

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики
Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
ООП Экологически чистые технологии преобразования энергоносителей
Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

**Оценка энергетического потенциала синтез-газа, получаемого методом слоевой
газификации угля**

УДК 662.76:622.278

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ11	Зинакова Анна Евгеньевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	К.Б. Ларионов	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	В.А. Маланина	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	А.А. Сечин	к.т.н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	М.А. Вагнер			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	В.Е. Губин	к.т.н., доцент		

Томск – 2023 г

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП
Экологически чистые технологии преобразования энергоносителей
по направлению 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен формулировать цели и задачи исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать критерии оценки
ОПК(У)-2	Способен применять современные методы исследования, оценивать и представлять результаты выполненной работы
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен проектировать технологические системы и отдельные элементы систем преобразования энергоносителей
ПК(У)-2	Способен производить прогностическую оценку воздействия технологий энергетики на окружающую среду, применять знания нетехнических ограничений инженерной деятельности
ПК(У)-3	Способен проектировать и организовывать образовательный процесс с использованием современных технологий
ПК(У)-4	Способен применять современные методы и средства практической инженерной деятельности в сфере создания и эксплуатации современного оборудования и установок для экологически чистого преобразования энергоносителей
ПК(У)-5	Способен осуществлять управление технологическими процессами и энергетическими установками
ПК(У)-6	Способен определять потребности производства в ресурсах, обоснованию мероприятий по экономии энергоресурсов
ПК(У)-7	Способен производить сравнительный анализ технологий преобразования энергоносителей
ПК(У)-8	Способен формировать решения профессиональных задач путем интеграции фундаментальных разделов технических наук и прикладных знаний в сфере теплоэнергетики

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики
Направление подготовки (ООП) 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ В.Е. Губин
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
5БМ11	Зинакова Анна Евгеньевна

Тема работы:

Оценка энергетического потенциала синтез-газа, получаемого методом слоевой газификации угля	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	07.04.2023, №97-41/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10 июня 2023 года
--	--------------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Целью является анализ литературных и экспериментальных данных для обоснования возможности применения технологии газификации твердых топлив.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	1. Обоснование применения технологий слоевой газификации твердого топлива с для создания высокоэффективных объектов распределённой энергетики 2. Технология горновой газификации угля 3. Проведение промышленных испытаний технологии слоевой газификации угля 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность Заключение

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	В.А.Маланина, к.э.н., доцент ОСГН
Социальная ответственность	А.А.Сечин, к.т.н., доцент ООД
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Введение	
2. Технология горновой газификации угля	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.12.22
---	----------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	К.Б. Ларионов	к.т.н., доцент		10.12.22

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ11	Зинакова Анна Евгеньевна		10.12.22



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики

Направление подготовки (ООП) 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Уровень образования Высшее магистратура

Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

Период выполнения (весенний семестр 2022/2023 учебного года)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
5БМ11	Зинакова Анна Евгеньевна

Тема работы:

Оценка энергетического потенциала синтез-газа, получаемого методом слоевой газификации угля

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	10 июня 2023 года
--	-------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
...	...	...

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	К.Б. Ларионов	к.т.н., доцент		10.12.22

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	В.Е. Губин	к.т.н., доцент		10.12.22

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ11	Зинакова Анна Евгеньевна		10.12.22

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 133 страниц, 28 рисунков, 43 таблицы, 52 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: уголь, газификация, генераторный газ, турбоустановка, тепловая схема, котел, поверхность теплообмена, топливоподготовка, мельница.

Объект исследования: конденсационная электрическая станция, основным видом топлива которой является генераторный газ, как основной вид топлива.

Цель работы – проектирование конденсационной электрической станции, с учетом ее изменения основного вида топлива на генераторный газ.

В процессе исследования проводились инженерные расчёты тепловой схемы, паропроизводящего котла, сравнение КПД, потерь тепла и расхода топлива котла на генераторном газе с углем и природным газом, проектирование схемы топливо подготовки.

В результате исследования дано заключение о возможности проектирования станций на генераторном газе и выявлены особенности его применения.

Область применения: теплоэнергетика, проектирование электростанций.

С экономической точки зрения внедрение генераторного газа позволит снизить расход топлива и затраты на систему очистки дымовых газов, что приведет к уменьшению антропогенного воздействия.

Также применение генераторного газа в качестве основного вида топлива может привести к совершенствованию и удешевлению системы подготовки топлива.

Содержание

Введение.....	9
1. Обоснование применения технологий слоевой газификации твердого топлива с для создания высокоэффективных объектов распределённой энергетики	13
1.1. Анализ существующего состояния объектов распределенной энергетики	13
1.2. Выбор наиболее востребованной электрической мощности дизельной электростанцией и её эксплуатационных параметров на основании анализа работы действующих ДЭС	14
1.3. Расчет эксплуатационных характеристик наиболее часто используемых в энергетике дизельных двигателей при работе на генераторном газе	23
1.3.1. Общие положения	23
1.3.2. Расчет рабочего процесса ДВС ДГА-315 (6ЧН25/34) при его работе на генераторного газа	25
1.3.3. Расчет рабочего процесса ДВС Г72 (6ЧН36/45) при его работе на газе	30
1.4. Изучение состава и свойств углей с месторождений, вблизи которых планируется размещение дизельных электростанций, работающих на энергетическом газе, получаемом в процессе газификации, и оценка пригодности углей для получения энергетического газа повышенной калорийности	35
1.5. Разработка схемных решений для создания высокоэффективных объектов распределённой энергетики с применением слоевой технологии газификации твердого топлива	40
1.6. Заключение по разделу	45
2. Технология горновой газификации угля	47
2.1. Общие решения по ГГГУ	47
3. Проведение промышленных испытаний технологии слоевой газификации угля	52
3.1. Опыт разработки методов газификации угля	53
3.2. Разработка и изготовление экспериментального образца полупромышленной горновой газогенераторной установки	55
3.3. Испытания установки при работе на угле различных марок	59
3.4. Опыт получения жидких углеводородов	66
3.5. Перспективы промышленного внедрения и дальнейшего развития технологии горновой газификации	69

3.6.	Выводы по разделу	71
4.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	74
4.1.	Предпроектный анализ	74
4.2.	Инициация проекта	83
4.3.	Планирование управления научно-технического исследования.....	85
4.4.	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной, и экономической эффективности исследования	96
5.	Социальная ответственность.....	103
	Введение	103
5.1.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	103
5.2.	Производственная безопасность	104
5.3.	Экологическая безопасность	115
5.4.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	117
5.5.	Заключение по разделу «Социальная ответственность	118
	Заключение	119
	Список использованных источников	120
	Приложение А	126

Введение

Газификация угля – известная достаточно давно технология, применявшаяся в городах повсеместно до широкого распространения природного газа. Сейчас, в связи с растущими ценами на природный газ, газификация переживает второе рождение, что подтверждается большим (около 154 заводов по газификации, из них 30 питают ТЭЦ [1]) количеством проектов, посвященных газификации бурых и каменных углей, реализуемых по всему миру. В настоящее время разрабатываются различные модификации ставших уже классическими газификаторов, таких как Лурги, Винклер и Shell [2], а также принципиально новые технологии – газификаторы KBR и EAGLE [2].

Сегодня в сложившейся структуре потребления твердых энергоресурсов в России 80% добываемого угля, используется в производстве энергии путем прямого сжигания на тепловых электрических станциях, 15% используется в металлургии и 5% приходится на химическую промышленность [3].

Следствием повышения производственных мощностей, требуется большее количества потребляемой энергии, что резко обостряет экологическую ситуацию в тех регионах, где основным топливом на электростанциях является уголь и использование газа невозможно. Поэтому внедрение многоступенчатого сжигания топлив с их предварительной газификацией в первой ступени, позволит комплексно снизить – более чем в 10 раз – выбросы окислов серы и азота, CO₂ и H₂S, а летучей золы – на 99 %, в том числе тяжелых и редких металлов [3].

Повсеместное внедрение процессов газификации угля в настоящее время ограничено, в первую очередь, высокой стоимостью и низкой надежностью существующих газификаторов [4]. Несмотря на это, уже сейчас, при сохранении тенденций роста цен на газ и ужесточения штрафов за выбросы CO₂, производство электроэнергии на основе технологий с внутрицикловой газификацией твердого топлива становится конкурентоспособным. Повышение эффективности процесса газификации угля и совершенствование связанных с ним установок (в первую очередь, установок воздухоразделения [3, 4]) является

одним из приоритетных направлений развития промышленных объектов. Существенный потенциал для экономии заключается в снижении стоимости отдельных элементов системы и оптимизации режимных параметров системы [4], а не с разработкой новых конструкционных материалов (как паросиловой цикл).

Термодинамика и кинетика процесса газификации чрезвычайно сложна, поскольку включает в себя ряд гомо- и гетерогенных химических реакций [2, 5], поэтому существующие теории, описывающие кинетику процесса газификации, содержат множество упрощений и не учитывают ряд факторов [5]. Основу расчета при таком подходе составляют определяемые эмпирически величины, причем область применимости для них довольно узкая [5] и ограничена условиями проведения экспериментов.

Подавляющее большинство западных технологий газификации было создано частными компаниями (Shell, Техасо, Siemens и т.д. [2]), поэтому информация о конструкции, технологических схемах и эффективности эксплуатации реальных установок крайне ограничена. С другой стороны, в свободном доступе имеется достаточно много информации о фундаментальных исследованиях процесса. В итоге, несмотря на довольно продолжительную историю и существенный потенциал, газификация твердых топлив – довольно редкое явление в современной энергетике. Но ситуация стремительно меняется, и в скором времени этот процесс может стать основой генерирующих мощностей в мире. Сейчас этому препятствуют недостаточный уровень проработки вопросов как теоретического, так и технического характера.

Данный обзор посвящен комплексному описанию последних достижений науки и техники в области газификации твердых топлив, в первую очередь – углей различных марок. В обзоре освещены три основных аспекта: характеристика основных топлив (угля) и технологий топливоподготовки при газификации, анализ основных теорий и математических моделей процессов газификации, описание технологических и конструктивных особенностей всех основных видов газогенераторов. В отдельный раздел выделены вопросы

применения технологий газификации угля в различных областях химии и энергетики.

Структура описания каждого вопроса, согласно [6], складывается из следующих аспектов: общее описание технологии, описание последних достижений и уровня развития технологии, описание уровня развития её рынка, сильные и слабые стороны (достоинства и недостатки) технологии. Для упрощения структуры аналитического отчета и избегания повторений и перекрестных ссылок, вопросы развития рынка спроса и предложения конкретной технологии рассматривались с позиции конечного продукта, в технологической цепочке которого используется тот или иной конкретный газификатор. Это обусловлено тем, что цена и характеристики конечного продукта существенно влияют на основные экономические показатели процесса, начиная от рентабельности продукции и заканчивая его внутренней нормой доходности проекта. Именно поэтому подобного рода вопросы освещены в последнем разделе, в котором приведена характеристика областей применения технологии.

Обоснование применения технологий слоевой газификации твердого топлива с для создания высокоэффективных объектов распределённой энергетики.

Обозначения и сокращения

ГРЭС – государственная районная электростанция

КС – камера сгорания

ГТУ – газотурбинная установка

ГТ – газовая турбина

ТЭС – тепловая электрическая станция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

КПД – коэффициент полезного действия

ПТУ – паротурбинная установка

ПВД – подогреватель высокого давления

ПНД – подогреватель низкого давления

ШПП – ширмовый пароперегреватель

КПП – конвективный пароперегреватель

ЭК – экономайзер

ВП – воздухоподогреватель

Марка Д – длиннопламенный уголь

Э/Э – электроэнергия

ЗШО – золошлаковые отходы

1. Обоснование применения технологий слоевой газификации твердого топлива с для создания высокоэффективных объектов распределённой энергетики

1.1. Анализ существующего состояния объектов распределенной энергетики

На территории РФ, не охваченной централизованным энергоснабжением (в основном северные и восточные районы РФ) в достаточно большом количестве распространены мелкие электростанции на дизельных двигателях, использующие дизельное топливо (солярку), или, в значительно меньшей мере, – природного газа. КПД этих мелких ДЭС весьма низок (~25%), но они весьма удобны как надежные и мобильные установки. На доставку дизельного топлива приходится тратить большие средства, например, энергетика республики Саха–Якутия включает в себя 164 автономные ДЭС с 700 дизель–генераторами общей мощностью 310 МВт. Выработка электроэнергии автономными ДЭС за год составляет всего 5% (примерно 400 млн. кВт*ч) от всей выработки ОАО «Якутск-Энерго», а затраты на ее производство составляют около 30% из-за высокой цены дизельного топлива. В первой половине прошедшего века довольно широкое распространение имели двигатели внутреннего сгорания, работающие на продуктах газификации твердого топлива. Такие двигатели применялись в силовых машинах, на транспорте, в энергетике и других отраслях промышленности. На основе этого старого и довольно распространенного когда-то опыта появилась идея перевода существующих электростанций в децентрализованной зоне с жидкого топлива (солярки) на генераторный газ, вырабатываемый на местных углях.

Несмотря на кажущуюся простоту и положительные оценки, данная идея вовсе не представляется безукоризненной. Как показывает анализ, работоспособность дизелей на генераторном газе достигается лишь при добавке к газовой смеси от 15 до 25 % солярки, либо при переделке двигателей с обеспечением искрового поджига. Вторичные восстановительные реакции процесса газификации, формирующие в значительной мере её продукты,

протекают в ~ 50 раз медленнее аналогичных реакций горения. Поэтому нежелательный в принципе, но необходимый в данном случае процесс газификации топлива под атмосферным давлением требует больших габаритов применяемых газогенераторов.

Энергетические установки с ДВС обладают, при прочих равных условиях, наименьшим КПД, среди современных методов производства электроэнергии и только малая мощность, и простота служат оправданием такого их применения. Как показывает опыт перевода энергетических установок с природного газа или жидкого топлива на газифицируемое твердое топливо, потеря их экономичности на покрытие процесса газификации составляет от 11 до 13%. В данном случае ожидается еще большая потеря из-за затруднений с утилизацией тепла в малых установках. В литературе встречается большое число примеров использования ДВС для выработки электроэнергии с использованием биотоплива, но использование в них продуктов газификации углей считается нежелательным решением. В данном разделе показана возможность решения поставленной проблемы.

1.2. Выбор наиболее востребованной электрической мощности дизельной электростанцией и её эксплуатационных параметров на основании анализа работы действующих ДЭС

Самым большим в стране количеством дизельных электростанций (164) обладает ОАО АК «Якутскэнерго», 126 из них входят в одно из четырех дочерних обществ – ОАО «Сахаэнерго». «Якутскэнерго» является крупнейшей энергокомпанией в составе ОАО «РАО Энергетические системы Востока» (создано 1 июля 2008 г в результате реорганизации РАО «ЕЭС России»; государству принадлежит 52,7 % акций компании). Общая установленная электрическая мощность ОАО АК «Якутскэнерго» составляет 1453 МВт, тепловая мощность – 1698 Гкал/ч (на 1 января 2014 г). В состав компании входят каскад Вилюйских ГЭС (680 МВт), Якутская ГРЭС (255 МВт), Якутская ТЭЦ (12 МВт) и др. Установленная мощность всех ДЭС «Якутскэнерго» в 2005 г.

составляла 264 МВт, в т.ч. «Сахаэнерго» – 173 МВт (в 2000 г. – соответственно 290 и 198 МВт). Снижение установленной мощности в течение этих 5 лет объясняется некоторым превышением демонтируемых мощностей ДЭС над вновь вводимыми.

В 2014 г. установленная мощность ДЭС «Якутскэнерго» составляла 312 МВт, в т.ч. входящих в «Сахаэнерго» – 212,9 МВт (рисунок 1). Зона локальной энергетики Республики Саха охватывает площадь 2,2 млн. кв. км (64 %) с 15 % населения.

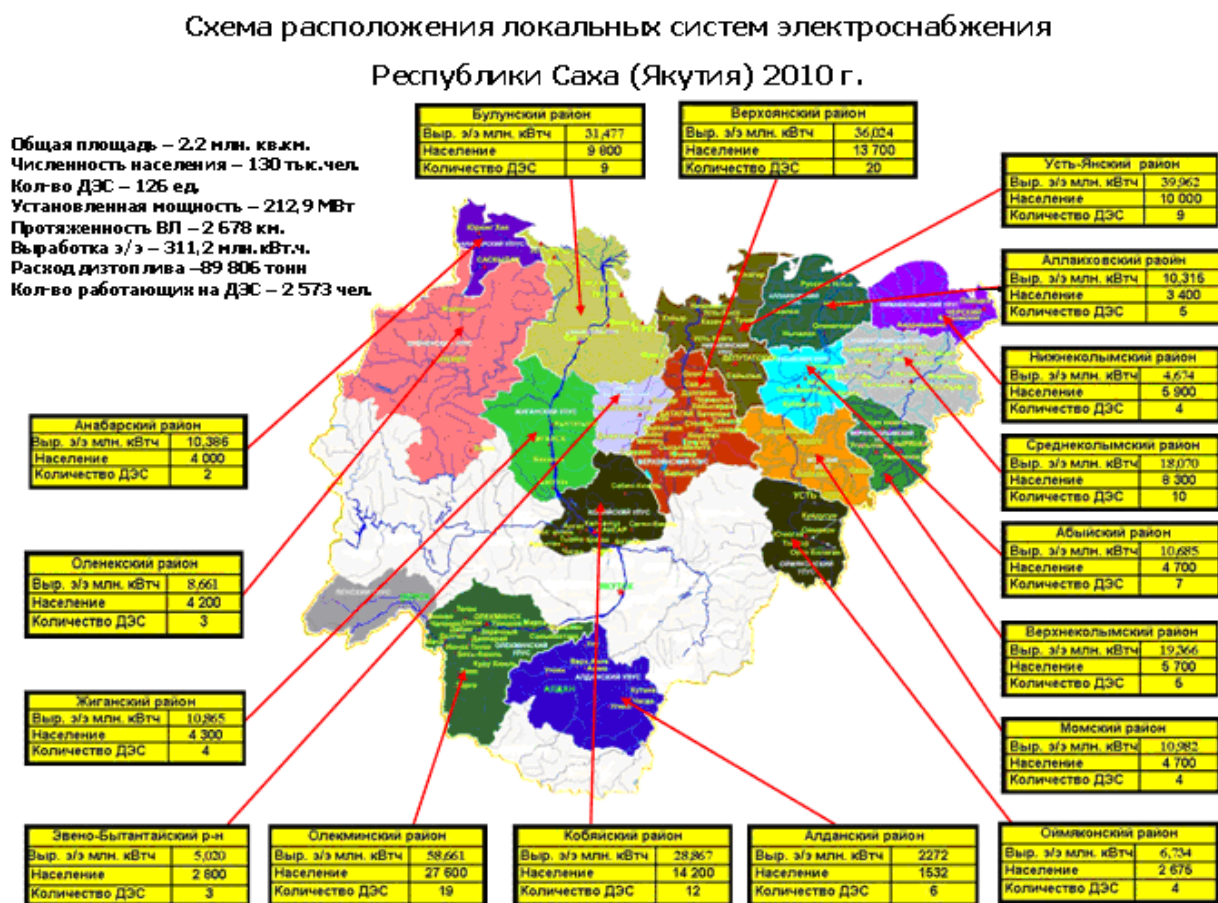


Рисунок 1 – Локальная энергетика Якутии [23]

Значительные расстояния не позволяют обеспечить стопроцентный охват территории централизованным электроснабжением, а отсутствие крупных потребителей приводит к нецелесообразности строительства источников генерации большой установленной мощности. Поэтому в период освоения Севера в Республике была создана сеть локальных ДЭС. Их оборудование

состоит в основном из дизель-генераторов разных типов и модификаций и небольшого количества газотурбинных установок. Выработка электроэнергии в 2010г составила 311,2 млн. кВт·ч.

В административном отношении все ДЭС размещены по отдельным районам, в основном по принадлежности к тем или иным электрическим сетям. В каждом районе находятся ДЭС мощностью от 100 кВт до 20 МВт и более (в среднем от 1 до 2 МВт). Наиболее крупные районы с населением от 15 до 20 тыс. человек имеют по 20 и более ДЭС. В качестве примера можно привести Верхоянский район, который включает 20 ДЭС с общей установленной мощностью 21324 кВт (средняя мощность $\sim 1,1$ МВт) и протяженностью ЛЭП около 300 км. Годовое производство электроэнергии этими ДЭС составляет около 36 млн. кВт·ч. Другим примером могут являться Северо-Восточные электрические сети: 52 ДЭС установленной мощностью 64815 кВт (средняя мощность $\sim 1,25$ МВт). Периодически осуществляется модернизация оборудования, строятся новые автоматизированные ДЭС, выполняются капитальные и средние ремонты существующих дизельных энергоустановок.

Вместе с тем в большинстве своем ДЭС имеют износ основных фондов от 50 до 60 %. Большинство дизельных электростанций размещены в зданиях без учета мерзлотного состояния грунтов, которые при оттаивании приводят к деформациям зданий и сооружений. Износ зданий и сооружений составляет 60 %, зачастую под здания ДЭС приспособлены бывшие склады, гаражи и т.д. Некоторые ДЭС находятся в зоне периодического затопления во время весеннего половодья и требуют переноса на новое место.

Оборудование электростанций характеризуется разнообразием используемых двигателей, что осложняет процессы их сервисного обслуживания, ремонта и снижает надежность эксплуатации. Основное оборудование состоит из 31 типа дизель-генераторов и газотурбинных установок, усредненный износ которых составляет 78 %. Вспомогательное оборудование (насосы, компрессоры, электро- и утилизационные котлы,

градирни, запорная арматура, трубопроводы, топливомаслоподготовка, водоподготовка, вентиляция и др.) нуждается в планомерной замене.

