

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



Институт – Энергетический
 Направление подготовки – 141100 Энергетическое машиностроение
 Кафедра – Парогенераторостроения и парогенераторных установок

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
Проект котла с естественной циркуляцией паропроизводительностью 320 т/ч для повышения мощности Омской ТЭЦ-4	
УДК 621.311.22:697.34:621.181(571.13)	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5В21	Черемисин Иван Георгиевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Хаустов С.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры Менеджмента	Попова Светлана Николаевна	Доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романцев Игорь Иванович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ПГС и ПГУ	Заворин Александр Сергеевич	д.т.н., профессор		

Томск – 2016 г.

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



Институт Энергетический
 Направление подготовки (специальность) 130303 «Энергетическое машиностроение»
 Кафедра Парогенераторостроения и парогенераторных установок

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой
 _____ Заворин А.С.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
5В21	Черемисину Ивану Георгиевичу

Тема работы:

Проект котла с естественной циркуляцией паропроизводительностью 320 т/ч для повышения мощности Омской ТЭЦ-4

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

7 июня 2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Паропроизводительность	$D = 320$ т/ч;
	Давление в барабане	$P_6 = 15,3$ МПа;
	Давление перегретого пара	$P_{пп} = 13,9$ МПа;
	Температура перегретого пара	$t_{пп} = 560$ °С;
	Температура питательной воды	$t_{пв} = 235$ °С;
	Сжигаемое топливо: Уголь Экибастузского бассейна 1й группы зольности марки СС (№ 54);	
	Рабочая влажность	$W_t^r = 7\%$;
	Рабочая зольность	$A^r = 40\%$;
	Величина непрерывной продувки	$p = 3\%$.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1 Введение (с обоснованием актуальности темы и цели работы) 2 Тепловой расчёт топочной камеры 3 Тепловой расчет и конструирование поверхностей нагрева парового котла 4 Расчет на прочность элементов работающих под давлением. 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6 Социальная ответственность 7 Заключение.
Перечень графического материала	Продольный разрез котла (чертеж общего вида; формат А1) – 1 лист; Поперечные разрезы котла (чертеж общего вида; формат А1) – 1 лист; Горизонтальный разрез котла и вид сверху (чертеж общего вида; формат А1 или А2) – 1 лист. Эскиз барабана и/или его развертка – 1 лист на формате А2.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Попова Светлана Николаевна
Социальная ответственность	Романцев Игорь Иванович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	08.02.2016 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Хаустов С.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5В21	Черемисин Иван Георгиевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
5B21	Черемисин Иван Георгиевич

Институт	Энергетический	Кафедра	ПГС и ПГУ
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Энергетическое машиностроение

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Средняя стоимость 1 м ³ производственного здания – 1200 руб/ м ³ ; цена натурального топлива – 3000 руб/т.; стоимость 1 кВт потребляемой энергии – 2,3руб.; стоимость 1 кВт заявленной мощности – 230 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Паропроизводительность котла – 320 т/ч.; установочная мощность токоприемников парогенератора – 70 кВт; число часов использования установленной мощности – 6500 ч; часовой расход воды в котле – 3 % от паропроизводительности.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления на социальные нужды – 30%; амортизационные отчисления на капитальный ремонт и реновацию – 3,3%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ конкурентоспособности технических решений
2. Определение капитальных вложений в проектируемый паровой котел
3. Определение годовых эксплуатационных издержек

Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры Менеджмента	Попова Светлана Николаевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5B21	Черемисин Иван Георгиевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5B21	Черемисин Иван Георгиевич

Институт		Кафедра	
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Энергетическое машиностроение

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды – опасных проявлений факторов производственной среды.	Рабочее место машиниста–обходчика по котельному оборудованию – котельный цех. Вредные факторы производственной среды: шумы и вибрации, освещение, отклонение показателей микроклимата, электромагнитные поля. Опасные факторы производственной среды: физического происхождения – падение с высоты, получение травм от движущихся и вращающихся предметов; термического происхождения – ожоги, тепловой удар; электрического происхождения – поражение электрическим током; пожарной и взрывной природы – отравление токсичными продуктами горения.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	СН 2.4/2.1.8.562-96, СанПин 2.2.4.1294-03, МУ 2.2.4.706-98/МУ ОТ РМ 01-98, ГН 2.1.6.1338-03, ГОСТ 12.0.001-82, ГОСТ 12.0.002-80, ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.1.014-84, ГОСТ 12.1.018-93, ГОСТ 12.0.003-74, ГОСТ 12.1.018-93, ГОСТ Р 12.4.207-99, ГОСТ 12.4.021-75, ГОСТ 12.2.061-81, ГОСТ 12.4.100-80, ГОСТ 12.2.063-81, ГОСТ 12.1.029-80

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	Выявленные вредные факторы в котельном цехе возникают вследствие использования энергетического оборудования (проектируемый котельный агрегат, мельницы, паропроводы и др.). Негативное влияние обусловлено наличием повышенной температуры, шумов, вибраций и недостаточной освещенности. Нормирование шумов, температуры, вибраций и освещенности осуществляется по СанПин 2.2.4.1191-03, СН 2.2.4/2.1.8.562—96, СанПиН 2.2.4.548-96, СН 2.2.4/2.1.8.566-96 и СП 52.13330.2011 соответственно. Средства коллективной защиты от вышеописанных воздействий: ограниченная продолжительность пребывания в КЦ; экранирование и изоляция источников вибраций, шума, тепла; увеличение числа источников света. Индивидуальные – СИЗ.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	Механические опасности – падение с высоты; движущиеся машины и механизмы. Средства защиты от механического воздействия: соблюдения ТБ; грамотное проектирования обслуживаемых объектов. Термические опасности – ожоги о трубопроводы и котельный агрегат. Электробезопасность – опасность поражения электрическим током. Пожаробезопасность – существует опасность пожаров и взрывов в случае отклонения от технологических карт розжига и остановки котла, а также при неисправности маслоснаполненного и другого оборудования.
3. Охрана окружающей среды.	Защита селитебной зоны – установка санитарно-защитной зоны.

