

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

Институт: Энергетический
Направление подготовки 130401 Теплоэнергетика и теплотехника
Кафедра Атомных и тепловых электростанций

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ, РАБОТАЮЩЕЙ НА ГЕНЕРАТОРНОМ ГАЗЕ

УДК 621.18:621.438:662.767

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4Б	БЕЛОВА Екатерина Сергеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры АТЭС	А.М. Антонова	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	А.А. Фигурко	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	М.В. Василевский	к.т.н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры атомных и тепловых электростанций	М.А.Вагнер	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	А.С. Матвеев	к.т.н., доцент		

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы магистра по направлению 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Универсальные компетенции		
P1	Использовать представления о методологических основах научного познания и творчества, анализировать, синтезировать и критически оценивать знания	Требования ФГОС (ОК- 8, 9; ПК-4), Критерий 5 АИОР (п.2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	<i>Активно владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-3; ПК-8, 24), Критерий 5 АИОР (п.2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i> , состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> организации, осуществлять педагогическую деятельность в области профессиональной подготовки	Требования ФГОС (ОК-4, 5; ПК-3, 16, 17, 25, 27, 28, 32), Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	Демонстрировать <i>глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i> .	Требования ФГОС (ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп.2.4, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	<i>Самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, 2, 6), Критерий 5 АИОР (п.2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Профессиональные компетенции		
P6	Использовать <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические и инженерные <i>знания</i> для создания и применения <i>инновационных</i> технологий в теплоэнергетике	Требования ФГОС (ПК-1, 5), Критерии 5 АИОР (п.1.1), согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P7	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий теплоэнергетического производства для постановки и решения задач <i>инженерного анализа</i> , связанных с созданием и эксплуатацией теплотехнического и теплотехнологического оборудования и установок, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов теплоэнергетики	Требования ФГОС (ПК-2, 7, 11, 18 – 20, 29, 31), Критерий 5 АИОР (пп.1.1, 1.2, 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P8	Разрабатывать и планировать к разработке технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое теплотехнологическое</i> оборудование и теплотехнические установки, в том числе с применением компьютерных и информационных технологий	Требования ФГОС (ПК-9, 10, 12 – 15, 30), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P9	Использовать современные достижения науки и передовой технологии в теоретических и экспериментальных научных исследованиях, интерпретировать и представлять их результаты, давать практические рекомендации по внедрению в производство	Требования ФГОС (ПК-6, 22 – 24,), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	Применять методы и средства автоматизированных систем управления производства, обеспечивать его <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на теплоэнергетическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-21, 26), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	Готовность к педагогической деятельности в области профессиональной подготовки	Требования ФГОС (ПК-32), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Институт Энергетический

Направление подготовки 140100 Теплоэнергетика и теплотехника

Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН

А.С. Матвеев

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ4Б	БЕЛОВА Екатерина Сергеевна

Тема работы:

Исследование парогазовой установки, работающей на генераторном газе	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22 мая 2016 года
--	-------------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	При использовании газификации угля для парогазовой установки применяются различные технологии получения генераторного газа. Необходимо исследование влияния различных технологий газификации угля на оптимальные параметры парогазовой установки, анализ работоспособности серийной ГТУ в ПГУ с газификацией.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Введение. 2. Аналитический обзор литературы. 2.1. Технологии газификации. 2.2. Проекты ПГУ с ВЦГ. 2.3. Классификация процессов газификации. 2.4. Газификация в неподвижном слое. 2.5. Газификация в кипящем слое 2.6. Газификация в пылевидном потоке. 3. Анализ простейших схем ПГУ с газификацией угля. 3.1. Классификация схем ПГУ с газификацией по составу дутья. 3.2. Интеграция основного оборудования и процессов на ПГУ с газификацией.

	3.3. Улавливание CO ₂ . 3.4. Выбор конфигурации схемы ПГУ с газификацией. 3.5. Выбор серийной ГТУ для расчета ПГУ с внутрицикловой газификацией угля. 4. Анализ работоспособности ПГУ с газификацией. 4.1. Исследование факторов, влияющих на теплоту сгорания генераторного газа. Расчет состава и характеристик генераторного газа, полученного при газификации угля в потоке 4.2. Расчет тепловой схемы ПГУ. Определение теплофизических характеристик выхлопных газов ГТУ. Расчет котла-утилизатора и процесса расширения в паровой турбине. Определение показателей тепловой экономичности ПГУ. 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 6. Социальная ответственность 10. Заключение.
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	А.А. Фигурко, доцент кафедры менеджмента
Социальная ответственность	М.В. Василевский, доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Обзор литературы. Простейшие схемы ПГУ с газификацией	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	25 января 2016 года
---	----------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Антонова А.М.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4Б	Белова Е.С.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 119 страниц, 25 рисунков, 25 таблиц, 35 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: газификация угля, парогазовая установка, газотурбинная установка, генераторный газ, анализ, котел-утилизатор, показатели эффективности.

Объектом исследования является ПГУ, работающая на генераторном газе.

Цель работы – анализ работоспособности такой ПГУ с ГТУ, работающей на генераторном газе.

В процессе исследования проводилось изучение различных способов газификации угля; производился выбор расчетной схемы ПГУ с газификацией; проводился расчет состава и характеристик генераторного газа и определение основных показателей тепловой эффективности ПГУ.

В результате исследования были выявлены основные факторы, влияющие на состав и теплоту сгорания генераторного газа при газификации угольной пыли в высокотемпературном поточном газогенераторе под давлением. Была рассчитана схема двухконтурной утилизационной ПГУ на базе ГТУ, работающей на генераторном газе, и сделан анализ эффективности работы такой установки.

Объект исследования относится к области теплоэнергетики и предназначен для выработки электрической энергии.

Применение технологии газификации угля на ПГУ-ТЭС позволит сократить расходы природного газа, получать более дешевое альтернативное топливо и приведет к снижению содержания вредных выбросов в атмосферу с уходящими газами ГТУ.

В будущем планируется снижение доли использования природного газа, сопровождаемое адекватным увеличением доли угля в структуре внутреннего потребления топливно-энергетических ресурсов, за счет применения установок газификации угля на энергетических станциях.

Сокращения

ПГУ – парогазовая установка

ГТУ – газотурбинная установка

ГТ – газовая турбина

КС – камера сгорания

КУ – котел-утилизатор

ГГ – газогенератор

ЦКС – циркулирующий кипящий слой

ВУС – водоугольная суспензия

ВРУ – воздуходелительная установка

ВЦГ – внутрицикловая газификация

КПД – коэффициент полезного действия

ВД – высокое давление

НД – низкое давление

ПТУ – паротурбинная установка

ПТ – паровая турбина

ТЭС – тепловая электрическая станция

Оглавление

Введение	10
1. Обзор литературы	11
1.1. Технологии газификации	11
1.2. Проекты ПГУ с ВЦГ	15
1.3. Классификация процессов газификации	18
1.4. Газификация в неподвижном слое	20
1.4.1. Процесс «Lurgi»	21
1.5. Газификация в кипящем слое	22
1.5.1. Процесс «Winkler»	23
1.5.2. Технология «U-Gas»	24
1.6. Газификация в пылевом потоке	25
1.6.1. Технология «Техасо»	27
1.6.2. Газогенератор «Destec»	29
1.6.3. Процесс «PRENFLO» PSG с генерацией пара	31
1.6.4. Технология «Shell»	33
2. Анализ простейших тепловых схем ПГУ с внутрицикловой газификацией угля	36
2.1. Классификация схем ПГУ с ВЦГ по составу дутья	38
2.1.1. Схемы с использованием воздушного дутья	39
2.1.2. Схемы с использованием кислородного дутья	40
2.2. Интеграция основного оборудования и процессов ПГУ с газификацией	42
2.2.1. Интеграция по паровой части	42
2.2.2. Интеграция ВРУ	43
2.2.3. Интеграция со стороны азота	46
2.3. Улавливание CO ₂	46
2.4. Выбор конфигурации схемы ПГУ с ВЦГ	47
2.5. Выбор ГТУ для принятой схемы	51

3	Анализ работоспособности серийной ГТУ в ПГУ с газификацией угля	52
3.1.	Исследование факторов, влияющих на теплоту сгорания генераторного газа	52
3.1.1.	Расчет состава и характеристик генераторного газа	55
3.2.	Расчет тепловой схемы ПГУ	60
3.2.1.	Определение теплофизических характеристик выхлопных газов ГТУ	62
3.2.2.	Расчет котла-утилизатора	65
3.2.3.	Определение мощности паровой турбины	70
3.2.4.	Определение экономических показателей	74
3.3.	Расчет числа Воббе	75
3.4.	Выводы по главе	76
5.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	78
6.	Социальная ответственность	96
	Заключение	116
	Список используемых источников	117
	Приложение А Combined Cycle Gas Turbine by using syngas	120

Введение

На сегодняшний день в энергетике России достаточно остро стоит проблема износа основного оборудования ТЭС (более 70% устарело или выработало срок эксплуатации) [6]. В связи с этим необходимо строительство новых ТЭС с введением современных технологий производства тепловой и электрической энергии. Одной из перспективных технологий является строительство парогазовых установок с внутрицикловой газификацией угля. На фоне снижения запасов природного газа, применяемого в качестве основного топлива на ПГУ ТЭС, использование угля более выгодно, так как его запасы велики, а рынок конкурентоспособен.

Переработка угля в газообразное топливо относится к так называемым чистым угольным технологиям. Газификация позволит осуществить экологически чистое сжигание низкокачественных твердых топлив.

Современные ПГУ являются самыми термодинамически эффективными и обладают самым высоким электрическим КПД. А ПГУ с ВЦГ обладают не только высоким экономическим, но и экологическим потенциалом.

Объектом исследования в данной работе является ПГУ, работающая на генераторном газе. Целью работы является анализ работоспособности такой ПГУ. Для реализации цели были решены следующие задачи: изучена тематическая литература; произведен расчет состава и характеристик генераторного газа, исследованы факторы, влияющие на его теплоту сгорания; произведен расчет схемы утилизационной ПГУ с газификацией; выполнен анализ полученных данных.

1 Обзор литературы

Целью обзора является сбор и анализ информации об опыте применения, современном уровне развития и потенциале технологий внутрицикловой газификации угля. Объектом исследования в разделе является совокупность способов и установок получения горючих газов из угля для выработки электрической и тепловой энергии с использованием на парогазовых установках.

Задачи обзора:

- ознакомление с классификацией технологий газификации;
- изучение разновидностей процессов газификации угля;
- выполнение обзора проектов ПГУ и установок с газификацией;

Основой для исследования являются труды отечественных и зарубежных ученых по вопросам газификации угля.

1.1 Технологии газификации

Под газификацией понимают высокотемпературные процессы взаимодействия органической массы твёрдых или жидких горючих ископаемых или продуктов их термической переработки с воздухом, кислородом, водяным паром, диоксидом углерода или их смесями, в результате которых органическая часть топлива преобразуется в горючие газы.

Таким образом, газификация угля – это производство горючего газа при неполном окислении органической массы угля; газификация твердого топлива решает задачи перевода твердых горючих ископаемых в удобный для сжигания вид – горючий газ.

Способы газификации можно систематизировать на основе различных принципов. Например, по состоянию топлива в газогенераторе различают способы газификации в неподвижном или в медленно опускающемся слое

твердого топлива, газификацию в псевдоожиженном слое, газификацию в потоке пылевидного топлива. Другая систематизация основана на различии способов подвода тепла в реактор газификации. В этом случае различают автотермические и аллотермические способы. Некоторые способы нельзя отнести к чисто автотермическим или к чисто аллотермическим.

Процесс газификации осуществляется в специальных аппаратах – газогенераторах, которые также отличаются друг от друга в зависимости от типа процесса [1].

Основные существующие способы организации процесса газификации угля проиллюстрированы на рисунке 1.1 [14]. Характеристика указанных способов газификации и основные технологии приведены таблице 1.1.

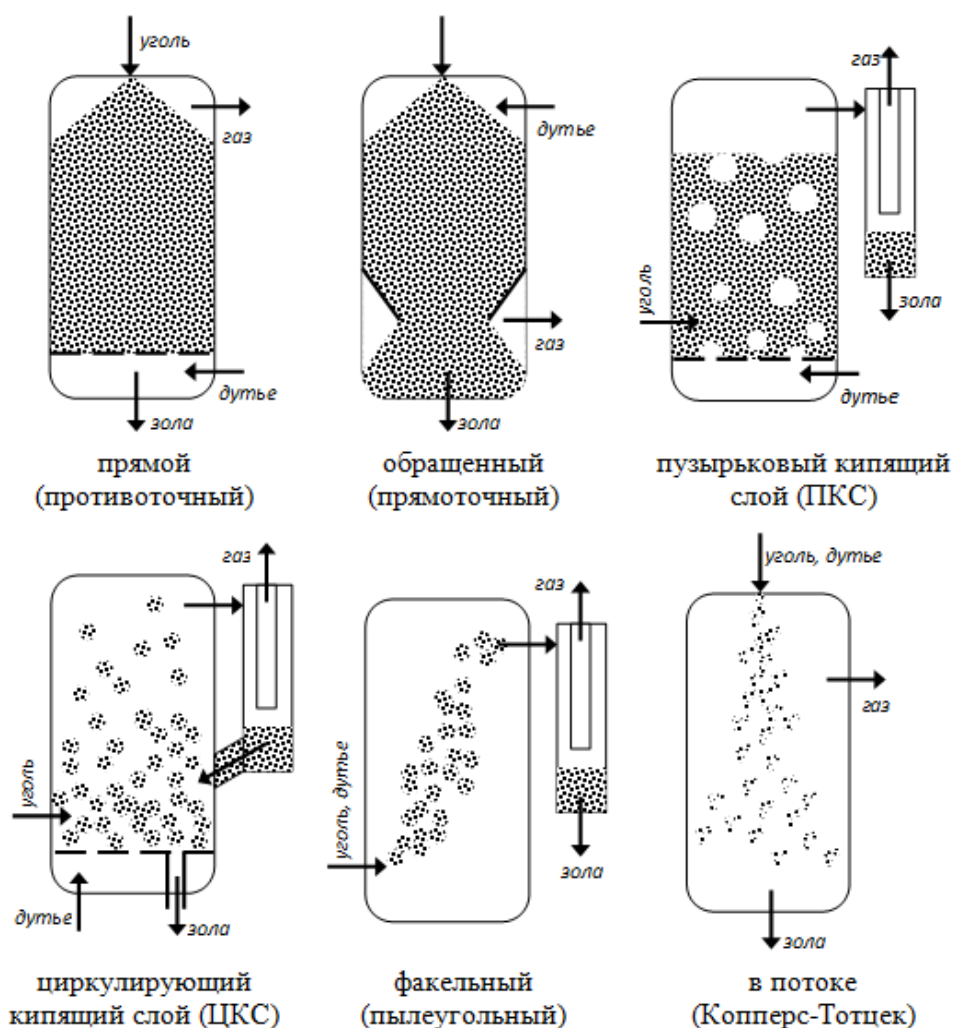


Рисунок 1.1 – Способы организации процесса газификации угля

Таблица 1.1 – Характеристика способов газификации и основные технологии-представители [8]

