

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

Инженерная школа энергетики

Специальность: **14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг**
НОЦ И.Н. Бутакова

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
ПРОЕКТ ЭНЕРГОБЛОКА С РЕАКТОРОМ БН МОЩНОСТЬЮ 1200 МВт
УДК 621.311.25:621.039.002.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5051	Игдисамов Ильнур Русланович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	И. Л. Мезенцева	—		

По разделу «Автоматизация технологических процессов»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	Ю. К. Атрошенко	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	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг	А.В. Воробьев	к.т.н., доцент		

Томск – 2021 г.

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке и иностранном(ых) языке(ах) для академического и профессионального взаимодействия	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования

Ине. № подл.	
Подп. и дата	
Ине. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ

Лист

2

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	ситуаций	работодателей к компетенциям выпускников
P9	Способен решать задачи профессиональной деятельности с использованием базовых знаний естественнонаучных дисциплин и информационных технологий, соблюдать основные требования информационной безопасности, в том числе защиты государственной тайны.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P10	Способен использовать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт для реализации исследований в области создания, модернизации и эксплуатации ядерных энергетических установок	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P11	Способен проводить математическое моделирование физических процессов и аппаратов технологического оборудования АС, в том числе на базе пакетов автоматизированного проектирования и исследований	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P12	Способен формулировать цели и задачи исследований в области создания и повышения эффективности эксплуатации АС, выбирать методику и средства проведения научных исследований, выполнять и анализировать результаты НИОКР, участвовать в испытаниях оборудования	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P13	Способен участвовать в организации безопасной экономической эксплуатации реакторной установки, оборудования и технологических систем энергоблока атомной электростанции, анализировать технологические процессы, режимные ограничения, алгоритмы управления и защиты АС, проводить контроль параметров сред	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P14	Способен участвовать в проектировании элементов оборудования и технологических систем атомных станций с учетом требований ядерной, радиационной,	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	пожарной, промышленной и экологической безопасности и с использованием современных информационных технологий	выпускников
P15	Способен применять и разрабатывать техническую документацию в соответствии с требованиями государственных, отраслевых и ведомственных стандартов и осуществлять проектно-конструкторскую деятельность в соответствии с техническим заданием в области профессиональной деятельности	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P16	Способен проводить технико-экономический анализ и оценку конкурентоспособности и экономической эффективности проектируемых систем, оборудования и АС в целом	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P17	Способен анализировать и рассчитывать ядерно-физические и нейтронно-физические процессы термодинамические, теплогидравлические, физико-химические и технологические процессы на атомной станции	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P18	Способен провести оценку ядерной и радиационной безопасности, организовывать мероприятия по обеспечению ядерной, радиационной, технической, пожарной безопасности, выполнению требований охраны труда в процессе производства электрической и тепловой энергии на атомных станциях, в том числе при обращении с ядерным топливом	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P19	Способен организовать работу малых коллективов исполнителей, планировать работу персонала, разрабатывать оперативные планы работы первичных производственных подразделений, организовывать рабочие места	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P20	Способен участвовать в проведении испытаний основного и вспомогательного оборудования атомных станций и ядерных энергетических установок, проводить	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	физические эксперименты на этапах физического энергетического пуска энергоблока с целью определения нейтронно-физических параметров реакторной установки и АС в целом	выпускников
P21	Способен проводить измерения электрических и неэлектрических величин применительно к объектам профессиональной деятельности, выполнять работы по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P22	Способен формулировать цели и задачи исследования, выбирать критерии оценки, выявлять приоритеты решения задач в сфере ядерной энергетики и технологий, теоретического и экспериментального исследования при решении профессиональных задач	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников
P23	Способен анализировать технологии монтажа, ремонта и демонтажа оборудования АС (и ЯЭУ) применительно к условиям сооружения, эксплуатации и снятия с эксплуатации энергоблоков АС	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования работодателей к компетенциям выпускников

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

Инженерная школа энергетики

Специальность **14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг**

НОЦ И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
А.В. Воробьев

(подпись)

(дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5051	Игдисамову Ильнуру Руслановичу

Тема работы:

**Проект энергоблока с реактором БН
мощностью 1200 МВт**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

16.12.2020, 351-38с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

20.01.2021

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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 особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Электрическая мощность: 1200 МВт.

Прототип:

энергоблок с реактором типа БН-1200

Структура турбины: ЦВД+ПП(газовый)+ЦНД.

Начальные параметры:

давление 14 МПа, температура 520.

Температура питательной воды 230.

Конечное давление – 0.003 МПа.

Давление в деаэраторе – 0.62 МПа.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов
(аналитический обзор по литературным источникам 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).

1. Расчёт схемы на конденсационный режим
2. Выбор основного оборудования
3. Проект парогенератора
4. Проект ядерного реактора (без нейтронно-физического)
5. Формулировка основных выводов

Перечень графического материала
(с точным указанием обязательных чертежей)

1. Развернутая тепловая схема энергоблока (1 л.)
2. Чертеж общего вида парогенератора (1 л.)
3. Чертеж общего вида ядерного реактора (1 л.)
4. Функциональная схема автоматического контроля и регулирования уровня воды в парогенераторе (1 л.)
5. Демонстрационный материал (1 л.)

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	В.В. Гузырь. Доцент ОСГН ШБИП
Социальная ответственность	И.Л. Мезенцева. Ассистент ООД ШБИП
Автоматизация технологических процессов	Атрошенко Ю.К. Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28 июня 2020 г.
---	-----------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова	Гвоздяков Дмитрий Васильевич	к.т.н.		28.06.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5051	Игдисамов Ильнур Русланович		28.06.2020

Подп. и дата
 Взам. инв. №
 Инв. № дубл.
 Подп. и дата
 Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

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

Студенту:

Группа	ФИО
5051	Игдисамову Ильнуру Руслановичу

Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	НОЦ И.Н. Бутакова
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Удельные капиталовложения за 1 кВт – 2858 USD. Стоимость топлива за 1 кг – 1390 USD/кг.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы годовых амортизационных отчислений.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налог на имущество – 2,2%. Налог на прибыль – 20%. Отчисления во внебюджетные фонды – 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Оценка капиталовложений в основные фонды.
2. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Определение годовых издержек на капитальный ремонт, топливо, заработную плату и определение общестанционных расходов.
3. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Определение: - себестоимости 1 кВт·ч; - балансовой и чистой прибыли; - балансовой и чистой рентабельности; - фондоотдачи; - срока окупаемости; - дохода.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15 октября 2020 г.
--	--------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Гузыр Владимир Васильевич	к.э.н.		15.10.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5051	Игдисамов Ильнур Русланович		15.10.2020

Инва. № подл. Подп. и дата
Инва. № инв. № Взам. инв. № Подп. и дата
Инва. № дубл. Инв. № дубл. Подп. и дата
Инва. № подл. Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ

Лист

8

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5051	Игдисамов Ильнур Русланович

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение	НОЦ И.Н.Бутакова
Уровень образования	Специалитет	Направление/ специальность	14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг

Тема ВКР:

Проект энергоблока с реактором БН мощностью 1200 МВт

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является блочный щит управления энергоблока с реактором типа БН. Область применения: производство электроэнергии
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Федеральный закон “Технический регламент о требованиях пожарной безопасности” от 28.12.2013 г. №123 – Федеральный закон “О специальной оценке условий труда” от 28.12.2013 г. №426
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: – отклонение показателей микроклимата; – повышенный уровень ионизирующего излучения; – недостаточная освещенность; – превышение уровней шума; Опасные факторы: – электрический ток.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: радиоактивные газоаэрозольные выбросы. Гидросфера: сброс сточных вод. Литосфера: Захоронение отработанного топлива.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: пожар на БЩУ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

15 октября 2020 г.

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева Ирина Леонидовна			15.10.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5051	Игдисамов Ильнур Русланович		15.10.2020

Подп. и дата
 Взам. инв. №
 Инв. № дубл.
 Подп. и дата
 Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ

Лист

9

Реферат

Выпускная квалификационная работа: 164 страницы, 24 рисунка, 34 таблицы, 2 приложения, 4 раздела, 30 использованных источников, 6 листов графического материала.

Ключевые слова: реактор, парогенератор, турбина, электростанция, энергия, пар, уран, деаэратор, энтальпия, расход, цилиндр, преобразование, процесс, влажность, сепаратор.

Объектом разработки и проектирования является энергоблок атомной электростанции с реактором на быстрых нейтронах, имеющий электрическую мощность 1200 МВт.

Целью данной работы является разработка и проектирование энергоблока АЭС на заданные параметры.

Полученные результаты говорят о том, что энергоблок удовлетворяет требуемым параметрам безопасности, надежности и экономической эффективности.

Получены основные технические характеристики: расход пара на турбину – 968,97 кг/с; коэффициент полезного действия (нетто) – 40%.

Область применения: топливно-энергетический комплекс, электроэнергетика, атомная энергетика, проектирование атомных электростанций.

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Оглавление

Введение.....	14
1. Расчет тепловой схемы.....	16
1.1 Анализ принципиальной тепловой схемы прототипа энергоблока16	
1.2 Составление принципиальной тепловой схемы энергоблока на конденсационный режим работы	17
1.3 Построение процесса расширения пара в h-s диаграмме	21
1.4 Заполнение таблицы параметров рабочего тела.....	26
1.5 Расчет принципиальной тепловой схемы на конденсационный режим работы	28
Составление и решение уравнения материальных и тепловых балансов всех элементов схемы.....	28
Составление и решение уравнений материального и теплового балансов регенеративных подогревателей	29
1.6 Определение расхода пара на турбину	35
1.7 Определение показателей тепловой экономичности	36
1.8 Выбор основного и вспомогательного оборудования	38
Выбор регенеративных подогревателей.....	38
Выбор питательных, конденсатных насосов	40
Выбор питательных насосов.....	40
Выбор деаэратора питательной воды	43
1.9 Определение числа петель реакторного контура	43
1.10 Определение количества потоков в ЦНД турбины.....	44
1.11 Эжекторы.....	45
1.12 Выбор схемы концевых уплотнений турбины	45
2. Расчет парогенератора.....	47

Инв. № подл	Подп. и дата
	Взам. инв. №
Инв. № дубл.	Подп. и дата
	Инв. № инв.
Инв. № подл	Подп. и дата
	Инв. № инв.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

2.1	Выбор и обоснование теплотехнической и конструктивной схем ПГ, используемых материалов	48
2.2	Расчет и построение тепловой диаграммы.....	49
2.3	Определение числа модулей и числа труб в модуле.....	53
2.4	Конструкторский расчёт	90
3.	Расчет реактора.....	95
3.1	Описание особенностей конструкции прототипа.....	95
3.2	Определение и уточнение основных геометрических характеристик реактора	96
3.3	Определение общего расхода теплоносителя и распределение его по зонам	105
3.4	Предварительный теплогидравлический расчет	106
3.5	Уточненный теплогидравлический расчет.....	113
4.	АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ уровня воды в парогенераторе.....	116
4.1	Описание технологического объекта регулирования	116
4.2	Выбор структуры автоматической системы регулирования уровня	117
4.3	Выбор технических средств автоматизации и контроля	118
4.4	Разработка схемы автоматизации	121
5.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	122
5.1	Анализ проекта.....	122
5.2	Оценка капиталовложений, стоимости основных фондов ...	123
5.3	Износ основных фондов, амортизационные отчисления на реновацию и капитальные ремонт.....	128
5.4	Себестоимость электроэнергии	130
5.5	Прибыль и срок окупаемости	133
5.6	Итоги раздела	137

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

6.	Социальная ответственность.....	138
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	139
	Специальные правовые нормы трудового законодательства, характерные для рабочей зоны	139
6.2	Производственная безопасность	141
6.3	Анализ вредных факторов.....	142
6.4	Анализ выявленных опасных факторов	145
6.5	Экологическая безопасность	146
6.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	148
	Анализ вероятных ЧС.....	148
	Мероприятия по предотвращению ЧС	149
6.7	Выводы по разделу	152
7.	Заключение	153
8.	Список использованных источников	154
9.	Приложение А1	160
10.	Приложение А2	161
11.	ПРИЛОЖЕНИЕ В	162

Графический материал: На отдельных листах
 ФЮРА.ХХХХХХ.001 ТЗ. Развернутая тепловая схема энергоблока
 ФЮРА.693410.002 ВО. Компоновка энергоблока
 ФЮРА.693410.003 ВО. Чертеж общего вида парогенератора
 ФЮРА.693100.004 ВО. Чертеж общего вида реактора
 ФЮРА.421000.005 С2. Схема функциональная
 Демонстрационный лист. Распределение параметров теплоносителя по высоте активной зоны.

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Введение

Воспроизводство ядерного горючего является важной особенностью ядерной энергетики и ее принципиальным отличием от энергетики традиционной. Сжигая 1 кг загруженного в реактор делящегося материала, получают $0,5 \div 1,7$ кг нового. Важной величиной, определяющей возможность воспроизводства делящихся ядер, является так называемый коэффициент воспроизводства (КВ).

Для реакторов на тепловых нейтронах $KB < 1$, а в реакторах на быстрых нейтронах в плутоний-плутониевом топливном цикле он может достигать $1,5 \div 1,7$. Вследствие воспроизводства ядерного горючего в реакторах на быстрых нейтронах ядерная энергетика имеет в долгосрочной перспективе принципиально более широкие возможности по сравнению с традиционными источниками энергии.

В СССР были созданы две промышленные установки с реакторами, охлаждаемыми натрием: БН-350 (в Казахстане) – для энергоблока двухцелевого назначения (производство электроэнергии и опресненной воды) и БН-600 (третий энергоблок БАЭС). Накоплен большой положительный опыт их эксплуатации. В скором времени заканчиваются все пуско-наладочные работы на абсолютно новом энергоблоке БАЭС – БН-800. Энергоблок БН-1200 должен стать родоначальником серийного производства реакторов на быстрых нейтронах данного типа.

В проекте энергоблока БН-1200 БАЭС использованы основные научно-технические и конструкторские решения эксплуатирующегося энергоблока БН-600, БН-800 подтвержденные хорошими эксплуатационными характеристиками (КИУМ 90% при КПД брутто 43,6 %). Энергоблок БН-1200 предназначен в основном для выработки электроэнергии и производства тепла. Режим работы энергоблока в энергосистеме – базовый.

Изм.	№ подп.	Подп. и дата	Изм. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ

Лист

14

Ли Изм. № докум. Подп. Дат

Характеристики и физические особенности реактора БН-1200 определяют многоцелевой характер его использования без учета основного его предназначения: потребитель, а при необходимости наработчик плутония; переработчик долгоживущих трансурановых элементов, накапливающиеся в ядерном топливе реакторов всех типов; наработчик изотопной продукции. Такие комплексные свойства не могут быть обеспечены в реакторных установках (РУ) других типов.

Основной целью данного дипломного проекта является применение теоретических знаний и практических навыков, полученных при изучении основных учебных дисциплин, в создании проекта энергоблока АЭС электрической мощностью 1200 МВт.

Инв. № подл.	Подп. и дата			
	Взам. инв. №			
Инв. № дубл.	Подп. и дата			
	Инв. № подл.			
Инв. № подл.	Подп. и дата			
	Взам. инв. №			
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ				
				Лист
				15

1. Расчет тепловой схемы

1.1 Анализ принципиальной тепловой схемы прототипа энергоблока

В качестве принципиальной тепловой схемы прототипа энергоблока выбираем схему энергоблока РБН-1200. Опираясь на исходные данные, выбираем в качестве прототипа турбоустановку К-1200-130, работающую на перегретом паре. Турбина имеет ЦСД. Для промежуточного перегрева пара используется одноступенчатый паро-паровой перегреватель.

Регенеративный подогрев питательной воды осуществляется шестью подогревателями (ПНД – 4, ПВД – 2). Деаэратор включен по самостоятельной (постоянное давление в Д) схеме. Так как БН-1200 является энергоблоком большой мощности, то для выработки установленной мощности требуется большой расход пара. В связи с этим питательный насос третьего контура требует приводную турбину. Отметим, что в данном курсовом проекте приводная турбина не проектируется. Основываясь на прототип турбины (К-800-130), отбор пара на турбопривод питательного насоса осуществляем с 3-го отбора по ходу пара (отбора в Д), так как он подходит по давлению, так же учитываем, что расход воды выше, чем в К-800-130, следовательно делаем запас по давлению примерно в 1,3-1,5.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

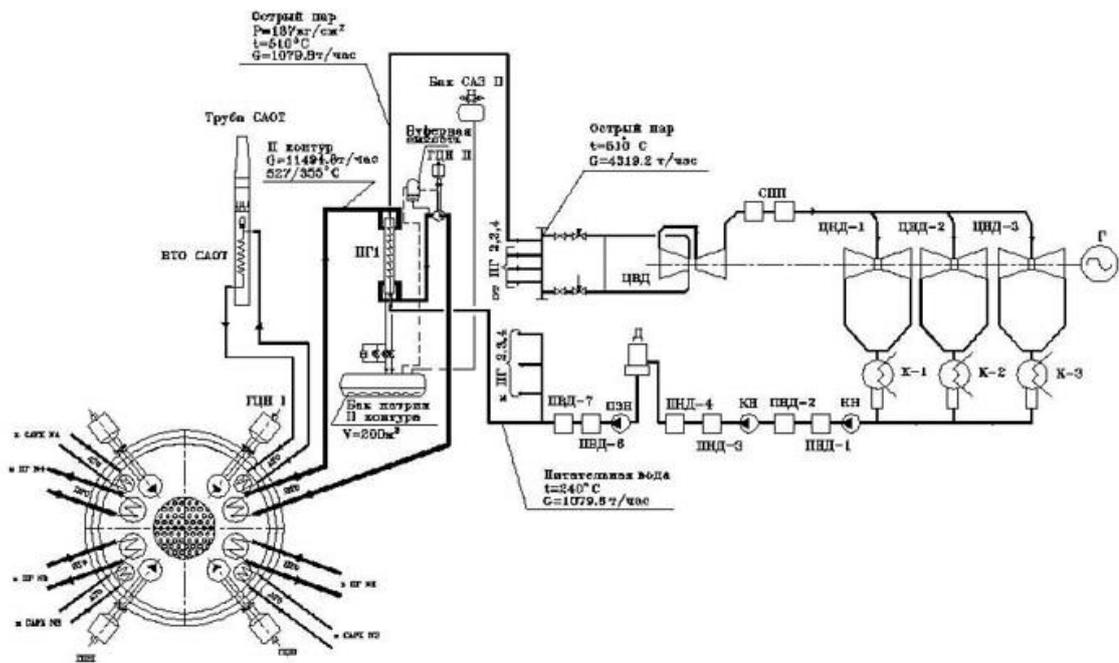


Рисунок 1 – Принципиальная схема БН-1200

1.2 Составление принципиальной тепловой схемы энергоблока на конденсационный режим работы

1) Определение температуры питательной воды после деаэратора и температуры основного конденсата перед деаэратором.

Давление питательной воды:

$$P_{ПВ} = 1,3 \cdot P_0 = 1,3 \cdot 14 = 18,2 \text{ МПа.}$$

Давление основного конденсата:

$$P_{ОК} = 1,3 \cdot P_D = 1,3 \cdot 0,67 = 0,806 \text{ МПа.}$$

Пренебрежём потерями давления по ходу основного тракта и питательной воды.

Температура питательной воды после деаэратора:

$$t_D = t_s(P_D) = t_s(0,67) = 160,1^\circ\text{C.}$$

Температура основного конденсата перед деаэратором (при задаваемом подогреве питательной воды в деаэраторе $\Delta t_D = 14,9^\circ\text{C}$):

$$t_{ОК1} = t_D - \Delta t_D = 160,1 - 14,9 = 145,2^\circ\text{C.}$$

2) Определение температуры питательной воды за насосом

Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № дубл.	Взам. инв. №
Инва. № подл.	Подп. и дата
Инва. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Повышение энтальпии в питательном насосе по формуле из [1]:

$$\Delta h_{\text{ПН}} = \frac{v' \cdot (P_{\text{ПВ}} - P_{\text{Д}}) \cdot 10^3}{\eta_{\text{ПН}}},$$

где удельный объём воды в состоянии насыщения при давлении в деаэраторе

$$v' = 1,102 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{кг};$$

КПД насоса $\eta_{\text{ПН}} = 0,8$.

$$\Delta h_{\text{ПН}} = \frac{1,102 \cdot 10^{-3} \cdot (18,2 - 0,62) \cdot 10^3}{0,8} = 24,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия питательной воды за насосом (при известном значении энтальпии насыщения воды при давлении деаэратора $h'_d = 676,1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$):

$$h_{\text{ПН}} = h'_d + \Delta h_{\text{ПН}} = 676,1 + 24,2 = 700,3 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Температура питательной воды после питательного насоса (на входе в ПВД-2):

$$t_{\text{ПН}} = f(P_{\text{ПВ}}, h_{\text{ПН}}) = f(18,2; 700,3) = 163,4 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

3) Определение подогревов питательной воды в регенеративных подогревателях высокого давления (ПВД).

Чтобы рассчитать подогрев питательной воды в регенеративных подогревателях высокого давления, воспользуемся рекомендациями из [1]:

$$\Delta t_{\text{нв}} = t_{\text{нв}} - t_{\text{нн}} = 230 - 163,4 = 66,6 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

В целях повышения термодинамического КПД цикла зададимся равномерным подогревом в регенеративных подогревателях высокого давления

$$\Delta t_{\text{ПВД}} = \frac{\Delta t_{\text{нв}}}{z} = \frac{66,6}{2} = 33,3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Тогда температура питательной воды на выходе из ПВД-2 и ПВД-1:

$$t_{\text{ПВ-2}} = t_{\text{ПН}} + \Delta t_{\text{ПВД}} = 163,4 + 33,3 = 196,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_{\text{ПВ-1}} = t_{\text{ПВ}} + \Delta t_{\text{ПВД}} = 196,7 + 33,3 = 230,0 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

4) Определение давления в отборе турбины на ПВД-2.

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Зададимся недогревом питательной воды в ПВД-2 в пределах рекомендаций [1] $\theta_{ПВД-2} = 3^\circ\text{C}$, тогда температура насыщения в ПВД-2:

$$t_s(P_2) = t_{ПВ} + \theta_{ПВД-2} = 196,7 + 3 = 199,7^\circ\text{C}.$$

По температуре насыщения определим давление пара в ПВД-2 $P_2 = 1,54 \text{ МПа}$. С учётом потерь в паровом тракте давление отбора из турбины:

$$P_{отб2} = 1,04 \cdot 1,54 = 1,61 \text{ МПа}.$$

5) Определение давления в отборе турбины на ПВД-1.

Зададимся недогревом до температуры насыщения в ПВД-1 в пределах рекомендаций [1] $\theta_{ПВД-1} = 3^\circ\text{C}$, тогда температура насыщения в ПВД-1:

$$t_s(P_1) = t_{ПВ-1} + \theta_{ПВД-1} = 230 + 3 = 233^\circ\text{C}.$$

По температуре насыщения определим давление пара в ПВД-1 $P_1 = 2,95 \text{ МПа}$. С учётом потерь в паровом тракте давление отбора из турбины:

$$P_{отб1} = 1,04 \cdot 2,95 = 3,07 \text{ МПа}.$$

6) Определение числа подогревателей низкого давления, перепадов температур $\Delta t_{ПНД i}$, а также давлений отборов из турбины на ПНД.

В целях повышения термодинамического КПД цикла зададимся равномерным подогревом в регенеративных подогревателях низкого давления $\Delta t_{ПНД} = 30^\circ\text{C}$.

Из пункта 2 раздела I известно, что температура основного конденсата перед деаэратором $t_{ОК1} = 145,2^\circ\text{C}$. Температура основного конденсата может быть определена по формуле (например $t_{ОК2}$ – температура основного конденсата перед входом в ПНД-1):

$$t_{ОК i} = t_{ОК i-1} - \Delta t_{ПНД}.$$

Определим температуру насыщения при конечном давлении $P_k = 0,003 \text{ МПа}$:

$$t_k = t_s(P_k) = 24,1^\circ\text{C}.$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Принимаем подогрев основного конденсата в пароструйном эжекторе и охладителе пара уплотнений по $\Delta t_{OЭ} = \Delta t_{OY} = 2 \text{ } ^\circ\text{C}$. Тогда температура основного конденсата перед регенеративными подогревателями будет равна

$$t_{OKn} = t_k + \Delta t_{OЭ} + \Delta t_{OY} = 24,1 + 2 + 2 = 28,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Таким образом, число ПНД можно определить как:

$$n_{\text{ПНД}} = \frac{t_{OK1} - t_{OKn}}{\Delta t_{\text{ПНД}}} = \frac{145,2 - 28,1}{30} = 3,9.$$

Повторим расчет, но при этом зададимся количеством ПНД

$$n_{\text{ПНД}} = 4.$$

$$\Delta t_{\text{ПНД}} = \frac{t_{OK1} - t_{OKn}}{n_{\text{ПНД}}} = \frac{145,2 - 28,1}{4} = 29,3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Зададимся одинаковым недогревом основного конденсата до температуры насыщения отборного пара из [11] $\theta_{\text{ПНД}} = 2 \text{ } ^\circ\text{C}$. Температура насыщения отборного пара определяется по формуле:

$$t_s(P_{i+2}) = t_{OKi} + \theta_{\text{ПНД}}.$$

Важным допущением является предположение о том, что потери в трактах отборного пара на подогреватели низкого давления одинаковы и составляют 5%. То есть давление отбора составит:

$$P_{\text{отб}i} = 1,05 \cdot P_i.$$

Определим давления отборов по представленной методике и занесём данные в таблицу 1.

Таблица 1 – Основные параметры основного конденсата

№ точки	t_{OKi}	Подогреватель	$t_s(P_{i+2})$	P_i	$P_{\text{отб}i}$
	$^\circ\text{C}$		$^\circ\text{C}$		
1 (перед деаэратором)	141,2	ПНД-1	143,2	0,396	0,415
2 (после ПНД-2)	111,9	ПНД-2	113,9	0,163	0,172
3 (после ПНД-3)	82,6	ПНД-3	84,6	0,057	0,060
4 (после ПНД-4)	53,4	ПНД-4	55,4	0,016	0,017
5 (после ОУ и ОЭ)	24,1	-	26,1	-	-

Подп. и дата
 Взам. инв. №
 Инв. № дубл.
 Подп. и дата
 Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

1.3 Построение процесса расширения пара в h-s диаграмме

Составление теоретического и действительного процессов расширения пара в ЦВД.

Начальная температура пара на входе в стопорно-регулирующий клапан:

$$t_{0ЦВД} = 520^{\circ}\text{C}.$$

Тогда энтальпия пара на входе в стопорно-регулирующий клапан при начальном давлении $P_{0ЦВД} = 14 \text{ МПа}$:

$$h_{0ЦВ} (t_{0ЦВД}, P_{0ЦВД}) = 3379,8 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

В стопорно-регулирующем клапане происходит процесс дросселирования, то есть энтальпия пара на входе в турбину (при давлении после стопорно-регулирующего клапана $P_0' = 0,95 \cdot P_0 = 0,95 \cdot 14 = 13,3 \text{ МПа}$) :

$$h_{0ЦВД} (t_{0ЦВД}', P_{0ЦВД}') = h_{0ЦВ} (t_{0ЦВД}, P_{0ЦВД}) = 3379,8 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Из этого условия легко определить начальные параметры пара на входе в цилиндр высокого давления (ЦВД) $A_{0ЦВД}'$:

$$\text{температура } t_{0ЦВД}' = 516,9^{\circ}\text{C};$$

$$\text{давление } P_{0ЦВД}' = 13,3 \text{ МПа};$$

$$\text{энтропия } s_{0ЦВД}' = 6,486 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Тогда параметры точки окончания теоретического процесса расширения пара в ЦВД $A_{1ЦВД}$ определяются построением изоэнтропийного процесса из точки $A_{0ЦВД}'$ до давления $P_{разд}$, оно выбирается в интервале $P_{разд} = 0,4 \div 1,2 \text{ МПа}$ выбирается в зависимости от конструкции турбины в результате техникоэкономической оптимизации, так же смотрим на то, чтобы организовать отбор для деаэратора [1].

$$P_d = 1,05 \cdot P_0 = 1,05 \cdot 0,62 = 0,651 \text{ МПа}.$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$h_{1ЦВД} = 2652,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

энтальпия

$$t_{1ЦВД} = 162,0^{\circ}\text{C};$$

температура

$$P_{1ЦВД} = P_{разд} = 0,651 \text{ МПа};$$

давление

$$s_{1ЦВД} = 6,486 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

энтропия

$$x_{1ЦВД} = 94,84 \text{ \%}.$$

степень сухости

Располагаемый теплоперепад на ЦВД без учёта потерь с входной скоростью:

$$H_{0ЦВД} = h'_{0ЦВД} - h_{1ЦВД} = 3379,8 - 2652,6 = 727,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад на ЦВД с учётом относительного внутреннего КПД цилиндра $\eta_{oiЦВД} = 0,868$:

$$H_{iЦВД} = H_{0ЦВД} \cdot \eta_{oiЦВД} = 727,2 \cdot 0,868 = 631,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Следовательно, энтальпия точки окончания действительного процесса расширения пара в ЦВД $A_{1ЦВД}$:

$$h_{1ЦВД} = h'_{0ЦВД} - H_{iЦВД} = 3379,8 - 631,8 = 2748,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Тогда параметры точки окончания действительного процесса расширения пара в ЦВД $A_{1ЦВД}$ определяются по энтальпии точки $h_{1ЦВД}$ и давлению $P_{1ЦВД} = P_{разд} = 0,651 \text{ МПа}$

$$h_{1ЦВД} = 2748,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

энтальпия

$$t_{1ЦВД} = 162,0^{\circ}\text{C};$$

температура

$$s_{1ЦВД} = 6,706 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

энтропия

$$x_{1ЦВД} = 99,47 \text{ \%};$$

степень сухости

Находим энтальпии отборов:

1 отбор по ходу пара (П1):

$$h_t = f(P_1, s_{1ЦВД}) = f(3,07 \text{ МПа}, 6,486 \text{ кДж/кг} \cdot \text{K}) = 2968,4 \text{ кДж/кг}$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$h_1 = h_0' - (h_0' - h_{1t}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} = 3379,8 - (3379,8 - 2968,4) \cdot 0,868 = 3022,7 \text{ кДж/кг}$$

2 отбор по ходу пара (П2):

$$h_{2t} = f(P_2, s_{1ЦВД}) = f(1,61 \text{ МПа}, 6,486 \text{ кДж/кг} \cdot K) = 2825,2 \text{ кДж/кг}$$

$$h_2 = h_0' - (h_0' - h_{2t}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} = 3379,8 - (3379,8 - 2825,2) \cdot 0,868 = 2898,4 \text{ кДж/кг}$$

3 отбор по ходу пара – отбор на деаэратор, он совпадает с окончанием действительного процесса расширения в ЦВД.

По рекомендациям [1] давление пара за промперегревателем:

$$P_{III} = 0,9 \cdot P_{3отб} = 0,9 \cdot 0,651 = 0,586 \text{ МПа.}$$

t_{III} принимаем на 20 °С меньше чем температура на входе в стопорно-регулирующий клапан ЦВД для окончания процесса расширения в ЦВД в области влажного пара. $t_{0ЦВД} = 500 \text{ °С}$.

Тогда, энтальпия пара за промперегревателем:

$$h_{III} = f(P_{III}, t_{III}) = f(0,586 \text{ МПа}, 500 \text{ °С}) = 3483,5 \text{ кДж/кг}.$$

Определяется давление на входе в ЦНД P'_{III} с учетом потерь давления в отсечных клапанах. Эта потеря составляет 4% [1] от P_{III} , т.е.

$$P'_{III} = 0,96 \cdot P_{III} = 0,96 \cdot 0,586 = 0,562 \text{ МПа}.$$

Определяем начальные параметры пара на входе в цилиндр низкого давления (ЦНД)

$$s'_{0ЦД} = f(P'_{III}, h_{III}) = f(0,562 \text{ МПа}, 3483,5 \text{ кДж/кг}) = 8,034 \text{ кДж/кг} \cdot K$$

Располагаемый теплоперепад ЦНД:

$$H_0^{ЦНД} = h_{III} - h_{kt} = 3483,5 - 2389,8 = 1093,7 \text{ кДж/кг}$$

$$\text{где } h_{kt} = f(P_k, s'_5) = f(0,00315 \text{ МПа}, 8,034 \text{ кДж/кг} \cdot K) = 2389,8 \text{ кДж/кг},$$

P_k - давление пара на выходе из ЦНД с учетом потери давления в выхлопном патрубке турбины.

$$P'_k = 1,05 \cdot P_k = 1,05 \cdot 0,003 = 0,00315 \text{ МПа}.$$

Действительный теплоперепад ЦНД:

$$H_i^{ЦНД} = H_0^{ЦНД} \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 1093,7 \cdot 0,86 = 940,6 \text{ кДж/кг}$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

где $\eta_{oi}^{ЦНД} = 0,86$ принято с учетом высокой технологичности проточной части ЦНД.

Определение 4 отбора (ПЗ):

$$h_{4t} = f(P_4, s'_{ЦСД}) = f(0,415 \text{ МПа}, 8,034 \text{ кДж/кг} \cdot K) = 3379,3 \text{ кДж/кг}$$

$$h_4 = h_{nn}' - (h_{nn}' - h_{4t}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} = 3483,5 - (3483,5 - 3379,3) \cdot 0,86 = 3393,9 \text{ кДж/кг}$$

Определение 5 отбора (П4):

$$h_{5t} = f(P_5, s'_{ЦСД}) = f(0,172 \text{ МПа}, 8,034 \text{ кДж/кг} \cdot K) = 3112,4 \text{ кДж/кг}$$

$$h_5 = h_{nn}' - (h_{nn}' - h_{5t}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} = 3483,5 - (3483,5 - 3112,4) \cdot 0,86 = 3164,4 \text{ кДж/кг}$$

Определение 6 отбора (П5):

$$h_{6t} = f(P_6, s'_{ЦСД}) = f(0,060 \text{ МПа}, 8,034 \text{ кДж/кг} \cdot K) = 2858,1 \text{ кДж/кг}$$

$$h_6 = h_{nn}' - (h_{nn}' - h_{6t}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} = 3483,5 - (3483,5 - 2858,1) \cdot 0,86 = 2945,7 \text{ кДж/кг}$$

Определение 7 отбора (ПП6):

$$h_{7t} = f(P_7, s'_{ЦСД}) = f(0,0168 \text{ МПа}, 8,034 \text{ кДж/кг} \cdot K) = 2625,0 \text{ кДж/кг}$$

$$h_7 = h_{nn}' - (h_{nn}' - h_{7t}) \cdot \eta_{oi}^{ЦСД} = 3483,5 - (3483,5 - 2625,0) \cdot 0,86 = 2745,2 \text{ кДж/кг}$$

$$h_k = h_{пп}' - (h_{пп}' - h_{kt}) \cdot \eta_{oi}^{ЦНД} = 3483,5 - (3483,5 - 2389,8) \cdot 0,86 = 2542,9 \text{ кДж/кг}$$

Определяем конечные параметры пара на выходе из цилиндра низкого давления (ЦНД) $A_{ЦНД}'$:

$$\text{температура } t_{ЦНД}' = 24,1^\circ C;$$

$$\text{давление } P_{ЦНД}' = 0,003 \text{ МПа};$$

$$\text{энтропия } s_{ЦНД}' = 8,743 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$\text{степень влажности } y' = 0,08.$$

Построение процесса расширения пара в турбоприводе питательного насоса:

Принимаем потерю давления в паропроводе к приводной турбине размере 10% от давления отбора, также учтём 4% потерь давления перед стопорным клапаном приводной турбины. Таким образом, давление на входе в турбопривод:

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$P_{ТП} = 0,9 \cdot 0,95 \cdot P_{ин} = 0,9 \cdot 0,96 \cdot 0,562 = 0,506 \text{ МПа.}$$

Процесс потери давления в паропроводе к приводной турбине является изоэнтальпийным, тогда энтальпия на входе в приводную турбину:

$$h_{0ТП} = h_{1ТП} = 2748,6 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Процесс теоретического расширения пара в приводной турбине является изоэнтропным, тогда энтальпия точки теоретического окончания расширения пара в турбоприводе легко определяется по соответствующей энтропии точки начала расширения $s_{0ТП} = 8,137 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$ и конечному давлению

$$P_k = 0,00315 \text{ МПа} :$$

$$h_{1ТП} = 2420,7 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Теоретический теплоперепад на турбопривод:

$$H_{0ТП} = h_{0ТП} - h_{1ТП} = 3483,5 - 2420,7 = 1079,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Принимаем относительный внутренний КПД приводной турбины по рекомендациям из [1] $\eta_{0ТП} = 0,8$, тогда действительный теплоперепад на турбопривод составит:

$$H_{1ТП} = H_{0ТП} \cdot \eta_{0ТП} = 1079,2 \cdot 0,8 = 863,4 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Энтальпия точки окончания действительного процесса расширения пара в приводной турбине:

$$h_{1ТП} = h_{0ТП} - H_{1ТП} = 3483,5 - 863,4 = 2620,1 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Влажность на выходе из турбопривода $y_{1ТП} = 0,23 \%$.

Относительный расход пара на турбопривод определяется по формуле из [3] (при известных по рекомендациям из [3] значениях механического КПД турбопривода $\eta_{мТП} = 0,98$):

$$\alpha_{ТП} = \frac{\alpha_{ПВ} \cdot \Delta h_{ПВ}}{H_{1ТП} \cdot \eta_{мТП}} = \frac{1,015 \cdot 24}{863,4 \cdot 0,98} = 0,029.$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

1.4 Заполнение таблицы параметров рабочего тела

Действительный теплоперепад турбины составит:

$$H_i = H_{\text{ЦВД}} + H_{\text{ЦНД}} = 631,2 + 940,6 = 1571,8 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Ранее определили энтальпии точек пересечения изобар $P_{\text{отб}1}, P_{\text{отб}2}$ с действительным процессом расширения пара в ЦВД, а $P_{\text{отб}4}, P_{\text{отб}6}, P_{\text{отб}6}, P_{\text{отб}7}$ - с действительным процессом расширения пара в ЦНД, построенных на h-s диаграмме, которая приложена к данной пояснительной записке. Энтальпии точек пересечения занесем в таблицу 3 в графу $h_{\text{отб}}$.