	Выбросы паровых котлов (ПК). Основные выбросы: оксиды серы (SO₂, SO₃), оксиды азота (NO_x), угарный газ (CO), углеводороды (CH), бенз(а)пирен (C₂₀H₁₂), а также тепловые выбросы. ПДВ выбросов устанавливается на основе РД 153-34.02.303-98. Эксплуатация ПК связана с использованием большого количества воды. Воды гидрозалоудаления значительно загрязнены. Это вносит отклонения в сложившиеся экосистемы. Имеется воздействие проектируемого объекта на литосферу, так как при использовании твердого топлива остается большое количество золы и шлака. В результате этого происходит: изменение альбедо поверхности; изъятие территорий; радиационное загрязнение.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях.	Возможные ЧС на объекте: пожары, взрывы, аварии на производстве; Наиболее типичная ЧС – пожар. Превентивные меры по предупреждению ЧС – проведение противопожарных инструктажей, обучение персонала; своевременная диагностика пожароопасного оборудования.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	Специальные правовые нормы для вредных и опасных производств регулируются разделом XII ТК РФ. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны – получение разрешения на строительство ТЭС; назначение ответственных за компоновку и строительство ТЭС, а также монтаж котельного агрегата и вспомогательного оборудования.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию .	—

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романцов Игорь Иванович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5В21	Черемисин Иван Георгиевич		

Реферат

Дипломная работа содержит 152 страницы, 19 источников, шесть таблиц, три приложения.

Ключевые слова: паровой котел, теплообмен, температура, пар, дымовые газы, поверхность нагрева, тепловосприятие, трубы, пароперегреватель.

Целью работы является разработка новой котельной установки для повышения имеющихся мощностей и замены физически устаревшего оборудования Омской ТЭЦ-4.

Объектом проектирования является котельный агрегат паропроизводительностью 320 т/ч для работы на Омской ТЭЦ-4.

Работа является заключительным этапом на пути получения высшего профессионального технического образования по направлению «Энергетическое машиностроение». Она объединяет в себе такие дисциплины, как высшая математика, физика, химия, термодинамика, гидродинамика, материаловедение, а также паровые котлы и котельные установки. Всё это в совокупности формирует определённые знания и навыки при проектировании энергетического оборудования.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, с использованием прикладных программ: «Компас – 3D», «MathCAD», «Math Type» и «Water Steam Pro».

Оглавление

Введение.....	10
1 Объект проектирования и актуальность проекта.....	11
2 Обоснование технических решений проектируемого парового котла.....	13
2.1 Обоснование выбора компоновки котельного агрегата.....	13
2.2 Выбор температуры на выходе из топки.....	13
2.3 Выбор температуры уходящих газов.....	14
2.4 Выбор способа шлакоудаления.....	14
2.5 Выбор типа углеразмольных мельниц и системы пылеприготовления.....	15
2.6 Выбор типа горелочных устройств.....	16
3 Тепловой расчёт и конструирование поверхностей нагрева парового котла.....	18
4 Расчёт на прочность элементов работающих под давлением.....	20
4.1 Расчёт на прочность барабана.....	20
4.2 Расчёт эллиптического днища барабана.....	26
4.3 Расчёт пароперегревателя на прочность.....	27
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	38
5.1 Анализ конкурентоспособности технических решений.....	38
5.2 Характеристика проектируемого котельного агрегата	40
5.3 Расчет капитальных вложений проектируемого парового котла.....	41
5.4 Расчет годовых эксплуатационных расходов.....	45
5.5 Себестоимость тонны пара.....	50
6 Социальная ответственность.....	52
6.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	52
6.2 Обеспечение защиты от опасных производственных факторов....	53
6.3 Обеспечение защиты от вредных производственных факторов....	55
6.4 Охрана окружающей среды.....	60

6.5 Обеспечение безопасности при чрезвычайных ситуациях.....	62
Заключение.....	63
Список использованной литературы.....	65
Приложение А – Тепловой расчет топочной камеры котла Е-320-13,9-560 КТ.....	67
Приложение Б – Таблица энтальпий продуктов сгорания	88
Приложение В – Тепловой и конструирование поверхностей нагрева котла Е-320-13,9-560КТ.....	89

Введение

На сегодняшний день в энергетике России существует много проблем, связанных моральным и физическим старением энергетического оборудования. Особенно остро проблема устаревшей техники затрагивает тепловые электростанции. Значительная доля оборудования на ТЭС отработала свой проектный срок и требует замены. Единственным решением этой проблемы является привлечение новых инвестиций в энергетический сектор экономики, и соответственно, полная замена морально и физически устарелого энергетического оборудования на современные экономичные и экологичные аналоги [1].

Проектирование нового энергетического оборудования неразрывно связано с используемым топливом. Газ и жидкие органические топлива имеют преимущества перед низкосортными твёрдыми топливами по теплоте сгорания и по количеству вредных выбросов в атмосферу. Однако в силу того, что газ имеет ограниченные запасы на ближайшие десятилетия, его цена будет неизбежно расти, и кроме того газ и мазут является ценным продуктом в химической промышленности. Поэтому, для получения тепла и энергии целесообразно сжигать низкосортные виды твёрдого топлива [2].