Способ	Мощность , МВт (т)	Размер частиц, мм	Вид дутья	Калорий- ность газа, МДж/нм ³	Содержание смолы в газе, мг/нм ³	Преимущества	Недостатки	Типичное применение	Типичные представители
Прямой (противоточ- ный)	0,03 – 10,0	10 – 300	воздух	4,2 – 5,0	35 000	техническая простота, низкая чувствительность к влажности топ- лива, диапазон нагрузки 15-100%	высокое смолосодержание и запыленность газа	получение газов отопительного качества	Volund, Babcock and Wilcox, Lurgi, BGL
Обращенный (прямоточ- ный)	0,003 – 1,5	10 – 40	воздух, воздух/пар	4,5 – 5,2	500 – 1000	сравнительная чистота газа, воз- можность работы на тощем топливе	малая единичная мощность, высокие удельные эксплуатационные затраты	в комплексе с ДВС	Ankur, Imbert, Bioneer
ПКС	0,3 – 3,0	10 – 20	воздух, воздух/пар, кислород/пар	4,5 – 7,1 4,2 – 6,2 5,5 – 13,0	13 000	высокая интенсив- ность процесса, возможность связывания серы в слое,	абразивный износ поверхностей, зашлаковывание сопел и межсопло- вых пространств,	получение газов отопительного качества	Renugas, BIOSYN, Metso, U-Gas
ЦКС	1,0 – 35,0	1 – 10	воздух, воздух/пар, кислород/пар	4,5 – 7,1 4,2 – 6,2 5,5 – 13,0	13 500	применимость для низкосортных топлив; не строгие требования к качеству помола	большой расход энергии на собст- венные нужды, продолжительный запуск	возможность использования с ПГУ при достаточ- ной очистке газа	Studsvik, Pyroflow, U-Gas, Lurgi, HTW
Факельный	10 – 100	1 – 10	воздух, воздух/кисло- род	4,2 – 5,5 5,5 – 7,2	1000 – 1500	сравнительная простота процесса	невысокие показатели эффективности	производство химических продуктов	Shell
В потоке	10 – 300	менее 1	кислород/пар, воздух/пар	10,1 – 10,7	менее 5	высокая чистота синтез-газа	большие габариты, высокая стоимость	производство аммиака и СЖТ, есть опыт IGCC	Shell, Texaco, Carbo-V, Prenflo, E-Gas

Главным требованием к газогенераторному газу, предназначенному для получения электроэнергии, является его калорийность. Предварительное охлаждение газа до температур 300-400°C снижает тепловую эффективность установки. По этому параметру безусловным преимуществом среди перечисленных в таблице 1.1 способов обладает газификация в потоке.

Из данных таблицы 1.1 можно видеть, что с ростом уровня мощности установок повышаются требования к размеру частиц угля и растет средняя калорийность газа. Кроме того, возрастают средние температуры в ядре реактора газификации, которые равны: для слоевых противоточных – около 900°C, для обращенных – 1100-1200°C, для кипящих слоев – 1000-1100°C, для потоковых установок на кислородном дутье – 1500-1600°C, для горнового способа – до 1900°C.

Размер частиц угля также является важной характеристикой способов газификации. Если перерабатывают мелкозернистый или пылевидный уголь, систематизируют процессы по принципу организации потока. Кусковой уголь обычно газифицируют в стационарном состоянии: загружаемое сырье медленно опускается, а газифицирующие агенты подводят снизу [13]. Преимущества этого способа обусловлены очень хорошей теплопередачей. При этом снижаются расходные показатели и повышается общая эффективность процессов. Кроме того, в этом случае создаются особенно благоприятные кинетические условия для реакций: вновь загружаемое топливо взаимодействует с уже в значительной степени прореагировавшим газифицирующим агентом, а зола, содержащая только небольшое количество углерода, наоборот, контактирует с непрореагировавшим газифицирующим агентом [13].

Эти достоинства, однако, оборачиваются и недостатками — под влиянием прореагировавшего и нагретого газифицирующего агента протекает полукоксование угля, а нежелательные продукты полукоксования (масло, смола, фенолы) загрязняют газ. Все это значительно усложняет и увеличивает

установку газификации. Кроме того, могут возникать трудности при переработке спекающихся углей, и для их устранения необходимо сооружать специальные устройства [24].

Новые, находящиеся в разработке, процессы свидетельствуют о преимуществах методов газификации в псевдоожиге и в потоке пылевидного топлива по сравнению со способом в стационарном слое.

Воздухоразделение с целью производства кислорода для газификации энергозатратно и требует высоких капитальных затрат. На долю воздухоразделительной установки (ВРУ) приходится до 30% капитальных затрат и до 70% от потребления энергии на собственные нужды (до 15% от брутто - выработки станции). По этой причине применение ВРУ оправдано при единичной мощности энергоустановки свыше 10-20 МВт [4].

Снижение расходов на компрессию генераторного газа наблюдается при всех процессах газификации топлив под давлением [21].

К примеру, затраты на элементы оборудования и проектные работы при строительстве ПГУ с ВЦГ «Puertollano» в Нидерландах (1991 год) составили 622,50 млн. дол. США, из них 201,69 млн. дол. пришлось на газификатор и 32,42 млн. дол. – на цех по производству кислорода для дутья [27].

1.2 Проекты ПГУ с ВЦГ

В настоящее время наиболее универсальными и широко распространенными в мире для выработки электрической энергии являются газогенераторы твердого топлива в пылевом потоке. Различные станции, процесс газификации угля на которых осуществляется в таких газогенераторах, либо уже находятся в эксплуатации, либо строятся (за рубежом). В существующих установках в качестве газифицирующего агента применяется кислород [14].

Такие газогенераторы используются для производства горючего газа,

который может заменить природный на ПГУ-ТЭС, а также для производства чистого водорода и синтеза химикатов.

Парогазовый цикл с газификацией угля может быть разделен на четыре стадии:

- получение топливного газа при взаимодействии угля с газифицирующим агентом;
- очистка газа;
- сжигание очищенного газа в ГТУ для производства электроэнергии;
- использование тепла продуктов сгорания на выходе ГТУ и топливного газа на выходе газификатора для производства пара с дальнейшим получением электрической энергии в ПТУ.

Находящиеся в эксплуатации газогенераторы пылевого потока работают в диапазоне высоких температур и давления. Высокая температура, выше температуры плавления золы, обеспечивает высокую конверсию углерода и горючий газ средней теплотворной способности без фенолов и смол. Однако, высокая температура негативно сказывается на горелках и материалах газогенератора, уменьшая срок их службы, тем самым, увеличивая эксплуатационные расходы. Также требуются теплообменные аппараты, рассчитанные на высокую температуру эксплуатации. В газогенераторах пылевого потока не рекомендуется использовать угли высокой зольности и высокой температуры плавления. Опыт эксплуатации таких газогенераторов показал, что их использование целесообразно с экономической точки зрения на станциях большой мощности [5].

Широкое применение ПГУ с ВЦГ нашли за рубежом. В России из последних достижений в этой области можно отметить разработку системы газификации угля в плотном слое с воздушным дутьём.

Технологическая схема генерации электроэнергии базируется на газовой

турбине с мощностью генератора 25-35 МВт. Три производителя турбин подобного класса мощности заявили о наличии наработок в сжигании низкокалорийных газов и возможности производства. Из них для режимных расчетов данной работы был выбран энергетический газотурбинный агрегат ГТЭ-25У (ЗАО «Уральский турбинный завод» г. Екатеринбург) [10]. Автоматизированный блочно-комплектный энергетический агрегат в составе ГТУ ГТЭ-25У, турбогенератора и котла-утилизатора предназначен для комбинированной выработки электроэнергии и тепла. Агрегат может быть использован в составе ГТУ-ТЭЦ или в составе ПГУ с котлом-утилизатором и паровой турбиной или с энергетическим котлом при сбросе в него выхлопных газов. Характеристики ГТЭ-25У приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Характеристики газотурбинной электростанции [22].

Показатели	ГТЭ-25У
Мощность электрогенератора, МВт	31,4 (36)
КПД электрический, %	31,8
Частота вращения выходного вала редуктора, мин-1	3000
Удельный расход условного топлива, кг/(кВт·ч)	0,401
Располагаемая теплота на выхлопе, Гкал/ч	42,7
Масса турбоблока, т	50,0

Одно из направлений технологии газификации разработано и запатентовано сотрудниками Института высоких температур (ИВТ) РАН под руководством С. А. Христиановича. Ряд исследований и разработок в этой области выполнен специалистами ЦКТИ (г. Санкт-Петербург) и ВНИПИЭнергопром (Москва). В проектах использовано сжигание синтетического газа газификации в высоконапорных парогенераторах [10].

В настоящее время в России есть два проекта ПГУ с ВЦГУ: мощностью 250 МВт для Ново-Тульской ТЭЦ на базе ГТУ типа ГТЭ-45-2 с начальной температурой 850 °С и мощностью 370 МВт для Кировской ТЭЦ-5 на базе ГТУ типа ГТЭ-115-2 с начальной температурой 1070 °С. Последний проект

выполнен в рамках Российской государственной научно-технической программы «Экологически чистая энергетика» [10].

1.3 Классификация процессов газификации

На процесс газификации значительное влияние оказывает газифицирующий агент (воздух, кислород и/или пар). Но, помимо газифицирующего агента, температуры и давления в зоне газификации, существует несколько других факторов, которые влияют на протекание процесса: химический состав исходного топлива, его низшая теплота сгорания и возможность использования конечного продукта газификации.

Когда рассматривается газификация угля, учитываются следующие факторы:

- состав и класс угля;
- подготовка угля и размер частиц;
- низшая теплота сгорания;
- время пребывания частиц топлива в зоне реакции;
- характеристики станции, на которой применяется газификация.

Процессы газификации можно классифицировать по следующим признакам [8].

1. По теплоте сгорания получаемых газов: газ с низкой теплотой сгорания (3,8-7,6МДж/м³); газ со средней теплотворной способностью (10,5-16 МДж/м³); газ высокой теплотворной способности (выше 21 МДж/м³). Последний используется в качестве заменителя природного газа на ПГУ [35].

2. По назначению газов: для энергетических потребностей (сжигание); для технологических целей (синтезы углеводородов, производство водорода, технического углерода).

3. По размеру частиц используемого топлива: крупнозернистые; мелкозернистые; пылевидные частицы.

4. По типу дутья: воздушное; паровоздушное; кислородное; парокислородное; паровое.

5. По способу удаления минеральных примесей: мокрое

золоудаление; сухое золоудаление; жидкое шлакоудаление.

6. По давлению газификации: при атмосферном (0,1-0,13 МПа); при среднем (до 2,3 МПа); при высоком (выше 2,3 МПа).

7. По характеру движения газифицируемого топлива: в неподвижном слое; в кипящем слое; в пылевом потоке.

8. По температуре газификации: низкотемпературная (до 800 °С); среднетемпературная (800-1300 °С); высокотемпературная (от 1300 °С).

Высокотемпературная газификация, как было отмечено в [23], является доминирующим направлением развития технологии. Высокотемпературные газогенераторы работают как правило на кислородном дутье при высоких давлениях и с ЖШУ. Однако в некоторых случаях все же предпочтительней использование низкотемпературной газификации. Это объясняется:

- ограниченными температурами в активной зоне (1200-1300 °С);
- менее жесткими требованиями к качеству топлива;
- меньшей единичной производительностью газогенератора и возможностью применения в малой и региональной энергетике;
- большими возможностями использования паровоздушного дутья;
- меньшей капиталоемкостью и высокой надежностью в эксплуатации.

Основные проблемы при работе низкотемпературных газогенераторов связывают с низкой скоростью и неполнотой термических превращений. В результате при коэффициенте избытка воздуха меньше единицы выходит смесь горючего газа и полукокса [23].

9. По балансу теплоты в процессе газификации: автотермические; аллотермические.

При исследовании процессов газификации угля на ПГУ ТЭС, прежде всего, заслуживают внимания технологии с получением высококалорийного горючего газа. Наиболее распространенными в этой области являются технологии фирм «Lurgi», «British Gas/Lurgi» (слоевая газификация кускового угля), «Winkler», «U-Gas», KRW, Westinghouse Corporation (газогенераторы

кипящего слоя), «Техасо» (газогенератор с водоугольной суспензией), «Shell», «Prenflo», «Destec», «Koppers- Totzek» (газогенераторы пылевого потока) [4].

1.4 Газификация в неподвижном слое

На сегодняшний день газогенераторы с неподвижным слоем для выработки энергии используются редко, по сравнению с аппаратами ЦКС и пылевого потока. Большинство таких газогенераторов небольшие по мощности, расход топлива находится на уровне 100 т угля в сутки. В качестве газифицирующего агента используется воздух или пар. Они менее капиталоемкие и более просты в эксплуатации, чем другие газогенераторы, а также имеют большее время нахождения топлива в реакционной зоне.

Требования по размерам топлива менее жесткие, по сравнению с другими типами газогенераторов (5-80 мм), но есть ограничение по содержанию угольной пыли. Газифицирующий агент (смесь пара и кислорода) поступает в нижнюю часть газогенератора, в противоток угля. Время пребывания угля в неподвижном слое — 15-30 минут при высоком давлении в газогенераторе и кислородном дутье, и несколько часов — при атмосферном давлении и воздушном дутье [5].

Уголь загружается в верхней части газогенератора и последовательно проходит зоны нагрева, сушки, пиролиза, газификации и горения. В итоге он полностью сгорает в нижней части реактора, в зоне горения, где в слое достигается самая высокая температура. Температура в зоне горения обычно 1400-1800°C для газогенераторов с жидким золоудалением и около 1300 °C — для сухого золоудаления, когда температура горючего газа на выходе из газогенератора составляет 370—510 °C.

Вследствие низкой температуры в верхней части газогенератора, горючий газ содержит смолы, фенолы и имеет низкую температуру кипения углеводородов, получаемых в зоне пиролиза. Последние разработки включают дополнительный цикл, который возвращает эти продукты обратно в газогенератор для их дальнейшего реагирования.

Наиболее широкое применение среди слоевых газогенераторов в промышленности получили аппараты типа «Lurgi», работающие по прямому процессу газификации [4].

1.4.1 Процесс «Lurgi»

Процесс заключается в газификации угля в неподвижном слое с использованием паровоздушного или парокислородного дутья.

Газогенератор (рисунок 1.2) представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд, работающий под давлением примерно 2,5 МПа [4]. Внутри противотоком к реагирующему опускающемуся углю (размером 5-30 мм) поступает газифицирующий агент. Газифицирующий агент проходит сквозь слой горячего шлака, лежащего на решетке, и подогревается.

