

**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 АЭС ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТЬЮ 700 МВт**

УДК 621.311.25:621.039.002.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5051	Берикболов Нурмухамед Сылкымович		

Руководитель

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

Консультант

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

**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 ШБИП	И.Л. Мезенцева			

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

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»	Воробьев А.В.	к.т.н., доцент		

Томск – 2021 г.

**Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы 14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг**

Код	Результат освоения ООП
P1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач.
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.
P3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
P4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке и иностранном(ых) языке(ах) для академического и профессионального взаимодействия
P5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах.
P6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни.
P7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
P8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
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.
P10	Способен использовать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт для реализации исследований в области создания, модернизации и эксплуатации ядерных энергетических установок
P11	Способен проводить математическое моделирование физических процессов и аппаратов технологического оборудования АС, в том числе на базе пакетов автоматизированного проектирования и исследований
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

Код	Результат освоения ООП
P13	Способен участвовать в организации безопасной экономичной эксплуатации реакторной установки, оборудования и технологических систем энергоблока атомной электростанции, анализировать технологические процессы, режимные ограничения, алгоритмы управления и защиты АС, проводить контроль параметров сред
P14	Способен участвовать в проектировании элементов оборудования и технологических систем атомных станций с учетом требований ядерной, радиационной, пожарной, промышленной и экологической безопасности и с использованием современных информационных технологий
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
P16	Способен проводить технико-экономический анализ и оценку конкурентоспособности и экономической эффективности проектируемых систем, оборудования и АС в целом
P17	Способен анализировать и рассчитывать ядерно-физические и нейтронно-физические процессы термодинамические, теплогидравлические, физико-химические и технологические процессы на атомной станции
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
P19	Способен организовать работу малых коллективов исполнителей, планировать работу персонала, разрабатывать оперативные планы работы первичных производственных подразделений, организовывать рабочие места
P20	Способен участвовать в проведении испытаний основного и вспомогательного оборудования атомных станций и ядерных энергетических установок, проводить физические эксперименты на этапах физического энергетического пуска энергоблока с целью определения нейтронно-физических параметров реакторной установки и АС в целом
P21	Способен проводить измерения электрических и неэлектрических величин применительно к объектам профессиональной деятельности, выполнять работы по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств
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

Код	Результат освоения ООП
Р23	Способен анализировать технологии монтажа, ремонта и демонтажа оборудования АС (и ЯЭУ) применительно к условиям сооружения, эксплуатации и снятия с эксплуатации энергоблоков АС

**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, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
<b>5051</b>	<b>Берикболову Нурмухамеду Сылкымовичу</b>

Тема работы:

**ПРОЕКТ ЭНЕРГОБЛОКА АЭС ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТЬЮ 700 МВт**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**24 января 2021 года**

**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.).*

Целью работы является проект двухконтурного энергоблока АЭС с реактором типа ВВЭР электрической мощностью 700 МВт.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(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).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Расчет тепловой схемы на конденсационный режим;</li> <li>2. Расчет парогенератора;</li> <li>3. Расчет реактора;</li> <li>4. Автоматизированная система управления питания парогенератора;</li> <li>5. Социальная ответственность;</li> <li>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</li> <li>7. Заключение</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Технологическая схема энергоблока ВВЭР-700;</li> <li>2. Чертеж общего вида парогенератора;</li> <li>3. Чертеж общего вида ядерного реактора;</li> <li>4. Компонка главного здания АЭС;</li> <li>5. Функциональная схема автоматического регулирования питания парогенератора</li> </ol>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p><b>Финансовый менеджмент</b></p>	<p>В.В. Гузырь. Доцент ОСГН ШБИП</p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p>И.Л.Мезенцева .Ассистент ООД ШБИП</p>
<p><b>Автоматизация технологических процессов</b></p>	<p>Ю.К. Атрошенко. Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>15 июля 2020 года</p>
--	--------------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	Д.В. Гвоздяков	к.т.н., доцент		15.07.20

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст преподаватель НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ	С.А. Шевелев			15.07.20

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5051	Берикболов Нурмухамед Сылкымович		15.07.20

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5051	Берикболову Нурмухамеду Сылкымовичу

<b>Школа</b>	<b>ИШЭ</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>НОЦ И.Н.Бутакова</b>
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	1. Цена топлива – 67 руб./кг 2. Удельные капитальные вложения – 311 тыс. руб./кВт
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	3. Тариф на электроэнергию
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	4. Общий режим налогообложения

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

1. Планирование капиталовложений в ядерную часть энергоблока ВВЭР-700	4. Годовые эксплуатационные издержки
2. Определение годового расхода ядерного горючего	5. Оценка прибыли и рентабельности АЭС
3. Оценка стоимости ядерного горючего	6. Оценка экономической эффективности инвестиций в АЭС

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Итоговая таблица данных
----------------------------

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	15.10.20
---	----------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	В.В. Гузырь.	к.э.н., доцент		15.10.20

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5051	Берикболов Н.С.		15.10.20

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5051	Берикболову Нурмухамеду Сылкымовичу

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	НОЦ И.Н. Бутакова
Уровень образования	Специалист	Направление/ специальность	14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуата- ция и инжиниринг

Тема ВКР:

<b>Проект энергоблока АЭС электрической мощностью 700 МВт</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является энергоблок АЭС с реактором ВВЭР Область применения является производство электроэнергии
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	–ТК РФ; РБ-121-16. Рекомендации к структуре и содержанию технологического регламента эксплуатации блока АС с реактором типа ВВЭР; НП-001-15; НП-082-07.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 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. Опасные факторы: - электрический ток.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: радиоактивные, газоаэрозольные выбросы. Гидросфера: сброс сточных вод. Литосфера: Захоронение отработанного топлива.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: пожар на БЩУ, радиационная авария. Наиболее типичная ЧС: пожар.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.10.20
--	----------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		15.10.20

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5051	Берикболов Нурмухамед Сылкымович		15.10.20



## Реферат

Дипломный проект состоит из 173 страниц, 27 рисунка, 25 таблицы, 9 приложений, 6 листов графического материала.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы следующие программные средства: Microsoft Office 2016, Wolfram Mathematica.

Ключевые слова: энергоблок АЭС, тепловая схема, парогенератор, реактор, тепловая мощность.

Объектом исследования является энергоблок АЭС электрической мощностью 700 МВт.

Цель работы – проектирование энергоблока атомной станции электрической мощности 700 МВт, подбор теплотехнического оборудования.

В процессе разработки провели выбор и обоснование конструктивной схемы реактора и парогенератора. Проводились расчеты для определения основных характеристик активной зоны, парогенератора. Спроектировали тепловую схему на заданные параметры. Провели расчет принципиальной схемы на конденсационный режим.

В результате исследования спроектирован энергоблок АЭС электрической мощности 700 МВт.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

## Список принятых сокращений

АЗ – активная зона;  
АСР – автоматизированная система регулирования;  
АЭС – атомная электрическая станция;  
БОУ – блочная обессоливающая установка;  
ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор;  
ГЦН – главный циркулирующий насос;  
Д – деаэратор питательной воды;  
ИМ – исполнительный механизм;  
КПД – коэффициент полезного действия;  
ОЭ – охладители эжекторов;  
ПВ – питательная вода;  
ПВД – подогреватель высокого давления;  
ПГ – парогенератор;  
ПДЛ - погруженный дырчатый лист;  
ПНД – подогреватель низкого давления;  
ПТУ – паротурбинная установка;  
ПТУ – паротурбинная установка;  
РППВ – регенеративный подогрев питательной воды;  
РТ – рабочее тело;  
РУ – реакторная установка;  
С – сепаратор;  
СПП - степень пароперегревателя;  
СУЗ – система управления и защиты;  
ТВС – тепловыделяющая сборка;  
ТН – теплоноситель;  
ЦВД – цилиндр высокого давления;  
ЦНД – цилиндр низкого давления.  
ЭУ – эжекторы уплотнений;

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

## Оглавление

Введение .....	15
1 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ .....	16
1.1 Анализ принципиальной тепловой схемы прототипа .....	16
1.1.1 Обоснование схемы включения питательного насоса, тип привода питательного насоса .....	17
1.1.2 Обоснование схемы включения конденсатных насосов .....	19
1.1.3 Обоснование необходимости деаэрата и схемы включения деаэрационной установки .....	20
1.1.4 Обоснование типа и схемы включения основных эжекторов, схемы использования теплоты продувочной воды парогенератора, схемы концевых уплотнений турбины, использование испарителя и других вспомогательных элементов ПТУ .....	21
1.2 Расчет конденсационного режима .....	23
1.2.1 Определение числа подогревателей высокого давления и подогрева в них .....	23
1.2.2 Определение числа подогревателей низкого давления и подогрева в них. ....	25
1.2.3 Параметры пара в оборах и узловых точках .....	27
1.2.4 Предварительная проверка на индифферентную точку .....	33
1.2.5 Уравнения материального и теплового баланса вспомогательных элементов тепловой схемы .....	33
1.2.6 Определение расхода пара на турбину .....	40
1.2.7 Показателей экономичности энергоблока (станции), работающей в конденсационном режиме .....	41
1.2.8 Выбор оборудования, оценка мощности основных механизмов собственных нужд .....	42
1.3 Обоснование числа петель реакторного контура .....	46
1.4 Расчет числа потоков в ЦНД турбины .....	47
2 РАСЧЕТ ПАРОГЕНЕРАТОРА .....	50

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

2.1	Выбор и обоснование конструктивной схемы парогенератора .....	50
2.2	Расчёт и построение тепловой диаграммы .....	52
2.4	Тепловой расчёт .....	55
2.4.1	Расчет толщины стенок труб теплопередающей поверхности .....	55
2.4.2	Число труб теплопередающей поверхности .....	57
2.4.3	Расчет площади теплопередающей поверхности испарительного участка ПГ .....	57
2.4.4	Расчет площади теплопередающей поверхности экономайзерного участка ПГ .....	62
2.4.5	Расчет площади теплопередающей поверхности ПГ и длины трубок.....	66
2.5	Конструкторский расчет и расчет на прочность отдельных узлов.....	67
2.6	Расчет на прочность .....	68
2.6.1	Корпус парогенератора .....	68
2.6.2	Толщина стенки центральной обечайки .....	68
2.6.3	Толщина стенок боковых обечаек.....	70
2.6.4	Толщина стенки эллиптических днищ.....	70
2.6.5	Толщина крышек люков-лазов и крышки коллектора ТН.....	70
2.7	Система подачи питательной воды .....	72
2.8	Расчет сепарации и водного режима .....	73
2.9	Гидравлический расчет .....	74
3.	РАСЧЕТ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ .....	75
3.1	Обоснование конструкции.....	75
3.2	Определение (уточнение) основных геометрических характеристик реактора. Определение общего расхода ТН .....	76
3.3	Определение общего расхода теплоносителя.....	79
3.4	Предварительный теплогидравлический расчет .....	80
3.5	Механические расчеты элементов реактора .....	88
3.6	Гидравлический расчет .....	92
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ .....	93

5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	100
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	100
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства, характерные для рабочей зоны .....	100
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ..	103
5.2	Производственная безопасность.....	104
5.2.1	Анализ выявленных вредных и опасных факторов .....	104
5.3	Экологическая безопасность .....	107
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	109
5.4.1	Анализ возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС) .....	109
5.4.2	Мероприятия по предотвращению ЧС .....	110
6	АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РЕГУЛИРОВАНИЯ ПИТАНИЯ ПАРОГЕНЕРАТОРА .....	112
6.1	Описание объекта автоматизации .....	112
6.2	Выбор схемы реализации автоматической системы регулирования..	113
6.3	Выбор технических средств автоматизации и контроля, составление заказной спецификации приборов и средств автоматизации .....	115
6.3.1	Выбор технических средств автоматизации и контроля .....	115
6.4	Разработка схемы автоматизации.....	118
	Заключение .....	120
	Список используемых источников.....	122
	Приложение А .....	127
	Приложение Б.....	135
	Приложение В .....	137
	Приложение Г.....	145
	Приложение Д .....	153
	Приложение Е.....	158
	Приложение Ж .....	165
	Приложение И .....	168

Графические материалы:

ФЮРА.693100.002 СБ – Реактор ВВЭР-700;

ФЮРА.693100.003 СБ – Тепловыделяющая сборка реактора ВВЭР-700;

ФЮРА.693420.004 СБ – Парогенератор ПГВ-700;

ФЮРА.311115.005 – Развернутая тепловая схема турбоустановки К-700-7/50;

ФЮРА.311115.006 – Компоновка главного здания АЭС с реактором ВВЭР-700;

ФЮРА.693100.007 С2 – Система регулирования уровня воды в парогенераторе.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

## Введение

В наше время ядерная энергетика используется во всех уголках планеты. Ее развитие достигло достаточного уровня, чтобы эффективно масштабироваться до промышленных объемов. Так же, если брать в учет такие факторы, как опасность от радиации как внутри АЭС, так и в ее окрестностях, то на данный момент человечество создало достаточно мощный барьер, чтобы сохранять ее на безопасном уровне для всех, кто связан с этой отраслью. Преимущество АЭС перед традиционными электростанциями, использующими в качестве топлива органику в том, что АЭС исключает выброс продуктов сгорания в воздушное пространство.

Вместе с ростом популярности АЭС в качестве способа выработки электроэнергии, возрастают и требования, предъявляемые к ядерным электростанциям, так, как и их мощности соответственно увеличиваются.

В последние годы практика использование оборудования больших мощностей, чем сам возводимый реактор, стали общепринятыми ввиду того, что в таких условиях имеется некий запас для обеспечения безопасности и подстройки в зависимости от условий под наиболее оптимальные требования.

Назначение данного кейса – это создание энергоблоков на базе ВВЭР с мощностью в 700 МВт, за основу для оборудования которого берется АЭС-2006, с принятием во внимание всех ее особенностей в плане безопасности.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

# 1 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ

## 1.1 Анализ принципиальной тепловой схемы прототипа

В качестве прототипа задан энергоблок с реактором ВВЭР-1200 с турбоустановкой ОАО «Силовые Машины» «ЛМЗ». Принципиальная тепловая схема турбины К-1200-6,8/50 представлена в приложении А.

Данная паровая турбоустановка мощностью 1200 МВт с промсепарацией и двухступенчатым перегревом пара, являясь быстроходной (рабочая частота вращения  $3000 \text{ мин}^{-1}$ ), предназначена для выработки электроэнергии в конденсационном режиме. Турбина выполнена по конструктивной схеме ЦВД+4ЦНД, где каждый цилиндр исполнен по двухпоточной конструкции.

Тепловая схема, представленная на рисунке А.1, имеет все характерные особенности тепловых схем турбоустановок ЛМЗ для АЭС с ВВЭР большой мощности:

- развитую систему регенерации (число ступеней регенерации – 7)
- наличие одного подогревателя низкого давления смешивающего типа;
- применение закачки конденсата греющего пара пароперегревателя СПП в тракт питательной воды перед парогенератором.

Система регенерации включает в себя: 4ПНД1 + ПНД2 + ПНД3 + ПНД4 + Д + 2ПВД5 + 2ПВД6. ПНД-1,2 имеют горизонтальное исполнение, ПНД-3,4 – вертикальное. Подогреватели высокого давления являются вертикальными и расположены на одной отметке.

Закачка основного конденсата из конденсатора в деаэратор осуществляется конденсатными насосами в два подъема. Подача питательной воды из деаэратора через ПВД в парогенератор осуществляется по одноподъемной схеме питательными насосами с электроприводами (4 рабочих и 1 резервный).

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16



Закачка конденсата греющего пара второй ступени пароперегревателя СПП осуществляется в основную линию питательной воды высокотемпературным насосом с гидроприводом, слив конденсата греющего пара первой ступени пароперегревателя СПП – в ПВД-5.

