

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

---

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

Кафедра Атомных и тепловых электростанций (АТЭС)

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Разработка газотурбинной установки малой мощности с внутрицикловой газификацией</b>

УДК 621.438-66

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ5А	Старенченко Степан Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Учeная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Беляев Л.А.	к.т.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Учeная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Попова С.Н.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Учeная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Василевский М.В.	к.т.н., доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Учeная степень, звание	Подпись	Дата
<b>Атомных и тепловых электростанций</b>	<b>Матвеев А. С.</b>	<b>к.т.н., доцент</b>		

Томск – 2017 г.

## Запланированные результаты обучения

Код резул тата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	<i>Совершенствовать</i> и развивать свой <i>интеллектуальный и общекультурный</i> уровень, добиваться <i>нравственного и физического совершенствования</i> своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.
P2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками</i> как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.
P3	<i>Использовать</i> на практике <i>навыки и умения в организации</i> научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.
P4	<i>Использовать</i> представление о методологических основах <i>научного познания и творчества</i> , роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных <i>информационных технологий</i> , синтезировать и критически резюмировать информацию.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	Применять <i>углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания</i> в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области теплоэнергетики и теплотехники.
P6	Ставить и <i>решать инновационные задачи</i> инженерного анализа в области теплоэнергетики и теплотехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.
P7	Выполнять <i>инженерные проекты</i> с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества теплоэнергетического и теплотехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.
P8	Проводить инновационные <i>инженерные исследования</i> в области теплоэнергетики и теплотехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.
P9	Проводить <i>технико-экономическое обоснование</i> проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P10	Проводить <i>монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные работы</i> теплоэнергетического и теплотехнического оборудования.
P11	<i>Осваивать новое</i> теплоэнергетическое и теплотехническое <i>оборудование</i> ; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.
P12	Разрабатывать рабочую <i>проектную и научно-техническую документацию</i> в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение теплоэнергетического и теплотехнического оборудования; составлять <i>оперативную документацию</i> , предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.

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

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

Кафедра Атомных и тепловых электростанций (АТЭС)

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН

\_\_\_\_\_ **Матвеев А.С.**  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

**магистерской диссертации**

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ5А	Старенченко Степан Сергеевич

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	29.03.2017 г. № 2156/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Целью работы является определение технических и экономических показателей энергоблока газотурбинной тепловой электрической станции с внутрицикловой газификацией. В установке используется синтез-газ, получаемый в газификаторе. Исходными данными для выполнения работы являются материалы научно-исследовательской работы в предыдущих семестрах и данные научно-технической и учебной литературы, периодических изданий.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Введение.</li> <li>2. Промышленная газификация углей (Аналитический обзор современного состояния решения задачи газификации в мире).                         <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1. Задачи газификации</li> <li>2.2. Существующие способы газификации</li> <li>2.3. Промышленные установки по газификации углей</li> </ol> </li> <li>3. Газогенераторная установка прямоточно-вихревой газификации углей.</li> </ol>

	<p>3.1. Технологическая схема установки ПВГУ и принцип ее работы.</p> <p>3.2. Характеристики газогенераторной установки с ПВГУ.</p> <p>3.3. Теплотехнические свойства синтез-газа.</p> <p>4. Газотурбинная тепловая электрическая станция с внутрицикловой газификацией угля.</p> <p>4.1. Технологическая схема газотурбинной установки с двухступенчатым центробежным компрессором в составе ТЭС с внутрицикловой газификацией угля.</p> <p>4.2. Выбор параметров ГТУ с промежуточным охлаждением в процессе сжатия.</p> <p>4.3. Определение геометрических размеров проточной части ГТУ.</p> <p>4.4. Определение показателей тепловой экономичности установки с внутрицикловой газификацией.</p> <p>5. Технико-экономическое обоснование ТЭС с внутрицикловой газификацией.</p> <p>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p> <p>7. Социальная ответственность.</p> <p>8. Заключение.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p>	<p>Тепловая схема ГТЭС с внутрицикловой газификацией.</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Попова С.Н.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Василевский М.В.</p>
<p>Раздел на иностранном языке</p>	<p>Баластов А.В.</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p> </p>	
<p> </p>	
<p> </p>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	25 января 2017 года
---	---------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Учебная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Беляев Л.А.	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ5А	Старенченко Степан Сергеевич		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 107 страниц, 20 рисунков, 34 таблиц, 39 источников, 3 приложения.

*Ключевые слова:* газификация угля, прямоточно-вихревой газогенератор, тепловая электрическая станция, технико-экономические показатели, синтез-газ, газотурбинная установка.

*Объектом исследования* является установка газификации угля с газогенератором прямоточно-вихревого типа в составе тепловой электрической станции.

*Цель работы* – определение технических и экономических показателей энергоблока газотурбинной тепловой электрической станции с внутрицикловой газификацией.

В процессе исследования проводилось изучение существующих и перспективных установок газификации угля, выбор технологической схемы ТЭС и определение технико-экономических показателей ГТЭС.

В результате исследования были определены способы увеличения эффективности ГТЭС и технико-экономические показатели ГТУ.

*Область применения:* Применение прямоточно-вихревых газогенераторов на практике позволит сократить расходы природного газа, получать более дешевое альтернативное топливо и приведет к снижению содержания вредных веществ в выхлопных газах ГТУ.

*Экономическая эффективность:* В будущем планируется снижение доли использования природного газа, сопровождаемое увеличением доли угля в структуре топливно-энергетического баланса, за счет применения установок газификации угля на электрических станциях.

## **Обозначения и сокращения**

ТЭС	-	тепловая электрическая станция
ГТУ	-	газотурбинная установка
ПВГУ-		прямоточно-вихревой газификатор
ВЦГ	-	внутрицикловая газификация
ПКС	-	пузырьковый кипящий слой
ЦКС	-	циркулирующий кипящий слой
ВРУ	-	воздухоразделительное устройство
КПД	-	коэффициент полезного действия
КС	-	камера сгорания
КН	-	конденсатный насос
ПЭН	-	питательный электронасос

## Оглавление

Введение.....	11
1. Промышленная газификация углей (Аналитический обзор современного состояния решения задачи газификации твердого топлива в мире).....	12
1.1 Задачи газификации.....	12
1.2. Существующие способы газификации .....	15
1.3. Промышленные установки по газификации углей .....	20
2. Газогенераторная установка прямоточно-вихревой газификации углей....	27
2.1. Технологическая схема и установки ПВГУ и принцип ее работы.....	27
2.2. Характеристики газогенераторной установки с ПВГУ .....	28
2.3. Теплотехнические свойства синтез-газа.....	30
3. Газотурбинная тепловая электрическая станция с внутрицикловой газификацией углей .....	36
3.1. Технологическая схема газотурбинной установки с двухступенчатым центробежным компрессором в составе ТЭС с внутрицикловой газификацией угля	36
3.2. Выбор параметров ГТУ с промежуточным охлаждением в процессе сжатия.....	39
3.3. Определение геометрических размеров проточной части ГТУ.....	43
3.4. Определение показателей тепловой экономичности установки с внутрицикловой газификацией.....	46
4. Техничко-экономическое обоснование ТЭС с внутрицикловой газификацией.....	52
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	57
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения.....	58
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	58



5.1.2 SWOT-анализ .....	58
5.2 Планирование этапов и выполнения работ проводимого научного .....	61
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	61
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ .....	63
5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования .....	65
5.3 Расчет бюджета для научно-технического исследования.....	68
5.3.1 Расчет материальных затрат НТИ.....	68
5.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы.....	69
5.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	73
5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) .....	73
5.3.5 Накладные расходы.....	74
5.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта ...	75
5.4 Определение целесообразности и эффективности научного исследования .....	76
5.4.1 Анализ и оценка научно-технического уровня проекта.....	76
5.4.2 Оценка важности рисков.....	78
Выводы по главе 5.....	80
6. Социальная ответственность .....	86
6.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов .....	87
6.2 Производственная санитария.....	88
6.2.1 Микроклимат.....	88
6.2.2 Освещенность.....	89
6.2.3 Производственный шум.....	93
6.3 Техника безопасности.....	93
6.4 Экологическая безопасность.....	97

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	98
6.6 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	101
Заключение.....	103
Список использованных источников.....	104
Приложение А. Industrial gasification of coal.....	108
Приложение Б. Расчет цикла ГТУ.....	110
Приложение В. Расчет количества воздуха, необходимого для горения синтез-газа.....	118

## **Введение**

В ближайшей перспективе, российская энергетика предполагает повысить применение угля для генерации электрической и тепловой энергии. Данный факт является следствием повышения цен на природный газ и сокращения его запасов. Однако, при широком применении угля в большой энергетике возникают проблемы загрязнения окружающей среды выбросами вредных веществ в виде окислов серы и азота. Такие проблемы требуют инновационных решений.

Одним из решений интеграции угля в топливно-энергетический баланс выступает использование газотурбинных установок с внутрицикловой газификацией угля. В таких установках угольное топливо позволяет производить синтез-газ, электрическую и тепловую энергию. На данный момент, мы имеем опыт эксплуатации подобных установок ведущими зарубежными странами, такими как: Америка, Германия, Китай.

В Российской Федерации активно ведутся разработки и исследования технологий газификации, например такими компаниями как НПО ЦКТИ имени Ползунова. Тем не менее, следует отметить, что действующих образцов установок по газификации углей, прошедших серьезную проверку временем эксплуатации, в РФ не существует.

Задача работы состоит в определении технико-экономических показателей энергоблока газотурбинной ТЭС с внутрицикловой газификацией. Для работы, установка использует синтез-газ, получаемый в газогенераторе.

Объектом изучения является газотурбинная установка малой мощности с внутрицикловой газификацией. Исследование подобных установок позволит эффективно внедрить технологию использования углей в топливно-экономический баланс.

## **1. Промышленная газификация углей (Аналитический обзор современного состояния решения задачи газификации твердого топлива в мире)**

Аналитический обзор производится с целью рассмотрения и изучения опыта использования и текущего состояния технологий внутрицикловой газификации в ведущих зарубежных странах. В разделе будут изучены различные методы газификации угля с целью выработки горючего газа, который затем будет использоваться в энергетических установках. Также будут изложены примеры установок, зарекомендовавших себя в ходе промышленной эксплуатации.

В качестве базы для аналитического обзора выступают данные научно-технической и учебной литературы, периодических изданий.

### **1.1 Задачи газификации**

Согласно энергетической стратегии развития РФ, видится целесообразным сокращение потребления газа в энергетике за счет повышения использования угольного топлива для генерации электрической и тепловой энергии. В будущем, такая политика приведет к тому, что уголь станет ключевым топливом для энергетических установок [1].

Важным моментом является разработка вопроса выбросов окислов серы и азота при сжигании угля. Решение данных проблем позволит масштабно применять уголь, минуя негативные последствия для экологии [2]. Ввиду того, что исследования подобных вопросов имеют довольно низкую степень изученности, формирование экологически чистых и высокоэффективных угольных технологий ускорится в своем развитии [1].

Газификация считается передовым методом преобразования классической технологии сжигания газа в экологически эффективную. Такая технология обладает главным достоинством – вредные вещества будут выведены из топлива до его горения, что позволит сократить выбросы загрязняющих веществ до минимума [3].

Классический способ использования угля в виде энергетического топлива крайне отрицательно сказывается на уровне экологии. Ситуацию усложняет тот факт, что осуществление очистки дымовых газов от оксидов углерода является довольно трудной задачей. Удорожание газа и нефти является стимулом к заинтересованности в новых нетрадиционных технологиях в области органических топлив. К таким технологиям можно отнести преобразование природного газа в жидкие виды топлив и, конечно же, газификацию твердых органических топлив.

Газификация обладает рядом достоинств с экологической и экономической точек зрения, так как имеет многосторонний подход к вопросу переработки угля и прочих углеводородов, таких как древесное сырье и компоненты нефти.

В процессе газификации нефти получают синтез-газ, который затем часто перерабатывают в такие соединения как метанол для повышения его теплотехнических характеристик. Газификация древесных остатков и прочих биологических отходов также приносит экологическую пользу, позволяя не только получить новых источник энергии, но также утилизировать отходы, что, однако, влияет на стоимость подобных технологий [2].

При газификации угля, синтез-газ, получаемый в итоге технологического процесса, преимущественно используется для сжигания в газовой турбине, которая может являться составной частью парогазового цикла, предназначенного для генерации тепловой и электрической энергии.

Методика газификации предполагает отсутствие выброса вредных веществ в атмосферу, характерных для классического сжигания угля. Продукты, получаемые в ходе технологического процесса газификации, такие как сера, азот, шлаки, не представляют серьезной угрозы для экологии, и могут быть использованы в различных областях тяжелой промышленности и на химических комбинатах [3].

На ТЭС с внутрицикловой газификацией, диоксид углерода, получаемый в ходе преобразования угля в синтез-газ, может быть применен как полезный побочный продукт для собственных нужд. Также известны применения  $\text{CO}_2$  для вытеснения метана из подземных угольных пластов. Не следует исключать возможность экономической выгоды от продажи диоксида углерода.

На данный момент, европейские страны проявляют интерес к технологиям внутрицикловой газификации, ввиду специфики государств, обладающих малой территорией и ограниченными запасами органических ресурсов. Такое положение вещей вынуждает западные страны ориентироваться на новые энергетические технологии газификации, возобновляемую энергетику и ядерную энергетику.

Таким образом, задачи газификации можно свести к следующим пунктам:

1. Сокращение выбросов вредных веществ, сохранение экологии.
2. Извлечение нового вида топлива
3. Переработка низкокачественного топлива и отходов.
4. Использование второстепенных веществ, полученных в ходе газификации.
5. Получение доступа к запасам низкосортных углей.

б. Использование синтез-газа, как альтернативы природному газу.

## **1.2. Существующие способы газификации**

Все способы газификации можно разделить на несколько направлений, представленных на рисунке 1 и в таблице 1, каждое из них характеризуется различными принципами получения синтез-газа из угля.

Рассмотренные способы можно отнести к классическим способам газификации, однако существуют методы, которые не получили широкого распространения в виду специфики технологий процесса. К таким методам можно отнести плазменную и сверхадиабатическую газификации, а также ступенчатую газификацию.

Теплотворная способность синтез-газа, получаемого в газогенераторе является довольно важной его характеристикой. Однако, следует отметить, что примеси различных соединений, появляющихся в газе в процессе газификации, являются балластом, оказывающим негативное влияние не только на теплотехнические характеристики, но и на изнашиваемость энергетического оборудования и состояние окружающей среды. Учитывая вышеперечисленные факты, отсутствие примесей в заданных диапазонах является важным требованием к синтез-газу. Некоторые потери полезной энергии происходят на этапе охлаждения газа (до температуры 360 °С) для возможности осуществления очистки в требуемых пределах.