Коэффициент недовыработки пара в отсеке турбины:

$$y_j = \frac{H_i - H_j}{H_i}$$

Температура дренажа охладителя дренажа (при известной температуре основного конденсата на входе в j-ый подогреватель $t_{\text{ОК ВХ } j}$ и подогрева воды в охладителе дренажа по [1] $\Delta t_{\text{ОД}} = 10^\circ\text{C}$):

$$t_{\text{од}j} = t_{\text{ОК ВХ } j} + \Delta t_{\text{ОД}}$$

Энтальпия дренажа охладителя дренажа:

$$h_{\text{од}j} = f(t_{\text{од}j})$$

Рассчитаем $t_{\text{од}}$; $h_{\text{од}}$ для П-5 (приложение Б) :

$$t_{\text{од}} = t_{\text{ок вх}6} + 10 = 53,4 + 10 = 63,4^\circ\text{C}; h_{\text{од}} = f(t_{\text{од}}) = f(63,4) = 265,9 \text{кДж} / \text{кг};$$

Рассчитаем $t_{\text{од}}$; $h_{\text{од}}$ для П-4 (приложение Б) :

$$t_{\text{од}} = t_{\text{ок вх}5} + 10 = 82,6 + 10 = 92,6^\circ\text{C}; h_{\text{од}} = f(t_{\text{од}}) = f(92,6) = 388,7 \text{кДж} / \text{кг};$$

Рассчитаем $t_{\text{од}}$; $h_{\text{од}}$ для П-3 (приложение Б) :

$$t_{\text{од}} = t_{\text{ок вх}4} + 10 = 111,9 + 10 = 121,9^\circ\text{C}; h_{\text{од}} = f(t_{\text{од}}) = f(121,9) = 512,4 \text{кДж} / \text{кг};$$

Рассчитаем $t_{\text{од}}$; $h_{\text{од}}$ для П-2 (приложение Б) :

$$t_{\text{од}} = t_{\text{ПН}} + 10 = 163,4 + 10 = 173,4^\circ\text{C}; h_{\text{од}} = f(t_{\text{од}}) = f(173,4) = 743,6 \text{кДж} / \text{кг};$$

Рассчитаем $t_{\text{од}}$; $h_{\text{од}}$ для П-1 (приложение Б) :

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$t_{od} = t_{ок\ ex2} + 10 = 199,7 + 10 = 209,7^{\circ}C; h_{od} = f(t_{od}) = f(209,7) = 902,5 \text{ кДж / кг};$$

По рекомендациям [1] остаточный перегрев пара, охлаждённого в охладителе пара равен $\Delta t_{по} = 15^{\circ}C$, то есть температура пара после охлаждения его в охладителе пара:

$$t_{поj} = t_s(P_j) + \Delta t_{по}.$$

По рекомендациям энтальпия пара после охладителя пара [1]

$$h_{поj} = f(P_{отбj}; t_{поj}).$$

Результаты расчётов занесем в приложение А2.

Инв. № подл	Подп. и дата				Лист
	Взам. инв. №				
Инв. № дубл.	Подп. и дата				27
	Инв. № дубл.				
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

1.5 Расчет принципиальной тепловой схемы на конденсационный режим работы

Задача: составление и решение уравнения материальных и тепловых балансов всех элементов схемы, определение расхода пара на турбину и показателей тепловой экономичности ПТУ и энергоблока.

Составление и решение уравнения материальных и тепловых балансов всех элементов схемы

Составим материальный баланс по пару. Принимаем относительный расход пара на турбину $\alpha_0 = 1$. Относительный расход пара из парогенератора в общем случае равен:

$$\alpha_{\text{ПГ}} = \alpha_0 + \alpha_{\text{упл}} + \alpha_{\text{ут}},$$

где относительный расход пара на утечки по рекомендации из [3] $\alpha_{\text{ут}} = 0,0100$, относительный расход пара на уплотнения по рекомендации из [3] $\alpha_{\text{упл}} = 0,0050$

$$\alpha_{\text{ПГ}} = 1 + 0,01 + 0,005 = 1,015.$$

Относительный расход пара из деаэратора на охладители эжекторов по рекомендациям [3]:

$$\alpha_{\text{э}} = 0,002.$$

Составим материальный баланс по воде. Так как парогенератор рассматриваемого энергоблока является прямоточным, то он не требует расхода на непрерывную продувку, следовательно относительный расход питательной воды в ПГ:

$$\alpha_{\text{ПВ}} = \alpha_{\text{ПГ}} = 1,015.$$

Относительный расход добавочной воды, компенсирующей потери рабочего тела на АЭС принимаем равным по рекомендации [3] относительному расходу рабочего тела на утечки: $\alpha_{\text{ДВ}} = \alpha_{\text{ут}} = 0,01$.

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Составление и решение уравнений материального и теплового балансов регенеративных подогревателей

Введём ряд допущений:

пренебрегаем потерями давления отборного пара, питательной воды и основного конденсата в регенеративных подогревателях;

пренебрегаем потерями давления в трубопроводах основного конденсата и питательной воды;

КПД регенеративных подогревателей $\eta_{ПВД}, \eta_{ПНД}$ и деаэрата η_D принимаем равными 0,98;

пренебрегаем потерями теплоты в трактах отборного пара – считаем, что отборный пар приходит в регенеративные подогреватели и деаэратор с энтальпией отбора;

пренебрегаем потерями теплоты в трубопроводах основного конденсата и питательной воды – считаем, что в каждый последующий регенеративный подогреватель основной конденсат или питательная вода приходят с энтальпией, равной энтальпии основного конденсата или питательной воды на выходе из предыдущего (за исключением подогрева питательной воды в питательном насосе).

Введём ряд обозначений:

$\alpha_{отбi}$ - относительный расход пара в отбор на i -ый регенеративный подогреватель; деаэратор подключен самостоятельно;

Энтальпия основного конденсата на входе в 6-ой регенеративный подогреватель:

$$h_{В6вх} = f(t_{oy}, P_6) = f(33; 0,19) = 138,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

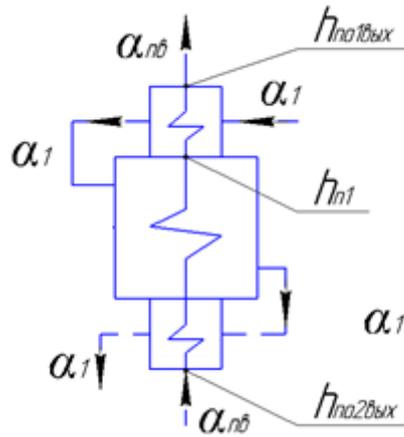


Рисунок 2 – Расчетная схема для П1

$$\begin{cases} \alpha_1 \cdot (h_1 - h_{по1}) = \frac{\alpha_{пв} \cdot (h_{по1вх} - h_{п1})}{\eta}; \\ \alpha_1 \cdot h_{по1} - \alpha_1 \cdot h_{ор1} = \frac{\alpha_{пв} \cdot (h_{п1} - h_{по2вх})}{\eta}; \end{cases}$$

Подставим известные значения в систему уравнений, описывающих расчётную схему для П1:

$$\begin{cases} \alpha_1 \cdot (3023 - 2853) = \frac{\alpha_{пв} \cdot (h_{по1вх} - 993,9)}{0,98}; \\ \alpha_1 \cdot 2853 - \alpha_1 \cdot 902,5 = \frac{\alpha_{пв} \cdot (993,9 - h_{по2вх})}{0,98}; \end{cases}$$

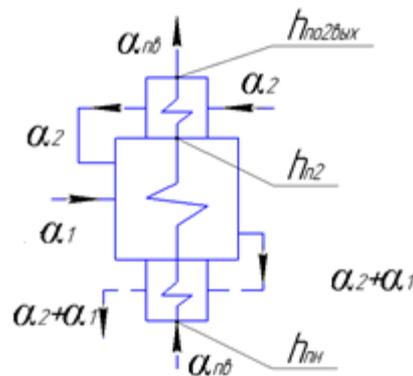


Рисунок 3 - Расчетная схема П2

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подп	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

$$\begin{cases} \alpha_2 \cdot (h_2 - h_{\text{ПО2}}) = \frac{\alpha_{\text{ПВ}} \cdot (h_{\text{ПО2}_{\text{вых}}} - h_{\text{П2}})}{\eta}; \\ \alpha_2 \cdot h_{\text{ПО2}} + \alpha_1 \cdot h_{\text{оп1}} - (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot h_{\text{оп2}} = \frac{\alpha_{\text{ПВ}} \cdot (h_{\text{П2}} - h_{\text{ПН}})}{\eta}; \end{cases}$$

Подставим известные значения в систему уравнений, описывающих расчётную схему для П2:

$$\begin{cases} \alpha_2 \cdot (2898 - 2834) = \frac{\alpha_{\text{ПВ}} \cdot (h_{\text{ПО2}_{\text{вых}}} - 845)}{0,98}; \\ \alpha_2 \cdot 2834 + \alpha_1 \cdot 902,5 - (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot 743,6 = \frac{\alpha_{\text{ПВ}} \cdot (845 - 700,3)}{0,98}; \end{cases}$$

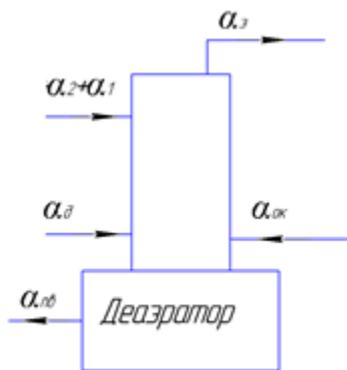


Рисунок 4- Расчётная схема деаэратора

$$\begin{cases} \alpha_{\text{ПВ}} = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_{\text{д}} + \alpha_{\text{ок}} - \alpha_3; \\ (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot h_{\text{оп2}} + \alpha_{\text{д}} \cdot h_{\text{д}} + \alpha_{\text{ок}} \cdot h_{\text{н3}} - \alpha_3 \cdot h_3 = \frac{\alpha_{\text{нв}} \cdot h_{\text{дд}}}{\eta}; \end{cases}$$

Подставим известные значения в систему уравнений, описывающих расчётную схему для Д:

$$\begin{cases} \alpha_{\text{ПВ}} = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_{\text{д}} + \alpha_{\text{ок}} - \alpha_3; \\ (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot 743,6 + \alpha_{\text{д}} \cdot 2749 + \alpha_{\text{ок}} \cdot 594,7 - 0,002 \cdot 2758 = \frac{1,005 \cdot 676,1}{0,98}; \end{cases}$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Таблица 2- Значения рассчитанных расходов и энтальпий

α_1	0,077	Отн.ед.
α_2	0,067	
$\alpha_{ок}$	0,837	
α_d	0,037	
$h_{ПО1ВЫХ}$	1007	кДж/кг
$h_{ПО2ВЫХ}$	849	

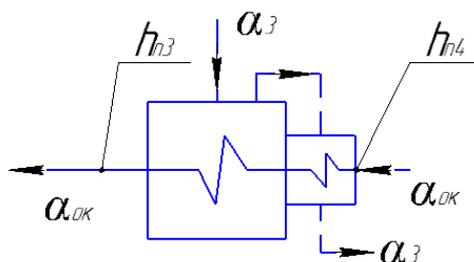


Рисунок 5 – Расчётная схема П3

$$\alpha_3 \cdot (h_3 - h_{од3}) = \frac{\alpha_{ок} \cdot (h_{П3} - h_{П4})}{\eta};$$

Подставим известные значения в систему уравнений, описывающих расчётную схему для П3:

$$\alpha_3 \cdot (3394 - 512,4) = \frac{\alpha_{ок} \cdot (594,7 - 470)}{0,98};$$

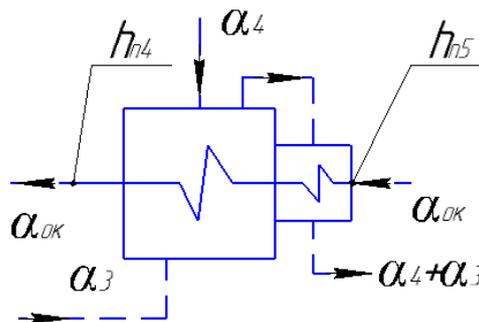


Рисунок 6– Расчётная схема П4

$$\alpha_4 \cdot h_4 + \alpha_3 \cdot h_{од3} - (\alpha_3 + \alpha_4) \cdot h_{од4} = \frac{\alpha_{ок} \cdot (h_{П4} - h_{П5})}{\eta};$$

Подставим известные значения в систему уравнений, описывающих расчётную схему для П4:

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$\alpha_4 \cdot 3164 + \alpha_3 \cdot 512,4 - (\alpha_3 + \alpha_4) \cdot 388,7 = \frac{\alpha_{ок} \cdot (470 - 346,7)}{0,98};$$

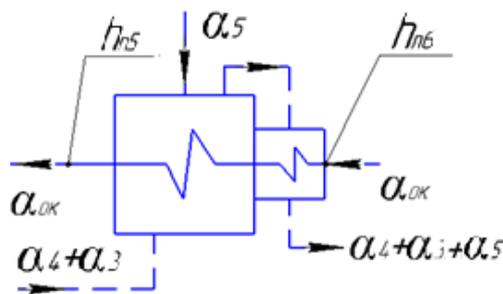


Рисунок 7– Расчётная схема П5

$$\alpha_5 \cdot h_5 + (\alpha_3 + \alpha_4) \cdot h_{од4} - (\alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5) \cdot h_{од5} = \frac{\alpha_{ок} \cdot (h_{П5} - h_{П6})}{\eta};$$

Подставим известные значения в систему уравнений, описывающих расчётную схему для П5:

$$\alpha_5 \cdot h_5 + (\alpha_3 + \alpha_4) \cdot 388,7 - (\alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5) \cdot 265,9 = \frac{\alpha_{ок} \cdot (346,7 - 224,1)}{0,98};$$

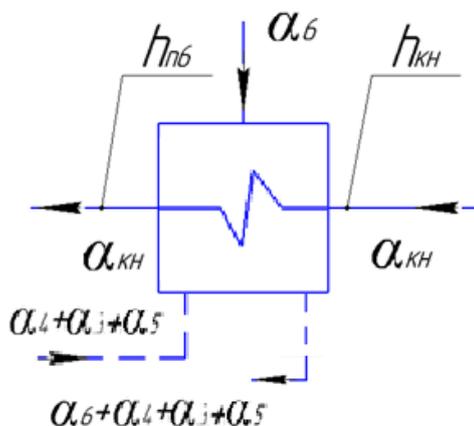


Рисунок 8 – Расчётная схема П6

$$\alpha_6 \cdot h_6 + (\alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5) \cdot h_{од5} - (\alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6) \cdot h_{од6} = \frac{\alpha_{ок} \cdot (h_{П6} - h_{кн})}{\eta}$$

Подставим известные значения в систему уравнений, описывающих расчётную схему для П6:

$$\alpha_6 \cdot 2745 + (\alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5) \cdot 265,9 - (\alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6) \cdot 224,1 = \frac{\alpha_{ок} \cdot (224,1 - 101)}{\eta}$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Составим баланс основного конденсата:

$$\alpha_{ок} = \alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_{кн}$$

Таблица 3 - Значения рассчитанных расходов

Величина	Значение	Единицы измерения
α_3	0,037	Отн.ед.
α_4	0,036	
α_5	0,036	
α_6	0,033	
$\alpha_{кн}$	0,695	

Проверим правильность решения уравнений материального баланса энергоблока, работающего в конденсационном режиме по относительному расходу пара в конденсатор, как показано в [3]:

$$\begin{aligned} \alpha_K &= 1 - \sum_i^6 \alpha_{отби} - \alpha_{ТП} - \alpha_D = \\ &= 1 - 0,077 - 0,066 - 0,037 - 0,036 - 0,036 - 0,033 - 0,041 - 0,029 - 0,037 \\ &= 0,649. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \alpha_K^* &= \alpha_{кн} - \alpha_{УПЛ} - \alpha_Э - \alpha_{ТП} - \alpha_{ДВ} = \\ &= 0,608 - 0,005 - 0,002 - 0,029 - 0,01 = 0,649. \end{aligned}$$

Относительная погрешность расчёта:

$$\delta = \frac{|\alpha_K - \alpha_K^*|}{\alpha_K} \cdot 100\% = \frac{|0,649 - 0,649|}{0,649} \cdot 100\% = 0\%$$

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подп	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

1.6 Определение расхода пара на турбину

Расход пара на турбину определяется по формуле из [3]:

$$G_0 = \frac{N_g \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_M \cdot \eta_G \cdot \left(1 - \sum_i^6 (\alpha_{омбi} \cdot y_i) - \alpha_D \cdot y_D - \alpha_{III} \cdot y_{III} - \alpha_{TP} \cdot y_{TP}\right)},$$

где: механический КПД турбины $\eta_M = 0,98$;

КПД генератора $\eta_G = 0,99$;

электрическая мощность $N_g = 1200 \text{ МВт}$;

действительный теплоперепад на турбину $H_i = 1572 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$;

коэффициент недовыработки пара турбопривода:

$$y_{TP} = \frac{H_i - H_{iTP}}{H_i} = \frac{1572 - 863,4}{1572} = 0,451;$$

коэффициенты недовыработки пара в отсеке турбины y_i берутся из приложения Б

$$\begin{aligned} & \left(1 - \sum_i^6 (\alpha_{омбi} \cdot y_i) - \alpha_D \cdot y_D - \alpha_{III} \cdot y_{III} - \alpha_{TP} \cdot y_{TP}\right) = \\ & = 1 - 0,077 \cdot 0,773 - 0,066 \cdot 0,694 - 0,037 \cdot 0,598 - 0,037 \cdot 0,541 - \\ & - 0,037 \cdot 0,598 - 0,037 \cdot 0,541 - 0,036 \cdot 0,395 - 0,036 \cdot 0,256 - \\ & - 0,033 \cdot 0,129 - 0,029 \cdot 0,451 = 0,812 \end{aligned}$$

$$G_0 = \frac{1200 \cdot 10^3}{1572 \cdot 0,98 \cdot 0,99 \cdot 0,812} = 968,4 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Для проверки результата рассчитаем электрическую мощность:

$$\begin{aligned} N_g &= G_0 \left(H_i \cdot \alpha_K + \sum_i^6 (\alpha_{омбi} \cdot H_i) + \alpha_D \cdot y_D + \alpha_{III} \cdot y_{III} + \alpha_{TP} \cdot H_{iTP} \right) \eta_M \eta_G = \\ &= 968,4 \cdot (1572 \cdot 0,649 + 0,077 \cdot 357,1 + 0,066 \cdot 481,4 + 0,037 \cdot 631,2 + \\ & + 0,037 \cdot 720,8 + 0,036 \cdot 950,3 + 0,036 \cdot 1169 + 0,033 \cdot 1370 + \\ & + 0,029 \cdot 863,4) \cdot 0,98 \cdot 0,99 = 1,2 \cdot 10^6 \end{aligned}$$

Инд. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата
Инд. № подл.	Подп. и дата	Инд. № подл.
Ли	Изм.	№ докум.
Подп.	Дат	

Таким образом, относительная погрешность расчёта составила:

$$\delta = \frac{|N_s - N_s^*|}{N_s} \cdot 100\% = \frac{|1,2 \cdot 10^6 - 1,2 \cdot 10^6|}{1,2 \cdot 10^6} \cdot 100\% = 0\%.$$

Зная определение относительного расхода

$$\alpha_{отбi} = \frac{G_0}{G_{отбi}}, \text{ составим таблицу абсолютных расходов турбоустановки.}$$

Таблица 4 – Абсолютные расходы пара, питательной воды и основного конденсата при работе энергоблока в конденсационном режиме

Величина	Единицы измерения	Значение	Величина	Единицы измерения	Значение
$\alpha_{отб1}$	отн. ед.	0,077	$G_{отб1}$	$\frac{кг}{с}$	74,61087
$\alpha_{отб2}$		0,066	$G_{отб2}$		63,95218
$\alpha_{отб3}$		0,037	$G_{отб3}$		35,85198
$\alpha_{отб4}$		0,036	$G_{отб4}$		34,88301
$\alpha_{отб5}$		0,036	$G_{отб5}$		34,88301
$\alpha_{отб6}$		0,033	$G_{отб6}$		31,97609
α_D		0,037	G_D		35,85198
α_{OK}		0,837	G_{OK}		811,0299
α_{KH}		0,695	G_{KH}		673,4358

1.7 Определение показателей тепловой экономичности

1) Тепловая нагрузка парогенерирующей установки определяется по формуле из [3]:

$$Q_{ПГ} = G_0 \cdot \alpha_{ПГ} \cdot (h_{0ЦВД} - h_{ПВ}),$$

где: относительный расход пара в ПГ $\alpha_{ПГ} = \alpha_{ПВ} = 1,015$;

энтальпия питательной воды на входе в ПГ $h_{ПВ} = h_{ПВ1вых} = 1007 \frac{кДж}{кг}$;

$$Q_{ПГ} = 968,97 \cdot 1,015 \cdot (3380 - 1007) = 2333,8 МВт.$$

Инва. № подл. Подп. и дата Инв. № дубл. Инв. и инв. № Взам. и инв. № Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

2) Полная тепловая нагрузка турбоустановки по формуле из [3]

(энтальпия добавочной воды $h'_k = 130 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$):

$$Q_{TV} = G_0 \cdot [(\alpha_0 + \alpha_{VII}) \cdot (3380 - 1007) + \alpha_{ДВ} \cdot (h'_k - h_{ПВ})] =$$

$$= 968,97 \cdot [(1 + 0,0050) \cdot (3317 - 1033) + 0,01 \cdot (130 - 1007)] = 2215,7 \text{ МВт}.$$

3) Тепловая нагрузка турбоустановки по производству электроэнергии (при отсутствии тепловых потребителей):

$$Q_{TV \text{ э}} = Q_{TV} = 2215,7 \text{ МВт}.$$

4) Мощность турбопривода по [3] определяется как:

$$N_{III} = G_0 \cdot \alpha_{ПВ} \cdot \Delta h_{III} = 968,97 \cdot 1,015 \cdot 24,2 = 2,38 \cdot 10^4 \text{ кВт} = 23,8 \text{ МВт}.$$

5) КПД турбоустановки по производству электроэнергии по [3]:

$$\eta_{TV \text{ э}} = \frac{N_{III} + N_{\text{э}}}{Q_{TV}} = \frac{23,8 + 1200}{2215,7} = 0,437.$$

6) КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто) по [1] и [3]:

$$\eta_{c \text{ э}} = \eta_{РВ} \cdot \eta_{ТР1} \cdot \eta_{ПТО} \cdot \eta_{ТР2} \cdot \eta_{ПГ} \cdot \eta_{ТР3} \cdot \eta_{TV \text{ э}} \cdot (1 - \kappa_{сн}),$$

где КПД реакторной установки $\eta_{РВ} = 1$; КПД трубопроводов 1-го контура $\eta_{ТР1} = 0,999$; КПД трубопроводов 2-го и 3-го контуров соответственно $\eta_{ТР2} = \eta_{ТР3} = 0,995$; КПД промежуточной теплообменника между 1-ым и 2-ым контурами $\eta_{ПТО} = 0,99$; КПД парогенератора $\eta_{ПГ} = 0,985$; удельный расход энергии на собственные нужды $\kappa_{сн} = 0,04$;

$$\eta_{c \text{ э}} = 1 \cdot 0,999 \cdot 0,99 \cdot 0,995 \cdot 0,985 \cdot 0,995 \cdot 0,424 \cdot (1 - 0,04) = 0,4.$$

7) Удельный расход выгоревшего ядерного горючего на отпуск электроэнергии по [3]:

$$b_{я \text{ э}} = \frac{0,0537}{\eta_{c \text{ э}}} = \frac{0,0537}{0,4} = 0,134 \frac{\text{т у.м.}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

1.8 Выбор основного и вспомогательного оборудования

Цель: выбор оборудования, соответствующего параметрам сред тепловой схемы энергоблока.

Задача: выбор питательных насосов, выбор конденсатных насосов, выбор дренажных насосов, выбор деаэратора, выбор регенеративных.

Выбор регенеративных подогревателей

Рассмотрим выбор регенеративных подогревателя. Необходимо по расходу нагреваемой среды, параметрам нагреваемой среды и пара отбора определить площадь поверхности нагрева, задавшись коэффициентом теплопередачи k в пределах по рекомендации из [3,4] от 2500 до 4000 $\frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C}$.

Таблица 5 – Результаты расчёта площадей поверхностей нагрева регенеративных и нижнего сетевого подогревателя

	Q_{II}	k	Δt_{cp}	F_{II}
Единицы измерения	кВт	$\frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C}$	$^\circ C$	$м^2$
П6(ПНД4)	$9,128 \cdot 10^4$	4000	10,6	2147
П5(ПНД3)	$1,094 \cdot 10^5$	4000	10,6	2574
П4(ПНД2)	$1,101 \cdot 10^5$	4000	10,7	2577
П3(ПНД1)	$1,113 \cdot 10^5$	4000	10,6	2630
П2(ПВД2)	$1,586 \cdot 10^5$	3600	11,6	3810
П1(ПВД1)	$1,678 \cdot 10^5$	3600	13,3	3490

Воспользовавшись данными интернет-ресурсами [5] и [6], а также по [3] подберём поверхностные подогреватели с большим значением площади поверхности теплообмена. Отметим, что результаты расчёта, приведённые в таблице 5, позволяют сделать вывод о том, что возможна установка однотипного теплообменного оборудования, что выгодно с позиции

Инв. № подл. Подп. и дата
 Инв. № дубл. Подп. и дата
 Инв. № инв. Взам. инв. №
 Инв. № подл. Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

унификации и стандартизации, однако требует дальнейших технико-экономических расчётов обоснования применения однотипного оборудования, которые в данном дипломном проекте не приводятся.

Таблица 6- Выбранное оборудование подогревателей

Вид подогревателя	Расчетное значение			Номинальное значение					
	$G_{ПВ,ОК,СВ}$	$P_{П}$	$P_{В}$	Тип подогревателя	F	$G_{ПВ,ОК,СВ}$	$P_{П}$	Гидр. Сопр. при $G_{ном}$	$P_{В}$
	кг/с	МПа	МПа		м ²	кг/с	МПа	МПа	МПа
ПВД1	1066	2,954	18,2	ПВ-2500-380-37 2 шт.	2500	508,33	3,63	0,25	37
ПВД2	1066	1,545	18,2	ПВ-2500-380-37 2 шт.	2500	508,33	3,63	0,25	37
ПНД 1	892,6	0,396	0,806	ПН-3000-25-16-ША	3000	1112,5	1,57	0,0316	2,45
ПНД 2	892,6	0,163	0,806	ПН-3000-25-16-ША	3000	1112,5	1,57	0,0316	2,45
ПНД 3	892,6	0,057	0,806	ПН-3000-25-16-ША	3000	1112,5	1,57	0,0316	2,45
ПНД 4	741,4	0,016	0,806	ПН-2300-25-7-П	2300	789,44	0,68	0,089	2,45

Превышение значения площади поверхности теплообмена у выбранных теплообменных аппаратов по сравнению с расчётными значениями аналогичной площади позволяет сделать ориентировочный вывод о том, что после уточнения потерь давления в трактах сетевой воды, питательной воды, основного конденсата и пара отбора подобранное оборудование останется прежним.

Подп. и дата
 Взам. инв. №
 Инв. № дубл.
 Подп. и дата
 Инв. № подл.

Выбор питательных, конденсатных насосов

К основному оборудованию пароводяного тракта относят: парогенератор, реактор, турбина, генератор, трансформатор и вспомогательное теплообменное и насосное оборудование.

Выбор питательных насосов

Питательные насосы выбираются на подачу питательной воды при максимальной мощности блока с запасом не менее 5%. Расчетный напор насоса должен превышать давление пара на выходе из ПГ с учетом потерь в тракте и необходимой высоты подъема воды.

На мощных блоках 500-1000МВт устанавливают питательные насосы с турбоприводом.

При выборе питательных насосов должны быть определены их количество, типоразмер и основные характеристики: подача, напор, КПД, частота вращения, мощность, тип привода.

$$P_{MAX} = 1,05 \cdot P_{ПВ} = 1,05 \cdot P_{ПВ} = 1,05 \cdot 18,2 = 19,1 \text{ МПа.}$$

Давление на входе в питательный насос:

$$P_{БВС\epsilon} = P_{д} + H_{БВС} \cdot g \cdot \rho_{БВС\epsilon},$$

где гидравлический подпор, равный вертикальному расстоянию между осью насоса и уровнем воды в деаэраторе $H_{БВС} = 20 \text{ м}$;

плотность воды на всасывающего насоса $\rho_{БВС\epsilon} = f(P_{д})_s = 907 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

ускорение свободного падения $g = 9,81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$.

$$P_{\epsilon} = 0,62 + 20 \cdot 9,81 \cdot 907 \cdot 10^{-6} = 0,798 \text{ МПа.}$$

Расход питательной воды:

$$G_{ПВ} = 1,015 \cdot G_0 = 1,015 \cdot 1066 = 1082 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подп

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Требуемая производительность питательного насоса (плотность питательной воды $\rho_{ПВ} = f(P_{ПВ}; t_{ПВ}) = 845 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$):

$$Q_{ПВ} = 1,05 \cdot \frac{G_{ПВ}}{\rho_{ПВ}} \cdot 3600 = 1,05 \cdot \frac{1082}{845} \cdot 3600 = 4508 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Суммарные потери давления в тракте питательной воды при одинаковых гидравлических сопротивления ПВД по таблице 13 $\Delta P_{ПВД} = 0,25$ и потерь в трубопроводе от насоса до парогенератора из [3] $\Delta P_{тр} = 0,3$ ориентировочно составят:

$$\Delta P_{итт} = \Delta P_{тр} + 2 \cdot \Delta P_{ПВД} = 0,3 + 2 \cdot 0,25 = 0,8 \text{ МПа.}$$

Давление на напоре питательного насоса:

$$P_{ПНтн} = P_{МАХ} + H_H \cdot g \cdot \rho_H + \Delta P_{итт},$$

где высота столба воды на нагнетательной стороне насоса $H_H = 15 \text{ м}$;

средняя плотность воды в нагнетательном тракте $\rho_H = 913,2 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

$$P_{ПНтн} = 19,1 + 15 \cdot 9,81 \cdot 845 \cdot 10^{-6} + 0,8 = 20,04 \text{ МПа.}$$

Давление на входе в питательный насос $P_{ПНтв} = P_{БУСн} = 2 \text{ МПа}$, тогда напор создаваемый насосом:

$$H_{ПН} = \frac{P_{ПНтн} - P_{ПНтв}}{g \cdot \rho_H} = \frac{20,4 - 0,798}{9,81 \cdot 845 \cdot 10^{-6}} = 2322 \text{ м.}$$

По проведенным расчетам и ориентируясь на прототип, принимаем по [8] питательный насос типа ПН-1500-350-4 (3 насоса)

Технические характеристики питательного насоса приведем в таблице 14.

Таблица 7 - Технические характеристики питательного насоса типа ПН-1500-350-4

Подача	Напор	Кол-во	Частота вращения	КПД	Мощность
$\text{м}^3 / \text{ч}$	м	шт.	об/мин	%	кВт
1500	3580 ± 107	3	4605	85	16150

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Конденсатные насосы выбирают с одним резервным насосом: два с подачей по 100% или три насоса. Подача насосов определяется, как 1,2 от максимального расхода пара в конденсатор, м³/ч:

$$Q_{KH} = 1,2 \cdot \frac{G_{nh}}{\rho_{OK}} \cdot 3600 = 1,2 \cdot \frac{741,4}{994} \cdot 3600 = 3196 \text{ м}^3 / \text{ч},$$

где $\rho_{OK} = 994$ – плотность воды на входе в конденсатный насос, кг/м³.

Потери давления в конденсатном тракте МПа:

$$\Delta P_{КТР} = 0,009 \text{ МПа}.$$

Давление, развиваемое конденсатным насосом, МПа:

$$P_{KH} = P_{П6} + \Delta P_{П6} + \Delta P_{П5} + \Delta P_{П4} + \Delta P_{П3};$$

$$P_{KH} = 0,806 + 3 \cdot 0,0316 + 0,25 = 0,926 \text{ МПа}.$$

Напор, развиваемый насосом, м:

$$H_{KH} = \frac{P_{KH}}{\rho_{OK} \cdot g} = \frac{0,926}{994 \cdot 10^{-6} \cdot 9,81} = 94,94 \text{ м}.$$

Анализируя полученные результаты и ориентируясь на прототип, выбираем насосы, включенные по двухподъемной схеме.

Таблица 8 - Технические характеристики конденсатных насосов

Наименование агрегата	Кол-во	Подача	Напор	Частота вращения	КПД	Мощность
	шт.	м ³ / ч	м	с ⁻¹	%	кВт
КсВ-1600-90 1-ый подъём	3	1600	90	49,58	84	630
КсВ-1600-90 2-ый подъём	3	1600	90	49,58	84	630

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Выбор деаэратора питательной воды

Деаэраторная колонка выбирается по максимальному давлению воды и рабочему давлению пара.

$$P_d = 0.62 \text{ МПа}.$$

На каждый блок устанавливается по возможности один деаэратор с одной или двумя колонками. Суммарная производительность деаэраторов выбирается по максимальному расходу питательной воды. Емкость баков должна быть на 15% больше запаса питательной воды для обеспечения работы блока на полной мощности не менее 5 минут.

Объем бака определяем по формуле

$$V_{дб} = \frac{G_{пв} \cdot 5 \cdot 60 \cdot 1,15}{\rho_{пв}} = \frac{1082 \cdot 300 \cdot 1,15}{904.9} = 412 \text{ м}^3.$$

Выбираем деаэратор повышенного давления ДП-3200/220 по [10].

Таблица 9 - Технические характеристики деаэратора ДП-3200/220

Наименование агрегата	Кол-во	Давление рабочее	Производительность деаэратора номинальная	Тип колонки	Кол-во колонок на баке	Полезная емкость деаэраторного бака	Длина/высота деаэратора
	шт.	МПа	т/ч				
ДП-3200/220	2	0,69	3200	КДП-3200-А вертикальная	1	220	32180/6800

1.9 Определение числа петель реакторного контура

Основным моментом в выборе количества петель ядерного реактора является его оборудование и тепловая мощность. Самое главное отличие БН-

Подп. и дата
 Взам. инв. №
 Инв. № дубл.
 Подп. и дата
 Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

1200 от ЯР БН-800 – это количество петель реакторного контура. В БН-800 3 контура, а в БН-1200 4 петли, так как увеличена тепловая мощность, а так же, за счет этого что БН-1200 планируется использовать для серийного использования, а не для демонстрационных единичных энергоблоков, поэтому решено отказаться от секционно-модульной концепции, а перейти к двухкорпусным парогенераторам. Основываясь на прототип БН-1200 [18] и на рис. 1. Выбираем 4 петли для нашего энергоблока с реактором БН-1200.

1.10 Определение количества потоков в ЦНД турбины

Определяем предельную мощность $N_3^{пред}$:

$$N_3^{пред} = 0,225 \cdot H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_T \frac{k_{раз} \cdot [\sigma_{рас}] \cdot \sqrt{\Delta H_{всз}} \cdot m}{\rho_{мат} \cdot V_k \cdot n^2}, Вт$$

где $H_i = 1571,8$ кДж/кг;

H_i - действительно использованный теплоперепад на турбину;

$\Delta H_{всз} = 48$ - потери с выходной скоростью (кДж/кг);

$\rho_{мат} = 4,5 \cdot 10^3$ - плотность материала лопаток последней ступени из титанового сплава, (кг/м³);

$k_{раз} = 2,68$ - коэффициент разгрузки;

$V_k = 45,61 м^3 / кг$

$n = 50 с^{-1}$

$\sigma_{рас} = 450 \cdot 10^6 Н / м^2$ - допускаемое напряжение на растяжение для титановых сплавов,;

$m = 1,3$ - учитывает влияние отборов, $m = 1,2 \dots 1,25$ и даже $1,3$.

Значения коэффициентов при расчете $N_3^{пред}$ берутся из [19].

$$N_3^{пред} = 0,225 \cdot 1571,8 \cdot 0,997 \cdot 0,98 \cdot \frac{2,68 \cdot 450 \cdot 10^6 \cdot \sqrt{48} \cdot 1,3}{4,5 \cdot 10^3 \cdot 45,61 \cdot 50^2} = 231,3 МВт.$$

Определяем количество потоков в части низкого давления:

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Число потоков определяется как $N_3^H/N_{3\text{пред}}$ с округлением до четного значения.

$$\frac{N_3^H}{N_{3\text{пред}}} = \frac{1320 \cdot 10^6}{231,3 \cdot 10^6} = 5,707 \approx 6 \Rightarrow \text{число потоков } 6, \text{ т.е. } 3 \text{ двухпоточных}$$

ЦНД.

1.11 Эжекторы

Система вакуумирования предназначена для создания и поддержания вакуума в паровых полостях корпусов конденсационной установки, а также для вакуумирования циркуляционных трасс в процессе их заполнения охлаждающей водой. Вакуум создается и поддерживается водоструйными эжекторами – пусковыми и рабочими. Состав: 4 основных эжектора, 2 водоструйных эжектора циркуляционной системы.

Основные эжектора работают во всех эксплуатационных режимах энергоблока – при пуске, работе на мощности, останове и расхолаживании. При работе энергоблока на номинальной мощности, в зависимости от температуры охлаждающей воды, система обеспечивает поддержание абсолютного давления в корпусах конденсационной установки в пределах 2,5-11 кПа.

1.12 Выбор схемы концевых уплотнений турбины

Система уплотнений турбины предназначена для подачи пара в камеры уплотнений вала ротора турбины и отсоса пара из камер концевых уплотнений турбины, а также для отсоса пара от штоков стопорных и регулирующих клапанов турбины и другой арматуры высокого давления.

Име. № подл.	Подп. и дата
Име. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	
Име. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

В состав системы входит: КПУ конденсатор пара уплотнений, ЭУ – эжектор уплотнений. При работе на всех уровнях мощности турбины пар подается от деаэратора, а в режимах пуска и разогрева от КСН10.

Для уплотнения вала ротора турбины пар подается во вторые от конца каждого ротора камеры уплотнений из раздаточного коллектора, давление в котором поддерживается регулятором давления. Для снижения температуры пара подаваемого к турбине установлен смеситель, который через регулирующий клапан подается охлаждающая вода от КЭН 1-й ст. Пар сепарируется в сепараторе, конденсат сбрасывается в КПУ. Для предотвращения выхода пара из турбины концевые камеры уплотнений каждого из роторов соединены через коллектор отсоса с КПУ. Воздух, который попадает в КПУ, отсасывается эжектором уплотнений. Конденсат пара поступающий в КПУ сливается в конденсатор.

Инв. № подл	Подп. и дата				Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ		Лист
							46

2. Расчет парогенератора

Для того, чтобы начать расчет парогенератора, не хватает некоторых исходных данных, которые следует предварительно определить. В предыдущем подразделе вычислили расход питательной воды (968,97 кг/с). Давление и температуру свежего пара диктуют исходные данные (14 МПа и 520°C). Остается вычислить параметры теплоносителя второго контура.

Давление теплоносителя в 2-м контуре принимается 0,15 МПа. Примем в расчете температуру теплоносителя на выходе из ПГ 355°C и температуру теплоносителя на входе в ПГ 527°C из источника [11].

Принимаем, что число петель равно 4. Полученные данные о расходе питательной воды делим поровну между четырьмя парогенераторами (петлями).

Теперь для расчета парогенератора имеются все необходимые исходные данные. Представим их в таблице 10.

Инв. № подл						ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ	Лист
Подп. и дата							47
Инв. № дубл.							
Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Инв. № инв.							
Подп. и дата							
Ин							

Таблица 10 – Исходные данные для проекта парогенератора

Параметр	Обозначение	Значение
Расход питательной воды	D_2	242,4 кг/с
Давление в 2 контуре	p_1	0,15 МПа
Температура ТН на входе в ПГ	t'_1	527°С
Температура ТН на выходе из ПГ	t''_1	355°С
Давление пара	p_2	14 МПа
Температура пара	t''_2	520°С
Температура питательной воды	$t_{ПВ}$	230°С
Теплотехническая схема	ТТС	Э+И+ПЕ

2.1 Выбор и обоснование теплотехнической и конструктивной схем ПГ, используемых материалов

При выборе схемы учитывались температурные и физико-химические условия работы теплопередающей поверхности парогенератора, а также конструкционные факторы.

