = 21194,4 \text{ кВт} \quad (11)$$

Использование предлагаемой турбодетандерной установки для производства электроэнергии исключает расходование магистрального газа на нужды ГРС, так как газ подогревается в газопаровом теплообменнике теплотой отработавшего пара из турбины. За счет установки электропарогенератора обеспечивается большая экономическая эффективность, так как топливо на подогрев воды в нем не затрачивается. Отсутствие процесса сжигания топлива создает полную экологическую чистоту установки. Увеличивается эффективность выработки электроэнергии, то есть расход теплоты на электропарогенератор покрывается мощностью турбодетандера и 6% мощности турбины, а значит оставшаяся энергия, вырабатываемая турбиной - это 94%, является дополнительной.

Турбодетандерная установка в системе газораспределительной станции, содержащая турбодетандер, электрогенератор, линию высокого давления природного газа, газопаровой теплообменник, присоединенный к линии высокого давления и турбодетандеру, отличающаяся тем, что имеет электропарогенератор, питаемый электроэнергией от электрогенераторов турбодетандера и противодавленческой турбины, соединенный с противодавленческой турбиной.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
4Е41	Цедрик Сергей Андреевич

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	<b>15.03.02 «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»</b>

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материально-технических, финансовых затрат при проведении капитального ремонта составной части газораспределительной станции.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ Ф3-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 № 444-ФЗ.

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Создание энергосберегающих технологий с использованием турбодетандеров как за счет увеличения эффективности технологических схем подготовки газа, так и внедрения новых, более совершенных конструкций проточных частей этих машин, обусловлена достижением существенного экономического эффекта.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Продолжительность капитального ремонта – 110 дней, строительно-монтажные работы будут проводиться рабочей бригадой в составе 12 человек. Основные затраты будут идти на приобретение оборудования; сооружение зданий и сооружений, площадок и коммуникации; выполнение контрагентных услуг и оплату труда рабочим
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения комплекса газотурбодетандерных агрегатов на газораспределительную станцию

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Черепанова Н.В.	к.ф.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
4Е41	Цедрик Сергей Андреевич		

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

По оценкам специалистов, на территории РФ располагаются более 600 объектов газораспределительных станций и газорегуляторных пунктов, располагающих условиями для строительства и эксплуатации турбодетандерных агрегатов, которые могут вырабатывать от 10 до 20 млрд. кВт·ч электроэнергии в год.

В настоящее время на ГРС и ГРП многочисленных промышленных предприятий европейских стран, США, Японии и др. находятся в эксплуатации турбодетандерные агрегаты различного уровня электрической мощности от 0,3 до 12,0 МВт.

Разрабатываются и внедряются турбодетандерные агрегаты и в странах СНГ. ООО «ТурбоДЭн» (г. Москва) разработали типоразмерный ряд энергосберегающих турбодетандерных агрегатов - ЭТДА мощностью 1500, 2500, 4000, 6000 и 8000 кВт. К примеру, с 1995 года успешно эксплуатируется одно из таких оборудований на ТЭЦ-21 (г.Москва) мощностью 6000 кВт, а в 2008 на ТЦ-23 ОАО «Мосэнерго» установили два турбодетандерных агрегата ДГА-5000 разработки ОАО «Криокор».

Целью данного раздела является расчет экономической эффективности установки турбодетандерного агрегата производства ООО «ТурбоДЭн» ЭТДА – 4000 на газораспределительной станции г. Татарск Новосибирской области. В расчетах применялись данные из диссертации по смежным темам и из проектных документаций в период капитального ремонта данной ГРС.

## 4.1 Матрица SWOT

Таблица 3 – SWOT-анализ

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b> С1. Экономичность и энергоэффективность проекта. С2. Простота, надежность и низкая металлоемкость конструкции. С3. Более низкая стоимость. С4. Актуальность разработки. С5. Отсутствие вредного воздействия на окружающую среду	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b> Сл1. Отсутствие работающего прототипа. Сл2. Один из методов решения рассмотрен недостаточно и нигде не использовался
<b>Возможности:</b> В1. Повышение стоимости конкурентных разработок В2. Стабильный интерес к технологии В3. Получение гранта для дальнейших исследований;	<p>Большой потенциал применения обуславливается введением системы управления, мало распространенной на территории РФ и находящейся на уровне лучших зарубежных аналогов.</p> <p>Использование рассмотренной схемы может увеличить добычу газа больше чем на 50 %, так как требуется меньший перепад давления</p> <p>Срок окупаемости предлагаемого технического решения от 2 до 3 лет, так как количество вырабатываемой электроэнергии в предложенной схеме в 2,7 раз больше</p>	Санкции, наложенные на РФ, и высокий курс евро/доллара будут ограничивать появление новых иностранных технологий на российском рынке.
<b>Угрозы:</b> У1. Отсутствие спроса на новые технологии. У2. Развитая конкуренция.	Конкурентные исследования могут обладать более точными данными по анализу, что может позволить провести более глубокий анализ и	Медленный ввод данной системы в эксплуатацию позволит переждать возможных скачков на рынке спроса.

УЗ. Сложность перехода на новую систему.	точно определить влияние колебаний;  Новая система управления и актуальность разработки не сказываются на спросе	
--	--	--

## 4.2 Мощность проекта

Характерным параметром ЭТДА-4000 является одинаковая частота вращения электрогенератора и турбодетандера 3000 об/мин. Такое решение позволило упростить конструкцию установки при достаточно высоком внутреннем КПД турбодетандера.

Собственно, турбодетандер - пятиступенчатый, осевой включает наружный силовой корпус и внутренний корпус-вставку. В последнюю входят: ротор с узлами подшипников и набор обойм сопловых аппаратов. Собранный вставка свободно помещается в наружный корпус и закрепляется в нем винтами. Слева к вставке крепится ограничитель максимальной частоты вращения, а справа - детали муфты соединения с рессорой привода генератора.

Подобная конструкция турбодетандера с легкоъемным внутренним корпусом-вставкой весьма удобна при монтажных работах, сборке и проведении регламентных работ.

Ротор турбодетандера установлен во внутреннем корпусе на подшипниках скольжения гидродинамического типа. Смазочно-уплотнительная система ЭТДА-4000 обеспечивает непрерывную подачу и охлаждение смазочного материала (масло типа Тп-22 или Тп-30). Для охлаждения масла используется холод газового потока после турбодетандера в специальном теплообменнике.