На 1 января 2014 г в Якутии эксплуатировалось 671 дизель-генератор различных конструкций и мощности, в том числе ограниченное количество импортного производства (Шкода, Букау-Вольф – около 20). Единичная мощность всех ДГ находилась в диапазоне от 30 до 1050 кВт (таблица 1).

Наиболее распространенными марками ДГ являются Г-72 (800 кВт) – 106 шт, ДГА – 315 (315 кВт) – 107 шт., а также АД-60 (60кВт) – 122 шт. Удельные расходы условного топлива ДЭС на отпущенную энергию в 2000г составили в среднем 455 г у.т./кВт·ч (с разбросом по филиалам от 390 до 667 г/кВт·ч), таблица 2. В соответствии с «Республиканской целевой программой развития малой энергетики республики Саха (Якутия) на 2001 – 2005 годы» в 2005г планировалось их снизить в среднем до 365 г/ кВт·ч (разброс 315-600 г/кВт·ч), таблица 3.

Таблица 1 – Сводные данные по основному оборудованию ДЭС Республики Саха (Якутия) на 1 января 2014 года

Тип агрегата	Количество
1	2
Удельной мощностью свыше 600 кВт (183 шт)	
Г-72, 6ЧН 36/45, 800кВт	106
Г-66, 6ЧН 36/45, 630 кВт	10
11Д100, 10Д1А20, 7/2×25,4, 1000 кВт	11
ПЭ-6, 12ЧН 26/26, 1050 кВт	44
ПАЭС-2,5, 2500 кВт	2
Г-73, 6ЧН 36/45, 630 кВт	10
Удельной мощностью от 300 до 600 кВт (126 шт.)	
ДГРА-300, 6ЧН 23/30, 300 кВт	4
ДГА-315, 6ЧН 25/34, 315 кВт	107
Шкода 405, 320 кВт	6
Шкода 608, 480 кВт	1

Продолжение таблицы 1

«Букау-Вольф», 8НФД-36, 480 кВт	1
Шкода 65350, 400 кВт	6
Шкода 275, 300 кВт	1
Удельной мощностью от 120 до 300 кВт (40 шт.)	
ДГР-160, 6ЧН 18/22, 160 кВт	17
ДГР-200, 6ЧН 18/22, 200 кВт	6
ДГ-200, 1Д12, 200 кВт	9
Шкода 160, 120 кВт	3
ДГ-200, ЯМЗ-240, 200 кВт	3
ДГРА-160, 6ЧН 18/22, 160 кВт	2
Удельной мощностью от 30 до 120 кВт (322 шт.)	
ДГР-100, 6ЧН 18/22, 100 кВт	8
ДГР-100, 6Ч 15/18, 100 кВт	13
АД-100, ЯМЗ-238, 100 кВт	96
ЭЛАД-75, 6ЧН 13/14, 75 кВт	23
АД-60, 6Ч 13/14 60 кВт	122
АД-30, АЧ1 30 кВт	36
ДЭУ-50, Д-440, 50 кВт	9
ДГ-100, К-167, 100 кВт	4
ДЭУ-60, ЯМЗ-236, 60 кВт	7
1Д6, 6Ч 15/18, 100 кВт	2
1Д20, 100 кВт	1
ДЭУ-100, Д461, 100 кВт	1

Таблица 2 – Техничко-экономические показатели ДЭС

Филиалы	Установленная мощность, МВт	Отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч	Удельные расходы условного топлива на		Годовой расход условного топлива, т.у.т.		
			отпущен. эл. эн., гут./кВт·ч	отпущенное тепло, гут/Г кал	Всего	в том числе	
						на электро энергию	на тепло
1 Эльдиканская ДЭС	28,2	62 359	523,04	216,4	33 128	32 615	513
2 Депутатская ДЭС	27,0	29 040	550,4		15 984	15 984	
3 Северо-Восточные электрические сети	64,8	67 673	436,1		29 509	29 509	
4 Северные электрические сети	78,2	113 842	390,1		44 410	44 410	
Итого по «Сахаэнерго»	198,2	272 914	448,9	216,4	123 031	122 518	513
5 Виллюйские электрические сети	36,4	7 317	666,9		4 880	4 880	
6 Центральные электрические сети	54,7	3 514	424,3		1 491	1 491	
7 Южные электрические сети	0,575	648	554		359	359	
Всего по «Якутскэнерго»	289,9	28 4393	454,5	216,4	129 761	129 248	513
в т.ч. «Сахаэнерго», %	68,4	96					

Таблица 3 – Техничко-экономические показатели дизельных электростанций ОАО «Якутскэнерго» по филиалам

Филиалы	Годы	Уд. расход усл. т-ва, г/кВт·ч	Годовой расход топлива, т	КИУМ ¹
1	2	3	4	5
Эльдиканская	2000	523,0	32 615	0,252
	2001	523,0	32 615	0,273
	2002	420,0	26 191	0,312
	2003	314,0	19 581	0,410
	2004	314,0	19 581	0,410
	2005	314,0	19 581	0,410
Депутатская	2000	550,4	15 984	0,123
	2001	550,4	15 984	0,138
	2002	314,0	9 119	0,402
	2003	314,0	9 119	0,402
	2004	314,0	9 119	0,402
	2005	314,0	9 119	0,402
Северо-восточные электрические сети	2000	436,1	29 509	0,119
	2001	430,0	29 099	0,119
	2002	430,0	29 099	0,119
	2003	424,0	28 653	0,119
	2004	416,0	28 152	0,116
	2005	401,0	27 137	0,117

Продолжение таблицы 3

Северные электрические сети	2000	390,1	44 410	0,166
	2001	390,1	44 410	0,166
	2002	388,0	44 171	0,166
	2003	383,0	43 601	0,165
	2004	375,0	42 691	0,171
	2005	367,01	41 780	0,161
Итого: «Сахаэнерго»	2000	448,5	122 518	0,157
	2001	447,4	122 108	0,161
	2002	397,5	108 575	0,178
	2003	370,1	100 994	0,188
	2004	364,7	99 542	0,181
	2005	357,7	97 616	0,180
Вилуйские электрические сети	2000	666,9	4 880	0,023
	2001	666,9	4 880	0,023
	2002	666,9	4 880	0,023
	2003	640,0	4 683	0,023
	2004	600,0	4 390	0,023
	2005	600,0	4 390	0,023
Центральные электрические сети	2000	424,3	1 491	0,007
	2001	424,3	1 491	0,007
	2002	424,3	1 491	0,007
	2003	424,3	1 491	0,007
	2004	410,0	1 441	0,007
	2005	390,0	1 370	0,007
Южные электрические сети	2000	554,0	359	0,129
	2001	554,0	359	0,129
	2002	554,0	359	0,129
	2003	554,0	359	0,129
	2004	554,0	359	0,129
	2005	554,0	359	0,129
Всего	2000	454,5	125 248	0,112
	2001	453,0	122 838	0,114
	2002	405,5	115 309	0,122
	2003	372,1	107 527	0,125
	2004	371,8	105 732	0,123
	2005	364,2	103 736	0,123

¹ Значения коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) получены в расчете на отпущенную электроэнергию

Себестоимость производства одного кВт·ч электроэнергии по отдельным филиалам колебалась в пределах от 3,86 до 8,34 руб. Около половины всех затрат было связано с приобретением топлива. Высокая цена дизельного топлива является причиной высокой стоимости вырабатываемой электроэнергии и в 2011 году, которая в среднем составила 21,5 руб./кВт·ч, что превосходит среднероссийский уровень в 10 раз (по отдельным дизельным станциям себестоимость доходит до 90 руб./кВт·ч).

Аналогичная ситуация наблюдается на ДЭС, расположенных в других регионах: небольшая (в основном до 4 МВт) установленная электрическая мощность; все дизельные электростанции, как правило, одиночные и работают на свои распределительные электросети; высокая стоимость вырабатываемой энергии из-за больших удельных расходов условного топлива (связано прежде всего с моральным и физическим износом оборудования, а также низким КИУМ и значительными издержками на топливо).

Таблица 4 – Структура годовых издержек производств

Филиалы	Суммарные издержки производства, млн. руб.		в т.ч. по составляющим в % от суммарных издержек				
	всего	в т.ч. эл. сети	топливо	амортизация	зарплата с отчислениями	Стоимость ремонта	прочие
1 Эльдиканская ДЭС	176,3		85,6	0,8	8,4	1,6	3,6
2 Депутатская ДЭС	122,8		71,0	1,1	11,1	4,1	12,7
3 Северо-Восточные электрические сети	309,3	4,9	46,9	2,8	37,5	4,6	8,1
4 Северные электрические сети	332,3	9	63,3	1,3	28,1	4,0	3,3
Итого по ОАО «Сахаэнерго»	941,6	13,9	63,1	1,7	25,3	3,7	6,2
5 Вилуйские электрические сети	110	80,9	11,6	13,0	61,1	11,1	3,2
6 Центральные электрические сети	167,9	148,4	3,4	21,5	49,2	8,8	17
7 Южные электрические сети	91,6	88	1,7	9,8	51,9	14,1	22,5
Всего	1 311,1	331,2	46,8	5,8	33,2	5,7	8,5

Необходимо отметить, что согласно разработанной недавно в «Якутскэнерго» Программе оптимизации локальной энергетики (ПОЛЭ) предполагается расширение строительства ЛЭП (протяженностью дополнительных линий до 1000 км) с целью обеспечения более дешевой электроэнергией удаленных районов от каскада Вилуйских ГЭС и Якутской

ГРЭС. Это позволит сократить производство электроэнергии на ДЭС и уменьшить зависимость республики от использования дорогого дизельного топлива. С этой же целью намечается строительство 17 ТЭЦ малой мощности, работающих на местных углях, взамен 20 ДЭС и 114 котельных. Выводятся или уже выведены из эксплуатации Эльдиканская ДЭС (12,8 МВт), Депутатская ДЭС (9,9 МВт), Олекминская ДЭС (3,15 МВт). Перспективной считается реализация проектов нетрадиционной энергетики (ветро-, гелио- и малая гидрогенерация). В результате ожидается значительное изменение в лучшую сторону структуры топливного баланса. К 2015 году доля дизельного топлива должна сократиться до 15 % вместо нынешних 99 %, а доля угля вырастет с 0 до 58 %. Существенно увеличится доля газа с 0,2 до 17 %. Что касается ТЭЦ малой мощности, то сейчас завершается пилотный проект создания Депутатской мини-ТЭЦ. Уже прошли пуско-наладочные испытания двух паровых котлов типа КЕ-35-24-350 ВЦКС (паропроизводительность каждого котла 35 т/ч, параметры пара 2,4 МПа, 350 °С, топка с высокотемпературным циркулирующим кипящим слоем). Ведутся работы по второму пусковому комплексу, завершается монтаж трех паротурбинных установок мощностью по 2,5 МВт каждая.

В то же время большое количество ДЭС на длительную перспективу останется в эксплуатации и, следовательно, вопрос целесообразности проблема перевода их на синтез-газ с газификацией местных углей должен быть рассмотрен.

На основании вышеизложенного для разработки технологической схемы ДЭС с газификацией угля принимаем следующие исходные данные:

- электрическая мощность – 4 МВт;
- удельный расход условного топлива - 400 г/кВт·ч;
- КИУМ – 0,2.

1.3. Расчет эксплуатационных характеристик наиболее часто используемых в энергетике дизельных двигателей при работе на генераторном газе

1.3.1. Общие положения

В качестве исследуемых двигателей были выбраны наиболее часто используемые двигатели:

а) дизель 6ЧН 25/34 (ДГА-315) производства Первомайского Машиностроительного завода им. 25 Октября;

б) дизель 6ЧН 36/45 (Г72) производства Нижегородского завода РУМО.

В качестве синтез-газа для двигателей были предложены 2 состава продуктов газификации характерных для децентрализованных районов углей (таблица 5) имеющие следующий объемный состав:

Таблица 5 – Объемный состав генераторного газа для расчета

Компонент	Значение % об, для газа, полученного при газификации	
	бурого угля	каменного угля
CO ₂	4,3 %	2,5 %
CO	20,9 %	28,0 %
H ₂	11,2 %	3,8 %
CH ₄	3,4 %	1,6 %
N ₂	60,2 %	64,1 %

Первоочередные вопросы, на которые необходимо сформулировать ответ в настоящем разделе, следующие:

1) Возможность сохранения номинальной мощности при переходе на генераторный газ.

2) Необходимость турбонадува и его величина для сохранения номинальной мощности.

3) КПД двигателя и удельный расход топлива при работе на дизельном топливе и на синтезгазе.

4) Оценить ожидаемую температуру выпускных газов перед турбиной.

Последовательность работы в настоящем расчетном исследовании была избрана следующей:

1) Сбор данных о дизельной модификации выбранных двигателей из открытых источников (опубликованные материалы, Интернет).

2) Расчет рабочего процесса дизельных двигателей с помощью программы ДИЗЕЛЬ-РК [1]. Идентификация математической модели с целью получения хорошего согласования расчетных и экспериментальных (опубликованных) данных.

3) Расчет рабочего процесса двигателя при работе его на газе заданного состава с выбором параметров рабочего процесса таким образом, чтобы получить наибольшую мощность и не нарушать ограничений по максимальному давлению цикла и температуре газов перед турбиной. Величины этих ограничений взяты по результатам расчета дизельного рабочего процесса на номинальной мощности. Угол опережения зажигания принят равным 25 град до ВМТ. Скорость тепловыделения рассчитывается по уравнению Вибе. В качестве первого приближения сделано допущение о том, что в двигателях реализуется уверенный поджиг смеси в цилиндре, поэтому форкамера не рассматривается.

Программа ДИЗЕЛЬ-РК является профессиональным средством расчета и оптимизации современных ДВС. Она описывает полный замкнутый цикл двигателя с расчетом процессов газообмена, теплообмена, сгорания, турбонаддува, образования вредных веществ, трения, утечек через кольца и пр. Расчетная схема двигателя и агрегата наддува представлена на рисунке 2.

В связи с тем, что теплотворная способность генераторного газа приблизительно в 10 раз ниже, чем теплотворная способность метана и дизельного топлива, расход питающего газа через двигатель приходится радикально увеличивать, и он становится соизмерим с расходом воздуха, поэтому для сохранения традиционной конструкции турбокомпрессора, принята схема подачи генераторного газа на вход компрессора наддува. С одной стороны, это уравнивает расходы рабочего тела через компрессорную и турбинную часть ТК, сохранив традиционное соотношение размеров колес, а с другой стороны,

позволит использовать некоторое избыточное давление генераторного газа для нужд регулирования, его очистки и подачи. Тем более это повышает стабильность работы всей силовой установки в том случае, если существующего избыточного давления питающего газа будет недостаточно по условиям требуемого наддува.

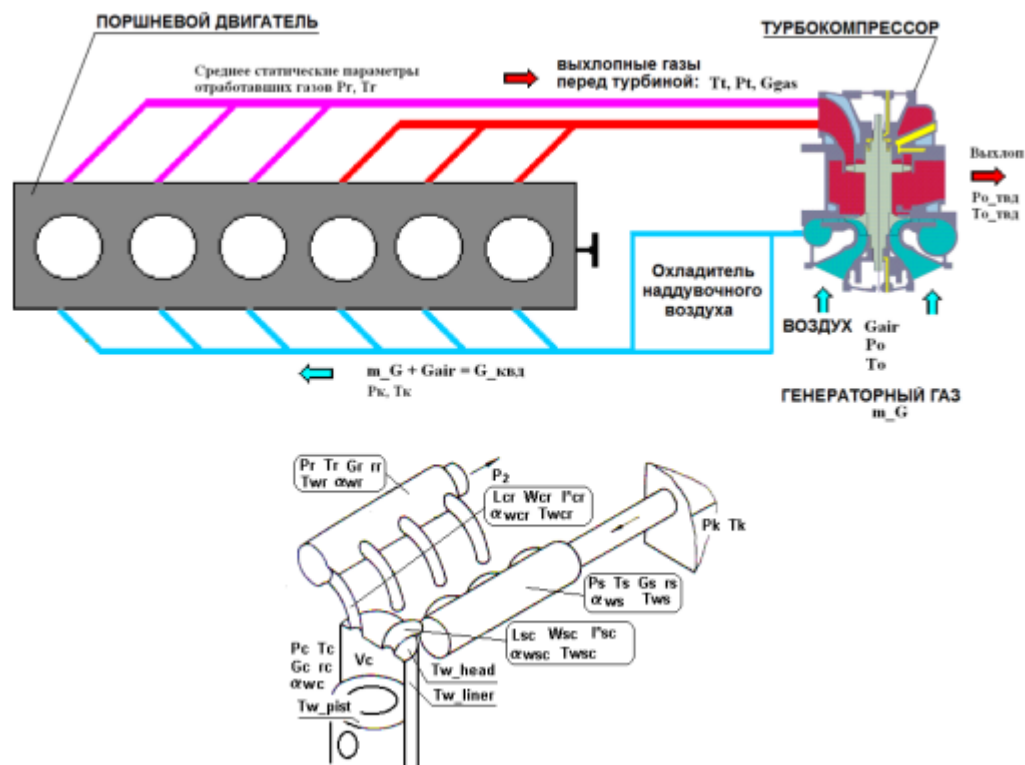


Рисунок 2 – Расчетная схема двигателя и агрегата наддува [46]

1.3.2. Расчет рабочего процесса ДВС ДГА-315 (6ЧН25/34) при его работе на генераторного газа

Размеры проточных частей газозоудушного тракта дизеля 6ЧН25/34, использующиеся при расчете газообмена, взяты с чертежей поперечного разреза дизеля (рисунок 3), продольного разреза двигателя (рисунок 4), разреза поршня (рисунок 5) и чертежей впускного и выпускного коллекторов (рисунок 6). Фазы газораспределения были приняты по аналогии с двигателями похожей конструкции. Параметры распылителя форсунки взяты из описания двигателя [2]. Результаты расчета процесса сгорания с развитием струй впрыснутого топлива представлены на рисунке 7. Результаты расчета процесса газообмена дизеля представлены на рисунке 8.

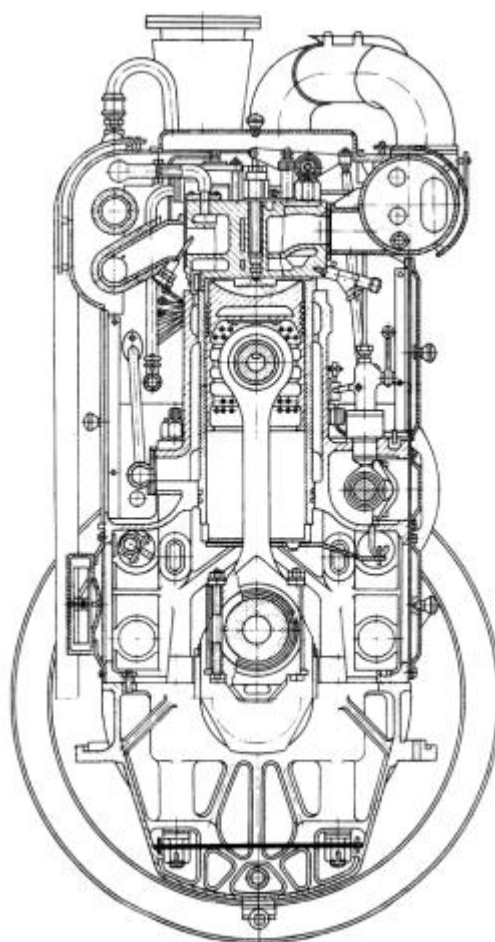


Рисунок 3 – Поперечный разрез дизеля 6ЧН25/34 [47]

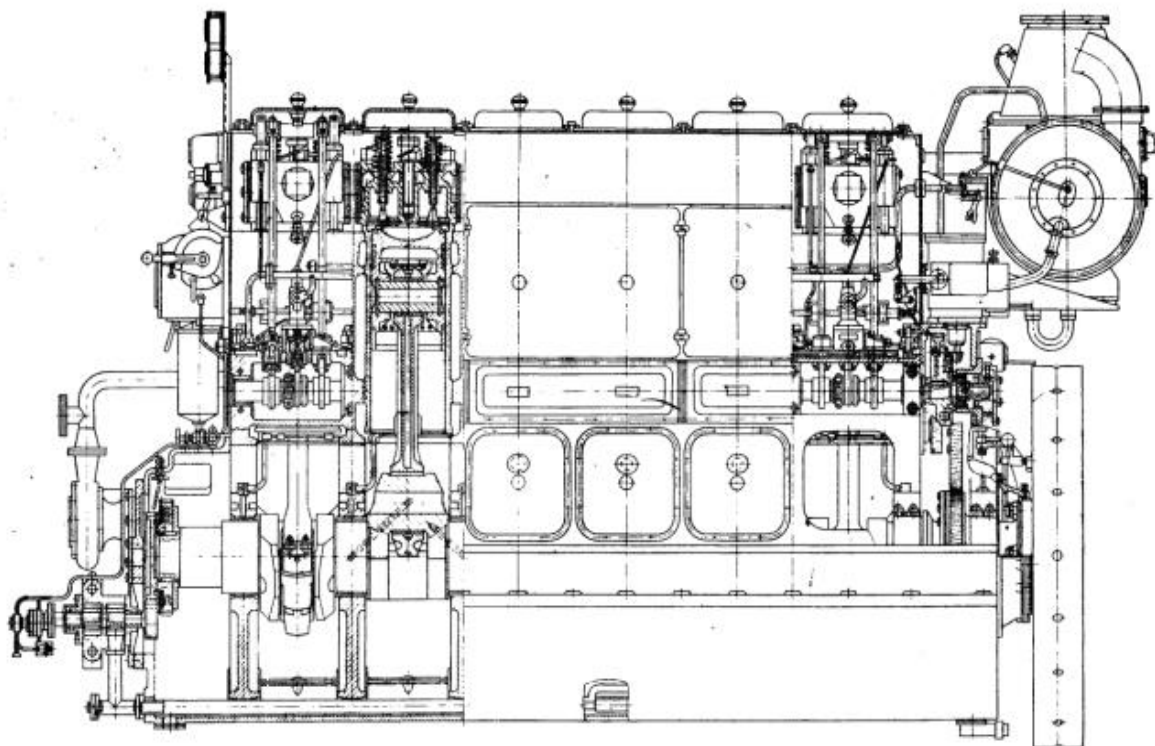


Рисунок 4 – Продольный разрез дизеля 6ЧН25/34 [47]