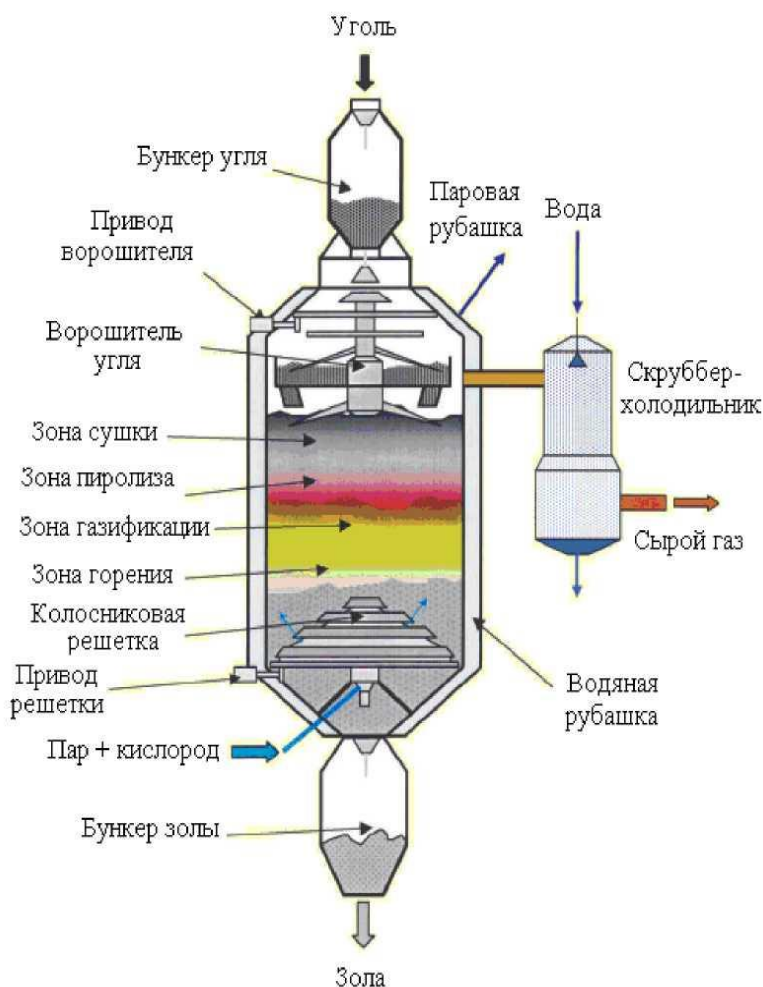


Рисунок 1.2 – Газогенератор «Lurgi» [4]

Затем окислитель поступает в зону горения кокса, где температура достигает 1000-1200 °С. Из этой зоны горячие газы поступают в зону газификации, где протекают эндотермические реакции, и температура газов уменьшается. При температуре 700-850 °С реакции прекращаются и продукты газификации, поднимаясь вверх по шахте газогенератора, осуществляют термическое разложение сырого угля в верхней части слоя топлива и уносят с собой выделившиеся продукты. На выходе из газогенератора температура газов составляет 300-500 °С.

Непосредственно к реактору примыкает скруббер-холодильник, в котором полученный газ промывается водой и охлаждается.

Среди недостатков процесса «Lurgi» можно выделить следующие:

- необходимость использования сортированного угля;
- наряду с газификацией происходит процесс пиролиза угля, продукты которого (смолы, влага и др.) уносятся с газом, что требует сложной системы очистки;
- низкая степень конверсии пара, большое количество сточных вод и высокие затраты на их очистку;
- Низкая производительность.

К преимуществам технологии можно отнести:

- широкие масштабы внедрения процесса «Lurgi» и многолетняя апробация процесса;
- газификация происходит под давлением, следовательно, в случае получения синтез-газа происходит экономия расходов на компрессию. [4]

1.5 Газификация в кипящем слое

Как правило, такие газогенераторы имеют воздушное или кислородное дутье, псевдоожиженный или циркулирующий слой, помол топлива в пределах 0,5-5 мм.

Уголь подается в газогенератор в восходящем потоке газа, который псевдоожижает его внутри реактора, обеспечивая большую площадь для

реагирования углерода, топлива и газифицирующего агента. Слой обычно формируется из песка, угля, сорбента и золы. Время пребывания частиц угля в газогенераторе около 10-100 секунд. Температура в газогенераторе ниже температуры плавления золы.

Газогенераторы с воздушным дутьем производят горючий газ низкой теплотворной способности, а при кислородном дутье — средней. Некоторые атмосферные газогенераторы кипящего слоя имеют подвод теплоты извне и, таким образом, позволяют использовать пар в качестве основного псевдоожижающего агента. Такие газогенераторы производят газ богатый водородом со средней теплотворной способностью. В этом случае установка по производству чистого кислорода не требуется. [5]

Недостаток газогенераторов такого рода, по сравнению с аппаратами пылевого потока, — это низкая скорость преобразования (конверсии) углерода в одной стадии в связи с их более низкой температурой.

Новые станции, использующие технологию газификации в кипящем слое для выработки энергии и основанные на технологии HTW (High Temperature Winkler), строятся в Чехии. Станции малой мощности, основанные на технологии GTI, известные также как U-Gas, работают в Китае и производят синтез-газ, который является сырьем для химической промышленности. Другие станции малой мощности также находятся на стадии строительства, а также работают в США и Канаде. Станции, на которых применяется технология газификации в кипящем слое, используют в качестве топлива биомассу, каменный уголь, кокс или полукокс [4].

1.5.1 Процесс «Winkler»

Процесс «Winkler» (рисунок 1.3) представляет собой газификацию мелкозернистого угля в кипящем слое. Дробленый и подсушенный уголь вводят в кипящий, или псевдоожиженный слой газогенератора. Для поддержания реакций часть угля сжигается.

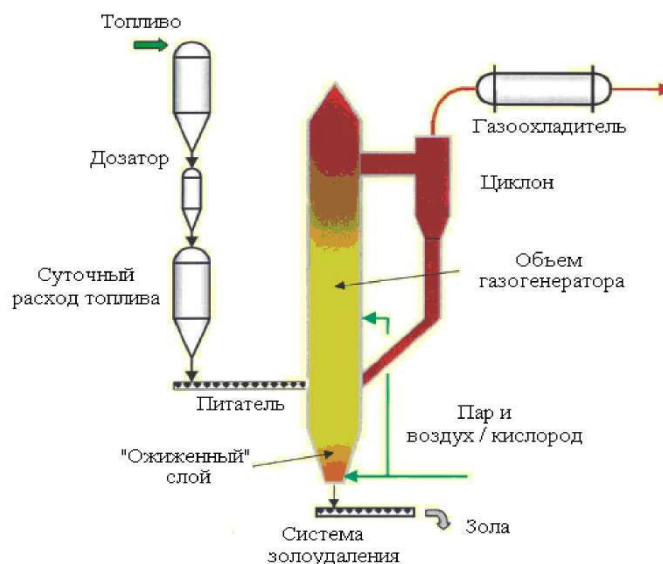


Рисунок 1.3 – Процесс «Winkler» [4]

Температура в реакторе обычно она составляет 750-800 °С. Реакция проходит при атмосферном или повышенном давлении (1,3 МПа), в зависимости от того, для каких целей производится генераторный газ. Степень газификации углерода достигает 85-90 %.

Преимуществами технологии являются высокая степень апробации данного метода, возможность использования относительно дешевых мелких и высокозольных углей любых марок, отсутствие побочных продуктов (смол и углеводородов).

К недостаткам можно отнести:

- часть угля, подаваемого в газогенератор, сжигается для поддержания реакции газификации;
- большое содержание CO_2 в полученном горючем газе;
- значительный унос частиц топлива с генераторным газом [4].

1.5.2 Технология «U-Gas»

Угольные частицы, максимальный размер которых – 6 мм (средний размер 1-1,5 мм), сушатся до влажности менее 5 %, после чего подаются в газогенератор вместе с сорбентом (доломитом). Газификация происходит при температуре 900-1040 °С и давлении 2,2 МПа. Дутье – воздушное.

До 85 % соединений серы планируется связывать в КСД за счет ввода сорбента, а около 10 % – в системе горячей сероочистки. Выносимые с газом твердые частицы собираются в двух ступенях циклонов. С выхода вторичного циклона низкокалорийный газ с температурой 980-1000 °С охлаждается в теплообменнике до 540 °С и поступает на вход системы сероочистки.

Система сероочистки состоит из двух реакторов кипящего слоя. С выхода системы сероочистки газы идут на очистку от пыли в керамические фильтры, откуда очищенный газ поступает в камеру сгорания газовой турбины. Продукты сгорания с выхлопа ГТ направляются в котел-утилизатор [26].

К недостаткам относятся:

- низкая теплота сгорания генерируемого газа вследствие присутствия в нем балластного азота;
- необходимость сжигания части угля для обеспечения реакции;
- сложность конструкции сероочистки.

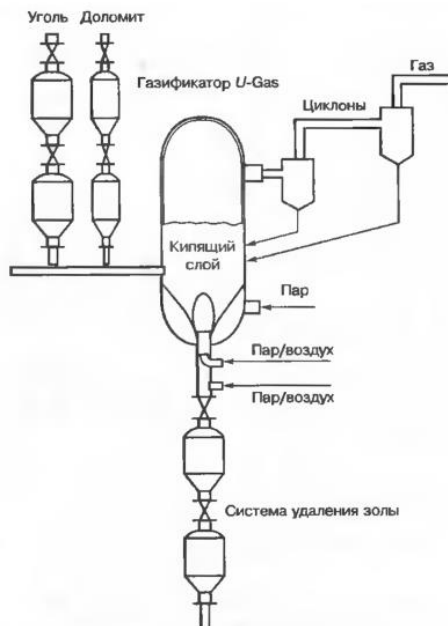


Рисунок 1.4 – Технология «U-Gas»

1.6 Газификация в пылевом потоке

В настоящее время газогенераторы твердого топлива в пылевом потоке являются наиболее универсальными и широко распространенными в мире

аппаратами для выработки электрической энергии. Различные станции, основанные на таких газогенераторах, либо уже находятся в эксплуатации, либо строятся. В существующих установках газифицирующим агентом является кислород.

Эти газогенераторы могут быть использованы для производства горючего газа, который в дальнейшем может являться топливом на станциях, работающих по IGCC циклу, для выработки электрической энергии, для производства чистого водорода и синтеза химикатов.

Уголь в газогенератор можно подавать в сухом виде или в виде суспензии. Очень короткое время пребывания угольной пыли в газогенераторе требует, чтобы размеры частиц угля были менее 1 мм. Современные газогенераторы пылевого потока работают в диапазоне температур 1400-2000°C и при повышенном давлении. Высокая температура обеспечивает высокую конверсию углерода и горючий газ средней теплотворной способности, без фенолов и смол. Однако высокая температура негативно сказывается на горелках и материалах газогенератора, уменьшая срок их службы и увеличивая эксплуатационные расходы. Также требуются теплообменные аппараты, рассчитанные на высокую температуру эксплуатации. Не рекомендуется использовать угли высокой зольности и высокой температуры плавления.

Использование таких газогенераторов не целесообразно с экономической точки зрения в малых масштабах в связи с высокими капитальными затратами, связанными, в первую очередь, с необходимостью строительства станции получения чистого кислорода и использованием дорогих теплообменников. [5]

Технология газификации угля в пылевом потоке считается наиболее перспективной из всех существующих на сегодняшний день. Поэтому в данной работе именно эта технология будет рассматриваться для анализа применения в схемах ПГУ.

1.6.1 Технология «Техасо»

Особенность процесса состоит в использовании в качестве топлива водоугольных суспензий (ВУС). Газификация топлива производится в цилиндрическом аппарате в пылевом потоке частиц угля на кислородном дутье под высоким давлением. Подаваемый кислород производится специальной установкой.

Технологическая схема установки большой единичной электрической мощности (250 МВт) газификации топлива в потоке по технологии «Техасо» представлена на рисунке 1.5 и реализована в рамках проекта ПГУ Тампа Electric на ТЭС Polk, Mulberry (Флорида, США) [3].

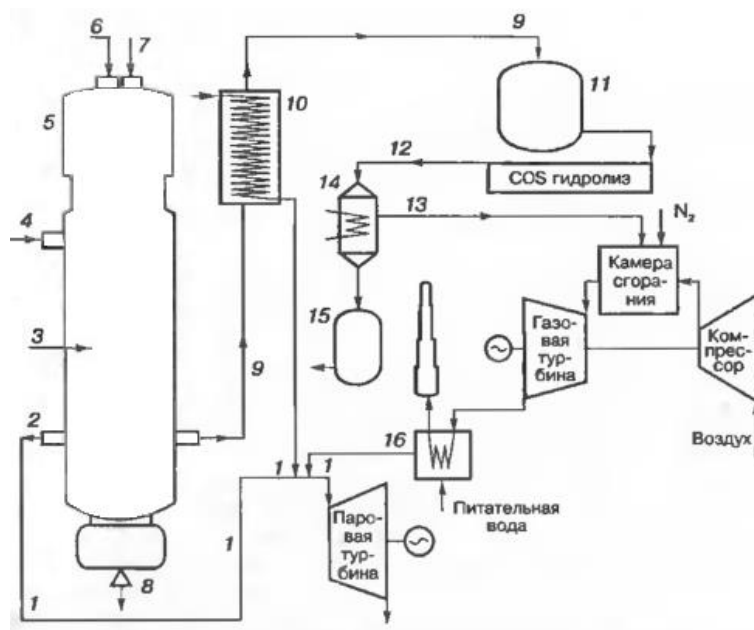


Рисунок 1.5 – Принципиальная схема газификации угля по методу «Техасо». Проект ПГУ Тампа Electric [3]

1 – пар; 2 – пар высокого давления; 3 – радиационный теплообменник; 4 – питательная вода; 5 – Техасо-газификатор; 6 – кислород; 7 – водоугольная суспензия; 8 – шлак; 9 – сырой синтез-газ; 10 – теплообменник для охлаждения сырого синтез-газа; 11 – скрубберная очистка; 12 – синтез-газ; 13 – очищенный синтез-газ; 14 – очистка от кислородосодержащих газов; 15 – установка для получения серной кислоты; 16 – КУ

Газогенератор работает при температуре 1320-1430 °С и давлении 3-4 МПа. Подача топлива в виде водоугольной суспензии и кислорода 95 %

чистоты осуществляется в верхней части реактора. Высокотемпературный среднекалорийный синтез-газ охлаждается в газификаторе в радиационном теплообменнике, где производится пар высокого давления [3].

Параметры процесса газификации таковы, что сырой газ богат водородом (H_2) и оксидом углерода (CO), причем концентрация $CO > H_2$.

Высокотемпературный среднекалорийный газ может быть охлажден двумя способами: прямым и косвенным.

При прямом методе (рисунок 1.6) генераторный газ быстро охлаждается водой. Сырой газ отбирается из нижней части реактора и проходит по трубке, погруженной в бассейн с водой. Далее, проходя через воду, газ охлаждается до температуры ее насыщения и очищается от содержащихся в нем шлака и частиц сажи. Охлажденный газ выходит из сосуда через канал в боковой стенке и направляется на последующее охлаждение и очистку или для прямого использования. Такую систему очистки имеют большинство газогенераторов «Техасо». Главными преимуществами такой схемы являются дешевизна и надежность, но с другой стороны, установка имеет низкую эффективность [26].