В качестве генератора использован обратимый двигатель СТД-3150-2РУХЛ4, синхронный, трехфазный, с бесщеточным возбуждением.

Напряжение на клеммах генератора - 6,3 кВ, частота тока — 50 Гц.  
Электрoэнергия выдается в общую энергосистему.

Установка ЭТДА-4000 изготовлена в блочно-комплектном исполнении.  
Мощность проекта указана в таблице 4.

Таблица 4 – Мощность проекта

Наименование	Единица измерения	Значение
Установленная мощность	кВт·ч	2000
Установленное время эксплуатации	Часов в год	8000
Объем производства	кВт·ч в год	16000000

Таблица 5 – Эксплуатационные показатели ЭТДА-4000

Наименование агрегата	Расход газа на номинальном режиме н.м <sup>3</sup> ./час (V)	Давление газа на входе в детандер (P1) МПа	Давление газа на выходе из детандера (P2) МПа	Частота вращения ротора об/мин.	Вырабатываемая мощность МВт	КПД
ЭТДА – 4000	50000	3,0	0,7	3000	4,0	0,8

Срок эксплуатации агрегата – не менее 15 лет.

Нормативное число часов работы агрегата в год – 8000 часов.

Исполнение агрегата – блочно-комплектное, полной заводской готовности. Технические процессы полностью автоматизированы.

В комплект поставки ЭТДА входит:

- детандер-генераторный блок;
- блок системы маслоснабжения;

- блок маслоохлаждения;
- блок стопорно-дозировочный;
- блок байпасный;
- комплекс технических средств АСУ;
- подогреватель газа (теплообменник);
- комплект инструмента и принадлежностей;
- комплект запасных частей.

Оборудование подключения генератора обеспечивает необходимый, согласно требованиям ПУЭ, объем защит, управления, автоматизации и сигнализации о параметрах генератора. Система автоматического управления и регулирования ЭТДА-4000 – электрогидравлического типа, обеспечивает дистанционный запуск и остановку установки, вывод на рабочую частоту вращения и поддержание ее значения, аварийную остановку, контроль параметров и защиту по всем требуемым параметрам.

Схема подключения агрегата ЭТДУ-4000 на ГРС приведена на рисунок 18.

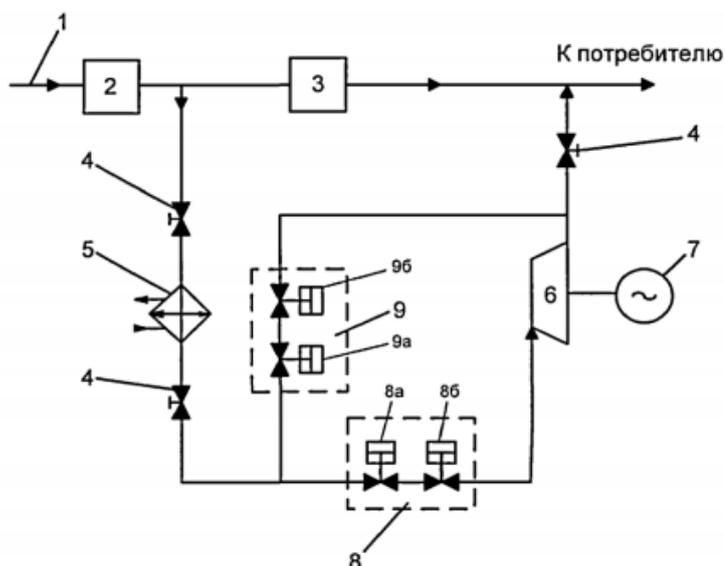


Рисунок 18 - подвод газа к ГРС; 2 - узел очистки газа; 3 - ГРС; 4 - электрозадвижка; 5 - газоподогреватель (теплообменник); 6 - турбодетандер; 7 - электрогенератор; 8 - блок регулирующего клапана, где: 8а - стопорный клапан (СК), 8б - дозирующий клапан (ДК); 9 - блок байпасный, где: 9а – клапан защиты (КЗ), 9б - регулятор давления газа (РДГ).

Природный газ с давлением  $P$ , расходом  $V$  из входного коллектора, пройдя узел очистки, поступает в газоподогреватель (теплообменник). Затем из газоподогревателя (теплообменника) газ поступает через отключающую задвижку, стопорный клапан (СК) и дозирующий клапан (ДК) в детандер, где совершает работу, направленную на привод генератора. Выработанная генератором электроэнергия направляется в электрическую сеть.

После расширения в турбодетандере газ через отключающую задвижку направляется в выходной коллектор ГРП.

Для обеспечения бесперебойной подачи газа ЭТДА снабжен байпасной линией, в комплект поставки которой входят клапан защиты (КЗ) и регулятор давления газа (РДГ).

В случае аварийной остановки агрегата срабатывает стопорный клапан (СК), который перекрывает подачу газа на ЭТДА. Одновременно с закрытием СК открывается быстродействующий клапан защиты КЗ (время закрытия СК

и открытия КЗ составляет 0,3 сек.) и газ в обход ЭТДА поступает в выходной коллектор ГРП.

Давление в газопроводе после ЭТДА в это время обеспечивается работой РДГ. В случае невозможности продолжения дальнейшей работы ЭТДА начинают автоматически открываться редуцирующие клапаны ГРС и постепенно закрываться РДГ. После полного закрытия клапанов РДГ и КЗ ГРС переходит на штатную работу.

В схеме работы ЭТДУ предусматривается система продувочных газопроводов, патрубки для отбора проб газа и патрубки для подачи сжатого воздуха с целью освобождения газопроводов на период ремонта от газа.

### **4.3 Экономический расчет при проведении капитального ремонта**

#### **4.3.1 Затраты на оборудование, здания и сооружения**

Расчет стоимости оборудования ЭТДА-4000 приведен с учетом его транспортировки. Данные взяты из расчета внедрения установки на ГРС-4 г. Москвы в 2015 году.

Таблица 6 – Капитальные вложения в комплекс ЭТДА – 4000

Статья	Стоимость (руб. без НДС)
Основное оборудование:	
1. Детандер;	7980000
2. Блок системы регулирования;	9945000
3. Блок байпасный;	5649000
4. Блок маслосистемы;	4844000
5. Генератор;	1648000
6. Автоматическая система управления;	4221000
7. Теплообменник.	4655000
8. Электротехническое оборудование	966000

9. Фильтры	135000
Общая стоимость	40043000

Возведение зданий и сооружений будет производить подрядная организация, которая производила капитальный ремонт данной ГРС в 2015 году по замене блока одоризации. Для монтажа комплекса турбодетандерного агрегата ЭТДА-4000 необходимы такие же здания и сооружения, а также площадки и коммуникации.