ПНД-1,3 и 4 выполнены поверхностного типа, ПНД-2 – смешивающего типа. ПНД-1 выполнен в 4 корпусах, включенных параллельно друг другу, ПНД-2,3 и 4 – в одну, а ПВД-5 и 6 в две группы.

Дренаж ПВД-6 сливается самотеком в ПВД-5 и далее в деаэратор. Конденсат греющего пара ПНД-4 смешивается в сепараторе СПП, и смесь закачивается сливными насосами в линию основного конденсата перед деаэратором.

Конденсационная установка состоит из конденсатора, эжекторов, охладителя эжекторов, охладителя уплотнений, БОУ и две ступени конденсационных насосов КН-1 и КН-2.

В качестве воздухотсасывающих устройств выбраны пароструйные эжекторы, так как являются наиболее простым и надежным устройством для удаления воздуха из конденсатора, что обусловлено простотой конструкции. Кроме того, оборудование не требует больших усилий при эксплуатации, которая, в свою очередь, обходится недорого. В качестве рабочего тела используется выпар с деаэратора, что позволяет избежать потери рабочего тела из цикла, а образовавшийся конденсат сливается в конденсатор. Основной эжектор выполнен по двухступенчатой схеме.

Продувка парогенератора осуществляется по схеме как ВВЭР-1000 (Рисунок 2). Схема продувки парогенератора показана на рисунке А.2.

Пар из расширителя непрерывной продувки направим в деаэратор.

Воду из расширителя непрерывной продувки направим в подогреватель, следующий за деаэратором (ПЗ).

### **1.1.1 Обоснование схемы включения питательного насоса, тип привода питательного насоса**

					<b>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

На тепловых станциях применяют две схемы включения питательных насосов – одноподъёмная, двухподъёмная. При одноподъёмной схеме питательные насосы устанавливаются непосредственно после деаэраторов и развивают полный напор, при двухподъёмной схеме, наряду с насосами, установленными после деаэратора, имеются насосы за подогревателями высокого давления.

Двухэтапная схема подъема применена ввиду того, что при таких параметрах удастся сэкономить на подогревателях высокого давления, не теряя качество. В следствии, даже если стоимость насосов возрастает, полная стоимость системы регенеративного подогрева обойдется дешевле, если мы применим двухэтапную схему подъема. Однако насосы второй ступени работают в более жестких условиях (повышенных температурах), что сказывается на их надежности.

Исходя из вышеизложенного выберем одноподъемную схему включения питательных насосов.

Привод питательных насосов может осуществляться двумя способами:

- с помощью электродвигателя;
- с помощью турбопривода.

Электропривод отличается от привода паровой турбины следующими характеристиками: имеет большую надежность, а также более значительный КПД.

Главным преимуществом турбопривода перед электроприводом заключается в том, что турбопривод может развивать любую мощность и большую частоту, в то время как электропривод имеет ограничение по мощности 12 МВт или не позволяет регулировать частоту вращения (в приводах с синхронными двигателями). Недостатком турбопривода является усложнение схемы блока за счет дополнительных паропроводов, трубопроводов питательной воды и удорожание энергоблока. Также необходимо будет соорудить пусковую котельную на период пуска блока, что приведет к еще большим затратам и таким последствиям как: уменьшение маневренности, усложнение процесса запуска, увеличение на расходы для пуско-остановочного режима и на пребывание в запасе на случай аварийной опасности, так же неэффективное использование вырабатываемого

					<b>ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

пара, приводящее к недовыработке возможных мощностей, сложность в эксплуатации и дороговизна в сравнении с электроприводом. Положительные характеристики электропривода в свою очередь заключаются в следующем: простота устройства электрических двигателей, возможность дистанционного управления, удобство регулирования скорости, широкие возможности автоматизации процессов управления, постоянная готовность к работе, экономичность и возможность реверсирования. Современные тенденции ведут к развитию электропривода, и в ближайшем будущем возможно будет регулировать мощность насоса изменением частоты вращения электродвигателя.

Тем не менее, стоит отметить, что при использовании электропривода существует два способа вести регулировку расхода воды, это: дросселирование или же муфты. Первый метод отличается неэкономичностью, а также большей амортизацией насоса. Ввиду описанной причины, на большие блоки принято ставить гидромуфты.

Второй же метод более экономичен при больших объемах, но появляются излишние сопутствующие нагрузки на блок при маленьких нагрузках.

Так же, стоит отметить преимущество трубопровода в использовании для АЭС, а именно то, что в случае аварийного прекращения питания реактора, они могут продолжить работу вплоть до полного расхолаживания. Положительным качеством турбопривода является также экономичное регулирование производительности насосов изменением числа оборотов [2, с 164].

В связи с вышеперечисленным, ориентируясь на прототип, где в качестве привода используется электропривод, привод для питательного насоса данной тепловой схемы примем электрический.

### **1.1.2 Обоснование схемы включения конденсатных насосов**

Конденсат из конденсаторов турбины конденсатными насосами через подогреватели низкого давления перекачивается в деаэраторы. Из-за наличия БОУ,

					<b>ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

фильтры которой имеют ограниченное рабочее давление, обслуживание турбоагрегата осуществляется двумя группами конденсатных насосов:

- конденсатными насосами первой ступени подъема КЭН-I, подающими конденсат от конденсатора через эжекторную группу на обессоливающую установку;
- конденсатными насосами второй ступени подъема КЭН-II, предназначенными для подачи конденсата от обессоливающей установки через регенеративные подогреватели в деаэратор.

Так как расчетное давление конденсата не должно быть большим, необходимо двухподъемное включение КН.

### **1.1.3 Обоснование необходимости деаэратора и схемы включения деаэрационной установки**

Деаэраторы – это обязательные элементы к установке на АЭС ввиду их способности привести к наименьшему выходу продукта коррозии, появляющегося на нагревательных поверхностях ПВД. Так же, деаэраторы высокого давления способствуют обеспечению питательной водой трубопроводы питательного тракта на про запас.

Деаэратор к отборам подключается двумя способами:

- как самостоятельная ступень;
- по вильчатой схеме.

Подключение деаэратора как самостоятельной ступени, в свою очередь, можно осуществить на скользящем давлении, в этом случае давление в деаэраторе изменяется пропорционально мощности ПТУ. Так же можно подключить деаэратор на постоянном давлении, при этом давления в отборе на деаэратор выбирается больше давления в деаэраторе на 30%. Давление в деаэраторе поддерживается дросселированием отборного пара.

При подключении деаэратора на скользящем давлении в случае, когда ПТУ рассчитывается на работу в базовой части, графика нагрузки и его мощности будут колебаться в небольших амплитудах, тогда использование данного

					<b>ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

способа наиболее оптимально для работы. При таких параметрах дросселирование пара минимально и его последствия на тепловой экономичности так же минимальны. Из положительных сторон так же то, что отпадает нужда в установке ПВД, подключаемого к такому же отбору турбины. При запуске и останове используются деаэраторы большего давления, так как требуется большее снижение мощности.

При подключении деаэратора к постоянному давлению, он не влияет на уровне расхода ПТУ, так как вода, которую недогрели компенсируется в ПВД. Данный способ распространен при работе с ПТУ на высоких амплитудах нагрузок.

В данной схеме будет взят в работу первый из описанных способов, так как это будет меньше сказываться на тепловой экономичности.

#### **1.1.4 Обоснование типа и схемы включения основных эжекторов, схемы использования теплоты продувочной воды парогенератора, схемы концевых уплотнений турбины, использование испарителя и других вспомогательных элементов ПТУ.**

В настоящее время наиболее распространены два типа эжекторов классифицирующихся по типу рабочей среды:

- пароструйный;
- водоструйный.

Применение того или иного типа имеет свои преимущества и недостатки.

Важно отметить особенности водоструйного эжектора, а именно: большее потребление воды в сравнении с пароструйным, так при применении пароструйного эжектора увеличиваются потери в конденсате, так как становится больше пара. Более того, для него требуется установка подъемного насоса, из-за чего он менее безопасен. Бывали прецеденты, когда увеличивалось количество коррозий в сливной трубе для перемещения воздушных смесей.

					<b>ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

Плюсами водоструйного эжектора в сравнении с пароструйным является то, что он проще в конструкции, так же у него нет охладителей конденсатора и можно набирать вакуум при любых допустимых параметрах пара и расхода пара на турбоустановку соответственно.

Водоструйные эжекторы в отличии от пароструйных имеют более надёжную конструкцию при присосах воздуха в вакуум. Это происходит по причине того, что первый эжектор работает, используя стабильные объёмы расходов, так же его зависимость давления всасывания более полого от расхода воздуха в области перегрузочных режимов. При втором типе объёмный расход резко падает.

Так же, водоструйный эжектор создает давление в приемной камере ниже, чем пароструйный, несмотря на больший стабильный расход. В то же время, в конденсаторе разрежение тоже становится глубже несмотря на противовес в виде увеличения сопротивления тракта отсоса паровоздушной смеси.

Для пароструйных эжекторов необходимо создавать автоматическое регулирование для давления, так же необходимо предусматривать резервную линию питания эжектора очищенным паром в ходе запуска турбин и при сбросе нагрузок.

Применения деаэратора помогает упростить систему, но также влечет за собой необходимость создания резервов дистиллированного пара. Более того, при использовании скользящих параметров для подачи пара к эжектору, создается необходимость в создании независимых резервных источников, что опять приводит к усложнению системы.

Главным преимуществом пароструйных эжекторов является более эффективное использование выпара деаэратора. В случае использования водоструйных эжекторов теплота выпара бесполезно передавалась бы окружающей среде. Это преимущество и определило выбор в данной установке в качестве пускового и основного эжекторов пароструйного типа.

Для сокращения потерь теплоты с продувочной водой парогенераторов будем использовать замкнутый контур очистки продувочной воды. Данная схема

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

позволяет получить большую экономичность, так как большая часть содержащейся в воде теплоты остается в цикле станции.

Концевые уплотнения в турбине предназначены для уменьшения потерь рабочего тела с утечками либо присосов воздуха в турбину (в ЦНД). На концевые уплотнения будем подавать острый пар, отбор на концевые уплотнения перед турбиной. Также отпадает необходимость в применении испарителя для выработки пара для концевых уплотнений. Испаритель применяется для одноконтурных АЭС.

## 1.2 Расчет конденсационного режима

Таблица 1 – Исходные данные

Прототип	энергоблок ВВЭР и ТУ ВВЭР 1200-6,8/50
$N_э$ , МВт	700
$p_0$ , МПа	7,0
$t_0$ , °С	285,8
$P_k$ , МПа	0,005
$t_{пв}$ , °С	230
$p_d$ , МПа	0,7
Число ПВД	2
Схема включения деаэратора	Скользящее давление
Месторасположение АЭС	Саратов
Структура турбины	ЦВД+С+ПП+ПП+ЦНД

### 1.2.1 Определение числа подогревателей высокого давления и подогрева в них

Параметры воды на выходе из деаэратора определим по заданному давлению, так как деаэратор включен по схеме со скользящем давлением, то на номинальной мощности давление в деаэраторе равно заданному.

$$p_0 = 0,7 \text{ МПа}; t''_0 = f(p_0) = 165^\circ\text{С}; h''_0 = f(p_0, x = 0) = 697 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры воды на выходе из питательного насоса:

$$p_{не} = 1,3 \cdot p_0 = 9,1 \text{ МПа}; c_p = f(p_{не}, t''_{\delta}) = 4,32 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}};$$

$$v = f(p_{не}, t''_{\delta}) = 1,1 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}.$$

Найдем подогрев в питательном насосе через работу, совершенную насосом. КПД насоса примем  $\eta_n = 0,8$ .

$$\Delta h_{nn} = \frac{v \cdot (p_{не} - p_{\delta})}{\eta_n} = \frac{1,1 \cdot 10^{-3} \cdot (9,1 - 0,7)}{0,8} = 12 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Тогда температура и энтальпия после питательного насоса будут:

$$t_{nn} = f(p_{не}, h_{nn}) = 167,6^\circ\text{C},$$

$$h_{nn} = h''_{\delta} + \Delta h_{nn} = 697 + 12 = 709 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Примем число подогревателей высокого давления равное двум, тогда подогрев в каждом подогревателе составит:

$$\Delta t_{не\delta} = \frac{t_{не} - t_{nn}}{2} = \frac{230 - 167,6}{2} = 31,2^\circ\text{C}.$$

Рассчитаем параметры для П1.

Параметры питательной воды на выходе из подогревателя:

$$p_{n1} = p_{не} = 9,1 \text{ МПа}; t''_{n1} = t_{не} = 230^\circ\text{C}; h''_{n1} = f(p_{n1}, t''_{n1}) = 992 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры питательной воды на входе:

$$t'_{n1} = t''_{n1} - \Delta t_{не\delta} = 230 - 31,2 = 198,8^\circ\text{C}; h'_{n1} = f(p_{n1}, t'_{n1}) = 886 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры греющего пара на входе в подогреватель:

Недогрев для ПВД примем  $\theta = 3^\circ\text{C}$ .

$$t_1 = t''_{n1} + \theta = 230 + 3 = 233^\circ\text{C}; p'_1 = f(t_1) = 2,95 \text{ МПа}.$$

Давление первого отбора с учетом потерь в трубопроводах:

$$p_1 = \frac{p'_1}{0,97} = \frac{2,95}{0,97} = 3,05 \text{ МПа}.$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24



Температурный напор между питательной водой и конденсатом греющего пара примем  $\delta t_{ок} = 6^{\circ}\text{C}$ .

Параметры конденсата греющего пара на выходе из охладителя дренажа:

$$t_{ок1} = t'_{н1} + \delta t_{ок} = 198,8 + 6 = 204,8^{\circ}\text{C}; h_{ок1} = f(p'_1, t_{ок1}) = 875 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Для П-2 расчет аналогичный, данные будут сведены в таблицу.

Рассчитаем параметры для деаэратора.

Подогрев воды в деаэраторе примем  $\Delta t_{\delta} = 15^{\circ}\text{C}$ .

Параметры воды на входе в деаэратор:

$$t'_{\delta} = t''_{\delta} - \Delta t_{\delta} = 165 - 15 = 150^{\circ}\text{C}; h'_{\delta} = f(p_{\delta}, t'_{\delta}) = 632 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Давление отбора, идущего в деаэратор, с учетом потерь в трубопроводе.

$$p_3 = \frac{p_{\delta}}{0,97} = \frac{0,7}{0,97} = 0,72 \text{ МПа.}$$

### 1.2.2 Определение числа подогревателей низкого давления и подогрева в них.

Температура насыщения в конденсаторе:

$$t_{sk} = f(p_k) = 33^{\circ}\text{C}$$

Подогрев конденсата за счет охлаждения эжекторов  $\delta t_k = 8^{\circ}\text{C}$ .

Пренебрегая, подогревом в конденсатном насосе, из-за маленькой абсолютной разницы давлений, получаем температуру перед первым подогревателем низкого давления:

$$t_k = t_{sk} + \delta t_k = 33 + 8 = 41^{\circ}\text{C}$$

Примем число подогревателей низкого давления равное четырем, тогда подогрев в каждом подогревателе составит:

$$\Delta t_{нд} = \frac{t'_{\delta} - t_k}{4} = \frac{150 - 41}{4} = 27,3^{\circ}\text{C}$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Рассчитаем параметры для П-4.