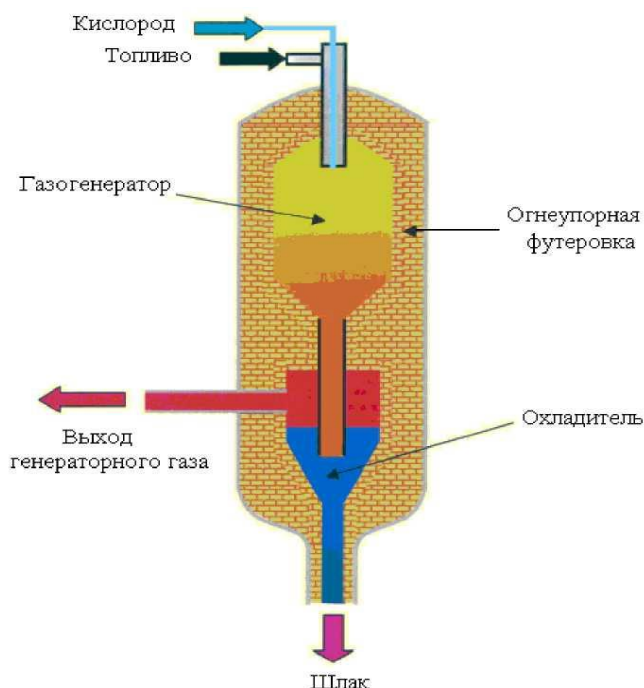


Рисунок 1.6 – Газогенератор «Техасо» с прямым способом очистки генераторного газа [26]

При схеме с полной утилизацией теплоты сырой газ из зоны газификации поступает в радиационный теплообменник, находящийся в газогенераторе, где охлаждается от температуры 1400 °С до 700 °С. Содержащиеся в горючем газе пыль и HCl удаляются в системе мокрой очистки [4].

К преимуществам процесса «Техасо», в основном по части экологии, можно отнести:

- возможность использования в качестве топлива относительно дешевых и высокозольных углей любых марок;
- отсутствие побочных продуктов (смолы, углеводороды);
- утилизация значительной части вторичных энергоресурсов;
- небольшой объем образующихся сточных вод.

Но существуют и недостатки:

- необходимость применения систем автоматического регулирования с малым (доли секунды) временем срабатывания;
- значительный унос частиц топлива с генераторным газом;
- относительно невысокая производительность реакторов;
- использование кислорода в качестве газифицирующего агента и его большой расход, по сравнению с газогенераторами, использующими сухую угольную пыль [4].

1.6.2 Газогенератор «Destec»

Процесс газификации угля по методу «Destec» (рисунок 1.7) проводится в двухстадийном поточном газогенераторе с жидким шлакоудалением. Топливо подается в реактор в виде ВУС (уголь/вода = 60/40%) под высоким давлением. В качестве газифицирующего агента используется кислород 95% чистоты.

Газогенератор работает при давлении 2,75 МПа и температуре 1370 °С. Температура процесса зависит от типа используемого топлива [24].

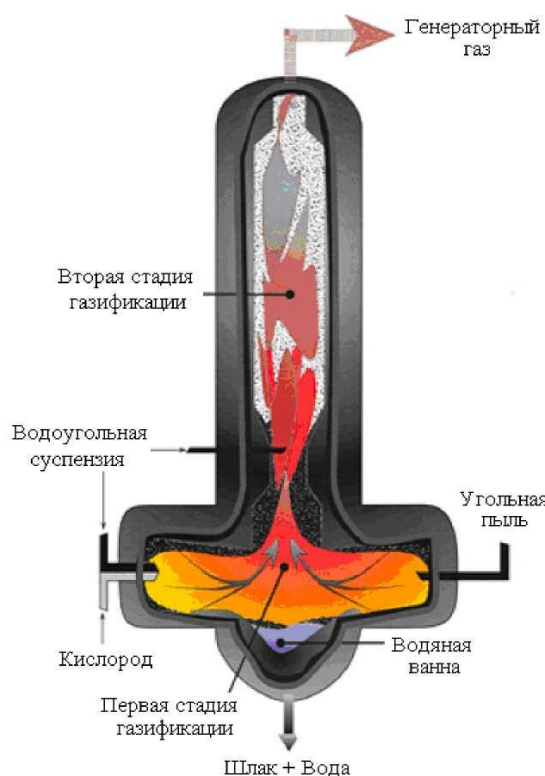


Рисунок 1.7 – Газогенератор «Destec» [24]

ВУС подается в нижнюю часть газогенератора, одновременно смешиваясь с кислородом. Происходит частичное окисление угля и, таким образом, обеспечиваются эндотермические реакции в зоне газификации тепловой энергией.

Неочищенный генераторный газ поступает в верхнюю футерованную часть реактора, куда дополнительно вводится ВУС. В этой части происходит реагирование свежего топлива с полученным на первой стадии процесса генераторным газом.

На второй стадии теплота сгорания генераторного газа увеличивается, а протекающие эндотермические реакции способствуют его охлаждению до температуры около 1040 °С. После газогенератора газ поступает в теплообменник, где производится пар для паротурбинной установки, а далее направляется в систему горячей очистки.

Недостатками данного метода являются использование в качестве газифицирующего агента кислорода высокой степени очистки и большое содержание CO_2 в получаемом генераторном газе.

1.6.3 Процесс «PRENFLO» PSG с генерацией пара

Процесс «PRENFLO» (Pressurised Entrained-FLOW) реализуется при повышенном давлении на любом виде твердого топлива (уголь, нефтяной кокс, биомасса). Этот процесс широко используется для газификации высокосернистого нефтяного кокса и высокозольных углей. Процесс основан на технологии «Koppers-Totzek» [4].

На рисунке 1.8 представлено схематическое изображение газогенератора «PRENFLO».

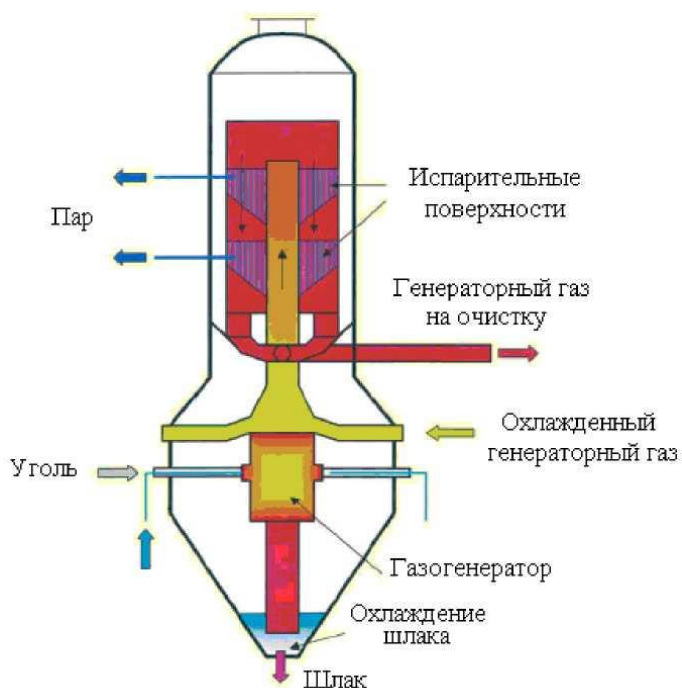


Рисунок 1.8 – Газогенератор «PRENFLO» PSG [24]

Сначала уголь проходит систему топливоприготовления. Около 80 % угольной пыли должно быть размером менее 0,1 мм, влажностью 1-2 % – для каменного и 8-10 % — для бурого угля. Уголь подается вместе с кислородом и паром через четыре горелки, расположенные в одной горизонтальной плоскости в нижней части газогенератора. В газогенераторе подготовленное топливо газифицируется при давлении около 4 МПа. Температура газификации выше температуры плавления золы позволяет осуществлять жидкое шлакоудаление. На рисунке 1.9 приведена схема включения газогенератора «PRENFLO» PSG.

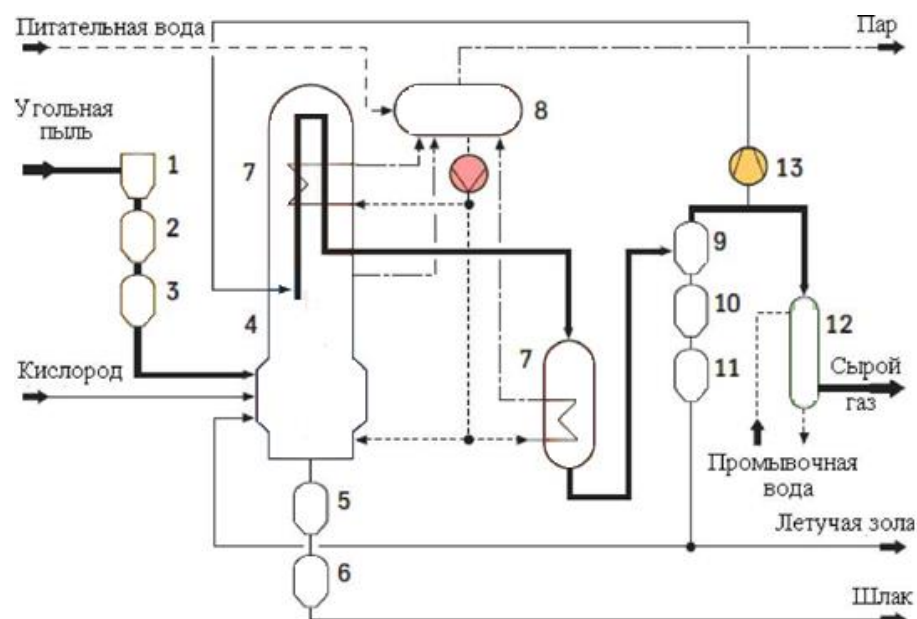


Рисунок 1.9 – Схема включения газогенератора [13]:

1 — циклон; 2 — дозатор; 3 — суточный запас топлива; 4 — газогенератор; 5, 6 — система удаления шлака; 7 — котел-утилизатор; 8 — барабан; 9,10,11 — система очистки газа от золы; 12 — скруббер Вентури; 13 — газовый компрессор.

Сырой генераторный газ состоит в основном из $\text{CO} + \text{H}_2$ (85%), а также из небольшого количества CO_2 (2-4%) и CH_4 (менее 0,1%) и имеет температуру 1450-1600 °С. После реактора газ охлаждается в первом теплообменнике до температуры 800 °С, генерируя одновременно пар, что способствует повышению эффективности использования тепловой энергии газа. Движение генераторного газа в реакторе организовано таким образом, что газ поднимается вверх в центральной части реактора (вдоль его оси), а опускается через испарительные поверхности (мембранную стенку) первого теплообменника, затем, поступая во второй, охлаждается до температуры 380 °С. После этого газ проходит обеспыливание в фильтрах. Часть газа направляют обратно в газогенератор. Завершается процесс очистки промыванием газа в скруббере Вентури [4].

Преимущества процесса:

- сухую систему подачи топлива;
- наличие нескольких горелок и мембранной стенки, с системой быстрого охлаждения горячего газа водой.

1.6.4 Технология «Shell»

Компания «Shell» начала исследования в области технологии газификации в 1950-х гг. Первая станция с использованием газификации угля была введена в эксплуатацию в 1993 г. в Нидерландах. В настоящее время вместе с компанией построено 27 станций во всем мире, включая Китай, Вьетнам, Великобританию, Австралию, Нидерланды и Южную Корею [5].

Газогенератор «Shell» (рисунок 1.10) состоит из трех основных частей:

- зона газификации, имеющая огнеупорную футеровку, где топливо переходит в генераторный газ в присутствии кислорода и пара;
- газоохладитель, в котором генерируется пар высокого давления.
- двухступенчатая система очистки, в которой из газа удаляются остаточный углерод и зола.

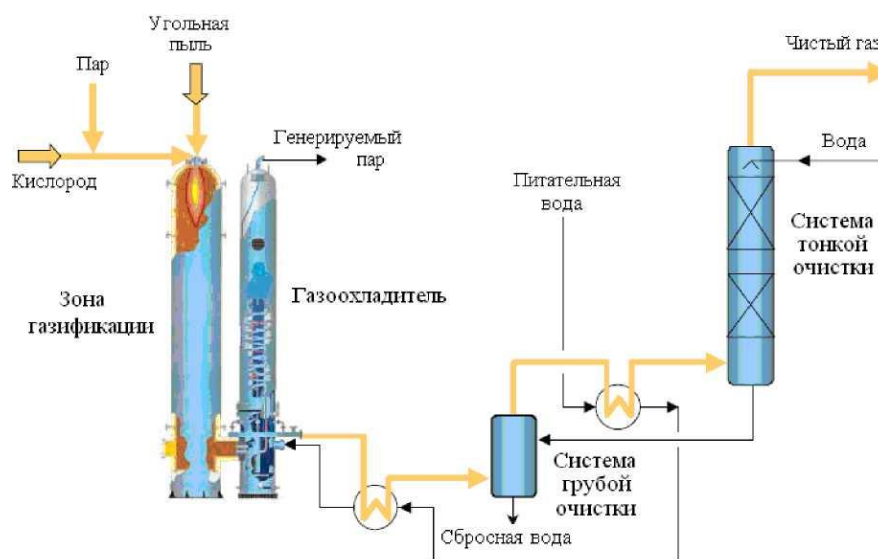


Рисунок 1.10 – Газогенератор «Shell» [13]

В газогенератор подается подсушенное и измельченное топливо под давлением. Транспортирующим веществом является, как правило, азот. Окислитель подогревается, для того чтобы сократить потребление чистого кислорода, и смешивается с водяным паром перед подачей в горелку. Уголь взаимодействует с окислителем при температуре около 1400 °С, в результате чего образуется СО и небольшое количество СО₂. При таких температурах зола превращается в жидкий шлак. Эксплуатация при высоких температурах

ограничивает образование углеродсодержащих газов[4].

Газификация топлива в потоке по методу “Shell” происходит следующим образом. Пылевидный сухой уголь с размером частиц менее 100 мкм (90%) газифицируется в потоке при температуре 1450—1750 °С и давлении 3,1 МПа. Сухая подача угля обеспечивает высокие показатели эффективности процесса. Поток создается расположенными друг напротив друга горелками, использующими кислородное дутье с добавкой пара. Использование кислородного дутья (95% чистоты) и интенсивное смешение реагентов (угля, подогретых кислорода и пара) создает благоприятные условия для высокотемпературного турбулентного массообмена, что, в свою очередь, обеспечивает высокую скорость реакций и степень конверсии топлива за малое время их пребывания в реакторе. Получаемый синтез-газ состоит в основном из H_2 и CO_x , а также следов метана, и практически не содержит высших углеводородов [3].