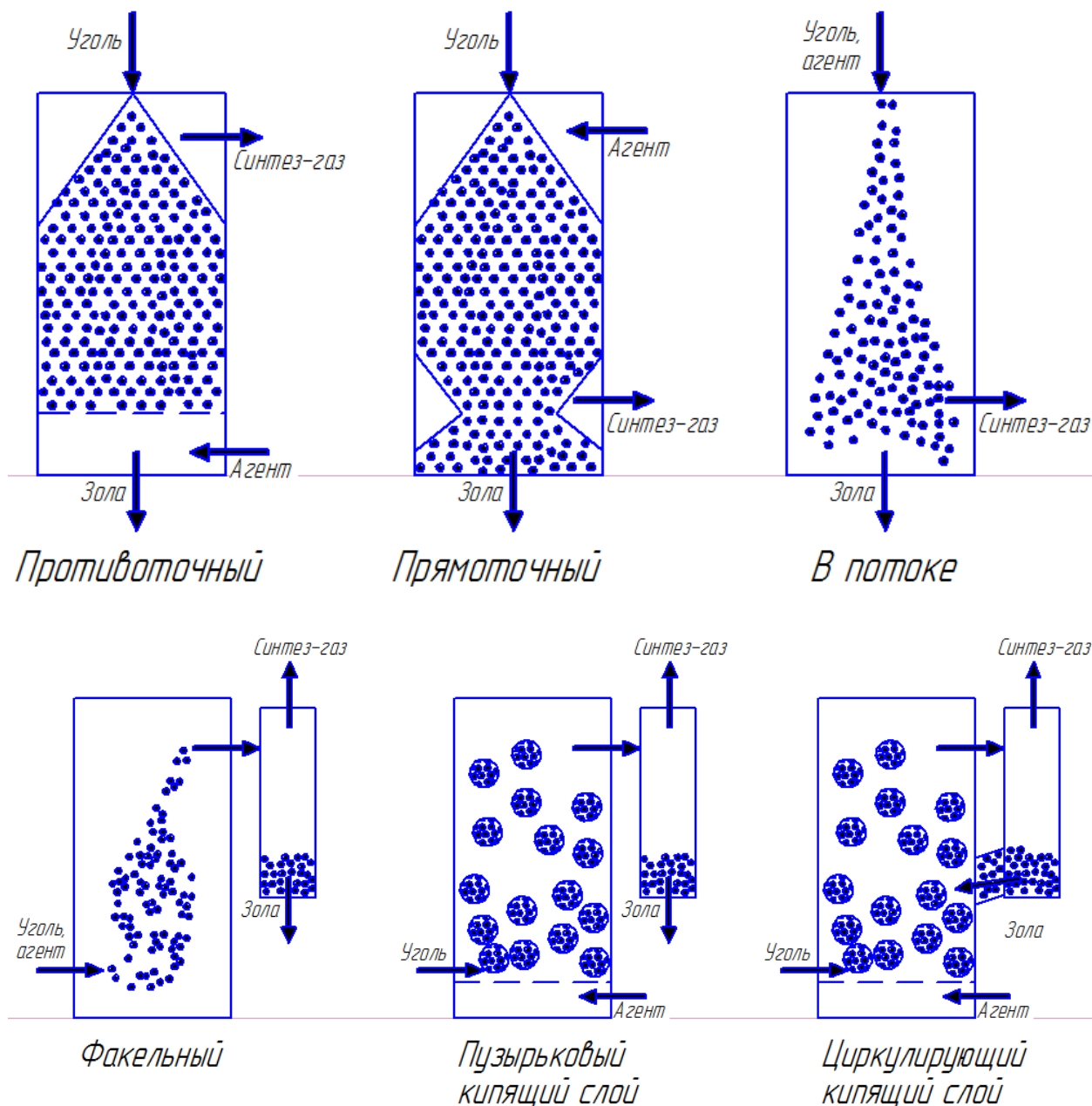


Рисунок 1.1 – Схематичное изображение методов газификации угля

Таблица 1.1 – Сведения об основных методах газификации

Способ	Противоточный	Прямоточный	В потоке	Факельный	ПКС	ЦКС
Теплотворная способность газа, МДж/нм <sup>3</sup>	4,3 - 5,0	4,6- 5,2	10,0 - 10,6	4,2 – 7,3	4,2 – 6,9 5,2 – 12,5	4,2 – 6,9 5,2 – 12,5
Содержание примесей, мг/нм <sup>3</sup>	35 800	600 - 1000	4 - 8	800 - 1600	13 500	14 000
Мощность на тонну сырья МВт	0,04 - 10,0	0,005 - 1,6	20 - 300	20 - 100	0,3 - 4,0	1,0 - 34,0
Размер частиц,	10 - 200	10 - 40	< 1	1 - 10	10 - 20	1 - 10



ММ						
Газифицирующий агент	воздух	воздух, воздух/пар	кислород/пар, воздух/пар	воздух, воздух/кислород	воздух, воздух/пар, кислород/пар	воздух, воздух/пар, кислород/пар
Преимущества	Техническая простота	Высокая степень чистоты газа	Высокая степень чистоты газа	Техническая простота		Выделение серы в кипящем слое, Не существенные требования к помолу, Повышенная интенсивность
Недостатки	Высокое содержание примесей, загрязнение установки отложениями	Низкая единичная мощность	Большие габариты	Низкая эффективность		Ускоренный износ деталей, формирование отложений, низкая маневренность
Области использования	Газ для отопления	Двигатели внутреннего сгорания	производство аммиака, использование в ПГУ	Химическая промышленность	Газ для отопления	Использование в ПГУ при высокой очистке газа
Примеры реализации	Wartsila, Lurgi, Volund, BGL	Bioneer, Ankur, Imbert	Texaco, Shell, Carbo-V, Prenflo,	Shell	Renugas, Metso, BIOSYN, U-Gas	Studsvik, Lurgi, U-Gas, Pyroflow, HTW

Важное место в выборе способов газификации занимает степень помола угля, то есть средний размер частиц. Для газификации топлива мелкого помола или пылевидного применяют разные методы построения потока. При более крупном помолу угля, куски опускаются под действием гравитационных сил, а введение газифицирующих агентов в зону протекания реакции производится снизу, формируя таким образом «кипящий слой». Этот метод характеризуется интенсифицируемой теплопередачей, уменьшением топливных затрат и высокой эффективностью.

Несовершенства этого процесса заключаются в выделении балластных веществ, которые загрязняют синтез-газ. Такие вещества как смолы, фенолы, различные масла появляются в ходе сложных химических взаимодействий при полукоксовании угля. Газификация спекающихся углей в таких условиях усложняется. Все вышеперечисленные моменты, усложняющие технологический процесс влияют на увеличение стоимости технологии, материалов, и самой установки.

Сегодня активно ведутся разработки и испытания способов газификации в псевдооживленном слое и в потоке пылевидного топлива или водоугольной суспензии. Исследования относительно новых способов оправданы, так как эти методы газификации имеют некоторые преимущества. Газификация топлива под давлением уменьшает затраты на сжатие генераторного газа [4].

Целесообразно выбирать состав газифицирующего агента, руководствуясь определяющими факторами. При использовании в качестве агента чистого кислорода, объем синтез-газа, проходящего стадии очистки и охлаждения, может уменьшиться в 3-4 раза, по сравнению с воздушным дутьем. Также, в таком случае, реакция будет протекать при более высоких температурах, то повысит эффективность установки. Однако, для получения кислорода необходимо разделять кислород и остальные компоненты воздуха в воздухоразделительной установке, которая усложняет схему газифицирующей установки и потребляет до 65% электроэнергии на собственные нужды. Учитывая все вышеперечисленное, можно сделать вывод о том, что применение воздухоразделительной установки целесообразно только для энергоустановок, единичной мощностью около 20 МВт и более [5].

Сорта топлив, подвергшихся высокому уровню углефикации, такие как каменные угли и антрациты, можно эффективно газифицировать с условиях с

добавлением пара с составе агента. В ходе реакции водяной пар переходит в водород, что позволяет контролировать содержание водорода и CO, как химических компонентов синтез-газа. В проектах первых газогенераторов существовала проблема подачи угольной пыли в зону газификации. Подача топлива в виде водоугольной суспензии позволяла решить трудности транспортировки, пока не были разработаны системы сухой подачи угольной пыли при достаточной герметичности и надежности. Для исключения случаев самовозгорания угольной пыли, ее могут подавать в смеси с перегретым паром. Энергия для генерации пара получается за счет утилизации тепла синтез-газа, что увеличивает КПД газогенераторной установки.

Практически все энергетические ГТУ рассчитаны для работы при сжигании природного газа. Химический состав генераторного газа отличается высоким содержанием водорода. Синтез-газ имеет сравнительно малую теплоту сгорания, что при эксплуатации ГТУ приведет к увеличению расхода топлива за счет повышенного давления на входе ГТУ. Такие изменения режима работы повлияют на работу компрессора и системы охлаждения лопаток газовой турбины, что неблагоприятно скажется на надежности установки [6]. Такие передовые компании, как Siemens изготовили газовые турбины, настроенные под условия сжигания синтез-газа. Также, ведутся исследования в направлении изготовления турбин, работающих на водороде.

Изначально, КПД парогазовых установок с внутрицикловой газификацией можно было сравнить с КПД традиционного пылеугольного блока – 40-43%. С развитием технологий, КПД ПГУ с ВЦГ достигает значений ПГУ на природном газе – 48-52%.

На данный момент, активно ведутся исследования и реализуются проекты в сфере применения синтез-газа в составе парогазовых блоков.

Часть технологий только проходят стадию испытаний в ходе эксплуатации, другие же уже довольно прочно зарекомендовали себя на энергетическом рынке.

### **1.3. Промышленные установки по газификации углей**

Сегодня технологии газификации активно развиваются, о чем свидетельствуют множество объектов по всему миру, использующие газификацию различных видов топлива. В добавок к существующим объектам, в разработке находятся множество проектов, многие из которых дошли до стадии строительства. Мировыми лидерами в эксплуатации объектов газификации являются США и Китай, которые насчитывают до нескольких десятков предприятий, использующих технологии газификации [7].

На данный момент уровень освоения технологий газификации не так высок по сравнению с другими технологиями энергетики. Парогазовые технологии с внутрицикловой газификацией не находятся на стадии повсеместного промышленного использования, так как на первоначальном этапе целесообразно исследовать и развить все особенности процесса эксплуатации таких установок. Проекты США и стран Европы проходят стадию промышленных испытаний и активно поддерживаются государственным финансированием, так как в интересах страны развивать перспективные технологии в области энергетики.

КПД большинства парогазовых установок с внутрицикловой газификацией составляет около 45% и значительно отстает от ПГУ на природном газе, КПД которых порядка 55%, однако, учитывая активные исследования в области газификации, эффективность ПГУ с ВЦГ в будущем возрастет до уровня КПД классических парогазовых установок еще ближе.

Существует ряд причин, благодаря которым ПГУ с ВЦГ имеет более низкую эффективность. Практически все эти причины сводятся к потере полезной энергии на различных стадиях газификации, которая могла бы быть использована в энергетическом цикле. Сам процесс газификации подразумевает необходимость подвода теплоты, который обычно совершается за счет частичного окисления или сжигания части топлива. Таким образом, энергия химических соединений синтез-газа на 25-30% ниже, чем у исходного угольного топлива. В схемах газификаторов часто применяют утилизацию (т. е. возврат части полезной энергии) теплоты синтез-газа. Также часть энергии тратится на собственные нужды, например, при производстве кислорода в воздухоразделительной установке.

На сегодняшний день существует множество разработанных и опробованных технологических процессов газификации. Следует отметить наиболее популярные в передовых энергетических странах Европы. Это технологии General Electric, Shell, Sasol-Lurgi Dry Ash, Conoco Phillips E-gas [8].

Остановимся подробнее на известных примерах внедренных парогазовых технологий на синтез-газе.

Nuon Power Buggenum, Нидерланды, 2001 г.

Находящаяся в Буггенуме, Нидерланды, электростанция комбинированного цикла с внутрицикловой газификацией мощностью 253 МВт Nuon Power начала свою работу в 2001 году в качестве демонстрационного объекта. Первоначально была построена консорциумом голландских энергетиков, рядом с существующей электростанцией на угле по реке Маас. Это позволило новой демонстрационной установке использовать существующие установки для приема и обработки угля. После завершения демонстрационной фазы завода и либерализации нидерландского сектора энергетики, Nuon Power приобрела завод и эксплуатировала завод в



Станция была построена, чтобы заменить устаревшую пылеугольную электростанцию. Строительство началось в июле 1995 года недалеко от Запад Терр Хаут, штат Индиана, после чего начался ввод в эксплуатацию в ноябре 1998 года. Фаза демонстрации проекта была завершена и передана для коммерческой эксплуатации. Электростанция Wabash river plant предназначена для использования различных местных углей с максимальным содержанием серы 5,9% (на сухой основе) и более высокой теплотворной способностью. Кроме того, на установке были испытаны нефтяной кокс и смеси угля и кокса. На рисунке 3 представлена принципиальная схема станции.

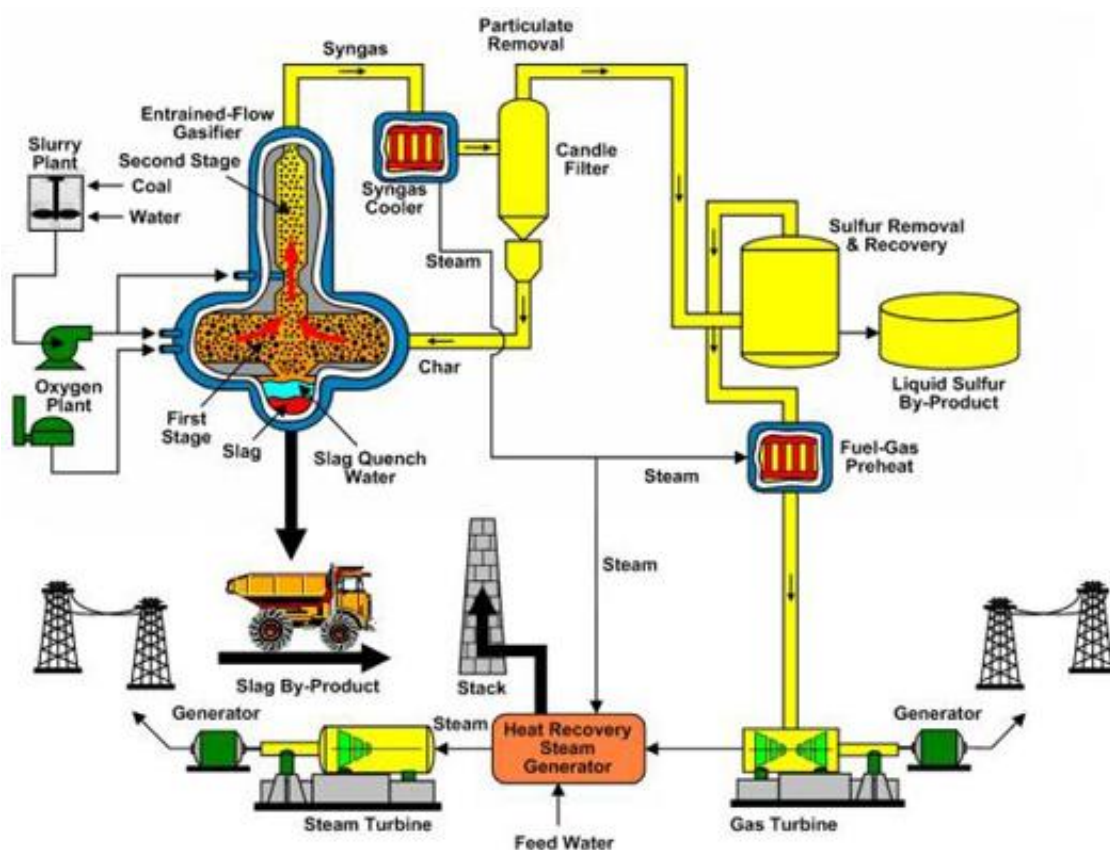


Рисунок 1.3 – Принципиальная схема станции Wabash river plant [10]

Таблица 1.3 – Характеристики работы станции Wabash river plant

Характеристика	Единицы измерения	Значение
Потребление угля	т/день	2,000

Электрическая мощность газовой турбины	МВт	192
Электрическая мощность паровой турбины	МВт	96
Расход мощности на собственные нужды	МВт	36
Отпускаемая электрическая мощность	МВт	252
Электрический КПД	%	40,2
Доля удаляемой серы	%	>99

Sarlux, Италия, 2001г.