Таблица 7 – Капитальные вложения в здания и сооружения.

Статья	Стоимость (руб. без НДС)
Площадка и коммуникации	2112000
Здания и сооружения	9588000
Общая стоимость	11700000

#### **4.3.2 Затраты на контрагентные услуги.**

Перед началом работ по внедрению турбодетандерного агрегата а также при возведении здания и сооружении необходимо обратиться в организацию, представляющую контрагентные услуги. А именно: проектные услуги; корректировка конструкторской документации под параметры заказчика; разработка задания на выполнение проекта строительства ЭТДА; разработка заданий на изготовление составных элементов ТДА и взаимоувязка их характеристик; передача конструкторской документации заводам-изготовителям, осуществление авторского надзора; пуско-наладочные работы, а также технологическая и биологическая рекультивация. Затраты на вышеперечисленные услуги приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Капитальные вложения в контрагентные услуги

Статья	Стоимость (руб. без НДС)
• проектные работы;	293000
• пуско-наладочные работы;	360000
• авторский надзор;	256000
• техническая рекультивация;	87000
• биологическая рекультивация;	211000
• корректировка конструкторской документации под параметры заказчика;	56000
• разработка задания на выполнение проекта строительства ЭТДА;	56000
• разработка заданий на изготовление составных элементов ТДА и взаимоувязка их характеристик;	56000
• передача конструкторской документации заводам-изготовителям.	28000
<b>Общая стоимость контрагентных услуг</b>	<b>1403000</b>

Общие капитальные вложения по проекту приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Капитальные вложения по проекту, всего

Статья	Стоимость (руб. без НДС)
Капитальные вложения в комплекс ЭТДА – 4000	40043000
Капитальные вложения в здания и сооружения	1170000
Капитальные вложения в контрагентные услуги	1403000

Общая стоимость капитальных вложений	42616000
--------------------------------------	----------

Срок строительства «под ключ» – 110 дней.

### 4.3.3 Затраты на спецтехнику

Рабочая бригада будет заселена в поселке, находящийся в 10 км. от ГРС г. Татарск. Ежедневная доставка рабочих на место производства работ осуществляется автомобилем «Камаз», вместимостью 42 ч. Расход топлива составляет 34 л./100 км. За период работ транспорт совершит 220 рейсов.

Произведем расчет затрат по ежедневной доставке к месту проведения работ рабочих:

$$P_T = p/100 \times P_{ТЛ} = 22 \times 34 = 748 \text{ л.}$$

где:  $P_T$  – расход топлива (л);

$p$  – расстояние (км);

$P_{Тл}$  – расход топлива, л/100 км

$$Z_{дт} = P_T \times C_{дт} = 748 \times 35,4 = 24679,2 \text{ руб.}$$

где:  $Z_{дт}$  – затраты на дизельное топливо (ДТ);

$P_T$  – расход топлива (л);

$C_{дт}$  – стоимость 1л ДТ.

При проведении строительно-монтажных работ будет использован автокран для выполнения погрузочно-разгрузочных работ. Выполним расчет затрат дизельного топлива для автокрана при проведении работ, при условии расхода топлива 36л./100 км., а также расхода топлива во время работы самого крана – 9,3 л./1 час.

Количество рейсов для крана составляет – 2 рейса, от вахтового поселка до места проведения работ.

$$P_T = p/100 \times P_{Тл} = 0,2 \times 36 = 7,2 \text{ л}$$

где:  $P_T$  – расход топлива (л);

$p$  – расстояние (км);

$P_{Тл}$  – расход топлива, л/100 км.

$$З_{ДТ} = Р_{Т} \times С_{ДТ} = 7,2 \times 35,4 = 254,88 \text{ руб.}$$

где:  $З_{ДТ}$  – затраты на дизельное топливо (ДТ);

$Р_{Т}$  – расход топлива (л);

$С_{ДТ}$  – стоимость 1л ДТ.

Автокран необходим на всем протяжении производства работ – 110 дней, 880 часов. Расчет расхода топлива в режиме автокрана:

$$Р_{Т_{АК}} = Т \times ЛЧ = 880 \times 9,3 = 8184 \text{ л.}$$

где:  $Р_{Т_{АК}}$  – расход топлива в режиме автокрана;

$Т$  – время работы автокрана;

$ЛЧ$  – расход топлива в режиме работы автокрана, л./час.

$$З_{ДТ} = Р_{Т} \times С_{ДТ} = 8184 \times 35,4 = 289713,6 \text{ руб.}$$

где:  $З_{ДТ}$  – затраты на дизельное топливо (ДТ);

$Р_{Т}$  – расход топлива (л);

$С_{ДТ}$  – стоимость 1л ДТ.

Затраты на ежедневную доставку рабочих к месту проведения работ, а также суммарные затраты на использование спецтехники представлены в таблицах 10 и 11 соответственно.

Таблица 10 – Затраты по ежедневной доставке к месту проведения работ рабочих

Наименование	Ед. изм.	Расчет
Продолжительность смены	Час	8
Состав бригады	Чел	12
Продолжительность производства работ	Дн.	110
Расстояние перевозки	Км.	10
Вместимость машины	Чел	42
Количество рейсов в смену	Рейс/день	2

Количество рейсов общее	Рейс	220
Средняя скорость движения	Км/ч	49
Общее время в пути	Час	88
Стоимость ежедневной перевозки рабочих	Руб.	72305,20

Таблица 11 – Затраты на использование спецтехники

Статья	Стоимость (руб. без НДС)
Затраты на ежедневную перевозку автомобилем «Камаз» рабочей бригады к месту проведения работ	72305,2
Затраты на использование автокрана, совместно с перевозкой из вахтового поселка	289968,48
Общая стоимость затрат на спецтехнику	362273,68

#### 4.3.4 Затраты на оплату труда

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда показаны в таблице 12.

Таблица 12 – Надбавки и доплаты к заработной плате

районный коэффициент	1,25
доплата за вредность	1,08
компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,24
компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,1

Часовая тарифная ставка для монтажника составляет 115 руб./час.