Параметры конденсата на выходе из подогревателя:

$$p_{n4} = 1,2 \cdot p_0 = 1,2 \cdot 0,7 = 0,84 \text{ МПа}; t''_{n4} = t'_0 = 150^\circ\text{C};$$

$$h''_{n4} = f(p_{n4}, t''_{n4}) = 632 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры питательной воды на входе:

$$t'_{n4} = t''_{n4} - \Delta t_{\text{нпд}} = 150 - 27,3 = 122,7^\circ\text{C}; h'_{n4} = f(p_{n4}, t'_{n4}) = 516 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры греющего пара на входе в подогреватель:

Недогрев для ПНД примем  $\theta = 3^\circ\text{C}$  [2].

$$t_4 = t''_{n4} + \theta = 150 + 3 = 153^\circ\text{C}; p'_4 = f(t_4) = 0,51 \text{ МПа};$$

Давление первого отбора с учетом потерь в трубопроводах:

$$p_4 = \frac{p'_4}{0,97} = \frac{0,51}{0,97} = 0,53 \text{ МПа};$$

Температурный напор между питательной водой и конденсатом греющего пара примем  $\delta t_{\text{ок}} = 6^\circ\text{C}$  [2].

Параметры конденсата греющего пара на выходе из охладителя дренажа:

$$t_{\text{ок4}} = t'_{n4} + \delta t_{\text{ок}} = 122,7 + 6 = 128,7^\circ\text{C}; h_{\text{ок4}} = f(p'_4, t_{\text{ок4}}) = 514 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Для П-5 расчет аналогичный, данные будут сведены в таблицу.

Рассчитаем параметры для П-6.

Температура конденсата на выходе из подогревателя:

$$t''_{n6} = t'_{n5} = 95,4^\circ\text{C};$$

Температура греющего пара:

$$t_6 = t''_{n6} = 95,4^\circ\text{C};$$

Давление в П-6:

$$p'_6 = f(t_6) = 0,09 \text{ МПа}.$$

Давление отбора с учетом потерь в трубопроводах:

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

$$p_6 = \frac{p'_6}{0,97} = \frac{0,09}{0,97} = 0,089 \text{ МПа}.$$

Энтальпия конденсата на выходе из подогревателя:

$$h''_{n6} = f(p'_6, x = 0) = 400 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры конденсата на входе в подогреватель:

$$t'_{n6} = t''_{n6} - \Delta t_{\text{нпо}} = 95,4 - 27,3 = 68,1^\circ\text{C}; h'_{n5} = f(p'_5, t'_{n5}) = 285 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры П-7 рассчитываются аналогично П-5

### 1.2.3 Параметры пара в оборах и узловых точках

Параметры пара до стопорного и регулирующего клапанов:

$$p_0 = 7 \text{ МПа}; t_0 = f(p_0) = 285,8^\circ\text{C}; h_0 = f(p_0, t_0) = 2773 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Учитывая потери в стопорном и регулирующем клапанах, параметры на входе в часть высокого давления будут:

$$p_{\text{чвд}} = 0,96 \cdot 7 = 6,72 \text{ МПа}; h_{\text{чвд}} = h_0 = 2773 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$t_{\text{чвд}} = f(p_{\text{чвд}}, h_{\text{чвд}}) = 283^\circ\text{C}; s_{\text{чвд}} = f(p_{\text{чвд}}, h_{\text{чвд}}) = 5,829 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}.$$

Процесс расширения пара в ЧВД.

Примем КПД для ЧВД  $\eta_{oi}^{\text{чвд}} = 0,85$ .

Параметры пара в первом отборе при теоретическом процессе расширения в зоне влажного пара:

$$h_{1t} = f(p_1, s_{\text{чвд}}) = 2625 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; x_{1t} = f(p_1, s_{\text{чвд}}) = 0,9;$$

Коэффициент учитывающий влияние влажности на КПД:

$$k_{\text{вл}} = 1 - a_{\text{вл}} \cdot \left[ 1 - \frac{(1 + x_{1t})}{2} \right] = 1 - 0,72 \cdot \left[ 1 - \frac{(1 + 0,9)}{2} \right] = 0,964.$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Действительный теплоперепад, срабатываемый паром до первого отбора в зоне влажного пара:

$$H_{1вл} = (h_{чвд} - h_{1t}) \cdot \eta_{oi}^{чвд} \cdot k_{вл} = (2773 - 2625) \cdot 0,85 \cdot 0,964 = 121 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Действительные параметры пара первого отбора:

$$h_1 = h_{чвд} - H_{1вл} = 2773 - 121 = 2652 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$s_1 = f(p_1, h_1) = 5,881 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}; x_1 = f(p_1, s_1) = 0,915.$$

Параметры пара во втором отборе при теоретическом процессе расширения:

$$h_{2t} = f(p_2, s_1) = 2544 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; x_{2t} = f(p_2, s_1) = 0,87.$$

Коэффициент учитывающий влияние влажности на КПД:

$$k_{вл} = 1 - a_{вл} \cdot \left[ 1 - \frac{(x_{1t} + x_{2t})}{2} \right] = 1 - 0,72 \cdot \left[ 1 - \frac{(0,9 + 0,87)}{2} \right] = 0,917.$$

Действительный теплоперепад, срабатываемый паром до второго отбора:

$$H_2 = (h_1 - h_{2t}) \cdot \eta_{oi}^{чвд} \cdot k_{вл} = (2652 - 2544) \cdot 0,85 \cdot 0,917 = 84 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Действительные параметры пара второго отбора:

$$h_2 = h_1 - H_2 = 2652 - 84 = 2568 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$s_2 = f(p_2, h_2) = 5,931 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}; x_2 = f(p_2, s_2) = 0,837.$$

Параметры пара в третьем отборе при теоретическом процессе расширения:

$$h_{3t} = f(p_3, s_2) = 2428 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; x_{3t} = f(p_3, s_2) = 0,837.$$

Коэффициент учитывающий влияние влажности на КПД:

$$k_{вл} = 1 - a_{вл} \cdot \left[ 1 - \frac{(x_{2t} + x_{3t})}{2} \right] = 1 - 0,72 \cdot \left[ 1 - \frac{(0,87 + 0,837)}{2} \right] = 0,895.$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Действительный теплоперепад, срабатываемый паром до третьего отбора:

$$H_3 = (h_2 - h_{3t}) \cdot \eta_{oi}^{убд} \cdot k_{вл} = (2568 - 2428) \cdot 0,85 \cdot 0,895 = 107 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Действительные параметры пара третьего отбора:

$$h_3 = h_2 - H_3 = 2568 - 107 = 2461 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$s_3 = f(p_3, h_3) = 6,007 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}; x_3 = f(p_3, s_3) = 0,853.$$

Совместим разделительное давление с четвертым отбором.

$$p_{разд} = p_4 = 0,53 \text{ МПа}.$$

Параметры пара на выходе из ЧВД при теоретическом процессе расширения:

$$h_{4t} = f(p_4, s_3) = 2412 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; x_{4t} = f(p_4, s_3) = 0,839.$$

Коэффициент учитывающий влияние влажности на КПД:

$$k_{вл} = 1 - a_{вл} \cdot \left[ 1 - \frac{(x_{3t} + x_{4t})}{2} \right] = 1 - 0,72 \cdot \left[ 1 - \frac{(0,837 + 0,839)}{2} \right] = 0,883.$$

Действительный теплоперепад, срабатываемый паром до третьего отбора:

$$H_4 = (h_3 - h_{4t}) \cdot \eta_{oi}^{убд} \cdot k_{вл} = (2461 - 2412) \cdot 0,85 \cdot 0,883 = 37 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Действительные параметры пара третьего отбора:

$$h_4 = h_3 - H_4 = 2461 - 37 = 2424 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$s_4 = f(p_4, h_4) = 6,036 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}; x_4 = f(p_4, s_4) = 0,845.$$

Параметры пара после сепаратора:

$$p_c = 0,98 \cdot p_{разд} = 0,98 \cdot 0,53 = 0,52 \text{ МПа}; t_c = f(p_c) = 153,3^\circ\text{C};$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

$$x_c = 0,995; h_c = f(t_c, x_c) = 2739 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Энтальпия дренажа сепаратора:

$$h_{\text{др.с}} = f(t_c, x = 0) = 647 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры дренажа греющего пара ПП1:

$$t_{\text{др.пн1}} = f(p'_1) = 233^\circ\text{C}; h_{\text{др.пн1}} = f(t_{\text{др.пн1}}, x = 0) = 1004 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры пара после ПП1:

Температурный напор в ПП1 примем  $\delta t_{\text{пн1}} = 17^\circ\text{C}$ .

$$t_{\text{пн1}} = t_{\text{др.пн1}} - \delta t_{\text{пн1}} = 233 - 17 = 216^\circ\text{C};$$

$$p_{\text{пн1}} = 0,98 \cdot p_c = 0,98 \cdot 0,52 = 0,51 \text{ МПа}; h_{\text{пн1}} = f(p_{\text{пн1}}, t_{\text{пн1}}) = 2890 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Подогрев пара составляет:

$$\Delta t_{\text{пн1}} = t_{\text{пн1}} - t_c = 216 - 153,3 = 62,7^\circ\text{C}.$$

Отбор пара в ПП2 осуществляется из линии свежего пара до регулирующего и стопорного клапана.

Параметры дренажа греющего пара ПП2:

$$t_{\text{др.пн2}} = f\left(\frac{p_0}{1,03}\right) = 283,8^\circ\text{C}; h_{\text{др.пн2}} = f(t_{\text{др.пн2}}, x = 0) = 1257 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры пара после ПП2:

Температурный напор в ПП2 примем  $\delta t_{\text{пн2}} = 20^\circ\text{C}$ .

$$t_{\text{пн2}} = t_{\text{др.пн2}} - \delta t_{\text{пн2}} = 283,8 - 20 = 263,8^\circ\text{C};$$

$$p_{\text{пн2}} = 0,98 \cdot p_{\text{пн1}} = 0,98 \cdot 0,51 = 0,5 \text{ МПа}; h_{\text{пн2}} = f(p_{\text{пн2}}, t_{\text{пн2}}) = 2990 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Подогрев пара составляет:

$$\Delta t_{\text{пн2}} = t_{\text{пн2}} - t_{\text{пн1}} = 263,8 - 216 = 47,8^\circ\text{C}.$$

Учитывая потери в отсечном клапане, параметры на входе в часть низкого давления будут:

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$p_{\text{чнд}} = 0,98 \cdot 0,5 = 0,49 \text{ МПа}; h_{\text{чнд}} = h_{\text{нн2}} = 2990 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$s_{\text{чнд}} = f(p_{\text{чнд}}, h_{\text{чнд}}) = 7,336 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}.$$

Примем КПД для ЧНД  $\eta_{oi}^{\text{чнд}} = 0,85$ .

Процесс расширения перегретого пара в ЧНД до пятого отбора идет полностью в зоне перегретого пара.

Параметры пара в пятом отборе при теоретическом процессе расширения:

$$h_{5t} = f(p_5, s_{\text{чнд}}) = 2833 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад, срабатываемый паром до пятого отбора:

$$H_5 = (h_{\text{чнд}} - h_{5t}) \cdot \eta_{oi}^{\text{чнд}} = (2990 - 2833) \cdot 0,85 = 133 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительные параметры пара пятого отбора:

$$h_5 = h_{\text{чнд}} - H_5 = 2990 - 133 = 2857 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; s_5 = f(p_5, h_5) = 7,387 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}.$$

Параметры пара в шестом отборе при теоретическом процессе расширения в зоне влажного пара:

$$h_{6t} = f(p_6, s_5) = 2665 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; x_{6t} = f(p_6, s_5) = 0,998.$$

Действительный теплоперепад, срабатываемый паром до шестого отбора:

$$H_6 = (h_5 - h_{6t}) \cdot \eta_{oi}^{\text{чнд}} = (2857 - 2665) \cdot 0,85 = 163 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительные параметры пара шестого отбора:

$$h_6 = h_5 - H_6 = 2857 - 163 = 2690 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; s_6 = f(p_6, h_6) = 7,455 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}.$$

Параметры пара в седьмом отборе при теоретическом процессе расширения:

$$h_{7t} = f(p_7, s_6) = 2536 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; x_{7t} = f(p_7, s_6) = 0,96.$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Коэффициент учитывающий влияние влажности на КПД:

$$k_{вл} = 1 - a_{вл} \cdot \left[ 1 - \frac{(1 + x_{7t})}{2} \right] = 1 - 0,72 \cdot \left[ 1 - \frac{(1 + 0,96)}{2} \right] = 0,986.$$

Действительный теплоперепад, срабатываемый паром до седьмого отбора:

$$H_7 = (h_6 - h_{7t}) \cdot \eta_{oi}^{чнд} \cdot k_{вл} = (2690 - 2536) \cdot 0,85 \cdot 0,986 = 130 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Действительные параметры пара седьмого отбора:

$$h_7 = h_6 - H_7 = 2690 - 130 = 2561 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$s_7 = f(p_7, h_7) = 7,528 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}; x_7 = f(p_7, h_7) = 0,971.$$

Параметры пара на выходе из ЧНД в теоретическом процессе расширения:

$$h_{kt} = f(1,02 \cdot p_k, s_7) = 2298 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}; x_{kt} = f(1,02 \cdot p_k, s_7) = 0,891.$$

Коэффициент учитывающий влияние влажности на КПД:

$$k_{влк} = 1 - a_{вл} \cdot \left[ 1 - \frac{(x_{7t} + x_{kt})}{2} \right] = 1 - 0,72 \cdot \left[ 1 - \frac{(0,96 + 0,891)}{2} \right] = 0,946.$$

Действительный теплоперепад срабатываемый в ЧНД до выхлопа:

$$H_k = (h_7 - h_{kt}) \cdot \eta_{oi}^{чнд} \cdot k_{влк} = (2561 - 2298) \cdot 0,85 \cdot 0,946 = 211 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Действительные параметры пара на выходе из ЧВД:

$$h_k = h_7 - H_k = 2561 - 211 = 2350 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$s_k = f(1,02 \cdot p_k, h_k) = 7,696 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}; x_k = f(1,02 \cdot p_k, h_k) = 0,913.$$

Действительный теплоперепад, срабатываемый в турбине:

$$H_i = h_{чвд} - h_4 + h_{чнд} - h_k = 2773 - 2424 + 2990 - 2350 = 989 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Построение процесса расширения пара показана на рисунке А.3.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



## 1.2.4 Предварительная проверка на индифферентную точку

Предварительная проверка на индифферентную точку [2, с. 666]:

$$\Delta h_{\text{инд}} = \alpha_{\text{пп}} \Delta h_{\text{пп}} \frac{H_{\text{р.ВД}}}{h_0 - h_{\text{не}}};$$

В первом приближении примем:

$$\alpha_{\text{пп}} = 0,8 - \text{доля пара, пошедшая на перегрев};$$

$$\Delta h_{\text{пп}} = h_{\text{пп}} - h_c = 2990 - 2739 = 250 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} - \text{теплота, расходуемая в ПТУ на}$$

промежуточный перегрев.

$$h_{\text{не}} = h_{\text{не1}} = 992 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \text{ энтальпия после последнего ПВД по ходу воды};$$

$$\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = \alpha_4 = 0,05.$$

Тогда:

$$\begin{aligned} H_{\text{р.ВД}} &= h_0 - h_1 + (1 - \alpha_1) \cdot (h_1 - h_2) + (1 - \alpha_1 - \alpha_2) \cdot (h_2 - h_3) + (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \\ &- \alpha_3) \cdot (h_3 - h_{\text{разд}}) = 2773 - 2652 + (1 - 0,05) \cdot (2652 - 2568) + (1 - 0,05 - \\ &- 0,05) \cdot (2568 - 2461) + (1 - 0,05 - 0,05 - 0,05) \cdot (2461 - 2424) = 328 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \end{aligned}$$

$$\Delta h_{\text{инд}} = 0,8 \cdot 250 \cdot \frac{328}{2773 - 992} = 37 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Так как  $\Delta h_{\text{инд}} < h_{\text{пп}} - h_5 = 282 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ , то использование регенеративного по-

догревателя П5 увеличивает тепловую экономичность ПТУ.