Так как в пароперегревателе температурные и физико-химические условия требуют использования аустенитной стали, а в испарителе – стали перлитного класса, то целесообразно расположить эти два элемента в отдельных модулях. Для того чтобы не допустить попадания капелек влаги из испарителя в пароперегреватель, следует осуществить небольшой начальный перегрев пара в испарителе.

Целесообразно, объединить в одном модуле подогрев воды до состояния насыщения, испарение и начальный перегрев пара.

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

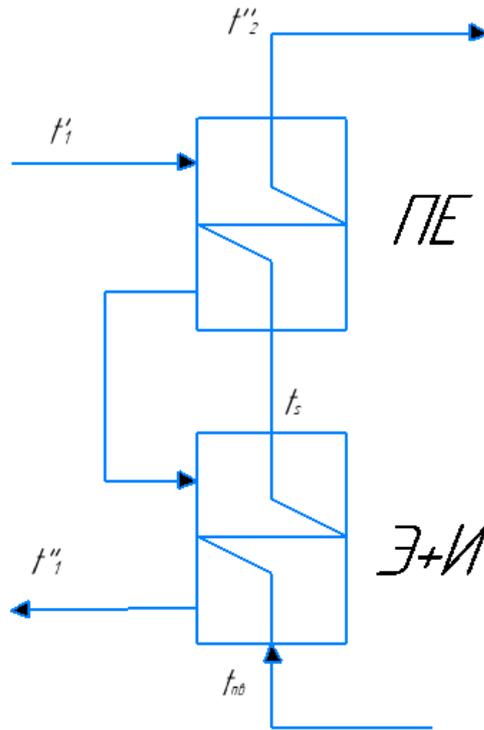


Рисунок –10 . Принципиальная тепловая схема ПГ

На схеме введены следующие обозначения:

Э – экономайзерный участок,

И – испарительный участок модуля испарителя Э+И,

ПЕ – первичный пароперегреватель.

2.2 Расчет и построение тепловой диаграммы.

Тепловая мощность парогенератора, воспринимаемая рабочим телом:

$$Q_{PT} = Q_{Э} + Q_{И} + Q_{ПЕ},$$

где $Q_{Э} = D(h'_s - h_{пв})$ – тепловая мощность экономайзера,

$Q_{И} = D(h''_s - h'_s)$ – тепловая мощность испарителя,

$Q_{ПЕ} = D(h''_2 - h''_s)$ – тепловая мощность пароперегревателя.

Значение энтальпии в характерных точках:

$$h'_s = f(p_2)_{\text{вода}} = 1571 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h''_s = f(p_2)_{\text{пар}} = 2638 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

$$h_2'' = f(p_2, t_2'') = 3380 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_{\text{пв}} = f(p_2, t_{\text{пв}}) = 993 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Получим:

$$Q_3 = 242,4(1571 - 993) = 140 \text{ МВт},$$

$$Q_{\text{и}} = 242,4(2638 - 1571) = 258,4 \text{ МВт},$$

$$Q_{\text{пе}} = 242,4(3380 - 2638) = 179,7 \text{ МВт},$$

$$Q_{\text{рт}} = 140 + 258,4 + 179,7 = 578,2 \text{ МВт}.$$

Общий расход теплоносителя G и расход теплоносителя через отдельные модули

Суммарная тепловая мощность, генерируемая теплоносителем:

$$Q_{\text{тн}} = G_{\text{тн}} \cdot \bar{c}_p \cdot \Delta t \cdot \eta = Q_{\text{рт}},$$

где $\eta = 0,98$ – КПД парогенератора, $\Delta t = t_1' - t_1'' = 527 - 355 = 172^\circ\text{C}$,

\bar{c}_p – средняя теплоемкость жидкого калия.

$$\bar{c}_p = 1,279 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$$

Выразим из уравнения (2.2.1) массовый расход теплоносителя, получим:

$$G_{\text{тн}} = \frac{Q_{\text{рт}}}{\bar{c}_p \cdot \Delta t \cdot \eta} = \frac{578,2 \cdot 1000}{1,279 \cdot 172 \cdot 0,98} = 2681,9 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Температура теплоносителя на границах элементов ПП

Температура теплоносителя на выходе из основного пароперегревателя:

$$t_{1\text{пе}}'' = t_1' - \frac{Q_{\text{пе}}}{G_{\text{тн}} \cdot \bar{c}_p \cdot \eta} = 535 - \frac{179,7 \cdot 1000}{3281,437 \cdot 1,279 \cdot 0,98} = 474,512^\circ\text{C}.$$

Температура теплоносителя на выходе из испарителя:

$$t_{1\text{и}}'' = t_{1\text{и}}' - \frac{Q_{\text{и}}}{G_{\text{тн}} \cdot \bar{c}_p \cdot \eta} = 474,512 - \frac{258,4 \cdot 1000}{3281,437 \cdot 1,279 \cdot 0,98} = 392,997^\circ\text{C},$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

где $t'_{1и} = t''_{1пе} = 474,512 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура теплоносителя на входе в испаритель.

Температурный напор в элементах ПГ

Температурный напор на входе в экономайзер:

$$\Delta t_3' = t_1'' - t_{пв} = 355 - 230 = 115^\circ\text{C}.$$

Температурный напор на выходе из экономайзера равен температурному напору на входе в испаритель:

$$\Delta t_3'' = \Delta t_{и}' = t'_{1и} - t_s = 392,997 - 333,8029 = 59,194^\circ\text{C}.$$

Температурный напор на выходе из испарителя равен температурному напору на входе в перегреватель:

$$\Delta t_{и}'' = \Delta t_{пе}' = t''_{1пе} - t_s = 474,512 - 333,8029 = 140,709^\circ\text{C}.$$

Температурный напор на выходе из перегревателя:

$$\Delta t_{пе}'' = t_1' - t_2'' = 527 - 520 = 17^\circ\text{C}.$$

Средний температурный напор в элементах ПГ

Средний температурный напор на экономайзерном участке:

$$\overline{\Delta t_3} = \frac{(t_1'' - t_{пв}) - (t'_{1и} - t'_{2и})}{\ln \frac{t_1'' - t_{пв}}{t'_{1и} - t'_{2и}}} = \frac{(355 - 240) - (392,99 - 333,82)}{\ln \frac{355 - 240}{392,99 - 333,80}} = 84,03^\circ\text{C}.$$

Средний температурный напор на испарительном участке:

$$\overline{\Delta t_{и}} = \frac{(t''_{1пе} - t''_{2и}) - (t'_{1и} - t'_{2и})}{\ln \frac{t''_{1пе} - t''_{2и}}{t'_{1и} - t'_{2и}}} = \frac{(474,512 - 333,82) - (392,997 - 333,82)}{\ln \frac{474,512 - 333,82}{392,997 - 333,82}} = 94,142^\circ\text{C}.$$

Средний температурный напор на участке перегрева:

$$\overline{\Delta t_{пе}} = \frac{(t''_{1пе} - t''_{2и}) - (t_1' - t_2'')}{\ln \frac{t''_{1пе} - t''_{2и}}{t_1' - t_2''}} = \frac{(474,512 - 333,82) - (527 - 510)}{\ln \frac{474,512 - 333,82}{527 - 510}} = 58,533^\circ\text{C},$$

Построим тепловую диаграмму парогенератора используя полученные значения:

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

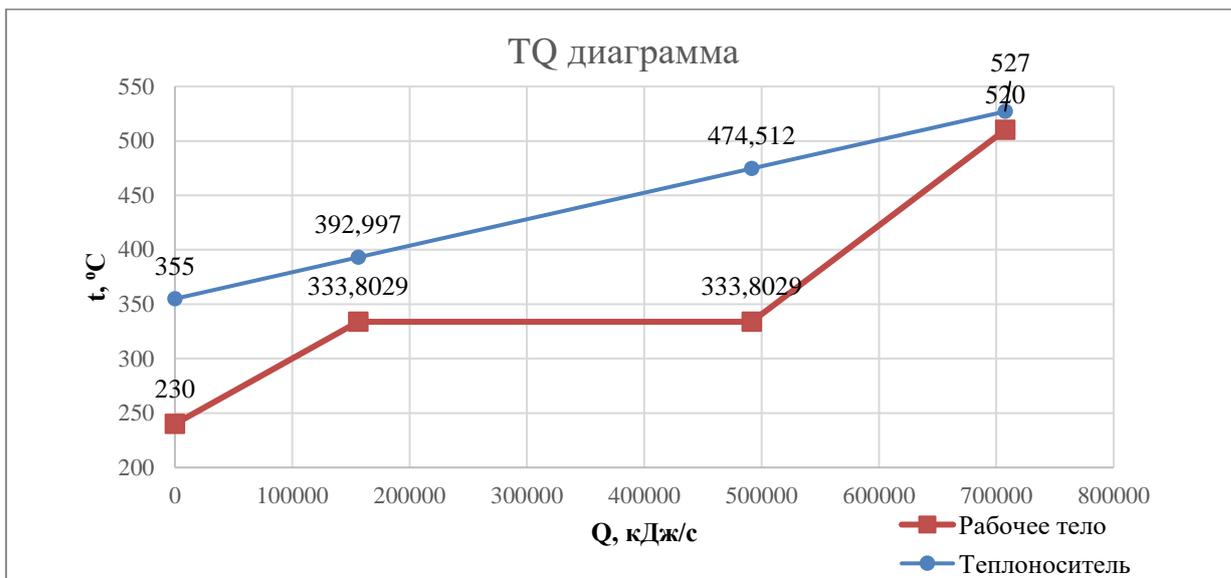


Рисунок 11 – T-Q диаграмма парогенератора

Инв. № подл	Подп. и дата			
	Взам. инв. №			
Инв. № дубл.	Подп. и дата			
	Инв. № инв. №			
<p style="text-align: center;">ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ</p>				
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
				Лист
				52

2.3 Определение числа модулей и числа труб в модуле.

Цель: рассчитать коэффициенты теплопередачи экономайзерного, испарительного и паропергревательных участков, площади поверхностей И, ПЕ и ПП и общую длину труб теплопередающей поверхности модулей парогенератора.

Расчет испарителя

Материал, наружный диаметр и толщина стенки труб испарителя

Предварительно выбираем по [13, стр.259] скорость воды на входе в экономайзерный участок испарителя $w'_{2э} = 0,75 \frac{м}{с}$.

Определим расчётную температуру стенки трубы как среднее арифметическое значение температур наружной и внутренней поверхности стенки в наиболее нагретом сечении:

$$t_{ст.р.} = \frac{t'_1 + t''_2}{2} = \frac{474,512 + 333,8}{2} = 404,15^\circ\text{C}$$

Определим расчётное давление (давление, при котором срабатывают предохранительные клапаны):

$$P_p = 1,25 \cdot P_2,$$

где $P_2 = 14$ МПа – давление рабочего тела,

$$P_p = 1,25 \cdot 14 = 16,87 \text{ МПа.}$$

Толщина стенки трубы определяется по условиям достаточной прочности при максимальной рабочей температуре с учётом коррозии и технологических соображений. Для расчёта номинальной толщины стенки труб под внутренним давлением используют формулу:

$$\delta_p = \frac{P_p \cdot d_n}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma_n] + P_p} + C,$$

где минимальный коэффициент прочности для труб поверхности теплообмена, ослабленных сварными швами $\varphi = 1$;

Допускаемое напряжение для Стали 12Х18Н9 [12, стр.258] принимается меньшим из двух значений:

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$[\sigma_H] = 99,53 \text{ МПа,}$$

наружный диаметр принимаем $d_H = 16 \text{ мм.}$

$$\delta_p = \frac{16,87 \cdot 16}{2 \cdot 1 \cdot 99,53 + 16,87} + C = 1,250 + C$$

Где C – прибавка к расчётной толщине стенки, связанная с минусовым технологическим допуском, утонением труб при изгибах и в результате коррозии:

$$C = C_1 + C_2 + C_3 + C_4,$$

где минусовой технологический допуск по ГОСТ $C_1 = 0,10(\delta_p - C) = 0,11(1,250 + C - C) = 0,138 \text{ мм;}$

утонение стенки за счёт коррозионных процессов с учётом срока службы сосуда для аустенитных сталей $C_2 = 0 \text{ мм;}$

необходимое утолщение стенки по технологическим, монтажным и другим соображениям $C_3 = 0 \text{ мм;}$

утонение стенки в месте гибов $C_4 = 0 \text{ мм.}$

$$C = 0,138 + 0 + 0 + 0 = 0,138 \text{ мм.}$$

$$\delta_p = 1,250 + 0,132 = 1,388 \text{ мм,}$$

Примем толщину стенки из ряда сортаментов

$$\delta_p = 1,4 \text{ мм.}$$

Тогда внутренний диаметр трубы составит:

$$d_{BH} = d_H - 2 \cdot \delta_p = 16 - 2 \cdot 1,4 = 13,2 \text{ мм.}$$

Составим уравнение неразрывности для входного сечения на экономайзерный участок:

$$D_2 = \rho'_{2э} \cdot w'_{2э} \cdot f_{BH},$$

где плотность рабочего тела на входе в экономайзерный участок испарителя

$$\rho'_{2э} = 823,6 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

суммарная площадь проходного сечения трубок

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$f_{\text{вн}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2}{4} \cdot n_{\text{тр}}$$

Расчетное число труб теплопередающей поверхности испарителя:

$$n'_{\text{и}} = \frac{D_2}{w_{2\text{вх}} \cdot f_{\text{т.р}}} = \frac{305}{0,5 \cdot 823,6 \cdot 12,08 \cdot 10^{-5}} = 3610$$

Для определения числа модулей принимаем следующие условия: трубы в трубной доске и в межтрубном пространстве располагаются по сторонам правильных шестиугольников с шагом [12, стр.344], на основе опыта эксплуатации теплообменных аппаратов принять минимальный шаг:

$$s_{\text{т.д}} = 1,5 \cdot d_{\text{н}} = 1,5 \cdot 16 = 24 \text{ мм}$$

Принимаем число труб на диагонали шестиугольника $n_{\text{д}} = 17$.

Рассчитаем внутренний диаметр кожуха

$$d_{\text{вн.кожуха}} = s_{\text{и}} \cdot n_{\text{д}} = 24 \cdot 17 = 408 \text{ мм.}$$

Примем $d_{\text{вн.кожуха}} = 408 \text{ мм.}$

Внутренний диаметр кожуха меньше 600 мм, следовательно, его можно изготовить из трубы.

Рассчитаем число труб в модуле

$$n'_{\text{м}} = 0,75 \cdot (n_{\text{д}}^2 - 1) + 1 = 0,75 \cdot (17^2 - 1) + 1 = 255$$

Определим число модулей испарителя:

$$m'_{\text{и}} = \frac{n_{\text{тр}}}{n'_{\text{м}}} = \frac{3610}{255} = 14$$

Площадь проходного сечения межтрубного пространства модуля:

$$F_{\text{МП}} = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{\text{вн.к}}^2 - n_{\text{тр}} \cdot d_{\text{н}}^2) = \\ = \frac{\pi}{4} \cdot (500^2 - 255 \cdot 16^2) \cdot 10^{-6} = 0,196 \text{ м}^2.$$

Расход воды через один модуль испарителя:

$$D_{2\text{м}} = \frac{D_2}{m} = \frac{305}{14} = 21,7 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Расход теплоносителя через один модуль испарителя:

$$G_{1\text{м}} = \frac{G_1}{m} = \frac{3281,43}{14} = 234,388 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ

Скорость теплоносителя в выходном сечении испарителя из уравнения неразрывности соответствующего сечения:

$$w''_{13} = \frac{G_{1M}}{F_{МП} \cdot \rho''_{13}} = \frac{234,388}{0,196 \cdot 835,6} = 1,429 \frac{м}{с},$$

где $\rho''_{13} = 835,6 \frac{кг}{м^3}$ – плотность калия в выходном сечении испарителя по [12, таблица П.2.2].

Полученная скорость теплоносителя на выходе с экономайзерного участка одного модуля испарителя не превышает допустимую скорость для теплоносителя, равную $3 \frac{м}{с}$.

Определение характерных участков теплообмена

Для того, чтобы учесть разную интенсивность и закономерность теплоотдачи от стенки к рабочему телу необходимо выделить характерные участки теплообмена.

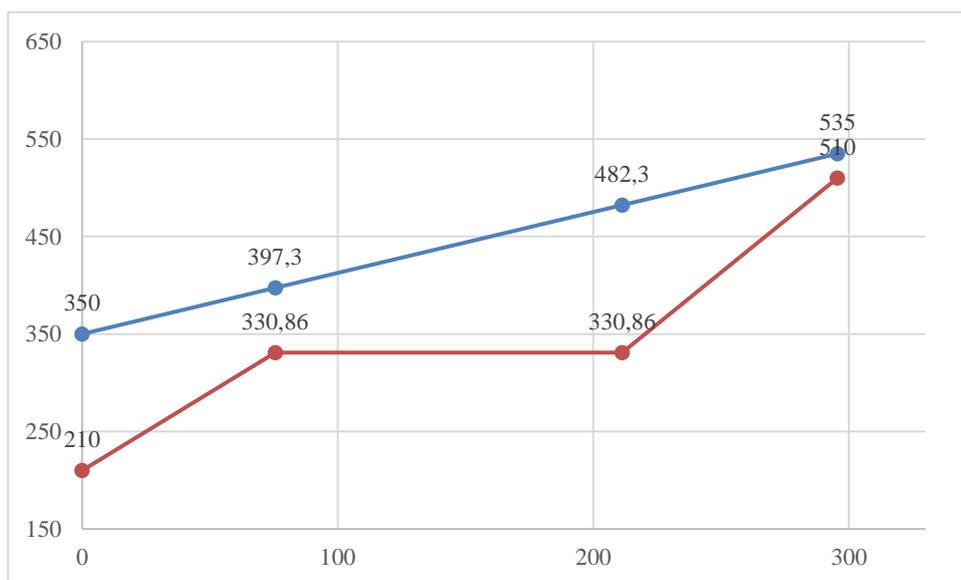


Рисунок 12 – Участки теплообмена парогенератора

1. В модуле испарителя:

- участок конвективного теплообмена некипящей жидкости (АБ);
- участок поверхностного кипения (БВ);
- участок развитого кипения (ВГ);
- участок ухудшенного теплообмена (ГД).

2. В модуле первичного пароперегревателя:

- участок конвективного теплообмена перегретого пара (ДЛ).

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Расчёт теплообмена на участке ухудшенного теплообмена ГД

Средняя массовая скорость рабочего тела в модуле испарителя:

$$(\rho w)_и = \frac{D_{2м}}{f_{вн}} = \frac{21,7}{0,035} = 624,301 \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{с}}$$

Граничное массовое паросодержание, при котором начинается процесс ухудшенного теплообмена, определяется по эмпирической формуле:

$$\begin{aligned} X_{гр} &= (0,92 - 0,0351 \cdot P_2) \cdot \sqrt{\frac{1000}{(\rho w)_и}} = \\ &= (0,92 - 0,0351 \cdot 13,5) \cdot \sqrt{\frac{1000}{624,301}} = 0,565 \end{aligned}$$

Количество теплоты, подводимое к рабочему телу на участке ВГ:

$$Q_{ВГ} = \frac{Q_и}{m} \cdot X_{гр} = \frac{335,272}{14} \cdot 0,565 = 13,522 \text{ МВт.}$$

Количество теплоты, подводимое к рабочему телу на участке ГД:

$$Q_{ГД} = \frac{Q_и}{m} \cdot (1 - X_{гр}) = \frac{335,272}{14} \cdot (1 - 0,565) = 10,426 \text{ МВт.}$$

Определим температуру теплоносителя в точке начала ухудшенного теплообмена t_1^Γ из уравнения теплового баланса:

$$D_{1м} \cdot C_p \cdot (t_1^Д - t_1^\Gamma) \cdot \eta = Q_{ГД},$$

$$t_1^\Gamma = t_1^Д - \frac{Q_{ГД}}{G_{1м} \cdot C_p \cdot \eta} = 474,512 - \frac{10,426 \cdot 10^6}{234,388 \cdot 1279 \cdot 0,98} = 439,024^\circ\text{C.}$$

Температурный напор в точке Г:

$$\Delta t^\Gamma = t_1^\Gamma - t_2^\Gamma = t_1^\Gamma - t_s = 439,024 - 333,802 = 105,2^\circ\text{C.}$$

Температурный напор в точке Д:

$$\Delta t^Д = t_1^Д - t_2^Д = t_1^Д - t_s = 474,512 - 333,806 = 140,7^\circ\text{C.}$$

Средний температурный напор:

$$\Delta t^{\Gamma Д} = \frac{\Delta t^Д - \Delta t^\Gamma}{\ln\left(\frac{\Delta t^Д}{\Delta t^\Gamma}\right)} = \frac{140,7 - 105,2}{\ln\left(\frac{140,7}{105,2}\right)} = 122,107^\circ\text{C.}$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

При расчёте коэффициента теплопередачи $k^{ГД}$ необходимо учитывать термическое сопротивление отложений примесей на теплопередающей поверхности $R_{отл} = \frac{\delta_{отл}}{\lambda_{отл}}$, где примем толщину отложений $\delta_{отл} = 0,1$ мм, а

коэффициент теплопроводности отложений $\lambda_{отл} = 0,5 \frac{Вт}{м \cdot ^\circ C}$.

$$R_{отл} = \frac{0,1 \cdot 10^{-3}}{0,5} = 0,0002 \frac{^\circ C}{Вт}$$

Сопротивление оксидных плёнок:

$$R_{ок} = 6 \cdot 10^{-5} \frac{^\circ C}{Вт}$$

Коэффициент теплопроводности теплообменных трубок, сделанных из стали 12Х18Н9:

$$\lambda_{ст}^{ГД} = 23,3 \frac{Вт}{м \cdot ^\circ C}$$

Тогда термическое сопротивление стенки:

$$R_{ст} = \frac{\delta_p}{\lambda_{ст}^{ГД}} = \frac{1,5 \cdot 10^{-3}}{23,3} = 0,00002 \frac{^\circ C}{Вт}$$

Занесем параметры рабочего тела и теплоносителя на участке ГД в таблицу 13, используя справочные данные [12, П.2.2].

Таблица 1 3– Теплофизические свойства теплоносителя и рабочего тела на участке ухудшенного теплообмена ГД

Теплоноситель			
Величина	Г	Д	Среднее значение
Давление, МПа	0,15	0,15	-
Температура	439,02447 57	474,512	-
Плотность $\rho_1^j, \frac{кг}{м^3}$	844,634	835,626	840,13

Инва. № подл.	Инва. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Коэффициент теплопроводности $\lambda_1^j, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{°C}}$	66,67	64,97	65,820
Кинематическая вязкость $\nu_1^j, \cdot 10^{-7} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$	3,12	2,98	3,05
Коэффициент температуропроводности $a_1^j, \cdot 10^{-5} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$	6,19	6,1	6,145
Скорость, $w_j \frac{\text{м}}{\text{с}}$	1,413	1,429	1,421
Рабочее тело			
Давление, МПа	13,5		
Температура, °C	333,802		
Плотность $\rho_1^j, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	629,87		
Коэффициент теплопроводности $\lambda_1^j, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{°C}}$	0,476		
Кинематическая вязкость $\nu_1^j, \cdot 10^{-7} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$	1,15		
Коэффициент Прандтля, $Pr_{2ГД}$	1,1512		
Скорость, $w_j \frac{\text{м}}{\text{с}}$	0,991		

Так как теплофизические свойства калия на участке ГД изменяются на небольшие величины, то можно рассчитывать коэффициент теплопроводности при средних теплофизических параметрах натрия на участке ухудшенного теплообмена ГД, определённых ранее.

Коэффициент Пекле:

$$Pe_{1ГД} = \frac{w_{1ГД} \cdot d_{ГД}}{a_1^j} = \frac{1,421 \cdot 23,6 \cdot 10^{-3}}{6,145 \cdot 10^{-5}} = 547,923$$

где $d_{ГД} = d_{Н} \cdot \left(\frac{2 \cdot \sqrt{3}}{\pi} \cdot \left(\frac{s_{И}}{d_{Н}} \right)^2 - 1 \right) = 23,6 \text{ мм} - \text{эквивалентный}$

гидравлический диаметр,

$s_{И} = 24 \text{ мм} - \text{шаг трубного пучка.}$

Ине. № подл. Подп. и дата Подп. и дата Инв. № дубл. Взам. инв. № Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

По рекомендациям, данным в [13,стр.371] для всех участков испарителя, в том числе ГД, коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке труб теплопередающей поверхности $Nu_1^{\Gamma Д}$ рассчитывается по формуле:

$$Nu_1^{\Gamma Д} = 24,15 \cdot \lg \left[-8,12 + 12,76 \left(\frac{S_{II}}{d_H} \right) - 3,65 \left(\frac{S_{II}}{d_H} \right)^2 \right] +$$

$$+ 0,0174 \cdot \left[1 - \exp \left(-6 \cdot \left(\frac{S_{II}}{d_H} \right) - 1 \right) \right] \cdot (Pe_{1\Gamma Д} - 200)^{0,9},$$

$$Nu_1^{\Gamma Д} = 24,15 \cdot \lg \left[-8,12 + 12,76 \left(\frac{24}{16} \right) - 3,65 \left(\frac{24}{16} \right)^2 \right] +$$

$$+ 0,0174 \cdot \left[1 - \exp \left(-6 \cdot \left(\frac{24}{16} \right) - 1 \right) \right] \cdot (547,923 - 200)^{0,9} = 28,302.$$

Коэффициент теплоотдачи от калия к стенке труб из определения критерия Нуссельта:

$$\alpha_1^{\Gamma Д} = \frac{Nu_1^{\Gamma Д} \cdot \lambda_1^{\Gamma Д}}{d_r},$$

$$\alpha_1^{\Gamma Д} = \frac{28,302 \cdot 65,82}{23,6 \cdot 10^{-3}} = 7,86 \cdot 10^4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°С}}.$$

Термическое сопротивление:

$$R_1^{\Gamma Д} = \frac{1}{\alpha_1^{\Gamma Д}} = \frac{1}{7,86 \cdot 10^4} = 1,27 \cdot 10^{-5} \frac{\text{м}^2 \cdot \text{°С}}{\text{Вт}}.$$

Ориентировочно в первом приближении плотность теплового потока на участке ГД можно принять:

$$q_F^{\Gamma Д} = (0,6 \div 0,7) \cdot \Delta t^{\Gamma Д} \cdot (R_1^{\Gamma Д} + R_{ст} + 2 \cdot R_{ок} + R_{отл})^{-1} =$$

$$= 0,7 \cdot 122,107 \cdot (1,27 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 10^{-4})^{-1} =$$

$$= 2,18 \cdot 10^5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к рабочему телу на участке ГД по [2, рис. 6.8]:

$$\alpha_2^{\Gamma Д} = 3,7 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°С}}.$$

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Термическое сопротивление:

$$R_2^{\Gamma Д} = \frac{1}{\alpha_2^{\Gamma Д}} = \frac{1}{3,7 \cdot 10^3} = 2,7 \cdot 10^{-4} \frac{\text{м}^2 \cdot \text{°С}}{\text{Вт}}$$

Коэффициент теплопередачи от теплоносителя к рабочему телу на участке ГД:

$$k_{\Gamma Д} = \frac{1}{R_1^{\Gamma Д} + R_{\text{ст}} + 2 \cdot R_{\text{ок}} + R_{\text{отл}} + R_2^{\Gamma Д}} =$$
$$= \frac{1}{1,27 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 10^{-4} + 2,7 \cdot 10^{-4}} =$$
$$= 1,61 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°С}}$$

Уточним плотность теплового потока:

$$q_{F \text{ утч}}^{\Gamma Д} = k \cdot \Delta t^{\Gamma Д} = 1,61 \cdot 10^3 \cdot 122,107 = 1,97 \cdot 10^5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

Определим относительное расхождение полученной плотности теплового потока на участке ГД с предварительно принятой плотностью теплового потока:

$$\delta_{\text{погр}}^{\Gamma Д} = \frac{|q_{F \text{ утч}}^{\Gamma Д} - q_F^{\Gamma Д}|}{q_F^{\Gamma Д}} \cdot 100\% = \frac{|1,97 \cdot 10^5 - 2,18 \cdot 10^5|}{2,18 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 15,37\%$$

Так как относительная погрешность результата превышает допустимую погрешность в 2 %, то необходимо определить подлинное значение $q_F^{\Gamma Д}$.

Примем плотность теплового потока на участке ГД равной:

$$q_F^{\Gamma Д} = 2 \cdot 10^5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к рабочему телу на участке ГД по [2, рис. 6.8]:

$$\alpha_2^{\Gamma Д} = 4,4 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°С}}$$

Коэффициент теплопередачи от теплоносителя к рабочему телу на участке ГД:

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$k_{ГД} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1^{ГД}} + R_{ст} + 2 \cdot R_{ок} + R_{отл} + \frac{1}{\alpha_2^{ГД}}} =$$

$$= \frac{1}{\frac{1}{7,86 \cdot 10^4} + 2 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 10^{-4} + \frac{1}{4,4 \cdot 10^3}} =$$

$$= 1,61 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°С}}$$

Уточним плотность теплового потока:

$$q_F^{ГД}_{утч} = k \cdot \Delta t^{ГД} = 1,61 \cdot 10^3 \cdot 122,107 = 1,97 \cdot 10^5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

Определим относительное расхождение полученной плотности теплового потока на участке ГД с предварительно принятой плотностью теплового потока:

$$\delta_{погр}^{ГД} = \frac{|q_F^{ГД}_{утч} - q_F^{ГД}|}{q_F^{ГД}} \cdot 100\% = \frac{|1,84 \cdot 10^5 - 1,97 \cdot 10^5|}{1,97 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 1,54\%$$

Окончательно принимаем плотность теплового потока на участке ГД:

$$q_F^{ГД} = 1,97 \cdot 10^5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

Значение площади поверхности теплообмена на участке ГД:

$$F_{ГД} = \frac{Q_{ГД}}{q_F^{ГД}} = \frac{10,426 \cdot 10^6}{1,97 \cdot 10^5} = 52,943 \text{ м}^2$$

Условно считаем поверхность теплообмена на среднем диаметре:

$$d_{ср} = \frac{d_H + d_{ВН}}{2} = \frac{16 + 13,2}{2} = 14,6 \text{ мм}$$

Определим длину участка трубок при ухудшенном теплообмене:

$$L_{ГД} = \frac{F_{ГД}}{\pi \cdot d_{ср} \cdot n'_M} = \frac{52,943}{\pi \cdot 14,6 \cdot 10^{-3} \cdot 255} = 4,52 \text{ м}$$

Расчёт теплообмена на участке развитого кипения ВГ

Количество теплоты, подводимое к рабочему телу на участке ВГ:

$$Q_{ВГ} = \frac{Q_{и}}{m} \cdot X_{гр} = \frac{335,27}{14} \cdot 0,565 = 13,522 \text{ МВт}$$

Температурный напор в точке В:

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$\Delta t^B = t_1^B - t_2^B = t_1^B - t_s = 392,9 - 333,89 = 59,19 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Температурный напор в точке Г определен ранее:

$$\Delta t^r = 105,22 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Средний температурный напор:

$$\Delta t^{BГ} = \frac{\Delta t^r - \Delta t^B}{\ln\left(\frac{\Delta t^r}{\Delta t^B}\right)} = \frac{105,22 - 59,19}{\ln\left(\frac{105,22}{59,19}\right)} = 80,01 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

При расчёте коэффициента теплопередачи $k^{BГ}$ необходимо учитывать термическое сопротивление отложений примесей на теплопередающей поверхности $R_{отл} = 0,0002 \frac{^\circ\text{C}}{\text{Вт}}$, сопротивление оксидных плёнок $R_{ок} = 6 \cdot 10^{-5} \frac{^\circ\text{C}}{\text{Вт}}$, коэффициент теплопроводности теплообменных трубок, сделанных из стали 12Х18Н9 $\lambda_{ст}^{BГ} = 21,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot^\circ\text{C}}$.

Внесем параметры рабочего тела и теплоносителя на участке ВГ в таблицу 14, используя справочные данные [12, П.2.2].

Таблица 14– Теплофизические свойства теплоносителя и рабочего тела на участке развитого кипения ВГ

Величина	В	Г	Ср едняя
Давление, МПа	0,15	0,15	-
Температура	392,997	439,024	-
Плотность $\rho_1^j, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	855,68	844,634	850,157
Коэффициент теплопроводности $\lambda_1^j, \frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot^\circ\text{C}}$	69,14	66,67	67,905
Кинематическая вязкость $\nu_1^j, \cdot 10^{-7} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$	3,33	3,12	3,225
Коэффициент температуропроводности $a_1^j, \cdot 10^{-5} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$	6,308	6,19	6,249
Скорость, $w_j \frac{\text{м}}{\text{с}}$	1,395	1,413	1,404
Рабочее тело			
Давление, МПа	13,5		

Подп. и дата
 Взам. инв. №
 Инв. № дубл.
 Подп. и дата
 Инв. № подл.

Температура, °С	333,8029		
Плотность $\rho_2^j, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	629,8 7	84. 53	357 .2
Коэффициент теплопроводности $\lambda_2^j, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{°С}}$	0,476	0,4 7614	0,4 7607
Кинематическая вязкость $\nu_2^j \cdot 10^{-7} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$	1,157	1,1 517	1,1 5435
Коэффициент Прандтля, Pr_2	1,151 2	1,1 512	1,1 51
Скорость, $w_{2j} \frac{\text{м}}{\text{с}}$	0,991	7.3 8	4.1 88

Так как теплофизические свойства калия на участке ВГ изменяются на небольшие величины, то можно рассчитывать коэффициент теплопроводности при средних теплофизических параметрах калия на участке ухудшенного теплообмена ВГ, определённых в таблице 5.

Коэффициент Пекле:

$$Pe_{1ВГ} = \frac{w_{1ВГ} \cdot d_r}{\alpha_1^{ВГ}} = \frac{1,404 \cdot 23,696 \cdot 10^{-3}}{6,249 \cdot 10^{-5}} = 532,456$$

Коэффициент теплоотдачи от калия к стенке труб из определения критерия Нуссельта:

$$\alpha_1^{ВГ} = \frac{Nu_1^{ВГ} \cdot \lambda_1^{ВГ}}{d_r}$$

По рекомендациям, данным в [13,стр.371] для всех участков испарителя, в том числе для ВГ, коэффициент теплоотдачи от натрия к стенке труб теплопередающей поверхности $Nu_1^{ВГ}$ рассчитывается по формуле:

$$Nu_1^{ВГ} = 24,15 \cdot \lg \left[-8,12 + 12,76 \left(\frac{S_{И}}{d_{Н}} \right) - 3,65 \left(\frac{S_{И}}{d_{Н}} \right)^2 \right] + 0,0174 \cdot \left[1 - \exp \left(-6 \cdot \left(\frac{S_{И}}{d_{Н}} \right) - 1 \right) \right] \cdot (Pe_{1ВГ} - 200)^{0,9},$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$Nu_1^{BF} = 24,15 \cdot \lg \left[-8,12 + 12,76 \left(\frac{24}{16} \right) - 3,65 \left(\frac{24}{16} \right)^2 \right] +$$

$$+ 0,0174 \cdot \left[1 - \exp \left(-6 \cdot \left(\frac{24}{16} \right) - 1 \right) \right] \cdot (532,456 - 200)^{0,9} = 28,16.$$

Коэффициент теплоотдачи от калия к стенке труб из определения критерия Нуссельта:

$$\alpha_1^{BF} = \frac{Nu_1^{BF} \cdot \lambda_1^{BF}}{d_r},$$

$$\alpha_1^{BF} = \frac{28,16 \cdot 67,905}{23,696 \cdot 10^{-3}} = 8,1 \cdot 10^4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}.$$

В первом приближении плотность теплового потока в точке В принимается по формуле:

$$q_F^B = 0,9 \cdot \Delta t^B \cdot \left(\frac{1}{\alpha_1^{BF}} + R_{ст} + 2 \cdot R_{ок} + R_{отл} \right)^{-1},$$

$$q_F^B = 0,9 \cdot 66,43 \cdot \left(\frac{1}{8,1 \cdot 10^4} + 2 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 10^{-4} \right)^{-1} =$$

$$= 1,36 \cdot 10^5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

Коэффициент теплоотдачи к рабочему телу в точке В ($t_s = 606,95 \text{ К}$) [2, стр11]:

$$\alpha_2^B = 0,7 \cdot \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (t_s - 373)} \cdot q_F^{B0,7},$$

$$\alpha_2^B = 0,7 \cdot \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (606,95 - 373)} \cdot (1,36 \cdot 10^5)^{0,7} = 4,35 \cdot 10^4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}.$$

Коэффициент теплопередачи в точке В:

$$k_B = \left(\frac{1}{\alpha_1^{BF}} + R_{ст} + 2 \cdot R_{ок} + R_{отл} + \frac{1}{\alpha_2^B} \right)^{-1},$$

$$k_B = \left(\frac{1}{8,1 \cdot 10^4} + 2 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 10^{-4} + \frac{1}{4,35 \cdot 10^4} \right)^{-1} =$$

$$= 2,41 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}.$$

Уточним значение плотности теплового потока в точке В:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № инв.	Лист
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	

$$q_{F_{\text{утч}}}^B = \Delta t^B \cdot k_B = 59,194 \cdot 2,41 \cdot 10^3 = 1,42 \cdot 10^5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

Относительное расхождение значений плотностей теплового потока в точке В составит:

$$\delta_{\text{погр}}^B = \frac{|q_{F_{\text{утч}}}^B - q_F^B|}{q_F^B} \cdot 100\% = \frac{|1,42 \cdot 10^5 - 1,36 \cdot 10^5|}{1,36 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 4,9\%.$$

Так как относительная погрешность результата превышает допустимую погрешность в 2 %, то необходимо определить подлинное q_F^B .

Примем плотность теплового потока точке В равным

$$q_F^B = 1,43 \cdot 10^5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

Коэффициент теплоотдачи к рабочему телу в точке В:

$$\alpha_2^B = 0,7 \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (t_s - 373)} \cdot q_F^{B,0,7},$$

$$\alpha_2^B = 4,52 \cdot 10^4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}.$$

Коэффициент теплопередачи в точке В:

$$k_B = \left(\frac{1}{\alpha_1^{BГ}} + R_{\text{ст}} + 2 \cdot R_{\text{ок}} + R_{\text{отл}} + \frac{1}{\alpha_2^B} \right)^{-1},$$

$$k_B = \left(\frac{1}{8,1 \cdot 10^4} + 2 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 10^{-4} + \frac{1}{4,52 \cdot 10^4} \right)^{-1} =$$

$$= 2,41 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}.$$

Уточним значение плотности теплового потока в точке В:

$$q_{F_{\text{утч}}}^B = \Delta t^B \cdot k_B = 59,194 \cdot 2,41 \cdot 10^3 = 1,43 \cdot 10^5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

Относительное расхождение значений плотностей теплового потока в точке В составит:

$$\delta_{\text{погр}}^B = \frac{|q_{F_{\text{утч}}}^B - q_F^B|}{q_F^B} \cdot 100\% = \frac{|1,43 \cdot 10^5 - 1,36 \cdot 10^5|}{1,43 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 0,16\%.$$

Окончательно примем $q_F^B = 1,43 \cdot 10^5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$, $k_B = 2,41 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$.