Приведем расчеты заработной платы рабочих:

$$ЗП_{ч} = T_{ч} \times RK \times ДВ \times ВП \times ВР = 211,7 \text{ руб./час}$$

$T_{ч}$  – часовая тарифная ставка;

$RK$  – районный коэффициент;

$ДВ$  – доплата за вредность;

$ВП$  – компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты;

$ВР$  – компенсационная выплата за вахтовый метод работы.

У бригады работников из 12 человек восьмичасовой рабочий день, продолжительность работ составляет 110 дней. Произведем общий расчет расходов на оплату труда:

$$\Sigma ЗП = ЗП_{ч} \times T \times q = 2235552 \text{ руб.}$$

$ЗП_{ч}$  – часовая оплата труда для одного работника;

$T$  – время работы, 880 часов;

$Q$  – количество монтажников, 12 человек.

Затраты на командировочные расходы работников представлены в таблице 13. Норма суточных составляет – 500 руб./ день, стоимость проживания для одного работника составляет 550 руб./день.

Таблица 13 – Командировочные расходы рабочих

Наименование	Ед. изм.	Расчет
Продолжительность смены	час	8
Состав бригады	чел.	12
Продолжительность производства работ	дн.	110
Норма суточных	руб./день	500
Стоимость проживания в сутки	руб./день	550

Суточные	руб.	715000
Проживание	руб.	786500
Итого	руб.	1501500

Общие затраты на оплату труда представлены в таблице 14:

Таблица 14 – Общие затраты на оплату труда

Статья	Стоимость (руб. без НДС)
– Затраты на заработную плату работников	2235552
– Затраты на командировочные расходы рабочих	1501500
Общая стоимость затрат на оплату труда	3056988

#### 4.4 Сумма капиталовложений в проект и оценка эффективности внедрения ЭТДУ – 4000 в ГРС

Таблица 15 – Стоимость капиталовложений

Наименование	Стоимость (руб.)
Общая стоимость комплекса ЭТДА – 4000	40043000
Капитальные вложения в здания и сооружения	11170000
Капитальные вложения в контрагентные услуги	1403000
Затраты на спецтехнику	362273,68
Заботную плату монтажникам	2235552
Командировочные расходы рабочих	1501500
Итого	56715325,7

#### **4.5 Оценка эффективности внедрения ЭТДУ – 4000 на ГРС**

- ЭТДУ при номинальных нагрузках выдает – 16000000 кВт·ч в год.
- Одноставочный тариф на электроэнергию в Новосибирской области с 01.01.2018 г. составляет - 2,49 руб./кВт·ч.
- Суммарный доход от эксплуатации – 39840000 руб./год.
- Капиталовложения в сооружение и запуск оборудования окупаются в течение 2х лет.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
4Е41	Цедрик Сергей Андреевич

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	15.03.02 «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

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

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

*Объектом исследования является газораспределительная станция. Область применения в газораспределительных отраслях. Рабочим местом является дом оператора на территории газораспределительной станции и все его технологические узлы.*

**1. Производственная безопасность.**  
**1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.**  
**1.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследования.**  
**1.3. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.**

*Вредные и опасные факторы:*

- *вредные вещества;*
- *производственный шум;*
- *освещенность;*
- *механическое травмирование;*
- *электробезопасность на рабочем месте;*
- *пожаровзрывоопасность;*
- *повышенный уровень УФ радиации;*
- *повышенный уровень ИК радиации;*
- *повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;*
- *движущиеся машины и механизмы: строительная техника, подвижные части подвижного оборудования;*
- *повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;*
- *повышенная или пониженная температура воздуха рабочей среды;*
- *повышенное значение напряжения в электрической цепи при замыкании.*

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

**1. Производственная безопасность.**  
**1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.**

*Вредные и опасные факторы:*

- *вредные вещества;*

<p>1.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследования.</p> <p>1.3. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• производственный шум;</li> <li>• освещенность;</li> <li>• механическое травмирование;</li> <li>• электробезопасность на рабочем месте;</li> <li>• пожаровзрывоопасность;</li> <li>• повышенный уровень УФ радиации;</li> <li>• повышенный уровень ИК радиации;</li> <li>• повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>• движущиеся машины и механизмы: строительная техника, подвижные части подвижного оборудования;</li> <li>• повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;</li> <li>• повышенная или пониженная температура воздуха рабочей среды;</li> <li>• повышенное значение напряжения в электрической цепи при замыкании.</li> </ul>
<p>2. Экологическая безопасность.</p> <p>2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.</p> <p>2.2. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду.</p> <p>2.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.</p>	<p>При эксплуатации газораспределительной станции воздействия на окружающую среду оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• загрязнение атмосферного воздуха;</li> <li>• нарушение гидрогеологического режима;</li> <li>• загрязнение поверхностных водных источников и подземных вод;</li> </ul> <p>повреждение почвенно-растительного слоя;</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.</p> <p>3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.</p> <p>3.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований.</p> <p>3.3. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС</p>	<p>Чрезвычайные ситуации на газораспределительной станции могут возникнуть в результате работы неисправного оборудования, стихийных бедствий и террористических атак.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.</p> <p>4.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.</p> <p>4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>ТК РФ; ВРД 39-1.10-005-2000 Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов.</p>
<p><b>Перечень графического и инструктивного материалов:</b></p>	
<p>Обязательные графические материалы к расчётам по заданию (обязательно для специалистов и магистров).</p>	

<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Штейнле Александр Владимирович	К.М.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4E41	Цедрик Сергей Андреевич		

## **5. Социальная ответственность**

### **5.1 Область применения**

Системы транспорта природного газа, в частности газораспределительные станции, являются опасными производственными объектами, а процесс их эксплуатации несет в себе ряд опасностей. Объектами, на которые действует риск негативного влияния эксплуатации газоперекачивающих систем, являются рабочий персонал, местные жители, жилые и промышленные объекты, а также окружающая среда. Основными опасными и вредными производственными факторами при эксплуатации газораспределительных станций являются:

- давление газа в действующих коммуникациях;
- возможность разрушения трубопровода (элементов и оборудования), происходящего совместно с разлетом осколков металла и грунта;
- возможность возгорания продукта при разрушении трубопровода, оборудования;
- возможность появления в рабочей зоне открытого огня и термическое воздействие пожара;
- возможность взрыва газовой смеси;
- повышенный уровень шума и вибраций;
- возможность появления вредных веществ (природный газ, одорант) в рабочей зоне.