Принципиальная схема рассчитываемой установки представлена на рисунке А.4. А параметры воды и пара в ключевых точках можно найти в таблице А.1.

## 1.2.5 Уравнения материального и теплового баланса вспомогательных элементов тепловой схемы

Расширитель непрерывной продувки

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Цель расчета расширителя заключается в определении относительных расходов пара  $\alpha_p$  и воды  $\alpha_g$  по принятому расходу продувочной воды  $\alpha_{np}$  на основе решения уравнений материального и теплового балансов. Схема расширителя, охладителя и доохладителя непрерывной продувки ПГ представлена на рисунке А.5.

$$\begin{cases} \alpha_{np} = \alpha_n + \alpha_g; \\ \alpha_{np} \cdot h'_{np} \cdot \eta_p = \alpha_n \cdot h''_p + \alpha_g \cdot h'_p, \end{cases}$$

где  $\alpha_{np} = 0,005$  – относительный расход продувочной воды, принимается из рекомендуемого диапазона 0,005 - 0,03;  $h'_{np} = f(p_{ng}) = 1336 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$  – энтальпия продувочной воды, определяется для состояния насыщения при давлении в парогенераторе  $p_{ng} = 1,2 \cdot p_0 = 8,4 \text{ МПа}$ ;  $h'_p = 706 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$ ;  $h''_p = 2765 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$  – энтальпии пара и воды на выходе из расширителя, определяются для состояния насыщения при давлении в расширителе, которое из-за гидравлических потерь в трубопроводе на 2...8% выше давления в деаэраторе,  $p_p = 1,05 \cdot p_0 = 1,05 \cdot 0,7 = 0,74 \text{ МПа}$ ;  $\eta_p = 0,99$  – КПД расширителя.

$$\begin{cases} 0,005 = \alpha_n + \alpha_g; \\ 0,005 \cdot 1336 \cdot 0,99 = \alpha_n \cdot 2765 + \alpha_g \cdot 706. \end{cases}$$

$$\begin{cases} \alpha_n = 0,0015; \\ \alpha_g = 0,0035. \end{cases}$$

Давление продувочной воды, идущей в П4:

$$p_g = p_4 = 0,53 \text{ МПа}.$$

Температура продувочной воды, идущей в П4:

$$t_g = t_s(p_p) - \theta_p = 166,9 - 15 = 151,9^\circ\text{C},$$

где  $t_s(p_p)$  – температура насыщения при давлении  $p_p$  в расширителе,  $\theta_p$  – температурный напор в охладителе продувки, примем  $\theta_p = 15^\circ\text{C}$ .

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

$$h_g = f(p_g, t_g) = 641 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

### Охладители эжекторов (ОЭ) и уплотнений (ОУ)

Они служат для конденсации пара из эжекторов и уплотнений турбины, при этом проходящий через них основной конденсат  $\alpha_{ок}$  подогревается.

$$t_{ок}^* = t_{кс} + \Delta t_{оэ} + \Delta t_{эу} = 32,9 + 4 + 4 = 40,9^\circ\text{C}.$$

Энтальпия основного конденсата после ОЭ и ЭУ [2, 213]:

$$h_{ок}^* = 4,19 \cdot t_{ок}^*;$$

$$h_{ок}^* = 4,19 \cdot 40,9 = 171 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

### Сепаратор (С)

Он производит осушку пара, отработавшего в ЦВД. Расчетная схема сепаратор-пароперегреватель-пароперегреватель показана на рисунке А.6. Относительный расход сепарата, отводимого из сепаратора

$$\alpha_c = \frac{x_{вых} - x_{вх}}{x_{вых}} \cdot (1 - (\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_{m1})),$$

где  $x_{вых}$ ,  $x_{вх}$  – значения степени сухости пара на выходе из сепаратора и на входе в него.

$$x_{вых} = 0,995;$$

$$x_{вх} = 0,845;$$

$\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_{m1}$  – сумма относительных расходов пара в отборы ЦВД.

### Пароперегреватель (ПП1 и ПП2)

Тепловой баланс первой ступени перегревателя:

$$\alpha_{m1} \cdot (h_1 - h'_{m1}) \cdot \eta_{m1} = (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{m1} - \alpha_c) \cdot (h_{m1}^* - h_c);$$

$$\alpha_{m1} \cdot (2652 - 1004) \cdot \eta_{m1} = (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{m1} - \alpha_c) \cdot (2890 - 2739).$$

Тепловой баланс второй ступени перегревателя

$$\alpha_{m2} \cdot (h_0 - h'_{m2}) \cdot \eta_{m2} = (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{m1} - \alpha_c) \cdot (h_{m2} - h_{m2}^*);$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

$$\alpha_{m2} \cdot (2773 - 1257) \cdot \eta_{m1} = (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_{m1} - \alpha_c) \cdot (2990 - 2890),$$

где  $\alpha_{m1}$  – относительный расход греющего пара из отбора на первую ступень ПП;

$\eta_{m1} = 0,98$  – КПД промежуточного пароперегревателя (поверхностного подогревателя). Принимается равным 0,98 [2, с. 215];

$\alpha_{m2}$  – относительный расход свежего пара на вторую ступень ПП.

### Общие уравнения материального баланса

Материальные балансы по пару.

Относительный расход пара на турбоустановку АЭС определяется как:

$$\alpha_{m1} = 1 + \alpha_{m2};$$

Относительный расход пара из парогенерирующей установки равен:

$$\alpha_{ng} = 1 + \alpha_{m2} + \alpha_{ym} + \alpha_{ynl},$$

где  $\alpha_{ynl} = 0,005 - 0,012$  – относительный расход пара на уплотнений турбины [2, с.216]. Примем  $\alpha_{ynl} = 0,01$ .

$\alpha_{ym}$  – относительный расход утечек. Принимается  $\alpha_{ym} = 0,01$  [2, с.217].

Материальные балансы по воде.

Относительный расход питательной воды в парогенерирующую установку определяется как:

$$\alpha_{nw} = \alpha_{ng} + \alpha_{np} = 1 + \alpha_{ym} + \alpha_{ynl} + \alpha_{m2} + \alpha_{np}.$$

Материальный баланс добавочной воды:

$$\alpha_{dv} = \alpha_{ym} = 0,01.$$

### Уравнения материального и теплового балансов теплообменников регенеративной системы

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

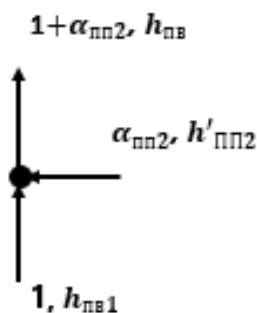


Рисунок 2 – Расчетная схема точки смешения 1

Точка смешения:

$$1 \cdot h_{н6} + \alpha_{пп2} \cdot h'_{пп2} = (1 + \alpha_{пп2}) \cdot h_{н6};$$

$$1 \cdot 992 + \alpha_{пп2} \cdot 1257 = (1 + \alpha_{пп2}) \cdot h_{н6}.$$

Расчетная схема подогревателя 1 показана на рисунке А.7.

П1:

$$\alpha_{пп1} \cdot h'_{пп1} \cdot \eta_{пп} + \alpha_1 \cdot h_1 \cdot \eta_{пп} + 1 \cdot (h_{н62} - h_{н61}) - (\alpha_1 + \alpha_{пп1}) \cdot h_{од1} \cdot \eta_{пп} = 0;$$

$$\alpha_{пп1} \cdot 1004 \cdot 0,98 + \alpha_1 \cdot 2652 \cdot 0,98 + 1 \cdot (850 - 992) - (\alpha_1 + \alpha_{пп1}) \cdot 875 \cdot 0,98 = 0,$$

где  $\eta_{пп}$  – КПД поверхностного подогревателя, примем 0,98 [2, с. 220].

Расчетная схема подогревателя 2 представлена на рисунке А.8.

П2:

$$(\alpha_1 + \alpha_{пп1}) \cdot h_{од1} \cdot \eta_{пп} + \alpha_2 \cdot h_2 \cdot \eta_{пп} + 1 \cdot (h_{пп} - h_{н62}) - (\alpha_1 + \alpha_{пп1} + \alpha_2) \cdot h_{од2} \cdot \eta_{пп} = 0;$$

$$(\alpha_1 + \alpha_{пп1}) \cdot 875 \cdot 0,98 + \alpha_2 \cdot 2568 \cdot 0,98 + 1 \cdot (709 - 850) - (\alpha_1 + \alpha_{пп1} + \alpha_2) \cdot 736 \cdot 0,98 = 0.$$

Расчетная схема деаэратора показана на рисунке А.9.

Д:

$$(\alpha_n \cdot h''_p + \alpha_3 \cdot h_3 + (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_{пп1} - \alpha_n + \alpha_3) \cdot h_{см} +$$

$$+ h_{од2} \cdot (\alpha_1 + \alpha_{пп1} + \alpha_2)) \cdot \eta_c - \alpha_3 \cdot h'_d - 1 \cdot h''_d = 0;$$

$$(\alpha_n \cdot 2765 + \alpha_3 \cdot 2461 + (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_{пп1} - 0,0015 + 0,003) \cdot h_{см} +$$

$$+ 736 \cdot (\alpha_1 + \alpha_{пп1} + \alpha_2)) \cdot 0,99 - 0,003 \cdot 632 - 1 \cdot 697 = 0,$$

где  $\eta_c$  – КПД смешивающего подогревателя, примем 0,99 [2, с. 221];

$\alpha_3$  – относительный расход пара на эжекторы. Принимается: 0,002 – 0,003 [2, с.217]. Примем  $\alpha_3 = 0,003$ .

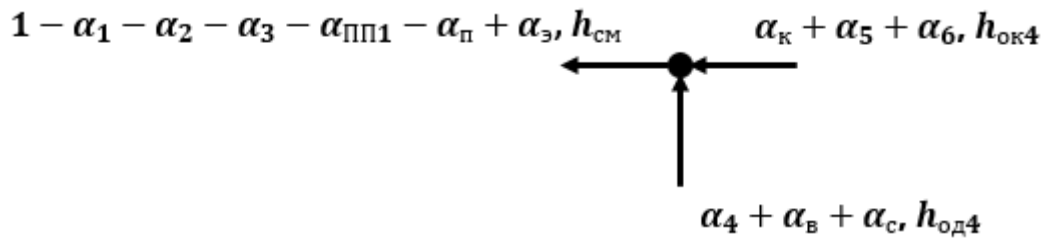


Рисунок 3 – Расчетная схема точка смешения 2

Точка смешения:

$$(\alpha_k + \alpha_5 + \alpha_6) \cdot h_{ок4} + (\alpha_4 + \alpha_в + \alpha_c) \cdot h_{од4} - (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_{пп1} - \alpha_n + \alpha_3) \cdot h_{см} = 0;$$

$$(\alpha_k + \alpha_5 + \alpha_6) \cdot 632 + (\alpha_4 + 0,0035 + \alpha_c) \cdot 541 - (1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_{пп1} - 0,0015 + 0,003) \cdot h_{см} = 0.$$

Расчетная схема подогревателя 4 показана на рисунке А.10.

П4:

$$\alpha_4 \cdot h_4 \cdot \eta_{nn} + \alpha_в \cdot h_в \cdot \eta_{nn} + \alpha_c \cdot h'_c \cdot \eta_{nn} + (\alpha_k + \alpha_5 + \alpha_6) \cdot (h_{ок5} - h_{ок4}) - (\alpha_4 + \alpha_в + \alpha_c) \cdot h_{од4} \cdot \eta_{nn} = 0;$$

$$\alpha_4 \cdot 2424 \cdot 0,98 + 0,0035 \cdot 641 \cdot 0,98 + \alpha_c \cdot 647 \cdot 0,98 + (\alpha_k + \alpha_5 + \alpha_6) \cdot (516 - 632) - (\alpha_4 + 0,0035 + \alpha_c) \cdot 541 \cdot 0,98 = 0.$$

На рисунке А.11 представлена расчетная схема подогревателя 5.

П5:

$$(\alpha_5 \cdot h_5 + \alpha_5 \cdot h_{од5}) \cdot \eta_{nn} + (\alpha_k + \alpha_5 + \alpha_6) \cdot (h_{ок6} - h_{ок5}) = 0;$$

$$(\alpha_5 \cdot 2857 + \alpha_5 \cdot 425) \cdot 0,98 + (\alpha_k + \alpha_5 + \alpha_6) \cdot (400 - 516) = 0.$$

На рисунке А.12 можно найти расчетную схему подогревателя 6.

П6:

$$\alpha_6 \cdot h_6 \cdot \eta_c + \alpha_k \cdot h_{ок7} \cdot \eta_c - (\alpha_k + \alpha_5 + \alpha_6) \cdot h_{ок6} + \alpha_5 \cdot h_{од5} \cdot \eta_c = 0;$$

$$\alpha_6 \cdot 2690 \cdot 0,99 + \alpha_k \cdot 285 \cdot 0,99 - (\alpha_k + \alpha_5 + \alpha_6) \cdot 400 + \alpha_5 \cdot 425 \cdot 0,99 = 0.$$

Расчетная схема подогревателя 7 показана на рисунке А.13.

П7:

$$\alpha_7 \cdot h_7 \cdot \eta_{nn} + \alpha_k \cdot h_{*ок} - \alpha_k \cdot h_{ок7} - \alpha_7 \cdot h_{од7} \cdot \eta_{nn} = 0;$$

$$\alpha_7 \cdot 2561 \cdot 0,98 + \alpha_k \cdot 171 - \alpha_k \cdot 285 - \alpha_7 \cdot 196 \cdot 0,98 = 0.$$

Материальный баланс после конденсатора:

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$\alpha_k = 1 - \alpha_1 - \alpha_{m1} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_c - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_n - \alpha_e + \alpha_9;$$

Сгруппируем уравнения и решим систему. Материальные балансы и результаты были составлены в программе Wolfram Mathematica 11.1 и показаны на рисунке А.14.