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Скорость циркуляции:

$$w_0 = \frac{D_{2M}}{\rho_2^B \cdot f_{BH}} = \frac{21,786}{629,87 \cdot 0,035} = 0,99 \frac{M}{c}$$

Приведённая скорость смеси воды и пара в точке Г:

$$w_{CM} = w_0 \cdot \left(1 + x_{гр} \cdot \left(\frac{\rho_2^B}{\rho_2^D} - 1 \right) \right),$$
$$w_{CM} = 0,699 \cdot \left(1 + 0,565 \cdot \left(\frac{629,87}{82,53} - 1 \right) \right) =$$
$$= 3,744 \frac{M}{c}$$

Коэффициент теплоотдачи к воде при температуре насыщения:

$$\alpha_{2K} = \alpha_2^B = 4,52 \cdot 10^4 \frac{BT}{M^2 \cdot ^\circ C}$$

Коэффициент Рейнольдса в точке Г:

$$Re_{2\Gamma} = \frac{w_{2\Gamma} \cdot d_{BH}}{\nu_2^\Gamma} = \frac{3,824 \cdot 13,2 \cdot 10^{-3}}{1,1517 \cdot 10^{-7}} = 4,29 \cdot 10^5.$$

Коэффициент теплоотдачи при течении однофазного потока воды в трубе:

$$\alpha_2^0 = 0,021 \cdot \left(\frac{\lambda_2^B}{d_{BH}} \right) Re_{2\Gamma}^{0,8} \cdot Pr_2^{\Gamma 0,43} \cdot \left(\frac{Pr_2^\Gamma}{Pr_2^{CT}} \right)^{0,25},$$

где число Прандтля при температуре стенки $t_{CT} = \frac{t_{2\Gamma} + t_{1\Gamma}}{2} = 386,41$

$$Pr_2^{CT} = 1,24;$$

$$\alpha_2^0 = 0,021 \cdot \left(\frac{0,476}{13,2 \cdot 10^{-3}} \right) (4,38 \cdot 10^5)^{0,8} \cdot 1,15^{0,43} \cdot \left(\frac{1,15}{1,24} \right)^{0,25} =$$
$$= 2,44 \cdot 10^4 \frac{BT}{M^2 \cdot ^\circ C}$$

Коэффициент теплоотдачи для смеси пара и воды без учёта влияния скорости смеси:

$$\alpha_2 = \sqrt{(\alpha_2^0)^2 + (\alpha_{2K})^2} = \sqrt{(2,44 \cdot 10^4)^2 + (4,52 \cdot 10^5)^2} =$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

$$= 5.11 \cdot 10^4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$$

Влияние скорости смеси на коэффициент теплоотдачи при кипении в каналах проявляется при значениях ниже приведённого комплекса, больших $5 \cdot 10^4$.

$$\frac{\rho_2^B \cdot w_{\text{см}} \cdot r}{q_F^B} \cdot \left(\frac{\alpha_{2\text{К}}}{\alpha_2} \right)^{4/3}$$

где теплота парообразования $r = 1131,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$.

$$\frac{629,87 \cdot 3,195 \cdot 1131,5 \cdot 10^3}{1,43 \cdot 10^5} \cdot \left(\frac{4,52 \cdot 10^4}{4,91 \cdot 10^4} \right)^{4/3} = 1,58 \cdot 10^4.$$

Так как представленный комплекс меньше $5 \cdot 10^4$, то скорость смеси не влияет на коэффициент теплоотдачи, следовательно:

$$\alpha_2^\Gamma = \alpha_2 = 5.11 \cdot 10^4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$$

Коэффициент теплопередачи для точки Г:

$$k_\Gamma = \left(\frac{1}{\alpha_1^{\text{ВГ}}} + R_{\text{ст}} + 2 \cdot R_{\text{ок}} + R_{\text{отл}} + \frac{1}{\alpha_2^\Gamma} \right)^{-1} =$$

$$= \left(\frac{1}{8,1 \cdot 10^4} + 2 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 10^{-4} + \frac{1}{5.11 \cdot 10^4} \right)^{-1} =$$

$$= 2,42 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$$

Принимаем коэффициент теплопередачи для участка ВГ

$$k_{\text{ВГ}} = \frac{k_\Gamma + k_{\text{В}}}{2} = 2,42 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$$

Определим значение площади поверхности теплообмена на участке ВГ:

$$F_{\text{ВГ}} = \frac{Q_{\text{ВГ}}}{k_{\text{ВГ}} \cdot \Delta t^{\text{ВГ}}} = 69,85 \text{ м}^2.$$

Определим длину участка трубок при развитом кипении:

$$L_{\text{ВГ}} = \frac{F_{\text{ВГ}}}{\pi \cdot d_{\text{ср}} \cdot n'_M} = 5,9 \text{ м.}$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Расчёт тепловой мощности экономайзерных участков АБ и БВ и температуры, соответствующей началу поверхностного кипения недогретой до t_s воды

Количество тепла, передаваемое на экономайзерном участке в одном модуле:

$$Q^M_{\text{э}} = Q_{\text{э}} / m = \frac{156,28}{14} = 11,163 \text{ МВт.}$$

Водяной эквивалент теплоносителя:

$$W_{1\text{э}} = \frac{Q^M_{\text{э}}}{(t_1^B - t_1^A)} = \frac{11,163}{(392,997 - 355)} = 0,294 \left(\frac{\text{МДж}}{\text{с}} \right) / \text{К.}$$

Водяной эквивалент рабочего тела:

$$W_{2\text{э}} = \frac{Q^M_{\text{э}}}{(t_s - t_2')} = \frac{12,592}{(333,8 - 240)} = 0,119 \left(\frac{\text{МДж}}{\text{с}} \right) / \text{К.}$$

Температурный напор в точке А:

$$\Delta t^A = t_1^A - t_2^A = 355 - 240 = 115 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Температурный напор в точке В:

$$\Delta t^B = t_1^B - t_2^B = t_1^B - t_s = 392,997 - 333,8 = 59,194 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Средний температурный напор:

$$\Delta t_{\text{ср}}^{\text{э}} = \frac{\Delta t^A - \Delta t^B}{\ln \left(\frac{\Delta t^A}{\Delta t^B} \right)} = 84,031 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Средняя температура теплоносителя:

$$t_{1\text{ср}}^{\text{э}} = (1/2) \cdot (t_1^B + t_1^A) = 0,5 \cdot (392,997 + 355) = 373,997 \text{ }^\circ\text{C};$$

Средняя температура воды:

$$t_{2\text{ср}}^{\text{э}} = t_{1\text{ср}}^{\text{э}} - \Delta t_{\text{ср}}^{\text{э}} = 373,997 - 84,031 = 289,967 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Ив. № подл.	Подп. и дата
Ив. № дубл.	Взам. инв. №
Ив. № инв.	Подп. и дата
Ив. № подл.	Подп. и дата
Ив. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Таблица 15 – Теплофизические свойства теплоносителя и рабочего тела на экономайзерном участке

Величина	Теплоноситель
Давление, МПа	0,15
Температура	373,998
Плотность $\rho_1^j, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	860,2404
Коэффициент теплопроводности $\lambda_1^j, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$	70,364
Динамическая вязкость $\mu_1^j, 10^{-7} \text{ Па} \cdot \text{с}$	29,4
Коэффициент температуропроводности $\alpha_1^j, \cdot 10^{-5} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$	6,424
Скорость, $w_j \frac{\text{м}}{\text{с}}$	1,388
	Рабочее тело
Давление, МПа	14
Температура, $^\circ\text{C}$	289,967
Удельный объем $\vartheta_2, 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$	1,346
Плотность $\rho_2^j, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	742,93
Коэффициент теплопроводности $\lambda_2^j, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$	0,573
Динамическая вязкость $\mu_2^j, 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$	9,183
Коэффициент Прандтля, Pr_2	0,847
Скорость, $w_{2j} \frac{\text{м}}{\text{с}}$	0,84

Критерий Пекле:

$$Pe_1 = w_{1j} \cdot d_T / a = 1,388 \cdot \frac{0,0236}{6,424 \cdot 10^{-5}} = 511,859.$$

Критерий Нуссельта:

Инв. № подл. Подп. и дата
 Инв. № дубл. Подп. и дата
 Взам. инв. №
 Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$Nu_{19} = 24,15 \cdot \lg \left[-8,12 + 12,76 \left(\frac{S_{II}}{d_H} \right) - 3,65 \left(\frac{S_{II}}{d_H} \right)^2 \right] +$$

$$+ 0,0174 \cdot \left[1 - \exp \left(-6 \cdot \left(\frac{S_{II}}{d_H} \right) - 1 \right) \right] \cdot (Pe - 200)^{0,9},$$

$$Nu_{19} = 24,15 \cdot \lg \left[-8,12 + 12,76 \left(\frac{24}{16} \right) - 3,65 \left(\frac{24}{16} \right)^2 \right] +$$

$$+ 0,0174 \cdot \left[1 - \exp \left(-6 \cdot \left(\frac{24}{16} \right) - 1 \right) \right] \cdot (511,859 - 200)^{0,9} = 13,88$$

Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке α_{19} :

$$\alpha_{19} = \frac{Nu_{19} \cdot \lambda_1}{d_3} = \frac{13,88 \cdot 70,364}{0,0236} = 41,2 \cdot 10^3 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К});$$

Термическое сопротивление:

$$R_{19} = 1 / \alpha_{19} = 2,43 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}.$$

Критерий Рейнольдса:

$$Re_2 = \omega_{29} \cdot d_B / (\mu_2 \cdot \nu_2) = \frac{0,840 \cdot 0,0132}{1,236 \cdot 10^{-5} \cdot 9,1831 \cdot 10^{-3}} = 89704$$

Коэффициент теплоотдачи (формула (6,4) в [12]) при $C_t=1$ и $C_l=1$:

$$\alpha_{29} = 0,021 \cdot \frac{\lambda_2}{d_B} \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} = 7,8 \cdot 10^3 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Термическое сопротивление:

$$R_{29} = 1 / \alpha_{29} = 1,28 \cdot 10^{-4} (\text{м}^2 \cdot \text{К}) / \text{Вт}.$$

Термическое сопротивление стенки:

$$R_{CT} = \delta_{CT} / \lambda_{CT} = 0,0014 / 19,45 = 7,2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}.$$

Так как $\alpha_{19} \gg \alpha_{29}$, то предварительно принимаем:

$$t'_{CT} \approx t'_{1CP} - (1/3) \cdot \Delta t'_{CP} = 373,98 - (1/3) \cdot 84,031 = 345,98^\circ \text{C}.$$

Коэффициент теплопроводности стали 12X18H9 при температуре $345,98^\circ \text{C}$.

$$\lambda_{CT} = 19,45 \text{ Вт} / (\text{м} \cdot \text{К});$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № инв.	Лист
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	

Термическое сопротивление окисных пленок на наружной и внутренней поверхности трубы принимаем одинаковым:

$$R_{OK1} = R_{OK2} = 6 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 / \text{К} \cdot \text{Вт}.$$

Коэффициент теплопередачи:

$$k_{\text{э}} = [R_{1\text{э}} + R_{CT} + 2 \cdot R_{OK} + R_{2\text{э}}]^{-1} = [2,43 \cdot 10^{-5} + 7,20 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6 \cdot 10^{-5} + 1,28 \cdot 10^{-4}]^{-1} = 2,902 \cdot 10^3 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Проверка принятой температуры стенки

$$t_{CT} = t_{1CP}^{\text{э}} - \frac{R_{1\text{э}} + R_{OK} + 0,5 \cdot R_{CT}}{\sum R} = 373,661^{\circ}\text{C}.$$

Расхождение между принятой и расчетными температурами стенки:

$$\frac{t'_{CT} - t_{CT}}{t_{CT}} \times 100\% = \left| \frac{345,988 - 373,66}{373,66} \right| \times 100\% = 7,4\%.$$

Так как погрешность превышает 3 %, то принимаем новую температуру стенки и повторяем расчеты.

Принимаем:

$$t'_{CT} = 374^{\circ}\text{C}.$$

Коэффициент теплопроводности стали 12Х18Н9 при температуре 373°С :

$$\lambda_{CT} = 19,78 \text{ Вт} / (\text{м} \cdot \text{К}).$$

Термическое сопротивление стенки:

$$R_{CT} = \delta_{CT} / \lambda_{CT} = 0,0014 / 19,788 = 7,07 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}.$$

Термическое сопротивление окисных пленок на наружной и внутренней поверхности трубы принимаем одинаковым:

$$R_{OK1} = R_{OK2} = 6 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 / \text{К} \cdot \text{Вт}.$$

Коэффициент теплопередачи:

$$k_{\text{э}} = [R_{1\text{э}} + R_{CT} + 2 \cdot R_{OK} + R_{2\text{э}}]^{-1} = 2,824 \cdot 10^3 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Проверка принятой температуры стенки

Ине. № подл.	Подп. и дата
Ине. № дубл.	Взам. инв. №
Ине. № инв.	Подп. и дата
Ине. № инв.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$t_{CT} = t_{1CP}^{\ominus} - \frac{R_{1Э} + R_{OK} + 0,5 \cdot R_{CT}}{\sum R} = 373,6^{\circ}C.$$

Расхождение между принятой и расчетными температурами стенки:

$$\frac{t'_{CT} - t_{CT}}{t_{CT}} \times 100\% = \left| \frac{374 - 373,6}{373,6} \right| \times 100\% = 0,09\%.$$

Так как погрешность не превышает 3 %, то считаем принятую температуру верной.

Определим тепловую мощность участков АБ и БВ. Для этого решим уравнение [13, стр370]:

$$b_1 + b_2 \cdot \left(\frac{Q_{ГП}}{Q_3} \right) = b_3 + b_4 \cdot (b_5 - b_6 \frac{Q_{ГП}}{Q_3}),$$

где

$$b_1 = \frac{k_3}{\alpha_{23}} (t_1'' - t_2') = \frac{2,824 \cdot 10^3}{7,8 \cdot 10^3} (354 - 240) = 41,67;$$

$$b_2 = (t_s - t_2') - \frac{k_3}{\alpha_{23}} [(t_s - t_2') - (t_1^B - t_1^A)] = (333,8 - 240) - \frac{2,824 \cdot 10^3}{7,8 \cdot 10^3} \cdot [(333,8 - 240) - (392,997 - 355)] = 73,52;$$

$$b_3 = t_s - t_2' = 333,8 - 240 = 93,8;$$

$$b_4 = \frac{k_3^{0,3}}{A} = \frac{(2,824 \cdot 10^3)^{0,3}}{11,145} = 0,973;$$

$$A = \frac{10,45 \cdot 0,7}{3,3 - 0,0113 \cdot (t_s + 273,15 - 373)} = \frac{10,45 \cdot 0,7}{3,3 - 0,0113 \cdot (333,8 + 273,15 - 373)} = 11,14;$$

$$b_5 = t_1'' - t_2' = 355 - 240 = 115;$$

$$b_6 = (t_s - t_2') - (t_1^B - t_1^A) = (333,8 - 240) - (392,977 - 355) = 55,806$$

Решая, получим:

$$\frac{Q_{ГП}}{Q_3} = 0,754.$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

т.е. в условиях пристеночного кипения недогретой до t_s воды на экономайзерном участке испарителя передается 12,3% тепла ($Q_{БВ}$); без кипения передается 87,7% тепла ($Q_{АБ}$):

$$Q_{АБ} = 0,877 \cdot Q_{\text{э}} = 0,877 \cdot 156280,4 = 117854,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{БВ} = 0,123 \cdot Q_{\text{э}} = 0,123 \cdot 156280,4 = 38426,257 \text{ кВт};$$

Определим температуру воды, при которой начинается пристеночное кипение.

Уравнение теплового баланса первого участка экономайзера:

$$Q_{АБ} = D \cdot (h^B - h_{ТВ}).$$

Откуда

$$h^B = Q_{АБ} / D + h_{ТВ} = 117854,2 / 305 + 1038,8 = 1425,29 \text{ кДж / кг}.$$

Энтальпии $1425,29 \text{ кДж / кг}$ соответствует температура воды $315,5^\circ\text{C}$,

т.е. температура на выходе из первого участка экономайзера:

$$t_2^B = 315,5^\circ\text{C}.$$

Уравнение теплового баланса для теплоносителя:

$$Q_{АБ} = G \cdot C_{P1} \cdot (t_1^B - t_1'') \cdot \eta.$$

Откуда

$$t_1^B = t_1'' + Q_{АБ} / (G \cdot C_{P1} \cdot \eta) = 355 + 117854,2 \cdot 10^3 / (3281,43 \cdot 1279 \cdot 0,98) = 383,6^\circ\text{C}$$

Расчет теплообмена на участке поверхностного кипения БВ

Количество теплоты, подводимое к рабочему телу на участке БВ:

$$Q_{БВ} = 38,426 \text{ МВт}.$$

Температурный напор в точке Б:

$$\Delta t^B = t_1^B - t_2^B = t_1^B - t_2^B = 383,6 - 315,5 = 68,65^\circ\text{C}.$$

Температурный напор в точке В:

$$\Delta t^B = t_1^B - t_2^B = t_1^B - t_s = 392,9 - 333,8 = 59,194^\circ\text{C}.$$

Средний температурный напор:

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

$$\Delta t^{БВ} = \frac{\Delta t^B + \Delta t^B}{2} = \frac{68,65 + 59,19}{2} = 63,924^\circ\text{C}.$$

Средняя температура теплоносителя:

$$\bar{t}_1^{БВ} = \frac{t_1^B + t_1^B}{2} = \frac{392,9 + 383,6}{2} = 388,32^\circ\text{C}.$$

Внесем параметры теплоносителя на участке БВ при средней температуре $\bar{t}_1^{БВ}$ в таблицу 16, используя справочные данные [12, П.2.2].

Таблица 16 – Теплофизические свойства теплоносителя и рабочего тела на участке поверхностного кипения БВ

Величина	Значение
Давление, МПа	0,15
Температура	388,32
Плотность $\rho_1^j, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	856,8
Коэффициент теплопроводности $\lambda_1^j, \frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot^\circ\text{C}}$	69,23
Кинематическая вязкость $\nu_1^j, 10^{-7} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$	3,32
Коэффициент температуропроводности $a_1^j, \cdot 10^{-7} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$	636,6
Скорость, $w_j \frac{\text{м}}{\text{с}}$	1,393
Критерий Пекле Pe_1^j	518,595

Критерий Пекле:

$$Pe_1 = \omega_{1БВ} \cdot d_{\Gamma} / a = 1,393 \cdot \frac{0,0236}{636,6 \cdot 10^{-7}} = 518,595.$$

Критерий Нуссельта:

$$Nu_{1БВ} = 24,15 \cdot \lg \left[-8,12 + 12,76 \left(\frac{S_{II}}{d_H} \right) - 3,65 \left(\frac{S_{II}}{d_H} \right)^2 \right] +$$

$$+ 0,0174 \cdot \left[1 - \exp \left(-6 \cdot \left(\frac{S_{II}}{d_H} \right) - 1 \right) \right] \cdot (Pe - 200)^{0,9},$$

$$Nu_{1БВ} = 24,15 \cdot \lg \left[-8,12 + 12,76 \left(\frac{24}{16} \right) - 3,65 \left(\frac{24}{16} \right)^2 \right] +$$

Инв. № подл. Подп. и дата
 Инв. № дубл. Подп. и дата
 Взам. инв. №
 Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$+0,0174 \cdot \left[1 - \exp \left(-6 \cdot \left(\frac{24}{16} \right) - 1 \right) \right] \cdot (518,595 - 200)^{0,9} = 13,942$$

Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке $\alpha_{1БВ}$:

$$\alpha_{1БВ} = \frac{Nu_{1БВ} \cdot \lambda_1}{d_3} = \frac{13,942 \cdot 69,23}{0,0235} = 40,732 \cdot 10^3 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К});$$

Термическое сопротивление:

$$R_{1БВ} = 1 / \alpha_{1БВ} = 1 / (40,732 \cdot 10^3) = 2,46 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}.$$

Термическое сопротивление стенки трубы:

$$R_{ст} = 7,07 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}.$$

Термическое сопротивление окислых пленок:

$$R_{ок} = 6 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}.$$

Так как температурный напор на участке изменяется незначительно, то коэффициент теплоотдачи от стенки к кипящей воде $\alpha_{2и}$ рассчитывается для всего участка по среднему температурному напору.

Расчетная формула (6,26 в [12]) с поправочным коэффициентом для кипения недогретой воды 0,7:

$$\begin{aligned} \alpha_2^{БВ} &= 0,7 \cdot \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (t_s - 373)} \cdot q_{ФБВ}^{0,7} = \\ &= 0,7 \cdot \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (606,9 - 373)} \cdot q_{ФБВ}^{0,7} = 10,6 \cdot q_{ФБВ}^{0,7} \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}. \end{aligned}$$

Примем $q_{ФБВ} = 2,68 \cdot 10^5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$. Тогда:

$$\alpha_2^{БВ} = 10,6 \cdot (2,68 \cdot 10^5)^{0,7} = 70,1 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Термическое сопротивление:

$$R_{2БВ} = 1 / \alpha_{2БВ} = 1 / (70,1 \cdot 10^3) = 1,43 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}.$$

Коэффициент теплопередачи на участке БВ:

$$\begin{aligned} k_{БВ} &= \frac{1}{R_{1БВ} + R_{ст} + 2 \cdot R_{ок} + R_{2БВ}} = \\ &= \frac{1}{2,46 \cdot 10^{-5} + 7,07 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6 \cdot 10^{-5} + 1,43 \cdot 10^{-5}} = \end{aligned}$$

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

$$= 4,161 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Тогда:

$$q_F^{\text{БВ}}_{\text{утч}} = k_{\text{БВ}} \cdot \Delta t^{\text{БВ}} = 4,161 \cdot 10^3 \cdot 63,924 = 2,66 \cdot 10^5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

Относительное расхождение значений плотностей теплового потока на участке БВ составит:

$$\delta_{\text{погр}}^{\text{БВ}} = \frac{|q_F^{\text{БВ}}_{\text{утч}} - q_F^{\text{БВ}}|}{q_F^{\text{БВ}}} \cdot 100\% = \frac{|2,66 \cdot 10^5 - 2,68 \cdot 10^5|}{2,68 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 0,74\%$$

Окончательно примем:

$$q_F^{\text{БВ}} = 2,66 \cdot 10^5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}, \quad \alpha_2^{\text{БВ}} = 70,1 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}, \quad k_{\text{БВ}} = 4,161 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Площадь поверхности теплообмена участка БВ:

$$F_{\text{БВ}} = \frac{Q_{\text{БВ}}}{q_F^{\text{БВ}} \cdot m} = \frac{38426,2}{2,66 \cdot 14} = 10,3 \text{ м}^2$$

Длина трубки на участке БВ:

$$L_{\text{БВ}} = \frac{F_{\text{БВ}}}{\pi \cdot d_{\text{ср}} \cdot n'_m} = \frac{10,3}{\pi \cdot 14,6 \cdot 10^{-3} \cdot 255} = 0,886 \text{ м}$$

Расчёт поверхности теплообмена на участке конвективного теплообмена не кипящей жидкости АБ

Количество теплоты, подводимое к рабочему телу на участке БВ:

$$Q_{\text{БВ}} = 38,426 \text{ МВт}$$

Температурный напор в точке А:

$$\Delta t^{\text{А}} = t_1^{\text{А}} - t_2^{\text{А}} = t_1'' - t_2' = 355 - 240 = 115 \text{ }^\circ\text{С}$$

Температурный напор в точке Б:

$$\Delta t^{\text{Б}} = t_1^{\text{Б}} - t_2^{\text{Б}} = t_1^{\text{Б}} - t_2^{\text{Б}} = 68,65 \text{ }^\circ\text{С}$$

Средний температурный напор:

$$\Delta t^{\text{АБ}} = \frac{\Delta t^{\text{А}} - \Delta t^{\text{Б}}}{\ln\left(\frac{\Delta t^{\text{А}}}{\Delta t^{\text{Б}}}\right)} = \frac{115 - 68,65}{\ln\left(\frac{115}{68,65}\right)} = 89,843 \text{ }^\circ\text{С}$$

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Средняя температура теплоносителя:

$$\bar{t}_1^{AB} = \frac{t_1^A + t_1^B}{2} = \frac{355 + 383,6}{2} = 369,32 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Средняя температура рабочего тела:

$$\bar{t}_2^{AB} = \frac{t_2^A + t_2^B}{2} = \frac{230 + 315}{2} = 277,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Внесем параметры теплоносителя и рабочего тела на участке AB при средней температуре \bar{t}^{AB} в таблицу 17, используя справочные данные [12, П.2.2].

Таблица 17 – Теплофизические свойства теплоносителя и рабочего тела на участке поверхностного кипения AB

Величина	Значение
Давление, МПа	0,15
Температура	369,327
Плотность $\rho_1^j, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	861,36
Коэффициент теплопроводности $\lambda_1^j, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$	70,66
Кинематическая вязкость $\nu_1^j, \cdot 10^{-7} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$	3,447
Коэффициент температуропроводности $a_1^j, \cdot 10^{-7} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$	644,2
Скорость, $w_j \frac{\text{м}}{\text{с}}$	1,386
Рабочее тело	
Давление, МПа	13,5
Температура, $^\circ\text{C}$	277,5
Удельный объем $\vartheta_2, 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$	1,305
Плотность $\rho_2^j, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	765,78
Коэффициент теплопроводности $\lambda_2^j, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$	0,5935
Динамическая вязкость $\mu_2^j, \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$	9,69

Инв. № подл.	Подп. и дата
	Взам. инв. №
Инв. № дубл.	Подп. и дата
	Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Кинематическая вязкость $\nu_1^j \cdot 10^{-7} \frac{m^2}{c}$	1,265
Коэффициент Прандтля, Pr_2	0,828
Скорость, $w_{2j} \frac{m}{c}$	0,815

Критерий Пекле:

$$Pe_{1AB} = \omega_{1AB} \cdot d_{\Gamma} / a = 1,386 \cdot \frac{0,0236}{644,2 \cdot 10^{-7}} = 509,765.$$

Критерий Нуссельта:

$$Nu_{1AB} = 24,15 \cdot \lg \left[-8,12 + 12,76 \left(\frac{S_{II}}{d_H} \right) - 3,65 \left(\frac{S_{II}}{d_H} \right)^2 \right] +$$

$$+ 0,0174 \cdot \left[1 - \exp \left(-6 \cdot \left(\frac{S_{II}}{d_H} \right) - 1 \right) \right] \cdot (Pe - 200)^{0,9},$$

$$Nu_{1AB} = 24,15 \cdot \lg \left[-8,12 + 12,76 \left(\frac{24}{16} \right) - 3,65 \left(\frac{24}{16} \right)^2 \right] +$$

$$+ 0,0174 \cdot \left[1 - \exp \left(-6 \cdot \left(\frac{24}{16} \right) - 1 \right) \right] \cdot (509,765 - 200)^{0,9} = 13,864$$

Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке α_{1AB} :

$$\alpha_{1AB} = \frac{Nu_{1AB} \cdot \lambda_1}{d_{\mathcal{C}}} = \frac{13,864 \cdot 70,6}{0,0236} = 41,3 \cdot 10^3 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К});$$

Термическое сопротивление:

$$R_{1AB} = 1 / \alpha_{1AB} = 1 / (41,3 \cdot 10^3) = 2,42 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}.$$

Термическое сопротивление окислых пленок:

$$R_{ок} = 6 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}.$$

Определим коэффициент теплоотдачи от стенки к рабочему телу.

Критерий Рейнольдса:

$$Re_{2AB} = \frac{w_{2AB} \cdot d_{BH}}{\nu_{2AB}} = \frac{1,265 \cdot 13,2 \cdot 10^{-3}}{1,265 \cdot 10^{-7}} = 8,51 \cdot 10^4.$$

Коэффициент теплоотдачи (формула (6,4) в [12]) при $C_i=1$ и $C_i=1$:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № инв.	Лист
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	

$$\alpha_{2AB}^{AB} = 0,021 \cdot \frac{\lambda_2^{AB}}{d_{BH}} \cdot Re_{2AB}^{0,8} Pr_{2AB}^{0,43} = 0,021 \cdot \frac{0,5935}{13,2 \cdot 10^{-3}} \cdot (8,51 \cdot 10^4)^{0,8} \cdot 0,828^{0,43} = 7,65 \cdot 10^3 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Термическое сопротивление:

$$R_{2AB} = 1 / \alpha_{2AB} = 1 / (7,65 \cdot 10^3) = 1,31 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2 \cdot К / Вт.$$

Термическое сопротивление стенки трубы:

$$R_{CT} = 7,07 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot К / Вт.$$

Коэффициент теплопередачи на участке БВ:

$$k_{AB} = \frac{1}{R_{1AB} + R_{CT} + 2 \cdot R_{OK} + R_{2AB}} = \frac{1}{2,42 \cdot 10^{-5} + 7,07 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6 \cdot 10^{-5} + 1,31 \cdot 10^{-5}} = 2,81 \cdot 10^3 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Плотность теплового потока на участке АБ:

$$q_F^{AB} = k_{AB} \cdot \Delta t^{AB} = 2,81 \cdot 10^3 \cdot 89,843 = 2,52 \cdot 10^5 \frac{Вт}{м^2}.$$

Площадь поверхности теплообмена участка АБ:

$$F_{AB} = \frac{Q_{AB}}{q_F^{AB} \cdot m} = \frac{117854 \cdot 10^3}{2,52 \cdot 10^5 \cdot 14} = 33,39 \text{ м}^2.$$

Длина трубки на участке АБ:

$$L_{AB} = \frac{F_{AB}}{\pi \cdot d_{CP} \cdot n_M} = \frac{33,39}{\pi \cdot 14,6 \cdot 10^{-3} \cdot 255} = 2,855 \text{ м}.$$

Расчёт общей площади теплопередающей поверхности одного модуля испарителя

Расчётная площадь теплопередающей поверхности:

$$F_{И} = F_{AB} + F_{БВ} + F_{ВГ} + F_{ГД} = 33,39 + 10,319 + 69,89 + 52,94 = 166,5 \text{ м}^2.$$

Принимаем $F_{И} = 167 \text{ м}^2$.

Инт. № подл.	Подп. и дата
Инт. № дубл.	
Взам. инв. №	
Инт. № инв.	
Подп. и дата	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

По условиям безопасности необходим минимальный десяти процентный запас площади поверхности нагрева:

$$F_{\text{испаритель}} = 1,1 \cdot F_{\text{и}} = 1,1 \cdot 167 = 183,7 \text{ м}^2.$$

По известному числу трубок в модуле определим длину одной трубки:

$$L_{\text{и}} = \frac{F_{\text{испаритель}}}{\pi \cdot d_{\text{ср}} \cdot n_{\text{м}}} = \frac{183,7}{\pi \cdot 14,6 \cdot 10^{-3} \cdot 255} = 15,6 \text{ м.}$$

Принимаем $L_{\text{и}} = 15,7 \text{ м.}$

Расчет пароперегревателя

Материал, наружный диаметр и толщина стенки труб

Расчётную температуру стенки трубы примем равной температуре теплоносителя на входе в перегреватель:

$$t_{\text{ст.р.}} = t'_1 = t_1^{\text{E}} = 527 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Толщина стенки трубы:

$$\delta_{\text{р}} = \frac{P_{\text{р}} \cdot d_{\text{н}}}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma_{\text{н}}] + P_{\text{р}}} + \text{C},$$

где минимальный коэффициент прочности для труб поверхности теплообмена, ослабленных сварными швами $\varphi = 1$;

Допускаемое напряжение для Стали 12Х18Н10Т принимается меньшим из двух значений:

$$[\sigma_{\text{н}}] = 96,43 \text{ МПа,}$$

наружный диаметр принимаем $d_{\text{н}} = 12 \text{ мм.}$

$$\delta_{\text{р}} = \frac{16,87 \cdot 12,4}{2 \cdot 1 \cdot 96,43 + 16,87} + \text{C} = 0,99 + \text{C}$$

где С – прибавка к расчётной толщине стенки, связанная с минусовым технологическим допуском, утонением труб при изгибах и в результате коррозии:

$$\text{C} = \text{C}_1 + \text{C}_2 + \text{C}_3 + \text{C}_4,$$

где минусовой технологический допуск по ГОСТ $\text{C}_1 = 0,10(\delta_{\text{р}} - \text{C}) = 0,10(0,99 + \text{C} - \text{C}) = 0,09 \text{ мм;}$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

утонение стенки за счёт коррозионных процессов с учётом срока службы сосуда для аустенитных сталей $C_2 = 0$ мм;

необходимое утолщение стенки по технологическим, монтажным и другим соображениям $C_3 = 0$ мм;

утонение стенки в месте гибов $C_4 = 0$ мм.

$$C = 0,096 + 0 + 0 + 0 = 0,09 \text{ мм.}$$

$$\delta_p = 0,99 + 0,09 = 1,08 \text{ мм,}$$

Примем толщину стенки из ряда сортаментов

$$\delta_p = 1,5 \text{ мм.}$$

Тогда внутренний диаметр трубы составит:

$$d_{\text{вн}} = d_{\text{н}} - 2 \cdot \delta_p = 12 - 2 \cdot 1,5 = 9 \text{ мм.}$$

Из технологических соображений примем внутренний диаметр равным $d_{\text{вн}} = 8,5$ мм. Тогда толщина стенки равна:

$$\delta_p = \frac{d_{\text{н}} - d_{\text{вн}}}{2} = 1,75 \text{ мм.}$$

Выбор числа модулей и числа труб в модуле

Число модулей пароперегревателя равно числу модулей испарителя и равно:

$$m_{\text{ПЕ}} = m_{\text{и}} = 14.$$

Принимаем шаг между трубами в модуле перегревателя:

$$s_{\text{ПЕ}} = 26 \text{ мм.}$$

Принимаем число труб на диагонали шестиугольника $n_{\text{д}} = 20$.

Внутренний диаметр кожуха

$$d_{\text{вн.кожуха}} = s_{\text{ПЕ}} \cdot n_{\text{д}} = 27 \cdot 20 = 520 \text{ мм.}$$

Число труб в модуле:

$$n_{\text{МПЕ}} = 0,75 \cdot (n_{\text{д}}^2 - 1) + 1 = 0,75 \cdot (20^2 - 1) + 1 = 300.$$

Площадь проходного сечения межтрубного пространства модуля:

$$F_{\text{МП}} = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{\text{вн.кожуха}}^2 - n_{\text{МПЕ}} \cdot d_{\text{н}}^2) =$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$= \frac{3,14}{4} \cdot (520^2 - 300 \cdot 12^2) \cdot 10^{-6} = 0,15 \text{ м}^2.$$

Площадь проходного сечения трубок:

$$F_{\text{ВН}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{ВН}}^2}{4} \cdot n_{\text{МПЕ}} = \frac{\pi \cdot 8,5^2}{4} \cdot 300 \cdot 10^{-6} = 0,017 \text{ м}^2.$$

Расход рабочего тела и теплоносителя через один модуль ПЕ равен расходу рабочего тела и теплоносителя через один модуль И:

$$D_{\text{МПЕ}} = D_{\text{МИ}} = 21,7 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_{\text{МПЕ}} = G_{\text{МИ}} = 234,3 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Теплофизические свойства теплоносителя и рабочего тела

При изменении температуры пара от 333,8°C на входе в участок до 520°C на выходе из участка физические параметры значительно изменяются, следовательно, необходимо дополнительное разбиение на участки допустимого линейного приближения таким образом, чтобы отношение теплоёмкостей, рассчитанных по температуре пара во входном и выходном сечениях дополнительных участков, не превышало 1,4.

Так как теплофизические свойства натрия изменяются в интервале температур незначительно, то считаем средние значения величин на участке ДЛ применимыми на участках ДЕ, ЕЖ, ЖИ, ИК, КЛ.

Таблица 18 – Теплофизические свойства теплоносителя на участке конвективного теплообмена перегретого пара ДЛ

Величина	Д	Л	Средняя
Давление, МПа	0,15		
Температура	474,512	527	500,7
Плотность $\rho_1^j, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	835,62	822,52	829,07
Коэффициент теплопроводности $\lambda_1^j, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{°C}}$	64,97	62,827	63,8985
Кинематическая вязкость $\nu_1^j \cdot 10^{-7}, \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$	2,98	2,79	2,885
Коэффициент	610,6	600,1	605,35

температуропроводности			
$a_1^j \cdot 10^{-7}, \frac{M^2}{c}$			

Таблица 19 – Теплофизические свойства рабочего тела на участке конвективного теплообмена перегретого пара ДЛ

Величина	Д	Е	Ж	И	К	Л
Рабочее тело						
Давление, МПа	13,5					
Температура, °С	333,802	369,04232	404,2817	439,52116	474,76058	510
Плотность $\rho_2^j, \frac{кг}{м^3}$	82,53	62,9 15	54,4 07	48,9 18	44,8 92	41,168
Коэффициент теплопроводности $\lambda_2^j, \frac{Вт}{м \cdot °С}$	0,102	0,0804	0,0751	0,07536	0,07738	0,080956
Кинематическая вязкость $\nu_2^j, 10^{-7} \frac{м^2}{с}$	2,649	3,7178	4,6	5,44	6,2716	7,276
Коэффициент Прандтля, Pr_2	2,261	1,4086	1,230	1,1267	1,0618	1,0111

Определим скорости теплоносителя во входном и выходном сечениях (Д и Л соответственно), считая, что нет потерь скорости и давления в трубопроводе, соединяющем модули Ии ПЕ:

$$w_{1Д} = \frac{G_{1 ПЕ}}{F_{МП} \cdot \rho_1^Д} = \frac{234,38}{0,12 \cdot 835,6} = 1,84 \frac{м}{с};$$

$$w_{1Л} = \frac{G_{1 ПЕ}}{F_{МП} \cdot \rho_1^Л} = \frac{234,38}{0,12 \cdot 822,52} = 1,87 \frac{м}{с}.$$

Инв. № подл. Подп. и дата. Инв. № дубл. Взам. инв. № Подп. и дата.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Полученные значения не превышают допустимую скорость для теплоносителя, равную $3 \frac{м}{с}$.

Средняя скорость теплоносителя:

$$w_{1ДЛ} = \frac{G_{1 ПЕ}}{F_{МП} \cdot \rho_1^Д} = \frac{234,38}{0,12 \cdot 829,07} = 1,86 \frac{м}{с}$$

3.2.3.3 Определим скорости рабочего тела в ПЕ для различных сечений.

Таблица 20 – Скорости рабочего тела в различных сечениях

Величин а	Д	Е	Ж	И	К	Л
Скорост ь w_{2j} , м/с	15,514	20,351	23,533	26,174	28,521	31,101

Определим критерий Рейнольдса в сечениях Д-Л для рабочего тела, а так же критерий Рейнольдса и Пекле для теплоносителя на участке ДЛ.

Критерии Рейнольдса и Пекле теплоносителя на участке ДЛ равен:

$$Re_1^{ДЛ} = \frac{w_{1ДЛ} \cdot d_r}{\nu_1^{ДЛ}} = \frac{1,86 \cdot 50,14 \cdot 10^{-3}}{2,885 \cdot 10^{-7}} = 3,2 \cdot 10^5,$$

где

$$d_r = d_H \cdot \left(\frac{2 \cdot \sqrt{3}}{\pi} \cdot \left(\frac{S_{ПЕ}}{d_H} \right)^2 - 1 \right) = 12 \cdot \left(\frac{2 \cdot \sqrt{3}}{3,14} \cdot \left(\frac{26}{12} \right)^2 - 1 \right) = 50,14 \text{ мм};$$

$$Pe_1^{ДЛ} = \frac{w_{1ДЛ} \cdot d_r}{\alpha_1^{ДЛ}} = \frac{1,86 \cdot 50,14 \cdot 10^{-3}}{605,3 \cdot 10^{-7}} = 1541,04.$$

Критерии Рейнольдса рабочего тела в сечении Д равен:

$$Re_2^Д = \frac{w_{2Д} \cdot d_{ВН}}{\nu_2^Д} = \frac{15,514 \cdot 8,5 \cdot 10^{-3}}{2,649 \cdot 10^{-7}} = 4,97 \cdot 10^5.$$

Результаты расчетов остальных сечений представлены в таблице.