Завод по комбинированному циклу комплексной газификации Sarlux является вторым по величине в Европе производительностью 16 миллионов тонн в год. Станция была запущена в марте 2001 года. Система состоит из трех газификаторов, двух газовых турбин. Расположена станция в Саркроке в Италии. Три газовые и три паровые турбины выдают 558 МВт мощности.

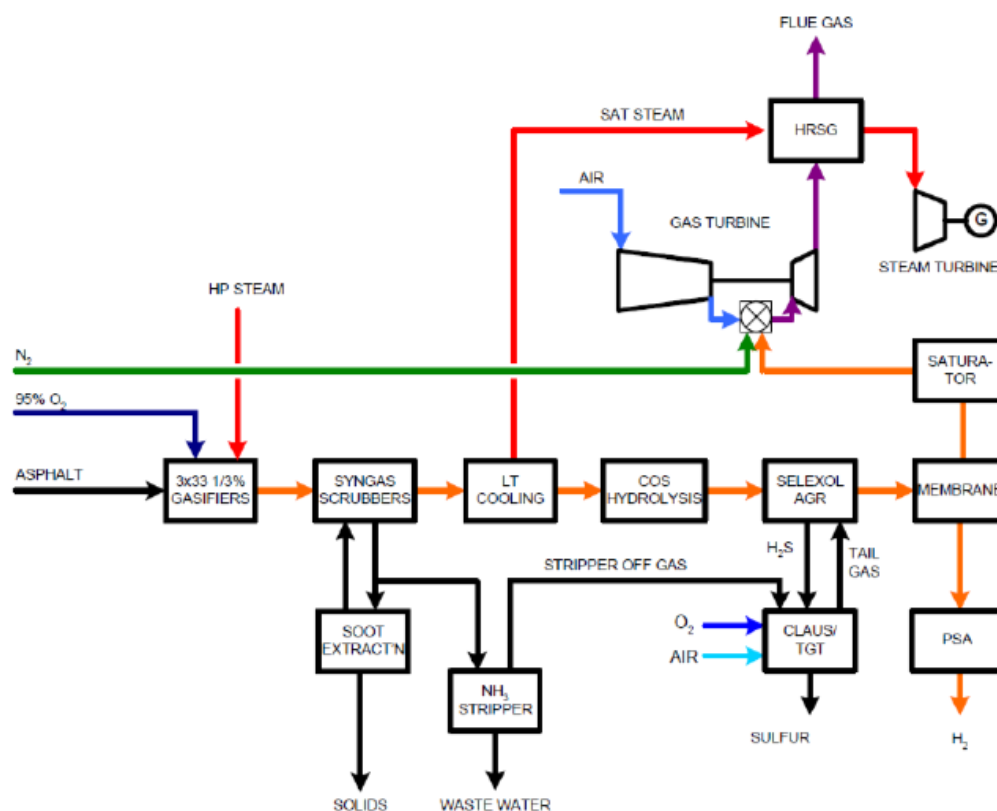


Рисунок 1.4 – Принципиальная схема станции Sarlux [11]



Таблица 1.4 – Характеристики работы станции Sarlux

Характеристика	Единицы измерения	Значение
Электрическая мощность газовой турбины	МВт	136,4
Электрическая мощность паровой турбины	МВт	50,8
Расход мощности на собственные нужды	МВт	115,4
Отпускаемая электрическая мощность	МВт	443,8
Электрический КПД	%	41,2
Выбросы NO <sub>x</sub>	мг/нм <sup>3</sup>	<60
Выбросы SO <sub>x</sub>	мг/нм <sup>3</sup>	<60
Выбросы CO	мг/нм <sup>3</sup>	<25

Puertollano, Испания, 2003г.

Комплекс по газификации Puertollano представляет собой демонстрационный проект мощностью около 300 МВт в Испании, предназначенный для газификации смеси 50/50 высокосольного угля и нефтяного кокса. Впервые завод был запущен в декабре 2002 года, а газовая турбина была впервые запущена синтез-газом (синтез-газ), произведенным газификаторами завода в марте 2003 года.

Основными причинами расположения площадки были локальные поставки угля с высоким содержанием серы и близость к нефтеперерабатывающему заводу Puertollano. Нефтяной кокс от нефтеперерабатывающего завода служит дешевым топливом для совместного сжигания угля.

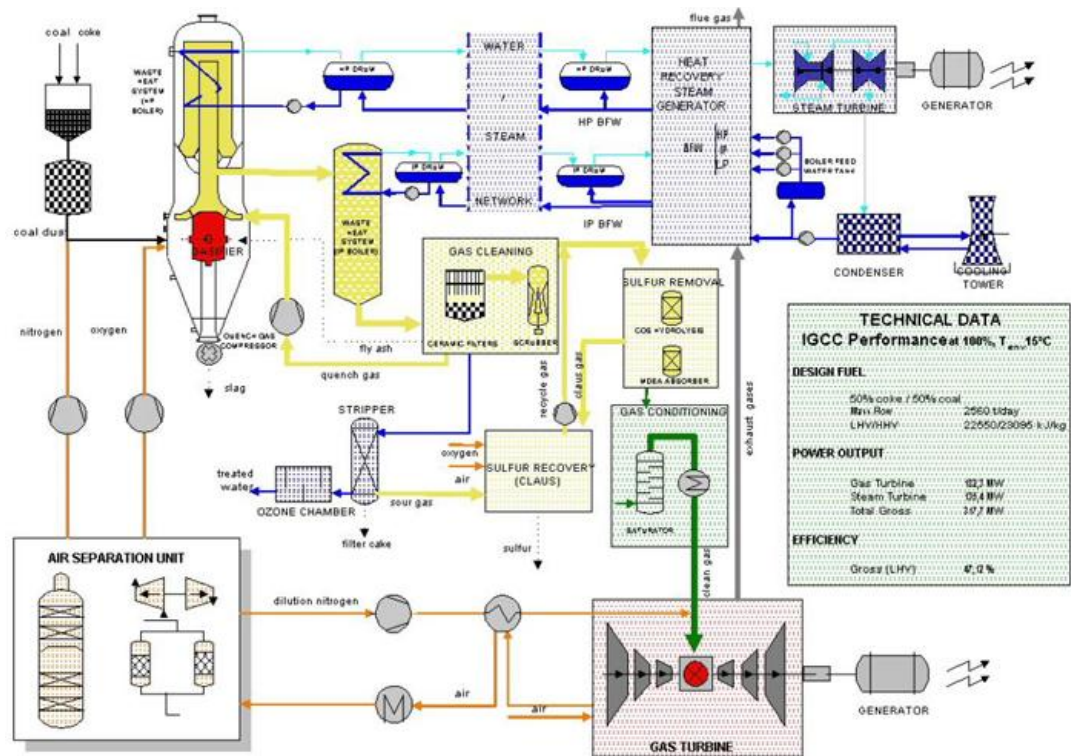


Рисунок 1.5 – Принципиальная схема станции Puertollano [12]

Таблица 1.5 – Характеристики работы станции Puertollano

Характеристика	Единицы измерения	Значение
Электрическая мощность	МВт	300
Электрический КПД	%	42,4
Потребление угля	т/день	3,000
Выбросы NO <sub>x</sub>	ppm	30
Выбросы SO <sub>x</sub>	ppm	7

## 2. Газогенераторная установка прямоточно-вихревой газификации углей

### 2.1. Технологическая схема и установки ПВГУ и принцип ее работы

Парогазовая установка с внутрицикловой газификацией (ПГУ с ВЦГ) представляет из себя классическую ПГУ, постоянно использующую угольное топливо для производства электроэнергии. Газовые турбины могут работать на газообразном топливе (или жидком, высокой степени очистки), ввиду чего из угля получают генераторный газ в газификаторе. Полученный газ в основном состоит из водорода и угарного газа.

Топливо поступает в газификатор, где под высоким давлением (3-7 МПа) происходит процесс окисления. Воздухоразделительное устройство предусмотрено в циклах, использующих в качестве газифицирующего агента кислород. Ввиду высокой температуры газификации (порядка 1400 °С), предусматривается жидкое золоудаление, при котором зола, в расплавленном виде легко удаляется из газификатора.

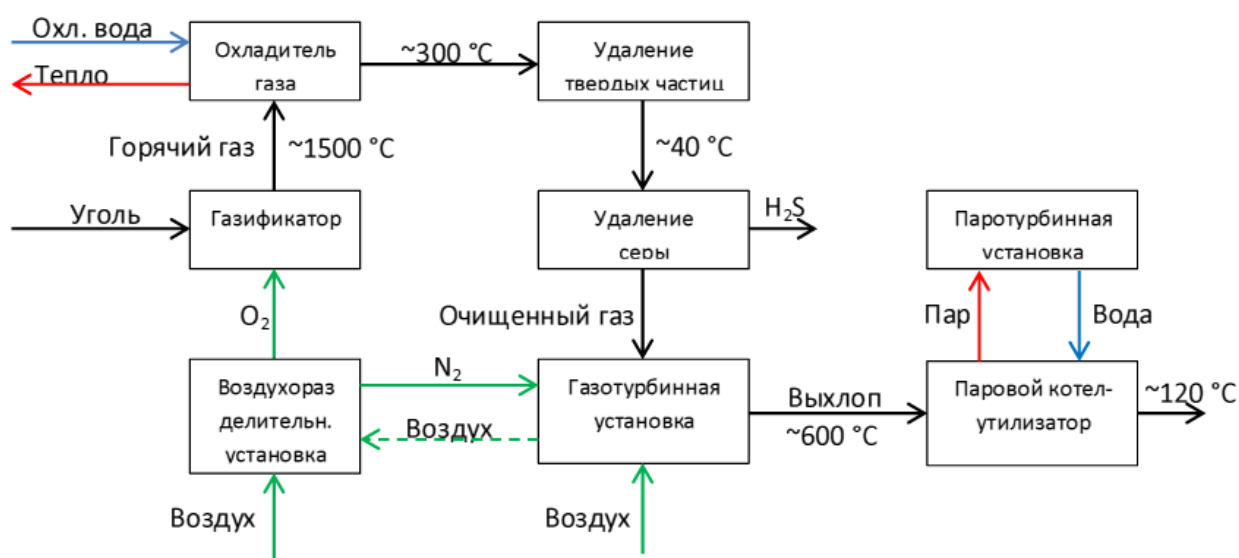


Рисунок 2.1 – Схема процесса внутрицикловой газификации [8]

Генераторный газ, вдобавок к энергии химических связей, имеет тепловую энергию, выделившуюся в процессе высокотемпературной газификации. Учитывая это, возможно использование газоохладителей, использующих теплоту генераторного газа для генерации пара, который направляется в паровую турбину. Газоохладитель существенно увеличивает эффективность цикла ПГУ с ВЦГ, однако повышает капитальные расходы.

После этого, охлажденный газ очищается от вредных примесей, таких как твердые частицы, соединения серы. На данном этапе возможно удаление углекислого газа, что повышает экологичность установки. Далее, генераторный газ сжигается в камере сгорания газовой турбины для производства электрической и тепловой энергии в классическом цикле ПГУ. После газовой турбины, продукты сгорания охлаждаются в котле-утилизаторе, отдавая часть своей энергии на получение пара, который поступает в паровую турбину для генерации энергии.

## **2.2. Характеристики газогенераторной установки с ПВГУ**

Камеру газогенератора можно условно разбить на три участка. На первом происходит распыл водоугольного топлива, его подогрев и испарение компонентов. На этом участке начинается процесс неполного горения. Тепло, необходимое для протекания реакции сообщается с помощью излучения ядра факела и возвратных конвективных потоков.

На втором участке происходит непосредственно горение топлива, где скорость горения определяется температурой потока. Температура возрастает по длине участка, и в определенный момент появляется зона, где сгорание происходит мгновенно. Третий участок представляет собой зону стационарного потока продуктов сгорания.

В качестве газифицирующего агента используется воздух с повышенным содержанием кислорода (около 52%), что улучшает

характеристики получаемого газа. Газификация происходит при давлении около 0,6 МПа. Температура горения топлива составляет порядка 1000°C, при данной температуре предусмотрено удаление золы, не достигшей расплавленного состояния в отдельный бункер.

Внутренняя поверхность камеры газогенератора покрыта термостойкими материалами, обеспечивающими защиту стенок от высокотемпературного влияния.

Далее, продукты газификации поступают в сужающуюся проточную часть, где установлен сепаратор, производящий очистку потока газа от нежелательных примесей. Зола, отделенная в аэродинамическом сепараторе, поступает в отдельные бункеры по специальному трубопроводу.

Перед пуском газогенераторной установки необходимо совершить разогрев камеры до рабочих температур (около 500°C), что обеспечивается сжиганием в газогенераторе природного газа при окислении воздухом.

ПВГГ используется для газификации низкосортных углей марок Д, Б(1-3), Т. Генераторный газ, при данном способе газификации имеет следующий состав: азот – 48÷55%, угарный газ – 25÷28%, водород – 19÷22%, метан – 0,02÷1%, углекислый газ – 0,05÷0,1%. Теплотворная способность равна 4820 кДж/кг. Посторонние примеси в 1 м<sup>3</sup> составляют около 0,001г. Плотность газа при нормальных условиях составляет 1,034 кг/м<sup>3</sup>.

Производительность ПВГГ определяется расходом газа, необходимым ПГУ для заданной мощности. При расходе угля около 6 т/ч можно получить расход генераторного газа около 25 000 м<sup>3</sup>/ч. Для получения расхода ВУС порядка 10 т/ч требуется 4 т/ч воды. При этом, необходимо поддерживать расход воздуха, равный 16 000 м<sup>3</sup>/ч. Затраты электроэнергии на собственные нужды составляют около 360 кВт.

### 2.3. Теплотехнические свойства синтез-газа

Свойства газа будут рассмотрены на примере технологии газификации угля, разработанной компанией Shell (Shell Coal Gasification Process –SCGP) [13]. Процесс происходит в прямоточно-вихревом газификаторе, где мелкофракционное топливо распыляется и газифицируется в потоке при повышенных температурах между 1500 и 1800 °С. Затем, синтез-газ охлаждается до температуры 250 °С для последующей очистки. Твердые частицы, галогены, серные соединения и другие загрязняющие вещества удаляются для предотвращения коррозии технологического оборудования, и что не менее важно для обеспечения практически нулевых выбросов в атмосферу, за исключением CO<sub>2</sub>. После сжигания в камере сгорания синтез-газа, продукты сгорания направляются в проточную часть газовой турбины для выработки электроэнергии.

#### Газификатор

Газификатор предназначен для работы на различных видах топлива для производства синтез-газа, таких как антрациты, каменные и бурые угли. Как правило, синтез газ имеет состав, представленный в таблице 6.