Наиболее опасными техническими устройствами являются машины, технологическое оборудование, системы машин и (или) оборудования, агрегаты, аппаратура, механизмы, в которых используется, образуется, хранится, транспортируется, уничтожается природный газ.

## 5.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Ниже представлена таблица 16 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации дожимной компрессорной станции». Она необходима для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-2015». Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены названия характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВФП).

Таблица 16 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации дожимной компрессорной станции.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) Погрузочно-разгрузочные работы; 2) Монтажные и демонтажные работы; 3) Ремонт оборудования; 4) Экспертиза оборудования;	1. Вредные вещества. 2. недостаточная освещенность рабочей зоны; 3. превышения уровня шума; 4. превышения уровня вибраций;	1. взрывоопасность и пожароопасность; 2. электрический ток; 3. термическое травмирование 4. механические травмирования	ГОСТ 12.0.003-2015; ГОСТ 12.1.003-83; ГОСТ 12.4.026; ГОСТ 12.4.051; ГОСТ Р 511330; ГОСТ 26568-85; ГОСТ 12.2.062-81

5) Настройка оборудования;	5. климатические условия;		
----------------------------	---------------------------	--	--

**Вредные вещества.** Химические вещества, технологические операции на территории газораспределительной оказывают в разной степени неблагоприятное воздействие на организм человека. К таким веществам относятся, в первую очередь, природный газ, одорант и метанол. Природный газ состоит из метана, этана, пропана, бутана, водорода, окиси углерода, азота, углекислого газа, кислорода и вредных примесей (сероводорода, синильной кислоты). К веществам, неблагоприятно влияющим на здоровье человека, можно отнести: углеводороды, углекислый газ, сероводород, синильную кислоту. В качестве одоранта используют меркаптаны (чаще этилмеркаптан), ПДК и класс опасности которых также приведены в таблице.

Вышеперечисленные вещества можно классифицировать как яды, взаимодействие с которыми может привести к различным пагубным последствиям для здоровья, таким как тошнота, недомогание, повышение температуры, затруднение дыхания, раздражение слизистых.

**Производственный шум.** Рабочий процесс на газораспределительной станции происходит в условиях повышенного шумового фона. Источником шума являются процессы, происходящие с газом в регуляторах давления и сужающих устройствах. Уровень шума выше нормированных значений оказывает неблагоприятное воздействие на здоровье человека. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, может являться причиной его потери, изменяет кровяное давление, ухудшает зрение, нарушает координацию движений. Согласно системам стандартов безопасности труда нормированный уровень шума для человека составляет 80 дБ, в узле редуцирования газа шум колеблется в пределах 105-110 дБ.

**Освещенность.** Освещенность рабочего места оказывает значительное влияние на рабочий процесс. Чрезмерное или же недостаточное освещение

может привести к негативным последствиям для здоровья персонала, снижает производительность труда вследствие ухудшения условий работы.

**Механическое травмирование.** Наиболее опасными участками относительно получения травм механическим способом являются зоны, расположенные в непосредственной близости от трубопроводов и оборудования, работающего под давлением, куда также входит и рампа азота, где находятся баллоны, заполненные азотом, необходимым для продувки трубопровода при проведении ремонтных операций. Возможность разрушения трубопровода, его элементов и оборудования, происходящего совместно с разлетом осколков металла и грунта, может причинить вред здоровью, вплоть до смертельного исхода.

**Электробезопасность на рабочем месте.** Опасность поражения электрическим током возможна при работе с любым электрооборудованием. На таких объектах как газораспределительная станция электробезопасности следует уделять особое внимание, так как в воздухе рабочей зоны возможно появление взрывопожароопасных веществ, при определенной концентрации которых в воздухе и появлении искры возможен взрыв или возгорание.

Причины поражения электрическим током:

- прикосновение к токоведущим элементам;
- ошибочные действия персонала;
- нарушение изоляции токоведущих элементов;
- метеорологические условия (удар молнии);
- авария.

**Пожаровзрывоопасность.** Основным поражающим фактором при аварии на ГРС является тепловое излучение при струйном горении или горении в котловане. Реализация сценариев аварий со взрывом газозвушной смеси не рассматривается, так как природный газ на 90% и более состоит из метана, который при нормальных условиях легче воздуха и поэтому образование устойчивого взрывопожароопасного облака маловероятно. Это

подтверждают и статистические данные по авариям на ГРС. Однако всё это полностью не исключает возможность взрыва. Другими источниками возгорания могут послужить неосторожное обращение с огнем или электрооборудованием, короткое замыкание.

Основные источники выделения взрывопожароопасных веществ:

1. Предохранительные устройства. В случае повышения давления в газопроводе выше допустимых пределов срабатывает клапан СППК, и часть газа через свечу сбрасывается в атмосферу до того момента, пока давление в трубе не достигнет проектных значений.
2. Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и оборудования).
3. Сброс давления в трубопроводе и оборудовании при проведении ремонтных работ. Для снижения давления в ремонтируемом участке, газ, находящийся во внутренних полостях трубопровода и оборудования сбрасывается в атмосферу через свечу.

#### **5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследования.**

При реконструкции газораспределительной станции и внедрении турбодетандерного агрегата мы сталкиваемся преимущественно со сварочно-монтажными работами. При проведении СМР наиболее вредными факторами являются:

- Повышенный уровень УФ радиации;
- Повышенный уровень ИК радиации;
- Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- Движущиеся машины и механизмы: строительная техника, подвижные части подвижного оборудования;

- Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;
- Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей среды;
- Повышенное значение напряжения в электрической цепи при замыкании.

### **5.2.2 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов**

**Вредные вещества.** Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека от негативного воздействия вредных веществ:

1. исключение источников появления вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).
2. применение газоанализаторов для контроля загазованности.
3. вентилирование помещений, в которых возможно появление вредных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.
4. использование средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).
5. исключение необходимости присутствия человека или снижение времени его работы путем автоматизации процессов и применения оборудования для дистанционного управления.

**Производственный шум.** Методы снижения уровня шума в рабочей зоне газораспределительной станции:

1. Расположение оборудования, являющегося источником шума, в отдельных блоках и зданиях, стены которых выполняют из материалов, обеспечивающих необходимую звукоизоляцию.
2. Применение средств дистанционного управления рабочим процессом, которые исключают необходимость длительного присутствия рабочего

персонала в зоне воздействия акустического шума обслуживающего персонала продолжительное время находиться в зоне воздействия.