Таблица 21 – Скорости рабочего тела в различных сечениях

Величин а	Д	Е	Ж	И	К	Л
$Re_2^j \cdot 10^5$	4,97	4,65	4,34	4,08	3,86	3,63

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Критерий Нуссельта теплоносителя на участке ДЛ:

$$Nu_1^{ДЛ} = 24,15 \cdot \lg \left[-8,12 + 12,76 \left(\frac{S_{ПЕ}}{d_H} \right) - 3,65 \left(\frac{S_{ПЕ}}{d_H} \right)^2 \right] +$$

$$+ 0,0174 \cdot \left[1 - \exp \left(-6 \cdot \left(\frac{S_{ПЕ}}{d_H} \right) - 1 \right) \right] \cdot (Pe_1^{ДЛ} - 200)^{0,9},$$

$$Nu_1^{ДЛ} = 24,15 \cdot \lg \left[-8,12 + 12,76 \left(\frac{26}{12} \right) - 3,65 \left(\frac{26}{12} \right)^2 \right] +$$

$$+ 0,0174 \cdot \left[1 - \exp \left(-6 \cdot \left(\frac{26}{12} \right) - 1 \right) \right] \cdot (1541,04 - 200)^{0,9} = 26,36.$$

Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке труб теплопередающей поверхности $\alpha_1^{ДЛ}$:

$$\alpha_1^{ДЛ} = \frac{Nu_1^{ДЛ} \cdot \lambda_1^{ДЛ}}{d_r} = \frac{26,36 \cdot 63,8}{50,14 \cdot 10^{-3}} = 3,36 \cdot 10^4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°С}}.$$

Для определения коэффициента теплоотдачи от стенки рабочему телу необходимо определить температуру стенок в сечениях и значение плотности пара при этой температуре. Температуру теплоносителя в соответствующих сечениях определим из T-Q диаграммы.

Температура стенок в сечении Д:

$$t_{стД} = \frac{t_{1Д} + t_{2Д}}{2} = \frac{474,512 + 333,80}{2} = 404,15 \text{°С}.$$

Плотность пара при температуре стенки $t_{стД}$:

$$\rho_{2ст}^Д = 54,431 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

По рекомендациям в [12, стр. 69] критерий Нуссельта в зоне перегрева пара определяется по формуле:

$$Nu_2^Д = 0,028 \cdot (Re_2^Д)^{0,8} \cdot (Pr_2^Д)^{0,4} \cdot \left(\frac{\rho_{2ст}^Д}{\rho_2^Д} \right)^{1,15} =$$

$$= 0,028 \cdot (4,97 \cdot 10^5)^{0,8} \cdot (2,261)^{0,4} \cdot \left(\frac{54,431}{82,531} \right)^{1,15} = 868,26.$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки рабочему телу:

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$\alpha_2^{\text{Д}} = \frac{Nu_2^{\text{Д}} \cdot \lambda_2^{\text{Д}}}{d_{\text{ср}}} = \frac{868,26 \cdot 0,102}{10,25 \cdot 10^{-3}} = 7,22 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$$

При расчёте коэффициента теплопередачи $k^{\text{ГД}}$ необходимо учитывать термическое сопротивление отложений примесей на теплопередающей поверхности $R_{\text{отл}} = 0,0002 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}{\text{Вт}}$, сопротивление оксидных плёнок $R_{\text{ок}} = 6 \cdot 10^{-5} \frac{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}{\text{Вт}}$, коэффициент теплопроводности теплообменных трубок, сделанных из стали 12Х18Н10Т $\lambda_{\text{ст}}^{\text{ДЛ}} = 22,15 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{°C}}$.

Термическое сопротивление стенки ПЕ:

$$R_{\text{стПЕ}} = \frac{\delta_{\text{РПЕ}}}{\lambda_{\text{ст}}^{\text{ДЛ}}} = \frac{1,5 \cdot 10^{-3}}{22,15} = 4,35 \cdot 10^{-5} \frac{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}{\text{Вт}}$$

Коэффициент теплопередачи от теплоносителя к рабочему телу в сечении Д:

$$k_{\text{Д}} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1^{\text{ДЛ}}} + R_{\text{стПЕ}} + 2 \cdot R_{\text{ок}} + R_{\text{отл}} + \frac{1}{\alpha_2^{\text{Д}}}} =$$

$$= \frac{1}{\frac{1}{3,36 \cdot 10^4} + 4,35 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 10^{-4} + \frac{1}{7,22 \cdot 10^3}} =$$

$$= 1,88 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$$

Результаты расчетов остальных сечений представлены в таблице.

Таблица 22 – К определению коэффициента теплоотдачи

Величин а	Д	Е	Ж	И	К	Л
$t_{1j}, \text{°C}$	474,512	485,009	495,507	506,005	516,502	527,000
$t_{\text{ст}j}, \text{°C}$	404,151	427,025	449,89	472,76	495,63	518,5
$\rho_{2\text{ст}}^j \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$	54,431	50,649	47,618	45,094	42,935	41,051
$Nu_2^j \cdot 10^5$	868,26	856,12	845,59	825,247	803,68	786,86
$\alpha_2^j \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$	8640,29	6715,399	6195,53	6067,383	6067,23	6214,79

Подп. и дата
 Взам. инв. №
 Инв. № дубл.
 Подп. и дата
 Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$k_D, 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°С}}$	1,96	1,84	1,80	1,79	1,79	1,80
--	------	------	------	------	------	------

Принимая зависимость коэффициента теплопередачи на участке ДЛ от температуры рабочего тела линейной, средний коэффициент теплопередачи на участке ДЛ определим как среднее арифметическое:

$$k_{ДЛ} = \frac{1,96 + 1,84 + 1,8 + 1,79 + 1,79 + 1,8}{6} = 1,83 \cdot 10^3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°С}}$$

Средний температурный напор в точке Д:

$$\Delta t^D = t_1^D - t_2^D = 474,51 - 333,8 = 140 \text{ °С.}$$

Температурный напор в точке Л:

$$\Delta t^L = t_1^L - t_2^L = 527 - 510 = 17 \text{ °С.}$$

Средний температурный напор на участке ДЛ:

$$\Delta t^{ДЛ} = \frac{\Delta t^D - \Delta t^L}{\ln\left(\frac{\Delta t^D}{\Delta t^L}\right)} = 58,53 \text{ °С.}$$

Средняя плотность теплового потока для ДЛ:

$$q_F^{ДЛ} = k_{ДЛ} \cdot \Delta t^{ДЛ} = 1,83 \cdot 10^3 \cdot 58,53 = 0,107 \frac{\text{МВт}}{\text{м}^2}.$$

Расчётная площадь теплопередающей поверхности одного модуля ПЕ:

$$F_{ПЕ \text{ расч}} = \frac{Q_{ПЕ}}{q_F^{ДЕ} \cdot m'_{и}} = \frac{215,88}{0,107 \cdot 14} = 143,72 \text{ м}^2.$$

Площадь теплопередающей поверхности одного модуля ПЕ с 10-типроцентным запасом:

$$F_{ПЕ} = 1,1 \cdot F_{ДЛ \text{ расч}} = 1,1 \cdot 151,519 = 158,09 \text{ м}^2.$$

Средний диаметр трубки ПЕ:

$$d_{срПЕ} = \frac{d_{н} + d_{вн}}{2} = \frac{12 + 8,5}{2} = 10,25 \text{ мм.}$$

Длина трубки одного модуля первичного перегревателя:

$$L_{ПЕ} = \frac{F_{ПЕ}}{\pi \cdot d_{срПЕ} \cdot n_{МПЕ}} = \frac{158,09}{\pi \cdot 10,25 \cdot 10^{-3} \cdot 300} = 16,37 \text{ м.}$$

Общая длина трубок ПЕ:

$$L_{перегреватель} = L_{ПЕ} \cdot n_{МПЕ} = 16,37 \cdot 300 = 4912 \text{ м.}$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Инев. № подп	Подп. и дата	Инев. № дубл.	Взам. инев. №	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

2.4 Конструкторский расчёт

Цель расчёта: из расчёта на прочность определить толщины стенки трубок, плоской крышки, трубной доски и стенки корпуса, конструкционную длину трубок и рассчитать массу элементов конструкции.

Толщины стенки трубок модулей И и ПЕ рассчитаны: $\delta_{PI} = 1,4$ мм, $\delta_{PIE} = 1,5$ мм.

Модуль испарителя

Внутренний диаметр кожуха $d_{\text{вн.кожуха}} = 500$ мм.

Принимаем толщину стенки корпуса по прототипу ПГН-200 $\delta_{\text{СТК}} = 20$ мм. По [13, стр. 311] принимаем в качестве материала трубных досок сталь 10ГН2МФА.

По рекомендациям [13, стр. 316] толщина трубной доски, приваренной к корпусу, определяется по формуле:

$$\delta_{\text{ТД}} = 0,393 \cdot \chi \cdot d_{\text{ВНК}} \cdot \sqrt{\frac{P_p}{\sigma_{\text{в}} \cdot \varphi}}$$

где расчётное давление $P_p = 16,875$ МПа;

номинальное допустимое напряжение $\sigma_{\text{в}} = 440$ МПа определяется при расчётной температуре стенки корпуса (из [13, стр. 316] принимаем равной наибольшей температуре протекающих с обеих сторон трубной доски сред,

принимаем по конструктивным соображениям внутренний диаметр корпуса $d_{\text{ВНК}} = 0,7$ м,

коэффициент прочности трубных досок при разбивке отверстий по треугольнику (шаг между трубами $S_{\text{И}} = 24$ мм, диаметр отверстий в трубной доске совпадает с наружным диаметром трубок $d_{\text{ОТВ}} = d_{\text{Н}} = 16$ мм)

$$\varphi = 0,935 - 0,65 \cdot \frac{d_{\text{ОТВ}}}{S_{\text{И}}} = 0,935 - 0,65 \cdot \frac{16}{24} = 0,501,$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

коэффициент χ находится из [2, рис. 14.3 на стр. 316] по заданному отношению $\frac{\delta_{стк}}{\delta_{ТД}}$.

Произведём серию итераций, задавшись первоначальной толщиной трубной доски $\delta_{ТД} = 100$ мм. $\frac{\delta_{стк}}{\delta_{ТД}} = \frac{0,02}{0,01} = 0,2$. В случае относительного расхождения более 5 % повторим необходимые вычисления.

Тогда $\chi = 0,96 \cdot \delta_{ТД} = 0,393 \cdot \chi \cdot d_{внк} \cdot \sqrt{\frac{P_p}{\sigma_v \cdot \varphi}} = 0,393 \cdot 0,96 \cdot 0,7 \cdot$

$$\sqrt{\frac{16,875}{440 \cdot 0,501}} = 0,07 \text{ м.}$$

Таблица 23 – Итерационный расчёт $\delta_{ТД}$

$\delta_{ТД}$	мм	100	70
χ		0,96	0,93
$\delta_{ТД \text{ исп}}$	мм	74,5	70,7
Относительное расхождение	%	34	1,04

Принимаем толщину трубной доски $\delta_{ТД} = 70$ мм.

Допустимая скорость течения среды в патрубках подводящих и отводящих трубопроводов по рекомендации [13, стр.252] принимаем в два раза большей скорости среды в трубах поверхности теплообмена. Для подводящего патрубка $w_{подви} = 2 \cdot w_{iA}$. Для отводящего патрубка $w_{отви} = 2 \cdot w_{iD}$. Здесь $i = 1$ для теплоносителя и $i = 2$ для рабочего тела.

Диаметр подводящих патрубков определяется по формуле:

$$d_{подви} = \sqrt{\frac{4 \cdot D_{iM}}{w_{подви} \cdot \pi \cdot \rho_{iA}}},$$

Соответственно диаметр отводящих патрубков:

$$d_{отви} = \sqrt{\frac{4 \cdot D_{iM}}{w_{отви} \cdot \pi \cdot \rho_{iA}}},$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Параметры теплоносителя и рабочего тела определены в тепловом расчёте (см. табл. 4 и табл. 13). Например, диаметр подводящего патрубка для теплоносителя:

$$d_{\text{подв1}} = \sqrt{\frac{4 \cdot D_{1\text{м}}}{2 \cdot w_{1\text{А}} \cdot \pi \cdot \rho_{1\text{А}}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 234,38}{2 \cdot 1,386 \cdot 3,14 \cdot 861,36}} = 0,35 \text{ м.}$$

С помощью ГОСТ 8732-78, регламентирующего сортамент бесшовных горячедоформированных труб определим ближайший в большую сторону стандартный диаметр патрубков и наружный диаметр патрубков, задавшись толщиной стенки патрубков 14 мм.

Таблица 24 – Диаметры подводящих и отводящих патрубков

	$d_{\text{подв1}}$ мм	$d_{\text{отв1}}$ мм
Теплоноситель	353	311
Рабочее тело	149	104

Длина участка трубы, прилегающего к трубной доске $L_{\text{ТД}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{ТД}} = \frac{2}{3} \cdot 70 \approx 47$ мм. Длина завальцованного в трубную доску участка трубы равняется толщине трубной доски $L_{\text{ЗАВ}} = \delta_{\text{ТД}} = 70$ мм.

В отличие от модуля испарителя для модуля первичного перегревателя используются другие конструкционные материалы: корпус, трубные доски, камеры рабочего тела, плоские крышки – сталь X18H9. Однако механические свойства X18H9 ненамного отличаются от свойств материалов, применяемых при изготовлении модуля испарителя, что позволяет получить схожие значения толщин крышек и трубных досок при одинаковом диаметре внутреннего корпуса и толщинах стенок корпусов. Следовательно, в целях упрощения расчётов примем длины участков труб, прилегающих к трубной доске, и завальцованных в трубные доски участков труб одинаковыми для всех модулей.

Полная длина трубы одного модуля:

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$L_{\text{полн}j} = L_j + 2 \cdot L_{\text{ТД}} + 2 \cdot L_{\text{ЗАВ}},$$

Здесь и далее $j=И$ для модуля испарителя, $j=ПЕ$ для модуля первичного перегревателя.

$$L_{\text{полнИ}} = 15,7 + 2 \cdot 0,047 + 2 \cdot 0,070 = 15,93 \text{ м.}$$

$$L_{\text{полнПЕ}} = 14,4 + 2 \cdot 0,0478 + 2 \cdot 0,070 = 16,6 \text{ м.}$$

Масса всех трубок модуля:

$$M_j = \frac{\pi \cdot [d_{\text{н}j}^2 - d_{\text{вн}j}^2]}{4} \cdot n'_{\text{м}j} \cdot m'_m \cdot L_{\text{полн}j} \cdot \rho_j,$$

где ρ_j - плотность материала трубок соответствующего модуля при рабочих температурах: $\rho_{И} = 7640 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\rho_{ПЕ} = 7680 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Масса всех трубок испарителя:

$$\begin{aligned} M_{И} &= \frac{\pi \cdot [d_{\text{нИ}}^2 - d_{\text{внИ}}^2]}{4} \cdot n'_{\text{мИ}} \cdot m'_m \cdot L_{\text{полнИ}} \cdot \rho_{И} = \\ &= \frac{3,14 \cdot [0,016^2 - 0,0132^2]}{4} \cdot 255 \cdot 14 \cdot 15,93 \cdot 7750 = 13740 \text{ кг.} \end{aligned}$$

Масса кожухов модуля:

$$M_{\text{кож}j} = \frac{\pi \cdot [(d_{\text{внкож}j} + 2 \cdot \delta_{\text{кож}})^2 - d_{\text{внкож}j}^2]}{4} \cdot m'_m \cdot L_j \cdot \rho_{\text{кож}j},$$

где $\rho_{\text{кож}j}$ - плотность материала кожуха соответствующего модуля при рабочих температурах: $\rho_{\text{кожИ}} = 7700 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\rho_{\text{кожПЕ}} = 7680 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Масса кожухов испарителя:

$$\begin{aligned} M_{\text{кожИ}} &= \frac{\pi \cdot [(d_{\text{внкожИ}} + 2 \cdot \delta_{\text{кож}})^2 - d_{\text{внкожИ}}^2]}{4} \cdot m'_m \cdot L_{И} \cdot \rho_{\text{кожИ}} = \\ &= \frac{3,14 \cdot [(0,408 + 2 \cdot 0,02)^2 - 0,408^2]}{4} \cdot 14 \cdot 15,7 \cdot 7700 = 18510 \text{ кг.} \end{aligned}$$

Масса корпуса модуля:

$$M_{\text{кор}j} = \frac{\pi \cdot [(d_{\text{внкор}j} + 2 \cdot \delta_{\text{кор}})^2 - d_{\text{внкор}j}^2]}{4} \cdot m'_m \cdot (L_{\text{полн}j} + 1) \cdot \rho_{\text{кор}j},$$

где $\rho_{\text{кор}j}$ - плотность материала корпуса соответствующего модуля при рабочих температурах: $\rho_{\text{корИ}} = 7700 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\rho_{\text{корПЕ}} = 7680 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Масса корпуса испарителя:

$$M_{\text{корИ}} = \frac{\pi \cdot [(d_{\text{внкорИ}} + 2 \cdot \delta_{\text{кор}})^2 - d_{\text{внкорИ}}^2]}{4} \cdot m'_m \cdot (L_{\text{полни}} + 1) \cdot \rho_{\text{корИ}} =$$

$$= \frac{\pi \cdot [(0,7 + 2 \cdot 0,02)^2 - 0,7^2]}{4} \cdot 14 \cdot (15,7 + 1) \cdot 7700 = 25400 \text{ кг.}$$

Масса всех трубных досок модуля:

$$M_{\text{ТДj}} = \frac{\pi \cdot [(d_{\text{внкорj}})^2 - (d_{\text{нj}} + 0,002)^2 \cdot n'_{mj}]}{4} \cdot \delta_{\text{ТД}} \cdot \rho_{\text{ТДj}} \cdot 2 \cdot m'_m,$$

где $\rho_{\text{ТДj}}$ - плотность материала трубной доски соответствующего модуля при рабочих температурах: $\rho_{\text{ТДИ}} = 7700 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $\rho_{\text{ТДПЕ}} = 7680 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Масса всех трубных досок испарителя:

$$M_{\text{ТДИ}} = \frac{\pi \cdot [(d_{\text{внкорИ}})^2 - (d_{\text{НИ}} + 0,002)^2 \cdot n'_{mИ}]}{4} \cdot \delta_{\text{ТД}} \cdot \rho_{\text{ТДИ}} \cdot 2 \cdot m'_m =$$

$$= \frac{\pi \cdot [(0,7)^2 - (0,016 + 0,002)^2 \cdot 255]}{4} \cdot 0,07 \cdot 7700 \cdot 2 \cdot 14 = 2171 \text{ кг.}$$

Рассчитаем массы аналогичных элементов других модулей по подобным формулам и занесём результат в таблицу.

Таблица 25 – Масса элементов парогенератора

	И	ПЕ
M_j , кг	13740	11570
$M_{\text{кожj}}$, кг	18510	19840
$M_{\text{корj}}$, кг	25400	27497
$M_{\text{ТДj}}$, кг	2171	1792
Масса всех модулей, кг (тонн)	59821 (61)	60699
Масса всего парогенератора (без теплоизоляции), кг(тонн)	120520 (121)	
$M_{\text{ПГН 1200}}$		

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

3. Расчет реактора

3.1 Описание особенностей конструкции прототипа

Конструкция реактора БН-1200 выполнена по интегральному принципу. Его основные элементы: активная зона, поворотная пробка с центральной колонной, механизмы перегрузки, исполнительные механизмы системы управления и защиты реактора (СУЗ), биологическая защита, главные циркуляционные насосы (ГЦН) первого контура, промежуточные теплообменники, напорная камера и блок напорных трубопроводов размещены в основном корпусе. Реактор расположен в бетонной шахте, облицованной изнутри стальным листом. Сверху шахту с реактором перекрывает верхняя биологическая защита. Реактор через переходное опорное кольцо установлен на катковые опоры, расположенные на фундаменте в нижней части шахты реактора.

Корпус реактора представляет собой цилиндрический бак с внутренним диаметром 16,9 м, высотой 20,72 м, имеющий конусную крышу с горловинами-патрубками для установки оборудования и эллиптическое днище.

С помощью нескольких тепловых экранов радиоактивный натрий в количестве 730 т в основном корпусе реактора разделен на две зоны:

горячий бак, где выходящий из активной зоны натрий поступает на вход 6-ти промежуточных теплообменников;

холодный бак, с расположенными там тремя главными циркуляционными натриевыми насосами, прокачивающими сливающийся из промежуточных теплообменников охлажденный натрий через активную зону.

Напорная камера с активной зоной и отражателем нейтронов, внутрикорпусная биологическая защита, шесть промежуточных теплообменников, три главных циркуляционных насоса первого контура и

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

тепловые экраны размещаются на опорном поясе специальной конструкции коробчатого типа, установленной на опорном кольце.

Над свободной поверхностью натрия поддерживается газовая аргоновая подушка для предотвращения контакта натрия с воздухом.

Корпус реактора заключен в страховочный корпус для предотвращения недопустимой потери натрия в случае течи основного корпуса и, как следствие, падения уровня натрия, которое может привести к разрыву циркуляции натрия через активную зону.

3.2 Определение и уточнение основных геометрических характеристик реактора

Сборка рассматриваемого реактора имеет в сечении правильный шестиугольник с треугольной решеткой ТВЭЛов.

Характеристика ТВС активной зоны БН-1200 из [3,стр.203;2, стр. 114]:

Общее число мест ($n_{мест}$) – 127 шт.;

Шаг треугольной решетки (a) – 7,95 мм;

Число ТВЭЛов ($n_{ТВЭЛ}$) – 127 шт.;

Наружный диаметр оболочки ТВЭЛа ($d_{ТВЭЛ}$) – 6,9 мм;

Диаметр дистанционирующей проволоки ($d_{пр}$) – 1,05 мм;

Размеры эллиптической дистанционирующей пластины периферийных ТВЭЛов – $0,6 \times 1,3$, мм;

Диаметр дистанционирующих стержней ($d_{дист СТ}$) – 2,45 мм;

Число дистанционирующих стержней ($n_{дист СТ}$) – 24 шт.;

Толщина газового зазора ($\delta_{зз}$) – 0,1 мм;

Толщина оболочки ($\delta_{об}$) – 0,4 мм;

Диаметр центрального отверстия ($d_{отв}$) – 1,8 мм;

Ине. № подл	Подп. и дата
	Взам. инв. №
Ине. № дубл.	Подп. и дата
	Ине. № инв.
Ине. № инв.	Подп. и дата
	Ине. № дубл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Диаметр сердечника (топливной таблетки) (d_c) - 5,9 мм;
Толщина натриевого зазора между ТВС ($\delta_{ТВС}$) – 2 мм;
Размер ТВС под ключ (S) – 96 мм;
Толщина чехла (δ_q) – 2 мм.
Характеристика ТВС зоны воспроизводства БН-1200 из [2]:
Общее число мест ($n_{мест}$) – 37 шт.;
Шаг треугольной решетки – 14,75 мм;
Число ТВЭЛов ($n_{ТВЭЛ.б.э}$) – 37 шт.;
Наружный диаметр оболочки ТВЭЛа ($d_{ТВЭЛБЭ}$) – 14,1 мм;
Диаметр дистанционирующей проволоки ($d_{пр.б.э}$) – 0,65 мм;
Толщина оболочки ($\delta_{об.б.э}$) – 0,45 мм;
Диаметр дистанционирующих стержней ($d_{дист.СТ}$) -3,52 мм;
Число дистанционирующих стержней ($n_{дист.СТ}$) - 18 шт.;
Толщина натриевого зазора между ТВС ($\delta_{ТВС}$) – 2 мм;
Диаметр сердечника (топливной таблетки) ($d_{с.б.э}$) - 12,9 мм;
Размер ТВС под ключ (S) – 96 мм.

Инв. № подп	Подп. и дата
	Взам. инв. №
	Инв. № дубл.
	Подп. и дата
	Инв. № подп

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

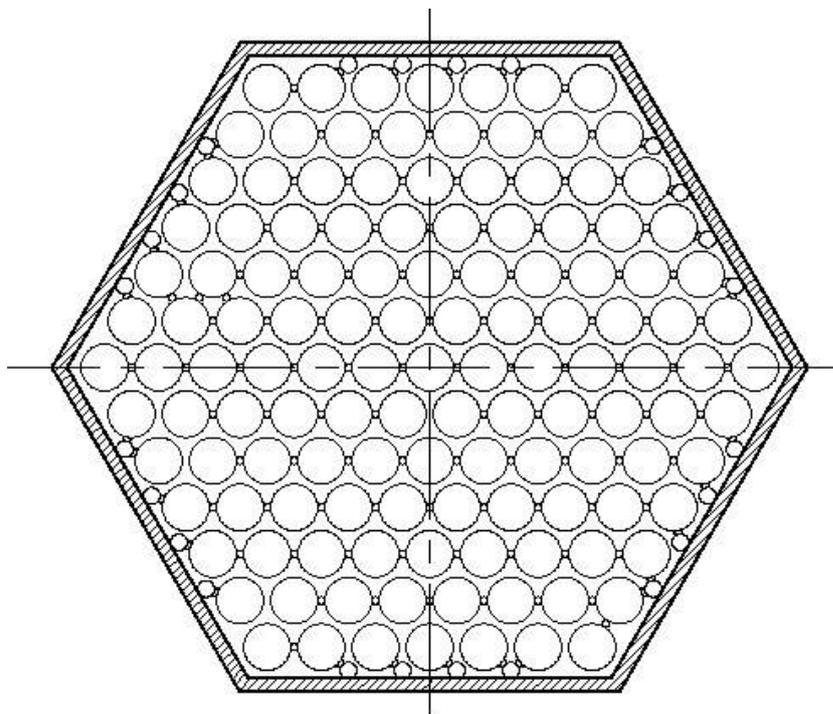


Рис. 13 – Поперечное сечение ТВС активной зоны.

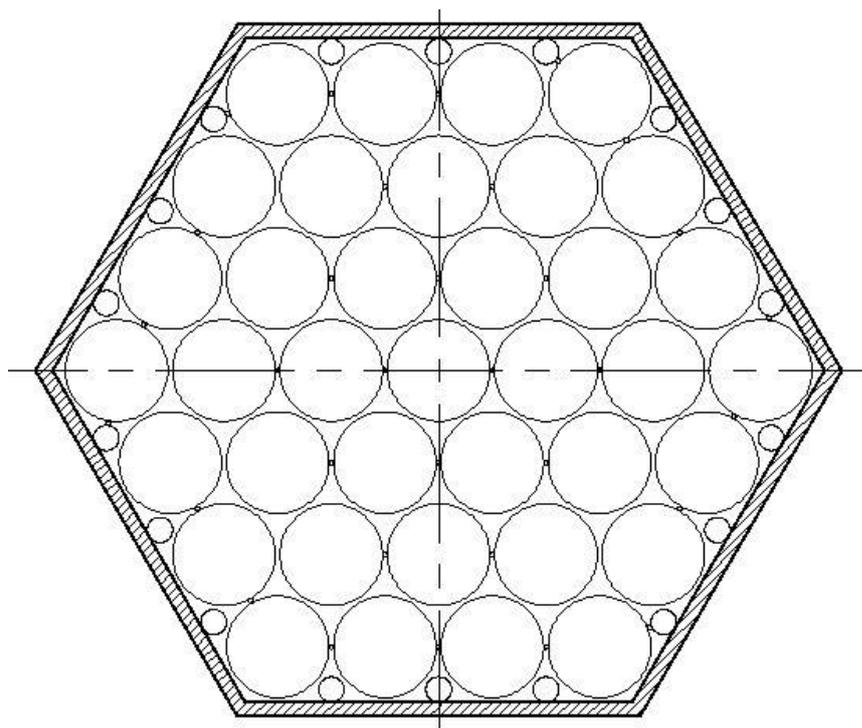


Рис. 14 – Поперечное сечение ТВС бокового экрана.

Инев. № подл.	Подп. и дата
Инев. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

Определим энерговыделение в активной зоне, боковом и торцевых экранах:

$$Q_{a.z} = 0,9 \cdot Q_{тепл} = 0,9 \cdot 2800 = 2520 \text{ МВт};$$

$$Q_{т.э} = 0,03 \cdot Q_{тепл} = 0,03 \cdot 2800 = 84 \text{ МВт};$$

$$Q_{б.э} = 0,07 \cdot Q_{тепл} = 0,07 \cdot 2800 = 196 \text{ МВт}.$$

Для проведения теплового расчёта необходимо оценить размеры активной зоны. Найдём объём активной зоны $V_{аз}, \text{ м}^3$:

$$V_{аз} = \frac{Q}{\omega} = \frac{2520}{470} = 5,36 \text{ м}^3. [8, \text{ стр.3}]$$

Высоту цилиндрической активной зоны $H_{a.z.}$ можно принять стандартной, ориентируясь на прототип тепловыделяющей сборки (ТВС) ЯР БН-1200.

Задав $H_{a.z.}$, легко найти площадь активной зоны $F_{a.z.}$ и далее её эффективный диаметр $D_{эф.}$

Так, как поперечное сечение одной ТВС $F_{ТВС} \equiv V_0^{ТВС}$ с учётом натриевого зазора известно, то можно найти число ТВС по формуле:

$$N_{ТВС} = \frac{V_{a.z.}}{V_0^{ТВС} \cdot H_{a.z.}},$$

где $V_0^{ТВС}$ - объём ТВС приходящийся на 1 м высоты активной зоны, м^2 ; $H_{a.z.} = H_0 = 0,75$ - высота активной зоны прототипа, м.

Эквивалентный объём макроячейки можно найти, определив площадь сечения ТВС с учетом расстояния между сборками. Из геометрии известно, что площадь шестиугольника можно найти, зная радиус вписанной окружности:

$$F = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot r^2, \text{ см}^2,$$

где r - радиус вписанной в шестиугольник окружности, см.

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Для данного случая радиус вписанной окружности будет складываться из размера под ключ и расстояния между сборками $r = \frac{S + \delta_{TBC}}{2}$

. Расстояние между сборками $\delta_{TBC} = 2 \text{ мм}$ (прототип).

$$V_0^{TBC} = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\frac{S + \delta_{TBC}}{2} \right)^2 = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\frac{96 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 10^{-3}}{2} \right)^2 = 8,317 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Тогда число ТВС составит:

$$N_{TBC} = \frac{V_{a.з.}}{V_0^{TBC} \cdot H_{a.з.}} = \frac{2,489}{8,317 \cdot 10^{-3} \cdot 0,75} \approx 399.$$

Для БН-600 число ТВС активной зоны составляет 371 шт.[1, стр.9].

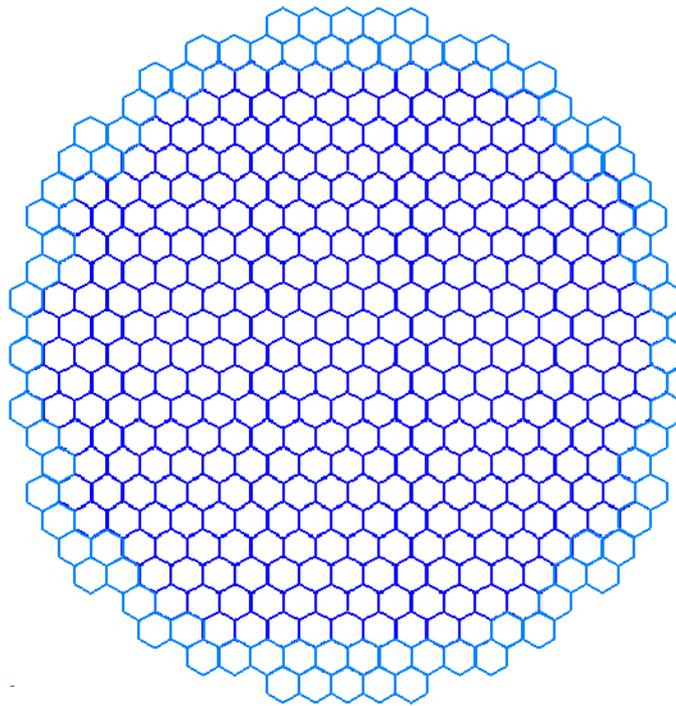


Рис. 15 – Конфигурация активной зоны БН с 399 ТВС

Уточним значение объемной энергонапряженности:

$$\omega = \frac{Q}{V_{az}} = \frac{Q}{V_0^{TBC} H_{a.з.} N_{TBC}} = \frac{1170}{8,317 \cdot 10^{-3} \cdot 0,75 \cdot 399} = 470,1 \approx 470 \text{ МВт} / \text{м}^3.$$

Эквивалентный диаметр активной зоны

$$D_{эф} = \sqrt{\frac{4 \cdot N_{TBC} \cdot V_0^{TBC}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 399 \cdot 8,317 \cdot 10^{-3}}{\pi}} = 2,056 \text{ м}.$$

Толщина торцевой части $\delta_{m.э} = 0,4 \text{ м}$.

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Толщина бокового экрана $\delta_{б.э} = 0,5 \text{ м}$.

Площадь бокового экрана:

$$f_{б.э} = \frac{\pi}{4} \cdot \left[(D_{эф} + 2 \cdot \delta_{б.э})^2 - D_{эф}^2 \right] = 0,785 \cdot \left[(2,056 + 2 \cdot 0,5)^2 - 2,056^2 \right] \\ = 4,013, \text{ м}^2.$$

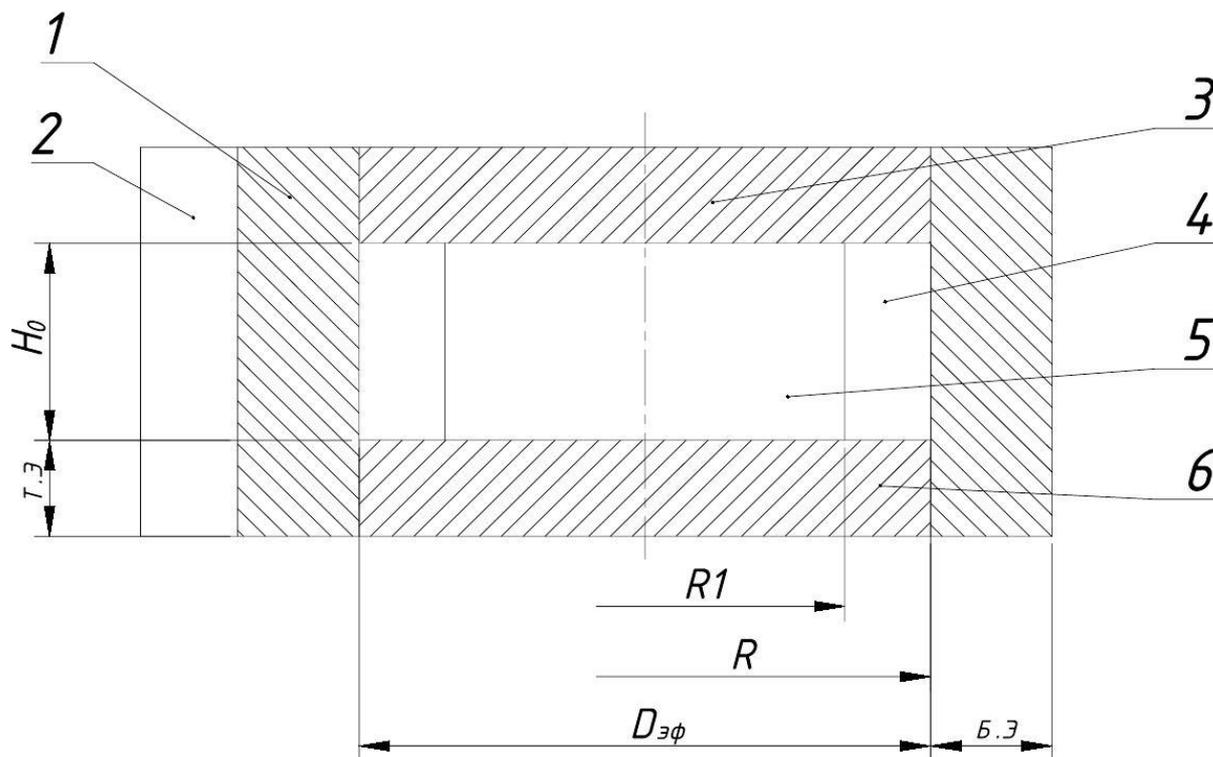


Рис. 16 – Композиция активной зоны реактора

1 – боковой экран зоны воспроизводства; 2 – внутреннее реакторное хранилище отработанных ТВС; 3 – верхний торцевой экран зоны воспроизводства; 4 – активная зона большого обогащения; 5 – активная зона малого обогащения; 6 – нижний торцевой экран зоны воспроизводства;

$R1$ – радиус активной зоны малого обогащения (определяется в 5.4), м; $R2$ – радиус активной зоны, м; H_0 – высота активной зоны, м; $D_{эф}$ – диаметр активной зоны, м; Б.Э – толщина бокового экрана зоны воспроизводства, м; Т.Э – толщина торцевого экрана зоны воспроизводства, м.