Таблица 2.1 – Состав синтез-газа

Вещество	CO	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O	CO <sub>2</sub>	Ar	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> S	COS
Содержание, %	63	25	5-6	3	2				<1

Качество синтез-газа, в главной степени, определяется составом угля и техническим совершенством системы очистки генераторного газа. В роли газифицирующего агента выступает предварительно нагретый, чистый кислород с уровнем допустимых примесей не более 5%, который смешивается с водяным паром, выступающим в качестве замедлителя до подачи агента на горелки газификатора. Газификатор работает при высоком

давлении около 2,6 МПа и температуре 1600 °С. Повышенная температура обеспечивает высокую степень конверсии углерода, более 99% [13].

Стенки газификатора охлаждаются за счет нахождения в них труб с пароводяной смесью. Такое исполнение позволяет продлевать срок службы газогенератора до 25 лет. Стенки газификатора изнутри покрываются защитным покрытием из шлака, которое защищает от шлаковой эрозии в процессе эксплуатации и также выступает в роли тепловой изоляции. Данный факт объясняет необходимость поддержания правильных режимов шлакообразования в газогенераторе. Для того, чтобы шлак в газификаторе оставался в достаточно плавком состоянии, и не загрязнял поверхности при затвердевании, в уголь может добавляться небольшое количество извести. Высокая температура в газификаторе также позволяет предотвратить затвердевание минеральной части угля на стенках газификатора. Расплавленные вещества способны стекать по стенкам и увлекать шлак в нижнюю часть, где происходит затвердевание в шлаковой ванне. Затем, из ванны шлак может быть легко удален и даже использован в строительной промышленности, как полезный побочный продукт. Вода, используемая в системе шлакоудаления, отделяется от шлака и используется повторно.

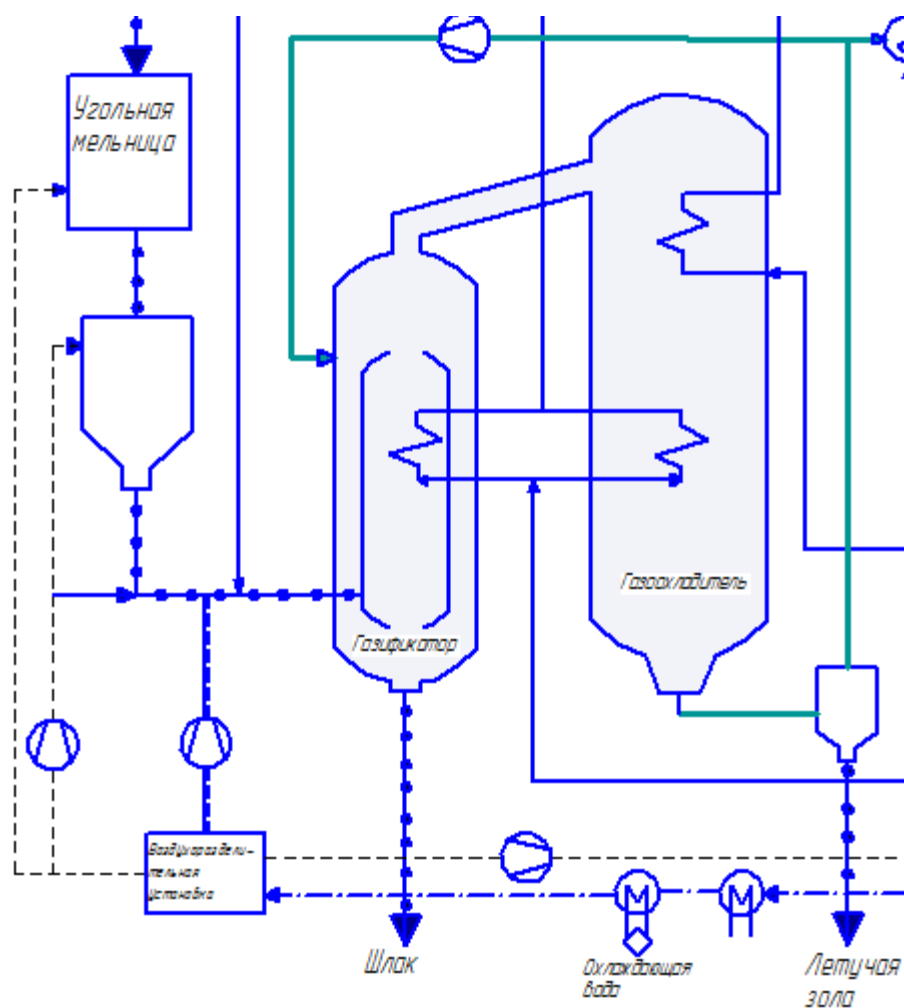


Рисунок 2.2 – Схема газификатора ГТЭС

Для того, чтобы охладить газогенераторный газ ниже точки плавления золы, циркулирующий охлаждающий поток синтез-газа (при температуре 250 °С) входит в поток на выходе газификатора, тем самым охлаждая газогенераторный газ с 1600 °С до 800-900 °С. Таким образом, частицы минеральной части не будут налипать на теплообменные поверхности газоохладителя, тем самым не загрязняя его. Дальнейшее, окончательное охлаждение газа до температуры 250 °С требуется для процесса очистки синтез-газа. Тепло, полученное в ходе процесса охлаждения газа, используется для генерации пара с помощью теплообменников, который может использоваться для отпуска промышленным потребителям, или для нагрева сетевой отопительной воды.



## Устройство газоочистки

Как только исходный газ достигает температуры 250 °С, он подвергается очистке в несколько этапов для того, чтобы удалить твердые частицы золы, галогены, синильную кислоту (HCN), различные соединения серы и другие загрязняющие вещества. На рисунке 7 представлена схема очистки синтез-газа.

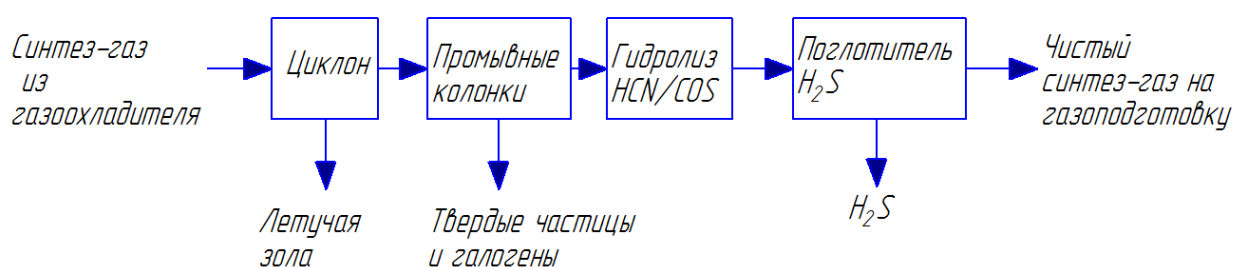


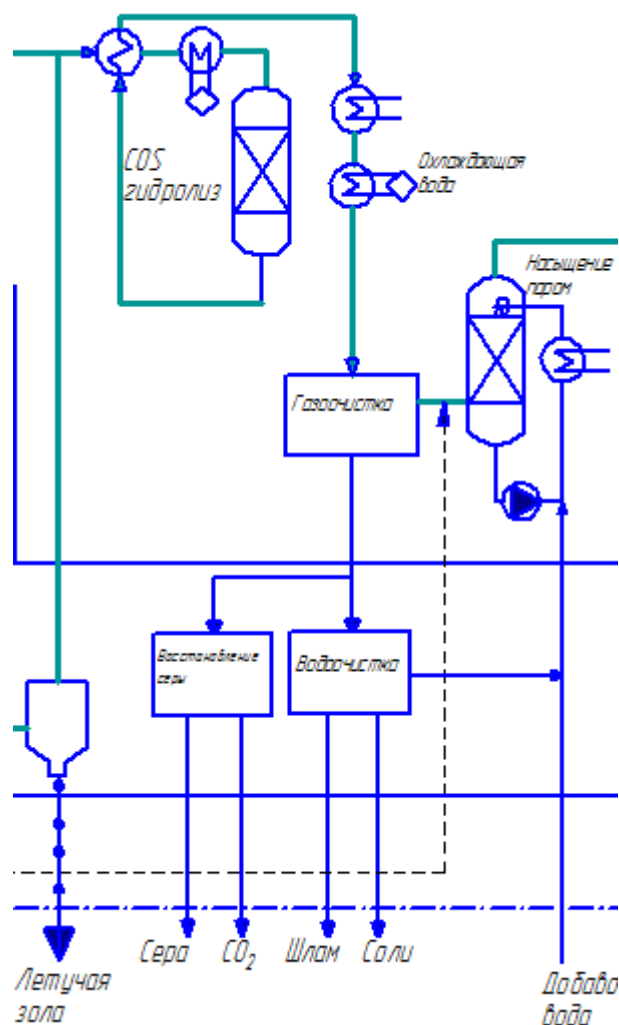
Рисунок 2.3 – Схема очистки синтез-газа

### Циклон, промывные колонки.

Содержание золы в угле достигает порядка 11%, 80% из которых покинут газификатор в виде шлака. Оставшаяся зола, покидающая газификатор в виде мелких летучих частиц, должна быть удалена, так как частицы могут нанести ущерб элементам газовой турбины и загрязнить окружающую среду. Поэтому газ проходит первый этап очистки в виде циклона, работающего при температуре 250 °С. За счет действия центробежных сил, циклон удаляет до 50% твердых частиц. Затем газ промывают в специальных колонках, которые удаляют более мелкие частицы, но, что наиболее важно, также они удаляют и галогены, которые могут вызвать коррозию и загрязнение поверхностей на дальнейших участках очистки.

### Гидролиз HCN/COS и удаление серы

Компоненты, которые требуют удаления после стадии промывки это в основном синильная кислота (HCN) и сероксид углерода (COS). До стадии удаления  $H_2S$ , HCN и COS должны быть преобразованы в аммиак и  $H_2S$  для того, чтобы увеличить общую эффективность удаления серы. После гидролиза, на данной стадии очистки, синтез-газ охлаждается до температуры  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ , тем самым конденсируя почти весь технологический пар. Большая часть аммиака растворяется в конденсате, который отделяется от синтез-газа. Затем из газа удаляются серные соединения в абсорбере, использующем специальный растворитель. Более, чем 99,5% всех серных соединений могут быть удалены таким способом. В установке Claus-SCOT  $H_2S$  преобразуется в обычную серу, которая может продаваться различным химическим предприятиям, что делает ее полезным побочным продуктом производства, а не отходами.



## Рисунок 2.4 – Схема устройства газоочистки

### Подготовка очищенного газа

После очистки, синтез-газ имеет пониженную теплотворную способность. Разбавление газа необходимо для предотвращения высокоадиабатных температур пламени в процессе горения, что может вызвать температурное образование  $\text{NO}_x$  в значительных количествах. В общем случае, максимальная температура пламени в камере сгорания газовой турбины не должна превышать  $1950\text{ }^\circ\text{C}$ . Разбавление синтез-газа осуществляется, в первую очередь, путем смешивания синтез-газа с азотом, подаваемым из воздухоразделительной установки, а затем, путем насыщения газа водяным паром. Эти процессы не только понижают теплотворную способность газа до  $4,3\text{ МДж/кг}$ , но и гарантируют то, что максимальный расход на газовую турбину поддерживается, несмотря на подачу воздуха на воздухоразделительное устройство. Характеристики очищенного газа представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Характеристики очищенного синтез-газа [13]

Вещество	$\text{H}_2$	$\text{N}_2$	Ar	$\text{CH}_4$	CO	$\text{CO}_2$	$\text{H}_2\text{O}$	$\text{H}_2\text{S}$
Содержание, %	11,8	43	0,37	0,02	26,0	3,0	15,8	0,01
Низшая теплотворная способность, МДж/кг	4,3							

Синтез-газ, имеющий низшую теплоту сгорания в пределах  $4,0\text{-}4,5\text{ МДж/кг}$  является наиболее предпочтительным для работы камеры сгорания газовой турбины. На практике, низкое (или высокое) значение теплотворной способности приводит к проблемам с горением газа, и проблемам с устойчивостью пламени в камере сгорания. Это может привести к необходимости использования других конструкций камер сгорания и топливных форсунок. Существуют альтернативные методы достижения

более высокой теплотворной способности путем регулировки разбавления газа и снижения его насыщенности водяным паром.

### **3. Газотурбинная тепловая электрическая станция с внутрицикловой газификацией углей**

#### **3.1. Технологическая схема газотурбинной установки с двухступенчатым центробежным компрессором в составе ТЭС с внутрицикловой газификацией угля**

Выбор технологической схемы обусловлен промышленным опытом использования энергетических установок с внутрицикловой газификацией, например станция Buggenum в Нидерландах имеет продолжительный опыт эксплуатации газотурбинных установок с внутрицикловой газификацией.

Выработанный и прошедший все предварительные технологические стадии, синтез-газ направляется в газовую турбину, где он сжигается с избытком воздуха. Продукты сгорания попадают в турбину при температуре 1050 °С и давлении 1,1 МПа, КПД составляет около 34%. Компрессор обеспечивает подачу воздуха в камеру сгорания и также, с учетом потока воздуха на вход воздуходелительного устройства. Так как полная потребность воздуходелительной установки обеспечивается воздухом для газовой турбины, несоответствие между расходами приводит к недостатку расхода в турбине. Для восполнения расхода через газовую турбину, синтез-газ разбавляется азотом из воздуходелительной установки, и, в меньшей степени, насыщается водяным паром.