Таблица 1.2 – Технологические показатели газификации и состав генераторного газа по методу Shell [3]

Давление в газификаторе, МПа	3,1
Отношение кислород/пар, кг/кг	0,139
Чистота кислорода, %	95
Температура на выходе газификатора, °С	1400-1600
Состав сырого синтез-газа (об. доля, %)	
H_2	31,00
CO	62,10
CH_4	0,05
CO_2	1,00
N_2	3,10
H_2S+COS	0,23
Ar	0,80
H_2O	1,70
Теплота сгорания чистого газа, МДж/нм ³	12,5

Сырой генераторный газ и летучая зола покидают газификатор при температуре около 1400–1700 °С. Перед поступлением в теплообменник газ охлаждают до 900 °С. Система горячей очистки синтез-газа работает при

температуре порядка 400 °С. Около 95% уловленного уноса возвращается в газификатор, повышая степень конверсии топлива.

Процесс “Shell” стал основой одного из крупнейших в Европе проектов ПГУ на ТЭС Buggenum (Нидерланды). Электрическая мощность установки — 253 МВт. КПД процесса — около 46 %. Используемые угли — El Cerréjon и другие каменные. Пуск ПГУ был произведен в 1993 г. Выбросы вредных веществ: SO_x — менее 37 мг/нм³, NO_x — менее 130 мг/нм³ [3].

2 Анализ простейших тепловых схем ПГУ с внутрицикловой газификацией угля

Целью данной главы является определение конфигурации схемы ПГУ с газификацией угля и выбор исходных данных для дальнейшего расчета.

В основе схем ПГУ с газификацией лежат простые схемы ПГУ.

Парогазовые установки, работающие на природном газе, можно классифицировать по некоторым признакам.

По назначению ПГУ делятся на:

- конденсационные, которые вырабатывают только электроэнергию и являются наиболее простыми и экономичными, так как не имеют теплофикационной установки со сложным хозяйством нагрева сетевой воды в подогревателях;
- теплофикационные, которые помимо электрической вырабатывают тепловую энергию.

В зависимости от способа утилизации тепловой энергии выхлопных газов:

- утилизационные;
- с параллельной схемой;
- с дожиганием;
- с паровой турбиной;
- сбросные;
- с высоконапорным парогенератором;
- с нагревом питательной воды выхлопными газами ПГУ.

В утилизационных ПГУ выхлопные газы ГТ поступают в котел-утилизатор, в котором за счет их тепловой энергии генерируется перегретый пар, направляемый в паровую турбину. Дополнительное топливо в котле утилизаторе не сжигается. Это самые экономичные и, потому, наиболее распространенные ПГУ.

Утилизационные ПГУ отличаются числом контуров генерации пара в котле утилизаторе: одно-, двух- и трехконтурные. Широкое распространение получили двухконтурные схемы. Установка контура НД вслед за контуром ВД позволяет снизить температуру уходящих газов за котлом до 95–105°C, что при оптимизации параметров контуров позволяет получить КПД ПГУ на уровне 50–52%. Одноконтурные ПГУ наименее экономичны, так как не обеспечивают полноценную утилизацию тепловой энергии выхлопных газов газовой турбины. Максимальную утилизацию теплоты выхлопных газов обеспечивают трехконтурные схемы. Однако выбор такой конструкции будет неоправданным, вследствие ее сложности и дороговизны, при экономичности всего на 1–2% больше, чем у двухконтурных ПГУ [6].

Схемы ПГУ с внутрицикловой газификацией отличаются от вышеназванных наличием узла газификации. Их можно классифицировать по:

- составу дутья (кислородное и воздушное);
- по степени интеграции воздухоразделительной установки в схему ГТУ;
- по способу очистки генераторного газа.

2.1 Классификация схем ПГУ с ВЦГ по составу дутья

Простейшие принципиальные схемы ПГУ с ВЦГ с кислородным и воздушным дутьем представлены на рисунке 2.1.

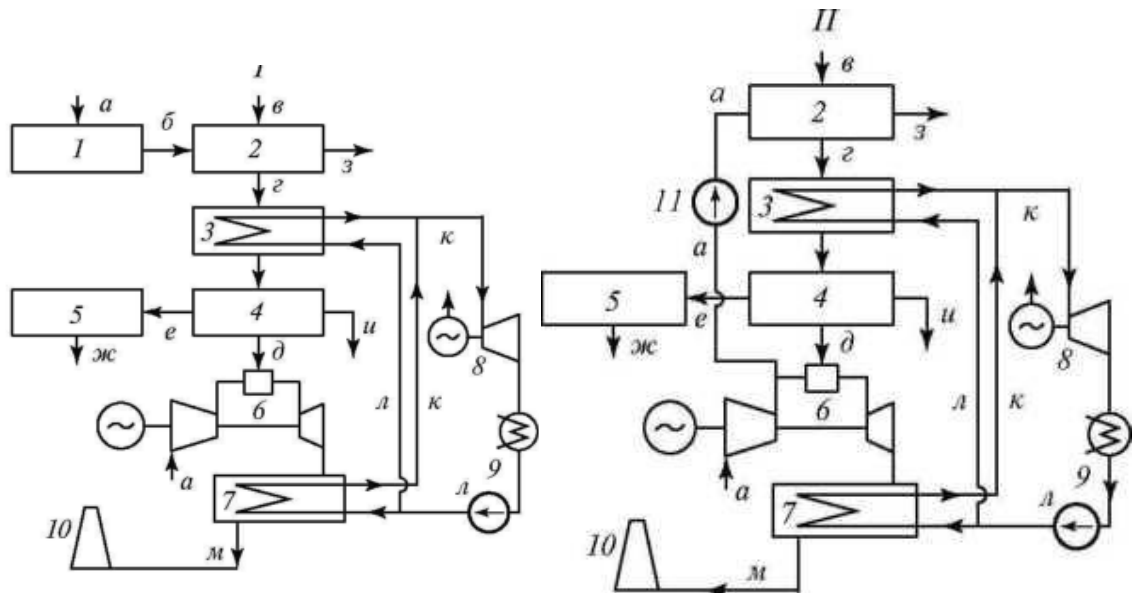


Рисунок 2.1 – Принципиальные схемы ПГУ с ВЦГ:

I — кислородное дутье; II — воздушное дутье; основные элементы схемы:
 1 — ВРУ; 2 — газификация; 3 — охлаждение сырого газа;
 4 — очистка газа; 5 — выделение серы; 6 — ГТУ; 7 — котел-утилизатор;
 8 — парогазовая турбина; 9 — конденсатор; 10 — дымовая труба;
 11 — нагнетатель, повышающий давление воздуха; Материальные потоки:
 а — воздух; б — кислород; в — уголь; г — сырой газ; д — очищенный газ;
 е — сорбент; жс — сера; з — зола; и — пыль; к — пар; л — вода;
 м — уходящие газы

Кислород (или сжатый воздух) подается в газогенератор вместе с предварительно подготовленным углем. В газогенераторе осуществляется частичное окисление угля с образованием синтез-газа, содержащего в основном CO и H₂, а также N₂, CO₂ и H₂O, и золы, которая выводится снизу через шлюз. Генераторный газ очищается от остатков золы и соединений серы, после чего сжигается в камере сгорания ГТУ [9].

Далее подробнее рассмотрим возможные конфигурации простейших схем ПГУ с внутрицикловой газификацией.

2.1.1 Схемы с использованием воздушного дутья

При использовании воздушного дутья образуется газ с низкой теплотой сгорания. Он характеризуется высоким содержанием балласта – азота (до 40-50%), что обуславливает значения теплоты сгорания в пределах 4-6 МДж/кг. Необходимость очистки и охлаждения большого объема газа предусматривает наличие материалоемкого блока очистки.

Среди достоинств можно выделить низкие капитальные затраты на сооружение такой станции, достигнутые за счет отказа от воздухоразделительной установки, и повышение надежности станции в целом. В таблице 2.1 приведен пример структуры затрат на строительство ПГУ с ВЦГ [14].

Таблица 2.1 – Структура затрат на строительство ПГУ с ВЦГ

Блок	Доля затрат, %
Газификационный	25
Системы очистки	7
ВРУ	15
Топливоприготовление	10
Силовой, включая паровую и газовую турбину, котел, генератор	43

Примером успешного применения воздушного дутья в промышленных установках можно назвать проект Японской компании Mitsubishi Heavy Industries (MHI). MHI, создавая технологию ВЦГ-ПГУ, развивает идею пылеугольного газогенератора с воздушным дутьем, жидким шлакоудалением и двухступенчатой подачей топлива. Получаемый газ имеет невысокую калорийность – порядка 4,8 МДж/нм³, однако достаточную для работы ПГУ. Демонстрационный проект на станции Nakoso Power Station имеет КПД(э) до 48% и мощность 250МВт [2].

В компании MHI считают, что исключение ВРУ целесообразно по причине улучшения эффективности станции в целом и повышении ее надежности. Схема демонстрационной установки показана на рисунке 2.2.

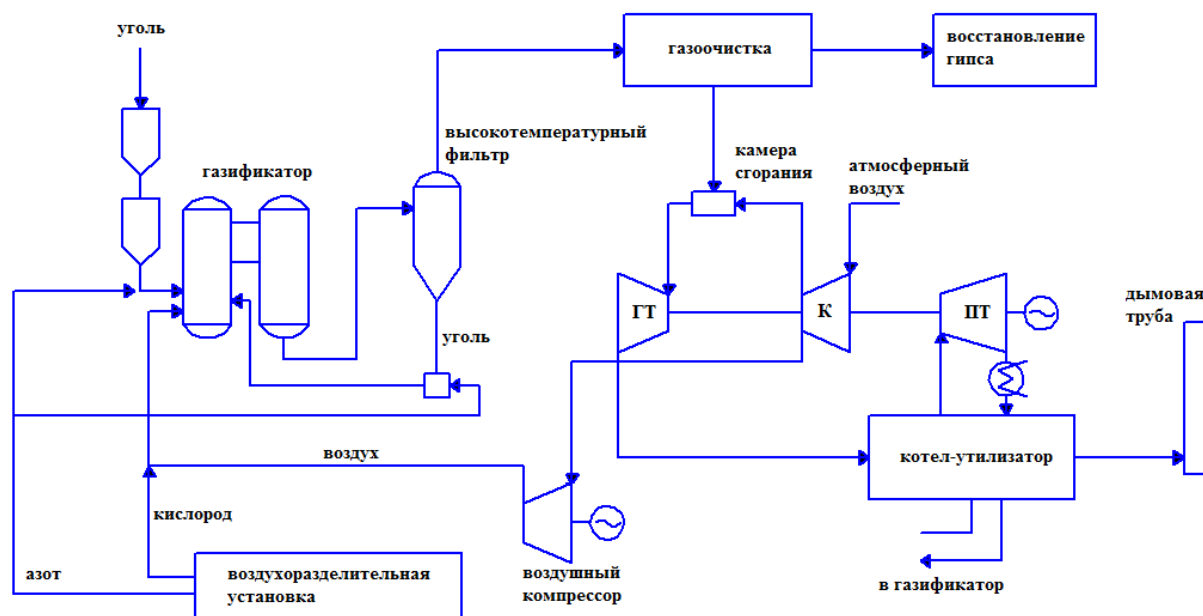


Рисунок 2.2 – Схема демонстрационной установки Mitsubishi

ВРУ, в данном случае, служит для разделения воздуха на азот и кислород. Азот как инертная среда используется для транспортировки угольной пыли, что обеспечивает взрывобезопасность. А кислород, небольшой концентрации, в качестве побочного продукта смешивают с воздухом и эффективно используют для усиления реакции газификации.

2.1.2 Схемы с использованием кислородного дутья

В мире большинство проектов ВЦГ-ПГУ используют технологию с кислородным дутьем. Такой выбор обоснован соображениями уменьшения габаритов, материалоемкости и стоимости блока очистки генераторного газа, а также получением генераторного газа с высокой теплотой сгорания.

Кислород в качестве окислителя обычно используется при газификации угольной пыли в потоке, что обеспечивает необходимую для полной газификации углерода температуру и достаточно высокую теплоту сгорания генераторного газа. Вследствие высокой температуры газа на выходе из газификатора он свободен от смол и других конденсирующихся соединений [9].

Упрощенная схема ПГУ-ВЦГ с кислородным дутьем приведена на рисунке 2.3.

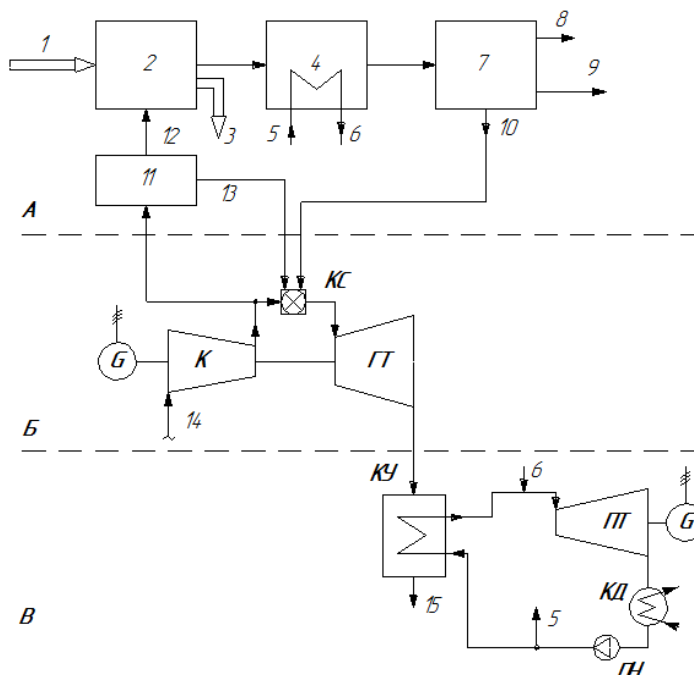


Рисунок 2.3 – Упрощенная схема ПГУ-ВЦГ с кислородным дутьем:

А – узел газификации угля и получения генераторного газа; Б – секция ГТУ; В – секция ПСУ;

1 – подача пылевидного угля; 2 – газогенератор; 3 – шлакоудаление; 4 – газоохладитель; 5 – питательная вода; 6 – пар; 7 – газоочистка; 8 – удаление элементарной серы; 9 – удаление пыли; 10 – очищенный газ; 11 – ВРУ; 12 – O_2 ; 13 – N_2 ; 14 – воздух; 15 – уходящие газы

Часть воздуха после компрессора направляется в ВРУ, откуда кислород (зачастую вместе с некоторым количеством пара) поступает в газогенератор. Сюда же подается размельченный сортированный уголь. Контакт угля и парокислородного окислителя осуществляется в газогенераторе при температурах 1000-1900 °С и давлении 0,1-4,0 МПа в зависимости от применяемого технологического процесса газификации.

Газ после газогенератора направляется в газоохладитель, где вырабатывается пар заданных параметров. Затем газ подвергается очистке от золы и сероводорода. Очищенный газ поступает в КС ГТУ.

Таким образом, в ПГУ с ВЦГ на кислородном дутье условно можно выделить три основные зоны:

- газогенераторную с системами подачи топлива, охлаждения и очистки синтетического газа;
- ГТУ с отводом части циклового воздуха компрессора в систему его разделения на кислород и азот;
- паросиловую установку с КУ и ПТ [11].