3. Использование средств индивидуальной защиты. Согласно инструкциям по технике безопасности предприятия применяются вкладыши, представляющие собой мягкие тампоны, пропитанные смесью парафина и воска, жесткие вкладыши из резины, звукоизолирующие наушники, звукоизолирующие шлемы.

**Освещенность.** Необходимые условия освещенности достигаются путем использования как естественного, так и искусственного освещения. Естественное освещение в производственных помещениях газораспределительной станции обеспечивается наличием необходимого количества окон, но это осуществимо только в дневное время. Для поддержания освещенности в пределах норм темное время суток пользуются искусственным освещением, светильники которого должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении. Во время ремонтных работ используется местное освещение. Для этого применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении.

Также должны быть использованы аварийное освещение для продолжения работы при отключении рабочего освещения (используются лампы, для которых применяется автономное питание электроэнергией), эвакуационное освещение для эвакуации людей из помещений при аварийном отключении рабочего освещения, сигнальное освещение для фиксации границ опасных зон, охранное освещение для указания границ охраняемой территории газораспределительной станции.

**Механическое травмирование.** Для поддержания давления в нормативных пределах необходима установка оборудования для отслеживания давления – манометров, оборудования для поддержания давления в рабочем диапазоне – предохранительные клапаны и регуляторы давления. Также особое внимание следует уделять состоянию трубопроводов

и оборудования, не допускать коррозии и других повреждений, своевременно производить осмотры и ремонты, заменять неисправные и выработавшие свой ресурс системы.

Следует опасаться движущихся машин и механизмов, движущихся частей машин и механизмов, соблюдать технику безопасности при работе с ними, использовать средства индивидуальной защиты. Необходимо следовать правилам безопасности и при работе на площадках, находящихся выше уровня земли, находящихся, например, в блоке узла переключения.

### **Электробезопасность на рабочем месте.**

Меры защиты:

1. применение защитного зануления, защитного заземления, защитного отключения.
2. обеспечение изоляции, ограждение и недоступность электрических цепей.
3. использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.
4. установка молниеотводов.
5. проведение инструктажей и обучения персонала безопасным методам работы с электроприборами.
6. использование средств индивидуальной защиты: диэлектрических перчаток и бот, диэлектрических резиновых ковров, инструментов с изолированными ручками.

### **Пожаровзрывобезопасность.**

Методы снижения взрывопожароопасности:

1. исключение появления источников утечки вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).
2. вентилирование помещений, в которых возможно появление взрывопожароопасных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.

3. применение газоанализаторов для контроля загазованности.
4. использование электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.
5. использование инструмента в искробезопасном исполнении.
6. оптимальное расположение зданий и сооружений согласно генеральному плану газораспределительной станции, которое направлено на сокращения ущерба от возможного пожара и/или взрыва.

На случай возникновения ситуации, когда предотвратить появление пожара всё же не удалось, на территории газораспределительной станции должны находиться первичные средства пожаротушения: емкость с песком, ведро, лопата, багор, асбестовые покрывала, ручные огнетушители. Должны быть установлены планы эвакуации персонала.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду**

**На атмосферу.** Загрязняющие вещества могут попадать в атмосферу при нарушениях в работе оборудования, износе уплотнений, повышении давления в трубопроводе и оборудовании выше допустимых пределов, вследствие чего часть газа сбрасывается в атмосферу через свечу путем открытия предохранительных клапанов, испарения части одоранта во время его перемещения из емкости, в которой он транспортировался в емкость его хранения. Проводятся и запланированные залповые выбросы вредных веществ в атмосферу (сравливание газа из газопроводов и технологического оборудования на ГРС при освидетельствовании и регламентных плановых ремонтов).

**На литосферу.** При осуществлении любой производственной деятельности на литосферную среду оказывается негативное воздействие, связанное с образованием большого количества отходов производства.

**На гидросферу.** При эксплуатации газораспределительной станции некоторые загрязняющие вещества, такие как, например, метанол, масла, одорант, могут нанести вред гидросфере, попав в сточные воды. Причиной

этого могут послужить ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений оборудования, сосудов, запорной арматуры, аварии.

**На селитебную зону.** Опасные производственные объекты, в число которых входит и ГРС должны располагаться на достаточном для обеспечения безопасности населения и невозможности проникновения на объект расстоянии от жилых зон.

### **5.3.2 Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду.**

В процессе эксплуатации объекта негативное влияние приходится на атмосферу, путем выброса загрязняющих веществ из узлов редуцирования путем стравливания газа через предохранительные клапаны. На земельные ресурсы, грунтовые воды, поверхностные стоки и недра путем слива одоранта и излишек конденсата.

### **5.3.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.**

При проведении работ по капитальному ремонту воздействие на земельные ресурсы носит временный, но неизбежный характер.

Для снижения негативного воздействия на земельные ресурсы предусматриваются следующие мероприятия в период проведения капитального ремонта:

- регулирование двигателей дорожных машин и механизмов на экономное сжигание топлива;
- осуществление заправки и обслуживание строительной техники на стационарных АЗС;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных средств;
- использование существующих дорог для проезда техники к строительной площадке;

- использование на участках производства работ контейнеров для временного хранения образующихся строительных отходов;
- своевременный вывоз мусора и строительных отходов на специализированные полигоны во избежание захламления территории производства работ;
- рациональное и эффективное использование территории в границах отвода;
- запрещение деятельности, не предусмотренной технологией производства работ по капитальному ремонту ГРС;
- 100% контроль сварных стыков участков трубопроводов всех категорий физическим методом с последующим испытанием на прочность и проверкой на герметичность;
- для защиты трубопроводов от почвенной коррозии предусматривается наружная антикоррозионная изоляция и электрохимическая защита.

В период эксплуатации

- автоматическое регулирование основных технологических параметров, аварийной и предупредительной сигнализации их нарушения и отключение аварийных участков;
- использование на территории ГРС контейнеров для временного хранения образующихся отходов;
- благоустройство и озеленение площадки ГРС с устройством газонов.

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований**

Чрезвычайные ситуации, происходящие на опасных производственных объектах, в частности на газораспределительных станциях можно разделить на следующие ЧС: стихийного, социального, экологического и техногенного характера.

Наиболее частой является ЧС техногенного характера. В основе аварий могут лежать как технические причины (износ оборудования, его разрушение, нарушение технологического процесса, отказ электроники и механических средств предотвращения появления опасных факторов, таких как повышение давления), так и человеческий фактор.