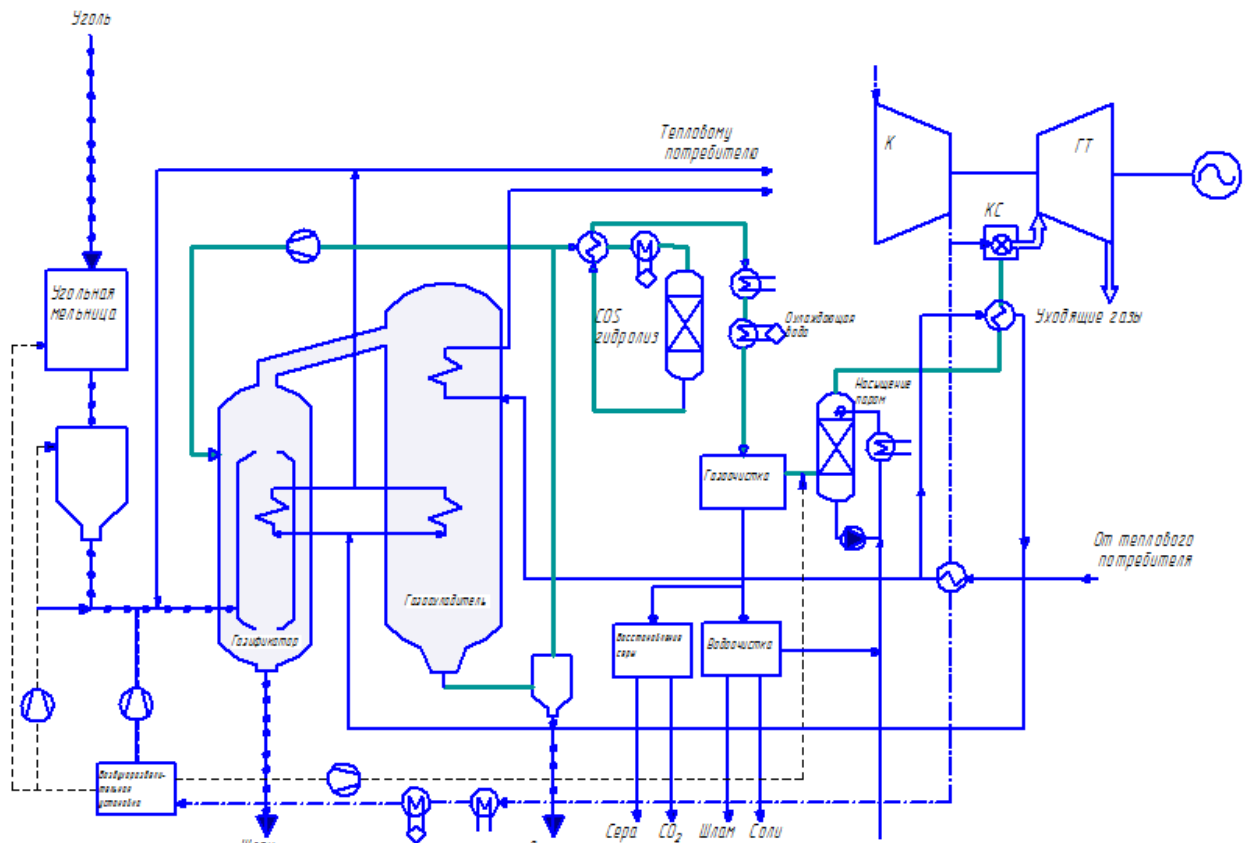


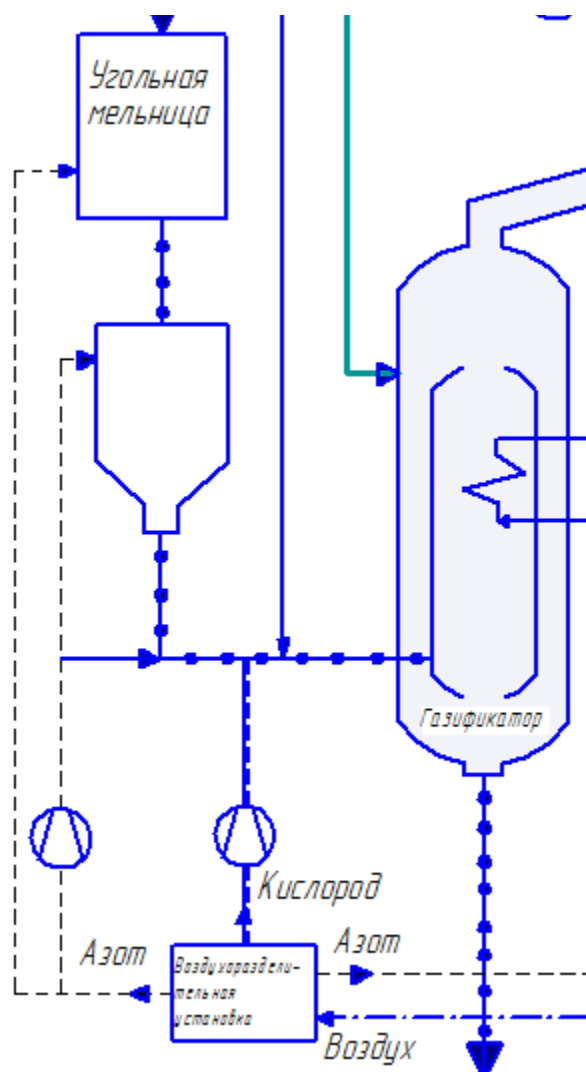
Рисунок 3.1 – Технологическая схема энергоблока ГТЭС

Энергоблок состоит из камеры сгорания, компрессора, газовой турбины и генератора. Задача данной системы состоит в преобразовании химической энергии топлива в механическую энергию вращения вала, и окончательно в электрическую энергию, выработанную генератором. Компрессор должен подавать достаточное количество сжатого воздуха в турбину и воздухоразделительное устройство.

При полной нагрузке, мощность газовой турбины может достигать 156 МВт. Тепло, полученное в ходе процесса охлаждения газа, используется для генерации пара с помощью теплообменников, который может использоваться для отпуска промышленным потребителям, или для нагрева сетевой отопительной воды. Около 31-36 МВт электроэнергии расходуется на собственные нужды для эксплуатации вспомогательного оборудования, из которого основную мощность (до 20 МВт) потребляет воздухоразделительная установка.

## Воздухоразделительная установка

Воздухоразделительная установка, основанная на технологии криогенной дистилляции (Air Products and Chemicals Inc.), производит около 1700 тонн 95%-ого кислорода в день, который вместе с водяным паром выполняет функцию газифицирующего агента. Воздух для ВРУ подается от компрессора турбины, поэтому воздухоразделительная установка обеспечивает не только кислород, необходимый для газификации, но и азот, который будет использован в технологическом процессе. Азот под давлением в основном используется для разбавления очищенного синтез-газа, и также может использоваться для транспортировки угольной пыли в течение подготовки и газификации топлива.



## Рисунок 3.2 – Воздухоразделительная установка энергоблока ГТЭС

### Система водоснабжения

Во время эксплуатации установки, вода используется для некоторых процессов охлаждения и очистки, включая шлакоудаление из газификатора. Системы осветления воды и золошлакоудаления образуют замкнутый контур. Наибольшее количество воды повторно используется при подаче в шлаковую ванну. Утечки системы техводоснабжения минимальны. Блок очистки газа производит огромное количество загрязненной воды, которая содержит тяжелые металлы и фториды. Следовательно, сточные воды должны быть тщательно очищены перед сбросом в окружающую среду. Сброс воды, использовавшейся в газоочистке запрещен, поэтому используются методы очистки, такие как Zero Liquid Discharge (ZLD). На заключительной стадии обработки, вода испаряется, образуя остаточные соли. Конденсат, получившийся в ходе процесса повторно используется при насыщении синтез-газа водяным паром.

### **3.2. Выбор параметров ГТУ с промежуточным охлаждением в процессе сжатия**

В данной работе предусматривается разработка газотурбинной установки малой мощности и габаритов, работающей на синтез-газе, полученном по технологии Shell Coal Gasification Process –SCGP) [13]. Процесс происходит в прямоточно-вихревом газификаторе, где мелкофракционное топливо распыляется и газифицируется в потоке при повышенных температурах.

Синтез-газ, полученный в данной установке обладает существенно меньшей теплотворной способностью (4,3 МДж/кг), по сравнению с исходным сырьем – углем, обладающим теплотворной способностью 26,7 МДж/кг. Теплотехнические характеристики полученного синтез-газа

существенно отличаются от теплотехнических характеристик природного газа – классического топлива, которое используют все современные газотурбинные установки.

Энергетические газотурбинные установки большой мощности используют в своем составе осевые компрессоры для подачи большого расхода воздуха в камеру сгорания. Воздух, подаваемый компрессором, служит для поддержания устойчивого процесса горения, а также является составным компонентом рабочего тела в газовой турбине, смешиваясь в продуктах сгорания газа камере сгорания газотурбинной установки. В осевых компрессорах воздух движется в направлении, совпадающем с осью вращения вала. Их распространенность в энергетике объясняется довольно высокими КПД. Последовательно расположенные ступени позволяют относительно просто рассчитать газодинамику ступеней, располагающихся последовательно. Все перечисленные достоинства делают возможным обеспечивать в компрессорах подобного типа большие степени повышения давления в нескольких ступенях (20-25 ступеней) с небольшими потерями давления и, как следствие, обеспечением экономичности установки в заданных пределах [15].

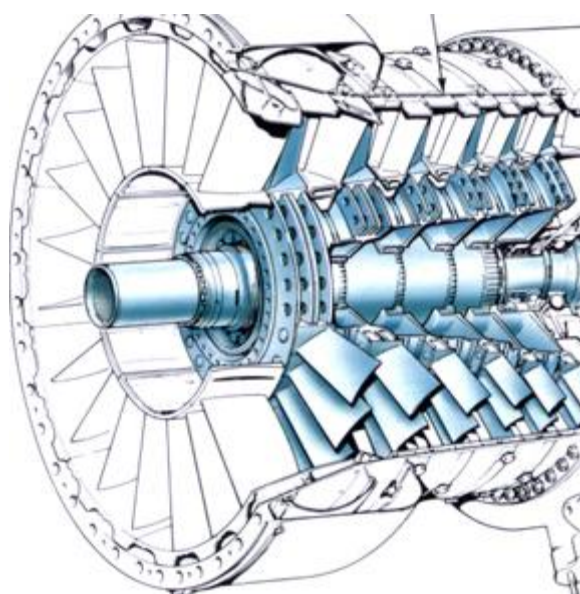


Рисунок 3.3 – Осевой многоступенчатый компрессор [15]



Величина степени сжатия порядка 2...2,2 достигается в одной ступени осевого компрессора, а КПД ступени составляет до 0,9...0,92 [16]. Осевые компрессоры предназначены для обеспечения больших пропусков расходов.

Применительно к газотурбинной установке малой мощности и габаритов, целесообразно использование центробежного компрессора. В таких компрессорах рабочая среда движется под действием центробежных сил, то есть от центра оси вращения к периферии рабочего колеса.



Рисунок 3.4 – Рабочее колесо центробежного компрессора [17]

Центробежные компрессоры, в сравнении с осевыми, в состоянии обеспечить большие степени сжатия в пределах одной ступени. Степень сжатия в одной ступени центробежного компрессора может быть больше 5...6, а в новых перспективных разработках достигает значения 12. КПД проточной части ступени центробежного компрессора меньше, чем в осевом и составляет 0,85 [17]. Но, что существенно, в отличие от осевых компрессоров, в случае центробежных, при уменьшении расхода компрессора, а значит и уменьшении высот лопаток, уменьшение КПД центробежных компрессоров не настолько выражено, чтобы это имело значимый характер. Учитывая все вышеперечисленное, можно сделать вывод

о том, что, в основном, центробежные компрессоры применяются в газотурбинных установках с небольшими расходами рабочего тела. Однако, степени сжатия в таком случае будут небольшими, порядка 1,5...10. В данной области, центробежные компрессоры несомненно имеют преимущества значений КПД, по сравнению с осевым, при одинаковой степени сжатия. Центробежные компрессоры гораздо проще в своей конструкции, чем осевые компрессоры и менее зависимы от условий эксплуатации. Следует отметить, что размеры центробежных компрессоров будут увеличиваться при увеличении расхода рабочего тела через проточную часть. Именно поэтому область использования центробежных компрессоров ограничивается малыми расходами среды, по сравнению с осевыми компрессорами ( $\sim 12$  кг/с) [17].

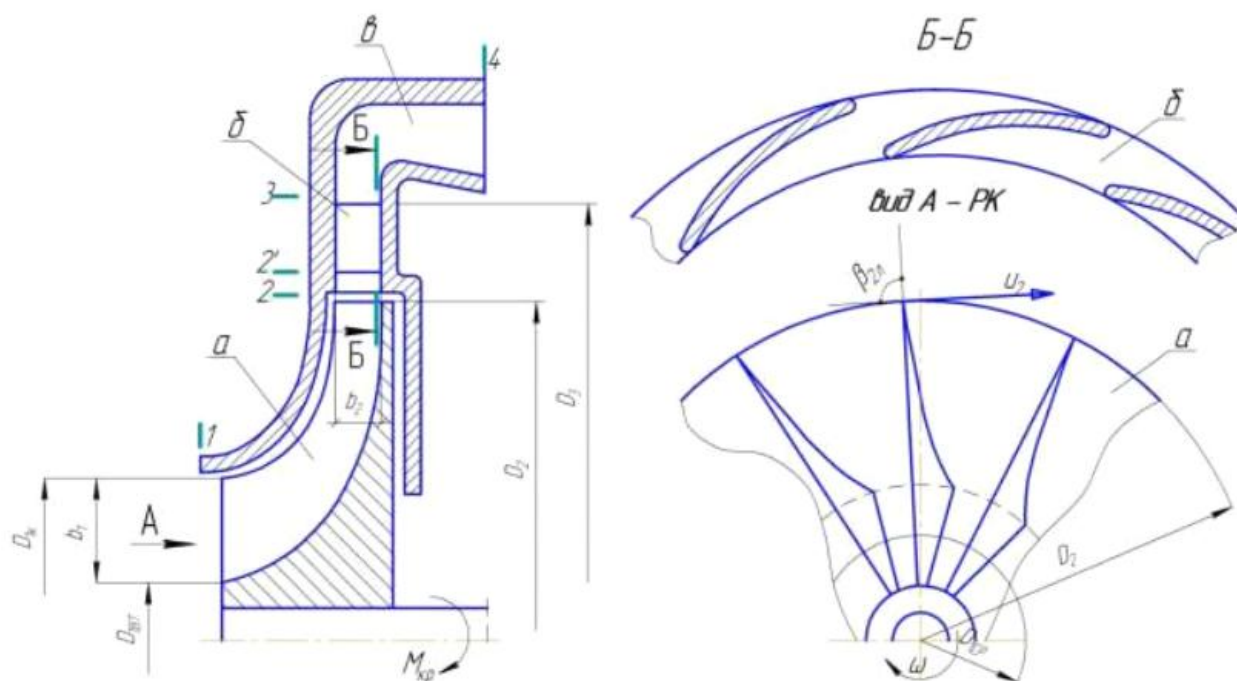


Рисунок 3.5 – Схема ступени центробежного компрессора [17]

Таким образом, выбор включения в схему газотурбинной установки малой мощности и габаритов центробежного компрессора обосновывается, исходя из малых расходов рабочего воздуха и достаточно высокой степени повышения давления.

Учитывая существенные отличия теплотехнических характеристик энергетического топлива, и малые расходы воздуха, в ходе расчетов установки будут получены характеристики, значительно отличающиеся от характеристик энергетических газотурбинных установок большой мощности, работающих на природном газе. Заниженные теплотехнические характеристики повлияют на соотношения воздуха и синтез-газа в камере сгорания. Исходя из довольно маленького расхода воздуха, который в состоянии обеспечить современные центробежные компрессоры, будет рассчитан расход топлива в камеру сгорания, необходимый для выработки заданной мощности газотурбинной установки.

В данной схеме газотурбинной установки предусмотрено использование двух ступеней компрессора, между которыми воздух будет охлаждаться при определенном давлении, которое оптимизируется, исходя из условий наибольшей экономичности газотурбинной установки. Промежуточное охлаждение позволяет сократить работу, затрачиваемую на сжатие воздуха во второй ступени компрессора, повышая эффективность газотурбинной установки в целом.

### **3.3. Определение геометрических размеров проточной части ГТУ**

В ходе расчетов газотурбинной установки необходимо определить температуры и давления торможения продуктов сгорания перед входом газовой турбины в сечение  $00$  и за выхлопным патрубком в сечении  $dd$ , изображенных на рисунке 3.6.