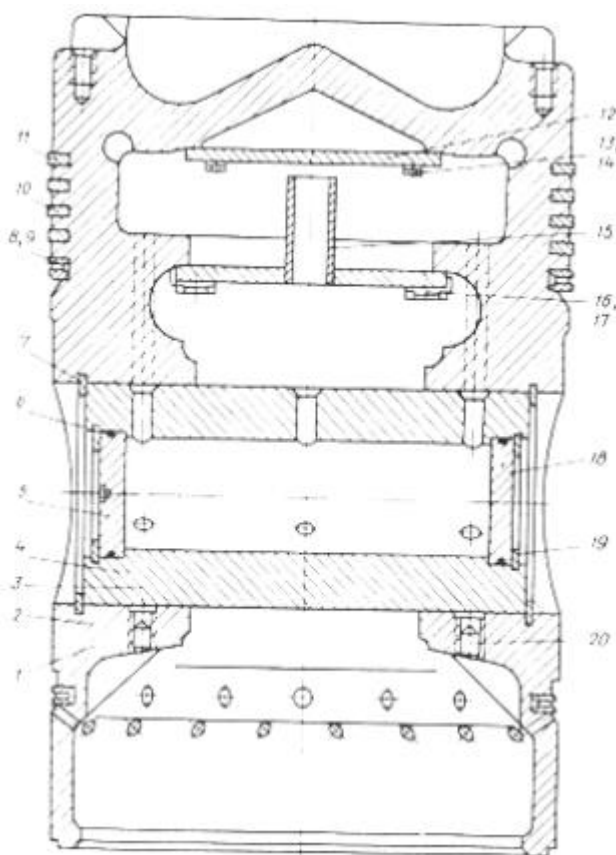
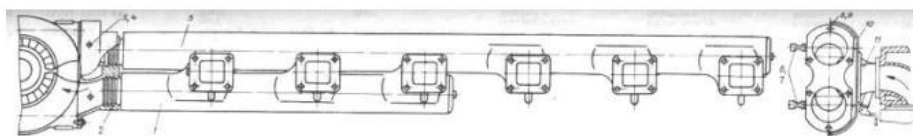
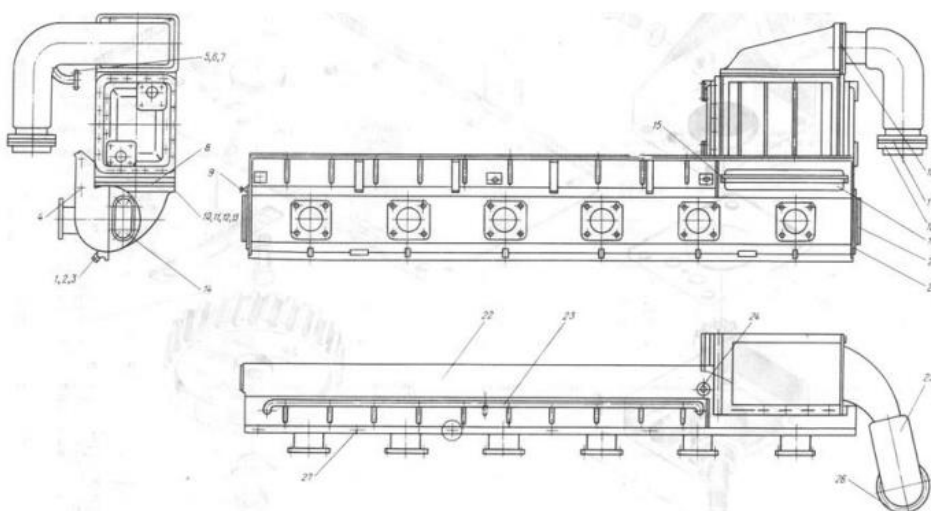


Рисунок 5 – Поршень двигателя ДГА-315 (чугун) [47]



а)



б)

Рисунок 6 – Выхлопной коллектор (а), впускной коллектор (б) с охладителем надувочного воздуха дизеля 6ЧН25/34 [47]

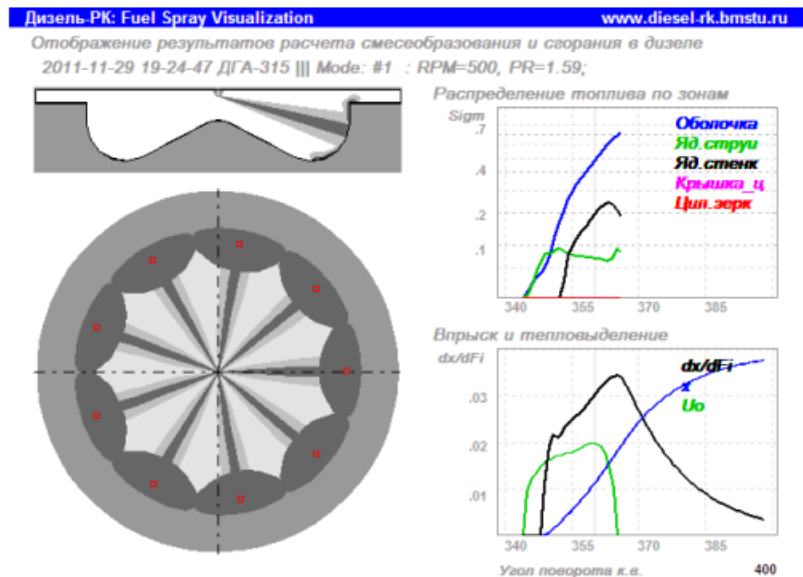


Рисунок 7 – Результаты расчета процесса сгорания с развитием струй
впрыснутого топлива дизеля 6ЧН25/34 [47]

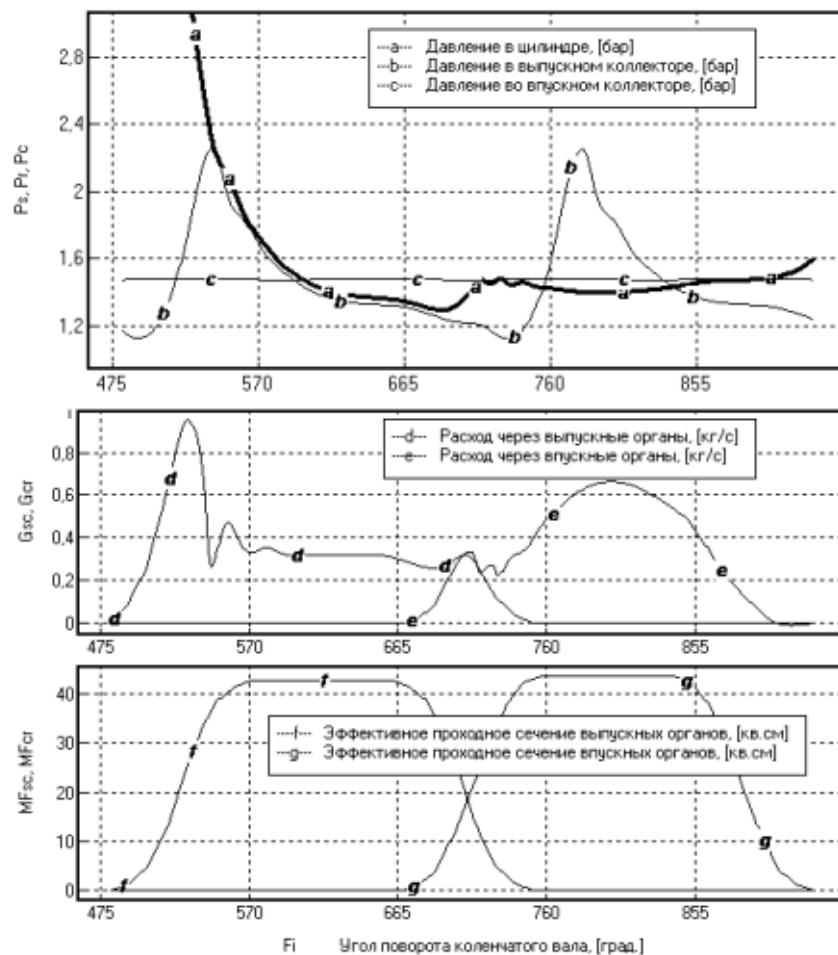


Рисунок 8 – Результаты расчета процесса газообмена дизеля 6ЧН25/34 [46]

Анализ данных рисунков 7 и 8 показывает, что расчетные кривые имеют традиционный вид, характерный для двигателей такого класса, а интегральные показатели дизеля (таблица 6) хорошо согласуются с опубликованными материалами.

Таблица 6 – Расчетные показатели работы ДВС 6ЧН25/34 на дизельном топливе и продуктах газификации углей

Параметр рабочего процесса	Топливо		
	Диз.топливо	Газ из бурого угля	Газ из каменного угля
Мощность, кВт при 500 мин ⁻¹	338	307	315
Удельный эффективный расход топлива, г/кВтч	213	-	-
Теплотворная способность топлива, МДж/кг	42,5	4,475	3,721
Расход газа, куб м/час	-	539	607
Эффективный КПД двигателя	0,398	0,404	0,413
Степень повышения давления в компрессоре	1,59	1,44	1,38

Продолжение таблицы 6

Давление наддува, бар	1,482	1,337	1,279
Коэффициент избытка воздуха	2,34	2,11	1,99
Температура газа перед турбиной, К	680	673	673
Максимальное давление в цилиндре, бар	76	76	76
Расход воздуха и газа через компрессор агрегата наддува, кг/с	0,727	0,621	0,606
Стехиометрическое соотношение λ_0 , кг возд. / кг топл.	14,5	1,261	0,982

В таблице 6 представлено сравнение интегральных показателей рабочего процесса дизеля и газового ДВС при сжигании газов разного типа. При выборе параметров газового процесса (давления наддува и коэффициента избытка воздуха) учитывалось, что при наибольшей мощности критические параметры газового двигателя не должны превышать соответствующих параметры дизельного процесса. В число этих критических ограничительных параметров включены: максимальное давление цикла $P_z = 76$ бар (чтобы сохранить работоспособность подшипников и кривошипно-шатунного механизма) и максимальная температура перед турбиной $T_t = 680$ К (чтобы сохранить ресурс работы выпускных клапанов и турбины).

Анализ полученных данных показывает, что лимитирующим фактором для увеличения мощности ДВС при питании исследуемыми газами является рост давления в цилиндре и температуры отработавших газов. Для ограничения этих показателей, приходится обеднять рабочую смесь (увеличивать α) и контролировать общее количество рабочего тела, снижая общее давление наддува. При работе на газе со столь бедными смесями ($\alpha \sim 2$), уверенного поджига смеси ожидать не приходится, т.е. для надежного зажигания двигатель должен быть оборудован форкамерами с клапаном подачи газа.

Режим работы турбокомпрессора двигателя при переходе на газ также меняется: меняется давление наддува и расход газа через ТК. Для ответа на вопрос о пригодности штатного ТК дизеля для работы на газе, необходимо провести расчетное исследование с учетом полей характеристик турбины и компрессора, которые должны быть получены у изготовителя дизелей и их агрегатов наддува.

1.3.3. Расчет рабочего процесса ДВС Г72 (6ЧН36/45) при его работе на газе

Размеры проточных частей газозвдушного тракта и камеры сгорания дизеля 6ЧН36/45, использующиеся при расчете газообмена и смесеобразования, взяты с чертежей продольного разреза двигателя (рисунок 9), поперечного разреза дизеля (рисунок 10), эскиза камеры в поршне, (рисунок 11). Фазы газораспределения были приняты по аналогии с двигателями похожей конструкции. Параметры распылителя форсунки взяты из описания двигателя [2,3].

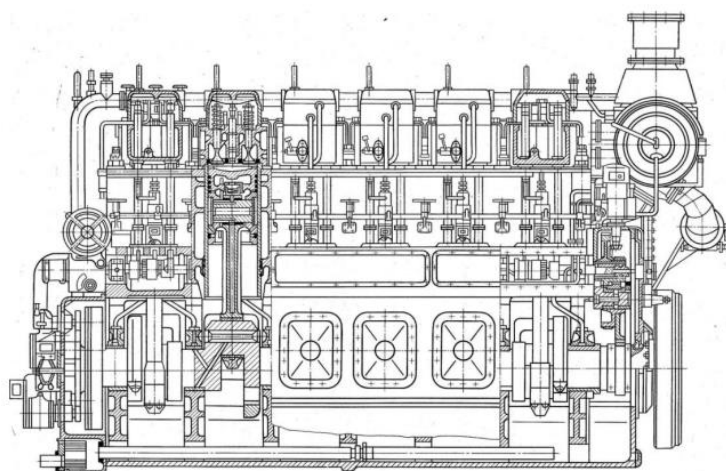


Рисунок 9 – Продольный разрез дизеля 6ЧН36/45 [46]

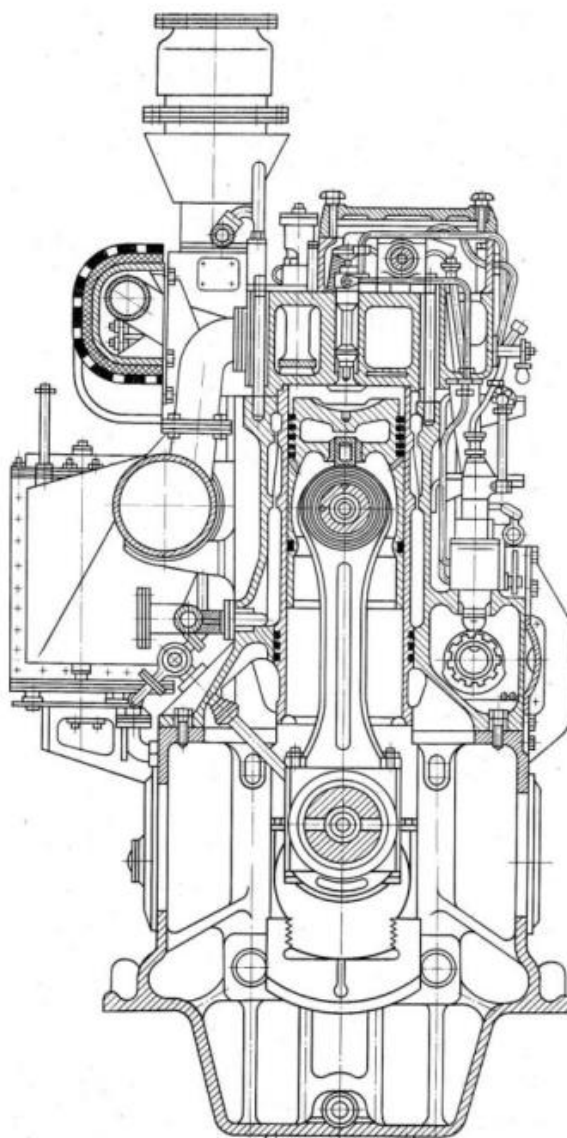


Рисунок 10 – Поперечный разрез дизеля 6ЧН36/45 [46]

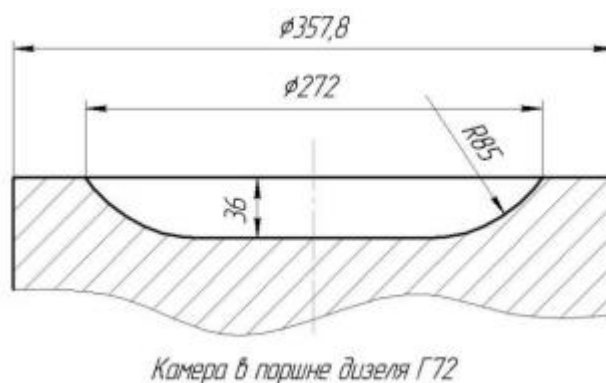


Рисунок 11 – Эскиз камеры в поршне дизеля 6ЧН36/45

Результаты расчета процесса сгорания с развитием струй впрыснутого топлива и процесса газообмена дизеля представлены на рисунках 12 и 13. Анализ рисунков 12 и 13 показывает, что расчетные кривые имеют традиционный вид, характерный для двигателей такого класса, а интегральные показатели дизеля (таблица 7) хорошо согласуются с опубликованными.

В таблице 7 представлено сравнение интегральных показателей рабочего процесса дизеля и газового ДВС при сжигании газов разного типа. При выборе параметров газового процесса (давления наддува и коэффициента избытка воздуха) учитывалось, что при наибольшей мощности критические параметры газового двигателя не должны превышать соответствующие параметры дизельного процесса. В число этих критических ограничительных параметров включены: максимальное давление цикла $P_z = 72$ бар (чтобы сохранить работоспособность подшипников и кривошипно-шатунного механизма) и максимальная температура перед турбиной $T_t = 783$ К (чтобы сохранить ресурс работы выпускных клапанов и турбины).

Отображение результатов расчета смесеобразования и сгорания в дизеле

2011-11-30 21-33-24 64Н 36/45 Г72 ||| Mode: #1 : RPM=375;

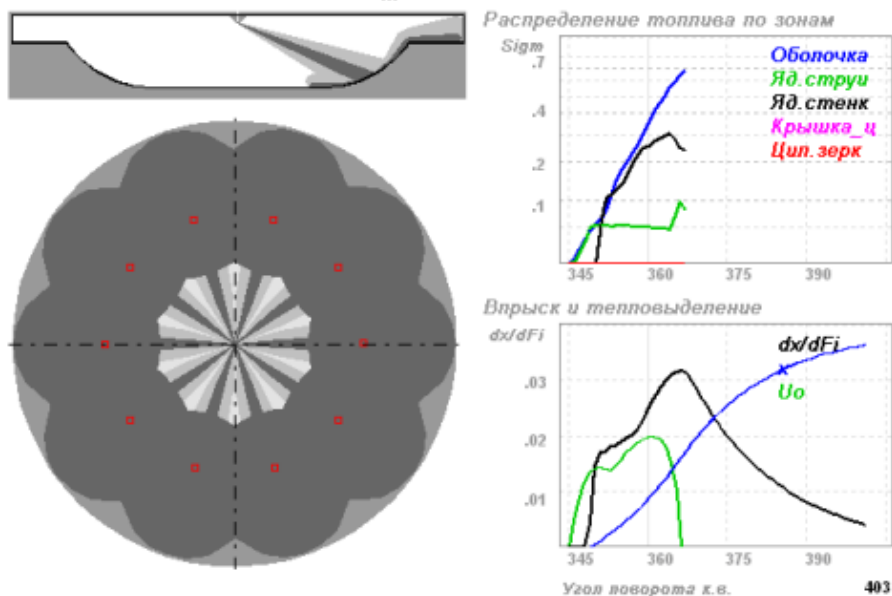


Рисунок 12 – Результаты расчета процесса сгорания с развитием струй впрыснутого топлива дизеля 6ЧН36/45 [47]

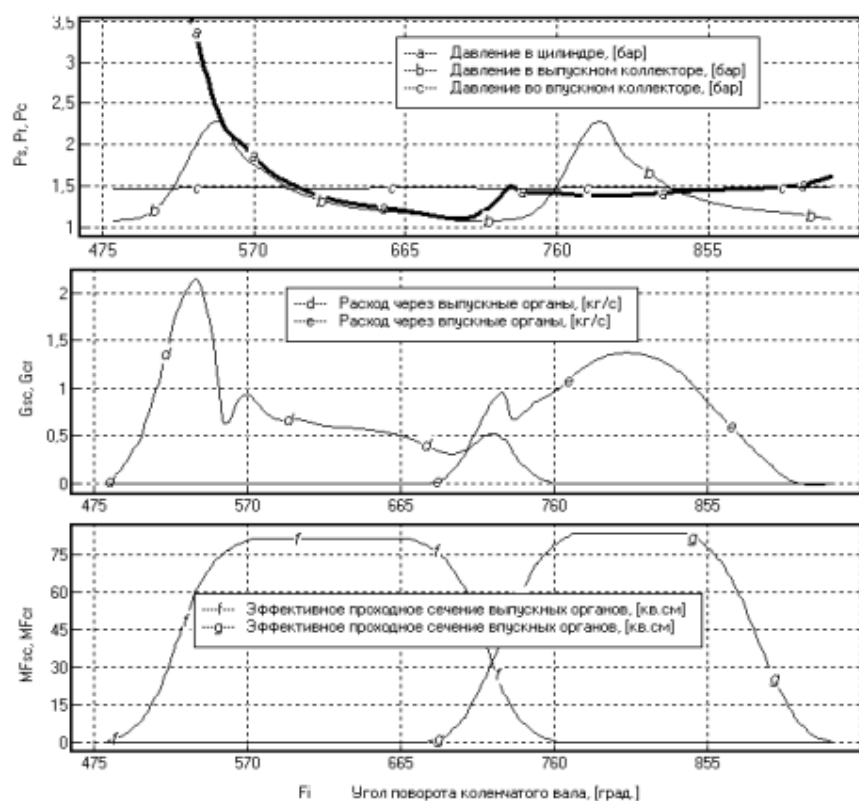


Рисунок 13 – Результаты расчета процесса газообмена дизеля 6ЧН36/45

Таблица 7 – Расчетные показатели работы ДВС 6ЧН36/45 на дизельном топливе и продуктах газификации углей

Параметр рабочего процесса	Топливо		
	Диз.топливо	Газ из бурого угля	Газ из каменного угля
Мощность, кВт при 500 мин ⁻¹	870	764	894
Удельный эффективный расход топлива, г/кВтч	215	-	-
Теплотворная способность топлива, МДж/кг	42,5	4,475	3,721
Расход газа, куб м/час	-	1317	1710
Эффективный КПД двигателя	0,393	0,411	0,416
Степень повышения давления в компрессоре	1,6	1,31	1,72
Давление наддува, бар	1,5	1,22	1,62
Коэффициент избытка воздуха	1,86	1,37	1,76
Температура газа перед турбиной, К	783	784	761
Максимальное давление в цилиндре, бар	72	72	70
Расход воздуха и газа через компрессор агрегата наддува, кг/с	1,51	1,13	1,58
Стехиометрическое соотношение λ_0 , кг возд. / кг топл.	14,5	1,261	0,982

По результатам проделанной работы можно сделать следующие выводы.