Данная работа направлена на разработку парового котла с естественной циркуляцией, работающего на низкосортном каменном угле Экибастузского месторождения паропроизводительностью 320 т/ч для повышения имеющихся мощностей и замены физически устаревшего оборудования Омской ТЭЦ-4.

1 Объект проектирования и актуальность его разработки

В бакалаврской работе представлен проект парового котла с естественной циркуляцией Е-320-13,9-560 КТ для установки его на Омской ТЭЦ-4. Предприятие является филиалом АО «Территориальная генерирующая компания № 11».

Омская ТЭЦ-4 расположена в Северо-западном промышленном узле г. Омска и является действующим предприятием, предназначенным для обеспечения электроэнергией, паром и горячей водой жилищно-коммунального сектора и группы промышленных предприятий Северо-западного района г. Омска:

- АО «Омскнефтеоргсинтез» (ОНПЗ);
- АО «Омскхимпром» (ОХП);
- Теплично-парниковый комбинат (ТПК);
- Омское районное нефтепроводное управление (ОРНПУ);
- Поселок «Юбилейный»;
- Завод сборных железобетонных изделий - 5 (ЗСЖБ-5);
- Картонно-рубероидный завод (КРЗ);
- Завод «СК» (СК) и др.

ТЭЦ-4 построена по проекту Новосибирского отделения института «Теплоэлектропроект». Строительство продолжалось с 1961 до 1982 года. Площадка ТЭЦ расположена в 15 км от центра города Омска вниз по течению реки Иртыш на правом берегу. ТЭЦ связана с внешней сетью железных дорог подъездными путями протяженностью 3,14 км, примыкающими к северной горловине станции «Комбинатская». В состав электростанции входит топливное хозяйство, которое обеспечивает подготовку и подачу в котельный цех угля и мазута. Установленная мощность ТЭЦ-4 – 535 МВт, тепловая мощность – 1500 Гкал/час, количество котлоагрегатов (котлов) – 10, турбин – 6 [3].

Вместе с ростом экономики города Омска постоянно растет потребность в электрической и тепловой энергии. Потребление энергии каждый год возрастает, что требует повышения мощностей электроцентрали. Поэтому было принято решение о постройке нового мощного котельного агрегата, который повысит тепловую и электрическую мощность станции.

Реализация поставленной цели требует решения следующих задач:

- обоснование технических решений проектируемого парового котла;
- тепловой расчёт и конструирование поверхностей нагрева парового котла;
- расчёт на прочность элементов работающих под давлением;
- финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;
- социальная ответственность.

2 Обоснование технических решений проектируемого парового котла

Исходные данные для проектирования:

- Паропроизводительность 320 т/ч.
- Параметры пара: $P_{п.п.} = 13,9$ МПа; $t_{п.п.} = 560$ °С.
- Температура питательной воды – $t_{п.в.} = 235$ °С.
- Давление в барабане – $P_б. = 15,3$ МПа.
- Величина непрерывной продувки – $p = 3$ %.

Рабочим топливом является каменный уголь СС Экибастузского месторождения. Рабочая влажность топлива составляет $W^r = 7$ %; рабочая зольность $A^r = 40$ % ; низшая теплота сгорания составляет $Q_i^r = 16,399$ МДж/кг.

2.1 Обоснование выбора компоновки котельного агрегата

Вследствие высокой зольности и большого содержания в золе кремнистых соединений, Экибастузский уголь обладает высокой абразивностью. Поэтому было принято решение о применении Т-образной компоновке котельного агрегата. Данный тип компоновки позволяет снизить скорости газов и продуктов сгорания внутри газоходов котла, следовательно, повысить его стойкость к абразивному износу [4].

2.2 Выбор температуры на выходе из топки

Для того чтобы котёл работал максимально эффективно, нужно грамотно подходить к вопросу выбора температуры на выходе из топки. Самым важным критерием при выборе температуры являются плавкостные характеристики золы, а именно температура начала деформации t_a . Для данного топлива эта характеристика равна 1250 °С. Если температура на

выходе из топки будет больше, или хотя бы равна температуре начала деформации, то частицы золы будут налипать на конвективные поверхности нагрева тем самым ухудшая теплообмен и увеличивая аэродинамические сопротивления [4].

Руководствуясь данными критериями, температура на выходе из топки устанавливается равной 1150 °С.

2.3 Выбор температуры уходящих газов

Потеря тепла с уходящими газами является самой энергоёмкой и напрямую зависит от температуры уходящих газов. Чем она больше, тем ниже КПД котельной установки. Соответственно, понижение температуры уходящих газов является целесообразной задачей. Однако чрезмерное охлаждение газов ведёт за собой некоторые конструктивные изменения в котле, а именно увеличение конвективных поверхностей нагрева, что не всегда является экономически выгодным шагом. Кроме того, при конденсации водяных паров в дымовых газах происходит смешение оксидов серы с водой, что приводит к интенсивной коррозии низкотемпературных поверхностей нагрева. Поэтому температура на выходе из котла должна быть выше точки росы дымовых газов и такой, чтобы потеря тепла с уходящими газами была в пределах от двух до семи процентов [4].

Руководствуясь данными критериями, температура на выходе из котла устанавливается 150 °С.

2.4 Выбор способа шлакоудаления

В топочной камере при факельном сжигании твёрдого топлива можно организовать удаление шлака твёрдым (ТШУ) или жидким (ЖШУ) способом. При твёрдом шлакоудалении 95 % всей золы уносится с продуктами сгорания через газоходы котла наружу, и лишь пять процентов – через под

топочной камеры с температурой шлака около 600 °С. При жидком шлакоудалении 80 – 85 % золы уносится дымовыми газами и, соответственно, 15 – 20 % удаляется через под топочной камеры в жидкоплавком состоянии [4]. Конструктивно, нижняя часть топочной камеры при разных способах шлакоудаления имеет различия. Для ТШУ в нижней части топки экраны выполняют под углом в 50° к горизонту, а для ЖШУ – 8 – 20°, также при ЖШУ внутреннюю часть топки ошиповывают в районе предтопка и наносят футеровочные материалы [4].