Также возможен вариант такой схемы с дополнительным подводом атмосферного воздуха в ВРУ и подачей азота не в КС, а в газовую турбину, для его полного разложения в дымовых газах ГТ.

2.2 Интеграция основного оборудования и процессов ПГУ с газификацией

При использовании природного газа в качестве топлива на ПГУ, газовые и паровые турбины электростанции, а также газотурбинные и паровые процессы связаны друг с другом только утилизацией теплоты дымовых газов в котле-утилизаторе. В отличие от этого, в электростанции с ВЦГ существует несколько возможностей для связи блока разделения воздуха, газификатора, газовой турбины и генерации пара.

Цель интеграции - это максимальное увеличение эффективности установки. Высокая степень интеграции, однако, обладает рядом недостатков, влияющих на операционные показатели при различных нагрузках и снижение доступности процесса в целом.

Далее рассмотрим возможные варианты интеграции основных узлов.

2.2.1 Интеграция по паровой части

В ПГУ с ВЦГ пар для паровой турбины вырабатывается в КУ, газогенераторе и охладителе неочищенного газа. Большее число испарительных поверхностей, чем в ПГУ на природном газе, обеспечивает генерацию более насыщенного пара в котле-утилизаторе. Таким образом, эффективность производства пара поднимается от 40 до 42%. Такая

интеграция применяется во всех демонстрационных установках (рисунок 2.3) [11].

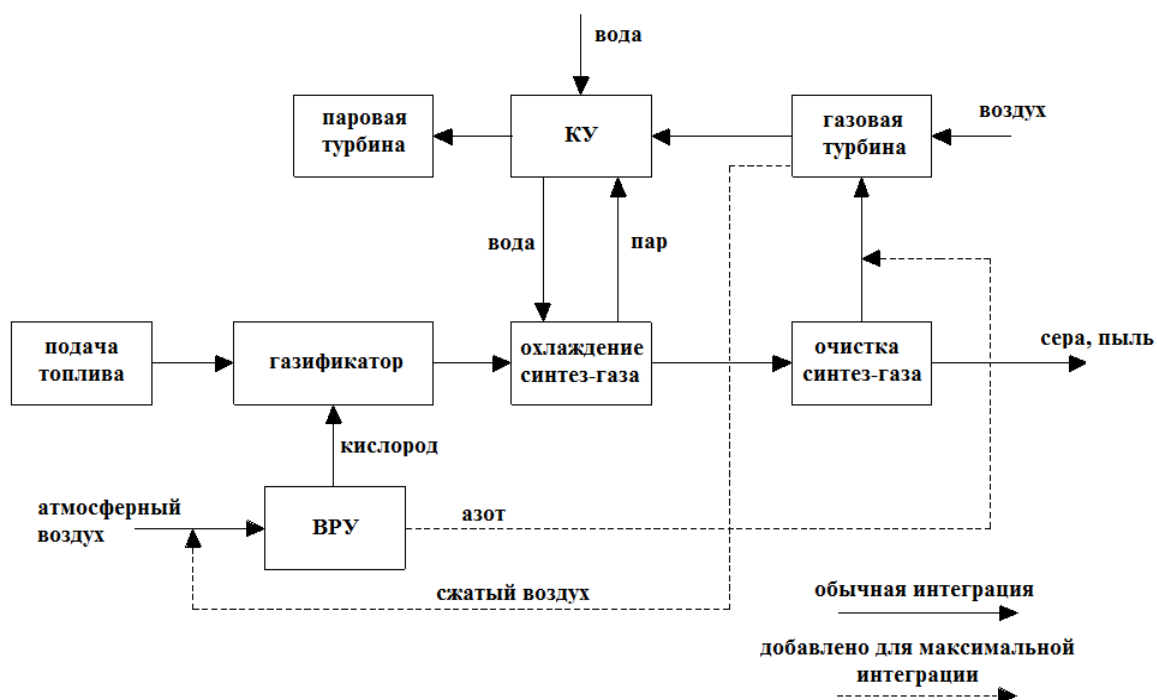


Рисунок 2.3 – Интеграция по паровой части

2.2.2 Интеграция ВРУ

Насколько известно, около 15-25% от общего потока воздуха должно подаваться в блок разделения воздуха (ВРУ) для производства кислорода; остальное служит для окисления синтез-газа в камере сгорания газовой турбины. О полной интеграции говорят, когда весь поток воздуха, необходимый для ВРУ, отводится после компрессора газовой турбины (рисунок 2.4). Более высокая эффективность сжатия воздуха для газовой турбины позволяет снизить потребность в энергии для сжатия в ВРУ. Блок разделения воздуха должен работать под давлением, чтобы повысить давление кислорода до давления газификации. Степень интеграции воздуха, как правило, определяется тем, какой процент от общего потока воздуха для ВРУ поступает из компрессора ГТ.

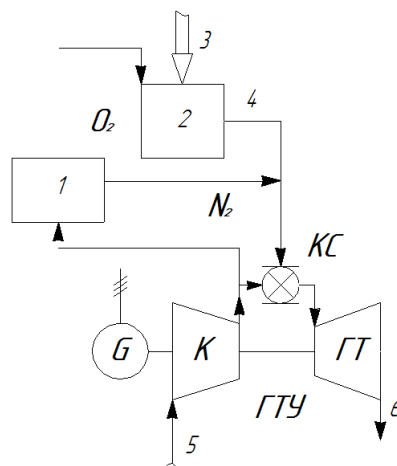


Рисунок 2.4 – Пример схемы с полной интеграцией ВРУ

1 – ВРУ; 2 – газогенератор; 3 – подача измельченного угля; 4 – очищенный генераторный газ; 5 – воздух; 6 – выходные газы ГТУ, поступающие в КУ

Возможными выгодами от такой интеграции являются повышенная эффективность, повышение выходной мощности и снижение капитальных затрат (например, экономия на воздушном компрессоре ВРУ).

Недостатками высокой степени интеграции являются возможное снижения доступности процесса, меньшая эксплуатационная гибкость, длительное время запуска и тот факт, что ВРУ не может работать без газовой турбины. К тому же, полная интеграция всегда будет давать максимальную эффективность, но не обязательно максимальную мощность.

Наиболее удачным примером использования полной интеграции ВРУ в схеме ПГУ является Испанская станция Puertollano (рисунок 2.4). Принципиальная тепловая схема включает в себя установку подготовки угля, газогенератор с системой очистки газа, ВРУ, ГТУ, КУ и ПТУ. КПД составляет 45%. Газификация осуществляется под давлением в потоке на кислородном дутье. Используется доработанный газогенератор Krupp Koppers. Температура газификации составляет 1200-1600°C, давление – 25 атм.

В газотурбинном блоке установлена газовая турбина V94.3 мощностью 200 МВт компании Siemens. Паровая часть использует двухсекционную одновальную турбину мощностью 135 МВт с начальными параметрами пара 12,2 МПа и 506 °C [7,11].

газовой турбины, а остальная часть воздуха подается с помощью отдельного компрессора [12].

2.2.3 Интеграция со стороны азота

Для того чтобы уменьшить температуру пламени в газовой турбине и выбросы оксидов азота, азот подают в камеру сгорания газовой турбины или до нее. Аналогично интеграции воздуха, давление азота доводят до давления газификации. Даже если интеграция воздуха составляет 0%, он все еще может быть полезным, чтобы использовать азот из ВРУ для снижения выбросов NO_x , путем подачи в камеру сгорания ГТ.

2.3 Улавливание CO_2

Парогазовые установки с ВЦГ располагают наиболее благоприятными условиями для улавливания CO_2 , потому что разделение CO_2 под давлением требует меньшей потери энергии, чем при удалении из дымовых газов в атмосфере. Процесс захвата CO_2 требует два дополнительных компонента (рисунок 2.6):

- преобразователь CO синтез-газа в CO_2 и водород;
- устройство для удаления CO_2 с помощью химического или физического поглощения, которое удаляет CO_2 из смеси диоксида водорода / углерода.

В установках с улавливанием CO_2 эффективность заметно ниже, потому что часть химической энергии топлива преобразуется в тепло при низкой температуре, и эта тепловая энергия может быть преобразована только в электроэнергию с низкой эффективностью. Кроме того, требуется энергия, необходимая для сжатия и разделения CO_2 .

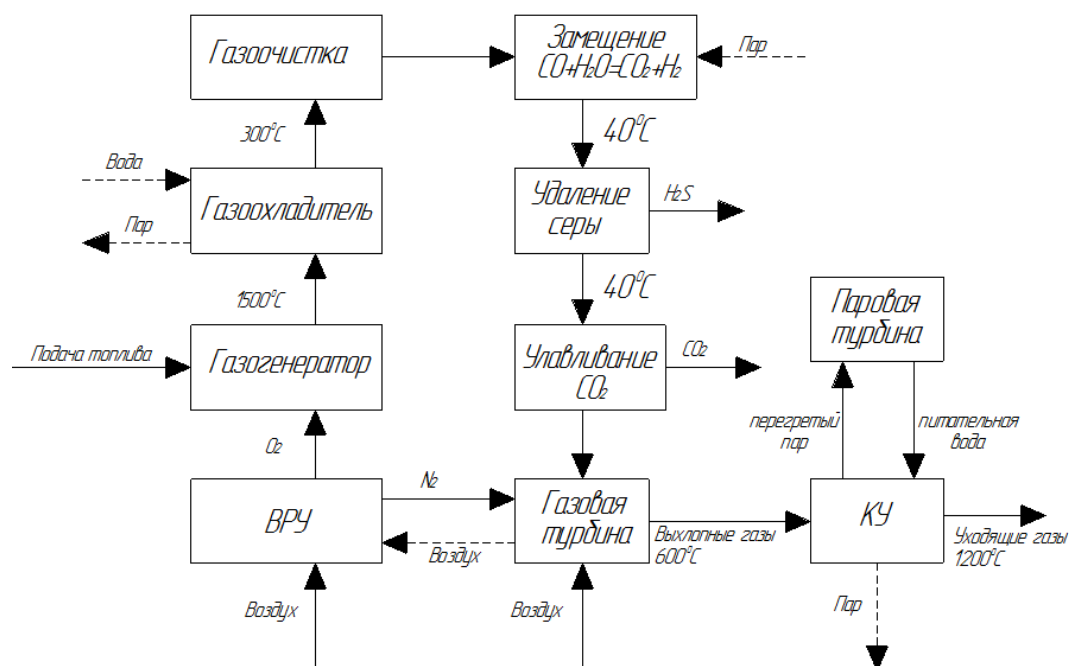


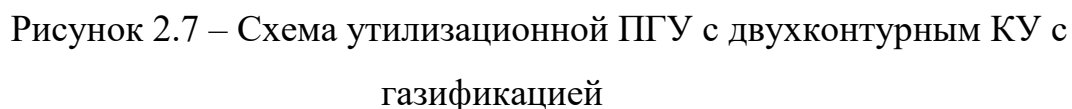
Рисунок 2.6 – Схема с улавливанием CO₂

2.4 Выбор конфигурации схемы ПГУ с ВЦГ

Для дальнейшего исследования была принята схема утилизационной ПГУ с двухконтурным котлом-утилизатором на базе высокотемпературной ГТУ. Такие схемы в настоящее время наиболее перспективны для производства электроэнергии и хорошо освоены [34].

Число контуров схемы принято равным двум. Это обусловлено недостаточной экономичностью одноконтурных схем и неоправданной сложностью и дороговизной трехконтурных. Двухконтурные схемы экономичны и позволяют значительно снизить температуру уходящих газов, при этом полученный КПД ПГУ составляет 50-60% [6].

Отсутствие промперегрева пара при умеренном числе контуров обеспечат более высокую надежность установки среди других типов ПГУ.



Процесс газификации угля осуществляется в поточном газогенераторе под давлением (рисунок 2.7, 2), окислителем служит кислород (95% чистоты). Выбор в пользу кислородного дутья обоснован большей теплотой сгорания получаемого генераторного газа, по сравнению с воздушным. Так как еще более низкое значение теплоты сгорания заставило бы увеличить расход газа в КС ГТ. Преимуществом также является отказ от блока очистки газа. Кроме того, имеется большой опыт промышленного применения таких установок.

48

Подача топлива в газогенератор осуществляется в виде сухой пыли, так как это позволит получить газ с более высокими значениями теплоты сгорания, чем при подаче в виде водоугольной суспензии. Также в [16] отмечается, что высокая степень интеграции ВРУ в сочетании с газификацией сухой угольной пыли позволяет достичь большей тепловой эффективности. В наибольшей степени этот эффект достигается при использовании мощных перспективных ПГУ.

В ВРУ воздух разделяется на кислород и азот. Сжатый азот подается в КС ГТ для того, чтобы уменьшить температуру пламени и выбросы оксидов азота, а также служит транспортирующим агентом при подаче угольной пыли в газогенератор.

Исходя из того, что общая стоимость газификационной установки определяется ее технологической схемой, предпочтительнее выбирать наиболее простую. Поэтому в рассматриваемой мной схеме отсутствуют дополнительные узлы для удаления CO_2 .

Большинство успешно эксплуатируемых зарубежных ПГУ с ВЦГ, работающих по такой схеме, имеют в своем составе ПГУ трех фирм-производителей: General Electric, Siemens и Mitsubishi.

Используя данные различных источников [2, 7, 12, 15, 17, 18], были составлены таблицы характеристик зарубежных ПГУ с ВЦГ (таблицы 2.2 и 2.3), находящихся в эксплуатации, и ГТУ, входящих в их состав или имеющих похожие характеристики. В таблицу 2.3 для сравнения внесены характеристики отечественной ГТУ.