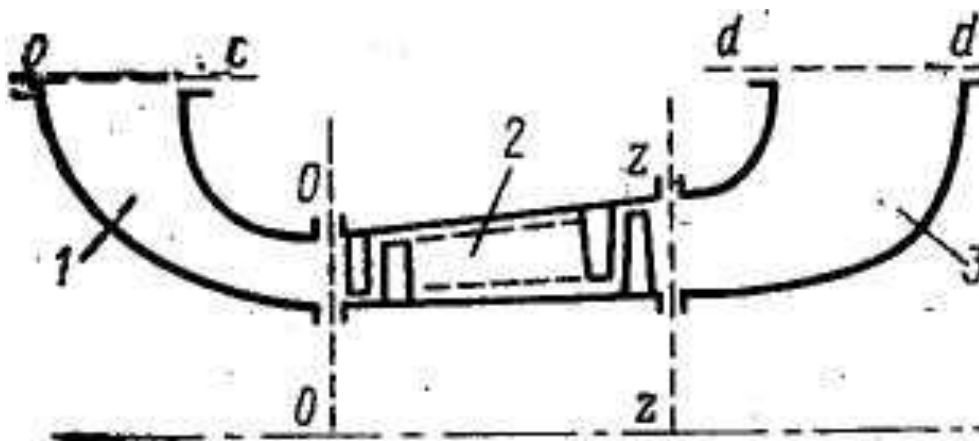


Рисунок 3.6 – Схема проточной части газовой турбины [18].

1,3 – входной и выхлопной патрубки, 2 – проточная часть газовой турбины.

При рассмотрении сечений 00 и zz нужно понимать, что параметры продуктов сгорания в этих сечениях будут отличаться от параметров во входном и выхлопном патрубках, где происходят потери части энергии потока продуктов сгорания. Теплоперепад на газовую турбину не является большой величиной, что делает необходимым учитывать потери во входном и выхлопном патрубках, которые существенно влияют на значение суммарного теплоперепада. Поэтому определение теплоперепада следует производить с учетом этих потерь. Давления торможения в сечениях 00 и zz вычисляются, если известны в выхлопном и входном патрубках.

По параметрам рабочего тела определяется располагаемый теплоперепад на все ступени турбины. Необходимо учитывать коэффициент возврата теплоты, при расчете числа ступеней, который учитывает энергию трения рабочего тела о проточную часть, вследствие чего выделяется определенное количество теплоты. При определении числа ступеней необходимо оценить окружную скорость в корневом сечении лопатки, выбрать оптимальное отношение скоростей.

В процессе конструирования и расчета турбин, прежде всего определяются характеристики проточной части: средние диаметры всех

ступеней проточной части, высоты сопел и лопаток всех ступеней, хорды лопаток, и прочие характеристики. Габариты корпуса, размеры ротора газовой турбины зависят от характеристик проточной части. Ниже представлено схематичное изображение ступени турбины, на которой обозначены основные характеристики, которые требуется рассчитать.

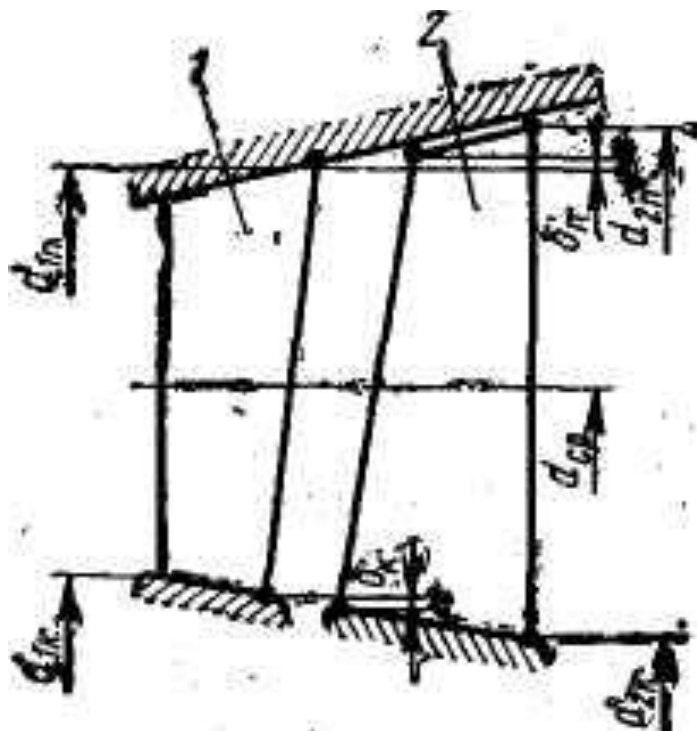


Рисунок 3.7 – Схема ступени газовой турбины [18].

Это диаметры вершин сопловых и рабочих лопаток и корневые диаметры сопловых и рабочих решеток. Значение окружной скорости в корневом сечении рабочих принимают как можно больше, но с учетом условий прочности лопаток, при котором силы, возникающие при вращении рабочего венца ступени, не приведут к разрушению решетки. Значение отношения скоростей выбирается оптимальным, при котором экономичность ступени будет максимальной, то есть КПД наивысшим.

Достаточно определить скорости потока на среднем диаметре ступени, для того, чтобы приблизительно рассчитать размеры ступеней. Угол выхода потока из сопел выбирается в пределах  $14-20^\circ$  [18]. Корневой диаметр

лопатки определяется из выбранной окружной скорости и известной частоте вращения, которая обычно задается. Задавшись значением степени реактивности, можно рассчитать теплоперепады на рабочую и сопловые решетки, а после, определить скорости потока в ступенях.

Длина сопла у его выходной кромки подбирают большей, чем длина рабочей лопатки у ее входной кромки. Относительное расположение лопаток предусматривается таким образом, что вершина рабочей лопатки была немного выше вершины сопловой лопатки, а корневое сечение рабочей – немного ниже корневого сечения сопловой. Данная разница длин называется перекрыши. Опыт использования таких конструктивных решений говорит о том что КПД ступени повышается, что вызвано улучшением структуры газодинамики потока у периферии и корней лопаток.

#### **3.4. Определение показателей тепловой экономичности установки с внутрицикловой газификацией**

Для определения показателей тепловой экономичности производится тепловой расчет цикла газотурбинной установки с внутрицикловой газификацией, работающей на синтез-газе.

Выбор начальной температуры рабочего тела – продуктов сгорания синтез-газа, обусловлен опытом использования газотурбинных установок, в том числе и работающих на синтез-газе, таких как газовая турбина Siemens V94.2 в составе блока станции с внутрицикловой газификацией Buggenum в Нидерландах [19]. Начальная температура продуктов сгорания на входе в проточную часть газовой турбины составляет  $t_0^T = 1100$  °С. Начальная температура рабочего тела центробежного компрессора – воздуха, принимается для расчетных режимов газотурбинных установок и составляет  $t_0^K = 15$  °С [20].

Оптимальное отношение давлений в двух ступенях компрессора при заданном отношении температур выбирается по диаграмме оптимальных отношений давлений ГТУ, исходя из условия максимальной эффективности, при учете значения коэффициента отношения температур  $\tau$ .

$$\pi_k = 25$$

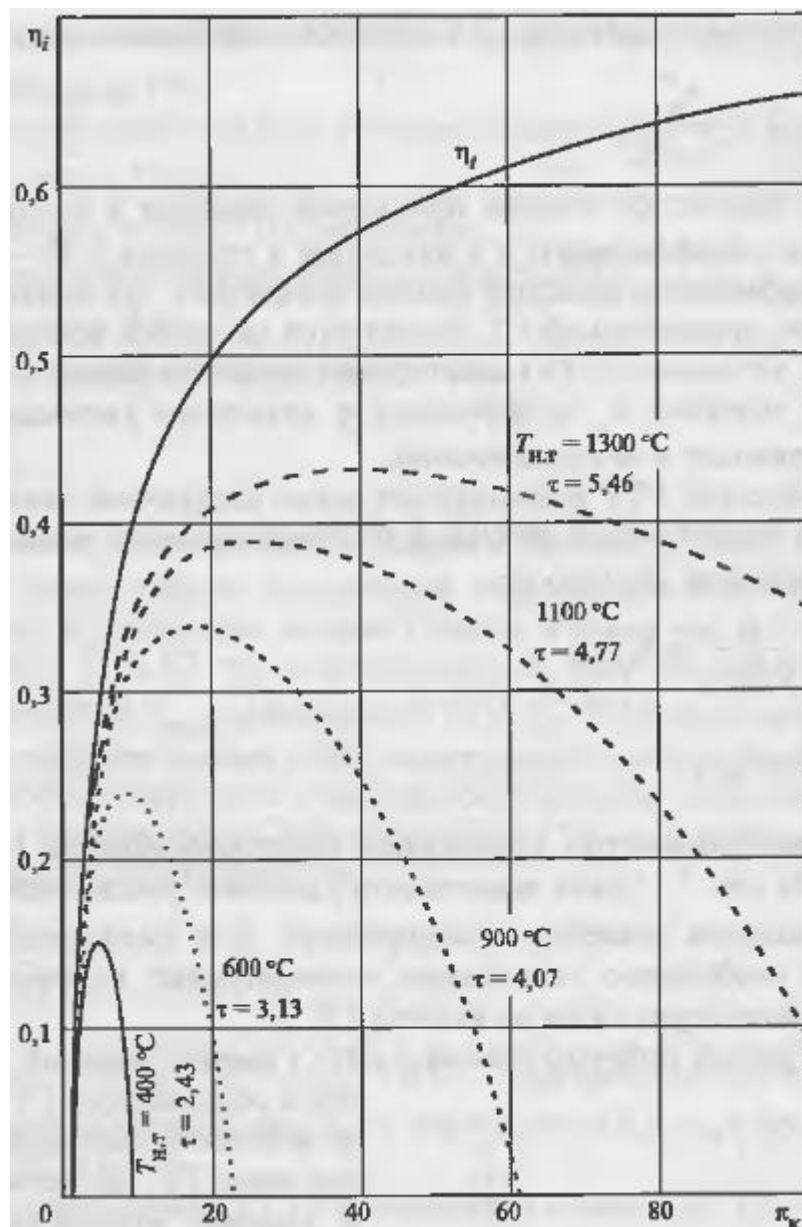


Рисунок 3.8 – Зависимость внутреннего КПД ГТУ от степени повышения давления воздуха в компрессоре и начальной температуры газов [14].

При расчете компрессора, приближенно задается значение коэффициента изоэнтропы для того, чтобы рассчитать температуру воздуха после первой ступени компрессора, согласно уравнению адиабаты. Узнав температуру воздуха, можно рассчитать энтальпии воздуха на входе и выходе компрессора для определения средней изобарной теплоемкости в первой ступени компрессора. Затем, рассчитываются уточненные значения коэффициента изоэнтропы и температуры воздуха после первой ступени компрессора. Итерационные расчеты продолжаются, пока погрешность вычислений не достигнет заданных пределов. Аналогично происходит расчет параметров для второй ступени компрессора.

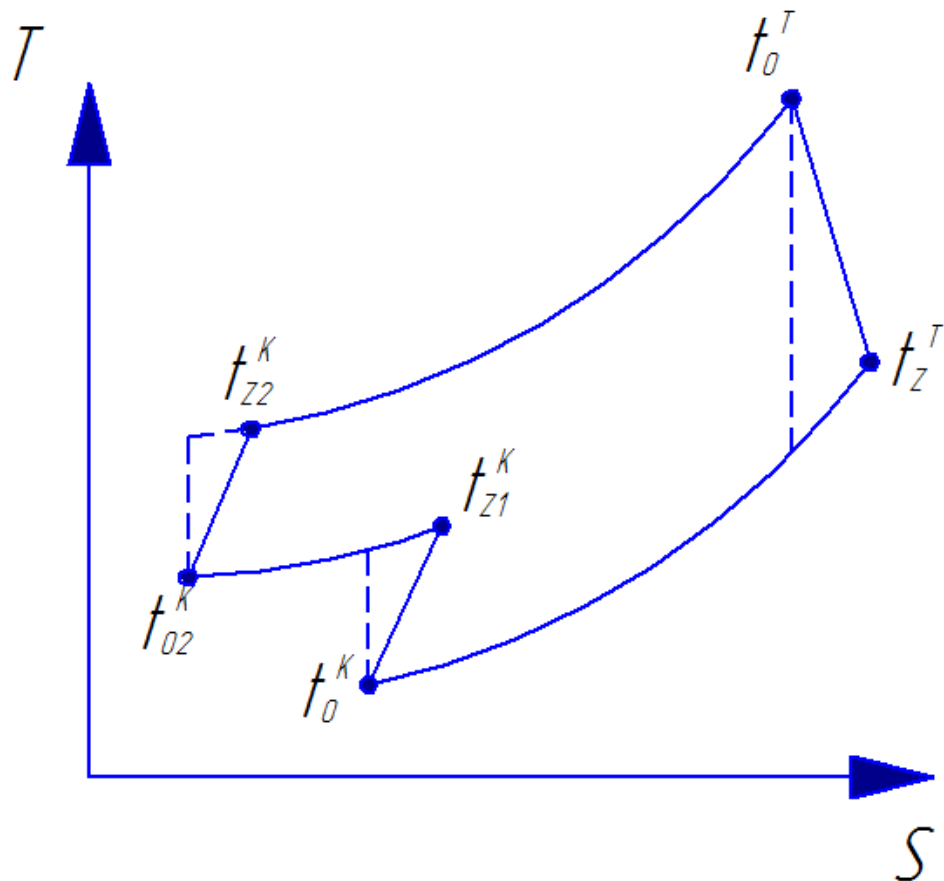


Рисунок 3.9 – Изображение цикла ГТУ в TS-диаграмме

Для расчета камеры сгорания газотурбинной установки с внутрицикловой газификацией, рассчитывается величина  $L_0$  – количество воздуха, необходимое для сжигания  $1 \text{ м}^3$  синтез-газа. Расчет данной



величины приведен в Приложении В. Зная величину  $L_0$  можно определить коэффициент избытка воздуха  $\alpha$ .

Расчет процесса в газовой турбине, также происходит на основе адиабатического процесса. Однако, необходимо учитывать то, что в турбине в качестве рабочего тела выступает смесь продуктов сгорания синтез-газа и воздуха, подаваемого центробежным компрессором. Температура газов на выходе турбины рассчитывается итерационно в пределах допустимой погрешности.

После основных расчетов, зная параметры цикла газотурбинной установки во всех точках можно вычислить удельные работы для компрессора, для турбины, и полезную работу на валу. Согласно литературным источникам [17] современные центробежные компрессоры способны обеспечить расход  $G_k = 10,4$  кг/с. Задаваясь расходом топлива в начальном приближении, расход через газовую турбину рассчитывается исходя из следующего очевидного соотношения  $G_T = B' \cdot (1 + \alpha L_0)$ . Затем, расход топлива уточняется с помощью уравнения материального баланса  $B = G_T - G_k$ . Расчеты происходят до тех пор, пока не достигается заданное значение погрешности.

Окончательно, рассчитываются электрическая мощность ГТУ, абсолютный электрический КПД газотурбинной установки и абсолютный электрический КПД цикла с газификацией. Результаты расчетов сведены в таблицу. Пример расчета цикла газотурбинной установки с внутрицикловой газификацией предоставлен в Приложении Б.

Согласно характеристикам газогенераторной установки Shell (Shell Coal Gasification Process –SCGP) [13], расход угольного топлива в газогенератор составляет  $B_{\text{угл}} = 1,35$  кг/с. Зная теплотворную способность угля, можно отнести тепловую мощность сгорания исходного топлива в полезной электрической мощности, выработанной генератором и оценить

значение КПД цикла с газификацией, который получит довольно низкое значение. Однако, судить о целесообразности использования подобных технологий следует, учитывая не только эффективность преобразования энергии, а также специфические условия, такие как качество угольного топлива, издержки на транспортировку топлива и экологические выгоды использования довольно чистой энерготехнологии.