Результат расчета системы уравнений:

$$h_{cm} = 615 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Доля пара, отбираемого из турбины, сепаратора, на перегрев первой ступени ПП и доля основного конденсата, поступающего в деаэрактор:

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_1 = 0,0773; \\ \alpha_2 = 0,0651; \\ \alpha_3 = 0,0335; \\ \alpha_4 = 0,0326; \\ \alpha_5 = 0,0224; \\ \alpha_6 = 0,0294; \\ \alpha_7 = 0,028; \\ \alpha_c = 0,1105; \\ \alpha_{m1} = 0,0582; \\ \alpha_{m2} = 0,0419. \end{array} \right.$$

Энтальпия питательной воды:

$$h_{ne} = 1003 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Расход пара из парогенерирующей установки:

$$\alpha_{ne} = 1 + \alpha_{m2} + \alpha_{ym} + \alpha_{ynl} = 1 + 0,0419 + 0,01 + 0,01 = 1,0619.$$

Проведем проверку:

Проверка баланса по пару:

$$\alpha_k = 1 - \alpha_1 - \alpha_{m1} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_c - \alpha_5 - \alpha_6 + \alpha_9 = 0,5689.$$

Проверка баланса по воде:

					ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$$\alpha_k = \alpha_{n6} - \alpha_{m2} - \alpha_1 - \alpha_{m1} - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_c - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_6 - \alpha_n - \alpha_{ynl} - \\ - \alpha_{ym} - \alpha_{np} + \alpha_3 = 0,5689.$$

### 1.2.6 Определение расхода пара на турбину

$$G_0 = \frac{N_3 \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_2 \cdot (1 - \sum \alpha_i \cdot y_i - \sum \alpha_{cnj} \cdot y_{cnj} - \alpha_{m1} \cdot y_{m1} - \alpha_c \cdot y_c)};$$

$$G_0 = \frac{700 \cdot 10^3}{989 \cdot 0,98 \cdot 0,99 \cdot (1 - (0,0773 + 0,0582) \cdot 0,878 - 0,0651 \cdot 0,793 - \\ - 0,0335 \cdot 0,685 - (0,0326 + 0,1105) \cdot 0,648 - 0,0224 \cdot 0,513 - \\ - 0,0294 \cdot 0,345 - 0,028 \cdot 0,214)} = 1063,5 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расходы пара и воды в характерных точках:

$$G_{n6} = \alpha_{n6} \cdot G_0 = 1,0669 \cdot 1063,5 = 1134,7 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_{m2} = \alpha_{m2} \cdot G_0 = 0,0419 \cdot 1063,5 = 44,6 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_{my} = \alpha_{my} \cdot G_0 = 1,0419 \cdot 1063,5 = 1108,1 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_1 = \alpha_1 \cdot G_0 = 0,0773 \cdot 1063,5 = 82,2 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_{m1} = \alpha_{m1} \cdot G_0 = 0,0582 \cdot 1063,5 = 61,9 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_2 = \alpha_2 \cdot G_0 = 0,0651 \cdot 1063,5 = 69,2 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_3 = \alpha_3 \cdot G_0 = 0,0335 \cdot 1063,5 = 35,7 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_4 = \alpha_4 \cdot G_0 = 0,0326 \cdot 1063,5 = 34,7 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_c = \alpha_c \cdot G_0 = 0,1105 \cdot 1063,5 = 117,6 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$G_5 = \alpha_5 \cdot G_0 = 0,0224 \cdot 1063,5 = 23,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



$$G_6 = \alpha_6 \cdot G_0 = 0,0294 \cdot 1063,5 = 31,3 \frac{\text{кВт}}{\text{с}};$$

$$G_7 = \alpha_7 \cdot G_0 = 0,028 \cdot 1063,5 = 29,8 \frac{\text{кВт}}{\text{с}};$$

$$G_{ym} = G_{\text{ог}} = \alpha_{ym} \cdot G_0 = 0,01 \cdot 1063,5 = 10,6 \frac{\text{кВт}}{\text{с}};$$

$$G_3 = \alpha_3 \cdot G_0 = 0,003 \cdot 1063,5 = 3,2 \frac{\text{кВт}}{\text{с}};$$

$$G_{ynl} = \alpha_{ynl} \cdot G_0 = 0,01 \cdot 1063,5 = 10,6 \frac{\text{кВт}}{\text{с}};$$

$$G_n = \alpha_n \cdot G_0 = 0,0015 \cdot 1063,5 = 1,6 \frac{\text{кВт}}{\text{с}};$$

$$G_e = \alpha_e \cdot G_0 = 0,0035 \cdot 1063,5 = 3,7 \frac{\text{кВт}}{\text{с}};$$

$$G_{np} = \alpha_{np} \cdot G_0 = 0,005 \cdot 1063,5 = 5,3 \frac{\text{кВт}}{\text{с}};$$

$$G_{n2} = \alpha_{n2} \cdot G_0 = 1,0619 \cdot 1063,5 = 1129,4 \frac{\text{кВт}}{\text{с}}.$$

### 1.2.7 Показателей экономичности энергоблока (станции), работающей в конденсационном режиме

Определим тепловую нагрузку парогенерирующей установки:

$$Q_{n2} = G_{n2} \cdot (h_0 - h_{n2}) + G_{np} \cdot (h'_{np} - h_{n2}) = 1129,4 \cdot (2773 - 1003) + 5,3 \cdot (1336 - 1003) = 2000,7 \text{ МВт}.$$

Определим полную тепловую нагрузку турбоустановки:

$$Q_{my} = G_0 \cdot [(\alpha_{my} + \alpha_{ynl}) \cdot (h_0 - h_{n2}) + \alpha_{ог} \cdot (h'_k - h_{n2}) + \alpha_n \cdot (h''_n - h_{n2}) + \alpha_e \cdot (h_e - h_{n2})] = 1063,5 \cdot [(1,0419 + 0,01) \cdot (2773 - 1003) + 0,01 \cdot (138 - 1003) + 0,0015 \cdot (2765 - 1003) + 0,0035 \cdot (641 - 1003)] = 1972,3 \text{ МВт}.$$

КПД турбоустановки по производству электроэнергии:

$$\eta_{my}^3 = \frac{N_3}{Q_{my}} = \frac{700}{1972,3} = 0,355.$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Транспортный КПД:

$$\eta_{mp} = \frac{Q_{my}}{Q_{nz}} = \frac{1972,3}{2000,7} = 0,985.$$

КПД блока по отпуску электроэнергии (нетто):

$$\eta_c^{\circ} = \eta_{my}^{\circ} \cdot \eta_{1k} \cdot \eta_{mp} \cdot (1 - \kappa_{ch}) = 0,355 \cdot 0,965 \cdot 0,985 \cdot (1 - 0,05) = 0,321,$$

где  $\eta_{1k} = \eta_{py} \cdot \eta_{mp1} \cdot \eta_{nz} = 0,99 \cdot 0,995 \cdot 0,98 = 0,965$  — КПД первого контура;  
 $\eta_{py} = 0,99$  — КПД реакторной установки;  $\eta_{mp1} = 0,995$  — КПД трубопроводов 1-го контура;  $\eta_{nz} = 0,98$  — КПД парогенератора;  $\kappa_{ch}$  — удельный расход энергии на собственные нужды. Для двухконтурных АЭС принимается равным 0,05 — 0,055. Примем  $\kappa_{ch} = 0,05$  [1, с.227].

Удельный расход выгоревшего ядерного горючего на отпуск электроэнергии [1, с.227]:

$$b_{яз}^* = \frac{0,0537}{\eta_c^{\circ}} = \frac{0,0537}{0,321} = 0,167 \frac{г}{МВт \cdot ч}.$$

Удельный расход ядерного горючего (природного урана) на АЭС:

$$b_{яз} = \frac{1000}{\eta_c^{\circ} \cdot 24 \cdot \bar{B}} \cdot \frac{x_n - x_0}{x_e - x_0} = \frac{1000}{0,319 \cdot 24 \cdot 55 \cdot 10^3} \cdot \frac{5 - 0,25}{0,71 - 0,25} = 0,024 \frac{г}{кВт \cdot ч},$$

где  $\bar{B} = 55 \cdot 10^3 \frac{МВт \cdot сут}{т}$  — средняя глубина выгорания топлива для АЭС с реактором ВВЭР-700;  $x_n, x_e, x_0$  — содержание урана-235, соответственно, в свежем (начиная со второй загрузки), природном и отвальном уране обогатительного производства; принимают для АЭС с ВВЭР:  $x_n = 5\%$ ,  $x_e = 0,71\%$ ,  $x_0 = 0,25\%$  [1, с.228].

### 1.2.8 Выбор оборудования, оценка мощности основных механизмов собственных нужд

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

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

Выбор регенеративных подогревателей.

В первую очередь для каждого подогревателя определим площадь поверхности нагрева. Далее по известным характеристикам (расход воды, давление воды, давление пара, площадь поверхности нагрева) произведем выбор РППВ. Полученные результаты занесем в таблицу 3

ПВД1.

Тепловая нагрузка подогревателя:

$$Q_{n1} = G_{нв} \cdot (h_{нв02} - h_{нв01}) = 907 \cdot (992 - 850) = 128,1 \text{ МВт}.$$

Средний логарифмический температурный напор:

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{m}}{\ln \left( \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{m}} \right)},$$

где больший температурный напор  $\Delta t_{\delta} = t_s^{ПВД2} - t_{нв01} = 233 - 198,8 = 34,2^{\circ}\text{C}$ , меньший температурный напор  $\Delta t_{m} = t_s^{ПВД2} - t_{нв} = 233 - 230 = 3^{\circ}\text{C}$ .

$$\Delta t_{cp} = \frac{34,2 - 3}{\ln \left( \frac{34,2}{3} \right)} = 12,8^{\circ}\text{C}.$$

Необходимая площадь поверхности нагрева:

$$F_{нв01} = \frac{Q_{n1}}{k \cdot \Delta t_{cp}} = \frac{125 \cdot 10^3}{4 \cdot 20,1} = 2499 \text{ м}^2.$$

Полученные результаты показаны в таблице А.2.

Выбор дренажного насоса для П4.

Подача дренажного насоса:

$$Q_{др4} = 1,05 \cdot \frac{G_{др4} \cdot 3600}{\rho_{др4}} = 1,05 \cdot \frac{106,8 \cdot 3600}{914} = 441,6 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

где  $\rho_{др4} = f(p'_4, x=0) = 914 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  – плотность дренажа, перекачиваемого дренажным насосом.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Напор, развиваемый сливным насосом:

$$H_{др4} = \frac{P_{ок4} - P'_4}{\rho_{др4} \cdot g} = \frac{(0,84 - 0,51) \cdot 10^6}{914 \cdot 9,81} = 36,2 \text{ м.}$$

Анализируя полученные параметры подберем насос и занесем данные в таблицу А.3, основываясь на соответствующие каталоги. Примем один рабочий насос.

Выбор конденсатных насосов.

Конденсатные насосы выбирают с одним резервным насосом. По возможности число насосов должно быть минимальным.

Определим общую массовую подачу конденсатных насосов первой ступени:

$$G_{кэн1} = G_k = 503,9 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Объемная подача составит:

$$Q_{кэн1} = \frac{G_{кэн1} \cdot 3600}{\rho_{кэн1}} = \frac{503,9 \cdot 3600}{994} = 1825 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}},$$

где  $\rho_{кэн1} = 994 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$  – плотность конденсата на выходе из конденсатора.

Конденсатные насосы первой ступени должны преодолевать гидравлическое сопротивление БОУ.

Примем гидравлические потери БОУ:  $\Delta p_{БОУ} = 0,5 \text{ МПа}$ .

Напор, развиваемый КЭН1:

$$H_{кэн1} = \frac{\Delta p_{БОУ}}{\rho_{кэн1} \cdot g} = \frac{0,5 \cdot 10^6}{994 \cdot 9,81} = 51,3 \text{ м.}$$

Опираясь на полученные параметры подберем КЭН1 и занесем данные в таблицу А.4, основываясь на соответствующие каталоги. Примем два рабочих насоса и один резервный.

Конденсатным насосам второй ступени необходимо развивать напор:

$$H_{кэн2} = \frac{P'_5 - P'_6}{\rho_{кэн2} \cdot g} + \Delta h_{5-6} = \frac{(0,24 - 0,09) \cdot 10^6}{961 \cdot 9,81} = 16 \text{ м,}$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $\rho_{кЭН2} = 961 \frac{кг}{м^3}$  — плотность основного конденсата между ПНД-5 и ПНД-6.

Массовая подача конденсатных насосов второй ступени:

$$G_{кЭН2} = G_0 \cdot (\alpha_k + \alpha_5 + \alpha_6) = 552,4 \frac{кг}{с}.$$

Объемная подача конденсатных насосов второй ступени:

$$Q_{кЭН2} = \frac{G_{кЭН2} \cdot 3600}{\rho_{кЭН2}} = \frac{552,4 \cdot 3600}{961} = 2069 \frac{м^3}{ч}.$$

Опираясь на полученные параметры подберем КЭН2, основываясь на соответствующие каталоги. Основные характеристики КЭН2 показаны в таблице А.5. Примем два рабочих насоса и один резервный.

Выбор питательного насоса

Расход питательной воды:

$$G_{нв0} = G_0 = 851,4 \frac{кг}{с}.$$

Подача питательной воды:

$$Q_{нв0} = \frac{G_{нв0} \cdot 3600}{\rho_{нв0}} = \frac{1261 \cdot 3600}{900} = 3406 \frac{м^3}{ч},$$

где  $\rho_{нв0} = 900 \frac{кг}{м^3}$  — плотность питательной воды на выходе из питательного насоса.

Напор питательного насоса:

$$H_{нв} = \frac{1,3 \cdot p_0 - p'_3}{\rho_{нв0} \cdot g} = \frac{1,3 \cdot 7 - 0,833}{900 \cdot 9,81} = 936 м.$$

Основные характеристики ПЭН представлены в таблице А.6. Примем два рабочих насоса и один резервный.

Деаэратор питательной воды

Суммарная производительность деаэраторов выбирается по максимальному расходу питательной воды. На каждый блок устанавливается по возможности один деаэратор с одной или двумя колонками с рабочим давлением 0,59 —

					ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

1,29 МПа. Емкость баков деаэраторов должна быть на 15% больше запаса питательной воды, который составляет 3,5 минуты.

Емкость бака деаэратора:

$$V = 1,15 \cdot Q_{н60} \cdot \tau = 1,15 \cdot \frac{3406}{60} \cdot 3,5 = 228 \text{ м}^3,$$

Исходя из необходимых характеристик деаэратора, выбираем два деаэраторных бака БДП-150-1 на которых установлены по две деаэраторные колонки ДП-2000. Характеристики выбранных составляющих деаэратора приведены в таблицах А.7 и А.8.

### 1.3 Обоснование числа петель реакторного контура

Для обоснования выбора числа петель первого и второго контуров и состава основного оборудования (ГЦН) приходится принимать во внимание большое число факторов. При проектировании определение числа петель является результатом решения задачи технико-экономической оптимизации, поскольку она тесно связана со стоимостью, эксплуатационной надёжностью и живучестью установки, с возможностями опытной отработки и промышленного изготовления оборудования, предшествующим техническим опытом. Важным дополнительным условием выступает при этом требование надёжного и безопасного охлаждения реактора при возможном выходе из строя отдельного оборудования.

В общем случае число петель и единиц оборудования не должно быть большим, так как это снижает структурную надёжность установки и увеличивает её капитальную стоимость. Характерная технико-экономическая тенденция развития, заключается в последовательном увеличении единичной мощности реакторов и основного оборудования блоков, сокращения числа единиц оборудования и количества петель первого и второго контуров. В данной работе примем 4 петли. Но не мало важным недостатком является то, что с уменьшением количества петель, возрастают размеры оборудования одной петли, что может негативно сказаться на компоновке реакторного отделения.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

## 1.4 Расчет числа потоков в ЦНД турбины

Число потоков, идущих в конденсатор, определяем по следующей формуле:

$$i = \frac{N_3}{\eta_m \cdot \eta_{эз} \cdot N_i^{пред}},$$

где  $N_i^{пред}$  – предельная мощность однопоточной турбины,  $N_3$  – полная электрическая мощность турбины.  $\eta_m$  – механический КПД турбинной установки,  $\eta_{эз}$  – КПД электрогенератора.

$$N_3 = 700 \text{ МВт};$$

$$\eta_m = 0,98; \eta_{эз} = 0,99.$$

Вычислим предельную мощность по формуле:

$$N_i^{пред} = \frac{m}{2 \cdot \pi} \cdot k_{разгр} \cdot H_i \cdot \frac{[\sigma] \cdot c_2}{\rho_{мат} \cdot n^2 \cdot v_2},$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий выработку мощности потоками пара, направляемыми в регенеративные отборы, принимает значения  $1,1 \div 1,3$ . Принимаем  $m = 1,2$ ;  $k_{разгр}$  – коэффициент разгрузки, зависящий от отношения площадей периферийного и корневого поперечных сечений лопатки, принимает значения  $2,3 \div 2,4$ . Принимаем  $k_{разгр} = 2,3$ ;  $H_i$  – действительный теплоперепад, срабатываемый в турбине:

$$H_i = 989 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

$[\sigma]$  – допустимое напряжение на растяжение для материала лопатки. В качестве материала для лопаток применяем сталь. Для титана:

$$[\sigma] = 360 \text{ МПа}.$$

$c_2$  – выходная скорость пара. Выходная скорость пара зависит от допустимой потери энергии  $\Delta h_{вс}$  с выходной скоростью. Потери с выходной скоростью принимаются равными одному из стандартных значений:

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

$$\Delta h_{\text{вс}} = 25 \div 35 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Примем значение потерь:

$$\Delta h_{\text{вс}} = 35 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

И определим выходную скорость пара:

$$\Delta h_{\text{вс}} = \frac{c^2}{2000}; c_2 = \sqrt{2000 \cdot \Delta h_{\text{вс}}} = \sqrt{2000 \cdot 35} = 264,6 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

$\rho_{\text{мат}}$  – плотность материала лопатки. Плотность титана:

$$\rho_{\text{мат}} = 4505 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$n$  – частота вращения ротора.