При переводе дизельного двигателя на низкокалорийный газ с сохранением его мощности приходится во много раз увеличивать массовую подачу топлива, т.е. компенсировать недостаточную теплотворную способность количеством топлива.

Анализ полученных данных показывает, что лимитирующим фактором для увеличения мощности ДВС при питании исследуемыми газами является рост давления в цилиндре и рост температуры отработавших газов. Для ограничения этих показателей, приходится обеднять рабочую смесь (увеличивать α) и контролировать общее количество рабочего тела, подбирая общее давление наддува. При работе на низкокалорийном газе, да еще и с бедными смесями ($\alpha > 1,3$), уверенного поджига смеси от электрической искры ожидать не приходится, т.е. для обеспечения надежного зажигания, двигатель должен быть оборудован форкамерами с клапаном подачи газа.

Для проектирования форкамер необходимо провести серьезное расчетное исследование с целью определения оптимальных размеров самой форкамеры и размеров соединительных сопел, параметров клапана подачи форкамерного газа, а также угла опережения зажигания.

Режим работы турбокомпрессора двигателя при переходе на газ также меняется: меняется давление наддува и расход газа через ТК. Для ответа на вопрос о пригодности штатного ТК дизеля для работы на газе, необходимо провести расчетное исследование с учетом полей характеристик турбины и компрессора, которые должны быть получены у изготовителя дизелей и их агрегатов наддува.

Для сохранения мощности при переводе более мощного из рассмотренных дизельгенератора 6ЧН36/45 на генераторный газ из бурого угля потребуется газа 1317 м³ /час. Для этого необходимо переработать 0,45 тн/час угля. При этом химический КПД газификации составит 68,6 %.

1.4. Изучение состава и свойств углей с месторождений, вблизи которых планируется размещение дизельных электростанций, работающих на энергетическом газе, получаемом в процессе газификации, и оценка пригодности углей для получения энергетического газа повышенной калорийности

Наибольшее количество изолированных ДЭС расположено в восточной части России: в Дальневосточном и Сибирском федеральных округах [4-8]. Всего таких электростанций около 100. Для каждой ДЭС в радиусе 200 км в масштабах карт были найдены и обозначены угольные месторождения. Далее даны характеристики конкретных регионов и оценка возможности использования угля в качестве топлива для ДЭС.

❖ Дальневосточный федеральный округ

• Чукотский автономный округ

В округе расположены 11 крупных ДЭС. Для 5-и ДЭС, расположенных в г. Черский, Петушки, Лаврентия, Рыткучи, Провидения в указанном радиусе, угольных месторождений нет. Для остальных ДЭС найдены следующие

угольные месторождения в радиусе 200 км (всего 5 месторождений, из них 2 осваиваемых):

- месторождения каменного угля: Бухта Угольная (Беринговское);
- месторождения бурого угля: Анадырское.

Ниже приведены данные по действующим месторождениям. Зола углей этих месторождений – кислая.

В Чукотском автономном округе возможно строительство газификаторов для 4 ДЭС из 11.

- **Магаданская область**

В области расположены 2 ДЭС в г. Талая и Эвенск. В радиусе 200 км имеются месторождения бурого угля (всего 2 месторождений: Чайбухинское, Вилигинское). Указанные месторождения не осваиваются (находятся в Госрезерве).

- **Хабаровский край**

В данном районе расположены 3 ДЭС. В рассматриваемом радиусе находятся месторождения бурого угля (всего 4 месторождений: Кухтуйское, Мареканское, Налевское, Хунгарийское). Осваивается только Мареканское месторождение.

Зола угля Мареканского месторождения – кислая.

В Хабаровском крае возможно строительство газификаторов для двух ДЭС из трех.

- **Сахалинская область**

В области расположены 3 ДЭС. Для ДЭС, расположенных на Курильских островах, ближайших месторождений нет. В радиусе 200 км для ДЭС, расположенной в г. Невельск, имеются 3 месторождения каменного (Первомайское, Ульяновский разрез, Лопатинское) и 4 месторождения бурых углей (Горнозаводское, Новиковское, Буруны, Красногорское). Осваиваются только Лопатинское, Горнозаводское и Новиковское месторождения.

Зола углей этих месторождений имеет кислый состав.

В Сахалинской области возможно строительство газификаторов для одной ДЭС из трех.

- **Приморский край**

В данном районе расположены 2 ДЭС в г. Терней, Находка. В радиусе 200 км от ДЭС имеются месторождения каменного и бурого углей. Месторождений каменного угля 17: из них 3 осваиваемых (Липовецкое, Сергеевское, Подгородненское). Месторождений бурого угля 29: из них 9 осваиваемых (Бикинское, Павловское, Шкотовское, Нежинское, Тавричанское, Артемовское, Хасанское, Амбинское, Раковское). Месторождение Артемовское подлежит закрытию, месторождение Хасанское законсервировано, месторождение Раковское подготовлено к освоению.

Зола углей этих месторождений имеет кислый состав.

Строительство газификаторов возможно только для одной ДЭС.

- **Камчатский край**

В Камчатском крае расположены 26 ДЭС. Для 8 из них (в г. Усть-Большерецк, Октябрьский, Ключи, Усть-Камчатск, Озерновский и для ДЭС-23, 25) в радиусе 200 км угольных месторождений нет. В радиусе 200 км имеются 8 месторождений каменного угля (Гореловское, Эсгичнинваямское, Среднеподкагернинское, Нижнеподкагернинское, Иргирнинское, Тигильское, Хайрюзовское, Крутогоровское) и 4 месторождения бурого угля (Хаилинское, Корфское, Эчваямское, Анадыркинское (Паланское)). Из них осваиваются одно месторождение бурого угля – Корфское, 2 месторождения каменного угля – Тигильское и Гореловское

Зола угля Тигильского месторождения имеет кислый состав.

Строительство газификаторов возможно для 11 ДЭС из 28.

- **Республика Саха (Якутия)**

В Якутии расположены 33 ДЭС. Для 9 из них (в г. Чокурдах, Андрюшкино, Батагай, Оленек, Верхоянск, Жиганск, Пеледуй, Витим, Среднеколымск) в радиусе 200 км угольных месторождений нет. В радиусе 200 км имеются 13 месторождений бурого угля и 19 месторождений каменного угля.

Осваиваемые месторождения каменного угля: Джебарики-Хая, Эрозионное, Харангское, Буор-Кемюсское, Сангарское. Осваиваемые месторождения бурого угля: Кангаласское, Кировское, Кемпендяйское, Хапчагайское.

Зола угля Буор-Кемюсского месторождения имеет кислый состав, остальные - основной. Строительство газификаторов возможно для 14 ДЭС из 33.

❖ **Сибирский Федеральный округ**

• **Иркутская область**

В области расположена 1 ДЭС в г. Киренск. В радиусе 200 км от ДЭС расположено месторождение бурого угля – Хандинское, находящиеся в госрезерве. Зола от сжигания данного угля имеет кислый состав.

• **Красноярский край**

В районе расположены 24 ДЭС. В рассматриваемом радиусе имеется 30 месторождений каменного угля, из которых 11 разрабатываемых (Лемберовское, Нижнекрестьянское, Верхнекрестьянское, Малоозерновское, Зуб-Маркшейдерское, Кайерканское, Нижнефокинское, Каякское, Кораблик, Юктакон Кокуйское), и 8 месторождений бурого угля, из них разрабатывается 2 месторождения Хатангское и Подкаменно-Тунгусское разведываются.

Строительство газификаторов возможно для 13 ДЭС из 24.

Здесь необходимо отметить, что для некоторых разрабатываемых месторождений отсутствуют данные по свойствам углей. Это месторождения в Приморском (2 месторождения), Камчатском (2 месторождения), Красноярском (9 месторождений) краях, в Иркутской области и Якутии.

Оценка пригодности углей для газификации

Эффективность газификации, т.е. суммарные затраты на получение 1000 МДж тепла в виде газообразного топлива газификацией 1 т угля, будет уменьшаться с ростом зольности, сернистости, снижением теплоты сгорания и увеличением степени метаморфизма угля (бурый, каменный, антрацит). В то же время ряд показателей (стоимость угля, затраты на улавливание серы, удаление

золошлаковых отходов, стоимость самой газификации) сейчас не могут быть учтены из-за отсутствия данных.

Если ориентироваться только на качество угля и отвлечься от его стоимости и затрат непосредственно на газификацию, то можно разделить все угли на 4 группы по степени убывания эффективности газификации. При этом рассматривались месторождения с зольностью углей не выше 30 % на сухую массу.

1. Красноярский край (ДЭС № 13, Каякское месторождение); Республика Саха (Якутия, ДЭС № 37, 61-67, Месторождения Буор-Кемюское, Кангаласское Джебарики-Хая, Харанга, Эрозионное, Хапчагайское).
2. Сахалинская область (ДЭС № 112, Горнозаводское месторождение); Приморский край (ДЭС № 117, Сергеевское месторождение); Республика Саха (Якутия, ДЭС № 61,62, Сангарское месторождение); Красноярский край (ДЭС №8,9, Кайерканское месторождение).
3. Чукотский автономный округ (ДЭС № 77,78,79, месторождение «Бухта Угольная»).
4. Хабаровский край (ДЭС № 86, 87, Мареканское месторождение); Сахалинская область (ДЭС № 112, Лопатинское месторождение); Приморский край (ДЭС № 117, Павловское и Раковское месторождения); Красноярский край (ДЭС №10, Нижнекрестьянское и Верхнекрестьянское месторождения).
5. Приморский край (ДЭС № 117, Шкотовское м-ние).

Окончательный вывод об эффективности газификации для каждой ДЭС могут быть определены только после получения необходимых сведений как от местных органов по стоимости угля и необходимой мощности ДЭС.

Рассмотрев результаты проведенной работы можно сделать следующие выводы:

- Большинство ДЭС на территории РФ располагаются в ее восточной части (в Дальневосточном и Сибирском Федеральном округах): Чукотский автономный округ – 11, Магаданская область – 2, Хабаровский край – 3,

Сахалинская область – 3, Приморский край – 2, Камчатский край – 26, Республика Саха (Якутия) – 33, Иркутская область – 1, Красноярский край – 24. Всего наиболее крупных ДЭС – 105.

- На карты угольных месторождений нанесены ДЭС и установлено, что в радиусе 200 км от ДЭС располагаются месторождения каменного и бурого углей, всего 147 месторождений (79 месторождений каменного угля и 68 месторождений бурого). Из них разрабатываются 23 месторождения каменного угля и 21 месторождение бурого угля.
- Для 24 ДЭС в рассматриваемом радиусе 200 км угольных месторождений не обнаружено. Кроме того, ряд ДЭС вблизи угольных месторождений не может быть обеспечен топливом, из-за отсутствия их разработки.
- ДЭС, вблизи которых располагаются освоенные угольные месторождения: Чукотский автономный округ – 4, Магаданская область – отсутствуют, Хабаровский край – 2, Сахалинская область – 1, Приморский край – 1, Камчатский край – 11, Республика Саха (Якутия) – 14, Иркутская область – 1, Красноярский край – 14 (всего 48 дизельных электростанций). Ряд ДЭС обеспечен несколькими разрабатываемыми угольными месторождениями. Это электростанции, расположенные в Сахалинской области, Приморском и Красноярском краях.
- Эффективность газификации зависит от множества показателей, а именно: качества топлива, стоимости угля, затрат на улавливание серы, удаление золошлаковых отходов, стоимости самой газификации, а также от мощности дизельной электростанции.

1.5. Разработка схемных решений для создания высокоэффективных объектов распределённой энергетики с применением слоевой технологии газификации твердого топлива

Проделанный выше анализ и представленные результаты экспериментальных работ свидетельствуют об относительной простоте и самообеспеченности основных решений предложенной технологии газификации для ДВС.

Структурная схема газопоршневой электростанции с предложенной системой газификации дана на рисунке 14. Предполагается использование реконструированных дизелей с турбонаддувом, приводящее к применению газификации в слоевом газогенераторе под давлением около 0,3 МПа. Физическое тепло генераторного газа используется для нагрева дутьевого воздуха. Выделенная газогенераторная смола используется для брикетирования мелкодробленной части топлива. На выхлопных газах ДВС, имеющих температуру от 350 до 400 °С, предусматривается работа котлаутилизатора, обеспечивающего собственные нужды системы и выработку тепла для внешнего потребления.

Далее показаны результаты расчета предложенной схемы, с учетом сделанного ранее выбора наиболее востребованная электрическая мощность ДЭС, в качестве топлива взято реальное топливо сангарского месторождения. Исходные данные для расчета приведены в таблице 8.

На основании исходных данных был проведен расчет слоевого процесса газификации на воздушном дутье под давлением. Результаты этого расчета, приведенные к килограмму исходного топлива, представлены в таблице 9. После этого были рассчитаны основные показатели работы ДЭС с газификацией (таблица 10).

Таблица 8 – Исходные данные для расчета ДЭС с газификацией

№	Параметр	Обозн.	Ед. изм	Значение
1	Мощность ДЭС	$N_{ДЭС}$	МВт	4,0
2	Характеристики угля сангарского месторождения			
2.1	Состав рабочей массы угля	W^r	%	12
2.2		A^r	%	15
2.3		S^r	%	0,5
2.4		C^r	%	57,1
2.5		H^r	%	4,3
2.6		N^r	%	0,8
2.7		O^r	%	10,3
2.8	Выход летучих	V^{daf}	%	50
2.9	Низшая теплота сгорания	Q_i^r	МДж/кг	22,5
3	Избыточное давление в газификаторе	P	МПа	1,0
4	Исходные данные, принятые на основании накопленного опыта			
4.1	Степень разложения водяного пара в реакторе	χ	-	0,8
4.2	Содержание горючих в шлаке	$C_{шл}$	%	18
4.3	Степень перехода прореагировавшего углерода в СО	a	-	0,849
4.4	То же в CH_4	b	-	0,112
4.5	То же в CO_2	c	-	0,039
4.6	Доля первичной смолы в топливе	$\delta_{см}$	-	0,07
4.7	Доля неразложившейся смолы	$\Psi_{см}$	-	0,2
4.8	Степень улавливания серы	$\eta_{гор}$	%	0,9

Таблица 9 – Результаты расчета слоевой газификации углей

№	Параметр	Обозн.	Ед. изм	Знач.
1	Расход сухого воздуха на газификацию	$V_{св}$	м ³ /кг	1,852
2	Расход воды в газификатор	$G_{оп}$	кг/кг	0,033
3	Расход генераторного газа	$V_{гг}$	м ³ /кг	3,22
4	Состав генераторного газа за газогенератором			
4.1		$H_{2O_{гг}}$	%	15,2
4.2		$CO_{гг}$	%	26,5
4.3		$CO_{2гг}$	%	1,2
4.4		$CH_{4гг}$	%	3,5
4.5		$H_{2гг}$	%	7,8
4.6		$N_{2гг}$	%	45,7
4.7		$П_{смгг}$	%	0,1
5	Выход шлака	$G_{шл}$	кг/кг	0,125
6	Теплота сгорания генераторного газа за реактором	$(Q_H^P)_{гг}$	МДж/м ³	5,6
7	Плотность генераторного газа за реактором	$\rho_{гг}$	кг/м ³	1,08
8	Запыленность генераторного газа	μ	гр/м ³	75
9	Температура генераторного газа за реактором	$t_{гг}$	°С	800
10	Тепло, воспринятое поверхностями нагрева	$Q_{всп}$	кДж/кг	675
11	Потеря тепла в окружающую среду	Q_5	кДж/кг	22,5

Как видно из результатов расчета, существенную часть вырабатываемой дизель-генератором электрической энергии (0,7 из 4 МВт или 17,5 %) электрической энергии тратиться на покрытие собственных нужд – работы механизмов подготовки и подачи твердого топлива, сжатие воздуха, привода насосов и регулирующей аппаратуры, поэтому КПД выработки электрической энергии невелик и составляет 26,5 %. Однако надо учесть, что при охлаждении генераторного газа и элементов системы, вырабатывается около 1,5 МВт тепловой энергии, которая может быть использована для теплофикации, а при производстве пара – выработки электроэнергии.

Таблица 10 – Результаты расчета ДЭС с газификацией углей

№	Параметр	Обозн.	Ед. изм	Знач.
1	Мощность ДЭС, брутто	$N_{ДЭС}^{БР}$	МВт	4,0
2	Расход угля в газификатор	B_T	т/ч	2,0
3	Расход воды в газификатор	B_B	т/ч	0,066
4	Расход воздуха в газификатор	$B_{ВХ}$	нм ³ /ч	3,70
5	Выход шлака и золы	$G_{ШЛ}$	т/ч	0,3
6	Выход смолы при конденсации	$G_{СМ}$	т/ч	0,096
7	Выход воды при конденсации	$G_{КОНД}$	т/ч	0,784
8	Тепло, полученное при охлаждении газогенератора	$Q_{ОХЛ}$	МВт	0,374
9	Тепло, полученное при охлаждении газа для конденсации смол и воды	$Q_{КОНД}$	МВт	1,14
10	Итого располагаемое полезное тепло	Q	МВт	1,514
11	Мощность дутьевого вентилятора	N_K	кВт	400
12	Мощность насосного оборудования	N_H	кВт	50
13	Мощность электроприводов	$N_{П}$	кВт	250
14	Итого мощность на собственные нужды	$N_{СС}$	МВт	0,7
15	Мощность ДЭС, нетто	$N_{ДЭС}^{БР}$	МВт	3,3
16	КПД выработки эл.энергии	η	%	26,5

1.6. Заключение по разделу

1. В результате анализа работы действующих ДЭС, сделан выбор наиболее востребованной электрической мощности дизельной электростанцией, значение которой составила 4 МВт, а также выбраны для расчет наиболее распространенные дизельные агрегаты - 6ЧН 25/34 (ДГА-315) и 6ЧН 36/45 (Г72).
2. Проведен анализ доступных твёрдых топлив, имеющих экономически обоснованное плечо доставки и подходящих для работы газификационного и очистного оборудования.
3. Проведен расчет эксплуатационных характеристик указанных в п.1 дизелей при работе на генераторном газе. Данные этого расчета говорят о

том, что при переводе дизельного двигателя на низкокалорийный газ и сохранения его мощности приходится во много раз увеличивать массовую подачу топлива, т.е. компенсировать недостаточную теплотворную способность количеством топлива. Кроме того, полученные данные показывают, что лимитирующим фактором для увеличения мощности ДВС при питании исследуемыми газами является рост давления в цилиндре и рост температуры отработавших газов. Для ограничения этих показателей, приходится обеднять рабочую смесь, поэтому уверенного поджига смеси от электрической искры ожидать не приходится, т.е. для обеспечения надежного зажигания, двигатель должен быть оборудован форкамерами с клапаном подачи газа. Режим работы турбокомпрессора двигателя при переходе на газ также меняется: меняется давление наддува и расход газа через ТК.

4. Проведена разработка материальных и энергетических балансов газификации углей. Показано, что КПД ДЭС при внедрении газификации существенно падает из-за роста затрат на собственные нужды, в первую очередь на привод дутьевого компрессора. Однако это негативное явление может быть компенсировано использованием тепла выделяющегося при охлаждении газа и конструкций.

2. Технология горновой газификации угля

2.1. Общие решения по ГГГУ

Разработка ГГГУ базируется на предложенной ВТИ технологии паровоздушной газификации кускового топлива в плотном слое и вдуваемой в него угольной пыли, с жидким шлакоудалением (горновой метод) и применением сухой очистки продуктов газификации от механических примесей и соединений серы при повышенных. Сероочистка последнего осуществляется на дешевых сорбентах из железомарганцевых руд, предложенных в результате осуществленного комплекса поисковых исследований. Технология апробирована на экспериментальной установке при использовании каменных и бурых углей, антрацита, агломерированного АШ, нефтяного кокса и коксо-графитных отходов [1-3].

Название метода газификации определяется сходством с доменным процессом. Острое дутье, в составе которого может находиться значительное количество угольной пыли (до $\approx 30\%$ от общего расхода топлива) – подается через фурмы в слой топлива, где в узкой зоне создается интенсивный очаг горения с температурами (от 1750 до 1900) °С, обеспечивающий плавление золы и удаление ее через щелевую проточную летки и интенсивное протекание вторичных восстановительных реакций в газах, продвигающихся вверх навстречу опускающему движению топлива. Пиролиз его происходит в верхней зоне слоя без доступа кислорода, при этом генераторный газ обогащается теплоценными продуктами разложения топлива. Благодаря эндотермическим реакциям в слое, температура продуктов газификации быстро снижается и составляет на выходе (от 600 до 900 °С) (в зависимости от расхода пара в составе дутья). При высокотемпературной газоочистке смолы сохраняются в составе генераторного газа в парообразном состоянии вплоть до его сжигания.

Изложенная организация процессов обеспечивает следующие преимущества предложенной технологии:

- достаточно высокая интенсивность газификации при компактном и относительно простом исполнении реактора;

- наиболее высокое качество генераторного газа сравнительно с другими методами газификации при сходных условиях;
- отсутствие потерь физического тепла генераторного газа;
- отсутствие загрязненных водных стоков при эффективном огневом обезвреживании ядовитых микрокомпонентов генераторного газа;
- пониженные расходы энергии на приготовление топлива, разлом основной части которого не требуется;
- глубокая сероочистка генераторного газа осуществляется на весьма дешевых сорбентах из железомарганцевых руд.