Таблица 3.1 – Расчетные характеристики газотурбинной установки с внутрицикловой газификацией

Характеристика	Значение
оптимальное отношение давлений, $\pi_k$	25
Температура газов на входе в турбину, $t_0^T$ ,	1100 °C
Расход воздуха через компрессор, $G_k$	10,4 кг/с
Расход топлива в камеру сгорания	$B = 3,53$ кг/с
Электрическая мощность установки, $N_э$	6 659 кВт
Абсолютный электрический КПД газотурбинной установки, $\eta_э^{ГТУ}$	0,382
Абсолютный электрический КПД цикла с газификацией, $\eta_э^{газиф}$	0,185

Разделительное давление воздуха после первой ступени компрессора оптимизируется, исходя из условий максимальной эффективности работы цикла газотурбинной установки на синтез-газе.

Таблица 3.2 – Зависимость КПД ГТУ от разделительного давления между ступенями компрессора.

$p_{\text{разд}}, \text{ ата}$	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}$	0,354	0,362	0,376	0,382	0,374	0,363	0,355	0,349	0,341

Цикл рассчитывается для разных давлений между ступенями центробежного компрессора, результаты сводятся в таблицу, строится графическая зависимость.

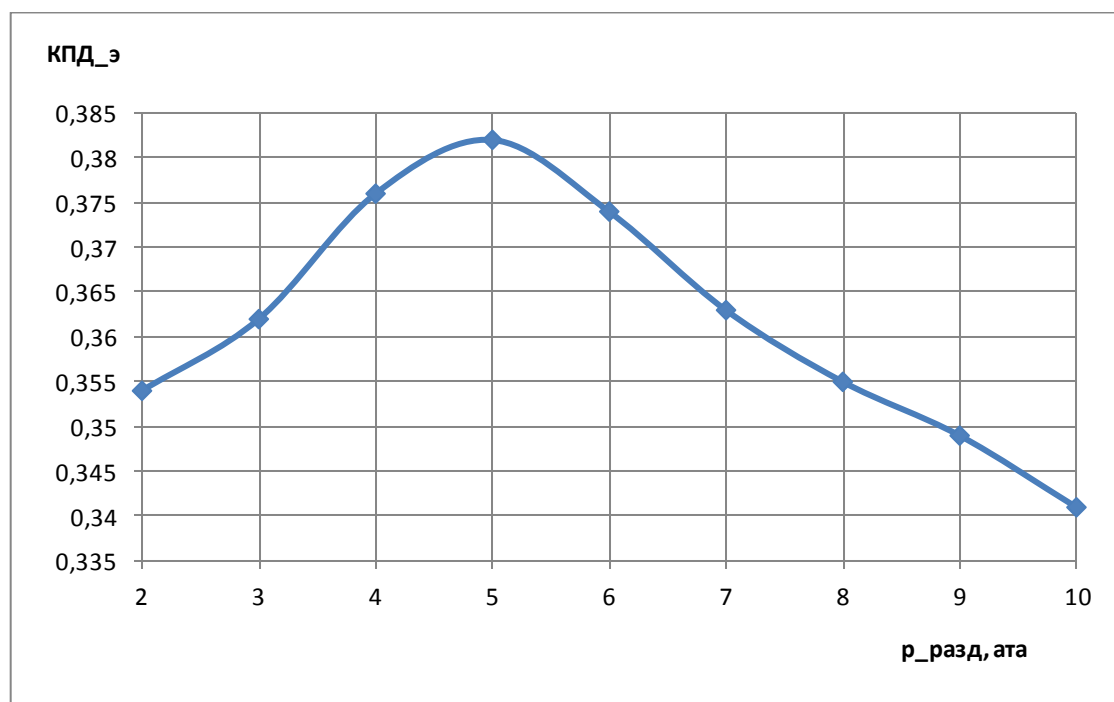


Рисунок 3.10 – График зависимости КПД ГТУ от разделительного давления между ступенями компрессора

Таким образом, как видно из графика, наивысшая экономичность цикла газотурбинной установки с внутрицикловой газификацией достигается при значении давления после первой ступени компрессора 5 ата. То есть, степень повышения давления с первой ступени центробежного компрессора составляет  $\pi_{\text{к1}} = 5$ . Так как общая оптимальная степень повышения давления равна  $\pi_{\text{к}} = 25$ , значит

$$\pi_{\text{к}} = \pi_{\text{к1}} \cdot \pi_{\text{к2}} = 25$$

$$\pi_{к1} = \pi_{к2} = \sqrt[2]{\pi_{к}} = \sqrt[2]{25} = 5$$

Значит, оптимальное разделительное давление достигается при одинаковой степени повышения давления в ступенях центробежного компрессора. При таком соотношении степени повышения давлений в цикле затрачивается минимальная работа на сжатие воздуха в многоступенчатом центробежном компрессоре.

#### **4. Технико-экономическое обоснование ТЭС с внутрицикловой газификацией**

Блок газотурбинной электростанции с внутрицикловой газификацией, с точки зрения достоинств и недостатков можно рассматривать как классический блок энергетических ГТУ. Однако, стоит учитывать ряд особенностей данной технологии, такие как малая мощность и габариты. Также не стоит забывать про отдельный сложный технологический процесс газификации угля, который имеет свои особенности, которые в конечном счете влияют на общую картину экономичности блока.

Как показали расчеты, КПД газотурбинной установки с внутрицикловой газификацией углей соответствует показателям современных газотурбинных установок, которые находятся в диапазоне 33-39%. Однако, при учете высокой температуры выхлопных газов можно рассматривать модернизацию блока газотурбинной установки с внутрицикловой газификацией для комбинированного использования паровой турбины, организуя таким образом, высокоэкономичный парогазовый цикл. Также, в ходе газификации исходного сырья, технологическим процессом предусмотрен отвод теплоты в газификаторе и газоохладителе, это тепло может быть полезно использовано для отпуска его потребителям тепловой энергии, как для промышленных, так и для бытовых нужд. Таким образом, можно значительно повысить эффективность

использования блока, снижая тем самым потери энергии от исходной тепловой мощности химических связей угля.

Рассмотренная схема газотурбинной установки с внутрицикловой газификацией обладает малой степенью эффективности преобразования энергии, относительно теплотворной способности исходного угольного сырья. Однако, подобная ГТУ найдет применение в специфических областях, где альтернативные источники энергии, будь то классические энергетические ГТУ большой мощности, или же пылеугольные блоки с паровыми турбинами, не целесообразно применить с экономической или же экологической точек зрения. Применение таких газотурбинных установок непосредственно на местах добычи угля для восполнения собственных нужд заметно снизит расходы на транспортировку угля, особенно если угольное топливо не обладает высокими показателями качества по своему химическому составу.

Подобные газотурбинные установки можно выгодно использовать в качестве резервных, аварийных источников тепло и электроснабжения на промыслах, местах добычи природных ресурсов, в отдаленных или труднодоступных районах.

Данная технология может получить широкое распространение по ряду причин, уже обозначенных в этой работе. Выгодное использование низкосортного топлива в сочетании с минимальным ущербом для экологической обстановки местности, низкий расход масла.

Безусловная экономическая выгода вытекает из малых габаритов, небольшого веса и малой занимаемой площади, что позволяет уменьшать капиталовложения на многочисленных стадиях разработки проекта объекта производства. Внедрить в экономический баланс предприятия газотурбинную установку с внутрицикловой газификацией позволяет ряд особенностей процесса газификации угля. В ходе газификации, вместо

выбросов вредных веществ в атмосферу, как это происходит при классическом пылеугольном сжигании угля, на ГТЭС отходы очистки топлива могут преобразовываться с различные химические соединения, которые находят широкое применение в различных секторах промышленности.  $H_2S$  преобразуется в обычную серу, которая может продаваться различным химическим предприятиям, что делает ее полезным побочным продуктом производства, а не отходами. Остаточный шлак и зола могут быть использованы с строительной промышленности.

Для некоторых стран, таких как Китай, характерно большое число запасов углей, которые не используются в силу своих плохих теплотехнических характеристик и высокой степени загрязнения окружающей среды, при использовании в качестве энергетического топлива. Газотурбинные установки с внутрицикловой газификацией, несомненно, позволяют решить подобные проблемы, открывая тем самым широкий экономический сектор в топливном балансе. Такие мероприятия позволят заметно снизить себестоимость электроэнергии.

Как и большинство ГТУ, ГТУ с внутрицикловой газификацией является энергоагрегатом, обладающим довольно высокой маневренностью, что позволяет использовать блок в масштабах энергосистем, как резервные и автономные источники питания или для покрытия пиковых нагрузок. Как показывает практика, станции, в составе которых присутствует ГТУ, в среднем имеют заниженную себестоимость энергии, ввиду множества достоинств газотурбинных установок.

Значение КПД цикла с газификацией получает довольно низкое значение. Однако, КПД цикла оценивает только эффективность преобразования энергии, и не в состоянии учесть многоуровневые факторы экономических, экологических и эксплуатационных причин. Для обоснования уместности применения технологии газотурбинной установки с

внутрицикловой газификацией необходимо индивидуально подходить к каждому варианту применения при учете качества угольного топлива, издержек на транспортировку топлива, экологические выгоды использования очищенного синтез-газа. Обладая довольно низким КПД, цикл ГТЭС имеет перспективу применения в исключительных случаях, где традиционные установки не могут быть применены по ряду серьезных причин, или же обладают множеством недостатков, которые не могут быть экономически основаны.

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

Студент:

Группа	ФИО
5БМ5А	Старенченко Степан Сергеевич

Институт	Энергетический	Кафедра	Атомных и тепловых электростанций (АТЭС)
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	13.04.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	При проведении исследования используется база лабораторий ЭНИН ТПУ; в исследовании задействованы 2 человека: студент-исполнитель и научный руководитель
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	НР 34-70-32-83, РД 34.10.301, РД 34.10.102-91, ГОСТ Р 51397-99, МУ 34-00-094-85, ГОСТ Р 53905-2010
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления в социальные фонды – 30 % от ФОТ

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

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Описание потенциального потребителя, SWOT анализ
2. Планирование этапов и выполнения работ по НИР (определение состава работы, определение действующих лиц, установление длительности и трудоемкости работы)	Планирование научно-исследовательских работ, определение действующих лиц, длительности и трудоемкости работ.
3. Расчет бюджета для научно-технического исследования	Определение материальных затрат НТИ, затрат на специальное оборудование, расчет основной заработной платы и накладных расходов
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка целесообразности и эффективности научного исследования. Анализ и оценка научно-технического уровня исследования. Оценка рисков

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных черт ежей):**

1. Матрица SWOT
2. Диаграмма Гранта

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Попова С.Н.	к.э.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ5А	Старенченко Степан Сергеевич		



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

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов.

Темой исследования является изучение схемы газификации угля, анализ и расчет цикла газотурбинной установки с внутрицикловой газификацией угля и оценку технико-экономического потенциала установки. Проведение исследования предполагает использование специализированных программно-технических комплексов.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является определение перспективности и успешности научно-технического исследования, оценка его эффективности, уровня возможных рисков, разработка механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации.

Для достижения обозначенной цели необходимо решить следующие задачи:

- оценить коммерческий потенциал и перспективность проведения научного исследования;
- осуществить планирование этапов выполнения исследования;
- рассчитать бюджет проводимого научно-технического исследования;
- произвести оценку социальной и экономической эффективности исследования.

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

### **5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

В последние 30 лет возрос интерес к технологиям газификации низкосортных углей. Запасы природных ресурсов истощаются, уровень загрязнения окружающей среды находится на довольно высоком уровне, что делает необходимым введения ограничений по выбросам вредных веществ в окружающую среду на государственном уровне. Заметную роль среди проводимых исследований играет изучение возможности уменьшения выбросов за счет использования технологий газификации, которые позволяют удалить из исходного топлива вредные вещества до стадии сжигания топлива в камере сгорания. В рамках настоящего научного исследования оценивается работа газотурбинного энергоблока в составе прямоточно-вихревого газогенератора, служащего для производства экологически чистого синтез-газа.

Основным потребителем подобных исследования являются страны, для которых характерно большое число запасов углей, которые не используются в силу своих плохих теплотехнических характеристик и высокой степени загрязнения окружающей среды, при использовании в качестве энергетического топлива. Также, подобная установка найдет широкое применение на угольных разрезах, ввиду своих малых габаритов и сниженных издержек на транспортировку топлива.

### **5.1.2 SWOT-анализ**

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Для

проведения комплексного анализа проводимого исследования выделим несколько этапов: 1. Описание сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз для реализации проекта.

Таблица 5.1 - Матрица SWOT

<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Применение современных программно-технических комплексов</li> <li>2. Практическая применимость</li> <li>3. Наличие опытного научного руководителя</li> <li>4. Актуальность проводимого исследования</li> <li>5. Обширная сфера применения</li> </ol>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ограниченность исходных данных</li> <li>2. Невозможность экспериментального исследования полученных результатов на реальных объектах</li> <li>3. Незаинтересованность энергетических компаний в модернизациях газотурбинных установок с целью улучшения экологической обстановки</li> <li>4. Малая нормативная база</li> <li>5. Комплексность методики внедрения</li> </ol>
<p><b>Возможности:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Возможность создания партнерских отношений с энергетическими компаниями</li> <li>2. Большой потенциал применения метода газификации углей</li> <li>3. Относительная дешевизна и быстрая окупаемость предлагаемых технических решений</li> <li>4. Возможность выхода на международный рынок</li> <li>5. Рост потребности энергетических компаний в новых источниках топлива</li> </ol>	<p><b>Угрозы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Ограниченный рынок сбыта</li> <li>2. Большое количество рекомендации по оптимизации процесса газификации</li> <li>3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования</li> <li>4. Высокий уровень конкуренции на международном рынке</li> <li>5. Малые скорости внедрения разрабатываемых мер по оптимизации процесса газификации</li> </ol>

2. Выявление соответствия сильных и слабых сторон научно – исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

Таблица 5.2 - Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	0	0	+	+	0
	B3	+	-	-	-	-
	B4	+	+	0	+	+
	B5	+	0	-	+	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и возможностей: B1C1C2C3C4C5, B2C3C4, B3C1, B5C1C4.

Таблица 5.3 - Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	+	-	-	0	0
	B2	0	0	+	-	-
	B3	-	0	0	-	-
	B4	-	0	-	-	-
	B5	0	-	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие слабых сторон и возможностей: B1Сл1, B2Сл3.

Таблица 5.4 - Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	0	0	-	-
	У2	0	+	0	0	+
	У3	0	0	0	0	0
	У4	-	0	-	-	-

	У 5	0	-	-	-	0
--	-----	---	---	---	---	---

Коррелирующие слабые стороны и угрозы не выявлены.

**Вывод:** заявленные способы анализа и оптимизации технологии газификации имеют большой потенциал и быструю окупаемость, но небольшой круг потенциальных потребителей, а также возможность быстрого выхода на внутренний рынок.