$v_2$  – удельный объем пара на выходе из каналов рабочих лопаток последней ступени.  $v_2$  определим по h-s диаграмме при известных энтальпии и давлении на выходе из турбины:

$$h_{\text{к}} = 2350 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$p_{\text{к}} = 0,005 \text{ МПа};$$

$$v_2 = 24,37 \frac{\text{м}^3}{\text{кг}}$$

Подставим полученные значения и определим предельную мощность однопоточной турбины:

$$N_i^{\text{пред}} = \frac{1,2}{2 \cdot \pi} \cdot 2,3 \cdot 989 \cdot 1000 \cdot \frac{360 \cdot 10^6 \cdot 264,6}{4505 \cdot 50^2 \cdot 24,37} = 150,8 \text{ МВт}$$

Определим число потоков, идущих в конденсатор:

$$i = \frac{700}{0,99 \cdot 0,99 \cdot 150,8} = 4,8$$

Округляем число потоков в большую сторону до ближайшего целого четного числа, так как число потоков не может быть дробным, если округлить в меньшую сторону – лопатки не выдержат нагрузки, а нечетное число потоков

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



создает слишком большую нагрузку на опоры установки.

Получаем  $i = 6$ , то есть часть низкого давления будет состоять из трех двухпоточных цилиндров.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

## 2 РАСЧЕТ ПАРОГЕНЕРАТОРА

### 2.1 Выбор и обоснование конструктивной схемы парогенератора

Парогенераторы блоков АЭС с реакторами ВВЭР– горизонтально расположенные теплообменные аппараты корпусного типа. В каждой из четырёх циркуляционных петель реактора ВВЭР–700 установлено по одному парогенератору. В данном дипломном проекте будем ссылаться на прототип ПГВ-1000М. Парогенератор ПГВ-1000М – горизонтальный, однокорпусный, с погружённой в воду 2 контура трубчатой поверхностью теплообмена и встроенными паросепарационными устройствами, системой раздачи питательной воды, паровым коллектором, с погружённым дырчатым листом, системой раздачи аварийной питательной воды. Парогенераторы размещены попарно (№2 и №3; №1 и №4) в боксах герметичного объема и установлены каждый на две опорные конструкции. Для предотвращения динамических перемещений (например при землетрясении) парогенераторы раскреплены с помощью гидроамортизаторов.

Генерация и сепарация пара осуществляется в одном корпусе, который состоит из центральной (утолщённой) и двух боковых цилиндрических обечаек с приваренными к ним эллиптическими днищами. Материалом корпуса служит сталь 10ГН2МФА. По высоте он условно делится на две части. Верхняя часть предназначена для сепарации пара, а нижняя – для размещения поверхности теплообмена.

Трубный пучок теплопередающей поверхности состоит из U-образных трубок с шахматной компоновкой. Максимальная длина трубки в пучке не превышает 17 м, что позволяет применять трубы без сварных стыков. Материал труб теплопередающей поверхности – аустенитная нержавеющая сталь 12Х18Н10Т. Входные и выходные концы трубок завальцованы с подваркой в вертикальные коллекторы, которые вводятся в корпус через штуцера. Коллекторы и узлы их ввода – сложные конструкции. Коллекторы подвода и отвода теплоносителя из-

					<b>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

готовленные из стали 10ГН2МФА, внутренняя поверхность которых плакирована аустенитной нержавеющей сталью 12Х18Н10Т. Трубы в пучке дистанционируются с помощью фигурных и плоских пластин, причём последние обеспечивают жёсткость дистанционирующей решётки.

Питательная вода вводится в парогенератор выше уровня одной трубой называемой коллектором питательной воды. Между коллектором и корпусом ПГ имеется защитная паровая рубашка, которая предотвращает возникновение чрезмерных температурных напряжений в толстостенных элементах.

На расстоянии 200 мм от верхнего ряда труб расположен погруженный дырчатый щит, предназначенный для выравнивания скорости выхода пара с зеркала испарения. По всему периметру к щиту приварены листы (закраины), препятствующие выходу пара из межтрубного пространства через проходы для воды.

Осадительная сепарация пара происходит в паровом объёме парогенератора – от зеркала испарения до нижних кромок жалюзийного сепаратора. Последний устанавливается для повышения степени осушки пара. Далее пар поступает в пароприемный потолок, представляющий собой дырчатый щит и способствующий выравниванию скоростей паровых токов в сепарационном объёме. Отсепарированная влага стекает с пластин жалюзийного сепаратора в паровой объём.

Для обеспечения необходимой чистоты пара предусмотрены непрерывная и периодическая продувка парогенераторной воды. Устройство для непрерывной продувки парогенератора состоит из трубы с отверстиями, расположенной в нижней части корпуса вдоль нижней образующей. К трубе приварен штуцер, через который вода продувки выводится из парогенератора. На корпусе имеются устройства со штуцерами для присоединения уровнемеров, контролирующих высоту уровня при эксплуатации парогенератора и при заполнении его водой, а также для ввода датчиков приборов, измеряющих давление, температуру и влажность пара.

					<b>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

Таблица 2 – Исходные данные

Вид т/н	Вода
$D_2$ , кг/с	282,35
$P_1$ , Мпа	15,7
$t'_1$ , °С	322
$t''_1$ , °С	294
$P_2$ , Мпа	7
$t''_2$ , °С	$t_s$
$t_{ПВ}$ , °С	230
$\alpha_{пр}$	0,3%
ТТС	Э+И
Прототип, форма трубок	ПГВ-1000, U-образные
Источник техводосн.	Волга

## 2.2 Расчёт и построение тепловой диаграммы

Принципиальная тепловая схема ПГ с естественной циркуляцией представлена в приложении Б на рисунке Б.1.

Запишем уравнение теплового баланса для парогенератора:

$$Q_{ПГ} = G \cdot (h'_1 - h''_1) \cdot \eta_{ПГ} = (D + D_{пр}) \cdot (h'_2 - h_{не}) + D \cdot r,$$

где  $Q_{ПГ}$  – количество тепла, переданного от ТН к РТ в ПГ, МВт;

$G$ ,  $D$  и  $D_{пр}$  – соответственно расход ТН, РТ и воды на продувку, кг/с;

$h'_1$  и  $h''_1$  – соответственно энтальпия ТН на входе и на выходе ПГ, кДж/кг;

$h'$  и  $h_{ПВ}$  – соответственно энтальпия РТ в состоянии насыщения (насыщенной воды) и ПВ, кДж/кг;

$\eta_{ПГ} = 0,98$  – КПД ПГ.

Значения всех энтальпий определяются по программному обеспечению “WaterSteamPro” при соответствующих параметрах:

$$h'_1 = f(P_1; t'_1) = 1464 \text{ кДж/кг};$$

$$h''_1 = f(P_1; t''_1) = 1305 \text{ кДж/кг};$$

$$h' = h'(P_2) = f(P_s = P_2) = 1267 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{ПВ} = f(P_2; t_{ПВ}) = 991 \text{ кДж/кг};$$

$$r = f(P_s) = 1505 \text{ кДж/кг} - \text{теплота парообразования};$$

$$t_2'' = t_{s2} = f(P_2) = 285,8 \text{ }^\circ\text{C} - \text{температура насыщения РТ.}$$

Определим расход питательной воды и воды на продувку, кг/с:

$$D_{ПП} = D \cdot \alpha_{ПП} = 282,35 \cdot 0,003 = 0,85 \text{ кг/с};$$

$$D_{ПВ} = D + D_{ПП} = 282,35 + 0,85 = 283,2 \text{ кг/с},$$

где  $\alpha_{ПП} = 0,003$  – расход воды на продувку.

Рассчитаем мощность ПГ, используя данные по рабочему телу, МВт:

$$\begin{aligned} Q_{ПГ} &= (D + D_{пр}) \cdot (h' - h_{нс}) + D \cdot r = \\ &= (282,35 + 0,85) \cdot (1267 - 991) + 282,35 \cdot 1505 = 493,18 \text{ МВт.} \end{aligned}$$

Из уравнения теплового баланса определяем расход теплоносителя, кг/с:

$$G = \frac{Q_{ПГ}}{(h_1' - h_1'') \cdot \eta_{ПГ}} = \frac{493,18 \cdot 10^3}{(1464 - 1305) \cdot 0,98} = 3151,3 \text{ кг/с.}$$

Температура воды на входе экономайзерного участка ( $t_{Ц}$ ) может быть определена при решении уравнения баланса теплоты при смешении двух потоков (питательная вода и вода контура естественной циркуляции):

$$D_{Ц} \cdot h_{Ц} = D_{ПВ} \cdot h_{ПВ} + (D_{Ц} - D) \cdot h',$$

где  $D_{Ц} = D \cdot k_{Ц}$  – расход воды в опускном участке контура естественной циркуляции, кг/с;

$h_{Ц}$  – энтальпия, соответствующая температуре  $t_{Ц}$ , кДж/кг.

Для рассчитываемого ПГ кратность циркуляции ( $k_{Ц}$ ) рекомендуется выбирать в диапазоне от 4 до 8. Приняв  $k_{Ц} = 6$  и рассчитав энтальпию:

$$h_{Ц} = (h_{нс} + (k_{Ц} - 1) \cdot h') / k_{Ц} = (991 + (6 - 1) \cdot 1267) / 6 = 1221 \text{ кДж/кг}.$$

Найдем:

$$t_{Ц} = (P_2, h_{Ц}) = 277,1 \text{ }^\circ\text{C.}$$

					Лист
					53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

Температуру ТН на выходе из испарителя ( $t''_{1И}$ ) определим из уравнения теплового баланса для ТН на экономайзерном участке:

$$t''_{1И} = \frac{Q_э}{G \cdot \bar{C}_p} + t''_1,$$

где  $Q_э = D_2(h' - h_{нг}) = 282,35 \cdot (1267 - 991) = 78$  — тепловая мощность экономайзера, МВт;

$\bar{C}_p = f(\bar{t}_{ТН}) = f(308^\circ\text{C}) = 6,013$  — средняя изобарная теплоемкость ТН на экономайзерном участке, кДж/кг · К.

$$t''_{1И} = \frac{Q_э}{G \cdot \bar{C}_p} + t''_1 = \frac{78 \cdot 10^6}{3151,3 \cdot 6,013 \cdot 10^3} + 294 = 298,1^\circ\text{C}.$$

Зная  $t''_{1И}$  и  $t_{s2}$ , определим минимальный температурный напор на выходе из испарителя:

$$\Delta t_{И}^{\min} = t''_{1И} - t_{s2} = 298,1 - 285,8 = 12,3^\circ\text{C}.$$

Оптимальное значение  $\Delta t_{И}^{\min}$  для парогенератора данного типа находится в пределах  $10 \div 25^\circ\text{C}$ .

Используя полученные данные построим t-Q диаграмму для рассчитываемого парогенератора в масштабе с подписями характерных температур.

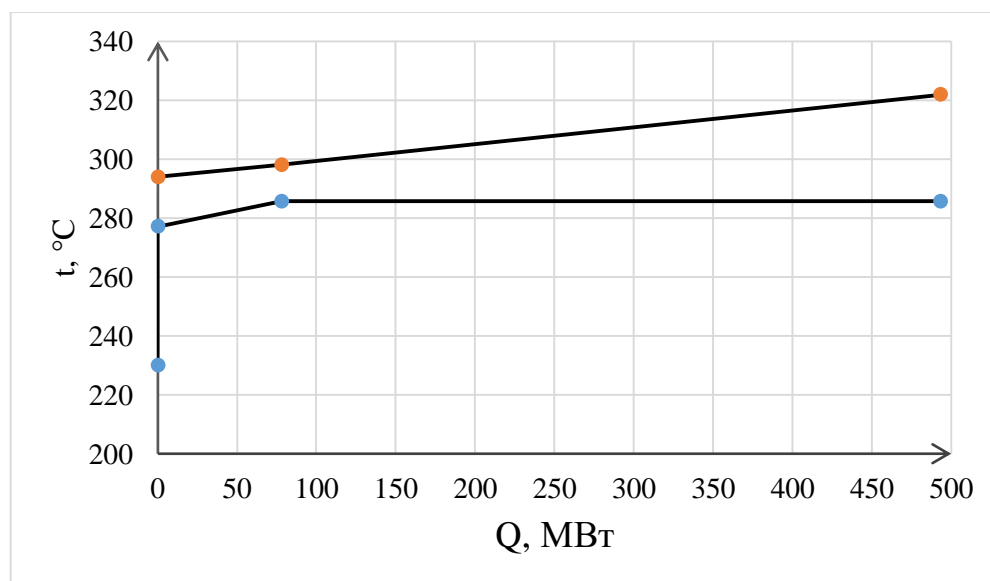


Рисунок 4 - t-Q диаграмма

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

## 2.4 Тепловой расчёт

Расчет позволяет найти коэффициент теплоотдачи, плотность теплового потока, коэффициент теплопередачи и площадь теплопередающей поверхности модулей парогенератора (экономайзера и испарителя). Также определяется площадь теплопередающей поверхности всего ПГ и длина его труб.

Выбираем следующие марки стали:

- для труб теплопередающей поверхности – 12Х18Н10Т;
- для коллектора теплоносителя – 10ГН2МФА, плакированная со стороны, омываемой теплоносителем, сталью 12Х18Н10Т;
- для элементов корпуса – 10ГН2МФА.

### 2.4.1 Расчет толщины стенок труб теплопередающей поверхности

Толщины стенки труб теплопередающей поверхности, мм:

$$\delta_p = \frac{P_{1p} \cdot d_H}{2 \cdot \phi \cdot [\sigma] + P_{1p}} + C.$$

Расчетное давление теплоносителя:

$$P_{1p} = 0,9 \cdot 1,25 \cdot P_1 = 0,9 \cdot 1,25 \cdot 15,7 = 17,6 \text{ МПа.}$$

Переведем расчетное давление теплоносителя в другие единицы измерения:

$$P_{1p} = 17,6 \cdot 0,102 = 1,8 \text{ кгс/мм}^2.$$

Расчетную температуру стенки труб во входном сечении в первом приближении можно рассчитать по формуле:

$$t'_{CT.P} = 0,5 \cdot (t'_1 + t_{S2}) = 0,5 \cdot (322 + 285,8) = 303,9 \text{ }^\circ\text{C.}$$

При  $t'_{CT.P} = 303,9 \text{ }^\circ\text{C}$  для стали 12Х18Н10Т из [4, с.340, П.11] возьмем номинальное допускаемое напряжение  $[\sigma_H] = 12 \text{ кгс/мм}^2 \approx 118 \text{ МПа}$ . Так как

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

трубки поверхности теплообмена бесшовные, то коэффициент прочности  $\phi = 1$ ,  
 $d_H = 16$  мм.