Как отмечалось выше, особую актуальность представляет промышленная отработка данной технологии, адаптированной к сжиганию синтез-газа; решения по использованию подготовленного генераторного газа в объем данной работы не входит. Поэтому главной целью создания и освоения ЭО ГГГУ является промышленная отработка и доводка предложенной технологии и оборудования системы газификации в сочетании с системой подготовки топлива и очистки получаемого газа.

В то же время ГГГУ может быть использована как модуль самостоятельной мини-ТЭЦ, предназначенной для тепло- и электроснабжения отдаленных или изолированных районов страны, а также для эффективной замены городских котельных. Такая задача весьма актуальна для малой энергетики России. Особую важность для такого предназначения имеет простота установки.

Исходя из технического задания на работу тепловая мощность ГГГУ пилотной установки принимается 45 МВт (по теплу исходного топлива).

Принято уже отработанное в экспериментальной установке конструктивное выполнение газогенератора в виде охлаждаемого силового корпуса с внутренней многослойной футеровкой, позволяющей легко обеспечить рациональную конфигурацию реакционной камеры газогенератора. Такая конструкция позволяет сблизить тепловой режим малого образца с тепловым режимом крупного газогенератора и допускает проведение с

минимальными затратами весьма вероятных для ЭО ГГГУ реконструктивных работ.

По условиям предполагаемого региона внедрения ГГГУ основным рабочим топливом является угли марки А, Т, Б. В связи с экспериментальным характером ЭО ГГГУ и желанием отработать на ней коммерчески эффективную технологию для ГГГУ, проектным топливом выбран кузнецкий тощий уголь.

ГГГУ, схема которого приведена на рисунке 1.5.1 (1 – решетка, 2 - бункер сырого угля, 3 - шибер отсекающий угольный, 4 - питатель угля, 5 - бункер известняка, 6 - шибер отсекающий известняковый, 7 - питатель известняка, 8 - ленточный питатель, 9 – элеватор, 10 - бункер расходный топливный, 11 - питатель угля, 12 - вентиль запорный топливный, 13 - бункер проходной топливный, 14 - бункер проходной шлаковый, 15 - вентиль запорный шлаковый, 16 – воздухоподогреватель, 17 - газогенератор горновой, 18 - установка охладительная, 19 – циклон, 20 - бункер золы, 21 - установка редуцирующая, 22 - циклон батарейный, 23 – газоохладитель), включает:

- систему подачи твердого топлива,
- горновой газификатор,
- систему питания газификатора воздухом и паром,
- систему охлаждения генераторного газа,
- систему очистки генераторного газа.

При этом приняты следующие технические решения по ГГГУ:

- создание полноразмерных системы подачи топлива и горнового газификатора, также предназначенной для работы в составе ЭО ГГГУ,
- создание систем охлаждения генераторного газа и его механической очистки, а также редуцирующего устройства на пониженную производительность и параметры, приемлемые для опробований и испытаний ЭО ГГГУ,
- испытаний ГГГУ на пониженных производительности и параметрах.

Принцип работы ГГГУ следующий. Фракционированный уголь загружается в два бункера (силоса), снабженных сверху защитной решеткой для предотвращения попадания в тракт подачи топлива крупногабаритного мусора. Выбор двух бункеров не случаен и обусловлен, с одной стороны, снижением высоты на которое необходимо поднять топливо для загрузки в них топлива, а, с другой – обеспечением возможности исследования газификации смесей различных твердых топлив. Кроме этого, предусмотрена установка третьего небольшого бункера, необходимого в некоторых случаях для добавки в топливо известняка, облегчающего выход из газификатора жидкого шлака и связывающего серу. Бункера снабжены отсекающими шиберами и питателями. Питатели, подают топливо и известняк на транспортер, а он - к элеватору, который обеспечивает их подъём и загрузку в расходный бункер, снабженного также отсечным шибером и питателем.

Далее топливо проходит систему шлюзования, периодического действия, состоящую из двух шаровых кранов и проходного бункера, и самотеком поступает в газификатор, в который также поступает сжатый подогретый до 400 °С воздух и перегретый пар. В качестве шлюзового агента используется обедненный генераторный газ, отобранный из летки. В газификаторе происходит превращение твердого топлива в горючий газ, с выплавкой шлака, который удаляется в шлаковую ванну, а оттуда через шлюз, аналогичный топливному, в отвал. Полученный генераторный газ с температурой от 700 до 750 °С при выходе из газификатора подвергается первичному охлаждению до 450-500 °С путём впрыска воды, и затем поступает в первую ступень механической очистки – высокотемпературный циклон работающий под давлением. После этого, газ подвергается редуцированию до давления близкому к атмосферному, вторичным очистке в батарейном циклоне и охлаждению в калорифере. Охлажденный и очищенный газ сжигается в топке существующих котлов или на свече.

3. Проведение промышленных испытаний технологии слоевой газификации угля

Газификация является одной из перспективных технологий использования твердого топлива в энергетике, химической промышленности и ряде смежных отраслей. Несмотря на значительный задел в виде теоретических и экспериментальных работ в России, одним из ключевых факторов, ограничивающих внедрение технологий газификации, остается недостаток практического опыта в промышленных или приближенных к ним условиях. Для его получения осенью 2019 г. в г. Томск на базе научно-исследовательского центра “Экоэнергетика 4.0” сотрудниками Томского политехнического университета (ТПУ) впервые в России были проведены испытания разработанного в ОАО “Всероссийский теплотехнический институт” (ВТИ) опытно-промышленного горнового газификатора производительностью по топливу 4 т/ч с использованием углей четырех марок Кузнецкого и Канско-Ачинского бассейнов (антрацита, длиннопламенного, тощего и бурого), в результате которых была подтверждена работоспособность отдельных узлов и установки горновой газификации в целом. В ходе испытаний был получен синтез-газ с высокими показателями и теплотой сгорания 6.0–8.3 МДж/м³, которая позволяла рассматривать его в качестве топлива в установках парогазового цикла с обеспечением надежного и стабильного шлакоудаления. Экспериментально установлена возможность использования, полученного при испытаниях горновой газогенераторной установки газа для синтеза жидких углеводородов методом Фишера–Тропша. Доказана возможность получения в газогенераторе кокса и полукокса. Оценка показателей надежности, произведенная с помощью программного комплекса ANSYS на основании данных испытаний, продемонстрировала удовлетворительные характеристики жизненного цикла установки – ожидаемый срок службы наиболее нагруженных элементов газификатора составил 68 тыс. ч.

На протяжении последних 50 лет потребление энергии в мире непрерывно растет [1] и, несмотря на незначительное снижение темпов роста в

последнее время, будет сохраняться на высоком уровне и в обозримом будущем. Твердое топливо (преимущественно уголь) в настоящее время используется для выработки более четверти потребляемой в мире энергии [1] и примерно 40% вырабатываемой электроэнергии [2]. При этом ужесточение требований к экологической безопасности и экономичности технологий угольной энергетики, а также высокая волатильность мирового рынка угля последних лет [1] приводят к необходимости внедрения новых технологий для энергетики и глубокой переработки угля [3, 4], одной из которых является газификация твердого топлива [5, 6]. Наибольший интерес представляют технологии газификации с совместным производством энергии и получением побочных продуктов с высокой добавочной стоимостью [3]: синтез-газа, сорбентов, жидких углеводородов и др. Широкое внедрение подобных технологий позволит повысить конкурентоспособность угольной промышленности и способствовать развитию регионов угледобычи [5]. В настоящее время предложены различные подходы к решению указанной проблемы [7], однако большинство из них носят теоретический характер и на практике в нужной мере не реализованы.

3.1. Опыт разработки методов газификации угля

Существуют разные технологии газификации. Согласно общепринятой классификации по типу организации движения топлива в реакторе, их можно разделить на три вида: с плотным и кипящим (псевдоожиженным) слоем и в потоке. Несмотря на то, что газификаторы давно успешно применяются в промышленном масштабе за рубежом [8, 9], число таких технологий ограничено [10, 11]. Некоторые проекты внедрения технологий газификации в энергетику в течение последних 10 лет оказались неудачными и были прекращены на этапе реализации, пусконаладочных или опытно-конструкторских работ пилотных объектов [12, 13], тем самым продемонстрирован недостаток опыта промышленной эксплуатации подобных установок. Для решения данной проблемы был создан ряд опытно-промышленных установок газификации твердых топлив [14]. Однако накопленный ранее опыт показал, что обеспечение экономической целесообразности такой технологии возможно либо при

получении конечного продукта с высокой добавочной стоимостью (водорода [15], метанола [16, 17] и др.), либо при использовании специфического сырья различного происхождения и состава [16, 18].

Первый подход реализован в виде поточных газификаторов угольной пыли с жидким шлакоудалением на парокислородном дутье [10, 11, 19]. Их преимущества – отсутствие смол в производимом газе и доказанная на практике возможность создания крупного газификатора угольной пыли (из-за весьма развитой поверхности реагирования), способного обеспечить мощность энергоустановки порядка 300 МВт [16, 19]. Однако процесс газификации угольной пыли имеет некоторые негативные особенности, которые отличают его от процесса сжигания. При поточном способе исключается возможность повышения качества генераторного газа вследствие реакции взаимодействия продуктов газификации с высококалорийными летучими компонентами топлива, поскольку эти компоненты выгорают на первой стадии процесса. Температура газов на выходе из реактора должна быть довольно высокой (по условиям шлакоудаления), что приводит к необходимости устанавливать дорогие теплообменники для снижения температуры готового продукта. По указанным причинам пылевые газогенераторы отличаются увеличенным расходом кислорода и пониженным химическим КПД, они также крайне чувствительны к изменениям характеристик топлива. Расчет этих газификаторов довольно прост, так как в научной литературе уже сформирован подход к моделированию основных процессов с учетом результатов термогравиметрического анализа [14, 20], а дальнейшее развитие поточных технологий видится в повышении точности моделирования и формировании редуцированного механизма реагирования между продуктами газификации [20].

Газификаторы плотного слоя, в которых реализован второй подход, напротив, достаточно толерантны к изменениям характеристик топлива, имеют высокий химический КПД, но несколько худшие массогабаритные показатели, кроме того, им присущи некоторые недостатки в организации топливоподачи, шлакоудаления и др. [21]. Ввиду более сложной природы процесса слоевой

газификации, на который оказывают влияние как тепломассоперенос в отдельных крупных частицах топлива, так и тепломассоперенос, и химическое реагирование в пористом слое, моделирование слоевой газификации представляет собой весьма сложную задачу [22]. Несмотря на большое число подходов к описанию данного процесса, все они имеют существенные недостатки [14]. Поэтому для достоверного описания процессов в слоевом газогенераторе промышленного масштаба в настоящее время требуются экспериментальные данные, которые можно получить на соответствующем оборудовании. Ограниченное число опытно-промышленных установок такого типа в мире (в настоящее время только площадка Sotacarbo находится в стадии активной эксплуатации [18, 23]) сдерживает промышленное внедрение этой технологии.

Для преодоления указанных ограничений сотрудники ВТИ и ТПУ разработали и апробировали в промышленном масштабе аппарат, в котором реализован уникальный отечественный метод слоевой газификации, из-за сходства с доменным процессом названный горновым.

3.2. Разработка и изготовление экспериментального образца полупромышленной горновой газогенераторной установки

В ВТИ была накоплена база знаний по технологии горновой газификации, на теоретическом и стендовом уровнях изучена возможность применения, получаемого синтез-газа в цикле парогазовых установок [24, 25]. На протяжении 2000-х годов основные процессы при горновой газификации исследовались на опытной установке с небольшим расходом угля (до 80 кг/ч) на территории Зуевской экспериментальной ТЭЦ [26]. В целом, экспериментальные исследования подтвердили эффективность технологии горновой газификации угля и стали основой для создания первой в России опытно-промышленной установки горновой газификации угля в г. Томск.

В 2014–2019 гг. совместными усилиями сотрудников ВТИ и ТПУ при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ была создана и успешно испытана первая в России опытно-промышленная установка по

глубокой переработке угля на основе технологии горновой газификации, размещенная на территории действующей Томской ТЭЦ-3. Технические характеристики экспериментального образца горновой газогенераторной установки (ЭО ГГГУ) в номинальном режиме работы приведены далее:

Расход, кг/ч:

удаляемого шлака	430
зола, улавливаемой в циклоне	200
зола, улавливаемой в батарейном циклоне	50

Расход (при 0°C, 0.1013 МПа), тыс. м³ /ч:

воздуха	11–15
газа	До 17

Температура, °C:

пара	250–300
воздуха на входе в газогенератор	300
воздуха перед теплообменником	120
газа после газификатора	800–1100
газа после охладителя	500–600
газа за батарейным циклоном	150

Расход, т/ч:

топлива	4.0
пара	0.7–1.0

Давление, МПа:

избыточное в газификаторе	0.3–0.6
за редукционным устройством	Не более 0.025

Трехмерная модель и общий вид опытно-промышленной установки горновой газификации угля приведены на рисунке 15, принципиальная схема установки – на рисунке 16. Газогенератор 5 представляет собой цилиндрический сосуд внешним диаметром 2200 мм и высотой 4830 мм, выложенный изнутри футеровочным кирпичом. Внутренний диаметр верхней части футеровки составляет 1720 мм, внутренний диаметр футеровки в области шлаковой летки – 1260 мм. В нижней части газификатора футеровка отсутствует, так как там располагается заполняемая водой шлаковая ванна, в которую поступает шлак из

реакционной камеры. Перед началом работы газогенератора футеровка разогревается до температуры 800°C в течение суток с использованием горелки, в которой сжигается дизельное топливо.

После виброгрохота 2 уголь фракции 5–50 мм подается конвейером в верхний топливный бункер 3, а затем в газогенератор 5. В качестве шлюзового агента используется азот, поступающий в бункер 4 из воздухоразделительной установки (генератора азота). В газификатор от компрессора подается сжатый воздух, подогретый до 300°C теплом уходящих газов, а также перегретый пар температурой 200–300°C от парогенератора. Рабочее давление в газогенераторе в ходе испытаний составляло 0.6 МПа.

Полученный генераторный газ температурой 800–1100°C направляется в охладитель газов 7, где с помощью автоматически регулируемого впрыска воды его температура снижается до 500–600°C. После этого синтез-газ поступает в циклон 8, являющийся первой ступенью очистки газа (от твердых частиц), далее в редуцирующее устройство 10, где его давление снижается, затем в рекуперационный воздухоподогреватель 11 и батарейный циклон 12, после которого он сжигается в факельной установке 13. На газопроводе предусмотрена возможность отбора газа на установку синтеза жидких углеводородов. В перспективе планируется использовать синтез-газ и продукты его сгорания в газотурбинной установке. Рубашки охлаждения газогенератора и охладителя газа, по которым в процессе разогрева и работы установки непрерывно циркулирует техническая вода, предотвращают риск повреждения этих наиболее теплонапряженных узлов опытно-промышленной установки.

Жидкий шлак с температурой более 1700°C, образующийся в очаге горения, стекает по створкам летки или чугунной решетки в шлаковую ванну, заполненную водой с температурой 160°C, а оттуда через шлюзовой шлаковый бункер 6 поступает в систему шлакоудаления и утилизируется. Для герметизации аппаратов шлакоудаления предусмотрено шлюзование, аналогично шлюзованию угля. Пар, подаваемый в газогенератор,

вырабатывается с помощью электродных парогенераторов и нагревается до требуемых параметров в установке, состоящей из 12 электропароперегревателей.

Общий вид газогенератора показан на рисунке 17. Для проведения комплексных испытаний опытно-промышленной установки газификации угля в отдельном здании был создан специальный стенд (рисунок 18), включающий в себя, наряду с ЭО ГГГУ цех приема и хранения угля, его измельчения и фракционирования, компрессорную станцию, собственную электростанцию со всей необходимой инженерной инфраструктурой. Общая площадь постройки составляет 1240 м², общая площадь помещений – 2410 м², максимальная высота всего сооружения – 28 м.

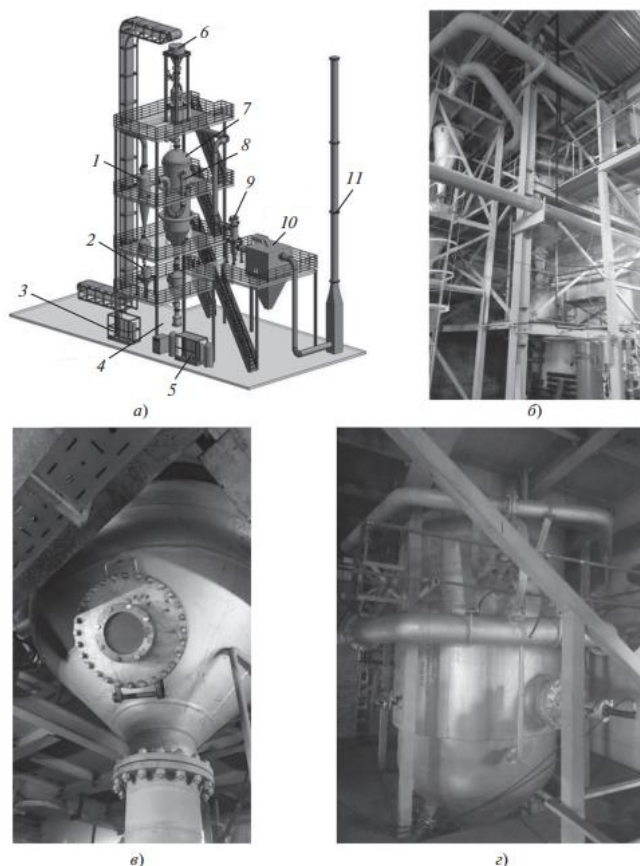


Рисунок 15 - 3D-модель ЭО ГГГУ [26]

(а), внешний вид азотной установки (б), шлаковой ванны (в) и газогенератора (г). 1 – циклон; 2 – шлюз пыли циклона; 3 – парогенератор; 4, 6 – система шлюзования шлака и топлива; 5 – воздухоразделительная установка; 7 – газификатор; 8 – охладитель газов; 9 – теплообменник; 10 – батарейный циклон; 11 – факельная установка

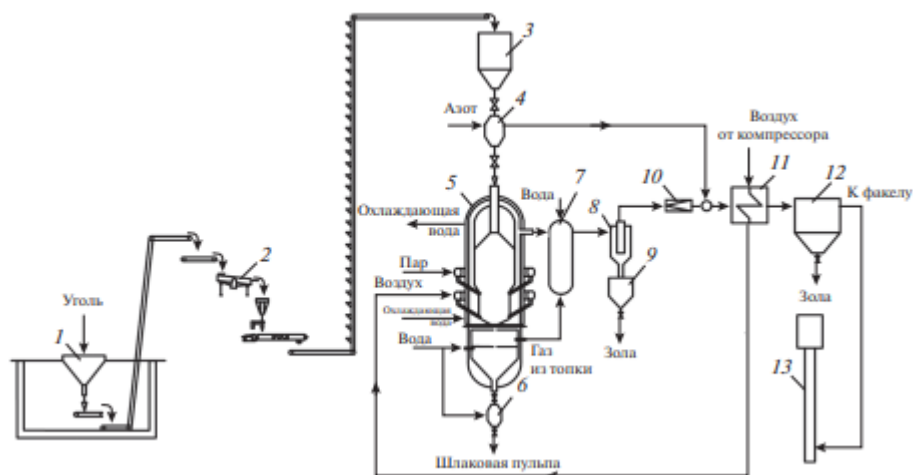
3.3. Испытания установки при работе на угле различных марок

В процессе подготовки к испытаниям опытной установки в условиях, максимально приближенных к промышленной эксплуатации, был выполнен комплекс пусконаладочных работ по отдельным узлам. Надежность и безопасность, удобство управления режимами эксплуатации обеспечиваются высоким уровнем автоматизации. Управление задвижками и регуляторами выполнялось дистанционно, показания приборов и датчиков, предусмотренных технологической схемой, выводились на единый щит управления (рисунок 19).

В период с мая по ноябрь 2019 г. были проведены шесть серий испытаний при рабочих параметрах, соответствующих номинальному проектному режиму (давления, температуры в узловых элементах установки, состав генераторного газа и т.п.). Были отработаны все технологические процедуры цикла газификации от подачи топлива до выхода генераторного газа и эвакуации жидкого шлака. Общая продолжительность работы в эксплуатационных режимах составила более 200 ч. По результатам этих испытаний были намечены и разработаны технические решения и мероприятия по совершенствованию горновой газогенераторной установки.