Таблица 2.2 – Данные зарубежных ПГУ с ВЦГ

	Buggenum IGCC Plant, Нидерланды	Wabash river IGCC Plant, США	Polk County IGCC Plant, США	Puertollano IGCC Plant, Испания
Год ввода в эксплуатацию	1994	1995	1996	1998
Мощность, МВт	253	252	250	276
Тип газогенератора	Shell	E-Gas	GE	Prenflo
Тип и изготовитель ГТУ	SGT5-4000F (V94.3)	GE 7FA	GE 7FA	SGT5-2000E (V94.2)
Мощность ГТ, МВт	156	192	192	179

Продолжение таблицы 2.2

Мощность ПТ, МВт	128	96	120-135	137
Состав сырого газа				
Н ₂ , %	25,5	34,4	36,4	22,1
СО, %	62,7	45,3	42,8	60,5
СО ₂ , %	2,2	15,8	14,4	3,9
Н ₂ , %	8,8	2,9	3,3	12,5
Аг, %	0,8	0,6	0,9	1,0
Н ₂ /СО	0,4	0,76	0,85	0,36
Теплота сгорания газа, МДж/м ³	10,4	10,3	9,9	10,5
Состав топливного газа				
Н ₂ , %	42,0			53,1
Н ₂ О, %	19,1	-	-	4,2
Теплота сгорания, МДж/м ³	4,3			4,3
Давление в газогенераторе	2,8	2,75	-	2,6
Температура топливного газа, °С	300	300	330	302
Температура на выходе газогенератора, °С	1600	1371	1400	1600
Температура охлажденного газа, °С	900	1038	800	900
Температура очищенного газа, °С	235	-	100	236
Степень интеграции				
ВРУ, %	100	0	0	100
Компрессор, %	16	0	0	18
Азот, %	100	0	100	100
КПД нетто, %	43,2	39,9	38,0	45,0

Таблица 2.3 – Характеристики зарубежных и отечественных ГТУ на номинальном режиме работы

	Мощность, МВт	Начальная температура, °С	Температура на входе ГТ, °С	Температура на выходе ГТ, °С	КПД, %	Отношение давлений	Расход газов, кг/с
«Силовые машины» ГТЭ-160	163	1125	1060	537	34,6	11,3	509,0
Siemens							
SGT5-2000E	168	1120	1060	537	34,7	11,7	531,0
SGT5-4000F	292	1300	1192	577	39,8	18,2	692,0
SGT5-8000H	375	1500		625	40,0	19,2	820
Alstom Power							
GT11N2	113,6	3	1085	537	33,3	16,0	400,0
GT26	288,3	1500		616	38,1	33,9	650,0
General Electric							
7FA	231	>1300	1204	616	39,5	18,2	
9H	282	1500	1430	583	39,5	23,0	700,0

Продолжение таблицы 2.3

Mitsubishi							
M701DA	144,1	1250	1180	542	34,8	14,0	441,0
M701F4	278,3	1400	1350	592	38,7	17,0	703,0
M701G2	334,0	1500-1600	1410	587	39,5	21,0	737,0

В качестве одного из основных элементов ПГУ с газификацией угля, определяющих ее КПД, выступает ГТУ. Самые мощные на сегодняшний день ГТУ (более 300 МВт, КПД – 40%) работают с начальной температурой на входе в газовую турбину около 1500–1600 °С. Эффективность ПГУ на природном газе, использующих ГТУ такого класса, приближается к 60% [12].

2.5 Выбор ГТУ для принятой схемы

Для того чтобы получить в котле-утилизаторе пар высоких параметров при работе ГТУ на генераторном газе, необходимо поддерживать температуру отработавших газов ГТ в диапазоне 550–600 °С [16]. В таблице 2.3 приведены данные о характеристиках нескольких серийных ГТУ, температура газов которых входит в этот диапазон.

Исходя из вышесказанного, в качестве прототипа ГТУ для расчета тепловой схемы была выбрана современная высокотемпературная газотурбинная установка SGT5-8000H фирмы Siemens (таблица 2.4). Установка обладает большей маневренностью (по сравнению с аналогичными установками), что делает ее пригодной к экономичной работе как в стационарных режимах, так и в режимах частых пусков и остановов [17].

Таблица 2.4 – Исходные данные для расчета

SGT5-8000H, Siemens	
Мощность, МВт	375
Начальная температура, °С	1500
Температура на входе ГТ, °С	1192
Температура выходящих газов, °С	625
Степень сжатия в компрессоре	19,2
Расход газов, кг/с	820

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ4Б	Беловой Екатерине Сергеевне

Институт	Энергетический	Кафедра	АТЭС
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Теплоэнергетика и теплотехника

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

1. Стоимость материальных ресурсов на выполнение выпускной квалификационной работы	Месячный оклад для научного руководителя ВКР (к.т.н., доцент), составляет 30244 рублей. Месячный оклад исполнителя (студент 2 курса магистратуры) составляет 2788,5 рублей.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Отчисления во внебюджетные фонды – 30% от оплаты труда от размера заработной платы; прочие расходы – 16% от единовременных затрат на выполнение ВКР.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Планирование этапов и работ по выполнению ВКР	Составление перечня этапов и работ по выполнению ВКР, провести распределение исполнителей по видам работ.
2. Экономические затраты на выполнение ВКР	Расчет материальных затрат; амортизационных отчислений; заработных плат научного руководителя и исполнителя, определить фонд заработной платы; затрат на социальные отчисления; затрат на услуги сторонних организаций; затрат на электроэнергию и прочие расходы.
3. Смета затрат	Определение затрат на выполнение ВКР производится путем составления калькуляции по отдельным статьям затрат всех видов необходимых ресурсов.
4. Предпроектный анализ	Выявление потенциальных потребителей результатов исследования на целевом рынке, проведение сегментирования рынка; анализ конкурентных технических разработок, определение сравнительной эффективности разработки
5. Дерево целей	Разработка индивидуального плана действий в структурированно-иерархическом виде
6. Оценка готовности проекта к коммерциализации	Оценка степени готовности проекта к коммерциализации, выявление уровня собственных знаний для ее проведения
7. Выводы	Основные результаты исследований.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	Фигурко А.А.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ4Б	Белова Е.С.		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Существует множество факторов, определяющих перспективность научного исследования. Одним из таких факторов является коммерческая ценность разработки.

Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно знать для анализа перспектив проводимых научных исследований.

Таким образом, целью данного раздела является технико-экономическое обоснование научно-исследовательской работы (НИР), определение его перспективности и научно-технической результативности, определение и анализ трудовых и денежных затрат.

Научно-исследовательская работа включает в себя анализ работоспособности парогазовой установки с газификации углей. На основе НИР оформлена диссертационная работа в пакете программ Microsoft Office. Для достижения поставленных целей раздела были решены следующие задачи [1]:

- организация работ по НИР;
- определение этапов работы;
- определение трудоемкости работы;
- расчет нарастания технической готовности работ;
- составление план-графика, сметы затрат;
- оценка экономической эффективности НИР.

4.1 Организация и планирование работ

При организации процесса реализации конкретного проекта необходимо оптимально планировать занятость каждого из его участников и сроки проведения отдельных работ. Залогом успешной реализации любого проекта

является оптимальное планирование занятости каждого из его участников и сроков проведения отдельных работ на этапе организации процесса.

На начальном этапе были установлены полный перечень проводимых работ, их исполнителей и оптимальная продолжительность. Научным руководителем (НР) проекта является Антонова Александра Михайловна. Руководитель выполняет координацию деятельности участников проекта, производит опытно-конструкторскую работу. Исполнителем (И) является Белова Екатерина Сергеевна. В обязанности исполнителя входят: поиск и представление информации по теме проекта, проведение расчетов, а также выполнение необходимых заданий и указаний руководителя.

Перейдем к расчету продолжительности этапов работ, который осуществляется опытно-статистическим методом. Расчет реализуется вероятностным способом по формулам, приведенным в [17].

Определим ожидаемое значение продолжительности работ:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3t_{\text{min}} + 2t_{\text{max}}}{5},$$

где t_{min} – минимальная трудоемкость работ, чел/дн.;

t_{max} – максимальная трудоемкость работ, чел/дн.

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни.

Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях:

$$T_{\text{рд}} = \frac{t_{\text{ож}}}{K_{\text{вн}}} \cdot K_{\text{д}},$$

где $t_{\text{ож}}$ – трудоемкость работы, чел/дн.;

$K_{\text{вн}}$ – коэффициент выполнения работ ($K_{\text{вн}} = 1$);

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{\text{д}} = 1, 2$).

Продолжительность этапа в календарных днях:

$$T_{\text{кд}} = T_{\text{рд}} \cdot T_{\text{к}},$$

где $T_{\text{к}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности:

$$T_k = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вд}} - T_{\text{пд}}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – календарные дни ($T_{\text{кал}}=365$);

$T_{\text{вд}}$ – выходные дни ($T_{\text{вд}}=52$);

$T_{\text{пд}}$ – праздничные дни ($T_{\text{вд}}=12$).

$$T_k = \frac{365}{365 - 52 - 12} = 1,213.$$

4.2 Расчет нарастания технической готовности работ

Следующим этапом является расчет нарастания технической готовности работы. Величина нарастания технической готовности работы показывает, на сколько процентов выполнена работа на каждом этапе. Данная величина вычисляется по формуле [14]:

$$H_i = \frac{t_{H_i}}{t_o} \cdot 100\%,$$

где t_{H_i} – нарастающая трудоемкость с момента начала работы i -го этапа;

t_o – общая трудоемкость.

Общая трудоемкость [14]:

$$t_o = \sum_{i=1}^n t_{\text{ож}_i},$$

где $t_{\text{ож}_i}$ – ожидаемая продолжительность i -го этапа.

Удельный вес каждого этапа [14]:

$$Y_i = \frac{t_{\text{ож}_i}}{t_o} \cdot 100\%.$$

Результаты вычислений H_i и Y_i отражены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Нарастание технической готовности работы и удельный вес каждого этапа.

Этап	H_i , %	Y_i , %
Формулировка и утверждение задачи исследования	0,3	0,3
Составление технического задания на проект	0,45	0,15

Продолжение таблицы 4.1

Подбор и изучение материалов по тематике	12,3	11,73
Разработка календарного плана	17,62	5,69
Обзор литературы	31,65	13,02
Анализ схем ПГУ с газификацией угля	51,78	22,32
Выбор конфигурации схемы ПГУ и исходных данных для дальнейшего исследования	61,8	10,97
Исследование факторов, влияющих на характеристики генераторного газа	81,05	19,29
Расчет характеристик генераторного газа и схемы ПГУ	89,7	5,51
Оформление расчетно-пояснительной записки	95,46	5,51
Подведение итогов	100	5,51

4.3 Расчет сметы затрат на исследование

В состав затрат на создание проекта включается стоимость всех расходов, необходимых для реализации комплекса работ, составляющих содержание данной разработки. При планировании бюджета необходимо провести полную оценку всех расходов, необходимых для ее выполнения. Расчет сметной стоимости на выполнение данной разработки производится по следующим статьям затрат:

- материалы и покупные изделия;
- основная заработная плата;
- дополнительная заработная плата
- отчисления в социальные фонды;
- расходы на электроэнергию;
- амортизационные отчисления;
- работы, выполняемые сторонними организациями;
- прочие расходы.

4.3.1 Материалы и покупные изделия

Оценим затраты на материалы. К данной статье расходов относится стоимость материалов, покупных изделий и других материальных ценностей,

расходуемых непосредственно в процессе выполнения работ. Цена материальных ресурсов определяется по средней рыночной стоимости на 2015 год по соответствующим ценникам и приведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Специальное оборудование [15, 16]

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Количество	Сумма, руб.
Офисная техника			
Портативный компьютер	25000	1	25000
Мышка	500	1	500
Принтер	4000	1	4000
Офисная мебель			
Стол	2000	1	2000
Настольная лампа	700	1	700
Программное обеспечение			
Microsoft Office 2010	8000	1	8000
Итого:	40200		

В эту же статью расходов включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Таблица 4.3 – Сырье, материалы и комплектующие изделия

Наименование	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Блокнот	1 шт.	40	40
Бумага для принтера формата А4	1 уп.	200	200
Ручка шариковая	2 шт.	15	30
Карандаш	1 шт.	10	10
Картридж	1 шт.	500	500
Всего за материалы			780
Всего			40980

4.3.2 Основная заработная плата

Данная статья расходов включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта (научный руководитель, исполнитель). Расчет основной заработной платы выполняется на основе трудоемкости выполнения каждого этапа и величины месячного оклада исполнителя.

Основная заработная плата работника определяется по формуле [14]:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}},$$

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

$T_{\text{раб}}$ – продолжительность работ в рабочих днях.

Среднедневная заработная плата $Z_{\text{дн}}$ рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}},$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя);

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

Месячный должностной оклад работника [14]:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} \cdot k_{\text{р}},$$

где $k_{\text{р}}$ – районный коэффициент в Томске.

Таким образом, месячный должностной оклад научного руководителя (доцент, к.т.н.) составляет:

$$Z_{\text{м.нр.}} = 23264,86 \cdot 1,3 = 30244 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад исполнителя, как студента второго курса магистратуры:

$$Z_{\text{м.и.}} = 2145 \cdot 1,3 = 2788,5 \text{ руб.}$$

Определим действительный годовой фонд рабочего времени $F_{\text{д}}$ научного руководителя, исполнителя, исходя из того, что они работают по 6-дневной неделе (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	74	74
- выходные дни	52	52
- праздничные дни	22	22
Потери рабочего времени	48	0
- отпуск	48	0
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	291

Среднедневная заработная плата научного руководителя:

$$З_{\text{дн.нр.}} = \frac{30244 \cdot 10,4}{243} = 1294 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата исполнителя:

$$З_{\text{дн.и.}} = \frac{2788,5 \cdot 10,4}{291} = 99,7 \text{ руб.}$$

Исходя из количества рабочих, основная заработная плата для научного руководителя составит:

$$З_{\text{осн.нр.}} = 1294 \cdot 96 = 124224 \text{ руб.}$$

для исполнителя:

$$З_{\text{осн.и.}} = 99,7 \cdot 304 = 30308,8 \text{ руб.}$$

Итоговый расчёт основной заработной платы приведён в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{\text{м}}$, руб.	$З_{\text{дн.}}$, руб.	$T_{\text{раб.}}$, раб.дн.	$З_{\text{осн.}}$, руб.
Научный руководитель	30244	1294	96	124224
Исполнитель	2788,5	99,7	291	30308,8

4.3.3 Расчет дополнительной заработной платы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы [14].

Таким образом, дополнительная заработная плата:

для научного руководителя:

$$З_{\text{д.нр.}} = 0,12 \cdot 124224 = 14907 \text{ руб.}$$

для исполнителя:

$$З_{\text{д.и.}} = 0,12 \cdot 30308,8 = 3637 \text{ руб.}$$

Фонд заработной платы [1]:

$$\text{ФЗП}_{\text{д.нр.}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{д}};$$

для научного руководителя:

$$\PhiЗП_{\text{нр.}} = 124224 + 14907 = 139131 \text{ руб.}$$

для исполнителя:

$$\PhiЗП_{\text{нр.}} = 30308,8 + 3637 = 33945,8 \text{ руб.}$$

Общий фонд заработной платы:

$$\PhiЗП = \PhiЗП_{\text{нр.}} + \PhiЗП_{\text{и.}} = 139131 + 33945,8 = 173076,8 \text{ руб.}$$

4.3.4 Расчет отчислений на социальные нужды

Затраты по этой статье составляют отчисления по единому социальному налогу (ЕСН). Отчисления на социальные нужды включают в себя отчисления во внебюджетные фонды: пенсионный фонд, фонд ОМС и т.д. Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды $k_{\text{внеб}}$ составляет 30% [14].

$$C_{\text{соц}} = k_{\text{внеб}} \cdot \PhiЗП.$$

Отчисления по заработной плате для научного руководителя:

$$C_{\text{соц}} = 0,3 \cdot 139131 = 41739,3 \text{ руб.}$$

для исполнителя: $C_{\text{соц}} = 0,3 \cdot 33945,8 = 10183,7 \text{ руб.}$

4.3.5 Расчет затрат на электроэнергию

Данный вид расходов включает в себя затраты на электроэнергию при работе оборудования, а также затраты на электроэнергию, потраченную на освещение. Затраты на электроэнергию при работе оборудования для технологических целей $\mathcal{E}_{\text{об}}$:

$$\mathcal{E}_{\text{об}} = P_{\text{об}} \cdot \Pi_{\text{эл}} \cdot t_{\text{об}},$$

где $P_{\text{об}}$ — мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$\Pi_{\text{эл}}$ — тарифная цена за 1 кВт·час, принимаем $\Pi_{\text{э}} = 2,93 \text{ руб/кВт} \cdot \text{час}$;

$t_{\text{об}}$ — время работы оборудования, час.