Тогда:

$$\delta_p - C = \frac{1,8 \cdot 16}{2 \cdot 1 \cdot 12 + 1,8} = 1,1.$$

Величина  $C$  определяется как:

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

Прибавка к толщине на минусовой допуск:

$$C_1 = 0,11 \cdot (\delta_p - C) = 0,1 \cdot 1,1 = 0,1 \text{ мм}.$$

Прибавка к толщине на утонение за счет коррозии принимаем  $C_2 = 0$ .

Необходимое утолщение  $\delta_p$  по технологическим, монтажным и другим причинам проектирующих или изготавливающих предприятий принимаем  $C_3 = 0$ .

Утонение стенки в месте гибов определим по следующей формуле, при этом будем считать овальность трубы  $a = 12\%$  и толщину стенки в первом приближении примем  $\delta_p = 1,5$  мм:

$$C_4 = \left[ \frac{1,5 \left( \frac{a}{100} - \frac{\delta_p}{d_H} \right)}{1,5 \frac{a}{100} + \frac{\delta_p}{d_H}} \right] \delta_p = \left[ \frac{1,5 \left( \frac{12}{100} - \frac{1,5}{16} \right)}{1,5 \frac{12}{100} + \frac{1,5}{16}} \right] \cdot 1,5 = 0,2.$$

Таким образом, общая прибавка к  $\delta_p$  определится из соотношения:

$$C = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 = 0,1 + 0 + 0 + 0,2 = 0,3 \text{ мм};$$
$$\delta_p = 1,1 + 0,3 = 1,4 \text{ мм}.$$

Из стандартного ряда принимаем ближайшее большее значение толщины трубки поверхности теплообмена  $\delta_p = 1,4$  мм.

Внутренний диаметр труб:

$$d_B = d_H - 2 \cdot \delta = 16 - 2 \cdot 1,4 = 13,2 \text{ мм}.$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56



Площадь живого сечения трубы:

$$f_{TP} = \frac{\pi \cdot d_B^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0,0132^2}{4} = 1,368 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

#### 2.4.2 Число труб теплопередающей поверхности

Диапазон изменения скорости ТН в трубках теплопередающей поверхности 3 ÷ 5 м/с. Принимаем скорость теплоносителя на входе в трубки  $\omega_{1BX} = 3 \text{ м/с}$ .

Средняя плотность теплоносителя на входе трубки:

$$\bar{\rho} = f(t'_{TH}, P_1) = 709,7 \text{ кг/м}^3.$$

Из уравнения неразрывности определим число труб теплопередающей поверхности:

$$F \cdot \omega_{1BX} = \frac{G}{\rho},$$

где  $F = n_{TP} \cdot \frac{\pi \cdot d_{BH}^2}{4}$  – площадь живого сечения всех трубок ПГ, м<sup>2</sup>;

$d_{BH} = 0,0132$  – внутренний диаметр трубки, м;

$G = 3151,3$  – расход ТН, кг/с.

Тогда число трубок:

$$n_{TP} = \frac{4 \cdot G}{\omega_{1BX} \cdot \bar{\rho} \cdot \pi \cdot d_{BH}^2} = \frac{4 \cdot 3151,3}{3 \cdot 709,7 \cdot \pi \cdot (0,0132)^2} = 10814,98 \approx 10815 \text{ шт.}$$

#### 2.4.3 Расчет площади теплопередающей поверхности испарительного участка ПГ

Исходные данные:

$$Q_{II} = 415,1 \text{ МВт}; t'_{1II} = t'_1 = 322 \text{ }^\circ\text{C}; t''_{1II} = 294 \text{ }^\circ\text{C}; t'_{2II} = t''_{2II} = t_{S2} = 285,8 \text{ }^\circ\text{C}.$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Площадь теплопередающей поверхности рассчитывается по формуле:

$$S_{II} = \frac{Q_{II}}{\overline{k}_{II} \cdot \overline{\Delta t}_{II}},$$

где  $\overline{\Delta t}_{II}$  – средний температурный напор на испарительном участке;

$\overline{k}_{II}$  – средний коэффициент теплоотдачи на испарительном участке.

$$\overline{\Delta t}_{II} = \frac{(t'_{1II} - t''_{2II}) - (t''_{1II} - t'_{2II})}{\ln \left[ \frac{(t'_{1II} - t''_{2II})}{(t''_{1II} - t'_{2II})} \right]} = \frac{(322 - 285,8) - (294 - 285,8)}{\ln \left[ \frac{(322 - 285,8)}{(294 - 285,8)} \right]} = 18,8 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Так как отношение  $d_n / d_g = 1,21 \leq 2$ , то коэффициент теплоотдачи рассчитывается по формуле [4, с.248]:

$$k = \left[ \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + 2 \cdot R_{ок} + \frac{1}{\alpha_2} \right]^{-1}.$$

Так как материал трубок поверхности нагрева аустенитная нержавеющая сталь марки 12X18Н10Т, то термическое сопротивление окислов  $R_{ок} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$ .

Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке:

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \text{Re}^{0,8} \cdot \text{Pr}^{0,43} \cdot C_t \cdot C_l,$$

где поправочные коэффициенты  $C_t$  и  $C_l$  в расчёте можно принять равными единице.

Для точности расчета теплоотдачу на испарителе будем считать для входного и выходного участков (по ТН), т.е. считаем коэффициент теплопередачи во входном сечении испарителя ( $k_{ВХ}$ ) и в выходном ( $k_{ВЫХ}$ ).

Коэффициенты  $k_{ВХ}$  и  $k_{ВЫХ}$  должны различаться не более чем на 25%, иначе будет необходимо разбивать испарительный участок ПГ пополам и считать коэффициенты теплопередачи для трех сечений вход, выход и середина.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Теплоноситель движется внутри трубок, поэтому гидравлический диаметр равен внутреннему диаметру трубки поверхности нагрева ( $d_{\Gamma} = d_B$ ).

Рассчитаем скорости теплоносителя на входе и на выходе трубки:

$$\omega_{1BX} = \frac{G}{\rho_{1BX} \cdot n_{mp} \cdot f_{mp}} = \frac{3151,3}{675,4 \cdot 10815 \cdot 1,368 \cdot 10^{-4}} = 3,15 \text{ м/с};$$

$$\omega_{1BЫX} = \frac{G}{\rho_{1BЫX} \cdot n_{mp} \cdot f_{mp}} = \frac{3151,3}{738,8 \cdot 10815 \cdot 1,368 \cdot 10^{-4}} = 2,88 \text{ м/с},$$

где  $\rho_{1BX} = f(P_1; t'_1) = 675,4 \text{ кг/м}^3$  – плотность ТН на входе в трубки испарителя;  
 $\rho_{1BЫX} = f(P_1; t''_{1И}) = 738,8 \text{ кг/м}^3$  – плотность ТН на выходе из трубок испарителя.

Определим число Рейнольдса для входного и выходного участков:

$$\text{Re}_{BX} = \frac{\omega_{1BX} \cdot d_{\Gamma}}{\nu_{1BX}} = \frac{3,15 \cdot 13,2 \cdot 10^{-3}}{1,18 \cdot 10^{-7}} = 3,52 \cdot 10^5;$$

$$\text{Re}_{BЫX} = \frac{\omega_{1BЫX} \cdot d_{\Gamma}}{\nu_{1BЫX}} = \frac{2,88 \cdot 13,2 \cdot 10^{-3}}{1,23 \cdot 10^{-7}} = 3,09 \cdot 10^5,$$

где  $\nu_{1BX} = f(P_1; t'_1) = 1,18 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$  – кинематическая вязкость на входном участке;

$\nu_{1BЫX} = f(P_1; t''_{1И}) = 1,23 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$  – кинематическая вязкость на выходном участке.

Коэффициенты теплопроводности теплоносителя и критерии Прандтля:

$$\lambda_{1BX}(P_1, t'_{1И}) = 0,514 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}; \quad \lambda_{1BЫX}(P_1, t''_{1И}) = 0,57 \text{ Вт/м} \cdot \text{К};$$

$$\text{Pr}_{BX}(P_1, t'_{1И}) = 0,965; \quad \text{Pr}_{BЫX}(P_1, t''_{1И}) = 0,847.$$

Найдем  $\alpha_{1BX}$  и  $\alpha_{1BЫX}$ :

$$\alpha_{1BX} = 0,021 \cdot \frac{0,514}{13,2 \cdot 10^{-3}} \cdot (3,52 \cdot 10^5)^{0,8} \cdot 0,965^{0,43} \cdot 1 \cdot 1 = 22089,61 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$\alpha_{1BЫX} = 0,021 \cdot \frac{0,57}{13,2 \cdot 10^{-3}} \cdot (3,09 \cdot 10^5)^{0,8} \cdot 0,847^{0,43} \cdot 1 \cdot 1 = 20852,89 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

Теплоотдача от стенки к рабочему телу в испарителе ПГ происходит в условиях кипения в большом объеме. Выбираем следующую формулу для расчета коэффициента теплоотдачи рабочего тела ( $\alpha_{2BX}$ ).

Определим  $\alpha_{2BX}$  по формуле ЦКТИ:

$$\alpha_{2BX} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (T_s - 373)} \cdot q^{0,7},$$

где  $q$  – плотность теплового потока, Вт/м<sup>2</sup>;

$T_s$  – температура насыщения рабочей среды, °С.

Это уравнение решают методом последовательных итераций: ориентировочно задаются значением  $q = q'$ , рассчитывают значение  $\alpha'_2$ ,  $k'_2$ , затем определяют  $q'' = k' \cdot \Delta t$ . Если выполняется условие  $0,95 \leq \frac{q'}{q''} \leq 1,05$ , то расчет заканчивается. Если условие не выполняется, то расчет продолжается и в качестве нового значения  $q$  принимается  $q''$ . Для первой итерации величина  $q'$  может быть принята равной:

$$q' = (0,7 \div 0,8) \cdot \Delta t \cdot \left( \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + 2R_{ок} \right)^{-1},$$

где  $\lambda_{CT}$  – коэффициент теплопроводности, определяется по температуре стенки, Вт / м · К ;

$\Delta t$  – температурный напор в соответствующем сечении испарителя, °С.

Температуры стенки во входном и выходном сечении испарительного участка можно принять равными:

$$t_{CT}^{BX} = t_s + 0,3 \cdot (t'_{1И} - t_s) = 285,8 + 0,3 \cdot (322 - 285,8) = 296,6 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{CT}^{BBIX} = t_s + 0,3 \cdot (t''_{1И} - t_s) = 285,8 + 0,3 \cdot (298,1 - 285,8) = 289,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Коэффициенты теплопроводности стенки во входном и выходном сечении испарительного участка из [4, с.339, П.9]:

$$\lambda_{CT}^{BX} = 18,755 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}; \quad \lambda_{CT}^{BBIX} = 18,663 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}.$$

					<b>ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ</b>	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Температурный напор на входе и выходе испарительного участка:

$$\Delta t_{BX} = t'_1 - t_{S2} = 322 - 285,8 = 36,1 \text{ } ^\circ\text{C};$$
$$\Delta t_{ВЫХ} = t''_{1И} - t_{S2} = 298,1 - 285,8 = 12,3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Коэффициент теплопередачи на входном участке испарителя:

$$q' = 0,75 \cdot 36,1 \cdot \left( \frac{1}{22089} + \frac{1,4 \cdot 10^{-3}}{18,755} + 2 \cdot 2 \cdot 10^{-5} \right)^{-1} = 169,6 \text{ кВт/м}^2.$$

Тогда:

$$\alpha'_{2BX} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (285,8 + 273,15 - 373)} \cdot (169,6 \cdot 10^3)^{0,7} = 39917,72 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$k'_{BX} = \left[ \frac{1}{22089} + \frac{1,4 \cdot 10^{-3}}{18,755} + 2 \cdot 2 \cdot 10^{-5} + \frac{1}{39917,72} \right]^{-1} = 5406,3 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$q'' = k'_{BX} \cdot \Delta t_{\text{ex}} = 5406,3 \cdot 36,1 = 195,5 \text{ кВт/м}^2.$$

Так как  $\frac{q'}{q''} = 0,867$ , то необходимо произвести вторую итерацию. При-

ем  $q' = q'' = 195,5 \text{ кВт/м}^2$ :

$$\alpha'_{2BX} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (285,8 + 273,15 - 373)} \cdot (195,5 \cdot 10^3)^{0,7} =$$
$$= 44094 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$k'_{BX} = \left[ \frac{1}{22089} + \frac{1,4 \cdot 10^{-3}}{18,755} + 2 \cdot 2 \cdot 10^{-5} + \frac{1}{44094} \right]^{-1} = 5476,5 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$q'' = k'_{BX} \cdot \Delta t_{\text{ex}} = 5476,5 \cdot 36,1 = 198,08 \text{ кВт/м}^2.$$

Так как  $\frac{q'}{q''} = 0,987$ , то заканчиваем расчет и принимаем

$$k_{BX} = 5476,5 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

Аналогично определим для выходного участка:

$$q' = 0,75 \cdot 12,28 \cdot \left( \frac{1}{20852} + \frac{1,4 \cdot 10^{-3}}{18,663} + 2 \cdot 2 \cdot 10^{-5} \right)^{-1} = 56,55 \text{ кВт/м}^2.$$

					Лист
					61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

Тогда:

$$\alpha'_{2БВЛХ} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (285,8 + 273,15 - 373)} \cdot (56,55 \cdot 10^3)^{0,7} = 18501 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$k'_{БВЛХ} = \left[ \frac{1}{20852} + \frac{1,4 \cdot 10^{-3}}{18,663} + 2 \cdot 2 \cdot 10^{-5} + \frac{1}{18501} \right]^{-1} = 4607,9 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$q'' = k'_{БВЛХ} \cdot \Delta t = 4607,9 \cdot 12,28 = 56,62 \text{ кВт/м}^2.$$

Так как  $\frac{q'}{q''} = 0,998$ , то заканчиваем расчет и принимаем

$$k_{БВЛХ} = 4607,9 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

Коэффициенты  $k_{БХ}$  и  $k_{БВЛХ}$  должны различаться не более чем на 25%, т.е.:

$$\frac{k_{БХ} - k_{БВЛХ}}{k_{БХ}} \cdot 100\% = \frac{5406,3 - 4607,9}{5406,3} \cdot 100\% = 14,76 \text{ \%}.$$

Определим средний коэффициент теплопередачи:

$$\bar{k}_И = \frac{k_{БХ} + k_{БВЛХ}}{2} = \frac{5406,3 + 4607,9}{2} = 5007,12 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

Определим площадь теплопередающей поверхности испарительного участка:

$$S_И = \frac{Q_И}{\bar{k}_И \cdot \Delta t_И} = \frac{415,1 \cdot 10^6}{5007,12 \cdot 18,8} = 4405,4 \text{ м}^2.$$

Параметры испарительного участка ПГ представлены в таблице Б.1.

#### 2.4.4 Расчет площади теплопередающей поверхности экономайзерного участка ПГ

Исходные данные:

$$Q_Э = 78,03 \text{ МВт}; t'_{1Э} = t''_{1И} = 298,1 \text{ }^\circ\text{C}; t''_{1Э} = t''_1 = 294 \text{ }^\circ\text{C}; \\ t'_{2Э} = t_Ц = 277,1 \text{ }^\circ\text{C} \text{ (при } k_Ц = 6); t''_{2Э} = t_{S2} = 285,8 \text{ }^\circ\text{C}.$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

На экономайзерный участок ПГ поступает вода, недогретая до кипения. Так как на всем участке температура теплоносителя  $t_{19} > t_s = 285,8^\circ\text{C}$ , а недогрев до  $t_s$  рабочего тела относительно невелик, то теплоотдача от стенки труб к рабочему телу возможна в условиях омывания некипящей водой, если температура наружной поверхности стенки труб  $\bar{t}_{CT} < t_s$  и в условиях поверхностного кипения недогретой до  $t_s$  воды, если  $\bar{t}_{CT} > t_s$ . Теплоотдача на экономайзерном участке считается для средних температур теплоносителя и рабочего тела.