На выбор способа шлакоудаления влияют характеристики топлива [2], такие как температура жидкоплавкого состояния (для ТШУ должна быть более 1350 °С) и выход летучих (для ТШУ – $V^{daf} > 18 \%$). Руководствуясь данными критериями, для сжигания проектного топлива устанавливается твёрдое шлакоудаление (ТШУ).

2.5 Выбор типа углеразмольных мельниц и системы пылеприготовления

Для камерного сжигания твёрдых топлив необходимо, чтобы оно обладало определённой тониной помола. Это производится путём размалывания его в специальных устройствах называемыми углеразмольными мельницами. По скорости размола различают тихоходные (шаровые барабанные), среднеходные (валковые и шаровые) и быстроходные (мельницы-вентиляторы и молотковые) мельницы. Как уже было сказано, проектное топливо является многозольным и абразивным, также оно имеет небольшой выход летучих ($V^{daf} = 25 \%$). Все эти факторы указывают на то, что целесообразнее применить (согласно [4]) универсальные шаровые барабанные мельницы (ШБМ). Размалывание топлива происходит за счёт удара его стальными шарами диаметром 30 мм и последующего истирания до тонины помола $R_{90} = 10 – 25 \%$. К преимуществам ШБМ можно отнести высокую надёжность работы, тонкий помол и способность размалывать

топливо даже с присутствием в нём металла и другой породы. К недостаткам ШБМ можно отнести относительно высокую металлоёмкость и большой расход энергии на пневмотранспорт угольной пыли.

Также стоит отметить, что шаровая барабанная мельница работает под разрежением, поэтому для транспортировки угольной пыли к горелочным устройствам устанавливается промежуточный бункер. В совокупности всех устройств пылеприготовления, система является индивидуальной замкнутой с промежуточным бункером и шаровыми барабанными мельницами.

2.6 Выбор типа горелочных устройств

Правильный выбор типа горелочных устройств и их компоновка определяют эффективную работу всего котельного агрегата, что проявляется в эффективном смешении топлива и вторичного воздуха, а также в обеспечении устойчивого воспламенения.

В зависимости от способа подачи вторичного воздуха и топливовоздушной смеси в топку, горелочные устройства разделяются на вихревые и прямоточные. Прямоточные горелки подходят для сжигания каменных и бурых углей с высоким выходом летучих $V^{daf} \geq 35\%$ [4]. При сжигании низкорекреационных углей целесообразнее применять вихревые горелки.

Для проектного топлива были выбраны вихревые лопаточно-лопаточные горелочные устройства, где пылевоздушная смесь и вторичный воздух закручиваются лопаточными завихрителями.

К преимуществам вихревых горелок можно отнести универсальность использования топлива, обеспечение устойчивого воспламенения и хорошее последующее перемешивание вторичного воздуха и угольной пыли. К недостаткам можно отнести высокие аэродинамические сопротивления и сложность конструкции [4].

Для поддержания устойчивого воспламенения топливовоздушной смеси и целесообразного использования горелок было принята встречная компоновка условно на тыльной и фронтальной стенах в один ярус.

3 Тепловой расчёт и конструирование поверхностей нагрева парового котла

В зависимости от поставленных задач при проектировании, тепловой расчёт может быть конструкторским или поверочным. При расчёте поверхностей нагрева конструкторским методом, исходными данными при решении являются их тепловосприятia, а искомыми – геометрические характеристики. При расчёте поверочным методом, определяются тепловосприятia поверхностей нагрева при заданных геометрических параметрах.

Конвективный пароперегреватель, водяные экономайзеры и воздухоподогреватели в данной работе рассчитаны конструкторским методом; ширмы и пароотводящие трубы тыльного экрана – поверочным.

По результатам конструкторского теплового расчёта спроектирована топочная камера котла(приложение А), таблица энтальпий продуктов сгорания представлена в приложении Б, тепловой расчёт поверхностей нагрева котла представлен в приложении В.

В результате расчёта определены все геометрические характеристики топочной камеры и поверхностей нагрева котла, а также тепловосприятia каждой поверхности нагрева. КПД котельной установки равен 91,923 %, а расход топлива составляет 14,4 кг/с.

Каждая из ступеней пароперегревателя является двухзаходной. Потолочный пароперегреватель является радиационной поверхностью нагрева, ширмовый – полурadiационной, а конвективный пароперегреватель первой и второй ступени – конвективными.

В конвективной шахте расположены по две ступени воздухоподогревателя и экономайзера, каждая из которых выполнена в рассечку. Первая ступень воздухоподогревателя имеет три хода воздуха, вторая – два. Высота одного хода первой ступени воздухоподогревателя равна 1930 мм. Высота одного хода второй ступени воздухоподогревателя

равна 2660 мм. Экономайзер первой и второй ступени разбит на два пакета, высота одного из них равна 525 мм, второго – 1125 мм. В горизонтальном газоходе предусмотрено дополнительное золоудаление.

Рыночная экономика создаёт жёсткие условия на рынке товаров и услуг. Потребитель в праве выбирать продукты, удовлетворяющие его пожеланиям с лучшим качеством и меньшей ценой. Чтобы занимать уверенную позицию на рынке, производитель вынужден постоянно улучшать качественные и потребительские свойства своего продукта. В связи с этим, увеличивается значимость технико-экономического обоснования принятых решений при разработке продуктов.