Из календарного плана следует, что научный руководитель проекта занят календарных 208 дней (181 рабочих дня), исполнитель проекта занят календарных 525 дней (369 рабочих дня).

Время работы оборудования вычисляется на основе календарного плана из расчета, что продолжительности рабочего дня – 8 часов:

$$t_{об} = T_{рд} \cdot 8;$$

$$t_{об.нр.} = 96 \cdot 8 = 768 \text{ ч};$$

$$t_{об.и.} = 291 \cdot 8 = 2328 \text{ ч.}$$

Мощность, потребляемая оборудованием $P_{об}$, принимаем равную мощности блока питания компьютера и монитора [15]:

$$P_{об} = P_{БП} + P_{м};$$

$$P_{об} = 0,4 + 0,1 = 0,5 \text{ кВт.}$$

$$\mathcal{E}_{об} = 0,5 \cdot 2,93 \cdot (768 + 2328) = 4535,6 \text{ руб.}$$

Затраты на электроэнергию для освещения помещения, где осуществлялось выполнение проекта $\mathcal{E}_{ос}$:

$$\mathcal{E}_{ос} = P_{ос} \cdot \Pi_{эл} \cdot t_{ос},$$

где $P_{ос}$ – мощность, потребляемая осветительными приборами, кВт;

$t_{ос}$ – время работы осветительных приборов, час.

Мощность, потребляемая освещением:

$$P_{ос} = P_{уст.ос.} \cdot K_C,$$

где $P_{уст.ос.}$ – установленная мощность осветительных приборов, принимаем $P_{уст.ос.} = 1,28 \text{ кВт}$;

K_C – коэффициент спроса для внутреннего освещения, принимаем $K_C = 0,9$.

$$P_{ос} = 1,28 \cdot 0,9 = 1,15 \text{ кВт.}$$

Время работы освещения $t_{ос}$:

$$t_{ос} = T_{рд} \cdot t_{сут},$$

где $t_{сут}$ – длительность работы освещения за смену, час.

$$t_{ос} = 5 \cdot 291 = 1455 \text{ ч.}$$

$$\mathcal{E}_{ос} = 1,15 \cdot 2,93 \cdot 1455 = 4902,6 \text{ руб.}$$

Общие затраты на электроэнергию $\mathcal{E}$:

$$\Xi = \Xi_{об} + \Xi_{ос};$$

$$\Xi = 4535,6 + 4902,6 = 9438,2 \text{ руб.}$$

4.3.6 Расчет амортизационных расходов

Амортизационные отчисления рассчитывались на время использования ЭВМ по формуле [14]:

$$C_{ам} = \frac{H_{ам} \cdot \Pi_{об}}{F_d} \cdot t_{BT},$$

где H_A – годовая норма амортизации, принимаем $H_A=25\%$;

$\Pi_{об}$ – цена оборудования, из таблицы 4 $\Pi_{об}=25000$ руб.;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени, $F_d=2416$ ч.;

t_{BT} – время работы вычислительной техники при создании программного продукта:

$$t_{BT} = 291 \cdot 8 = 2328 \text{ ч.};$$

$$C_{ам} = \frac{0,25 \cdot 25000}{2416} \cdot 2328 = 6022,4 \text{ руб.}$$

4.3.7 Оплата работ, выполняемых сторонними организациями

Оплата работ, выполняемых сторонними организациями, включает в себя:

- Услуги Internet 300 руб. в месяц. За 20 месяцев – 6000 руб.
- Переплет – 100 руб.

Суммарные расходы на оплату работ, выполняемых сторонними организациями: 6100 руб.

4.3.8 Прочие расходы

Для оценки не учтённых в предыдущих статьях расходов рассчитаем прочие расходы [14]. Прочие расходы составляют 16 % от единовременных затрат на выполнение технического продукта и проводятся по формуле:

$$C_{проч} = 0,16 \cdot (C_{мат} + \Xi_{осн} + C_{соц} + \Xi + C_{ам});$$

$$C_{проч} = 0,16 \cdot (53520 + 154532,8 + 51923 + 9438,2 + 6022,4) = 42063,4 \text{ руб.}$$

4.3.9 Плановая себестоимость проекта

Определим общую себестоимость НИР путем сведения рассчитанных статей расчета в смету (таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Смета затрат на НИР

Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
Материалы и покупные изделия	$C_{\text{мат}}$	40980
Фонд оплаты труда	ФЗП	173076,8
Отчисления из ФОТ	$C_{\text{соц}}$	51923
Расходы на электроэнергию	Э	9438,2
Амортизационные отчисления	$C_{\text{ам}}$	6022,4
Работы, выполняемые сторонними организациями	$C_{\text{стор}}$	6100
Прочие расходы	$C_{\text{проч}}$	42063,4
Итого:	C	329603,8

Таким образом, расходы на НИР составили $C = 329603,8$ рублей.

4.4 Предпроектный анализ

4.4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для выполнения анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Под целевым рынком понимают сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может требоваться определенный товар (услуга). Для коммерческих организаций критериями сегментирования могут быть: месторасположение, отрасль, выпускаемая продукция и др.

Предположим, что целевым рынком для данной работы является рынок научно-технической продукции (далее - рынок). Сегментируем рынок по следующим критериям: размер организации-заказчика и географическое

месторасположение потенциальных заказчиков. На основании этих критериев построим карту сегментирования (таблица 7).

Таблица 4.7 – Карта сегментирования рынка научно-технической продукции

		Регионы			
		Америка	Европа	Азия	Россия
Размер организации	Крупные	В	В	Б	
	Средние	А		В	А
	Мелкие		А		

Примечание: А – газификация в кипящем слое; Б – газификация в потоке на воздушном дутье; В – газификация в потоке на кислородном дутье

На карте сегментирования показано, какие ниши на рынке не заняты конкурентными разработками. Как видно из таблицы 7, результаты данной научной работы могут быть полезны: для мелких организаций в странах Америки, Азии и в России; для средних – в Европе; для крупных – в России. Так как наименьший уровень конкуренции наблюдается на Российском рынке, то целесообразно ориентироваться именно на него. В данном случае потребителями разработки могут быть мелкие и крупные проектные организации, занимающиеся внедрением новых технологий в энергетику.

4.4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволит провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Составим оценочную карту для анализа (таблица 4.8). В качестве разработок можно выделить газификацию угля:

- в неподвижном слое (K_1);

- в кипящем слое (K_2);
- в потоке на воздушном дутье (K_3).

Таблица 4.8 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы				Конкурентоспособность			
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	Б _{к3}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}	К _{к3}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности									
1. Повышение производительности газогенератора	0,05	5	2	3	4	0,25	0,1	0,15	0,2
2. Удобство в эксплуатации, обслуживание	0,02	4	1	3	5	0,08	0,02	0,06	0,1
3. Надежность	0,05	5	2	4	4	0,25	0,1	0,2	0,2
4. Энергоэкономичность	0,03	4	5	3	4	0,12	0,15	0,09	0,12
5. Качественные характеристики генерируемого газа	0,17	5	1	3	4	0,85	0,17	0,51	0,68
6. Потребность в природных ресурсах	0,1	4	2	3	4	0,4	0,2	0,3	0,4
7. Эффективность внедрения на ПГУ-ТЭС большой мощности	0,3	5	1	2	4	1,5	0,3	0,6	1,2
Экономические критерии оценки эффективности									
1. Конкурентоспособность продукта	0,2	5	2	3	3	1	0,4	0,6	0,6
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	3	3	4	0,25	0,15	0,15	0,2
3. Цена	0,02	2	5	4	4	0,04	0,1	0,08	0,08
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,01	5	3	3	5	0,05	0,03	0,03	0,05
Итого	1					4,79	1,72	2,77	3,83

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Оценочная карта составлялась на основе знаний о конкурентных разработках. Уязвимость технологии газификации угля в неподвижном слое

обусловлена низкой производительностью генераторного газа и его теплотой сгорания, что приводит к увеличению расхода газифицируемого угля, а также сложностью при эксплуатации, связанной с ограничениями по содержанию угольной пыли. В виду этого технология не подходит для использования на ПГУ-ТЭС большой мощности.

Газификация угля в кипящем слое дает несколько большую производительность по газу, чем предыдущая. Однако, газогенераторы с кипящим слоем также не способны производить газ с высокой теплотой сгорания, пригодный для сжигания в камере сгорания газовой турбины. Газ в основном используется в химической промышленности.

Газификация в пылевом потоке является наиболее перспективной для внедрения на ПГУ-ТЭС. Такие газогенераторы производят газ с высокой теплотой сгорания, которая зависит в данном случае от состава подаваемого дутья – воздушное или кислородное. Наибольшая теплота сгорания достигается при организации процесса на кислородном дутье. Воздушное дутье по капиталозатратам обходится значительно дешевле, за счет отсутствия воздухоразделяющей установки. Этот недостаток газификации в потоке на кислородном дутье становится незначительным при больших мощностях станции. Поэтому такая технология наиболее конкурентоспособна.

4.5 Дерево целей

Успешность любого исследования в большинстве случаев зависит от грамотного планирования действий. Поэтому необходимо разработать индивидуальный план действий в структурированно-иерархическом виде, то есть составить дерево целей (рисунок 4.1).

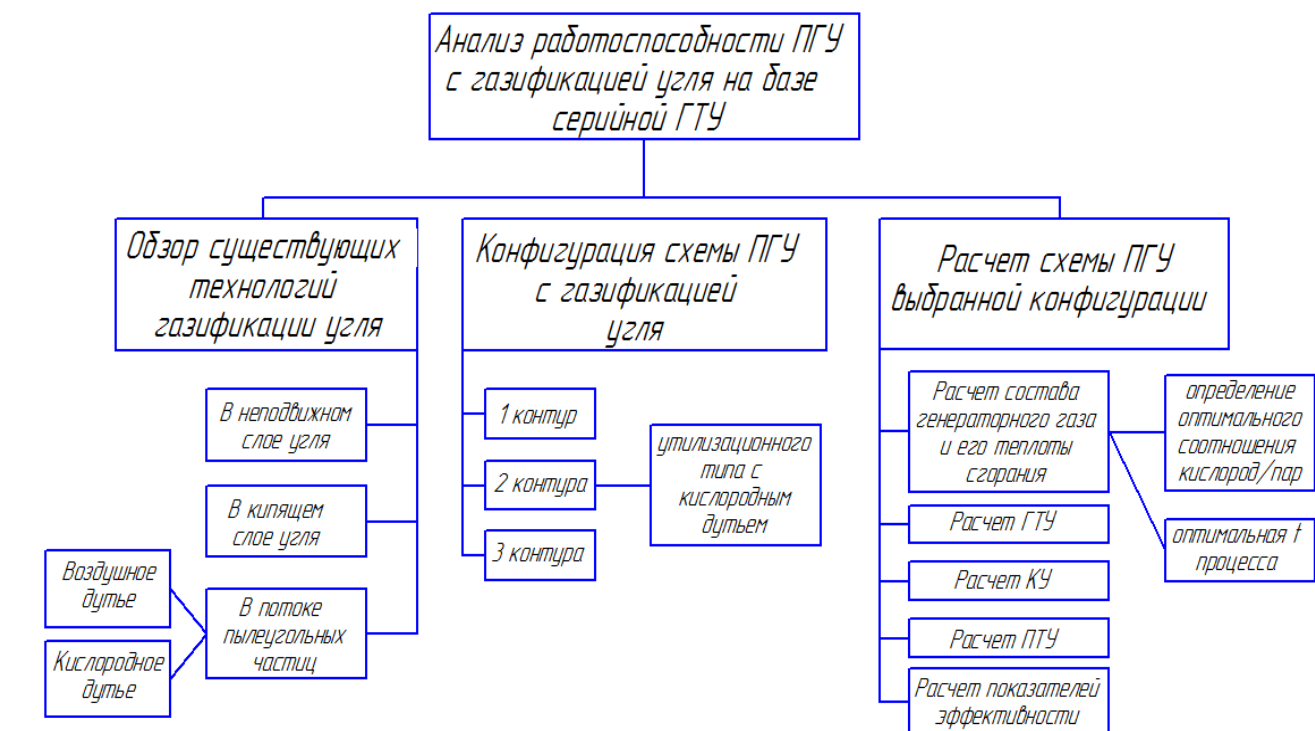


Рисунок 4.1 – Дерево целей

Результатом построения дерева целей является логичная и простая схема управления ходом исследования. Благодаря этому обосновывается, каким образом будет достигнута генеральная цель.

Построение математической модели расчета состава генераторного газа, путем подбора оптимальных параметров процесса, позволило получить максимально возможную теплоту сгорания и использовать это значение в расчете ПГУ.

4.6 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Перечень вопросов приведен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
Определен имеющийся научно-технический задел	4	5
Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	5
Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	5
Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	4
Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	5	4
Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	4
Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	4
Определены пути продвижения научной разработки на рынок	4	5
Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	5	5
Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	2
Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	2	2
Имеется команда для коммерциализации научной разработки	1	2
Проработан механизм реализации научного проекта	2	2
ИТОГО БАЛЛОВ	49	54

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Данная научная разработка имеет среднюю перспективность для ее дальнейшей коммерциализации. Для повышения уровня перспективности

проекта следует уделить больше внимания на вопросы международного сотрудничества, вопросы финансирования и на механизм реализации научного проекта.

4.7 Оценка эффективности выполнения ВКР

В данной главе был проведен предпроектный анализ научно-исследовательской работы, определены этапы и трудоемкость работ, составлена смета затрат, произведена оценка готовности проекта к коммерциализации.

По итогам составление перечня этапов и работ по выполнению ВКР, было проведено распределение исполнителей по видам работ. Действительный годовой фонд научного руководителя и исполнителя составил 291 день, основная заработная плата руководителя и исполнителя составили 124224 и 30308,8 рублей соответственно. Общий фонд заработной платы составил 173076,8 рублей.

Общая себестоимость НИР с учетом всех статей затрат (таблица 4.6) составила 329603,8 рублей.

Предпроектный анализ позволил выявить значимость технологии газификации угля в поточных газогенераторах, работающих с использованием кислородного дутья. Использование такой технологии позволило в расчетах получить достаточно высокую теплоту сгорания генераторного газа, для последующего сжигания газа в камере сгорания ГТУ.

В результате оценки готовности разработки к коммерциализации выявлен средний уровень перспективности. Для повышения уровня перспективности проекта следует уделить больше внимания вопросам финансирования, а в дальнейшем международного сотрудничества.