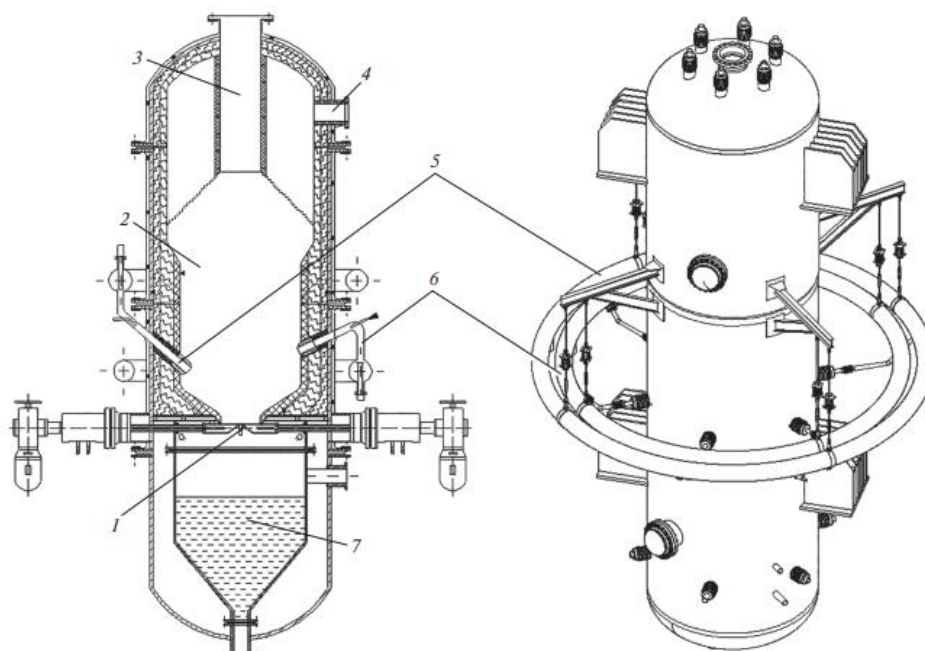
В конце октября–начале ноября 2019 г. были проведены итоговые испытания установки на четырех марках твердого топлива: длиннопламенном угле (Д) шахты “Беловская”, тощем угле (Т) шахты “Алардинская”, буром угле (Б) разреза “Балахтинский” и антраците (А) шахты “Распадская”. На испытаниях присутствовали в качестве экспертов, а также операторов контрольных измерений состава генераторного газа представители академических институтов (Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, Федеральный исследовательский центр угля и углехимии СО РАН), заинтересованных организаций топливно-энергетического комплекса (ПАО “Интер РАО”, АО Холдинговая компания “СДС-Уголь”, ООО “Тепловодкомплекс”, ООО “Русатом Гринвей”, ООО “Шахтоуправление Майское”, ООО “Сибирский институт горного дела”, АО “Бийский котельный завод”, ООО “ПРОТЭН-ВУТ”) и органов

власти (Департамент промышленности и энергетики администрации Томской области).



1, 3 – приемный бункер топлива; 2 – виброгрохот; 4 – бункер шлюзовой топливный; 5 – газификатор горновой; 6 – бункер шлюзовой шлаковый; 7 – охладитель газов; 8 – циклон; 9 – шлюз пыли циклона; 10 – редуцирующее устройство; 11 – рекуперационный теплообменник-воздухоподогреватель; 12 – батарейный циклон; 13 – факельная установка

Рисунок 16 - Принципиальная схема опытно-промышленной установки горновой газификации угля. [32]



1 – летка (выход жидкого шлака); 2 – зона газификации; 3 – подача угля; 4 – выход синтез-газа; 5 – подача воздуха; 6 – подача пара; 7 – шлаковая ванна

Рисунок 17 - Общий вид газогенератора горнового типа [32]



Рисунок 18 - Внешний вид здания стенда комплексных испытаний [38]

На начальном этапе испытаний осуществлялся разогрев футеровки газогенератора с использованием дизельной горелки по графику, представленному на рисунке 20. После завершения разогрева футеровки газогенератора в течение 25 ч и проведения подготовительных процедур была задействована вся цепочка топливоподачи от приемных бункеров угля до круто наклоненного конвейера, в который была загружена в два приема первая партия угля марки Д: 2 т сначала и 2 т после того, как температура в газогенераторе стала повышаться. Суммарная загрузка равнялась номинальному часовому расходу. После закрытия задвижки системы шлюзования топлива в газогенератор начал подаваться воздух с постепенным увеличением давления до значений, близких к максимальному (0.6 МПа). После стабилизации состава газа в тракте установились температуры, соответствующие проектным значениям: на выходе из газогенератора 900–1000°C, за охладителем газа 500–550°C, перед теплообменником 350–400°C. Достигнутая температура подаваемого в газогенератор воздуха была близка к проектной (280–300°C). При превышении нормативной температуры синтез-газа на выходе из газогенератора для протекания в восстановительной зоне требуемых реакций увеличивали расход подаваемого в газогенератор пара.

Состав генераторного газа фиксировался непрерывно в течение опыта поточным газоанализатором “Тест-1” (БОНЭР, Россия), подключенным к отбору между редукционным устройством и точкой смешения запирающего азота с

синтезгазом. Показания газоанализатора в режиме реального времени выводились на щит управления, что позволяло обеспечить оперативный контроль процесса газификации. В дальнейшем в ходе опытов подачу угля в газогенератор осуществляли циклично: по 2 т 1 раз в 30–45 мин. График проведения испытаний показан на рисунке 21.

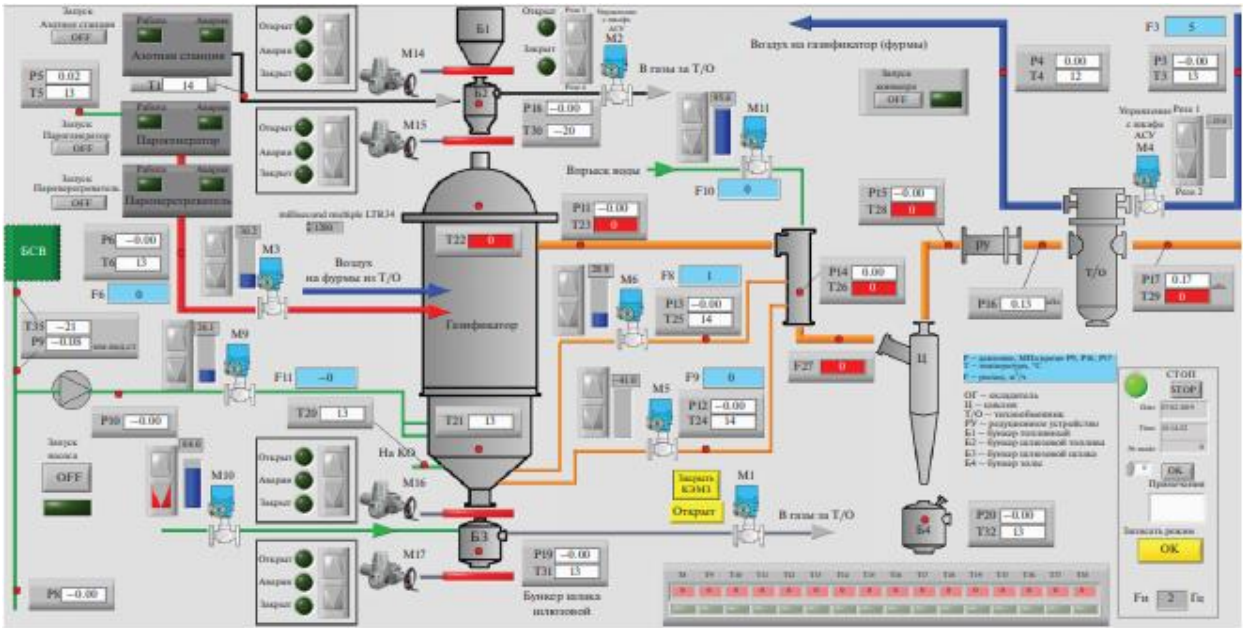


Рисунок 19 - Внешний вид экрана щита управления установкой (в режиме наладки) [44]

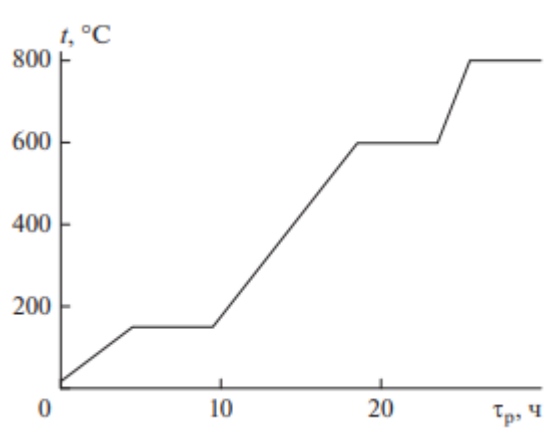


Рисунок - 20 Зависимость температуры футеровки t от времени предпускового разогрева газогенератора τ_p

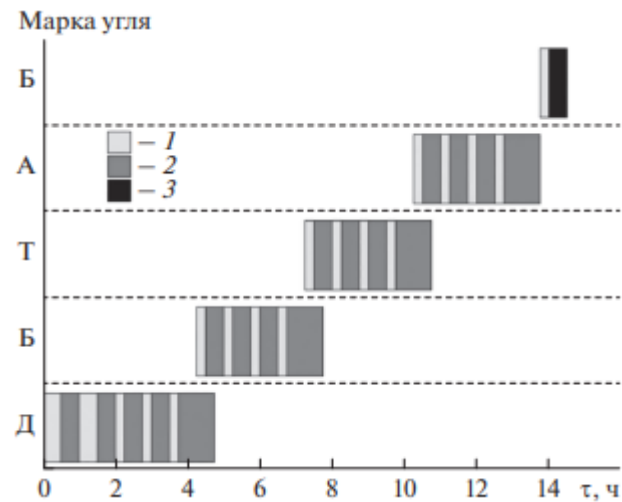


Рисунок 21 - График проведения испытаний ЭО ГГГУ. 1, 2 – загрузка и газификация топлива; 3 – получение полукокса

Поскольку производство полукокса является одним из перспективных направлений развития технологий глубокой утилизации угля, на заключительной стадии испытаний была проверена возможность его реализации с использованием оборудования ЭО ГГГУ. При последней загрузке топлива после получения синтез-газа в камеру газогенератора был подан уголь марки Б массой 2 т, который продувался минимальным расходом воздуха в течение 30 мин (см. рисунке 21). Затем летку шлаковой ванны газогенератора открывали, частично прореагировавшее топливо попадало в воду и быстро охлаждалось до температуры, близкой к температуре окружающей среды. Было установлено, что твердая фаза произведенного продукта являлась аналогом полукокса, а оборудование ЭО ГГГУ пригодно для его получения. В ходе испытаний каждого из исследуемых углей выход жидкого шлака был устойчивым при его выгрузке с периодичностью два цикла за 1 ч. Горение синтез-газа на факельной установке (рисунок 22) было стабильным на каждом из испытываемых углей.

При газификации угля каждой марки удалось получить синтез-газ с заявленными характеристиками (см. таблица 11). На последнем этапе испытаний при газификации антрацита были проведены опыты по изменению баланса “водяной пар–воздух”, направленные на повышение содержания водорода в получаемом синтез-газе. Результаты опытов показывают, что содержание водорода в газе можно значительно увеличить вне зависимости от вида используемого угля.

Ввод воды непосредственно в зону реакции (с высоковлажным углем или другим способом) положительно сказывается на качестве синтез-газа. Проведенные эксперименты показали, что таким образом можно управлять содержанием метана в газе. Так, в отдельные моменты (в основном при подаче пара в камеру газогенератора) содержание метана в получаемом газе поднималось до 45%. Возможно, это связано с реакциями между углеродом топлива и водородом, выделяющимся при взаимодействии водяного пара с твердо фазным углеродом и СО, а также с подавлением реакций окисления метана, выделяющегося при пиролизе топлива, вследствие вытеснения части

воздуха из газогенератора водяным паром. Данный факт соответствует общему влиянию водяного пара на процесс газификации – снижению температуры и улучшению качества (увеличению содержания горючих компонентов CO , H_2 и CH_4) синтез-газа как топлива на выходе из газогенератора и повышению его конкурентоспособности как исходного топлива при сжигании и как сырья для производства водорода. Возможности использования этих эффектов целесообразно более подробно исследовать при проведении дальнейших экспериментов.

При определении теплового КПД газификатора учитывали потери тепла со шлаком, с уносом (недожог) и в окружающую среду [27]. Для углей исследованных марок КПД составил 95.0–97.5%. В ходе испытаний было установлено, что система шлакоудаления стабильно функционирует на всех исследованных углях, что подтверждает работоспособность принятых технических решений, и твердая фаза получаемого продукта является аналогом полукокса (рисунок 23). При этом следует отметить, что детальное изучение характеристик данного процесса при испытаниях не производилось.



Рисунок 22 - Внешний вид факельной установки для сжигания синтез-газа [34]



Рисунок 23 - Полукокс, полученный в результате экспериментов [34]

Для оценки надежности конструкции газификатора были выполнены расчеты установки на прочность в условиях испытаний. В качестве исходных данных использовали наиболее высокие температуры и давления. В соответствии с техническими требованиями срок службы газификатора должен составлять не менее 50 тыс. ч (5.71 года). Для расчета ориентировочного срока службы при эксплуатационных параметрах применяли программу ANSYS Mechanical, с помощью которой на основе распределения давлений и температур определяли срок службы элементов газификатора (рисунок 24). Как показывают полученные данные, наиболее нагруженными зонами являются зоны высоких температур обмуровки, крепления газификатора и газового тракта, например патрубка и охладителя газов. Несмотря на значительные нагрузки даже в самых напряженных участках металла газификатора, срок его службы составляет 67 992 ч (7.76 года).

Таблица 11. Характеристика синтез-газа, полученного в ходе итоговых испытаний ЭО ГГУ

Параметр	Требования к параметру в соответствии с техническим заданием на проектирование	Марка угля			
		Д	Б	Т	А
Теплота сгорания синтез-газа, кДж/м ³	Не менее 4610	6063	8158	6038	8254
Расход синтез-газа, м ³ /ч	17000	17102	17030	17345	17276
Концентрация, % (по объему):					
CO ₂	2,0-5,5	6,5	3,7	5,0	5,4
CH ₄	0,3-3,5	7,4	9,7	5,5	3,9
CO	20-30	20,0	30,2	25,2	34,0
H ₂	6,7-9,5	8,1	7,9	8,1	23,6*
N ₂	45-50	49,9	35,5	40,5	26,1

* Повышенное содержание водорода обусловлено реализацией мероприятий по увеличению содержания H₂ в получаемом синтез-газе.

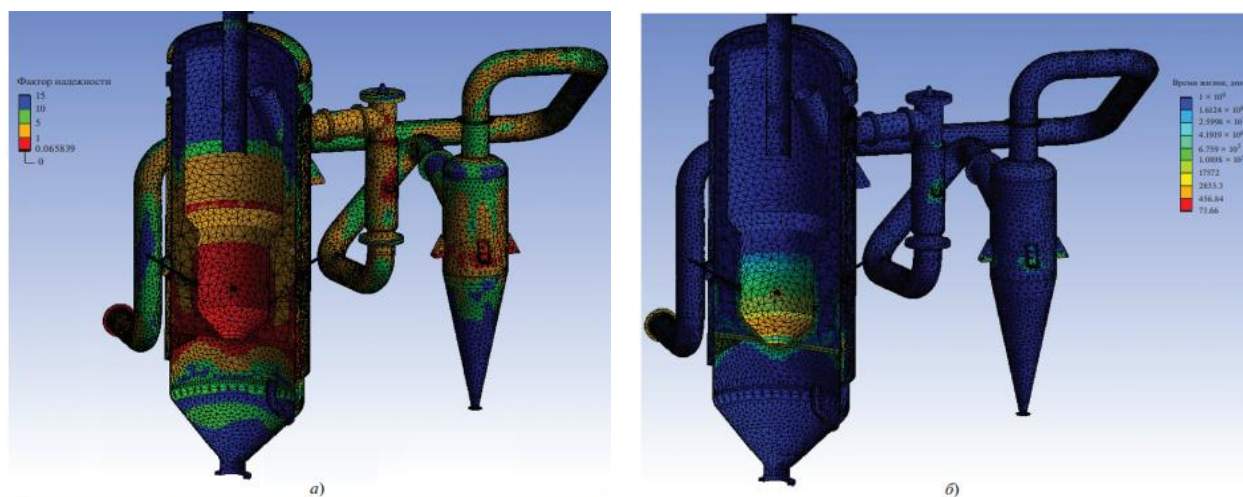


Рисунок 24 - Результаты расчета фактора надежности

(а) и времени жизни цикла (б) элементов установки в программном комплексе ANSYS Mechanical [31]

3.4. Опыт получения жидких углеводородов

Термодинамические расчеты и предварительные лабораторные испытания показали, что получаемый синтез-газ пригоден для реализации процесса синтеза жидких углеводородов (процесс Фишера–Тропша). Схема разработанной лабораторной установки получения жидких топлив с использованием синтез-газа приведена на рисунке 25.

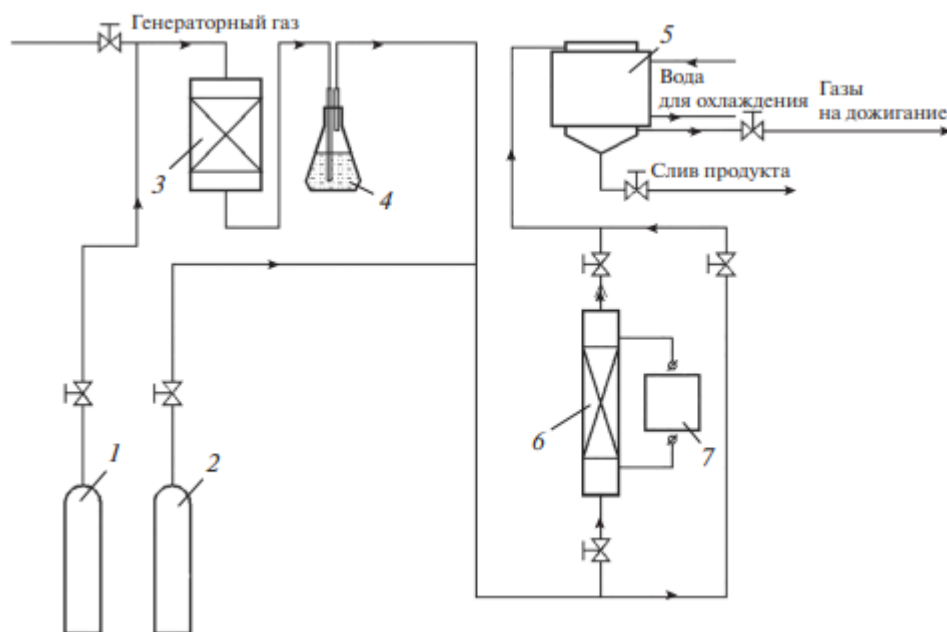


Рисунок 25 - Технологическая схема лабораторной установки получения жидких топлив из генераторного газа.

1 – баллон с азотом; 2 – баллон с азотоводородной смесью; 3 – гравийный фильтр; 4 – нейтрализатор сероводорода; 5 – конденсатор жидких продуктов; 6 – реактор синтеза жидких углеводородов; 7 – лабораторный автотрансформатор

Азот предназначен для продува системы, создания инертной атмосферы и пассивации восстановленного катализатора. Азотоводородная смесь необходима для восстановления синтезированного железомедного катализатора с переводом его в активную форму, а также обеспечения отношения $V_{H_2}/V_{CO} = 2$ (здесь V_{H_2} , V_{CO} – объемы H_2 и CO) при синтезе жидких углеводородов. Гравийный фильтр 3 нужен для очистки газа от взвешенных частиц и конденсации в нем смолистых соединений. Вместо гравийного фильтра может быть использована пустотелая либо набитая ватой стеклянная колба. Нейтрализатор сероводорода, присутствующего в генераторном газе, 4 представляет собой стеклянную колбу с отверстиями для входа и выхода газа, заполненную смесью растворов едкого натра концентрацией 10% и фенолфталеина, имеющей фиолетовый цвет. В процессе нейтрализации происходят реакции улавливания сероводорода и поглощения диоксида углерода:

$2\text{NaOH} + \text{H}_2\text{S} = \text{Na}_2\text{S} + \text{H}_2\text{O}$ (улавливание сероводорода);

$2\text{NaOH} + \text{CO}_2 = \text{Na}_2\text{CO}_3 + \text{H}_2\text{O}$ (поглощение диоксида углерода);

$\text{Na}_2\text{CO}_3 + \text{CO}_2 = 2\text{NaHCO}_3$ (поглощение диоксида углерода).

Обесцвечивание раствора в колбе свидетельствует об исчерпании ресурса поглотителя и необходимости его замены.

Реактор синтеза жидких углеводородов 6 – это основа технологической схемы. В нем протекает целевая реакция $\text{NCO} + (0.5m+n) \text{H}_2 = \text{C}_n\text{H}_m + n\text{H}_2\text{O}$

Реактор представляет собой расширенный в верхней части кварцевый цилиндрический аппарат, внешний диаметр которого составляет 47 мм и внутренний – 43 мм, с перфорированной решеткой и термопарным карманом. Нагрев реактора, осуществляется электрической печью. Конденсатор жидких продуктов 5 – теплообменный аппарат с водяным охлаждением и отводом сконденсировавшегося продукта. Регулирование силы тока на обмотке печи обеспечивается лабораторным автотрансформатором 7.

Проведенный в ходе испытаний эксперимент показал, что при достигнутом составе синтез-газа на ЭО ГГГУ может быть реализован процесс Фишера–Тропша. Были получены пробы углеводородов, относящихся к группе спиртов метильной группы. Необходимо отметить, что опыт был организован при давлении близком к атмосферному и неоптимальному соотношению VH_2/VCO в синтез-газе. Тем не менее, результаты эксперимента подтверждают, что при проведении дальнейших исследований (при модификации исходной установки) может быть обеспечен стабильный выход жидких топлив из синтез-газа. Однако для получения более достоверных данных требуется установить дополнительный реактор для оптимизации соотношения VH_2/VCO в получаемом газе. Модификация установки позволит:

- провести опыты с катализаторами других типов;
- увеличить давление в реакторе Фишера–Тропша и повысить качество конечного продукта;
- оптимизировать состав синтез-газа с достижением близкого к оптимальному соотношения VH_2/VCO .

3.5. Перспективы промышленного внедрения и дальнейшего развития технологии горновой газификации

Успешные испытания первой в России опытно-промышленной горновой газогенераторной установки открывают новые возможности для дальнейшего совершенствования технологии глубокой переработки углей и создания высокотехнологичных промышленных комплексов. Производство подобных установок экономически целесообразно, если принять во внимание более низкую стоимость угля по сравнению со стоимостью природного газа и жидких топлив, особенно при использовании некондиционного угля или отходов его обогащения.