Целью данного раздела является оценка правильности принятых проектных решений, расчёт капитальных вложений, а также расчёт годовых расходов на эксплуатацию проектируемого парового котла.

5.1 Анализ конкурентоспособности технических решений

В данном разделе будет проведён анализ правильности принятых проектных решений путём сравнения проектируемого котельного агрегата с уже эксплуатируемым на станции БКЗ Е-220-9,8-540 КТ.

Сравнение двух котлов производится с помощью оценочной карты, представленной в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Оценочная карта принятых технических решений

Критерии оценки	Вес критерия, B_i	Баллы		Конкурентоспособность	
		Проектируемый котёл	Котёл на Омской ТЭЦ	Проектируемый котёл	Котёл на Омской ТЭЦ
		B_{ϕ}	B_{kl}	K_{ϕ}	K_{kl}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
Повышение производительности труда пользователя	0,07	3	2	0,21	0,14
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,13	3	2	0,39	0,26
Помехоустойчивость	0,03	4	4	0,12	0,12
Энергоэкономичность	0,1	4	3	0,4	0,3
Надежность	0,2	4	3	0,8	0,6
Уровень шума	0,04	3	1	0,12	0,04
Безопасность	0,2	5	3	1	0,6
Экономические критерии оценки эффективности					
Конкурентоспособность продукта	0,03	4	2	0,12	0,06
Уровень проникновения на рынок	0,04	3	1	0,12	0,04
Цена	0,06	3	2	0,18	0,12
Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	3	0,5	0,3
Итого	1	41	26	3,96	2,58

В данной таблице каждому из котельных агрегатов присваиваются баллы по каждому критерию оценивания. Каждый критерий оценки ранжируется баллами от одного до пяти, где один – слабая позиция, а пять – сильная, при этом вес критериев в сумме составляет единицу.

Далее определяется конкурентоспособность по формуле:

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

где B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл показателя.

Анализируя результаты, полученные в таблице, делается вывод о том, что проектируемый котельный агрегат во многом превосходит эксплуатируемый. Главным преимуществом разрабатываемого котельного агрегата является то, что он спроектирован на основе новейших норм теплового расчёта, которые в свою очередь разработаны с учётом улучшенных технико-экономических показателей. Эксплуатируемый котельный агрегат на Омской ТЭЦ-4 разработан более поздно и был рассчитан и принят в эксплуатацию с учётом старых норм теплового расчёта и норм безопасности.

5.2 Характеристика проектируемого котельного агрегата

В данном проекте рассматривается паровой котел с естественной циркуляцией, Т-образной компоновки, однокорпусный. Проектным топливом является каменный уголь марки СС Экибастузского месторождения. Номинальные значения основных параметров выделены в таблице 5.2

Таблица 5.2 – Номинальные значения основных параметров котельного агрегата Е-320-13,9-560 КТ

Название	Обозначение	Единица измерения	Значение
Паропроизводительность	D	т/ч	320
Давление перегретого пара	P _{пп}	МПа	13,9
Температура перегретого пара	t _{пп}	°С	560
Температура питательной воды	t _{пв}	°С	230
Температура уходящих газов	ϑ _{ух}	°С	150
КПД котла(брутто)	η _к	%	91,92
Расход топлива	B	кг/с	14,18

5.3 Расчет капитальных вложений проектируемого парового котла

На стадии предварительных экономических расчетов капитальные вложения можно определять по формуле (разработка ЦКТИ им. Ползунова):

$$K = C_{\text{пол}} + \frac{C_{\text{пол}} \cdot P_{\text{н}}}{100} + K_{\text{тр}} + K_{\text{пот}} + K_{\text{стр}},$$

где $C_{\text{пол}}$ – полная себестоимость парогенератора;

$P_{\text{н}}$ – средняя рентабельность по парогенераторостроению (принимается равной 20 %);

$K_{\text{тр}}$ – транспортно–заготовительные расходы (принимаются 2 % от $C_{\text{пол}}$);

$K_{\text{пот}}$ – сопутствующие затраты у потребителя;

$K_{\text{стр}}$ – затраты на строительную часть у потребителя.

Себестоимость изготовления парогенератора зависит от его параметров и рассчитывается как произведение коэффициентов:

$$C_{\text{пол}} = D \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot K_8 \cdot 2000 \cdot K_{\text{пер}},$$

где D – часовая паропроизводительность проектируемого парогенератора;

K_1 – коэффициент, учитывающий паропроизводительность, согласно [8] при $D=320$ т/ч:

$$K_1 = 0,75;$$

K_2 – коэффициент, учитывающий параметры пара, согласно [8] при температуре перегретого пара 560 °С и давлении $13,9$ МПа:

$$K_2 = 1,36;$$

K_3 – коэффициент, учитывающий перегрев пара, согласно [8] при отсутствии промежуточного перегрева:

$$K_3 = 1;$$

K_4 – коэффициент, учитывающий способ поставки, согласно [8] при поставке блоками:

$$K_4 = 1,15;$$

K_5 – коэффициент, учитывающий вид топлива, согласно [8] при сжигании Экибастузских каменных углей:

$$K_5 = 1,1;$$

K_6 – коэффициент, учитывающий компоновку парогенератора, согласно [8] при Т-образной компоновке:

$$K_6 = 1,12;$$

K_7 – коэффициент, учитывающий число корпусов, согласно [8] для однокорпусного парогенератора:

$$K_7 = 1;$$

K_8 – коэффициент, учитывающий тип парогенератора, согласно [8] для барабанных котлов:

$$K_8 = 1;$$

$K_{\text{пер}}$ – коэффициент пересчета на современные цены:

$$K_{\text{пер}} = 120;$$

Подставив численные значения, найдено значение полной себестоимости:

$$C_{\text{пол}} = 320 \cdot 0,75 \cdot 1,36 \cdot 1 \cdot 1,15 \cdot 1,1 \cdot 1,12 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 2000 \cdot 120;$$

$$C_{\text{пол}} = 110986444,8 \frac{\text{руб}}{\text{т/ч}};$$

Тогда, значение транспортно-заготовительных расходов:

$$K_{\text{тр}} = 0,02 \cdot 110986444,8 = 2219728,9 \frac{\text{руб}}{\text{т/ч}};$$