Число ТВС бокового экрана:

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$n_{\delta.э} = \frac{f_{\delta.э}}{f_{яч}} = \frac{4,013}{8,3173 \cdot 10^{-3}} \approx 482.$$

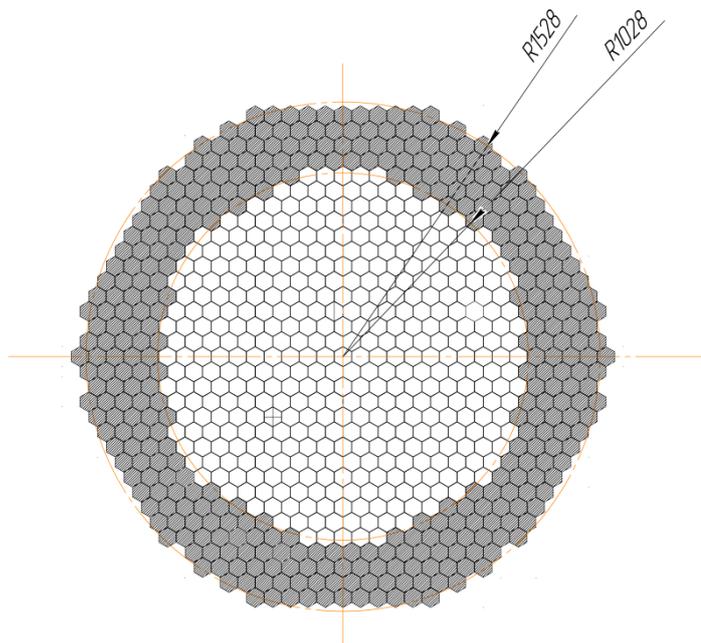


Рисунок 17 – Компонка активной зоны и зоны воспроизводства (на рисунке темнее) реактора БН. В зоне воспроизводства содержится 482 ТВС

Уточним значение толщины бокового экрана.

$$\delta_{\delta.э} = \frac{\sqrt{\frac{4f_{яч}n_{\delta.э}}{\pi} + D_{эф}^2} - D_{эф}}{2} = \frac{\sqrt{\frac{4 \cdot 8,3173 \cdot 10^{-3} \cdot 482}{\pi} + 2,056^2} - 2,056}{2} = 0,499 \text{ м}$$

Проходное сечение ТВС активной зоны:

$$S_{ЭЯ} = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\frac{S - 2 \cdot \delta_{\kappa}}{2} \right)^2 - n_{ТВЭЛ} \cdot \frac{\pi \cdot (d^2 + d_{np}^2)}{4} - n_{см} \cdot \frac{\pi \cdot d_{см}^2}{4} = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\frac{96 \cdot 10^{-3} - 2 \cdot 0,499}{2} \right)^2 - 127 \cdot \frac{\pi \cdot ((6,9 \cdot 10^{-3})^2 + (1,05 \cdot 10^{-3})^2)}{4} - 24 \cdot \frac{\pi \cdot (2,45 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 2,3580 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Гидравлический периметр ТВС активной зоны $P_{Г}, \text{ м}$:

$$P_{Г} = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot (S - 2 \cdot \delta_{\kappa}) + \pi \cdot d_{ТВЭЛ} \cdot n_{ТВЭЛ} + \pi \cdot d_{дист. см.} \cdot n_{дист. см.}, \text{ м.}$$

$$P_{Г} = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot (96 \cdot 10^{-3} - 2 \cdot 0,499) + \pi \cdot 6,9 \cdot 10^{-3} \cdot 127 + \pi \cdot 2,45 \cdot 10^{-3} \cdot 24 = 3,2564 \text{ м.}$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Гидравлический диаметр ТВС активной зоны:

$$d_{\text{эк}} = \frac{4 \cdot S_{\text{ЭЯ}}}{P_{\Gamma}} = \frac{4 \cdot 2,36 \cdot 10^{-3}}{3,2564} = 2,8965 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Тепловой периметр ТВС активной зоны:

$$P_{\text{тепл}} = \pi \cdot d_{\text{тевл}} \cdot n_{\text{тевл}} = \pi \cdot 6,9 \cdot 10^{-3} \cdot 127 = 2,7530 \text{ м.}$$

Проходное сечение канала ТВС бокового экрана:

$$S_{\text{ЭЯ б.э}} = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\frac{S - 2 \cdot \delta_{\kappa}}{2} \right)^2 - n_{\text{бэ}} \cdot \frac{\pi \cdot (d^2 + d_{\text{нр}}^2)}{4} - n_{\text{см}} \cdot \frac{\pi \cdot d_{\text{см}}^2}{4} = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\frac{96 \cdot 10^{-3} - 2 \cdot 0,002}{2} \right)^2 - 37 \cdot \frac{\pi \cdot ((14,1 \cdot 10^{-3})^2 + (0,65 \cdot 10^{-3})^2)}{4} - 18 \cdot \frac{\pi \cdot (3,52 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 1,2830 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Гидравлический периметр ТВС бокового экрана $P_{\text{б.э}}, \text{м}$:

$$P_{\text{б.э}} = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot (S - 2 \cdot \delta_{\kappa}) + \pi \cdot d_{\text{б.э}} \cdot n_{\text{бэ}} + \pi \cdot d_{\text{дист СТб.э}} \cdot n_{\text{дист СТб.э}}, \text{м.}$$

$$P_{\text{б.э}} = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot (96 \cdot 10^{-3} - 2 \cdot 2 \cdot 10^{-3}) + \pi \cdot 14,1 \cdot 10^{-3} \cdot 37 + \pi \cdot 3,52 \cdot 10^{-3} \cdot 18 = 2,1683 \text{ м.}$$

Гидравлический диаметр ТВС бокового экрана

$$d_{\text{эк.б.э}} = \frac{4 \cdot S_{\text{ЭЯ б.э}}}{P_{\text{б.э}}} = \frac{4 \cdot 1,2830 \cdot 10^{-3}}{2,1683} = 2,3668 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Тепловой периметр ТВС бокового экрана

$$P_{\text{тепл б.э}} = \pi \cdot d_{\text{б.э}} \cdot n_{\text{б.э}} = \pi \cdot 14,1 \cdot 10^{-3} \cdot 37 = 1,6506 \text{ м.}$$

Сведем результаты расчета по разделу в таблицу 27.

Таблица 27 – Результаты расчета

Активная зона		
Параметр	Обозначение	Значение
Мощность выделяемая в активной зоне	$Q_{a,z}, \text{МВт}$	2520
Мощность выделяемая в торцевом экране	$Q_{m,z}, \text{МВт}$	84
Объем активной зоны	$V_{a,z}, \text{м}^3$	5,64
Число ТВС	$N_{\text{ТВС}}$	399
Диаметр активной зоны	$D_{\text{эф}}, \text{м}$	2,056
Площадь проходного сечения канала ТВС активной	$S_{\text{ЭЯ}}, \text{м}^2$	$2,3580 \cdot 10^{-3}$
Гидравлический периметр ТВС активной зоны	$P_{\Gamma}, \text{м}$	3,2564
Гидравлический диаметр ТВС активной зоны	$d_{\text{эк}}, \text{м}$	$2,8965 \cdot 10^{-3}$
Тепловой периметр ТВС активной зоны	$P_{\text{тепл}}, \text{м}$	2,7530

ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ

Лист

103

Име. № подл. Подп. и дата
Име. № дубл. Подп. и дата
Име. № инв. № Взам. инв. №
Име. № подл. Подп. и дата

Ли Изм. № докум. Подп. Дат

Боковой экран		
Параметр	Обозначение	Значение
Мощность выделяемая в боковом экране	$Q_{б.э}, МВт$	91
Площадь поперечного сечения бокового экрана	$f_{б.э}, М^2$	4,013
Площадь проходного сечения канала ТВС бокового	$S_{б.э}, М^2$	$1,2830 \cdot 10^{-3}$
Число ТВС	$n_{б.э}$	482
Гидравлический периметр ТВС бокового экрана	$\Pi_{б.э}, М$	2,1683
Гидравлический диаметр ТВС бокового экрана	$d_{эк.б.э}, М$	$2,3668 \cdot 10^{-3}$
Тепловой периметр ТВС бокового экрана	$\Pi_{тепл.б.э}, М$	1,6506

Ине. № подл.	Подп. и дата
Ине. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ

Лист

104

3.3 Определение общего расхода теплоносителя и распределение его по зонам

Определим расход теплоносителя:

$$G = \frac{Q_{\text{тепл}}}{C_p \cdot \Delta t}, \text{ кг / с},$$

где C_p - средняя теплоемкость теплоносителя на участке нагрева, кДж/кг; Δt - величина нагрева теплоносителя, $^{\circ}\text{C}$.

Определим расход теплоносителя через активную зону.

Теплоемкость натрия [4, стр. 253]:

$$C_p(t_{\text{ex}}) = 1284 \text{ Дж / кг}.$$

$$C_p(t_{\text{вых}}) = 1257 \text{ Дж / кг}.$$

$$C_p = \frac{C_p(t_{\text{ex}}) + C_p(t_{\text{вых}})}{2} = \frac{1284 + 1257}{2} = 1270,5 \text{ Дж / кг}.$$

Подогрев теплоносителя в активной зоне:

$$\Delta t = t_{\text{вых}} - t_{\text{ex}} = 550 - 374 = 176^{\circ}\text{C}.$$

Расход теплоносителя через активную зону:

$$G_{a.z} = \frac{Q_{a.z} + Q_{m.z}}{C_p \cdot \Delta t} = \frac{(1170 + 39) \cdot 10^6}{1270,5 \cdot 176} = 5407 \text{ кг / с}.$$

Расход теплоносителя через один ТВЭЛ:

$$G_{\text{ТВЭЛ}} = \frac{G_{\text{аз}}}{N_{\text{ТВЭЛ}} \cdot n_{\text{ТВЭЛ}}} = \frac{5407}{399 \cdot 127} = 0,107 \text{ кг/с}.$$

Расход теплоносителя через боковой экран:

$$G_{б.э} = \frac{Q_{б.э}}{C_p \cdot \Delta t} = \frac{91 \cdot 10^6}{1270,5 \cdot 176} = 407 \text{ кг / с}.$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

3.4 Предварительный теплогидравлический расчет

Скорость теплоносителя можно определить по формуле:

$$w = \frac{G}{S_{\text{ЭЯ}} \cdot n \cdot \rho}, \quad \text{м / с,}$$

где $S_{\text{ЭЯ}}$ - проходное сечение ТВС, м^2 , n - число эквивалентных ячеек, соответствующей зоны, ρ - плотность теплоносителя, $\text{кг} / \text{м}^3$.

Плотность жидкого натрия рассчитывается по формуле [10]:

$$\rho(t) = 949 - 0.223 \cdot t + 1.75 \cdot 10^{-5} \cdot t^2, \quad t \text{ в } ^\circ\text{C};$$

$$\rho(t_{\text{вх}}) = 863 \text{ кг} / \text{м}^3;$$

$$\rho(t_{\text{вых}}) = 821 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

Средняя плотность теплоносителя составит:

$$\rho = \frac{\rho(t_{\text{вх}}) + \rho(t_{\text{вых}})}{2} = \frac{863 + 821}{2} = 842 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

В активной зоне:

$$w_{a.z} = \frac{G_{a.z}}{S_{\text{ЭЯ}} \cdot n \cdot \rho} = \frac{5407}{2,36 \cdot 10^{-3} \cdot 399 \cdot 842} = 6,82 \text{ м} / \text{с}.$$

В боковом экране:

$$w_{б.э} = \frac{G_{б.э}}{S_{б.э} \cdot n \cdot \rho} = \frac{407}{1,28 \cdot 10^{-3} \cdot 482 \cdot 842} = 0,783 \text{ м} / \text{с}.$$

Коэффициент теплоотдачи можно определить из критериальной зависимости:

$$\alpha = \frac{Nu \cdot \lambda}{d_{\text{эк}}}, \quad \text{Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{К},$$

где λ - коэффициент теплопроводности натрия; Nu - критерий Нуссельта.

Коэффициент теплопроводности жидкого натрия рассчитывается по формуле [10]:

$$\lambda(t) = 90,6 - 0,04852 \cdot t, \quad t \text{ в } ^\circ\text{C};$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$\lambda_{\text{вх}}(t_{\text{вх}} = 374^\circ\text{C}) = 72,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}};$$

$$\lambda_{\text{вых}}(t_{\text{вых}} = 550^\circ\text{C}) = 63,9 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}};$$

$$\lambda = 0,5 \cdot (\lambda_{\text{вх}} + \lambda_{\text{вых}}) = 68,11 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}.$$

Nu - критерий Нуссельта, определяется по эмпирической формуле [2, стр.229. формула 11.64] для треугольной решетки:

$$Nu = A \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,4};$$

$$\begin{aligned} A_{a.3} &= 0,0165 + 0,02 \cdot [1 - 0,91 \cdot (s/d)^{-2}] \cdot (s/d)^{0,15} = \\ &= 0,0165 + 0,02 \cdot [1 - 0,91 \cdot (7,95/6,9)^{-2}] \cdot (7,95/6,9)^{0,15} = 0,0229. \end{aligned}$$

Известно, что:

$$Pr = \frac{\nu(t)}{a(t)}.$$

Коэффициент температуропроводности жидкого натрия рассчитывается по формуле [10]:

$$\begin{aligned} a(t) &= 10^{-5} \cdot (6,6951 + 5,264 \cdot 10^{-4} \cdot t - 2,689 \cdot 10^{-6} \cdot t^2), \quad t \text{ в } ^\circ\text{C}; \\ a_{\text{ср}}(t) &= \frac{a_{\text{вх}}(t_{\text{вх}} = 374^\circ\text{C}) + a_{\text{вых}}(t_{\text{вых}} = 550^\circ\text{C})}{2} = 6,341 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}. \end{aligned}$$

Подставляем значения, получаем:

$$Pr_{a.3} = 0,004762.$$

$$Re_{a.3} = \frac{d_2 \cdot w}{\nu} = \frac{2,8965 \cdot 10^{-3} \cdot 6,82}{3,1 \cdot 10^{-7}} = 6,3723 \cdot 10^4.$$

$$Nu_{a.3} = 0,0299 \cdot 63723^{0,8} \cdot 0,004762^{0,4} = 24,56.$$

$$\alpha_{a.3} = \frac{Nu_{a.3} \cdot \lambda}{d_{\text{эк}}} = \frac{24,56 \cdot 68,11}{2,8965 \cdot 10^{-3}} = 5,77 \cdot 10^5 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

$$\begin{aligned} A_{\sigma.3} &= 0,0165 + 0,02 \cdot [1 - 0,91 \cdot (s/d)^{-2}] \cdot (s/d)^{0,15} = \\ &= 0,0165 + 0,02 \cdot [1 - 0,91 \cdot (14,75/14,1)^{-2}] \cdot (14,75/14,1)^{0,15} = 0,0199. \end{aligned}$$

$$Pr_{\sigma.3} = 0,004762.$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$Re_{\delta,э} = \frac{d_z \cdot w}{\nu} = \frac{2,3668 \cdot 10^{-3} \cdot 0,783}{3,1 \cdot 10^{-7}} = 5,978 \cdot 10^3.$$

$$Nu_{\delta,э} = 0,0199 \cdot 5978^{0,8} \cdot 0,004762^{0,4} = 2,46.$$

$$\alpha_{\delta,э} = \frac{Nu_{\delta,э} \cdot \lambda}{d_{эк.б.э}} = \frac{2,46 \cdot 68,11}{2,37 \cdot 10^{-3}} = 7,075 \cdot 10^4 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Предварительно найдем эффективную высоту твэла и определим коэффициент осевой неравномерности:

$$H_{аз}^{\text{эф}} = H_{аз} + 2 \cdot \delta = 0,75 + 2 \cdot 0,18 = 1,11 \text{ м};$$

$$H_{бэ}^{\text{эф}} = H_{бэ} + 2 \cdot \delta = 1,55 + 2 \cdot 0,18 = 1,91 \text{ м},$$

где $\delta = 18 \text{ см}$ – эффективная добавка для БН-1200.

Предварительно определим коэффициент осевой неравномерности [2, стр. 14]:

$$k_z = \frac{\pi \cdot H_0}{2 \cdot (H_0 + 2 \cdot \delta) \cdot \sin\left(\frac{\pi \cdot H_0}{2 \cdot (H_0 + 2 \cdot \delta)}\right)}$$

$$= \frac{\pi \cdot 0,75}{2 \cdot (0,75 + 2 \cdot 0,18) \cdot \sin\left(\frac{\pi \cdot 0,75}{2 \cdot (0,75 + 2 \cdot 0,18)}\right)} = 1,2157.$$

Линейный тепловой поток в центральной плоскости:

В активной зоне:

$$q_{0a,з} = \frac{Q_{a,з} \cdot k_z}{H} = \frac{1170 \cdot 10^6 \cdot 1,2157}{1,11} = 1,324 \cdot 10^9 \text{ Вт} / \text{м}.$$

В боковом экране:

$$q_{0б,э} = \frac{Q_{б,э} \cdot k_z}{H} = \frac{91 \cdot 10^6 \cdot 1,2157}{1,11} = 9,966 \cdot 10^7 \text{ Вт} / \text{м}.$$

Линейный тепловой поток по высоте:

В активной зоне:

$$q_{la,з}(z) = q_{0a,з} \cdot \cos\left(\frac{\pi \cdot z}{H}\right), \text{ Вт} / \text{м}.$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$\bar{q}_{la.э} = \frac{q_{0a.э}}{k_z} = \frac{1,324 \cdot 10^9}{1,2157} = 1,089 \cdot 10^9 \text{ Вт / м.}$$

В боковом экране:

$$q_{lb.э}(z) = q_{0б.э} \cdot \cos\left(\frac{\pi \cdot z}{H}\right), \text{ Вт / м.}$$

$$\bar{q}_{lb.э} = \frac{q_{0б.э}}{k_z} = \frac{9,966 \cdot 10^7}{1,2157} = 8,198 \cdot 10^7 \text{ Вт / м.}$$

Рассчитаем характерные температуры компонентов активной зоны.

Ниже приведены формулы для расчета.

Для более точных расчетов возьмём во внимание тот факт, что теплопроводность оболочки, газового зазора и сердечника является функцией температуры. Из источников [11], [12] и [13] найдены соответствующие функции теплопроводностей от температуры:

Оболочка. С 2005 года, после модернизации, в качестве оболочки ТВЭЛа используется аустенитная конструкционная сталь ЧС-68 [14]. Анализ экспериментальных данных температурной зависимости теплопроводности показывает, что $\lambda(T)$ удовлетворительно описывается уравнением [11]:

$$\lambda_{об} = 14 + 1,5 \cdot 10^{-2} \cdot T + 6,78 \cdot 10^{-3} \cdot T^2, \quad T \text{ в } ^\circ\text{К.}$$

Газовый зазор. Гелий. Значения теплопроводности, приведенные в таблице, описываются уравнением [12]:

$$\lambda_{гз} = 10^{-3} (2,81 \cdot T^{0,7} - 9,5 \cdot T^{-1} + 3 + 3,1 \cdot 10^{-3} \cdot T + 2,9 \cdot 10^{-7} \cdot T^2), \quad T \text{ в } ^\circ\text{К.}$$

Сердечник. Керамическая таблетка диоксида урана. В результате обобщения более обширных экспериментальных данных было получено следующее рекомендуемое уравнение для коэффициента теплопроводности UO_2 [13]:

$$\lambda_c = \frac{100}{7,5408 + 17,692 \cdot \tau + 3,6142 \cdot \tau^2} + \frac{6400}{\tau^{5/2}} \cdot \exp\left(\frac{-16,35}{\tau}\right), \text{ где } \tau = \frac{T}{1000} \text{ } ^\circ\text{К.}$$

Определение температуры теплоносителя по высоте ТВЭЛа:

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$T_m(z) = T_m + \frac{\Delta T_m}{2} + \frac{q_{l,0} \cdot H}{G \cdot C_p \cdot \pi} \cdot \sin\left(\frac{\pi \cdot z}{H}\right), \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Определение температуры оболочки по высоте ТВЭЛа:

$$T_{об}(z) = T_m(z) + \Delta T_\alpha(z), \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Определения температуры сердечника по высоте ТВЭЛа:

$$T_c(z) = T_m(z) + \Delta T_\alpha(z) + \Delta T_{об}(z) + \Delta T_{зз}(z) + \Delta T_c(z), \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$\Delta T_\alpha = \frac{q_l(z)}{\Pi_T^{ТВЭЛ} \cdot \alpha}, \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$\Delta T_{об}(z) = \frac{\delta_{об}}{2\pi \cdot r_{об} \cdot \lambda_{об}} \cdot q_l(z), \text{ } ^\circ\text{C},$$

где $r_{об} = 0,00325 \text{ м}$ - средний радиус оболочки, $\lambda_{об} = 26,8 \text{ Вт} / (\text{м} \cdot \text{К})$

- коэффициент теплопроводности оболочки ТВЭЛа.

$$\Delta T_{зз}(z) = \frac{\delta_{зз}}{2\pi \cdot r_{зз} \cdot \lambda_{зз}} \cdot q_l(z), \text{ } ^\circ\text{C},$$

где $r_{зз} = 0,003$ - средний радиус газового зазора; $\lambda_{зз} = 0,302 \text{ Вт} / (\text{м} \cdot \text{К})$ -

коэффициент теплопроводности гелия[4].

$$\Delta T_c(z) = \frac{q_l(z)}{4\pi \cdot \lambda_c}, \text{ } ^\circ\text{C},$$

где λ_c - коэффициент теплопроводности топливного сердечника из диоксида урана. Определяется по формуле, представленной выше.

Результаты расчета характерных температур сведем в таблицу 3.

Для примера проведем расчет λ_c , $\Delta T_{ca.з.}$ и $\Delta T_{cb.з.}$ при $H = -0,375 \text{ м}$:

$$\tau = \frac{T_c}{1000} = \frac{390,6+273}{1000} = 0,663,$$

$$\lambda_c = \frac{100}{7,5408+17,692 \cdot 0,663+3,6142 \cdot 0,663^2} + \frac{6400}{0,663^{5/2}} \cdot \exp\left(\frac{-16,35}{0,663}\right) = 4,80 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}.$$

$$\Delta T_{ca.з.}(-0,375) = \frac{q_l(-0,375)}{4\pi \cdot 4,8 \cdot N_{твс} \cdot N_{твэл}} = \frac{7,75 \cdot 10^8}{4\pi \cdot 4,8 \cdot 127 \cdot 378} = 217,7^\circ\text{C};$$

$$\Delta T_{cb.з.}(-0,375) = \frac{q_l(-0,375)}{4\pi \cdot 4,8 \cdot N_{твс} \cdot N_{твэл}} = \frac{5,8 \cdot 10^7}{4\pi \cdot 4,8 \cdot 37 \cdot 482} = 57^\circ\text{C}.$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Таблица 28– Результаты расчета характерных температур

Активная зона					
Параметр	Высота H , м				
	-3,2	-1,5	0	1,5	3
$q_{la.з}, Вт/м$	$7,75 \cdot 10^8$	$13,70 \cdot 10^8$	$15,89 \cdot 10^8$	$13,70 \cdot 10^8$	$7,75 \cdot 10^8$
$\Delta T_{\alpha} a.з., ^\circ C$	4,72	8,36	9,69	8,36	4,72
$\Delta T_{об} a.з., ^\circ C$	12,5	22,2	25,7	22,2	12,5
$\Delta T_{зз} a.з., ^\circ C$	290,2	513,3	595,2	513,3	290,2
$\Delta T_c a.з., ^\circ C$	217,7	385,0	446,4	385,0	217,7
$T_m a.з., ^\circ C$	390,6	420,6	462	503,3	533,3
$T_{об} a.з., ^\circ C$	395,3	428,9	471,6	511,7	538,0
$T_c a.з., ^\circ C$	698,2	964,6	1092,7	1047,3	840,9
Боковой экран					
$q_{la.з}, Вт/м$	$5,8 \cdot 10^7$	$10,3 \cdot 10^7$	$11,9 \cdot 10^7$	$10,3 \cdot 10^7$	$5,8 \cdot 10^7$
$\Delta T_{\alpha} б.э., ^\circ C$	0,8	1,4	1,6	1,4	0,8
$\Delta T_{об} б.э., ^\circ C$	1,7	3,0	3,5	3,0	1,7
$\Delta T_{зз} б.э., ^\circ C$	52,1	92,2	106,9	92,2	52,1
$\Delta T_c б.э., ^\circ C$	57,0	100,8	116,8	100,8	57,0
$T_m б.э., ^\circ C$	390,6	420,6	462	503,3	533,3
$T_{об} б.э., ^\circ C$	391,4	422,0	463,6	504,7	534,1
$T_c б.э., ^\circ C$	445,3	517,3	574,0	600,0	588,0

Значения температур оболочки и сердечника твэла не превышают допустимых значений (для стали оболочек твэла – $650 ^\circ C$, для диоксида урана – $2850 ^\circ C$ - температура расплава)

Определим гидравлическое сопротивление активной зоны реактора и потери давления теплоносителя в активной зоне. Гидравлический диаметр ТВС активной зоны был определен ранее и составил:

$$d_z = 2,8965 \text{ мм.}$$

Вычислим коэффициент трения в правильных треугольных решетках стержней с проволочной навивкой [3. стр. 86, (4.3)]:

Подп. и дата
 Инв. № дубл.
 Инв. № подп.
 Взам. инв. №

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$\xi = \xi_{mp} \cdot \left[\frac{1,034}{x^{0,124}} + \frac{29,7 \cdot x^{6,94} \cdot \text{Re}^{0,086}}{\left(\frac{h}{d_n}\right)^{2,239}} \right]^{0,865},$$

где ξ_{mp} - коэффициент трения для течения натрия по формуле Блазиуса, x - относительный шаг ТВЭЛов, Re - критерий Рейнольдса, $\frac{h}{d_n}$ - относительный шаг навивки проволоки.

$$\text{Re} = \frac{d_e \cdot w}{\nu} = \frac{2,8965 \cdot 10^{-3} \cdot 6,82}{3,1 \cdot 10^{-7}} = 6,3723 \cdot 10^4;$$

$$\xi_{mp} = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} = \frac{0,3164}{(6,3723 \cdot 10^4)^{0,25}} = 0,0199;$$

$$x = \frac{a}{d_n} = \frac{7,95}{6,9} = 1,152;$$

$$\frac{h}{d_n} = \frac{250}{6,9} = 36,23;$$

$$\xi = 0,0199 \cdot \left[\frac{1,034}{1,152^{0,124}} + \frac{29,7 \cdot 1,152^{6,94} \cdot (6,3723 \cdot 10^4)^{0,086}}{(36,23)^{2,239}} \right]^{0,865} = 0,0216.$$

Определим потери давления в активной зоне:

$$\Delta p = \xi \cdot \frac{l}{d_e} \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2} = 0,0216 \cdot \frac{1,55}{2,8965 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{842 \cdot 6,82^2}{2} = 1,8098 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

3.5 Уточненный теплогидравлический расчет

Уточненный теплогидравлический расчет проводится аналогично предварительному с некоторыми замечаниями:

- В результате физического расчета реактора было получено новое значение k_r ;
- Учитывается изменение всех теплофизических свойств т/н в зависимости от температуры по высоте твэла.з. и б.э. ($\lambda_{mn}, \nu_{mn}, C_p$);
- Соответствующее изменение числа Pr, Re и коэффициента теплоотдачи α по высоте твэл;
- Изменение теплопроводности материала оболочки твэл, газового зазора и топливного сердечника $\lambda_{об}, \lambda_з, \lambda_c$ в зависимости от температуры по высоте твэл.

Расчеты проводились итерационно.

Таблица 29 – Результаты расчета характерных температур

Распределение характерных температур по высоте АКТИВНОЙ ЗОНЫ								
z	-3,25	-2,5	-1,5	0	1,5	2,5	3,25	м
ql аз (z)	0	1006.29	1242.15	1324.16	1242.15	1006.29	0	МВт/м
T тн	374.00	419.99	440.31	463.50	486.69	507.01	550.00	°C
$\Delta T\alpha$	0.00	7.78	9.60	10.24	9.60	7.78	0.00	°C
T об	374.00	427.76	449.91	473.74	496.30	514.79	550.00	°C
ΔT об	0.00	13.10	15.90	16.66	15.38	12.30	0.00	°C
ΔT гз	0.00	365.77	440.84	459.36	422.74	337.86	0.00	°C
ΔT серд	0.00	480.16	641.79	706.90	655.53	503.27	0.00	°C
T серд	374.00	806.63	906.65	949.76	934.42	864.96	550.00	°C
T серд0	374.00	1286.79	1548.45	1656.66	1589.95	1368.23	550.00	°C
$\lambda_{об}$	28.1570	29.2626	29.7449	30.2639	30.7553	31.1581	31.9249	Вт/м ⁰ C
$\lambda_{гз}$	0.2659	0.2838	0.2906	0.2973	0.3031	0.3072	0.3133	Вт/м ⁰ C
$\lambda_{серд}$	4.8620	3.2424	2.9944	2.8981	2.9317	3.0935	4.0735	Вт/м ⁰ C
Распределение характерных температур по высоте БОКОВОГО ЭКРАНА								
z	-0.375	-0.25	-0.125	0	0.125	0.25	0.375	м
ql бэ (z)	0	75.74	93.50	99.67	93.50	75.74	0	МВт/м
T тн	374.00	419.99	440.31	463.50	486.69	507.01	550.00	°C
$\Delta T\alpha$	0.00	1.51	1.87	1.99	1.87	1.51	0.00	°C
T об	374.00	421.50	442.17	465.49	488.56	508.53	550.00	°C
ΔT об	0.00	1.36	1.65	1.73	1.60	1.28	0.00	°C
ΔT гз	0.00	18.36	22.20	23.15	21.26	16.92	0.00	°C

Инв. № подл.	Подп. и дата
	Взам. инв. №
Инв. № дубл.	Подп. и дата
	Инв. № подл.
Инв. № подл.	Подп. и дата
	Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$\Delta T_{серд}$	0.00	74.12	93.85	102.54	98.23	80.78	0.00	$^{\circ}C$
$T_{серд}$	374.00	441.22	466.03	490.37	511.42	526.72	550.00	$^{\circ}C$
$T_{серд0}$	374.00	515.34	559.88	592.91	609.64	607.50	550.00	$^{\circ}C$
$\lambda_{об}$	28.1570	29.1262	29.5765	30.0843	30.5868	31.0217	31.9249	$Вт/м^{\circ}C$
$\lambda_{гз}$	0.2659	0.2788	0.2846	0.2910	0.2973	0.3026	0.3133	$Вт/м^{\circ}C$
$\lambda_{серд}$	4.8620	4.5412	4.4268	4.3192	4.2297	4.1665	4.0735	$Вт/м^{\circ}C$

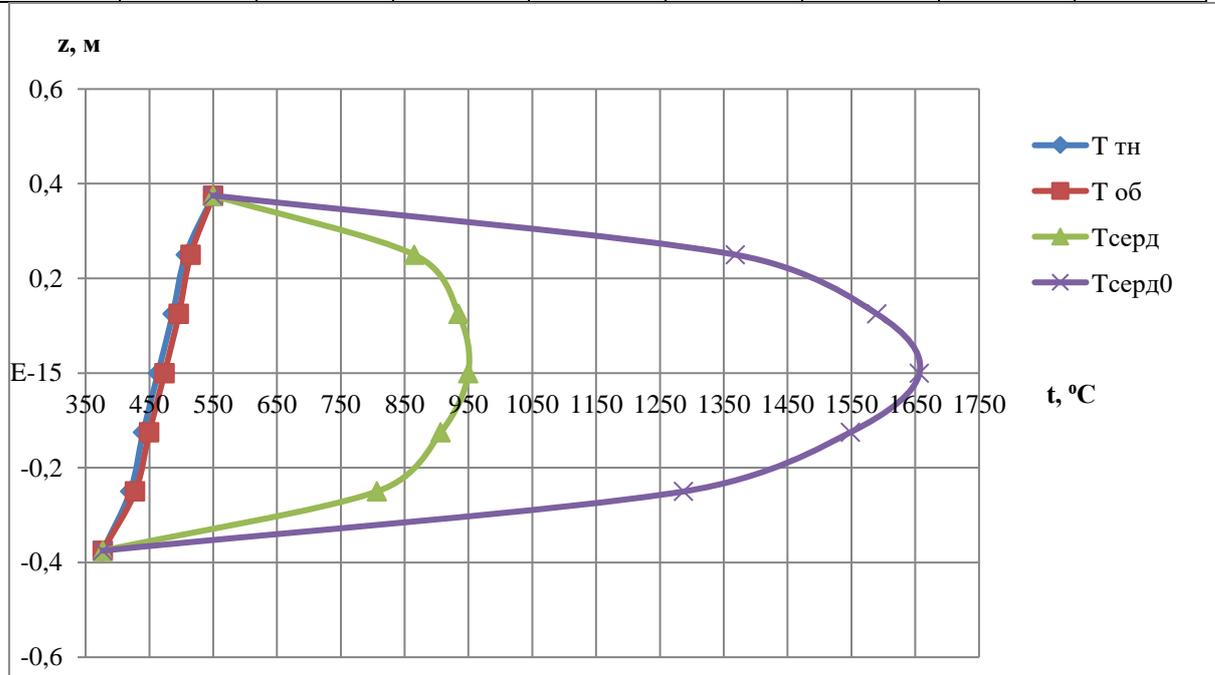


Рис.18. График характерных температур элементов активной зоны

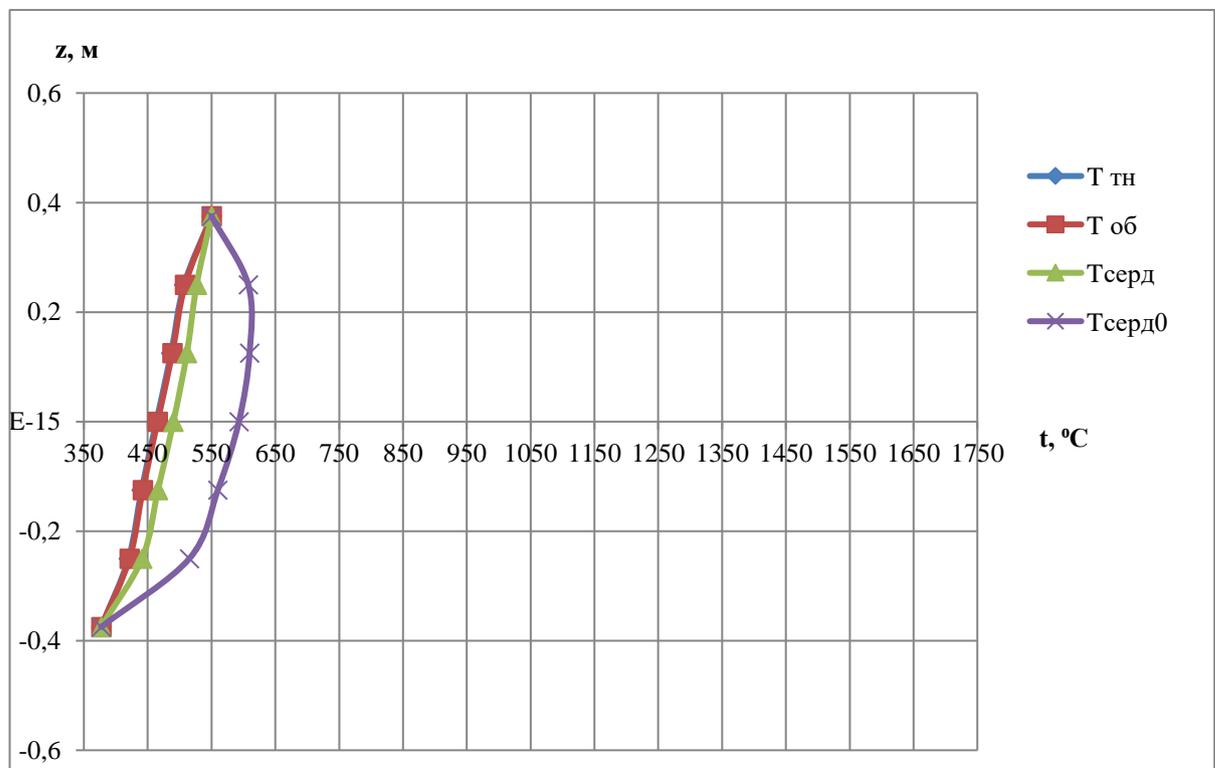


Рис.19. График характерных температур элементов бокового экрана

Подп. и дата
 Взам. инв. №
 Инв. № дубл.
 Подп. и дата
 Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Уточненный теплогидравлический расчет подтвердил работоспособность твэлов. Значения температур оболочки и сердечника твэла не превышают допустимых значений (для стали оболочек твэла – 650 °С, для двуокиси урана – 2800 °С).

Вычислим коэффициент трения в правильных треугольных решетках стержней с проволочной навивкой [3. стр. 86, (4.3)]:

$$\xi = \xi_{mp} \cdot \left[\frac{1,034}{x^{0,124}} + \frac{29,7 \cdot x^{6,94} \cdot Re^{0,086}}{\left(\frac{h}{d_n}\right)^{2,239}} \right]^{0,865},$$

где ξ_{mp} – коэффициент трения для течения натрия по формуле Блазиуса, x – относительный шаг твэлов, Re – критерий Рейнольдса, $\frac{h}{d_n}$ – относительный шаг навивки проволоки, $h = 250$ мм [16].

$Re = 63723$ (был ранее вычислен).

$$\xi_{mp} = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{(63723)^{0,25}} = 0,019914.$$

$$x = \frac{a}{d_n} = \frac{7,95}{6,9} = 1,152.$$

$$\frac{h}{d_n} = \frac{250}{6,9} = 36,23.$$

$$\xi = 0,019914 \cdot \left[\frac{1,034}{1,152^{0,124}} + \frac{29,7 \cdot 1,152^{6,94} \cdot (63723)^{0,086}}{(36,23)^{2,239}} \right]^{0,865} = 0,021277.$$

Определим потери давления в активной зоне:

$$\Delta p = \xi \cdot \frac{l}{d_s} \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2} = 0,021277 \cdot \frac{1,55}{0,0028965} \cdot \frac{842 \cdot 6,82^2}{2} = 0,222956 \text{ МПа}.$$

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

4. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ уровня воды в парогенераторе

4.1 Описание технологического объекта регулирования

Парогенератор — теплообменный аппарат для производства водяного пара с давлением выше атмосферного за счёт теплоты первичного теплоносителя, поступающего из ядерного реактора.

Парогенератор представляет собой рекуперативный теплообменный аппарат, в котором тепловая энергия передаётся от теплоносителя первого контура к рабочему телу второго контура через поверхность теплообмена и таким образом генерируется пар, питающий турбину. При трёхконтурной схеме (реактор на быстрых нейтронах) имеются также промежуточные теплообменники. Тепло через них передаётся от первого контура во второй (оба жидкометаллические), а в парогенераторах происходит передача тепла от второго контура в третий, водяной.

Основной задачей питания парогенератора является материальный баланс между подачей питательной воды, продувкой и отводом пара. Уровень воды в ПГ является необходимым параметром, характеризующим материальный баланс.

Поддержание уровня воды в ПГ в стабильности является важным условием надёжной и безопасной работы всего энергоблока. Так как превышение уровня воды номинального значения приведет к затоплению и отказу работы сепарационных устройств, произойдет заброс воды в турбину, а снижение уровня может привести к повреждениям поверхностей нагрева.

На уровень парогенератора оказывают влияние следующие параметры: изменение расхода пара; изменение расхода продувочной воды; изменение температуры питательной воды; изменение расхода питательной воды

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

4.2 Выбор структуры автоматической системы регулирования уровня

Наилучшее качество регулирования дает 3-импульсная АСР уровня воды в парогенераторе.

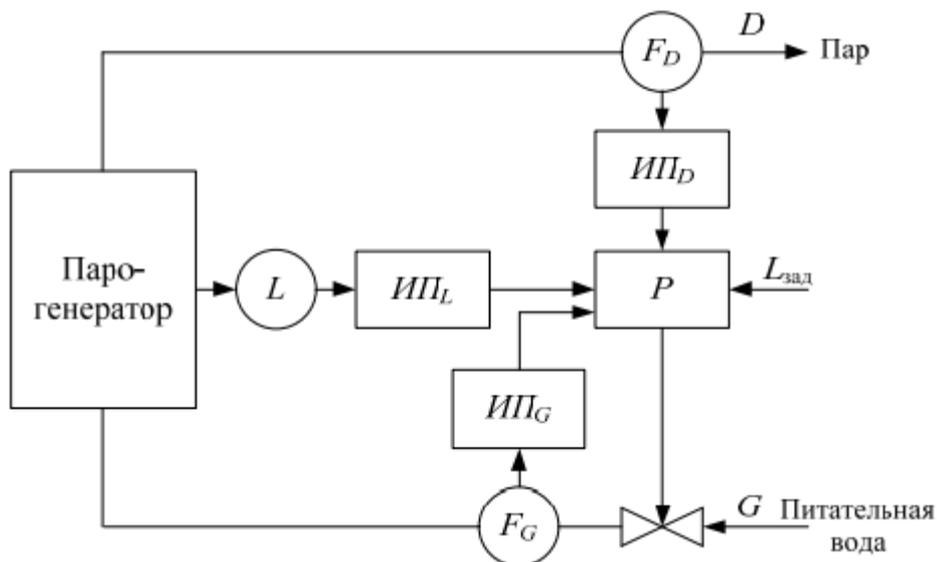


Рисунок 20 – Структурная схема АСР уровня воды в парогенераторе:

L - первичный преобразователь уровня; F_D – первичный преобразователь расхода пара; F_G – первичный преобразователь расхода воды; $ИП_L$ - измерительный преобразователь уровня; $ИП_D$ - измерительный преобразователь расхода пара; $ИП_G$ – измерительный преобразователь расхода питательной воды; P – регулятор; $L_{зад}$ - задание значения уровня

В трехимпульсной схеме в качестве импульсов используются сигналы по расходу пара, расходу питательной воды и уровню воды в парогенераторе, измеряемые соответствующими датчиками $ИП_D$, $ИП_G$, $ИП_L$. При изменении одной из измеряемых величин регулятор P вырабатывает сигнал, изменяющий расход питательной воды в сторону сохранения материального баланса и поддержания заданного значения уровня.