## **5.2 Планирование этапов и выполнения работ проводимого научного исследования**

### **5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования**

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования и произведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание исследовательской части работ	Содержание технической части работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Получение технического задания и его согласование	Научный руководитель
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Сбор необходимых данных, технических параметров оборудования, изучения технологического процесса	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Выбор способа проведения технической стороны исследования и его обоснование; составление расчетной программы	Руководитель, инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Составление графика выполнения работ на всех этапах	Научный руководитель
Теоретические исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Проведение теоретических расчетов, а затем необходимых экспериментов для их подтверждения	Инженер
Обобщение и оценка результатов	6	Оценка эффективности полученных результатов	Анализ результатов проведенного научно-технического исследования, выдача рекомендаций относительно решаемой задачи	Инженер совместно с научным руководителем
Оформление отчета по НИР	7	Составление пояснительной записки	Составление отчета о проделанной работе, с указанием проблематики проводимого исследования, результатов и принятых технических решений	Инженер
	8	Публикация полученных результатов	Передача результатов исследования заказчику и их внедрение в процесс производства	Научный руководитель

## 5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

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

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (5.1)$$

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

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел-дн.;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.дн.;

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (5.2)$$

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

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

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

В таблице 5.7 приведены ожидаемая трудоемкость и время выполнения работ.

Таблица 5.7 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнители		Длительность работ в рабочих днях, $T_{Pi}$		Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$	
	$t_{min}$		$t_{max}$		$t_{ожи}$							
	Науч. Рук.	Инженер	Науч. Рук.	Инженер	Науч. Рук.	Инженер	Науч. Рук.	Инженер	Науч. Рук.	Инженер	Науч. Рук.	Инженер
Составление и утверждение технического задания	2	-	4	-	2,8	-	1	-	2,8	-	4	-
Подбор и изучение материалов по теме	-	14	-	21	-	16,8	-	1	-	16,8	-	25
Выбор направления исследований	2	4	3	5	2,4	4,4	1	1	2,4	4,4	4	7
Календарное планирование работ по теме	3	-	7	-	4,6	-	1	-	4,6	-	7	-
Проведение теоретических расчетов и обоснований	-	21	-	28	-	23,8	-	1	-	23,8	-	35
Оценка эффективности полученных результатов	3	7	5	14	3,8	9,8	1	1	3,8	9,8	6	15
Составление пояснительной записки	-	5	-	10	-	5	-	1	-	5	-	7
Публикация полученных результатов	2	-	4	-	2,8	-	1	-	2,8	-	4	-



### 5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным в данном случае является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (5.3)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = \frac{365}{299} = 1,48, \quad (5.4)$$

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

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году (пятидневная рабочая неделя);

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

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе  $T_{ki}$  необходимо округлить до целого числа.

Все рассчитанные значения сведены в таблице 5.7.

Итого длительность работ – 114 календарных дней.

На основе таблицы 5.7 строим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта, с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени написания ВКР. При этом работы на графике

следует выделить различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу.

Календарный план-график построенный для максимального по длительности второго варианта исполнения работ рамках научно-исследовательского проекта приведен в таблице 5.8:

**Вывод:** общее число работ составило 8. Ожидаемая трудоемкость работ для научного руководителя составила 16 чел-дней, для студента-исполнителя составила 60 чел-дней. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 114 календарных дней.

Таблица 5.8 - Календарный план-график проведения НИР (Диаграмма Ганта)

№	Вид работ	Исполнители	Т.к. кал .дн	Продолжительность выполнения работ												
				Февраль			Март			Апрель			Май			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение технического задания	Нач. рук.	4	■												
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	25	■	■	■										
3	Выбор направления исследования	Науч. рук. Инженер	11				■	■								
4	Календарное планирование работ по теме	Науч. рук.	7					■	■							
5	Проведение теоритических расчетов и обоснований	Инженер	35						■	■	■	■				
6	Оценка эффективности полученных результатов	Науч. рук. Инженер	21										■	■	■	
7	Составление пояснительной записки	Инженер	7												■	
8	Публикация полученных результатов	Науч. рук.	4													■

■ Научный руководитель

■ Инженер

## 5.3 Расчет бюджета для научно-технического исследования

### 5.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхи} , \quad (5.5)$$

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

$N_{расхи}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);  $C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента ( $k_T$ ), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, занесены в таблицу 5.9.

Таблица 5.9 - Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество		Цена за ед., руб		Затраты на материалы, (3м), руб	
		Науч. Рук.	Инж.	Науч. Рук.	Инж.	Науч. Рук.	Инж.
Компьютер	Штука	1	1	20000	25000	23000	28750
Принтер	Штука	1	1	6000	6000	6900	6900
Matcad	Штука	1	1	7000	7000	8050	8050
Microsoft Word	Штука	1	1	2000	2000	2300	2300
Специализированное ПО	Штука	3	3	8000	8000	9200	9200
Канцелярские принадлежности	-	-	-	-	-	2000	4000
<b>Итого</b>						<b>51450</b>	<b>57200</b>

### 5.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы приведен в таблице 5.10.

Таблица 5.10 - Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям		Трудоемкость, чел.-дн.		Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.		Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
1	Составление и утверждение технического задания	Науч. рук.	-	2,8	-	3060	-	8568	-
2	Подбор и изучение материалов по теме	-	Инж.	-	16,8	-	1515	-	25452
3	Выбор направления исследований	Науч. рук.	Инж.	2,4	4,4	3060	1515	7344	6666
4	Календарное планирование работ по теме	Науч. рук.	-	4,6	-	3060	-	14076	-
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	-	Инж.	-	23,8	-	1515	-	36057
6	Оценка эффективности полученных результатов	Науч. рук.	Инж.	3,8	9,8	3060	1515	11628	14847
7	Составление пояснительной записки	-	Инж.	-	5	-	1515	-	7575
8	Публикация полученных результатов	Науч. рук.	-	2,8	-	3060	-	8568	-
<b>Итого</b>								<b>50184</b>	<b>90597</b>

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (5.6)$$

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

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12-20% от  $Z_{осн}$ ).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}}, \quad (5.7)$$

где  $Z_{м}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

$F_{д}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.

Расчет баланса рабочего времени приведен в таблице 5.11

Таблица 5.11 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Научный руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	104	104
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	48
- невыходные по болезни	16	10
Действительный годовой фонд рабочего времени	207	189

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{м} = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р}, \quad (5.8)$$

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

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

$k_{д}$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 ( в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20% от  $Z_{тс}$ );

Тарифная заработная плата  $Z_{тс}$  находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда  $T_{с1} = 600$  руб. на тарифный коэффициент  $k_t$  и учитывается по единой для бюджетных организаций тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии. Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 5.12:

Таблица 5.12 - Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_p$	$Z_m$ , руб	$Z_{дн}$ , руб	$T_p$ , раб.дн.	$Z_{осн}$ , руб
Научный руководитель	30000	0,3	0,15	1,3	56550	3059,71	207	633360
Инженер	15000	0,3	0,5	1,3	35100	1514,689	189	286276
<b>Итого</b>								<b>19636</b>

Основная заработная плата руководителя (от ТПУ) рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

1) оклад – определяется предприятием. В ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями, например, ассистент, ст. преподаватель, доцент, профессор (см. «Положение об оплате труда», приведенное на интернет-странице Планово-финансового отдела ТПУ).

2) стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.

3) иные выплаты; районный коэффициент.



### 5.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} \quad (5.9)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15). Расчёт дополнительной заработной платы приведен в таблице 5.13.

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

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (5.10)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2017 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта

1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2017 году водится пониженная ставка – 27,1%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлено в таблице 5.13

Таблица 5.13 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Научный руководитель	633360	95004
Инженер	286276	42941
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Отчисления, руб		
Научный руководитель	197386,6	
Инженер	89218	

### 5.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (5.11)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Расчет величины накладных расходов приведен в таблице 5.14.

Таблица 5.14 – Накладные расходы

	$Z_{\text{накл}}$ , руб.
Научный руководитель	156352
Инженер	76102

### 5.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 5.15

Таблица 5.15 - Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		Примечание
	Научный руководитель	Инженер	
1. Материальные затраты НИИ	51450	57200	Пункт 3.3.1
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	633360	286276	Пункт 3.3.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	95004	42941	Пункт 3.3.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	197386	89218	Пункт 3.3.4
5. Накладные расходы	156352	76102	16% от суммы ст.1-4
<b>Бюджет затрат НИИ</b>	<b>1133552</b>	<b>551737</b>	Сумма ст. 1-5

## 5.4 Определение целесообразности и эффективности научного исследования

### 5.4.1 Анализ и оценка научно-технического уровня проекта

Для оценки научной ценности, технической значимости и эффективности исследования необходимо: рассчитать коэффициент научно-технического уровня. Коэффициент НТУ рассчитывается при помощи метода балльных оценок, в котором каждому из признаков НТУ присваивается определенное число баллов по принятой шкале. Общую оценку приводят по сумме баллов по всем показателям с учетом весовых характеристик. Общая оценка рассчитывается по формуле:

$$НТУ = \sum_{i=1}^n k_i \cdot П_i \quad (5.12)$$

где  $k_i$  – весовой коэффициент  $i$  – го признака;

$П_i$  – количественная оценка  $i$  – го признака.

Таблица 5.16 – Весовые коэффициенты НТУ

Признаки НТУ	Весовой коэффициент
Уровень новизны	0,4
Теоретический уровень	0,2
Возможность и масштабы реализации	0,4

Таблица 5.17 – Шкала оценки новизны

Баллы	Уровень
1-4	Низкий НТУ
<u>5-7</u>	<u>Средний НТУ</u>
8-10	Сравнительно высокий НТУ
11-14	Высокий НТУ

Таблица 5.18 – Значимость теоретических уровней

Характеристика значимости теоретических уровней	Баллы
Установка законов, разработка новой теории	10
Глубокая разработка проблем, многосторонний анализ, <u>взаимозависимость между факторами</u>	<u>8</u>
Разработка алгоритма	6
Элементарный анализ связей между факторами (наличие гипотезы, объяснение версий, практические рекомендации)	2
Описание отдельных факторов (вещества, свойств, опыта, результатов)	0,5

Таблица 5.19 - Возможность реализации по времени и масштабам

Время реализации	Баллы
<u>В течение первых лет</u>	<u>10</u>
От 5 до 10 лет	4
Свыше 10 лет	2
Масштабы реализации	Баллы
Одно или несколько предприятий	2
<u>Отрасль</u>	<u>4</u>
Народное хозяйство	10

$$k_1 = 0.4, \quad \Pi_1 = 10,$$

$$k_2 = 0.2, \quad \Pi_2 = 8,$$

$$k_3 = 0.2, \quad \Pi_3 = 10,$$

$$k_4 = 0.2, \quad \Pi_4 = 4.$$

$$НТУ = 0.4 \cdot 10 + 0.2 \cdot 8 + 0.2 \cdot 10 + 0.4 \cdot 4 = 8.4$$

По полученным результатам расчета коэффициента научно-технического уровня можно сделать вывод, что данный проект имеет высокую значимость теоретического и практического уровня, и при этом используется в широком спектре отраслей.

## 5.4.2 Оценка важности рисков

При оценке важности рисков оценивается вероятность их наступления ( $P_i$ ). По шкале от 0 до 100 процентов: 100 – наступит точно, 75 – скорее всего наступит, 50 – ситуация неопределенности, 25 – риск скорее всего не наступит, 0 – риск не наступит. Оценка важности риска оценивается весовым коэффициентом ( $w_i$ ). Важность оценивается по 10- балльной шкале  $b_i$ . Сумма весовых коэффициентов должна равняться единице. Оценка важности рисков приведена в таблице 5.20.

Таблица 5.20 – Экономические риски

№	Риски	$P_i$	$b_i$	$w_i$	$P_i \cdot w_i$
1	Инфляция	100	1	0,019	1,960
2	Экономический кризис	25	2	0,039	0,980
3	Недобросовестность поставщиков	25	6	0,117	2,941
4	Непредвиденные расходы в плане работ	50	7	0,137	6,862
5	Снижение уровня спроса на продукцию	50	10	0,196	9,803
6	Сложность выхода на мировой рынок вследствие монополизированности рынка	75	7	0,137	10,294
7	Колебания рыночной конъюнктуры	25	6	0,117	2,941
8	Отсутствие в числе сотрудников экономистов	25	2	0,039	0,980
9	Низкие объемы сбыта	50	10	0,196	9,803
	Сумма		51	1	46,568

Таблица 5.21 – Технологические риски

№	Риски	$P_i$	$b_i$	$w_i$	$P_i \cdot w_i$
1	Возможность поломки оборудования	25	7	0,25	6,25
2	Низкое качество поставленного оборудования	25	9	0,3214	8,0357
3	Неправильная сборка оборудования	25	8	0,2857	7,1428
4	Опасность для работающего персонала и аппаратуры	75	4	0,1428	10,714
	Сумма		28	1	32,142

Таблица 5.22 – Научно-технические риски

№	Риски	$P_i$	$b_i$	$w_i$	$P_i \cdot w_i$
1	Развитие конкурентных технологий	75	7	0,145	10,937
2	Создание новых методов моделирования	75	7	0,145	10,937
3	Риск невозможности усовершенствования технологии	50	8	0,166	8,333
4	Отсутствие результата в установленные сроки	50	7	0,145	7,2916
5	Получение отриц. Результата при внедрении в производство	25	10	0,208	5,208
6	Несвоевременное патентование	25	9	0,187	4,687
	Сумма		48	1	47,395

Далее производится расчет общих рисков:

Таблица 5.23 – Общая оценка риска проекта

Виды рисков в группе	$P_i$	$b_i$	$w_i$	$P_i \cdot w_i$
Экономические	46,57	10	0,25	11,64
Технологические	32,14	9	0,5	16,07
Научно-технические	47,4	6	0,25	11,85
Итого		25	1	39,56

Итоговая оценка риска проекта составила порядка 40%, т.е. проект имеет право на жизнь, хотя и не лишен препятствий.

Для того чтобы избежать риски или минимизировать их воздействие на проект необходимо проводить мероприятия по борьбе с рисками.

Таким образом, анализируя результаты данного раздела, можно заключить, что проводимое исследование имеет высокую значимость теоретического и практического уровня, а также приемлемый уровень рисков. Это подтверждает целесообразность проводимого научного исследования.

## **Выводы по главе 5**

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были решены следующие задачи:

1. Проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научного исследования на примере SWOT-анализа, результат которого показал большой потенциал применения методики, а также возможность быстрого выхода на внутренний рынок обеспечены актуальностью данного исследования.

2. Определен полный перечень работ, проводимых при исследовании влияния внедрения технологии газификации для газотурбинной установки. Общее число работ составило 8. Определена трудоемкость проведения работ. Ожидаемая трудоемкость работ для научного руководителя составила 16 чел-дней, для студента-исполнителя составила 60 чел-дней. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 114 календарных дней.

3. Суммарный бюджет затрат НИИ составил – 1685289 рублей. Расчет бюджета осуществлялся на основе следующих пунктов:

- расчет материальных затрат НИИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

4. Определена целесообразность и эффективность научного исследования путем анализа и оценки научно-технического уровня проекта, а также оценки возможных рисков. В результате проводимое исследование имеет высокую значимость теоретического и практического уровня и приемлемый уровень рисков.



Следует отметить важность для проекта в целом проведенных в данной главе работ, которые позволили объективно оценить эффективность проводимого научно-технического исследования.