Сопутствующие затраты у потребителя, согласно [8], определяются по формуле:

$$K_{\text{пот}} = K_{\text{м}} + K_{\text{обм}},$$

где $K_{\text{м}}$ – затраты на монтаж, принимаются равными восемь процентов от себестоимости котла;

$K_{\text{обм}}$ – затраты на обмуровку, принимаются равными 10% от себестоимости котла;

Тогда:

$$K_{\text{пот}} = 0,08 \cdot C_{\text{пол}} + 0,1 \cdot C_{\text{пол}} = 0,18 \cdot C_{\text{пол}};$$

$$K_{\text{пот}} = 0,18 \cdot 110986444,8 = 19977560,064 \frac{\text{руб}}{\text{т/ч}};$$

Затраты на строительство, согласно [8], определяются по формуле:

$$K_{\text{стр}} = K_{\text{зд}} + K_{\text{ф}},$$

где $K_{\text{зд}}$ – стоимость здания, приходящаяся на парогенератор, определяется по формуле:

$$K_{\text{зд}} = S_{\text{пг}} \cdot k_{\text{дп}} \cdot \Pi_{\text{зд}} \cdot h_{\text{кот}},$$

где $S_{\text{пг}} = 221,5 \text{ м}^2$ – площадь парогенератора (согласно чертежам котла);

$k_{\text{дп}}$ – коэффициент, учитывающий дополнительную площадь, согласно [8]:

$$k_{\text{дп}} = 2;$$

$\Pi_{\text{зд}}$ – стоимость квадратного метра фундамента, руб. за кв. метр, согласно заданию:

$$\text{Ц}_{\text{зд}} = 1200 \frac{\text{руб}}{\text{м}^2};$$

$h_{\text{кот}}$ – высота котельного цеха, принимается равной верхней отметке котла с запасом 3-4 метра, согласно чертежам котла:

$$h_{\text{кот}} = 45 \text{ м};$$

Тогда:

$$\text{К}_{\text{зд}} = 221,5 \cdot 2 \cdot 1200 \cdot 45 = 23922000 \frac{\text{руб}}{\text{т/ч}};$$

$\text{К}_{\text{ф}}$ – стоимость фундамента, определяется по формуле:

$$\text{К}_{\text{ф}} = D \cdot k_{\text{ф}},$$

где $k_{\text{ф}}$ – коэффициент, учитывающий влияние производительности котла на стоимость фундамента, определяется по формуле:

$$k_{\text{ф}} = \eta_{\text{к}} \cdot 10^4 = 0,9192 \cdot 10^4.$$

Тогда:

$$\text{К}_{\text{ф}} = 320 \cdot 0,9192 \cdot 10^4 = 2941440 \frac{\text{руб}}{\text{т/ч}};$$

$$\text{К}_{\text{стр}} = 23922000 + 2941440 = 26863440 \frac{\text{руб}}{\text{т/ч}};$$

$$\begin{aligned} K &= 110986444,8 + \frac{110986444,8 \cdot 20}{100} + 2219728,9 + 19977560,064 + \\ &+ 26863440 = 182244462,7 \frac{\text{руб}}{\text{т/ч}} = 182244,5 \frac{\text{т. р.}}{\text{т/ч}}; \end{aligned}$$

Все полученные результаты сведены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Сводная таблица капитальных вложений (инвестиций)

Состав капитальных вложений	Величина	
	Тыс.руб.	%
Себестоимость парогенератора	110986,44	60,89
Затраты на монтаж	8878,9	4,87
Затраты на обмуровку	11098,64	6,08
Стоимость строительства	26863,44	14,74
Транспортно-заготовительные расходы	2219,728	1,21
Наценка на ПГ	22197,28	12,17
Общие капитальные вложения	182244,5	100

5.4 Расчет годовых эксплуатационных расходов

Расходы, составляющие себестоимость продукции парогенератора, в данном случае – пара, состоят из следующих статей затрат:

$I_{\text{топ}}$ – затраты на топливо;

$I_{\text{а}}$ – амортизационные расходы;

$I_{\text{т.р.}}$ – затраты на текущий ремонт;

$I_{\text{в}}$ – затраты на воду;

$I_{\text{э}}$ – затраты на электроэнергию (на собственные нужды);

$I_{\text{зп}}$ – заработная плата обслуживающего персонала;

$I_{\text{сн}}$ – отчисления на социальные нужды;

$I_{\text{пр}}$ – прочие расходы.