#### **5.4.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований**

Опасность, связанную с возможными авариями на объекте при реконструировании ГРС представляют:

- участки входного и выходного газопровода;
- межблочные технологические газопроводы;
- емкость сбора конденсата;
- емкость хранения одоранта.

#### **5.4.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС**

Для того, чтобы уменьшить вероятность возникновения ЧС и повысить устойчивость объекта проводятся следующие мероприятия:

1. организация технической диагностики оборудования, коммуникаций, их техническое обслуживание и ремонт.
2. использование современных приборов контроля и сигнализации
3. проведение периодических и внеочередных инструктажей с обслуживающим персоналом, медицинских обследований работников на предмет соответствия их здоровья установленным требованиям.
4. соблюдение всех правил и требований работы с оборудованием, неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.

Для предотвращения ЧС социального характера (террористический акт) территория ГРС оборудуется системами видеонаблюдения, сигнализации, а

также огораживается по периметру. Персонал проходит инструктажи по способам противодействия преступникам и правилам поведения в подобных ситуациях. Проводятся периодические учения с задействованием в них охранной службы предприятия, МЧС и полиции.

Минимизация последствий ЧС экологического и стихийного характеров обеспечивается еще на стадии проектирования газораспределительной станции. Место расположения и планировка объекта определяются в зависимости от тектонической активности, формы рельефа, свойств грунта, наличия поблизости разного рода растительности и близости к населенным пунктам. Для защиты от попадания молнии на территории объекта устанавливается молниеотвод, а для предотвращения распространения огня на территорию ГРС вокруг нее по всему периметру вспахивается полоса земли, удаляется сухая растительность и выкашивается трава.

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

### **5.5.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства**

В соответствии с нормативными документами [8], к работе на газораспределительной станции допускаются только лица, достигшие 18-летнего возраста, которые прошли медицинский осмотр и не имеют противопоказаний, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе. Все работники обязаны использовать спецодежду, спецобувь, иные средства индивидуальной защиты в соответствии с нормами.

Рабочий персонал, в соответствии с федеральным законом от 28.12.13 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст.147 ТК РФ и ст.117 ТК РФ, 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.

Работники имеют право на досрочную пенсию, а работодатель обязан перечислять повышенные взносы в пенсионный фонд.

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

Для наиболее безопасного и эффективного ведения работ рабочее место должно быть правильно организовано. Это касается как расположения предметов на рабочем столе, так и расстановки оборудования на всей территории газораспределительной станции. Должен быть обеспечен наиболее удобный и быстрый доступ к оборудованию.

При расположении зданий и сооружений учитываются стороны света, рельеф местности и роза ветров. Это необходимо для того, чтобы обеспечить благоприятные условия для естественного освещения, проветривания помещений, минимизации последствий снежных заносов, избежать скопления газа в котловинах при его утечке.

Необходимо обеспечить рациональное размещение зданий и сооружений ГРС: расположить административно-хозяйственные здания со стороны наибольшего движения автотранспорта; бытовые помещения – ближе к проходным; здания и сооружения с производствами повышенной пожарной опасности, в том числе котельную – с подветренной стороны по отношению к остальным зданиям.

## Заключение

В выпускной квалификационной работе поставлена и решена задача, направленная на повышение эффективности использования турбодетандеров в технологических схемах для газовой промышленности с целью улучшения эксплуатационных характеристик газовых комплексов. Решение этой задачи позволило получить следующие важные научные и практические результаты:

1. Предложена принципиальная схема утилизационного турбодетандерного агрегата в комплексе с воздушной климатической системой для работы на газораспределительной станции. Экономия природного газа за счет отсутствия подогрева помещений газовыми котлами составит около 41 тыс.м<sup>3</sup> в год для станции с тепловым потреблением 100 кВт.
2. Предложена принципиальная схема утилизационного турбодетандерного агрегата с отборами газа для потребителей разного давления, который вырабатывает электроэнергии более чем в 2 раза по сравнению с обычной конструкцией.
3. Создан метод определения номинальных параметров утилизационной турбодетандерной установки с учетом переменных режимов работы газораспределительной станции, что позволило увеличить годовую выработку электроэнергии на 14-40 % в зависимости от конструкции ТД по сравнению с обычным подходом, когда в качестве номинальных параметров принимаются значения, усредненные по году.

## Список использованных источников

1. Рид Р. Свойства газов и жидкостей: справочное пособие / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд; пер. с англ. под ред. Б.И. Соколова. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
2. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – Введ. 01.01.88. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 4 с.
3. Епифанова В.И. Компрессорные и расширительные турбомашинны радиального типа / В.И. Епифанова. – М.: МВТУ им. Н. Баумана, 1998. – 376 с.
4. Трухний А.Д. Термодинамические основы использования утилизационных турбодетандерных установок / А.Д. Трухний // Вестник МЭИ. – 1999. - №5. – С. 62-66.
5. Пат. 41098 Украина, МПК (2009) F25B 11/00. Полезная модель. Утильных турбодетандерных установок / С.В. Моисеев, А. В. Бурняшев, В.В. Вишек, В.В. Плахотник, В.П. Сарапин; заявитель и патентообладатель ОАО "Турбогаз". - № и 2008 11636; заявл. 29.09.2008; опубл. 12.05.2009, Бюл. №9 .: ил.
6. Моисеев С.В. Выбор оптимальных номинальных параметров УТДУ для работы на ГРС / С.В. Моисеев, А.В. Бурняшев, В.П. Сарапин // Научные работы: Техногенная безопасность. – Николаев: ЧДУ им. П. Могилы, 2007. – Т. 77, №64. – С. 49-52.
7. Ситников В.В. Новые детандер-генераторные установки ГП НКПГ "Зоря"- "Машпроект" как один из путей экономии энергетических ресурсов / В.В. Ситников // Научный процесс. – 2006. – Т. 61, Вип. 48. – С. 236–243.
8. Степанец А.А. Об эффективности детандер-генераторных агрегатов в тепловой схеме ТЭЦ / А.А. Степанец // Энергетик. – 1999. - №4. – С. 24-32. 113