Регулирующим устройством P совместно с исполнительным механизмом вырабатывается пропорционально-интегральный закон регулирования. При этом импульс по расходу питательной воды позволяет

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

сформировать, пропорциональный закон регулирования и стабилизировать расход питательной воды, что способствует устранению колебаний уровня при изменении перепада давлений на регулирующем органе.

4.3 Выбор технических средств автоматизации и контроля

Выбор оборудования осуществляется с учетом параметров измеряемой среды и технологических особенностей процесса измерения. Комплекс технических средств САР базируется на серийно выпускаемых средствах автоматизации.

Для измерения уровня воды в парогенераторе нам необходимы следующие приборы:

Уравнительный сосуд СУ-25-2-Б.

Уравнительные сосуды применяются в импульсных системах, со значительными скачками давления жидкости. Устанавливаются перед дифманометрами, если уровень жидкости в резервуаре слишком высок. В этом случае уравнительный сосуд способен передать реальное давление, которое имеет рабочая среда в резервуаре, а не давление высоты столба.

Характеристики:

Рабочее давление, МПа: 16;

Материал: Ст.12Х19Н10Т.

Преобразователь разности давлений Метран-43Ф-ДД-3494-02.

Преобразователи давления предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и обеспечивают непрерывное преобразование значения измеряемого параметра – давления избыточного (ДИ), разрежения (ДВ), давления – разрежения (ДИВ), разности давлений (ДД), гидростатического

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

давления (ДГ) – уровня – в стандартный токовый выходной сигнал (0...5,4...20,0...20,5...0,20...4,20...0 мА) дистанционной передачи.

Метран-43 подразделяются на аналоговые (АП) и микропроцессорные (МП – с выносным индикаторным устройством и МП1 – со встроенным индикаторным устройством).

Характеристики:

Тип преобразователя: Метран-43Ф-ДД;

Модель: 3494;

Верхний предел измерений, кПа: 630;

Предельно допускаемое рабочее избыточное давление, МПа: 16;

Предел основной приведенной погрешности, %: ± 5 ;

Выходной сигнал, мА: 4...20.

Диафрагма для расходомера ДВС-32-125-165.

Диафрагмы (сужающие устройства)предназначены для измерения расхода жидкостей, пара и газа методом переменного перепада давлений.

Характеристики:

Условное давление в трубопроводе, МПа: до 32;

Диаметр, мм: 125.

Конденсационный сосуд СК-25-2-Б.

Конденсационные сосуды предназначены для поддержания постоянства и равенства уровней конденсата в соединительных линиях, передающих перепад давления от сужающего устройства к преобразователю давления, при измерении расхода водяного пара.

Характеристики:

Рабочее давление, МПа: 16;

Материал: Ст.12Х19Н10Т.

Измерительный прибор «ДИСК-250-2121»

Приборы типа ДИСК-250 предназначены для измерения, регистрации и сигнализации давления, расхода и уровня. Приборы принимают на вход

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

унифицированный токовый сигнал 0...5 , 4...20 мА и напряжение 0...10 В от преобразователей давления или перепада давлений.

Характеристики:

Предел допускаемой основной погрешности, %: $\pm 0,5$;

Быстродействие, с: 5;

Выходной сигнал, мА :4...20.

Выбор устройств оперативного управления.

В качестве устройств оперативного управления в АСР применяются блоки ручного управления БРУ-32, ручные задатчики РЗД-22, пусковые устройства ПБР-2М, дистанционные указатели положения ДУП-М. БРУ используются для коммутации цепей управления. РЗД – для управления выходного напряжения операционного усилителя.

Для управления МЭО выбран пускатель бесконтактный реверсивный ПБР-2М, в связи с тем, что требуется управление однофазным конденсаторным электродвигателем, предназначенным для эксплуатации в общепромышленных условиях.

Цифровой контроллер OrbitMerret OM 352UNI

Технические характеристики контроллера:

Источник питания постоянного или переменного тока с диапазоном на выбор: 10-30В или 80-250В;

Совместимость с наиболее распространенными датчиками: 7 вариантов термометров сопротивления, 9 вариантов термопары, широкий выбор аналоговых датчиков;

До 20 измерений в секунду;

Точность в пределах 0,2%;

Дополнительный источник питания 5-24В постоянного тока;

7-сегментный светодиодный дисплей для индикации.

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

4.4 Разработка схемы автоматизации

Функциональная схема АСР (ФС) является основным документом при проектировании системы автоматизации, который определяет функциональную структуру и объем автоматизации объекта, а также отображает функции системы автоматизации и их взаимосвязь с автоматизируемым объектом. Под объектом автоматизации понимают совокупность основного и вспомогательного оборудования вместе с регулирующими органами.

Вданной АСР регулируемой величиной является уровень воды в парогенераторе.

Техническим средствам автоматизации, изображенным на функциональной схеме, присвоены позиционные обозначения.

Уровень воды в парогенераторе измеряется гидростатическим уровнемером, в составе которого находятся: уравнильный сосуд 1а и преобразователь разности давлений 1б. Расходы питательной воды и пара измеряются расходомерами переменного перепада давления, для чего в трубопроводе установлены диафрагмы 2а, 3а. Перепад давления до и после диафрагм передается через уравнильный 2б и конденсационный сосуды 3б на дифманометры 2в, 3в. Затем унифицированные сигналы с преобразователя разностей давлений 1б и с дифманометров 2в, 3в поступают на входные клеммы контроллера. Контроллер формирует регулирующее воздействие, которое поступает через блок ручного управления 4а на пусковое устройство 4б, предназначенное для усиления сигнала, который воздействует на ИМ 4в. С ИМ сигнал о положении выходного вала поступает на дистанционный указатель положения 5а.

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Анализ проекта

Необходимо оценить конкурентоспособность разрабатываемого проекта. Для расчетов будем использовать тепловую схему. Воспользуемся методом SWOT-анализа [26]. Составим матрицу SWOT, рассмотрев слабые и сильные стороны проекта энергоблока, а также возможности и угрозы, которые могут появиться в будущем.

Таблица 31 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны: С1. Повышение электрического КПД станции. С2. Повышение надежности работы блока. С3. Типовое оборудование. С4. Большая единичная мощность энергоблока.</p>	<p>Слабые стороны: Сл1. Наличие радиоактивных отходов. Сл2. Большие капиталовложения на строительство. Сл3. Большое количество капиталовложений на обеспечение безопасности работы станции. Сл4. Потребность в высококвалифицированном персонале.</p>
<p>Возможности: В1. Снижение капитальных затрат. В2. Возможность использование блока как серийного. В4. Появление дополнительного спроса на новый продукт.</p>	<p>Применение проекта как типового энергоблока большой единичной мощности с повышенной надежностью оборудования</p>	<p>Требуется инвестирование в НИОКР, испытания оборудования; увеличенный срок строительно-монтажных работ.</p>
<p>Угрозы: У1. Невыход на серийное производство. У2. Непредвиденные аварийные ситуации из-за неосвоенности схемы энергоблока.</p>	<p>Необходимость в доработке оборудования и в дополнительных исследованиях.</p>	<p>Сложная технико-экономическая задача, требующая более детальных исследований.</p>

По результатам SWOT-анализа видно, что проект является перспективным, но требует дополнительных исследований. Необходимо

Инва. № подл.	Инва. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

более детальное рассмотрение проекта и решение множества технико-экономических задач.

5.2 Оценка капиталовложений, стоимости основных фондов

Проект ядерной паропроизводящей установки повышенной надежности предусматривает сооружение нового энергоблока АЭС. К новому строительству относится сооружение комплекса объектов основного, подсобного и обслуживающего назначения вновь создаваемых энергетических предприятий, зданий и сооружений, осуществляемое на новых площадках [21].

Капитальные затраты – совокупные затраты материальных, трудовых и денежных ресурсов для создания новых, расширения или реконструкции существующих основных фондов. Капиталовложения в основные фонды электроэнергетики расходуются на разработку проектов, строительномонтажные работы, приобретение оборудования, а в необходимых случаях на заказы по его разработке, приобретение транспортных средств, на затраты, связанные с пусконаладочными работами и вводом в эксплуатацию мощностей и сооружений.

Приведем необходимые данные из прошлых расчетов:

$N_0 = 1200 \text{ MВт}$ – установленная электрическая мощность блока;

$\eta_c^0 = 0,4$ – КПД по отпуску электроэнергии нетто;

$\bar{B} = 60 \cdot 10^3 \frac{\text{MВт} \cdot \text{сут}}{\text{т}}$ – глубина выгорания топлива;

$\kappa_{с.н.} = 0,04$ – коэффициент использования электроэнергии на собственные нужды.

Удельные капиталовложения – это величина капиталовложений в рублях или долларах США, приходящаяся на 1 кВт мощности станции. По данным [22] для строительства современных станций с энергетическим

Инва. № подл.	Подп. и дата
	Взам. инв. №
Инва. № дубл.	Подп. и дата
	Инва. № инв.
Инва. № подл.	Подп. и дата
	Инва. № инв.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

реактором на быстрых нейтронах в России удельные капиталовложения составляют 2858 долларов США на 1 кВт мощности станции. Тогда

$$K_{yd} = 2858 \frac{\text{дол.}}{\text{кВт}}. \text{ Текущий курс доллара США} - 74,06 \text{ руб.}$$

Определим капиталовложения на один энергоблок:

$$K = K_{yd} \cdot N_y = 2858 \cdot 74,06 \cdot 1200 \cdot 10^3 = 253,9 \text{ млрд.руб.}$$

Воспользуемся структурой капиталовложений по методике [21], [23] – по укрупненной структуре (таблица 31). В ней учитываются главные составляющие – на строительные работы, связанные с подготовкой территории строительства, с возведением зданий и сооружений; на монтажные работы; на приобретение оборудования, инструмента, инвентаря, входящих в состав основных фондов; прочие капитальные затраты – на проектно-изыскательные работы, на содержание дирекции строящейся АЭС и на авторский надзор проектных организаций и т.д.

Определим капиталовложения по каждой группе:

Строительные работы:

$$K_c = K \cdot 36,7 \cdot 100\% = 253,9 \cdot 36,7 \cdot 100\% = 93,1 \text{ млрд.руб.};$$

Монтажные работы:

$$K_m = K \cdot 9,5 \cdot 100\% = 253,9 \cdot 9,5 \cdot 100\% = 24,1 \text{ млрд.руб.};$$

Оборудование:

$$K_o = K \cdot 48,3 \cdot 100\% = 253,9 \cdot 48,3 \cdot 100\% = 122,6 \text{ млрд.руб.};$$

Прочие затраты:

$$K_{np} = K \cdot 5,5 \cdot 100\% = 253,9 \cdot 5,5 \cdot 100\% = 13,9 \text{ млрд.руб.}$$

По способу перенесения стоимости на вырабатываемую электроэнергию, а также по длительности оборота и характеру воспроизводства фонды делятся на основные и оборотные (предметы труда, сырье, материалы, энергия, расходуемая в производстве, денежные средства). Основные фонды характеризуются тем, что они используются длительное

Инв. № подл.	Подп. и дата
	Взам. инв. №
Инв. № дубл.	Подп. и дата
	Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

время, при этом сохраняют свою форму, а стоимость их постепенно, по мере амортизации и износа, переносится на вырабатываемую электроэнергию.

За основные фонды принимаются капитальные вложения на группу “Оборудование”:

$$K_{осн} = K_o = 122,6 \text{ млрд.руб.}$$

В соответствии с [24], рассчитаем капиталовложения в основные фонды АЭС по каждой группе и сведем в таблицу 32.

Пример расчета:

Капитальные затраты на здания:

$$K_{осн}^{зд} = K_{осн} \cdot 14,9\% = 122,6 \cdot 14,9\% = 18,2 \text{ млрд.руб.}$$

Остальные затраты рассчитываются аналогично.

Таблица 32 – Структура капиталовложений на сооружение АЭС по укрупненной оценке

Вид	Удельный вес, %
Строительные работы	36,7
Монтажные работы	9,5
Оборудование, приспособления, производственный инвентарь	48,3
Прочие затраты	5,5
Суммарные	100

Главное отличие в структуре основных фондов энергетических предприятий от машиностроительных – основная доля фондов приходится на передаточные устройства (электрическая часть станции) и на силовые машины (к ним относятся основную оборудование станции, которое служит для получения электроэнергии, в том числе реактор, парогенераторы, ГЦН и т.д).

Оборотные фонды в энергетике включают в себя главным образом топливо (предмет труда). Топливо само является продуктом труда, производимого на предприятиях топливной промышленности, и обладает

Инв. № подл. Подп. и дата
 Инв. № дубл. Инв. и инв. №
 Подп. и дата
 Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

определенной стоимостью. По данным [22] можно за основные фонды принять первую загрузку топлива. Она ориентировочно составляет 3% от всех капиталовложений:

$$K_{об} = 0,03 \cdot K = 0,03 \cdot 253,9 = 7,6 \text{ млрд.руб.}$$

Таблица 32 – Структура основных фондов

Виды основных фондов	Удельный вес от общих капзатрат, %	Капзатраты, млрд.руб.
Здания	14,9	18,2
Сооружения	15,7	19,2
Передающие устройства	31,9	39,1
Оборудование:		
Силовые машины	33,6	41,1
Рабочие машины	1,4	1,7
Измерительные и регулирующие устройства и приборы, лабораторное оборудование,	1,2	1,4
Вычислительная техника	0,5	0,6
Транспортные средства	0,4	0,5
Прочие основные фонды	0,4	0,5
Суммарные	100	122,6

Необходимо отметить, что затраты на топливо на АЭС существенно ниже, чем на ТЭС, работающей на любом органическом топливе. Это обусловлено высокой теплотворной способностью уранового топлива и длительной кампанией реактора. Соответственно, расходы на транспортировку топлива значительно ниже, чем на ТЭС на угле. Это также является большим плюсом атомных станций, т.к станция не привязана к месту добычи топлива.

Рассчитаем фондоотдачу – стоимость продукции, произведенной предприятием за год, отнесенная к стоимости основных производственных фондов. Это важнейший показатель экономической эффективности

Инв. № подл. Подп. и дата
 Инв. № дубл. Взам. инв. №
 Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

использования основных производственных фондов, следовательно, и показатель эффективности капиталовложений для создания этих фондов.

Применительно к АЭС фондоотдача Φ_0 выражена не в денежной форме, а в натуральной – отношение выработанной и отпущенной в сеть электроэнергии $W_{факт}$, $кВт \cdot ч / год$, к стоимости основных производственных фондов $K_{осн}$, $дол.$

Определим годовую выработку электроэнергии на АЭС. Для этого воспользуемся значение коэффициента использования установленной мощности $КИУМ$. Эта величина характеризует отношение количества выработанной электроэнергии фактически к теоретически возможной, т.е. равной произведению установленной мощности N_y на календарное число часов работы $T_{кал}$. Для электростанций календарное годовое число часов работы – 8760 ч. На этот коэффициент сказываются время простоев из-за плановых и внеплановых ремонтов, аварийных ситуаций и т.д. Для АЭС также характерно, что она работает на установленной мощности, т.к. она ее мощности задействованы только для покрытия базовой нагрузки. Для проектируемых станций среднегодовое значение $КИУМ = 0,8$ [23].

Фактическая годовая энерговыработка:

$$W_{факт} = N_y \cdot (1 - \kappa_{с.н.}) \cdot КИУМ \cdot 8760 = \\ = 1200 \cdot 10^3 \cdot (1 - 0,04) \cdot 0,8 \cdot 8760 = 8073216000 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

Эффективное время работы блока:

$$T_y = \frac{W_{факт}}{N_y} = \frac{8073216000}{1200 \cdot 10^3} = 6727,6 \text{ ч} / \text{год}.$$

Определим фондоотдачу:

$$\Phi_0 = \frac{W_{факт}}{K_{осн}} = \frac{8073216000}{122,6 \cdot 10^9} = 0,065 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}}{\text{руб.}}$$

Таким образом, это значение говорит, что на 1 рубль основных фондов производится электроэнергии $0,071 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}$.

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Также посчитаем показатель, который характеризует вложенные средства по отношению к произведенной энергии. Обозначим его Φ_u .

$$\Phi_u = \frac{W_{\text{факт}}}{K} = \frac{8073216000}{253,9 \cdot 10^9} = 0,031 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

То есть на один инвестируемый рубль производится электроэнергии 0,034 кВт·ч / год.

5.3 Износ основных фондов, амортизационные отчисления на реновацию и капитальные ремонт

Снижение стоимости основных фондов связано с двумя факторами – физический и моральный износ.

Физический износ вызывается физико-механическими и химическими процессами, воздействие которых проявляется при эксплуатации того или иного оборудования (механические, тепловые, коррозионные, вибрационные и прочие воздействия на конструкции и материалы).

Для поддержания работоспособности энергетического объекта в течение определенного срока эксплуатации проводятся текущий, средний и капитальный ремонты с заменой или исправлением изношенных частей и деталей оборудования.

При капитальных ремонтах оборудования в ряде случаев проводятся полная разборка оборудования, контрольные обмеры и осмотры, регулировка, испытания и устранения обнаруженных недостатков. Капитальные ремонты энергоблоков проводятся 1 раз в 3-4 года. Они обычно приурочиваются ко времени, когда блок останавливается на перегрузку.

АЭС – капиталоемкое предприятия и рассчитано на срок эксплуатации 50 лет. За длительное время, которое необходимо для сооружения и эксплуатации АЭС, в ядерной энергетике будет происходить научно-технический прогресс. И самая современная АЭС на момент начала сооружения будет постепенно устаревать как инженерно-техническое

Инв. № подл.	Подп. и дата
	Взам. инв. №
Инв. № дубл.	Подп. и дата
	Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

сооружение в целом или в отдельных частях (по материалоемкости, удельному расходу ядерного топлива, КПД, надежности и т.д.). В результате этого возникает моральный износ. Отдельное оборудование и в целом основные фонды АЭС физически могут еще надежно эксплуатироваться, но ни уже утратили свою потребительскую стоимость и не могут конкурировать с новыми проектами.

Амортизационные отчисления – для обеспечения непрерывного воспроизводства основных фондов к моменту их ликвидации необходимо иметь денежные средства, которые позволили бы воссоздать первоначальную стоимость этих фондов. Также необходимы средства для капремонтов. Т.е. эти средства должны возместить полностью первоначальную стоимость основных фондов и обеспечить частичное восстановление путем капитальных ремонтов.

Общие амортизационные отчисления состоят из отчислений на воспроизводство основных фондов (реновацию) и на капитальный ремонт и модернизацию: $I_{ам} = I_{рен} + I_{кр}$. На АЭС амортизационные отчисления определяются годовыми нормами амортизации, которые вычислены на основании опыта эксплуатации таких объектов.

Нормативы амортизации дифференцируются по отдельным видам и типам оборудования и сооружений АЭС как единого комплекса с учетом их морального износа. По средневзвешенной их стоимости определяются средние нормы амортизации для предприятия в целом.

Для АЭС с реактором БН среднее расчетное значение амортизационных отчислений $\alpha_{ам} = 6,7\%$. При этом на здания и сооружения не превышают 3%, на оборудование 8%, на прочие капзатраты и непредвиденные расходы 6,5% [23].

Сумма годовых амортизационных отчислений на реновацию:

$$I_{рен} = K_{осн} \cdot \alpha_{ам} = 122,6 \cdot 6,7\% = 8,2 \text{ млрд.руб./ год}$$

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Затраты на капитальный ремонт закладываются от 30 до 60% годовых амортизационных отчислений [21,23]. Зададимся, что процент отчислений на ремонт – 40%.

Тогда стоимость годовых амортизационных отчислений на капитальный ремонт:

$$I_{к.р} = K_{осн} \cdot \alpha_{ам} \cdot 40\% = 122,6 \cdot 6,7\% \cdot 40\% = 3,2 \text{ млрд.руб./ год}$$

Тогда суммарные годовые амортизационные отчисления:

$$I_{ам} = I_{рен} + I_{кр} = 8,2 + 3,2 = 11,4 \text{ млрд.руб./ год.}$$

5.4 Себестоимость электроэнергии

Себестоимость единицы любой продукции отражает в денежной форме трудовые, материальные и прочие затраты на ее изготовление и реализацию. Себестоимость относится к важнейшим показателям работы предприятий любого ранга и назначения. В ней находит свое отражение фондовооруженность предприятий и уровень использования основных средств и располагаемых мощностей, уровень организации и технологии производства, рациональное и экономное использование сырья, материалов, полуфабрикатов, топлива, энергии, квалификации кадров и т.п.

Структура основных затрат в себестоимости энергии включает в себя: топливо, амортизацию, заработную плату и прочие. Эти затраты можно условно разделить на постоянные и переменные.

Постоянные (амортизация, ремонт, заработная плата и т.д.) не связаны с объемом произведенной энергии. К переменным относятся расходы на топливо, на покупку воды, химических реагентов, смазочных материалов и т.д. Эти затраты практически пропорциональны выработке энергии.

Проектная (нормативная) себестоимость – это главный технико-экономический показатель утверждаемого к реализации проекта.

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Себестоимость энергии, произведенной на АЭС и отпущенной в сеть, включает в себя следующие статьи эксплуатационных затрат $I_э$:

$I_{топ}$ – расходы на топливо;

$I_{ам}$ – расходы на амортизацию, в том числе реновацию, капремонт и модернизацию;

$I_{тр}$ – расходы на текущий ремонт, обеспечивающий поддержание работоспособности всех средств производства;

$I_{зн}$ – расходы на заработную плату эксплуатационного персонала;

$I_{ос}$ – общестанционные расходы.

Таким образом, суммарные годовые издержки:

$$I_э = I_{топ} + I_{ам} + I_{тр} + I_{зн} + I_{ос}.$$

Среднегодовая себестоимость определяется следующим образом:

$$C = \frac{I_э}{W_{факт}}.$$

Среднегодовые затраты на топливо рассчитываются исходя из годового расхода уранового топлива B , кг/год и удельной стоимости топлива с учетом всех стадий его производства (концентрат U_3O_8 , преобразование в UO_2 , обогащение, фабрикация и т.д) $s_{топ}$, дол./кг. По данным источникам [22] средняя стоимость топлива составляет $s_{топ} = 1390 \text{ дол./кг} = 92157 \text{ руб./кг}$.

Годовой расход топлива определяется по следующей формуле [24]:

$$B = \frac{N_y \cdot T_{эф}}{24 \cdot \bar{B} \cdot n_э^c} = \frac{1200 \cdot 6726,6}{24 \cdot 60000 \cdot 0,4} = 14 \text{ кг/год}.$$

Тогда среднегодовые издержки на топливо:

$$I_{топ} = B \cdot s_{топ} = 14 \cdot 92157 \cdot 10^{-6} = 1,2 \text{ млн.руб./год}.$$

В процессе непрерывной и круглосуточной эксплуатации АЭС возникает необходимость в текущем оперативном высококвалифицированном ремонтном и техническом обслуживании

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

оборудования, теплогидравлических, электромеханических и прочих систем, щитов управления, приборов КИПиА. В затраты на текущий ремонт включается и содержание персонала, и расходы на запасные части, инструмент и материалы. Принято считать затраты на текущий ремонт в процентах по отношению к амортизационным отчислениям. Нормативная величина составляет 15%.

Тогда расходы на текущий ремонт:

$$I_{mp} = 0,15 \cdot I_{ам} = 0,15 \cdot 11,4 = 1,71 \text{ млрд.руб./ год.}$$

Затраты себестоимости по содержанию эксплуатационного персонала связаны с численностью персонала и его среднегодовой зарплатой. Для нормальной эксплуатации требуется пять комплектных смен в реакторном цехе, четыре смены в других непрерывно работающих основных цехах (турбинном, СВО, ХВО, ТАИ), три во вспомогательных. Эти затраты определяются по следующей формуле:

$$I_{зн} = m_{э.п} \cdot N_y \cdot 1,30 \cdot S_{зн}^{год},$$

где $m_{э.п}$ – штатный коэффициент эксплуатационного персонала. Для АЭС с мощностью 1000 МВт принимается равным 0,53 1/МВт [23].

1,30 – коэффициент отчислений на социальное страхование. 30% включают в себя – 22% в пенсионный фонд, 5,1% на медицинское страхование, 2,9% на социальное страхование;

$S_{зн}^{год}$ – среднегодовая зарплата эксплуатационного персонала.

Принимается 90000 руб/мес.

Ориентировочная численность эксплуатационного персонала:

$$N_{перс} = N_y \cdot m_{э.п} = 1200 \cdot 0,53 = 636 \text{ чел.}$$

Тогда издержки на заработную плату эксплуатационного персонала составят:

$$I_{зн} = 0,53 \cdot 1200 \cdot 1,30 \cdot 90000 \cdot 12 = 892,9 \text{ млн.руб./ год.}$$

Постоянные издержки:

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$I_{\text{пост}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{тр}} + I_{\text{зн}} = \\ = 11,4 + 1,71 + 0,89 = 14 \text{ млрд.руб./ год.}$$

К общестанционным затратам относятся содержание дирекции АЭС, расходы на административно-хозяйственное обслуживание станции, пожарную и войсковую охрану, на склады, транспорт, связь, химические реактивы и т.п. Укрупненно принимают 20% от постоянных затрат:

$$I_{\text{ос}} = I_{\text{пост}} \cdot 0,20 = 14 \cdot 0,20 = 2,8 \text{ млрд.руб./ год.}$$

Суммарные годовые издержки:

$$I_{\text{з}} = I_{\text{мон}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{тр}} + I_{\text{зн}} + I_{\text{ос}} = 1,2 \cdot 10^{-3} + 11,4 + 1,71 + \\ + 89,2 \cdot 10^{-3} + 2,8 = 16,8 \text{ млрд.руб./ год.}$$

Тогда себестоимость продукции:

$$C = \frac{I_{\text{з}}}{W_{\text{факт}}} = \frac{16,8 \cdot 10^9}{8073216000} = 2,08 \text{ руб./ кВт} \cdot \text{ч.}$$

5.5 Прибыль и срок окупаемости

Эффективность деятельности предприятия оценивается по прибыли. Для того, чтобы определить прибыль от выработки электроэнергии предположим, что электростанция продает всю выработанную электроэнергию по одноставочному тарифу по розничной цене для населения Томской области в соответствии с [25] – $C = 3,36 \text{ руб./ кВт} \cdot \text{час}$. Здесь не учитывается прибыль, полученная от сдачи имущества в аренду, дивиденды по акциям и прочие доходы от внереализационных операций, т.к расчет ведется для проектируемой станции и их нельзя оценить.

Тогда годовая балансовая прибыль составит:

$$P_{\text{б}} = (C - C) \cdot W_{\text{факт}} = (3,36 - 2,08) \cdot 8073216000 \cdot 10^{-9} = 10,3 \text{ млрд.руб./ год.}$$

Балансовая рентабельность составит:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
														133

$$R_{\sigma} = \frac{\Pi_{\sigma}}{K_{осн} + K_{об}} \cdot 100\% = \frac{10,3}{122,6 + 7,6} \cdot 100\% = 7,9\%.$$

Срок окупаемости основных фондов определяется как величина, обратная балансовой рентабельности:

$$T_{ок} = \frac{K_{осн} + K_{об}}{\Pi_{\sigma}} = \frac{1}{R_{\sigma}} = \frac{1}{0,079} = 12,6 \text{ лет.}$$

Для энергетики срок окупаемости принимается как нормативная величина – 10 лет. Таким образом, полученный срок окупаемости не совпадает с теоретическим.

Чистая прибыль – это разница между балансовой прибылью и уплаченными налогами. Укрупненной принимаем, что выплачиваются следующие налоги [26]: имущественный налог – 2,2 %; налог на прибыль – 20%. 20% балансовой прибыли не облагаются налогом.

Следовательно, налоговая база для налога на прибыль:

$$H_{приб}^{база} = \Pi_{\sigma} \cdot 80\% = 10,3 \cdot 80\% = 8,24 \text{ млрд.руб.}$$

Тогда уплаченные налоги на прибыль:

$$H_{приб} = H_{приб}^{база} \cdot 20\% = 8,24 \cdot 20\% = 1,6 \text{ млрд.руб.}$$

Налоговую базу принимаем равной капиталовложениям в основные фонды на начало первого года:

$$H_{им}^{база} = K_{осн} = 122,6 \text{ млрд.руб.}$$

Уплаченные налоги на имущество:

$$H_{им} = H_{им}^{база} \cdot 2,2\% = 122,6 \cdot 2,2\% = 2,6 \text{ млрд.руб./ год.}$$

Тогда чистая прибыль:

$$\Pi_{ч} = \Pi_{\sigma} - H_{приб} - H_{им} = 10,3 - 1,6 - 2,6 = 6,1 \text{ млрд.руб./ год.}$$

Чистая рентабельность составит:

$$R_{ч} = \frac{\Pi_{ч}}{K_{осн} + K_{об}} \cdot 100\% = \frac{6,1}{122,6 + 7,6} \cdot 100\% = 4,7\%.$$

Доход электростанции определяется как сумма чистой прибыли и амортизационных отчислений:

Инв. № подл.	Подп. и дата
	Взам. инв. №
Инв. № инв.	Подп. и дата
	Инв. № подл.
Инв. № подл.	Подп. и дата
	Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

$$D = P_{\text{ч}} + I_{\text{ам}} = 6,1 + 11,4 = 17,5 \text{ млрд.руб. / год.}$$

В качестве вывода по разделу полученные результаты расчета сведем в таблицу В.2.

Таблица 33 – Техничко-экономические показатели проекта

№	Показатель	Значение
1	Установленная мощность АЭС $N_y, \text{MВт}$	1200
2	Число часов установленной мощности $T_3, \text{ч / год}$	6726
3	КИУМ, <i>отн.ед</i>	0,8
4	КПД по отпуску электроэнергии нетто $\eta_c^3, \%$	40
5	Электрический КПД турбоустановки $\eta_c, \%$	43,7
6	Глубина выгорания топлива $\bar{B}, \frac{\text{MВт} \cdot \text{сут}}{\text{т}}$	40000
7	Годовой расход топлива $B, \frac{\text{кг}}{\text{год}}$	14
8	Удельный расход ядерного горючего $b_{\text{я.г.}}, \frac{\text{г} \cdot \text{кВт}}{\text{ч}}$	0,0231

Ине. № подп	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

Лист

135

Продолжение таблицы 33

№	Показатель	Значение
9	Удельные капиталовложения $K_{уд}, \frac{дол.}{кВт}$	2858
10	Капиталовложения на один энергоблок $K, млрд.руб.$	253,9
11	Основные фонды $K_{осн}, млрд.руб.$	122,6
12	Оборотные фонды $K_{об}, млрд.руб.$	7,6
13	Удельная стоимость топлива $s_{топ}, руб./кг$	92157
14	Численность эксплуатационного персонала $N_{перс}, чел$	636
15	Годовая выработка электроэнергии $W_{факт}, 10^{-6} \cdot кВт \cdot ч$	8073,216000
16	Себестоимость отпущенной электроэнергии $C, \frac{руб.}{кВт \cdot ч}$	2,08
17	Годовые издержки на амортизацию $I_{ам}, \frac{млрд.руб.}{год}$	11,4
18	Годовые издержки на текущий ремонт $I_{тр}, \frac{млрд.руб.}{год}$	1,71
19	Годовые издержки на зарплату эксплуатационного персонала $I_{зн}, \frac{млн.руб.}{год}$	892
20	Годовые общестанционные расходы $I_{ос}, \frac{млрд.руб.}{год}$	2,8
21	Годовые издержки на топливо $I_{топ}, \frac{руб.}{год}$	1200000
22	Балансовая прибыль $P_б, \frac{млрд.руб.}{год}$	10,3
23	Чистая прибыль $P_ч, \frac{млрд.руб.}{год}$	6,1
24	Налог на прибыль $H_{приб}, \frac{млрд.руб.}{год}$	1,6

Ине. № подп	Подп. и дата
Ине. № дубл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Подп. и дата
Ине. № инв.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ

Продолжение таблицы 33

№	Показатель	Значение
25	Налог на имущество $N_{им}, \frac{\text{млрд.руб.}}{\text{год}}$	2,6
26	Фондоотдача $\Phi_o, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}}{\text{руб.}}$	0,065
27	Рентабельность по чистой прибыли $R_ч, \%$	4,7
28	Рентабельность по балансовой прибыли $R_б, \%$	7,9
29	Срок окупаемости $T_{ок}, \text{лет}$	12,6
30	Доход $D, \frac{\text{млрд.руб.}}{\text{год}}$	17,5

5.6 Итоги раздела

Исходя из данных, приведённых в таблице 33, можно сделать вывод о том, что проект энергоблока БН-1200 обладает низкой конкурентоспособностью, так как его рентабельность по чистой прибыли является очень низкой и срок окупаемости не дает ему конкурировать с реакторами на тепловых нейтронах.

Однако в расчетах не учтено, что проектирование энергоблока БН-1200 разительно отличается от энергоблоков других типов. Данный энергоблок дает надежду на то, что ядерный энергетический цикл в будущем будет замкнутый и человечеству не придется опасаться того, что урановые рудники истощатся, так как данный энергоблок способен сам вырабатывать топливо для реакторов на тепловых нейтронах, что мир получит бесконечное топливо для атомных станций.

Можно сделать заключение, что экономические расчеты не дают достаточной информации для окончательного подведения итогов.

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

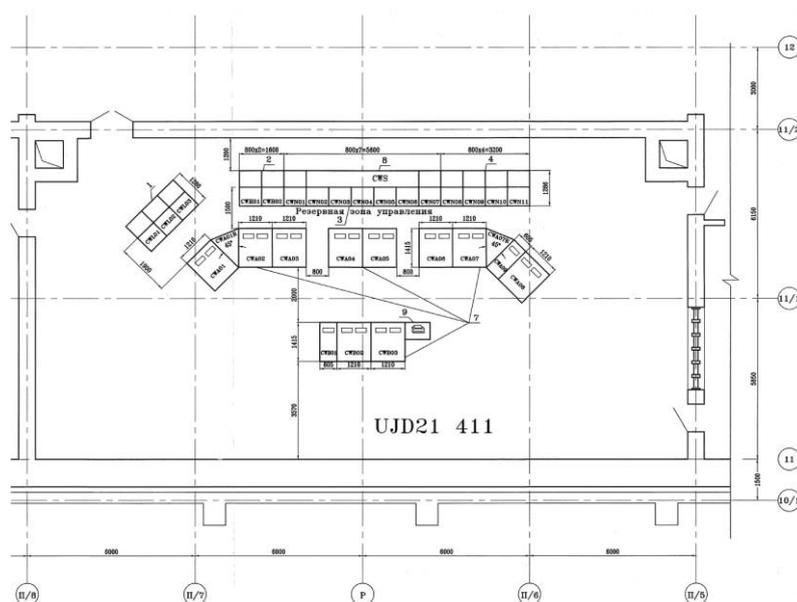
6. Социальная ответственность

Так как темой дипломного проекта является «Проект энергоблока с реактором типа БН электрической мощностью 1200 МВт», то целесообразно в данном разделе рассмотреть вопросы безопасности касательно блочного щита управления энергоблоком.

Основными причинами травматизма и несчастных случаев на АЭС являются: организационные, проектно-конструкторские, технологические и психофизиологические. Основными травмирующими факторами являются: воздействие электрического тока, тепловые ожоги, ушибы, падения людей и предметов на них, дорожно-транспортные происшествия.

Перед тем, как приступить к основной части, стоит раскрыть информацию о ведущем инженере по управлению реактором (ВИУР) и о его рабочем месте.

Существует документ [31], в котором описаны трудовые функции ВИУРа. Для понятийного представления места работы ВИУР на рисунке представлена планировка блочного щита управления Белоярской АЭС [32].



Изн. № подл.	Подп. и дата
Изн. № дубл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

Рисунок.1 – Планировка блочного щита управления для Белоярской АЭС

Из рисунка видно, что трудовая деятельность ВИУР осуществляется преимущественно на одном рабочем месте в пределах БЩУ.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные правовые нормы трудового законодательства, характерные для рабочей зоны

Правовые нормы трудового законодательства. Для работников атомной отрасли предполагается специальная оценка условий труда (СОУТ). Лица, обслуживающие реактор, работающие с открытыми и закрытыми ионизирующими источниками относятся к персоналу группы А с вредными или опасными условиями работы. Им гарантированы:

1) Доплаты (ст.147 ТК РФ [33]):

Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере - 4% от оклада, установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.

2) Надбавки и скидки к страховым взносам в ФСС России (ст.22 [34]);

3) Дополнительный отпуск (ст. 117 [33]):

Минимальная продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска работникам, составляет 7 календарных дней.

4) Сокращенная рабочая неделя (ст. 92 [33]) – не более 36 часов в неделю.

5) Молоко и лечебно-профилактическое питание (ст. 222 [33]);

6) Медосмотры (ст. 213 [33]);

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Работники, занятые на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, проходят обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры.

7) Обеспечение СИЗ (ст. 221 [33]);

Работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию специальная одежда, специальная обувь и другие СИЗ, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии с типовыми нормами. Работодатель за счет своих средств обязан в соответствии с установленными нормами обеспечивать своевременную выдачу специальной одежды, специальной обуви и других СИЗ, а также их хранение, стирку, сушку, ремонт и замену.

8) Дополнительные страховые взносы в ПФР, дифференцированные тарифы в зависимости от класса условий труда (ч.2.1 ст. 58.3 [35]).

9) Досрочная пенсия по возрасту [36]. Мужчинам по достижении возраста 50 лет и женщинам по достижении возраста 45 лет, если они проработали соответственно не менее 10 лет и 7 лет 6 месяцев на работах с вредными условиями труда.

Социальная защита на предприятии. В целях установления единых подходов по формированию социальной защиты работников разработана и реализуется Единая отраслевая социальная политика Госкорпорации «Росатом» и её организаций [37]. В основе реализации социальной политики в атомной отрасли лежат принципы прозрачности, доступности и открытости.

Весь персонал разделен на три категории с соответствующими выплатами (см. табл. 1):

Категория А – главный директор, заместители главного директора, другие руководители прямого подчинения, руководители, находящиеся в служебных командировках более 30% рабочего времени.

Категория В – работники вредных и опасных производств, работники, входящие в группу повышенного риска (например: группа оказания

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

экстренной помощи атомным станциям (ОПАС), аварийные спасатели, персонал группы А, имеющий радиационный риск выше 1×10^{-3} (п.4 [37]).

Категория С – работники организации и штатные профсоюзные работники, не относящиеся к категории В.