Следовательно, формула для определения расходов на производство пара будет иметь вид:

$$I_{\text{год}} = I_{\text{топ}} + I_{\text{а}} + I_{\text{т.р.}} + I_{\text{в}} + I_{\text{э}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{сн}} + I_{\text{пр.}}$$

5.4.1 Расчет затрат на топливо

$$И_{\text{топ}} = B \cdot h_{\text{год}} \cdot \frac{100 + B_{\text{топ}}}{100} \cdot Ц_{\text{т}},$$

где B – часовой расход натурального топлива:

$$B = 14,18 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 51,048 \frac{\text{т}}{\text{ч}};$$

$h_{\text{год}}$ – число часов использования установленной мощности, согласно [8] принимается:

$$h_{\text{год}} = 6500 \frac{\text{ч}}{\text{год}};$$

$B_{\text{топ}}$ – суммарная величина потерь топлива на территории котельной в процентах от годового потребления топлива, согласно [8] принимается равной 7,5 %;

$Ц_{\text{т}}$ – цена тонны топлива с учётом доставки, согласно заданию составляет:

$$Ц_{\text{т}} = 1500 \frac{\text{руб}}{\text{т}}.$$

Тогда:

$$И_{\text{топ}} = 51,048 \cdot 6500 \cdot \frac{100 + 7,5}{100} \cdot 1500 = 535046,85 \text{ т. р.}$$

5.4.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$И_{\text{а}} = p_{\text{н}} \cdot K,$$

где $p_{\text{н}}$ – норма амортизационных отчислений:

$$p_{\text{н}} = 5 \%;$$

K – капитальные вложения (рассчитаны ранее).

Тогда:

$$И_{\text{а}} = 0,05 \cdot 182244,5 = 9112,225 \text{ т. р.}$$

5.4.3 Расчет затрат на текущий ремонт

$$И_{\text{т.р.}} = 0,2 \cdot И_{\text{а}} = 0,2 \cdot 9112,225 = 1822,445 \text{ т. р.}$$

5.4.4 Расчет затрат на воду

Определяются по формуле:

$$И_в = D_в \cdot h_{год} \cdot Ц_в,$$

где $D_в$ – часовой расход воды, согласно курсовому проекту по дисциплине «Паровые котлы» равен:

$$D_в = 9,6 \frac{т}{ч};$$

$Ц_в = 85 \frac{руб}{м^3}$ – стоимость воды с учётом химводоочистки.

Тогда:

$$И_в = 9,6 \cdot 6500 \cdot 85 = 5304 \text{ т. р.}$$

5.4.5 Расчет затрат на электроэнергию

Расходы на электроэнергию определяются по двухставочному тарифу:

$$И_э = N_{уст} \cdot h_{год} \cdot k_в \cdot k_п \cdot Ц_э + N_{уст} \cdot Ц_{кв},$$

где $N_{уст} = 80 \text{ кВт}$ – установочная мощность токоприемников парогенератора;

$k_в = k_п = 0,9$ – коэффициенты времени и потерь электроэнергии;

$Ц_э = 2,3 \frac{руб}{кВт*ч}$ – тариф на потребленную электроэнергию;

$Ц_{кв} = 210 \frac{руб}{год}$ – стоимость кВт на заявленную мощность.

Подставив значения, получено:

$$И_э = 80 \cdot 6500 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 2,3 + 80 \cdot 210 = 985,56 \text{ т. р.}$$

5.4.6 Расчет заработной платы обслуживающего персонала

Расходы на содержание обслуживающего персонала складываются из: заработной платы эксплуатационного, ремонтного и управленческого персонала котельного цеха, отнесенной на один парогенератор. Прямая заработная плата определяется из штатного расписания котельного цеха и должностных окладов, приведенных в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Штатное расписание котельного цеха

Наименование должностей	Норма обслуживания в смену ПП/чел	Месячный оклад руб./чел.	Месячный оклад руб./ПП
Старший машинист	3	21000	7000
Машинист котлов 4 разряда	2	20000	10000
Машинист котлов 3 разряда	1	15000	15000
Машинист багерной насосной	6	15000	2500
Машинист насосных установок	3	18000	6000
Машинист обходчик по оборудованию	3	15000	5000
Котлочист	3	15000	5000
Зольщик	3	15000	5000
Слесарь по ремонту	2	16000	8000
Дежурный слесарь	6	18000	3000
Дежурный электрик	6	18000	3000
Электросварщик	6	18000	3000
Газосварщик	6	18000	3000
Газорезчик	6	18000	3000
Печник	3	15000	5000
Крановщик	6	18000	3000
Токарь	6	18000	3000
Кладовщик	3	15000	5000
Уборщица	3	15000	5000
Итого	36	597000	99500
Нач. цеха	12	36000	3000
Зам. нач. цеха	12	24000	2000
Нач. смены	12	24000	2000
Ст. мастер	12	22000	1833,33
Мастер	6	22000	3666,67
Итого	5	128000	12500
Всего по котельному цеху		725000	112000

Сумма расходов на заработную плату складывается из зарплат обслуживающего и управленческого персоналов, которые состоят из основной и дополнительной.

Основная заработная плата обслуживающего персонала:

$$ЗП_{\text{осн}}^{\text{оп}} = ЗП^{\text{оп}} + ЗП^{\text{оп}} \cdot (k_{\text{доп}} + k_{\text{прем}} + k_{\text{рк}}),$$

где $k_{\text{доп}} = 1,2$ – коэффициент, учитывающий доплаты до часового фонда времени;

$k_{\text{прем}} = 0,43$ – коэффициент, учитывающий премии;

$k_{\text{рк}} = 0,3$ – районный коэффициент.

$$ЗП_{\text{осн}}^{\text{оп}} = 597 + 597 \cdot (1,2 + 0,43 + 0,3) = 1749,21 \text{ т. р.}$$

Дополнительная заработная плата обслуживающего персонала:

$$ЗП_{\text{доп}}^{\text{оп}} = 0,08 \cdot ЗП^{\text{оп}} = 0,08 \cdot 597 = 47,76 \text{ т. р.}$$

Общая заработная плата обслуживающего персонала:

$$ЗП_{\text{общ}}^{\text{оп}} = ЗП_{\text{осн}}^{\text{оп}} + ЗП_{\text{доп}}^{\text{оп}} = 1749,21 + 47,76 = 1796,97 \text{ т. р.}$$