9. Агабабов В.С. Оценка эффективности использования детандер – генераторных агрегатов для получения электроэнергии / В.С. Агабабов // Энерго- сбережение и водоподготовка. – 2001. – № 2. – С. 13–18.
10. Гура Л.А. Газоперекачивающие станции магистральных газопроводов / Л.А. Гура. - М.: НТУ "ХПИ", 2006. - 182 с. Кубанов А.Н.
11. Перспективы использования турбохолодильной техники на объектах добычи газа / А.Н. Кубанов, В.А. Хетагуров, Ф.М. Дедученко // Газовая промышленность. – 2004 – № 12. – С. 65–68.
12. Разработка и совершенствование низкотемпературных детандерных агрегатов / А.В. Бурняшев, О.В. Купрыгин, С.В. Моисеев, В.И. Поливанов // Технические газы. – 2006. – № 5.– С. 47–51.
13. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту / Л.М. Гухман. – Л.: Недра, 1980. – 161 с.
14. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов / Д.М. Кемпбел; пер. с англ. под ред. д-ра техн. наук С.Ф. Гудкова. – М.: Недра, 1977. – 349 с.
15. Мальханов О.В. Энергосберегающий турбодетандерный агрегат мощностью 8000 кВт – ЭТДА-8000, предназначенный для выработки электроэнергии на ГРП тепловой электростанции / О.В. Мальханов // Надежность и безопасность энергетики. – 2008. – № 3.– С. 59–61.
16. Куличихин В.В. Использование избыточного давления природного газа на промышленных предприятиях / В.В. Куличихин, О.О. Лазарева // Надежность и безопасность энергетики. – 2010. – № 9.– С. 48–54.
17. Агабабов В.С. О применении детандер-генераторных агрегатов в газовой промышленности / В.С. Агабабов // Энергосбережение и энергосберегающие технологии в энергетике газовой промышленности. – 2001. – Т. 2. – С. 50–53.
18. Heymer J. Alternative Energie aus der Erdgasentspannungsanlage / J. Heymer // Gas Wärme Int. – 1989. – Vol. 38, № 7. – S. 439.

- 19.Пятничко А.И. Эффективная выработка электроэнергии на ГРС и ГРП при использовании перепада давлений газа / А.И. Пятничко, С.П. Крушневич // Технические газы. – 2012. – № 4.– С. 48–51.
- 20.Ивчик Л.Ф. Исследование газодинамических и тепловых процессов в детандерной ступени детандер-компрессорного агрегата / Л.Ф. Ивчик, В.Н. Коньшин, Л.Б. Лебедев // Технические газы. –2007. – № 3.– С. 37–45.
- 21.Леонов В.П. Профилирование лопаток объемной кривизны рабочих колес турбомашин: методическое пособие / В.П. Леонов – М.: МГТУ им. Н. Баумана, 2000. – 16 с.
- 22.Бойко А.В. Оптимальне проектування турбомашин (основи теорії, розрахунк, експеримент) / А.В. Бойко. – Х.: НТУ "ХПІ", 2011. – 384 с.
- 23.Aungier Ronald H. Turbine aerodynamics: axial-flow and radial-flow turbine design and analysis / Ronald H. Aungier. – NY: ASME, 2006. – 420 p.
- 24.Давыдов А.Б. К расчету характеристик радиальных турбодетандеров при больших степенях расширения / А.Б. Давыдов, А.Н. Шерстюк, Т.М. Розеноер // Химическое и нефтяное машиностроение. – 1983. – № 3.– С. 27–29.
- 25.Гуревич Г.Р. Сепарация природного газа на газоконденсатных месторождениях. / Г.Р. Гуревич. – М.: Недра, 1982. – 200 с.
- 26.Клименко А.П. Разделение природных углеводородных газов / А.П. Клименко. – Киев: Техника, 1964. – 380 с.
- 27.О равновесии процесса конденсации природного газа в турбодетандере / Е.А. Мурунов [и др.] // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – 1972. – № 8.– С. 21–24.
- 28.Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – М.: Недра, 1999. – 596 с.
- 29.Чистяков Ф.М. Холодильные турбоагрегаты / Ф.М. Чистяков. –2е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1967. – 228 с.

30. Язык А.В. Турбодетандеры в системах промышленной подготовки природного газа / А.В. Язык. – М.: Недра, 1977. – 173 с.
31. Язык А.В. Системы и средства охлаждения природного газа / А.В. Язык. – М.: Недра, 1986. – 200 с.
32. Капица П.Л. Турбодетандер для получения низких температур и его применения для ожижения воздуха / П.Л. Капица // ЖТФ. – 1939. – Т. 9, Вып. 2. – С. 99–123.
33. Капица П.Л. Детандерная установка для ожижения гелия / П.Л. Капица, И.Б. Данилов // ЖТФ. – 1961. – № 31. – С. 457.
34. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / А.И. Ширковский. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
35. Техника и технология промышленной обработки углеводородного сырья / А.М. Сироткин, Е.Н. Туревский, Ю.А. Лаухин [и др.] // Газовая промышленность. – 1999. – № 6. – С. 12–20.
36. Берлин М.А. Переработка природных и нефтяных газов / М.А. Берлин, В.Г. Гореченков, Н.П. Волков. – М.: Химия, 1981. – 473 с.
37. Бумагин Г.И. Криогенные машины: учебное пособие / Г.И. Бумагин. – Омск: ОмГТУ, 2007. – 216 с. – ISBN 5-8149-0492-5.
38. Твердохлебов В.И. Агрегаты блочные турбодетандерные типа БТДА- 5-100 СУГ, карта технического уровня и качества продукции, ВНПО "Союзтурбогаз" / В.И. Твердохлебов // Надежное оборудование для газовой промышленности. – 1990. – № 29. – С. 30–36.
39. Соколов Ю.Н. Основы единой теории лопастных машин / Ю.Н. Соколов. – Томск: Томский университет, 1973. – 218 с.
40. Давыдов А.Б. Расчет и конструирование турбодетандеров / А.Б. Давыдов, А.Ш. Кабулашвили, А.Н. Шерстюк. – М.: Машиностроение, 1987. – 232 с.

41. Розеноер Т.М. Расчет турбодетандера. Методические указания по курсу "Турбомашины низкотемпературной техники"/ Т.М. Розеноер. – М.: Изд-во УНЦ МГТУ им. Н. Баумана. – 2002. – 80 с.
42. А.А. Степанец. Об эффективности детандер-генераторных агрегатов в тепловой схеме ТЭЦ // Энергетик. - 4, 1999 г., с.2.
43. Зарницкий Г.Э. Теоретические основы использования энергии давления газа. Москва, «Недра», 1968 г.