Достигнутые технико-экономические показатели этих установок представляют интерес для дальнейшего изучения, в том числе потому, что уголь является относительно дешевым топливом на мировом рынке, а его запасы огромны (150 лет при текущем объеме потребления). При этом традиционные способы сжигания угля не соответствуют современным требованиям экологической безопасности. Реализованные проекты опирались на государственную поддержку, направленную на повышение их коммерческой привлекательности и одновременное стимулирование развития инновационных технологий в энергетическом машиностроении.

Анализ рынка энергетического угля России выявил существенную дифференциацию цен на уголь, природный газ и электроэнергию, а также их соотношений по регионам страны. В этих условиях регион размещения промышленных комплексов газификации оказывает существенное влияние на эффективность применения газогенераторов по сравнению с традиционным сжиганием топлива на угольных ТЭС. Выбор региона имеет большое значение для эффективности проекта дальнейшего освоения сопряжения технологий газификации с парогазовым циклом электростанций.

Предварительный анализ с помощью разработанной финансово-экономической модели с учетом фактических данных, соответствующих режимам испытаний для угля марки Б, показывает, что получаемый синтез-газ

конкурентоспособен с природным газом при стоимости угля 546 руб/т. При этом отпускная цена рассматриваемого угля от производителя в настоящее время составляет 500 руб/т. Таким образом, технико-экономические расчеты подтверждают эффективность газогенераторных установок при работе на местных углях с небольшими транспортными плечами (транспортное плечо – маршрут, который соединяет начальные и конечные пункты транспортировки груза). Дальнейшие стадии развития технологии и ее внедрение на объектах энергетики позволят оптимизировать эксплуатационные расходы и повысить эффективность эксплуатационных режимов газификации, сделав синтез-газ еще более конкурентоспособным с топливами других видов.

При наличии необходимых инвестиций комплексы на основе горновой технологии газификации могут быть введены в эксплуатацию в течение ближайших лет. При этом успешно освоенная опытно-промышленная установка может служить площадкой для отработки новых технических решений, причем в качестве исходного сырья можно использовать не только уголь, но и отходы различных видов. На базе ТПУ проводится комплекс фундаментальных и прикладных исследований по экологичной переработке некоторых отходов с получением полезной продукции [28]. Примером может служить технология термической конверсии отработанных автомобильных покрышек (шин) с выходом полезной продукции в твердой (технический углерод), жидкой (мазут) и газообразной (генераторный газ) фазах. Не менее интересны и предлагаемые подходы к энергетической утилизации отходов деревообрабатывающей промышленности с производством сорбентов, генераторного газа и жидкого топлива.

Расширение спектра используемого при газификации исходного сырья позволит повысить экономическую привлекательность газогенераторных установок, вовлечь в топливно-энергетический баланс регионов незадействованные сейчас ресурсы и снизить при этом антропогенную нагрузку на окружающую среду. Сделанные в результате испытаний выводы были

использованы при формировании Программы развития угольной промышленности России на период до 2035 г. [29].

Результатом дальнейшего промышленного освоения технологии горновой газификации угля и отходов может быть создание высокотехнологичных производств различной направленности, в том числе получение:

- синтетического газа для последующего использования в парогазовых установках либо для нужд ТЭС (замещение мазута при растопке котлов);
- метанводородной смеси для использования в водородной экологически чистой энергетике;
- тяжелых углеводородов, синтетических топлив и спиртов метильной группы;
- кокса и полукокса для металлургии;
- полезных продуктов с высокой добавленной стоимостью при использовании в качестве исходного сырья биомассы, промышленных отходов и др.

Можно с уверенностью утверждать, что в долгосрочной перспективе внедрение описанной технологии позволит снизить расход природного газа и нефтепродуктов в энергетике, обеспечить эффективное использование углей в регионах их добычи и создать ресурсоэффективное и экологичное направление в топливно-энергетическом комплексе страны.

3.6. Выводы

1. В условиях, соответствующих промышленной эксплуатации газификатора, апробирована технология горновой газификации твердого топлива, все элементы и системы которой продемонстрировали бесперебойную работу на протяжении периода испытаний.

2. В процессе газификации угля марок Б, Д, Т и А был получен синтез-газ, соответствующий требованиям к составу и качеству для дальнейшего применения в парогазовых установках.

3. Экспериментально установлено, что полученный синтез-газ может быть использован в качестве сырья для синтеза жидких углеводородов по технологии Фишера–Тропша.

4. Определены пути и конкретные технические решения по развитию стенда газификации твердых топлив и отдельных его элементов для исследований сырья различных видов (нефтяного кокса, торфа, древесной щепы, твердых отходов) и апробации технологий использования полученного синтез-газа для производства химикатов, жидкого топлива и водорода.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
5БМ11	Зинаковой Анне Евгеньевне

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова
Уровень образования	Магистр	Направление (ООП)	13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	30% премии; 20% надбавки; 100% накладные расходы; 30% районный коэффициент.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Анализ и оценка конкурентоспособности НИ; SWOT-анализ.
2. Разработка устава научно-технического проекта	Формирование четкого видения конечного результата проекта
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Формирование плана управления научно-технического проекта. Формирование бюджета затрат на научное исследование. Организация структуры проекта. Формирование матрицы ответственности. Формирование плана коммуникации проекта. Создание реестра рисков. Формирование закупок.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение эффективности проекта (оценка результатов)

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Сегментирование рынка
3. Оценка конкурентоспособности технических решений
4. Матрица SWOT
5. График проведения и бюджет НТИ
6. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	В.А. Маланина	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ11	Зинакова Анна Евгеньевна		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Цель данного раздела выпускной квалификационной работы заключается в экономическом планировании и оценке ресурсоэффективности разработки проекта конденсационной электростанции в качестве основного топлива, на которой выступает генераторный газ. Генераторный газ – это газ, полученный в результате газификации угля.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- Оценить потенциальных потребителей проекта;
- Провести анализ конкурентоспособности разрабатываемого проекта;
- Провести SWOT-анализ;
- Оценить готовность и определить метод коммерциализации;
- Выполнить планирование научно-исследовательских работ;
- Определить бюджет научного исследования;
- Определить ресурсоэффективность проекта.

4.1. Предпроектный анализ

Потенциальные потребители результатов исследования

В качестве целевого рынка является энергетический рынок, где товаром выступает электроэнергия и тепловая энергия. В работе проводится проектирование конденсационной станции, что говорит о конкретном сегменте рынка – рынок электрической энергии. Рынок электроэнергии (Э/Э) можно разделить на 5 основных сегментов, которые представлены на рисунке 25.

Из-за особенностей ценового деления энергетики в России, существует явный прекоз в сторону угля за Уралом (2 ценовая зона). При этом доля угля в выработке э/э в России в целом составляет 22% [1].

Выработка э/э, где в качестве топлива выступает уголь самый не экологичный. У потребителя в последнее время сформировался запрос на

чистую энергию (с минимумом вредных выбросов или их полное отсутствие),
природный

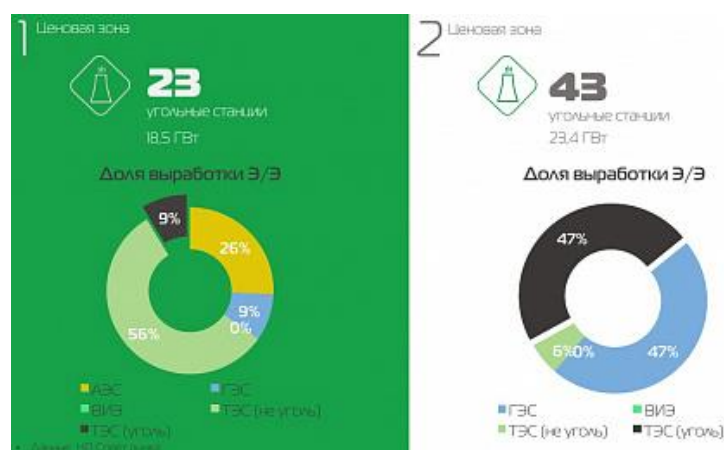


Рисунок 26 – доля вырабатываемой Э/Э в зависимости от топлива [2]

газ считается источником энергии, который способен обеспечить такие запросы, также перевод станций на газ не требует больших вложений, как строительство новой, с другим источником энергии. Но из-за сформировавшейся экономической политики в отношении топлива, использование газа за Уралом минимальное и является скорее исключением, но поскольку существует запрос на чистую энергию, то его нужно как-то удовлетворить, на это способен генераторный газ, который может выступать почти полным аналогом природному газу.

На рисунке 27 представлена карта сегментирования рынка Э/Э за Уралом.

	Тип станции		
	ТЭС (на угле)	ТЭС (на природном газе)	ГЭС
Доля выработки Э/Э, %	47	6	47

Рисунок 27 – Карта сегментирования рынка Э/Э за Уралом

Все вышеописанное говорит, что в качестве сегмента рынка Э/Э выступает Э/Э, полученная с помощью угля, т.е. ее замещение на территории за Уралом (Сибирь и Дальний Восток).

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Целесообразно проводить анализ конкурентных технических решений с помощью оценочной карты, которая приведена в таблице 12. Для этого необходимо отобрать не менее трех-четырёх конкурентных товаров и разработок. Оценка будет происходить по 5-ти бальной шкале, где 5 – наиболее сильная, а 1 – наиболее слабая позиция. Вес показателей в сумме должны составлять 1.

В работе проектируется станция на генераторном газе, который будет выступать альтернативой природному газу, а углю заменой. Поэтому для сравнения берутся три вида топлива: 1) уголь, 2) генераторный газ, 3) природный газ.

Таблица 12 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		№1	№2	№3	К _{к1}	К _{к2}	К _{к3}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии эффективности							
1. Калорийность топлива	0,04	4	3	5	0,16	0,12	0,2
2. Экологичность	0,15	3	5	5	0,45	0,75	0,75
3. Простота подготовки перед сжиганием	0,1	4	3	5	0,4	0,3	0,5
4. Простота регулирования процесса горения	0,04	3	5	5	0,12	0,2	0,2
5. Время пуска	0,1	3	4	5	0,3	0,4	0,5
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	4	5	5	0,4	0,5	0,5
2. Уровень проникновения на рынок	0,04	5	2	5	0,2	0,08	0,2
3. Цена первичного топлива	0,1	5	5	3	0,5	0,5	0,3
4. Затраты на подготовку топлива	0,1	4	3	5	0,4	0,3	0,5
5. Затраты на монтаж системы топливоподготовки	0,1	4	3	5	0,4	0,3	0,5
6. Простота монтажа схемы топливоподготовки	0,03	4	3	5	0,12	0,09	0,15
7. Затраты на систему очистки от вредных выбросов	0,1	3	5	5	0,3	0,5	0,5
Итого	1	46	46	58	3,75	4,04	4,8

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.

По результатам расчетов анализа конкурентоспособности генераторный газ имеет средние показатели конкурентоспособности, находясь между углем и природным газом. Поскольку в качестве цели выступает лишь замена угля на генераторный газ в ценовой зоне, где природный газ почти не используется, то генераторный газ более конкурентоспособен чем уголь, природному газу он же уступает в основном в дороговизне системе топливо подготовки и из-за минимальной распространенности подобных решений (в основном это научно-исследовательские решения на станциях и котельных).

SWOT- анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. С помощью SWOT-анализа возможно определить внутренние сильные и слабые стороны проекта, что позволяет оптимальным образом оценить его преимущества и недостатки. Кроме того, по своей структуре, SWOT-анализ позволяет сформулировать внешние факторы, влияющие на развитие проекта.

Возможности представляют собой предпочтительные ситуации в настоящем и в будущем, возникающие в окружающей среде проекта. В противовес возможностям определяются угрозы, представляющие нежелательную ситуацию в окружающей среде проекта, способствующую его разрушению или препятствующие развитию. Пересечения внутренних и внешних факторов позволяют определить основные исходы их сочетания, а также продемонстрировать корреляцию тех или иных внутренних факторов с

различными условиями внешней, для проекта, среды. В таблице 13 представлены основные факторы, которые целесообразно учитывать в SWOT-анализе данного исследования.

Таблица 13 – Матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны: C1 – Экологические показатели сравнимые с природным газом; C2 – Большое наличие водорода в сравнении с природным газом; C3 – Повышение маневренности в сравнении с углем; C4 – Большой диапазон регулирования процесса горения; C5 – Меньше затрат на первичный источник энергии чем у природного.	Слабые стороны: Сл1 – Состав генераторного газа полностью зависит от газифицируемого угля; Сл2 – При использовании горелок с предварительным смешением возможен проскок пламени в зону смешения и росту гидравлических потерь в проточной части камеры сгорания; Сл3 – Нуждается в хранилище газа в случае, останова; Сл4 – Теплота сгорания генераторного газа в разы меньше природного газа и тем более угля; Сл5 – Сложная и дорогостоящая система подготовки топлива к сжиганию; Сл6 – Необходимо подмешивать инертные газы или воду для уменьшения выделения оксидов азота.
Возможности: B1 – Государственная поддержка в реализации проекта; B2 – Использование оборудования отечественного производителя; B3 – Модернизация системы топливоподготовки; B4 – Модернизация газогенераторов и системы их производства; B5 – Создание станций, генерирующих «чистую» энергию.	B1 C1, C5 B2 C1, C3, C4, C5 B3 C1, C2, C3, C4, C5 B4 C1, C2, C5 B5 C1, C5	B1 Сл5 B2 Сл1, Сл2 B3 Сл1, Сл3, Сл4, Сл5, Сл6 B4 Сл1, Сл4, Сл6 B5 Сл1, Сл5, Сл6
Угрозы: У1 – Рост стоимости импортных комплектующих; У2 – Появление новых конкурентных технических решений; У3 – Изменение топливной политики в отношении газа для 2 ценовой зоны; У4 – Не окупаемость модернизации связанной с внедрением технологии.	У1 C5 У2 C5 У3 C5 У4 C5	У1 Сл2, Сл5 У2 Сл2, Сл5 У3 Сл5, Сл6 У4 Сл5

На основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации.

При построении интерактивных матриц используются следующие обозначения: «+» – сильное соответствие; «-» – слабое соответствие.

Анализ интерактивных таблиц приведен в таблицах 14 и 15.

Таблица 14 – Интерактивная матрица возможностей

Возможности	Сильные стороны проекта					
	С1	С2	С3	С4	С5	–
В1	+	-	-	-	+	
В2	+	-	+	+	+	
В3	+	+	+	+	+	
В4	+	+	-	-	+	
В5	+	-	-	-	+	
Возможности	Слабые стороны проекта					
	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5	Сл6
В1	-	-	+	-	+	-
В2	+	+	+	-	-	-
В3	+	-	+	+	+	+
В4	+	-	-	+	-	+
В5	+	-	-	-	+	+

Таблица 15 – Интерактивная матрица угроз

Возможности	Сильные стороны проекта					
	С1	С2	С3	С4	С5	–
У1	-	-	-	-	+	
У2	-	-	-	-	+	
У3	-	-	-	-	+	
У4	-	-	-	-	+	
Возможности	Слабые стороны проекта					
	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5	Сл6
У1	-	+	-	-	+	-
У2	-	+	-	-	+	-
У3	-	-	-	-	+	+
У4	-	-	-	-	+	-

В результате проведения SWOT-анализа были рассмотрены сильные и слабые стороны проекта. Вследствие внедрения технологии газификации на станции повысятся экологические показатели, позволит использовать

отечественное оборудование и со временем позволит модернизировать систему топливоподготовки до затрат на уровне угля.

Анализ интерактивных матриц, приведенных в таблицах 14 и 15, показывает соответствие сильных сторон с возможностями, нежели с угрозами. Кроме того, угрозы имеют низкие вероятности, что говорит о высокой надежности проекта, кроме возможной не окупаемости, поскольку в работе тяжело посчитать все затраты на необходимую модернизацию и данная угроза является трудно определенной.

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 16.

При оценке степени проработанности научного проекта 1 балл означает не проработанность проекта, 2 балла – слабую проработанность, 3 балла – выполнено, но в качестве не уверен, 4 балла – выполнено качественно, 5 баллов – имеется положительное заключение независимого эксперта. Для оценки уровня имеющихся знаний у разработчика система баллов принимает следующий вид: 1 означает не знаком или мало знаю, 2 – в объеме теоретических знаний, 3 – знаю теорию и практические примеры применения, 4 – знаю теорию и самостоятельно выполняю, 5 – знаю теорию, выполняю и могу консультировать.

Таблица 16 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	4
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	4
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	1	2
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	1	2
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	1	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	1
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	2
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	1	1
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	1
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	1	2
15	Проработан механизм реализации проекта	1	1
	Итого баллов	28	36

Степень проработанности проекта к коммерциализации имеет перспективность ниже среднего из-за отсутствия проработанности со стороны продвижения на рынке, правовой стороны вопроса и способов реализации проекта. Уровень имеющихся знаний у разработчика имеет среднюю перспективность к реализации, но не хватает знаний в области права, маркетинга и организации команды с последующей реализацией. Для устранения пробелов стоит подтянуть некоторые аспекты хотя бы до уровня теоретических знаний, а лучше нанять профессионалов в этих областях.

Метод коммерциализации результатов научно-технического исследования

Наиболее подходящим методом коммерциализации является инжиниринг –предоставляет на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг, связанных с проектированием, строительством и вводом объекта в эксплуатацию, с разработкой новых технологических процессов на предприятии заказчика, усовершенствованием имеющихся производственных процессов вплоть до внедрения изделия в производство и даже сбыта продукции.

Поскольку работа заключена в проектировании станции, то предоставление всех расчетов заказчику для того, чтобы он сам построил может привести к большим потерям из-за утечки тех данных, которые выделяются в лучшую сторону в сравнении с другими. Например, подобная система работает у компании «Росатом», она полностью занимается строительством станции от момента проектирования до ввода в эксплуатацию, а иногда и обслуживая станции (это относится к зарубежным, в России все АЭС обслуживает «Росатом»). Данная система позволяет делиться технологией (продавать ее), но не делиться тем, как ее создать.

Таким образом проект конденсационной электростанции на генераторном газе будет иметь успех на рынке Э/Э, превзойдя уголь в экологическом аспекте, приблизившись к природному газу. Однако несовершенство и дороговизна подготовки топлива делает генераторный газ

менее привлекательным чем природный. Также необходимо лучше проработать коммерческую и правовую сторону проекта для его реализации.

4.2. Инициация проекта

Перед началом любого проекта необходимо сформировать четкую цель и тот результат, который будет достигнут по завершению проекта. Также необходимо знать о заинтересованных сторонах проекта, которые активно участвуют в проекте или интересы которых могут быть затронуты как положительно, так и отрицательно в ходе исполнения или в результате завершения проекта. Информацию по заинтересованным сторонам проекта представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Инвестор (государство или/и частный)	Реализация проекта с целью создания и распространения технологии – получение дохода с нее. Или инвестиции с целью удовлетворения экологическим требованиям во избежание штрафов.
Потребитель	Получение Э/Э с минимальным вредом для здоровья человека (с меньшим выбросом вредных веществ).
Угольная промышленность	Избежать исключения из энергетического рынка или уменьшения доли угля на рынке.
Генерирующие предприятия	Минимум затрат на модернизацию и скорую окупаемость той самой модернизации.
Экологические организации	Увеличение доли чистой энергии

В таблице 18 представлена иерархия целей проекта и критерии их достижения.

Таблица 18 – Цели и результаты проекта

Цели проекта:	Спроектировать конденсационную электростанции, на которой в качестве топлива выступает генераторный газ
Ожидаемые результаты проекта:	Создание проекта станции, где в типовом котле сжигается генераторный газ. Создание производственной цепи по подготовки топлива для сжигания
Критерии приемки проекта:	Экономические и экологические показатели не должны уступать угольным станциям и приближаться к газовым
Требования к результатам проекта:	Требования:
	Расход топлива должен быть ниже 400 г/(кВт·ч)
	Выбросы оксидов азота ниже 50 г/нм ³
	КПД котла выше 92 %
	Почти полное отсутствие в дымовых газах твердых частиц

В таблице 19 представлена рабочая группа, отвечающая за реализацию проекта.

Таблица 19 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час.
1	Ларионов Кирилл Борисович, НИ ТПУ, Доцент НОЦ И.Н. Бутакова	Руководитель проекта	Отвечает за реализацию проекта, координирует деятельность участников проекта	232
2	Маланина Вероника Анатольевна, НИ ТПУ, Доцент ОГСН ШБИП	Эксперт проекта	Специалист, отвечающий за финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	80
3	Сечин Андрей Александрович, НИ ТПУ, Ассистент Отделения общетехнических дисциплин	Эксперт проекта	Специалист, отвечающий за область социальной ответственности	80
4	Зинакова Анна Евгеньевна, НИ ТПУ, студент	Исполнитель проекта	Отвечает за выполнение основной части проекта	736
ИТОГО				1128

В таблице 20 приведены ограничения, которые встают перед проектом в процессе реализации.

Таблица 20 – Ограничения проекта

Факторы	Ограничения/допущения
Бюджет проекта	700 тыс. руб.
Источник финансирования	НИ ТПУ, НОЦ И.Н. Бутакова
Срок проекта	02.02.2022-02.06.2022
Дата утверждения	01.02.2022
Дата завершения проекта	01.06.2022
Прочие ограничения	ВНТП-81 «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций»

Таким образом, в рамках проведения инициации проекта сформулированы цели и результаты проекта. Обозначена рабочая группа

проекта (общие трудозатраты составили 1128 часов), а также ограничения и допущения научного исследования (бюджет и сроки выполнения проекта).

4.3. Планирование управления научно-технического исследования

Формирование структуры, контрольных событий и плана выполнения проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта. На рисунке 28 изображена ИСР с описанием особенностей проекта, выделяющих его на фоне типичных (на угле или природном газе).