К страховым рискам относятся:

- ВУТ в результате несчастного случая на производстве, если длительность ВУТ составляет более 60 дней.
- Стойкая утрата трудоспособности (инвалидность) в результате несчастного случая на производстве.
- Стойкая утрата трудоспособности (инвалидность) в результате любого заболевания.
- Смерть в результате несчастного случая на производстве.
- Смерть застрахованного в результате любого заболевания.
- Иные условия, предусмотренные в предоставляемом застрахованному социальном пакете, оговоренном в индивидуальном трудовом договоре (контракте), включая страховые случаи, связанные с риском радиационного воздействия.

Таблица 1 – Страховые суммы в зависимости от категории при наступлении риска

Категория	А	В	С
Страховая сумма	Постоянная часть (оклад + ИСН) одной годовой заработной платы	1 000 000 рублей	500 000 рублей

6.2 Производственная безопасность

Оперативный, оперативно-ремонтный и ремонтный персонал АЭС проходит следующие обязательные формы производственно-технического обучения: инструктажи, противоаварийные и противопожарные тренировки, учебу по специальности и по вопросам производственной санитарии и техники безопасности в учебно-тренировочном центре.

Инд. № подл. Подп. и дата Инв. № дубл. Инв. № инв. № Взам. инв. № Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

6.3 Анализ вредных факторов

Согласно документу [38]:

Вредный производственный фактор – фактор производственной среды и (или) трудового процесса, воздействие которого в определенных условиях на организм работающего может сразу или впоследствии привести к заболеванию, в том числе смертельному, или отразиться на здоровье потомства пострадавшего, или в отдельных специфичных случаях перехода в опасный производственный фактор – вызвать травму.

Проанализировав функции ВИУР, его рабочее пространство и государственный стандарт [39], были выявлены следующие вредные производственные факторы:

- Микроклимат;
- Электромагнитное излучение;
- Шум;
- Освещенность.

Микроклимат нормируется санитарными нормами и правилами, содержащимися в документе [40]:

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма. Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

Из документа [40] можем определить, что деятельность ВИУР связана с категорией работ Ia. К категории Ia относятся работы с интенсивностью

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

энергозатрат до 120 ккал/ч (до 139 Вт), производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением.

Таблица 2 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	20–25	19–26	15–75	0,1
Теплый	Ia (до 139)	21–28	20–29	15–75	0,2

Допустимые показатели микроклимата на БЦУ обеспечиваются с помощью приточно-вытяжной вентиляции и системой отопления.

Электромагнитное излучение

Электромагнитное излучение – это сила, которая проявляется, когда ток проходит через любое электрическое устройство, воздействующая на всё, что находится около него, в том числе и на человека, который также является источником электромагнитного излучения.

Слабое электромагнитное излучение с низкой мощностью и высокой частотой опасно для человека тем, что его интенсивность совпадает с частотой его биополя. Из-за этого получается резонанс, органы начинают работать неправильно, что провоцирует развитие различных заболеваний, особенно в тех звеньях организма, которые до этого уже были чем-то ослаблены.

Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах представлены по [41] в таблице 3.

ПДУ ЭМИ электромагнитного поля ограничивается [42] и составляет:

- 10 мкВт/см² – 8 часов работы;
- 10÷100 мкВт/см² – не более 2 часов работы;
- более 100 мкВт/см² – не более 20 минут работы;

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

- для населения – менее 1 мкВт/см².

Предельно допустимый уровень напряженности воздействующего ЭП равен 25 кВ/м. Пребывание в ЭП напряженностью более 25 кВ/м без средств защиты не допускается.

Мероприятия по снижению влияния ЭМП на организм человека:

- соблюдение безопасных расстояний от электросетей;
- заземление электрооборудования, приборов;
- использованием оборудования с меньшими уровнями энергопотребления.

Таблица 3 – Временные допустимые уровни ЭМИ, создаваемых ПВЭМ

Наименование параметра		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц-2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц-400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц-2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц-400 кГц	25 нТл
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

Шум

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности.

При длительном воздействии шума на организм происходят нежелательные явления: снижается острота слуха и зрения, повышается кровяное давление, снижается внимание.

Источниками шума на БЦУ является работа компьютеров и вентиляции.

Исходя из условий работы сотрудников БЦУ, категорией напряженности трудового процесса будет напряженный труд 3 степени, для помещений ПДУ шума регламентируется, согласно [43], величиной 50 дБ.

Недопущение превышения указанного предела должно осуществляться следующими мероприятиями:

Ине. № подл.	Подп. и дата
Ине. № дубл.	Взам. инв. №
Ине. № инв.	Подп. и дата
Ине. № инв.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

а) подбор оборудования, обладающего меньшими шумовыми характеристиками (пассивное охлаждение компьютеров, установка вентиляторов вентиляционной системы за пределами БЦУ);

б) проведение производственного контроля виброакустических факторов;

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть СКЗ: устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования.

Освещение

Ввиду местоположения БЦУ в компоновке блока реализация естественного освещения помещения становится невозможной. В связи с чем, освещение БЦУ будет полностью искусственным, осуществление которого требует детальной проработки. Расчет освещения представлен в приложении А.

6.4 Анализ выявленных опасных факторов

Опасность поражения электрическим током

Электробезопасность – организационные и технические мероприятия и средства, которые обеспечивают защиту рабочего персонала от опасного воздействия электрического тока.

Согласно [44], в отношении опасности поражения людей электрическим током БЦУ относится к классу 1 – помещения без повышенной опасности (сухие, безпыльные, с нормальной температурой воздуха, с изолирующими полами). Безопасные номинальные значения: напряжение – менее 12 В; ток – 15 мА; заземление менее 4 Ом.

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие средства коллективной защиты [45]:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную) для сети 230 В значение сопротивления изоляции – не менее 0,5 МОм;
- предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие средства коллективной защиты [45]:

- защитное заземление, зануление;
- систему защитных проводов;
- малое напряжение.

СИЗ в электроустановках до 1000 В [45]:

- изолированный ручной инструмент;
- диэлектрические перчатки;
- галоши;
- накидки.

6.5 Экологическая безопасность

Основными нормативными документами, регулирующими охрану окружающей среды на АЭС, являются [46],[47], [48].

Атмосфера. Источником загрязнения являются газообразные отходы (различного состава радиоактивные газы – от радиоактивных инертных газов до активированных паров воды – собранные в единый бак из различного

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

теплообменного оборудования), прошедшие очистку и фильтрацию, рассеиваемые в атмосфере через вентиляционные трубы.

Должны соблюдаться требования нормативных актов [49], [50], регулирующих отношения в области охраны атмосферного воздуха.

На АС разрабатываются и выполняются мероприятия [46]:

- по организации производственного экологического контроля;
- по регулированию выбросов ЗВ в атмосферный воздух при неблагоприятных метеорологических условиях;
- по предупреждению и устранению аварийных выбросов ЗВ в атмосферный воздух, а также по ликвидации последствий его загрязнения;
- по проверке эффективности работы газоочистного оборудования.

Гидросфера. Радиоактивные отходы образуются главным образом на атомных электростанциях, при обработке ядерного топлива, в ядерных исследовательских центрах. Также идет тепловое загрязнение от использования воды в теплообменном оборудовании.

Должны соблюдаться требования нормативных актов [51], [52], регулирующих отношения в области охраны водных ресурсов.

Для обеспечения безопасного пользования гидросферой применяются следующие мероприятия:

- Оборудование отдельных систем хозяйственно-бытовой и ливневой канализации;
- В случаях, когда сточные воды могут резко изменяться по своему составу и количеству во времени или при наличии периодических (залповых) сбросов сильно концентрированных сточных вод, предусматривается устройство специальных регулирующих емкостей;
- Предотвращение попадания рыб и других водных биологических ресурсов в водозаборные сооружения;
- Регулярная очистка водозаборных сооружений и прилегающих территорий от плавающего мусора, скопления водорослей, предотвращать образование шуги и наледей;

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

– Создание достаточного запаса материально-технических средств для локализации и ликвидации аварийных загрязнений, в т.ч. нефтепродуктами;

Литосфера. Основное воздействие работы энергоблока на литосферу происходит от захоронения отработавшего ядерного топлива, но также сюда можно включить влияние сточных вод.

При этом должны соблюдаться требования нормативных правовых актов, регулирующих отношения в области охраны земельных ресурсов и недр в соответствии с законами [52], [53], [54].

При эксплуатации АС должна вестись работа по охране земель от загрязнения, а также обеспечиваться рекультивация деградированных и загрязненных земель.

При размещении жидких отходов I – V классов опасности и сточных вод АС в пластах горных пород при их захоронении в глубоких горизонтах, обеспечивается локализация этих отходов, контроль состояния недр в пределах горного отвода, а также за его границами.

Для территорий промплощадок АС организован контроль режима температуры и химического загрязнения близлежащих к поверхности горизонтов грунтовых вод.

6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС

Пожар. На АЭС действуют правила [55], которые устанавливают требования по пожарной безопасности. Согласно [56] помещение БЩУ к категории пожароопасности В4.

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Горючими материалами выступают: строительные материалы, изоляция электрооборудования, мебель. Источниками возгорания могут стать горючие газы, электрооборудования, проводка.

Мероприятия по предотвращению ЧС

Пожар. К первичным средства пожаротушения предъявляются следующие требования [57]:

- Расстояние от возможного очага пожара до места размещения огнетушителя не должно превышать 20 м для общественных зданий и сооружений; 30 м для помещений категорий А, Б и В; 40 м для помещений категории Г;

- Огнетушители должны всегда содержаться в исправном состоянии, периодически осматриваться, проверяться и своевременно перезаряжаться;

- Каждый огнетушитель, установленный на объекте, должен иметь порядковый номер, нанесенный на корпус белой краской. На него заводят паспорт по установленной форме;

- Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, проходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей. Их следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,5 м;

- Переносные и передвижные огнетушители должны обеспечивать тушение пожара одним человеком на площади, указанной в технической документации организации-изготовителя;

- Технические характеристики переносных и передвижных огнетушителей должны обеспечивать безопасность человека при тушении пожара.

Инд. № подл.	Подп. и дата
Инд. № дубл.	Взам. инв. №
Инд. № подл.	Подп. и дата
Инд. № подл.	Подп. и дата

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Помещение БЩУ оснащено ручными огнетушителями: 2 порошковых огнетушителя с массой огнетушащего вещества 4 кг и 2 углекислотных огнетушителя с массой огнетушащего вещества 5 кг (ОУ-5).

При возникновении пожара в здание необходимо:

- Покинуть здание используя основной или запасный выход;
- Сообщить пожарной охране о пришествии, оповестить руководство;
- При небольшом возгорании необходимо воспользоваться первичными средствами пожаротушения;
- Обесточить электроприборы;
- Эвакуировать персонал.

План эвакуации представлен на рисунке 2.

Необходимо отметить, что пожаробезопасность на АЭС является одним из наиболее важных факторов, так как пожар и его последствия могут привести не только к смерти персонала и повреждению оборудования, но и является исходным событием для аварии, при которой возможен выход радиоактивности за допустимые пределы. Помимо активной системы на АЭС разработана система пассивной противопожарной защиты.

На основании требований [58] и [59] пассивный принцип действия систем и элементов противопожарной защиты является приоритетным в обеспечении безопасности АЭС при пожаре, поэтому в проекте противопожарная защита строится на основе принципа локализации пожара в пределах пожарной зоны, где он возник.

Система элементов пассивной противопожарной защиты пожарных зон предназначена для локализации пожара в пределах пожарной зоны, где он возник.

Система пассивной противопожарной защиты пожарных зон включает в себя:

- совокупность оборудования и элементов границ пожарных зон, т.е. ограждающие конструкции границ пожарных зон (стены, перекрытия),

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

включая двери, люки, вентиляционные клапаны, уплотнения коммуникационных проемов;

– оборудование локализации пожарных нагрузок, позволяющее обеспечить отделение элементов различных каналов систем безопасности друг от друга или от

– элементов систем нормальной эксплуатации, расположенных в общей пожарной зоне (кабельные короба в конструктивной огнезащите, кабельные каналы, выполненные в строительных конструкциях и т. п.);

– оборудование локализации проливов горючих жидкостей, если оно предназначено для защиты от пожара элементов систем безопасности.

Кроме того, на рабочем месте должен присутствовать план эвакуации.

Приблизительный эскиз плана эвакуации из БЦУ представлен на рисунке 2:

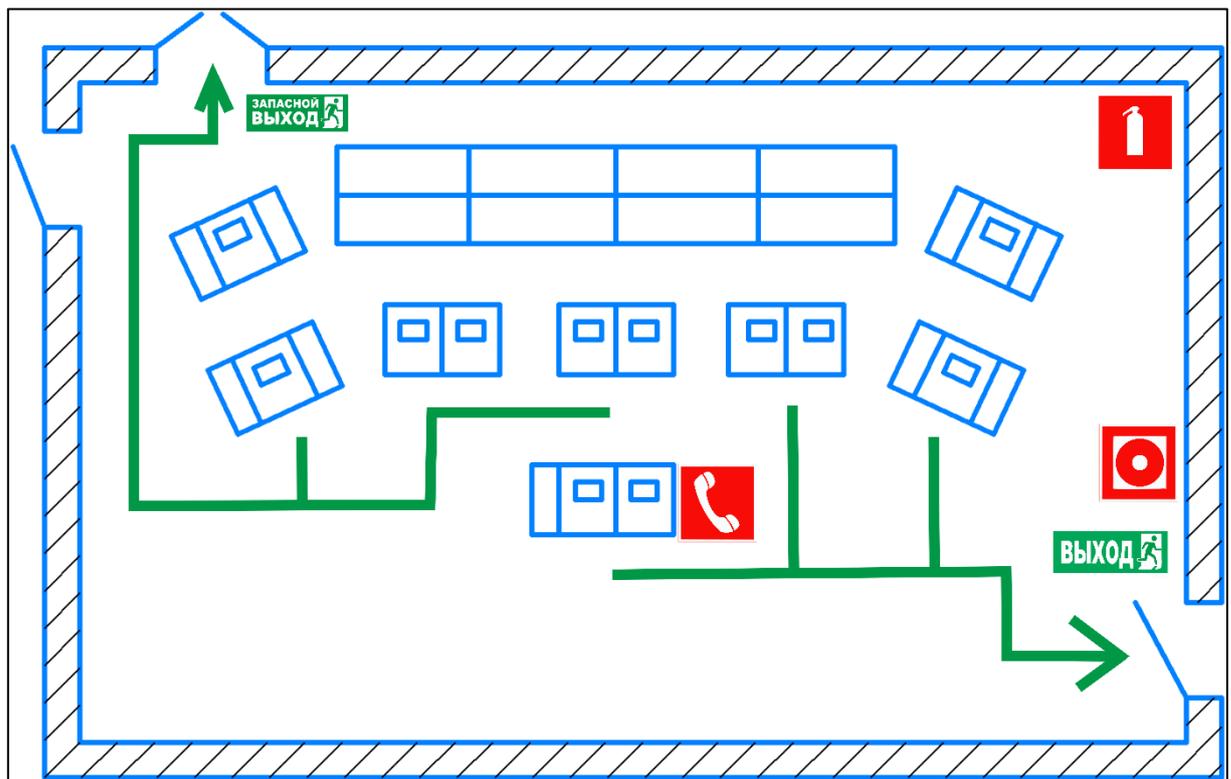


Рисунок 2 – Эскиз плана эвакуации из БЦУ

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

6.7 Выводы по разделу

Работа ведущего инженера по управлению реактором отличается от других профессий наличием повышенного уровня шума, электромагнитного излучения. Для контроля и обеспечения безопасности персонала от этих факторов предусмотрено большое количество мер. В остальном производственный процесс такой же, как и на предприятиях традиционной энергетики.

Чрезвычайные ситуации на АЭС, в виду специфики производства, являются основным фактором, учитываемым при проектировании энергоблоков. Таким образом, разрабатываются четкие планы действия персонала и систем автоматики, что в случае ЧС должно минимизировать негативные последствия до приемлемых масштабов даже в случае запроектных аварий.

Инв. № подл	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ					Лист
										152
					Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	

7. Заключение

В ходе разработки дипломного проекта применены навыки и знания, полученные в процессе обучения. Изучен большой объём отечественной литературы, посвященной атомной и тепловой энергетике. Рассчитана тепловая схема энергоблока с помощью метода относительных расходов. Выбрано тепломеханическое оборудование из каталогов российских производителей оборудования для энергетики. Рассчитаны важнейшие агрегаты: ядерный реактор и парогенератор. Уделено внимание разработке функциональной схемы автоматизированного контроля и управления параметрами парогенератора третьего контура.

Для совершенства расчета следует его дополнить. Произвести нейтронно-физический расчет ядерного реактора, который даст уточненное значение эффективной добавки активной зоны. Произвести гидравлические расчеты реактора и парогенератора, для учета потерь давления по ходу движения воды и пара в этих агрегатах. Можно повысить точность путем добавления одного или более знаков в десятичной части численных значений рассчитанных параметров. Уменьшить допустимый диапазон погрешностей итерационных расчетов.

Инд. № подл	Подп. и дата	Инд. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ					Лист					
Инд. № подл	Подп. и дата	Инд. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата											153
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат											

8. Список использованных источников

1. Атомные электростанции: учебное пособие / А.М. Антонова, А.В. Воробьев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 275 с.

2. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции: Учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1984. 304 с., ил.

3. Тепловые и атомные электрические станции: учебное пособие / А.М. Антонова, А.В. Воробьев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 256 с.

4. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 7-е изд., стереот. - дл. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472с.:ил.

5. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник./ Под редакцией Григорьева В.А., Зорина В.М. – 2-е изд. перераб – М.: Изд. Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

6. Насосы АЭС: Справочное пособие/ П.Н. Пак, А.Я. Белоусов, АюИ. Тимшин и др.; Под общ. ред. П.Н. Пака. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 328 с.: ил.

7. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник./ Под редакцией Клименко А.В., Зорина В.М. – М.: Изд. МЭИ, 2004. – 632 с.

8. Расчет теплообменных аппаратов паротурбинных установок: Учебное пособие/ Ю.М. Бродов, М.А. Ниренштейн. Екатеринбург: УГТУ, 2001. 373с.

9. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов/ Под ред. В.Я Гиршфельда. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с., ил.

10. Турбомашины [Текст]: учебное пособие / Б. Ф. Калугин. — Томск: Изд-во ТПИ, 1991. – 94 с.

11. [Электронный ресурс] URL:<http://www.innov-rosatom.ru/files/articles/bd4b9dbcf191149c7a7186d67d73bbd4.pdf>(дата обращения: 20.12.2020).

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

12. Кириллов П.Л. и др. Справочник по теплогидравлическим расчётам (ядерные реакторы, теплообменники, парогенераторы). – 2-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 1990. – 360 с.: ил.

13. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций: Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 384 с.: ил.

14. Дементьев Б. А. Ядерные энергетические реакторы: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, – 352 с.: ил.

15. Усынин Г.Б. Кусмарцев Е.В. Реакторы на быстрых нейтронах Учеб. Пособие для вузов/ под ред. Ф.М. Митенкова. – М.: Энергоатомиздат, 1985. 288с., ил.

16. Кириллов П.Л. и др. Справочник по теплогидравлическим расчётам (ядерные реакторы, теплообменники, парогенераторы). – 2-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 1990. – 360 с.: ил.

17. Основы теории и методы расчета ядерных энергетических реакторов: Учеб.пособие для вузов/ Г. Г. Бартоломей, Г. А. Бать, В. Д. Байбаков, М. С. Алхутов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989, - 512 с.: ил.

18. Теплофизические свойства жидкого натрия и его пара. База данных по теплофизическим свойствам жидкометаллических теплоносителей перспективных ядерных реакторов [Электронный ресурс] // URL: gsssd-rosatom.mephi.ru/DB-tp-01/Na.php (Дата обращения 27.12.2020).

19. Тепловые и электрические свойства сталей ЧС-68. Г.Г. Гаджиев, З.М. Омаров, Абдуллаев Х.Х., А.Р. Билалов и др.

20. Справочник по теплопроводности жидкостей и газов / Н.Б. Варгафтик, Л.П. Филиппов, А.А. Тарзиманов, Е.Е. Тоцкий. – М.: Энергоатомиздат, 1990.–352 с.

21. Коршунова Л.А. Экономика и организация энергетического производства. Техничко-экономическое обоснование выбора основного оборудования ТЭЦ: учебно-методическое пособие / Л.А. Коршунова, Н.Г.

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Кузьмина; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012 – 56 с.

22. EconomicsofNuclearPower [Электронныйресурс] /URLhttp://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx, свободный. – Загл. с экрана.Дата обращения 27.12.2020 г.

23. Синев, Николай Михайлович. Экономика атомной энергетики : учебное пособие / Н. М. Синев, Б. Б. Батуров. — 2-е изд., перераб. и доп.. — Москва: Энергоатомиздат, 1984. — 391 с.: ил.. — Библиогр.: с. 381-385. — Алф.-предм. указ.: с. 386-387..

24. Зорин В.М. Атомные электростанции: учебное пособие / В.М. Зорин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 672 с.:ил.

25. Приказ департамента тарифного регулирования Томской области № 6-713 от 27.12.2017г. «О тарифах на электрическую энергию для населения и потребителей, приравненных к категории население, на территории Томской области на 2018 год»

26. Техничко-экономическое обоснование проектирования цеха химического производства : учебное пособие / сост. Е.Л. Бойцова, Ф.А. Ворошилов, Е.В. Меньшикова, ; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2020. – 87 с.

27. Автоматизированные системы управления АЭС: учебное пособие / Ю. К. Атрошенко, Е. В. Иванова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 81 с.

28. Проектирование систем автоматического контроля и регулирования: учебное пособие / А.В. Волошенко, Д.Б. Горбунов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 108 с.

29. <https://www.pointltd.by/index.php/armatura-dlya-datchikov/diafragma-dlya-raskhodomerov>

30. <https://rusautomation.ru/izmeritelnye-pribory/om352uni>

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

31. Отчет по обоснованию безопасности 4 энергоблока белоярской АЭС. Атомпроект, 2014.

32. ГОСТ 12.0.002-2014. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения.

33. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 13.08.2020.

34. Федеральный закон «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» от 24.07.1998 N 125-ФЗ.

35. Федеральный закон «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования» от 31.10.2019 N 212-ФЗ

36. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 N 173-ФЗ(с изменениями на 1 октября 2019 года).

37. Единая отраслевая социальная политика Госкорпорации «Росатом» и ее организаций от 17.02.2020.

38. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

39. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

40. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

41. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях.

42. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – СПб.: УВСИЗ, 2005.

43. СанПиН 2.2.2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.

Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

44. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

45. ГОСТ 12.1.019-79. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

46. СТО 1.1.1.01.999.0466-2018 «Основные правила обеспечения охраны окружающей среды на атомных станциях».

47. СТО 1.1.1.01.0678-2015 «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций».

48. РД ЭО 0604-2005 «Контроль окружающей среды на атомных станциях».

49. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 N 96-ФЗ.

50. Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30.03.1999 N 52-ФЗ.

51. «Водный кодекс Российской Федерации» от 03.06.2006 N 74-ФЗ(ред. от 24.04.2020).

52. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ.

53. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

54. Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1.

55. РД 34.03.350-98 Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО «ЕЭС России».

56. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

57. НПБ 114-2002 Противопожарная защита атомных станций. Нормы проектирования.

Подп. и дата
Взам. инв. №
Инв. № дубл.
Подп. и дата
Инв. № подл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

58. Безопасность жизнедеятельности: практикум / Ю.В. Бородин, М.В. Василевский, А.Г. Дашковский, О.Б. Назаренко, Ю.Ф. Свиридов, Н.А. Чулков, Ю.М. Федорчук. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. — 101 с

59. РД 34.03.350-98 Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО "ЕЭС России".

60. СанПиН 2.1.1.1278–03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.

61. Приказ № 9/736-П от 19 июня 2018 г. Об утверждении и введении в действие Единой отраслевой социальной политики Госкорпорации «Росатом».

Инв. № подл.	Подп. и дата				Лист
	Взам. инв. №				
Инв. № дубл.	Подп. и дата				159
	Инв. № подл.				
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

9. Приложение А1

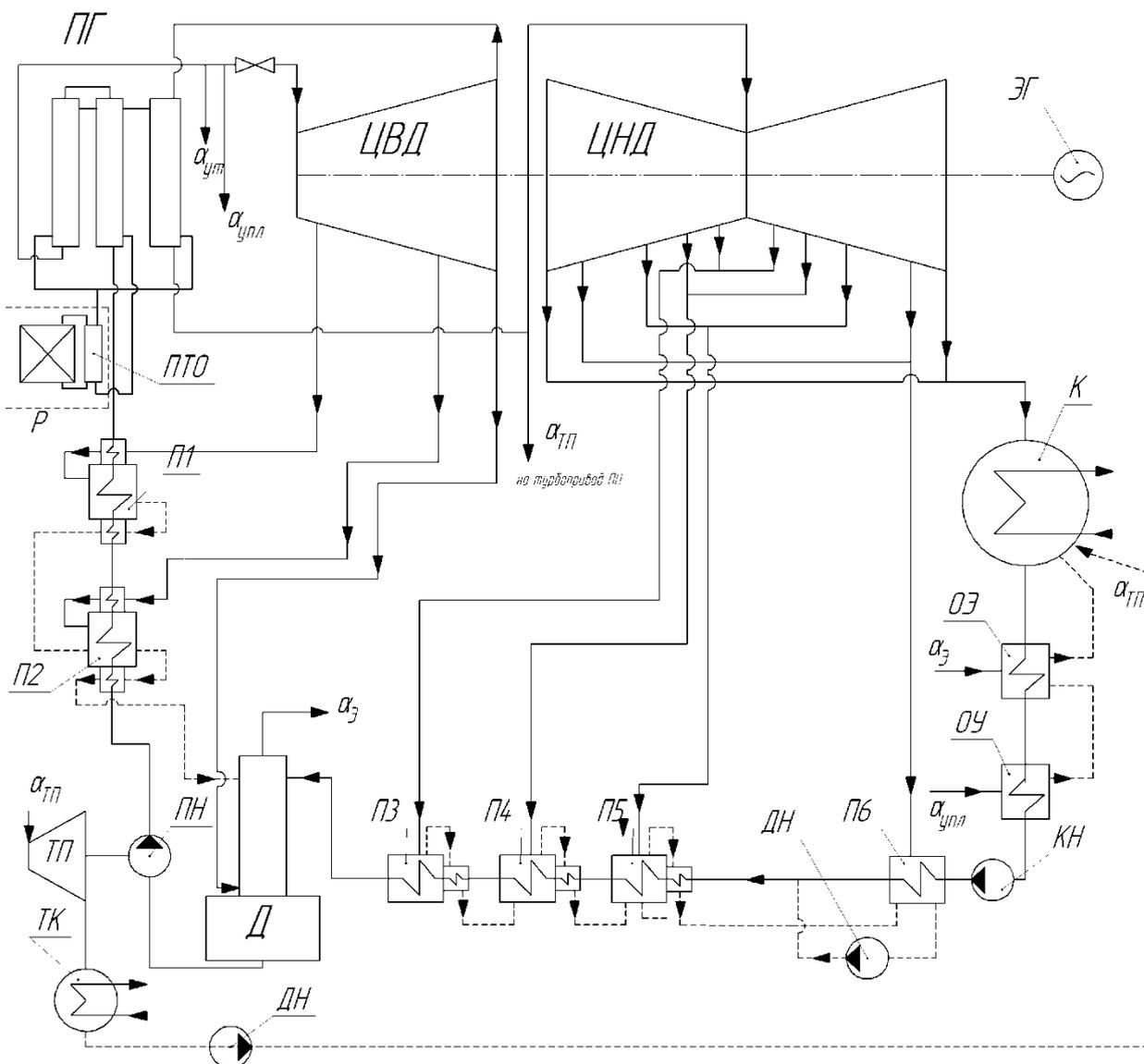


Рисунок А1 – Принципиальная схема энергоблока БН 1200

Д – деаэратор, ДН – дренажный насос, К – конденсатор, КН – конденсатный насос, ОУ – охладитель пара уплотнений, ОЭ – охладитель эжектора, П1 – регенеративный подогреватель №1 (ПВД-1), П2 – регенеративный подогреватель №2 (ПВД-2), П3 – регенеративный подогреватель №3 (ПНД-3), П4 – регенеративный подогреватель №4 (ПНД-4), П5 – регенеративный подогреватель №5 (ПНД-5), П6 – регенеративный подогреватель №6 (ПНД-6), ПГ – парогенератор, ПН – питательный насос, ПТО – промежуточный теплообменник, Р – реактор, РД – регулятор давления, ТК – конденсатор турбопривода, ТП – турбопривод, ЦВД – цилиндр высокого давления, ЦНД – цилиндр низкого давления, ЭГ – электрогенератор, ПП – перегреватель пара

Подп. и дата

Взам. инв. №

Инв. № дубл.

Подп. и дата

Инв. № подл.

ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ

Лист

160

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат
----	------	----------	-------	-----

10. Приложение А2

Таблица А2 – Параметры пара, конденсата и воды при конденсационном режиме

Точка процесса в турбине	Элементы тепловой схемы	Пар в турбине (отборе)		Пар в подогрев.	Охладитель дренажа		Пароохладитель		Дренаж греющего пара		ПВ, основной конденсат, сетевая вода			Удельная работа отбора	Коэфф. недовыр.
		$P_{отб}$	$h_{отб}$	P_{II}	$t_{од}$	$h_{од}$	$t_{ПО}$	$h_{ПО}$	t_n	h'	$t_{пв}$	$P_{пв}$	$h_{пв,ок,св}$	h_j	y_j
		МПа	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	°С	кДж/кг	°С	кДж/кг	°С	МПа	кДж/кг	кДж/кг	-
0	-	14	3379,8												
0'	-	13,3	3379,8												
1	П-1	3,07	3022,7	2,954	206,7	902,5	248	2853	233	1004,3	230	18,2	993,9	357,1	0,773
2	П-2	1,607	2898,4	1,545	170,1	743,6	215	2834	199,7	851	196,7	18,2	845	481,4	0,694
3	Д	0,651	2748,6	0,62					160,1	676,1	160,1	0,62	676,1	631,2	0,598
-	ПП	0,586	3483,5												
-	ПП'	0,562	3483,5												
4	П-3	0,415	3393,9	0,396	121,9	512,4			143,2	603	141,2	0,806	594,7	720,8	0,541
5	П-4	0,172	3164,4	0,163	92,6	388,7			113,9	478	111,9	0,806	470	950,3	0,395
6	П-5	0,0599	2945,7	0,057	63,4	265,9			84,6	354,5	82,6	0,806	346,7	1169	0,256
7	П-6	0,0168	2745,2	0,016					53,4	223,4	53,4	0,806	224,1	1370	0,129
k	-	0,00315	2542,9												
k'	К	0,003	2542,9						24,1	101	24,1	0,003	101		

11. ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет освещенности помещения БЩУ

Расчет искусственного освещения будет производиться по методике [30].

Правильное искусственное освещение необходимо для поддержания эффективности и безопасности труда, снижения утомляемости и травматизма на рабочих местах. Расчет освещения проводится по методу коэффициента использования светового потока.

Помещение, для которого будет рассчитано искусственное освещение, является помещением БЩУ.

Освещенность на рабочей поверхности от системы освещения, для различения объектов при фиксированной и нефиксированной линии зрения очень высокой точности должна быть 500 лк [61].

Для установки в помещении выберем светильники ОД-2-30 размерами 903x903x156 мм.

$H = 5$ м – высота помещения;

$h_c = 0,15$ м – расстояние светильников от перекрытия (свес);

$h_{\Pi} = H - h_c = 5 - 0,15 = 4,85$ м – высота светильника над полом, высота подвеса;

$h_p = 0,75$ м – высота рабочей поверхности над полом;

$h = h_{\Pi} - h_p = 4,85 - 0,75 = 4,1$ м – расчетная высота светильника над рабочей поверхностью;

$l = 933$ мм – длина светильника (принимается ОД-2-30);

$A = 8$ м – длина помещения;

$B = 5$ м – ширина помещения.

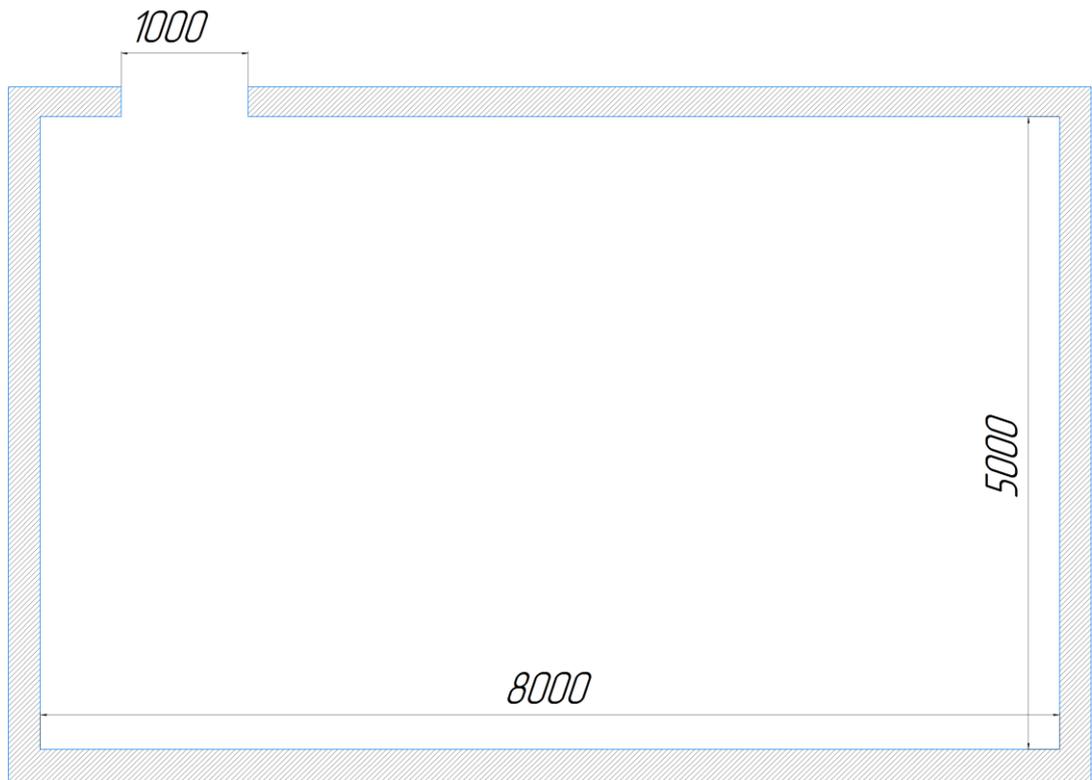


Рисунок В.1 – Схематичное изображение рабочего пространства

Световой поток определяется по формуле:

$$\Phi = E_{\text{н}} \cdot S \cdot K_3 \cdot \frac{Z}{N \cdot \eta},$$

где $E_{\text{н}} = 200$ лк – минимальная освещенность по [61];

$S = A \cdot B = 8 \cdot 5 = 45 \text{ м}^2$ – площадь освещаемого помещения;

N – число ламп;

$K_3 = 1,5$ – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника;

η – коэффициент использования светового потока (в долях единицы), то есть отношение светового потока, падающего на расчётную поверхность, к суммарному потоку всех ламп, %.

Определим число светильников, необходимое для освещения из расчета 1 светильник на 6 м^2 .

$$N = \frac{S}{6} = 8 \text{ шт.},$$

Количество ламп: 16 шт. $Z = 1,1$, т.к. установлены люминесцентные лампы.

Определим коэффициент использования светового потока. Коэффициент использования светового потока показывает, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения i , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью h и коэффициентов отражения стен ρ_c и потолка ρ_n . Для этого рассчитаем величину индекса помещения:

$$i = \frac{S}{[h \cdot (8+5)]} = \frac{45}{[4,1 \cdot (8+5)]} = 0,84,$$

т.к. стены и потолок в светлых тонах, то $\rho_c = 50\%$; $\rho_n = 70\%$. Соответственно коэффициент использования светового потока [61] будет равен $\eta = 46,2\%$.

Находим световой поток лампы:

$$\Phi = \frac{200 \cdot 45 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{[16 \cdot 0,462]} = 2008,9 \text{ лм},$$

Такой световой поток может выдавать лампа ЛБ-30 со световым потоком равным 2020 лм.

Отклонение светового потока составляет:

$$F = \frac{|\Phi_{\text{ЛХБ-65}} - \Phi|}{\Phi} \cdot 100\% = \frac{|2020 - 2008,9|}{2008,9} \cdot 100\% = 0,6\%,$$

Данное отклонение является приемлемым при расчете на освещение.

$$A = L_1 + \frac{2}{3} \cdot L_1 + 2 \cdot l; B = 3 \cdot L_2 + \frac{2}{3} \cdot L_2 + 4 \cdot l$$

$$L_1 = 1916 \text{ м}, L_2 = 1197 \text{ м},$$

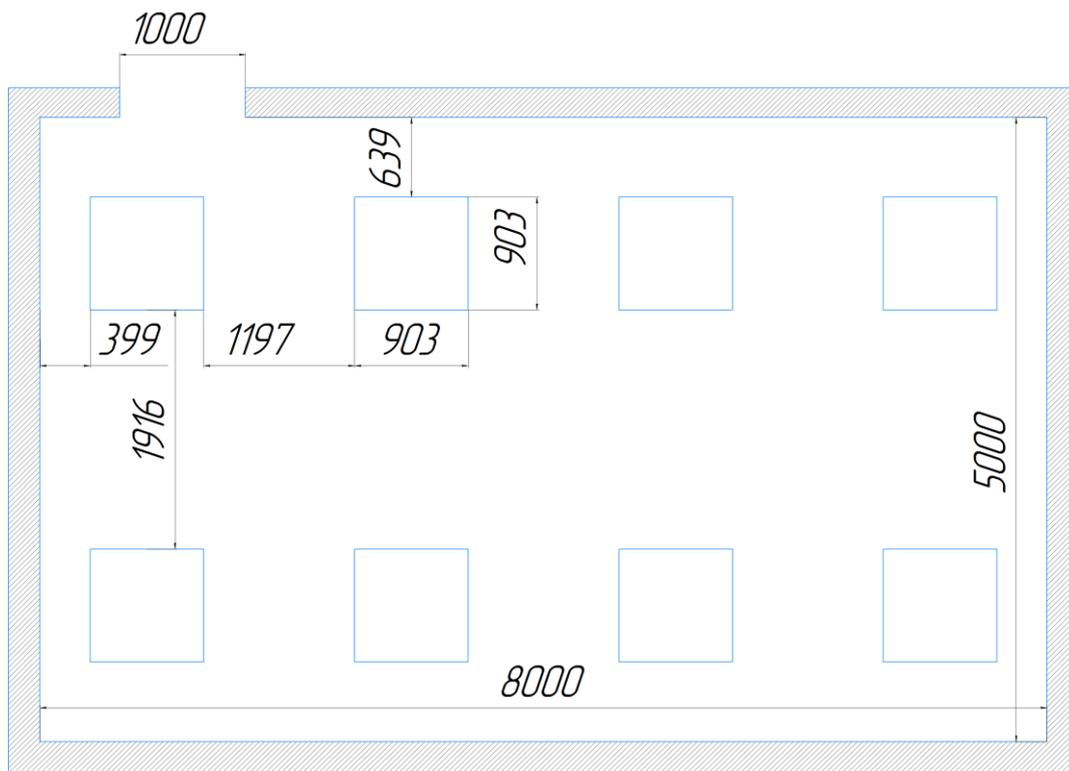


Рисунок В.2 – Схематичное изображение расположения светильников