Основная заработная плата управленческого персонала:

$$ЗП_{\text{осн}}^{\text{рук}} = ЗП^{\text{рук}} + ЗП^{\text{рук}} \cdot (k_{\text{прем}} + k_{\text{рк}});$$

$$ЗП_{\text{осн}}^{\text{рук}} = 128 + 128 \cdot (0,43 + 0,3) = 221,44 \text{ т. р.}$$

Дополнительная заработная плата руководящего персонала:

$$ЗП_{\text{доп}}^{\text{рук}} = 0,08 \cdot ЗП^{\text{рук}} = 0,08 \cdot 128 = 10,24 \text{ тыс. руб.}$$

Общая заработная плата руководящего персонала:

$$ЗП_{\text{общ}}^{\text{рук}} = ЗП_{\text{осн}}^{\text{рук}} + ЗП_{\text{доп}}^{\text{рук}} = 221,44 + 10,24 = 231,68 \text{ т. р.}$$

Затраты на заработную плату:

$$И_{\text{зп}} = 12 \cdot (ЗП_{\text{общ}}^{\text{оп}} + ЗП_{\text{общ}}^{\text{рук}}) = 12 \cdot (1796,97 + 231,68) = 24343,8 \text{ т. р.}$$

5.4.7 Расчет отчислений на социальные нужды

$$И_{\text{сн}} = 0,3 \cdot И_{\text{зп}} = 0,3 \cdot 24343,8 = 7303,14 \text{ т. р.}$$

5.4.8. Расчет прочих расходов

Прочие расходы принимаются как 12 % от ранее найденных годовых эксплуатационных расходов:

$$I_{\text{пр}} = (I_{\text{топ}} + I_{\text{а}} + I_{\text{т.р.}} + I_{\text{в}} + I_{\text{э}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{сн}}) \cdot 0,12;$$
$$I_{\text{пр}} = (535046,85 + 9112,225 + 1822,445 + 5304 + 985,56 + 24343,8 + 7303,14) \cdot 0,12 = 70070,13 \text{ т.р.}$$

Все статьи эксплуатационных расходов представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Эксплуатационные расходы

Наименование затрат	Обозначение	Величина, т.р.	Уд.вес, %
Затраты на топливо	$I_{\text{топ}}$	535046,85	81,81
Амортизационные отчисления	$I_{\text{а}}$	9112,225	1,39
Затраты на текущий ремонт	$I_{\text{т.р.}}$	1822,445	0,27
Затраты на воду	$I_{\text{в}}$	5304	0,81
Затраты на электроэнергию	$I_{\text{э}}$	985,56	0,15
Заработная плата	$I_{\text{зп}}$	24343,8	3,72
Отчисления на соц. цели	$I_{\text{сн}}$	7303,14	1,11
Прочие расходы	$I_{\text{пр}}$	70070,13	10,71
Итого	$I_{\text{год}}$	653988,15	100,00

Анализ данных эксплуатационных расходов показывает, что наибольшими затратами являются затраты на топливо (81,81 % от общих затрат). Следующими по значимости являются расходы на заработную плату и прочие расходы.

5.5 Себестоимость тонны пара

5.5.1 Себестоимость выработанной тонны пара

$$C_{\text{выр}} = \frac{I_{\text{год}}}{D_{\text{год}}},$$

где $D_{\text{год}}$ – количество тонн пара, произведенных за год:

$$D_{\text{год}} = D \cdot h_{\text{год}} = 320 \cdot 6500 = 2080000 \frac{\text{т}}{\text{год}};$$

$$C_{\text{выр}} = \frac{653988,15}{2080000} = 0,314 \frac{\text{т. р.}}{\text{т}} = 314,41 \frac{\text{руб}}{\text{т}};$$

5.5.2 Себестоимость отпущенной тонны пара

$$C_{\text{отп}} = \frac{I_{\text{год}}}{D_{\text{отп}}},$$

где $D_{\text{отп}}$ – количество тонн отпущенного пара:

$$D_{\text{отп}} = D_{\text{год}} - D_{\text{сн}},$$

где $D_{\text{сн}}$ – годовой расход пара на собственные нужды (принимается 5 % от $D_{\text{год}}$);

$$D_{\text{отп}} = D_{\text{год}} - 0,05 \cdot D_{\text{год}} = 0,95 \cdot D_{\text{год}};$$

$$C_{\text{отп}} = \frac{I_{\text{год}}}{0,95 \cdot D_{\text{год}}} = \frac{653988,15}{0,95 \cdot 2080000} = 0,3309 \frac{\text{т. р.}}{\text{т}} = 330,96 \frac{\text{руб}}{\text{т}}.$$

Далее сравнивается себестоимость отпущенной тонны пара с тарифом на тепло по Омской области, который составляет 1400-1600 руб/Гкал.

Перевод паропроизводительности котла в Гкал/ч:

$$D_{\text{год}} = 320 \frac{\text{т}}{\text{ч}} \cdot 0,639 \frac{\text{Гкал}}{\text{т}} \cdot 6500 \frac{\text{ч}}{\text{год}} = 1329120 \frac{\text{Гкал}}{\text{год}};$$

Тогда, себестоимость отпущенной тонны пара составит:

$$C_{\text{отп}} = \frac{I_{\text{год}}}{0,95 \cdot D_{\text{год}}} = \frac{653988,15}{0,95 \cdot 1329120} = 0,517 \frac{\text{т. р.}}{\text{Гкал}} = 517,94 \frac{\text{руб}}{\text{Гкал}}.$$

Из полученных результатов видно, что себестоимость отпущенного пара почти в три раза меньше рыночной стоимости, следовательно, доходы будут покрывать расходы.

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод о том, что принятые проектные решения оправдывают свою целесообразность.