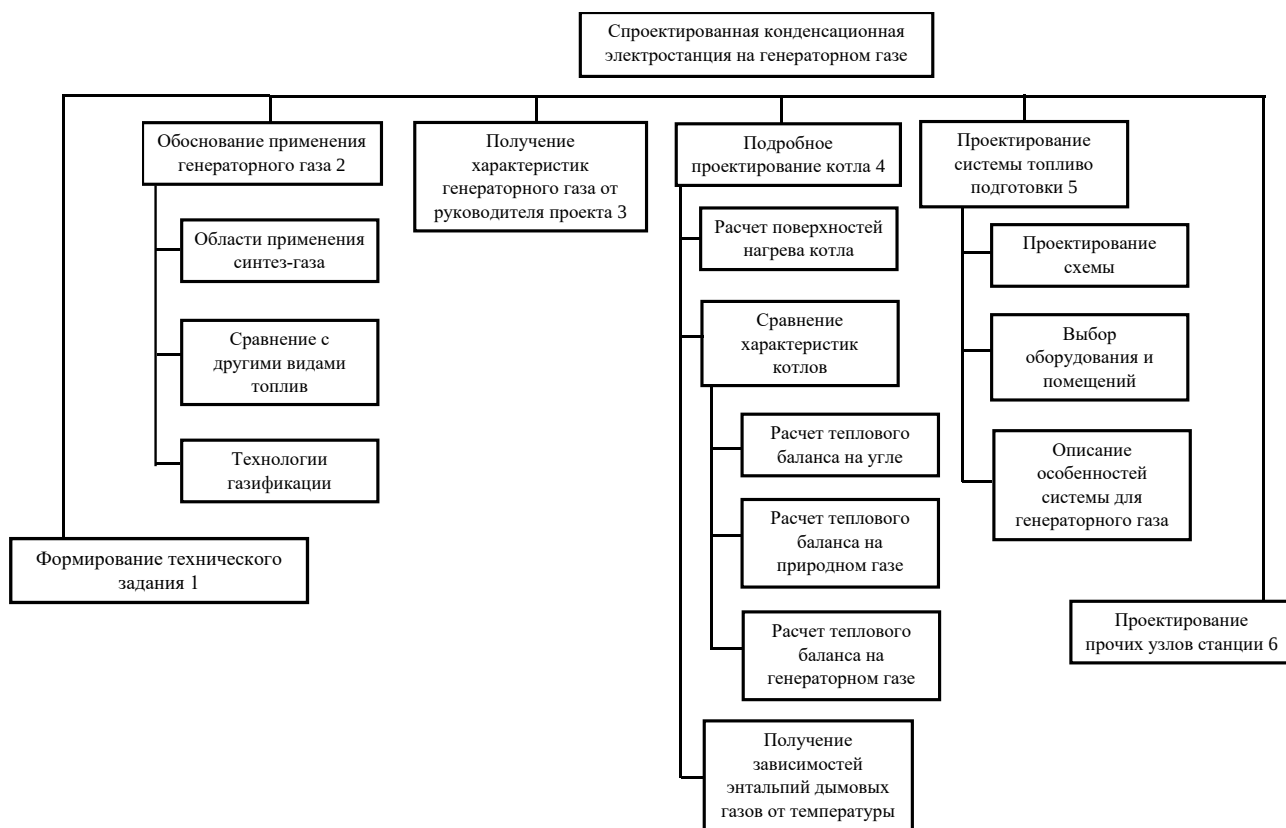


Рисунок 28 – Иерархическая структура работы по проекту

В таблице 21 отмечены ключевые события проекта их даты и результаты, которые получены по состоянию на эти дату.

Таблица 21 – Контрольные события проекта

№ п/п	Контрольное событие	Дата	Результат (подтверждающий документ)
1	Сбор информации о генераторном газе	10.02.2022	Получение теоретических сведений о технологиях газификации и обоснование применения генераторного газа в качестве основного топлива (пояснительная записка ВКР)
2	Определение основных параметров для станции	25.02.2022	Выбор турбинного оборудования и проектирование тепловой схемы и ее расчет (пояснительная записка ВКР)
3	Проектирование котла	13.03.2022	Получение конструкционных и тепловых характеристик котла (пояснительная записка ВКР)
4	Сравнение характеристик котлов	25.03.2022	Получение расчетных данных о целесообразности сжигания генераторного газа в котле. Сравнение с котлами работающих на угле и природном газе (пояснительная записка ВКР)
5	Проектирование системы топливоподготовки	23.04.2022	Выбор оборудования для подготовки топлива и определения размеров помещений (бункеров), и составление технологической цепи (пояснительная записка ВКР)
6	Завершения проектирования станции	25.05.2022	Выбор оставшегося оборудования и определение его характеристик (пояснительная записка ВКР)

С целью грамотного планирования и проведения работ построены календарные (таблицы 22 и 23) графики проекта.

Таблица 22 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Формирование технического задания	1	01.02.2022	02.02.2022	Руководитель
2	Обоснование применения генераторного газа; Оценка собранной информации	12	03.02.2022	15.02.2022	Инженер, руководитель
3	Получение характеристик генераторного газа	8	02.02.2022	10.02.2022	Руководитель
4	Подробное проектирование котла Оценка результата	35	15.02.2022	29.03.2022	Инженер, руководитель
5	Проектирование системы топливоподготовки; Оценка результата	31	29.03.2022	28.04.2022	Инженер, руководитель
6	Проектирование прочих узлов станции; Оценка результата	34	28.04.2022	01.06.2022	Инженер, руководитель
Итого	113				

Таблица 23 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Код работы (из ИСР)	Вид работы	Исполнители	Т _к , кал, дн.	Продолжительность выполнения работ													
				Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Формирование ТЗ	Р	1	■													
2	Поиск литературы и анализ собранных данных	И	7	▨													
	Оценка информации	Р	5		■												
3	Получение характеристик генераторного газа	Р	8	■													
4	Проектирование котла	И	30		▨	▨	▨	▨	▨	▨	▨	▨					
	Оценка результатов	Р	5						■								
5	Проектирование системы топливоподготовки	И	26							▨	▨	▨	▨	▨	▨		
	Оценка результатов	Р	5									■					
6	Проектирование прочих узлов станции	И	29										▨	▨	▨	▨	▨
	Оценка результатов	Р	5													■	

Примечание: Р – Руководитель; И – Инженер (дипломник);

■ – Руководитель; ▨ – Инженер (дипломник).

Таким образом, при планировании научного исследования построена иерархическая структура работ, составлен список этапов и работ научного проекта, а также произведено распределение исполнителей по каждому из них. Сформирован календарный план-график проведения научного исследования, с суммарной продолжительностью выполнения работ 113 календарных дней.

Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям, представленным в таблице 24.

В таблице 25 приведены сырьевые, материальные, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты.

Руководителем проекта был получен генераторный газ на газифицируемой установке, в таблице 26 представлены затраты на спецоборудование. Оборудование установлено давно, поэтому учитывать доставку и монтаж ненужно и его стоимость будет считаться как амортизационные отчисления.

Таблица 24 – Группировка затрат по статьям

Вид работ	Статьи									
	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Научные и производственные командировки	Оплата работ, выполняемых сторонними организациями и предприятиями	Прочие прямые расходы	Накладные расходы	Итоговая себестоимость
1	2,3793	225	19,80096	2,97014	6,87687	–	–	–	22,7711	279,79837
2	–	2,688	91,02064	13,6531	31,61147	–	49,7684	–	104,67374	293,41535
3	–	2,688	37,1268	5,56902	12,89419	–	–	–	42,69582	100,97383
										674,18755

Примечание: 1 – Подготовка к проектированию; 2 – Непосредственное проектирование; 3 – Проверка и оценка этапов проекта.

Таблица 25 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Марка, размер	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Набор канцелярских принадлежностей	Attache Набор канцелярский 15 предметов	1	496	496
Упаковка бумаги	Бумага Херох Performer [A4, 80 г/м², листов - 500]	1	320	320
Уголь	Марка Д	1 т.	1450	1450
Всего за материалы				113,3
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				
Итого по статье С _м				2379,3

Таблица 26 – Специальное оборудование для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования (амортизация), тыс. руб.
1	Система топливного измельчения и фракционирования	1	35000	52,5
2	Транспортер	1	5000	7,5
3	Газификатор	1	55000	82,5
4	Компрессор	1	25000	37,5
5	Факельная установка	1	30000	45
6	Ноутбук	1	64	2,688

Принимается линейное амортизационное отчисленное для энергетического оборудования, рассчитывается на период использования (8 дней):

$$H_{\text{э.ам}} = \frac{1}{T_{\text{э.сл}}} \cdot 100 = \frac{1}{5475} \cdot 100 \cdot 8 = 0,15 \%,$$

где $H_{\text{э.ам}}$ – норма амортизационных отчислений, %;

$T_{\text{э.сл}}$ – срок службы основных средств (для энергетического оборудования принято считать 15 лет), поскольку оборудование было занято всего 8 дней, то срок службы принимается равным 5475, дн.

Норма амортизационных отчислений для ноутбука, за 3 месяц

$$H_{\text{н.ам}} = \frac{1}{T_{\text{н.сл}}} \cdot 100 = \frac{1}{72} \cdot 100 \cdot 3 = 4,2 \%,$$

где $H_{\text{н.ам}}$ – норма амортизационных отчислений, %;

$T_{\text{н.сл}}$ – срок службы основных средств (для компьютерной техники принимается 5-6 лет), поскольку оборудование было использовано более длительный срок (3 месяца), то срок службы принимается равным 72, мес.

В таблице 27 представлен расчет основной заработной платы.

В таблице 28 представлены расчеты основной заработной платы с указанием всех надбавочных коэффициентов.

Таблица 27 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс.руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.
1	Проектная работа	Инженер (дипломник)	76	1,19764	91,02064
2	Подготовка ТЗ и данных для расчетов	Руководитель	8	2,47512	19,80096
3	Проверка и оценка этапов проекта	Руководитель	15	2,47512	37,1268
Итого: 147,9484 тыс. руб.					

Таблица 28 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	T _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	31000	1,3	1,2	1,3	60450	2475,12	23	56927,76
Инженер (дипломник)	15000	1,3	1,2	1,3	29250	1197,64	76	91020,64

Месячный должностной оклад работника

$$З_m = З_б \cdot (k_{пр} + k_d) \cdot k_r,$$

где З_б – базовый оклад, руб.;

k_{пр} – премиальный коэффициент;

k_д – коэффициент доплат и надбавок;

k_р – районный коэффициент.

Среднедневная заработная плата

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d},$$

где M – количество месяцев работы без отпуска в течении года, для 6-дневной рабочей недели, равно 10,4 месяца;

F_д – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 29).

Таблица 29 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер (дипломник)
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
- выходные дни	48	48
- праздничные дни	15	15
Потери рабочего времени:		
- отпуск	48	48
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	254	254

Основная заработная плата

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

где $T_{\text{раб}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

Дополнительная заработная плата, таблица 24

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, принимается 10-15 %.

Таблица 30 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Инженер (дипломник)
Основная зарплата, руб.	56927,76	91020,64
Дополнительная зарплата, руб.	8539,16	13653,1
Итого по статье $C_{\text{зп}}$, тыс. руб.	170,14066	

Отчисления на социальные нужды

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,302 \cdot 170,14066 = 51,3825 \text{ тыс. руб.},$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), принимается 30,2 %.

Расходы на научные и производственные командировки отсутствует

Накладные расходы

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 1 \cdot 170,14066 = 170,14066 \text{ тыс. руб.},$$

где $k_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов, принимается 80-100 %.

Таблица 31 – Оплата работ, выполняемых сторонними организациями и предприятиями

Вид работ	Тариф, руб.-дн.	Продолжительность, дн.	Общая сумма, руб.
Internet	3,5	76	266
Консультации у специалиста (финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение)	2475,12	10	24751,2
Консультации у специалиста (социальная ответственности)	2475,12	10	24751,2
Итого: 49,7684 тыс. руб.			

Таким образом, рассчитанный бюджет научного исследования, включающий в себя материальные затраты, заработную плату исполнителей, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы, не превышает 700 тыс. руб.

Распределение ответственности

Для распределения ответственности между участниками проекта формируется матрица ответственности (таблица 32).

Таблица 32 – Матрица ответственности

Этап проекта	Руководитель проекта	Инженер (дипломник)
Формулирование цели	О, И	
Изучение теоретической основы		О, И
Обобщение информации и формирование видения проекта	О, С	И
Разработка проекта		О, И
Проверка и оценка результатов	С	И
Завершение	У	И

Примечание: О – Ответственный; И – Исполнитель; У – Утверждающее лицо; С – Согласующее лицо

План управления коммуникациями проекта

План управления коммуникациями отражает требования к коммуникациям со стороны участников проекта. Плана управления коммуникациями приведен в таблице 33.

Таблица 33 – План управления коммуникациями

№ п/п	Какая информация передается	Кто передает информацию	Кому передается информация	Когда передается информация
1	Статус проекта	Инженер (дипломник)	Руководителю	Ежемесячно
2	Результаты проделанной работы	Инженер (дипломник)	Руководителю	Минимум за неделю до контрольного дня события
3	Коррективы в работе	Руководитель	Инженеру (дипломнику)	По окончании проверки, не позднее минимум за два дня до контрольного события

Реестр рисков проекта

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия, которые повлекут за собой нежелательные эффекты (таблица 34).

Таблица 34 – Реестр рисков

№	Риск	Потенциальное воздействие	Вероятность наступления (1-5)	Влияние риска (1-5)	Уровень риска	Способы смягчения	Условие наступления
1	Поломка компьютера	Потеря всего проекта	1	3	Низкий	Сохранение в облаке или на внешнем накопителе	Неисправность техники
2	Ошибки в расчетах	Получение не верных значений	2	5	Средний	Проверка правильности используемых уравнений и норм при проектировании	Усталость работника, использование недостоверных источников
3	Отсутствие потребности в проекте	Отсутствие спроса	1	5	Низкий	Подробное изучение рынка и нужд потребителя	Пересмотр ценовой политики во 2 ценовой зоне

Таким образом была сформирована структура проекта, сформирован бюджет для выполнения проектной работы, распределена ответственность между участниками проекта и их в связи в нем, также были определены риски, с которыми может столкнуться проект.

4.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной, и экономической эффективности исследования

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

Интегральный финансовый показатель разработки проекта в данной работе крайне тяжело определить, но зная, что входит в систему топливо приготовления для угольных и газовых станций, а также стоимость оборудования в таблице 26 можно примерно оценить примерную стоимость варианта исполнения (таблица 35). В топливоподготовку угля входит: система топливного измельчения и фракционирования, и транспортер. В топливо подготовку природного газа: компрессор и теплообменник (стоимость теплообменника оценим в стоимость компрессора).

Таблица 35 – Стоимость разработки проекта в зависимости от топлива

Вид топлива	Генераторный газ	Уголь	Природный газ
Стоимость варианта исполнения, тыс. руб.	673,84722	508,84722	583,84722

Интегральный финансовый показатель:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}},$$

где Φ_{pi} – Стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – Максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта, принимается стоимость с применением генераторного газа;

- Генераторный газ

$$I_{\Phi}^p = \frac{673,84722}{673,84722} = 1;$$

- Уголь

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{612,84722}{673,84722} = 0,91;$$

- Природный газ

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{583,84722}{673,84722} = 0,87.$$

Полученные величины говорят о том, что стоимость финансовой разработки проекта с применением генераторного газа дороже остальных, за счет более дорогой и сложной системы топливоподготовки. Но это не говорит о том, что проект не выгоден поскольку тут не указан экономический прирост от сокращения потребляемого топлива и снижения затрат на системы очистки присутствующие на угольной станции.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p$$

где I_m^a, I_m^p – интегральный показатель ресурсоэффективности для i-го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i-го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i-го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

$$I_m^p = 0,04 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 3 + 0,04 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,04 \cdot 4 + \\ + 0,1 \cdot 5 + 0,1 \cdot 3 + 0,1 \cdot 3 + 0,03 \cdot 3 + 0,1 \cdot 5 = 4,04;$$

$$I_m^{a1} = 0,04 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,04 \cdot 3 + 0,1 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,04 \cdot 5 + \\ + 0,1 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,03 \cdot 4 + 0,1 \cdot 3 = 3,75;$$

$$I_m^{a2} = 0,04 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,04 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,04 \cdot 3 + \\ + 0,1 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,03 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 = 4,8.$$

Таблица 36 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Категории \ ПО	Весовой коэффициент параметра	Генераторный газ	Угол	Природный газ
1. Калорийность топлива	0,04	3	4	5
2. Экологичность	0,15	5	3	5
3. Простота подготовки перед сжиганием	0,1	3	4	5
4. Простота регулирования процесса горения	0,04	5	3	5
5. Время пуска	0,1	4	3	5
6. Конкурентоспособность	0,1	5	4	5
7. Уровень проникновения	0,04	2	5	5
8. Цена первичного топлива	0,1	5	5	3
9. Затраты на подготовку топлива	0,1	3	4	5
10. Затраты на монтаж системы топливоподготовки	0,1	3	4	5
11. Простота монтажа схемы топливоподготовки	0,03	3	4	5
12. Затраты на систему очистки от вредных выбросов	0,1	5	3	5
Итого	1			

Интегральный показатель разработки и аналогов

$$I_{\text{фи.нр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,04}{1} = 4,04;$$

$$I_{\text{фи.нр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{3,75}{0,91} = 4,12;$$

$$I_{\text{фи.нр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{4,8}{0,87} = 5,52.$$

Сравнительная эффективность проекта

$$\mathcal{E}_{\text{ср1}} = \frac{I_{\text{фи.нр}}^p}{I_{\text{фи.нр}}^{a1}} = \frac{4,04}{4,12} = 0,98;$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср2}} = \frac{I_{\text{фи.нр}}^p}{I_{\text{фи.нр}}^{a2}} = \frac{4,04}{5,52} = 0,73;$$

Таблица 37 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Генераторный газ	Уголь	Природный газ
1	Интегральный финансовый показатель	1	0,91	0,87
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования	4,04	3,75	4,8
3	Интегральный показатель разработки и аналогов	4,04	4,12	5,52
4	Сравнительная эффективность проекта	—	0,98	0,73

Таким образом из собранных результатов в таблице 37 разработка сильно уступает природному газу в ряде показателей, особенно в подготовке топлива. Относительно угля же имеется ряд преимуществ, но также из-за системы подготовки топлива делает ее чуть менее привлекательной. Но все же, несмотря на это, генераторный газ может вытеснить уголь за счет потребности в чистой энергии, а внедрение природного газа во 2-ой ценовой зоне маловероятно, что позволит беспрепятственно внедрить генераторный газ. Распространение применения генераторного газа на станциях может привести к совершенствованию и удешевлению подготовки топлива, что однозначно может превзойти уголь по эффективности и целесообразности разработки подобных проектов.

Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

1. В ходе выполнения предпроектного анализа был определен потенциальный потребитель проекта, им может выступать любая генерирующая компания, расположенная за Уралом и эксплуатирующая угольные станции.
2. Определен целевой рынок распространения проекта им является рынок Э/Э, вырабатываемой на угольных станциях, т.е. замена их на станции, работающих на генераторном газе.
3. В результате проведения анализа конкурентных технических решений, была составлена оценочная карта и сделан вывод о том, что генераторный газ может выступать конкурентом углю, за счет меньшего антропогенного воздействия на окружающую среду. Однако из-за дороговизны производства генераторный газ является слабым конкурентом для природного газа.
4. Сформулированы сильные и слабые стороны проекта, а также его возможности и вероятные угрозы при помощи SWOT-анализ:
 - Генераторный газ более экологичное топливо чем уголь;
 - Крайне просто регулировать процесс горения в факеле котла, при сжигании генераторного газа;
 - Более дешевое первичное топливо чем у природного газ;
 - Благодаря реализации проекта снизиться антропогенное воздействие на окружающую среду;
 - Вслед за распространением генераторного газа, как основного топлива на станциях, с целью удешевить технологию производства этого газа, возможно совершенствование технологий системы подготовки топлива;
 - Несмотря на сильные стороны проекта, существует возможность, что будет пересмотрена топливная политика в отношении 2-ой ценовой зоны, что приведет к появлению сильного конкурента в лице природного газа;

- Главной угрозой проекта может стать то, что процесс производства генераторного газа будет крайне дорогим для станции, что приведет к ее не окупаемости при модернизации. А затраты на очистку при сжигании угля будут ниже, чем при производстве генераторного газа. Все это может не позволить реализовать и распространить проект;
5. Оценка степени готовности проекта к коммерциализации показала перспективность ниже среднего, которую можно повысить путем обращения к компетентным специалистам, для более детального исследования коммерческой составляющей проекта. Как наиболее подходящий метод коммерциализации выбран – инжиниринг.
 6. Проведено планирование научно-исследовательских работ, в результате которых приведён перечень этапов работ и распределений исполнителей по ним. Сформирован календарный план-график научного исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам. Продолжительность выполнения работ составила 113 календарных дней.
 7. Рассчитан бюджет научного исследования, сумма по всем статьям расходов которого составила 674,18755 тыс. руб.
 8. Проведена сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта с точки зрения ресурсоэффективности. Проект по внедрению генераторного газа более дорогостоящий чем уголь и, тем более природный газ (из-за дорогой и сложной системы подготовки топлива), что отражается на интегральном показателе разработки и аналогов: генераторный газ – 4,04; уголь – 4,12; природный газ – 5,52. Однако экологические показатели, которые также влияют на эксплуатационные издержки, снижение затрат на очистку (тяжело учесть при проектировании) могут нивелировать дороговизну разработки, это можно частично наблюдать на интегральном показателе ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования: генераторный газ – 4,04; уголь – 3,75; природный газ – 4,8.