Определим средние температуры ТН и РТ:

$$\bar{t}_{19} = \frac{t''_{19} + t'_{19}}{2} = \frac{298,1 + 294}{2} = 296,1^\circ\text{C};$$

$$\bar{t}_{29} = \frac{t''_{29} + t'_{29}}{2} = \frac{277,1 + 285,8}{2} = 281,5^\circ\text{C};$$

$$\bar{t}_{CT} = \frac{\bar{t}_{19} + \bar{t}_{29}}{2} = \frac{296,1 + 281,5}{2} = 288,8^\circ\text{C};$$

$$288,8 > 285,8 \text{ т.е. } \bar{t}_{CT} > t_s \Rightarrow$$

Теплоотдача от стенки труб к рабочему телу происходит в условиях поверхностного кипения недогретой до температуры насыщения воды.

Коэффициент теплоотдачи ТН считается для режима теплоотдачи при поверхностном кипении недогретой до температуры воды в межтрубном пространстве ПГ. Алгоритм его расчета такой же, как и на испарительном участке, только по средней температуре ТН.

Площадь теплопередающей поверхности рассчитывается по формуле [4, стр.246]:

$$S_9 = \frac{Q_9}{\bar{k}_9 \cdot \Delta t_9},$$

где  $\Delta t_9$  – средний температурный напор на экономайзерном участке ПГ;

$\bar{k}_9$  – средний коэффициент теплопередачи на экономайзерном участке ПГ;

Средний температурный напор:

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$$\overline{\Delta t_3} = \frac{(t'_{13} - t''_{23}) - (t''_{13} - t'_{23})}{\ln \left[ \frac{(t'_{13} - t''_{23})}{(t''_{13} - t'_{23})} \right]} = \frac{(298,1 - 285,8) - (294 - 277,1)}{\ln \left[ \frac{298,1 - 285,8}{294 - 277,1} \right]} = 14,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Так как отношение  $\frac{d_u}{d_6} = 1,21 \leq 2$ , то коэффициент теплоотдачи рассчитывается по формуле:

$$k_3 = \left[ \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}} + 2 \cdot R_{OK} + \frac{1}{\alpha_2} \right]^{-1}.$$

Так как материал трубок поверхности нагрева аустенитная нержавеющая сталь марки 12X18H10T, то термическое сопротивление окислов примем  $R_{OK} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$ .

Коэффициент теплоотдачи от ТН к стенке [4, стр.103]:

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \text{Re}^{0,8} \cdot \text{Pr}^{0,43} \cdot C_t \cdot C_l,$$

где поправочные коэффициенты  $C_t$  и  $C_l$  в расчёте можно принять равными единице.

Теплоноситель движется внутри трубок, поэтому гидравлический диаметр равен внутреннему диаметру трубки поверхности нагрева ( $d_\Gamma = d_B$ ).

Определим среднюю скорость ТН:

$$\overline{\omega}_{13} = \frac{G}{\rho_{13} \cdot n_{mp} \cdot f_{mp}} = \frac{3151,27}{734,85 \cdot 10815 \cdot 136,85 \cdot 10^{-6}} = 2,897 \text{ м/с},$$

где  $\overline{\rho}_{13} = f(P_1; \overline{t}_{13}) = 734,85 \text{ кг/м}^3$  – средняя плотность ТН на экономайзерном участке ПГ.

Теплофизические свойства ТН для средней температуры  $\overline{t}_{13} = 296,1 \text{ } ^\circ\text{C}$ :

$\lambda_1 = 0,567 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}$  – коэффициент теплопроводности;

$\nu_1 = 1,22 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$  – кинематическая вязкость;

$\text{Pr}_1 = 0,851$  – число Прандтля.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



Определим число Рейнольдса:

$$Re_{1Э} = \frac{\overline{\omega}_{1Э} \cdot d_{\Gamma}}{\nu_1} = \frac{2,897 \cdot 13,2 \cdot 10^{-3}}{1,22 \cdot 10^{-7}} = 3,118 \cdot 10^5.$$

Найдем  $\alpha_{1Э}$ :

$$\alpha_{1Э} = 0,021 \cdot \frac{0,567}{13,2 \cdot 10^{-3}} \cdot (3,118 \cdot 10^5)^{0,8} \cdot 0,851^{0,43} \cdot 1 \cdot 1 = 20920 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

Теплоотдача от стенки к рабочему телу на экономайзерном участке ПГ происходит в условиях кипения в большом объеме. Поэтому согласно рекомендациям [4, с 114] выбираем следующую формулу для расчета коэффициента теплоотдачи рабочего тела ( $\alpha_{2Э}$ ).

Определим  $\alpha_{2Э}$  по формуле ЦКТИ:

$$\alpha_{2Э} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (T_s - 373)} \cdot q^{0,7},$$

где  $q$  – плотность теплового потока, Вт/м<sup>2</sup>;

$T_s$  – температура насыщения рабочей среды, °С.

Это уравнение решают методом последовательных итераций: ориентировочно задаются значением  $q = q'$ , рассчитывают значение  $\alpha'_2$ ,  $k'_2$ , затем определяют  $q'' = k' \cdot \Delta t$ . Если выполняется условие  $0,95 \leq \frac{q'}{q''} \leq 1,05$ , то расчет заканчивается. Если условие не выполняется, то расчет продолжается и в качестве нового значения  $q$  принимается  $q''$ . Для первой итерации величина  $q'$  может быть принята равной:

$$q' = (0,7 \div 0,8) \cdot \Delta t_{Э} \cdot \left( \frac{1}{\alpha_{1Э}} + \frac{\delta_{СТ}}{\lambda_{СТ}} + 2R_{ОК} \right)^{-1},$$

где  $\lambda_{СТ}$  – коэффициент теплопроводности, определяется по температуре стенки, Вт / м · К;

$\Delta t$  – температурный напор, °С.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Определим температурный напор:

$$\Delta t_{\text{э}} = \bar{t}_{1\text{э}} - t_s = 296,1 - 285,8 = 10,2 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Коэффициент теплопроводности стенки для средней температуры  $\bar{t}_{1\text{э}} = 296,1 \text{ } ^\circ\text{C}$ :  $\lambda_{\text{СТ}} = 18,7 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$ .

Коэффициент теплопередачи в первой итерации:

$$q' = 0,75 \cdot 10,2 \cdot \left( \frac{1}{20920} + \frac{1,4 \cdot 10^{-3}}{18,7} + 2 \cdot 10^{-5} \right)^{-1} = 47,16 \text{ кВт/м}^2.$$

Тогда:

$$\alpha_{2\text{э}} = \frac{10,45}{3,3 - 0,0113 \cdot (285,8 + 273,15 - 373)} \cdot (47,16 \cdot 10^3)^{0,7} = 16294 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$k_{\text{э}} = \left[ \frac{1}{20920} + \frac{1,4 \cdot 10^{-3}}{18,7} + 2 \cdot 2 \cdot 10^{-5} + \frac{1}{16294} \right]^{-1} = 4463,51 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$q'' = k_{\text{э}} \cdot \Delta t = 4463,51 \cdot 10,2 = 45,65 \text{ кВт/м}^2, \frac{q'}{q''} = 1,03 \Rightarrow$$

Так как  $\frac{q'}{q''} = 1,03$ , то то заканчиваем расчет и принимаем

$$k_{\text{э}} = 4463,51 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

Определим площадь теплопередающей поверхности экономайзерного участка:

$$S_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{э}}}{k_{\text{э}} \cdot \Delta t_{\text{э}}} = \frac{78,03 \cdot 10^6}{4463,51 \cdot 14,5} = 1209,7 \text{ м}^2.$$

Параметры экономайзерного участка ПГ показаны в таблице Б.2.

## 2.4.5 Расчет площади теплопередающей поверхности ПГ и длины трубок

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Так как в процессе эксплуатации ПГ возможно образование отложений, образование течей в отдельных трубках и их заглушка, то фактическая площадь теплопередающей поверхности рассчитывается с некоторым запасом, который учитывается коэффициентом запаса. Значение коэффициента запаса принимается из интервала  $1,1 \div 1,25$ . Примем коэффициент запаса по теплопередающей поверхности  $k_3 = 1,15$ .

Расчетная площадь теплопередающей поверхности:

$$S_p = S_{II} + S_{\text{э}} = 4405,4 + 1209,7 = 5615,1 \text{ м}^2.$$

Площадь теплопередающей поверхности ПГ:

$$S = S_p \cdot k_3 = 5615,1 \cdot 1,15 = 6457,4 \text{ м}^2.$$

Длина труб теплопередающей поверхности ПГ:

$$L = \frac{S}{\pi \cdot d_{CP}} = \frac{6457,4}{\pi \cdot 14,6 \cdot 10^{-3}} = 140,78 \cdot 10^3 \text{ м}.$$

Длина одной трубы:

$$l = \frac{L}{n_{TP}} = \frac{140,78 \cdot 10^3}{10815} = 13 \text{ м}.$$

## 2.5 Конструкторский расчет и расчет на прочность отдельных узлов

В горизонтальном ПГ АЭС поверхность теплообмена выполнена в виде пучка U-образных трубок, закрепленных во внутренних вертикальных коллекторах. Внутреннее пространство барабана ПГ разделено на водяной и паровой объемы условной поверхностью – зеркалом испарения ЗИ.

Осушение пароводяной смеси происходит в два этапа: за счет осадительной сепарации в паровом объеме и в результате прохождения пара через жалюзийные сепараторы ЖС. Кроме этого над теплопередающей поверхностью уста-

					<b>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

навливают: погруженный дырчатый лист (щит) ПДЛ, предназначенный для выравнивания нагрузки зеркала испарения, и пароприемный потолок ПП за жалюзийным сепаратором, служащий для выравнивания нагрузки парового объема.

Целью конструкторского расчета горизонтального ПГ является определение основных габаритных размеров корпуса, геометрических характеристик коллекторов, дырчатых листов, жалюзийных сепараторов и т.д. при соблюдении рекомендуемых скоростей среды в элементах, перечисленных выше и во внутрикорпусных устройствах.

Полный конструкторский расчет представлен в приложении В.

## 2.6 Расчет на прочность

### 2.6.1 Корпус парогенератора

Корпус ПГ состоит из трех цилиндрических обечаек (две боковые и одна центральная) и двух эллиптических днищ. Материал корпуса – сталь марки 10ГН2МФА.

Расчетное давление рабочего тела:

$$P_{2P} = 0,9 \cdot 1,25 \cdot P_2 = 0,9 \cdot 1,25 \cdot 7 = 7,88 \text{ МПа.}$$

Переведем расчетное давление РТ в другие единицы измерения:

$$P_{2P} = 7,88 \cdot 0,102 = 0,803 \text{ кгс/мм}^2.$$

Расчётная температура пара  $t_s(P_{2P}) = 293,9 \text{ }^\circ\text{C}$ . При этой температуре для стали 10ГН2МФА  $[\sigma_H] = 22,09 \text{ кгс/мм}^2 = 216,6 \text{ МПа}$ .

Внутренний диаметр корпуса  $D_{Б.ВН} = 4,608 \text{ м}$ .

### 2.6.2 Толщина стенки центральной обечайки

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Так как центральная обечайка корпуса имеет четыре неукрепленных отверстия под коллектор подвода и отвода теплоносителя, то расчет ее на прочность произведем с учетом трех коэффициентов прочности. Для этого сделаем развертку центральной обечайки корпуса ПГ, зная  $D_{Б.ВН}$ . Из развертки видно, что компоновка отверстий шахматная, если искусственно дорисовать недостающие отверстия.

Из развертки определяем необходимые шаги:

- Диаметр отверстий под коллекторы:  $d_{ОТВ}^K = 1111$  мм;
- Продольный шаг расположения отверстий:  $S_{1К} = 2040$  мм;
- Шаг между отверстиями в поперечном направлении:  $S_{2К} = 1580$  мм;
- Относительный шаг для расчета  $\phi_3$ :  $m = \frac{S_{2К}}{S_{1К}} = \frac{1580}{2040} = 0,77$ .

Рассчитаем коэффициенты прочности  $\phi$  по следующим формулам:

- для продольного ряда:  $\phi_1 = \frac{S_{1К} - d_{ОТВ}^K}{S_{1К}} = \frac{2040 - 1111}{2040} = 0,455$ ;
- для поперечного ряда:  $\phi_2 = \frac{2 \cdot (S_{2К} - d_{ОТВ}^K)}{S_{2К}} = \frac{2 \cdot (1580 - 1111)}{1580} = 0,593$ ;
- для диагонального ряда:

$$\phi_3 = \left( 1 - \frac{2 \cdot d_{ОТВ}^K}{2 \cdot S_{1К}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1+m^2}} \right) \cdot \left[ \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{m^2}{\sqrt{1+m^2}} \right)} \right]^{-1} =$$

$$= \left( 1 - \frac{1111}{2040} \cdot \frac{1}{\sqrt{1+0,77^2}} \right) \cdot \left[ \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{0,77^2}{\sqrt{1+0,77^2}} \right)} \right]^{-1} = 0,709.$$

Проведем расчет по наименьшему коэффициенту прочности  $\phi = \phi_1 = 0,455$  и для  $C=0$ :

$$\delta_P^{ЦО} = \frac{P_{2P} \cdot d_{ВН}^K}{2 \cdot \phi \cdot [\sigma_H] - P_{2P}} + C = \frac{0,803 \cdot 4608}{2 \cdot 0,455 \cdot 22,09 - 0,803} + 0 = 191,62 \approx 192 \text{ мм.}$$

					Лист
					69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

### 2.6.3 Толщина стенок боковых обечаяек

Считаем, что имеющиеся в боковых обечайках отверстия укреплены патрубками, штуцерами или накладками. Поэтому коэффициент прочности для этих элементов корпуса  $\varphi = 1$  и  $C = 0$ :

$$\delta_P^{BO} = \frac{P_{2P} \cdot d_{BH}^K}{2 \cdot \phi \cdot [\sigma_H] - P_{2P}} + C = \frac{0,803 \cdot 4608}{2 \cdot 1 \cdot 22,09 - 0,803} + 0 = 85,3 \text{ мм.}$$

Округлим до большего целого числа и примем толщину стенки боковой обечайки корпуса ПГ равной  $\delta_P^{BO} = 86$  мм.

### 2.6.4 Толщина стенки эллиптических днищ

Считаем, что имеющиеся в двух эллиптических днищах отверстия укреплены патрубками, штуцерами или накладками. Поэтому коэффициент прочности для этих элементов корпуса  $\varphi = 1$  и  $C = 0$ :

$$\delta_P^{ЭД} = \frac{P_{2P} \cdot d_{BH}^K}{4 \cdot \phi \cdot [\sigma_H]} \cdot \frac{d_{BH}^K}{2H_d} + C,$$

где  $H_d = 0,25 \cdot d_{BH}^K = 0,25 \cdot 4,608 \cdot 10^3 = 1152$  – высота эллиптического днища, мм.

Тогда:

$$\delta_P^{ЭД} = \frac{0,803 \cdot 4608}{4 \cdot 1 \cdot 22,09} \cdot \frac{4608}{2 \cdot 1152} = 83,7 \text{ мм.}$$

Округлим до большего целого числа и примем толщину стенок эллиптических днищ корпуса ПГ  $\delta_P^{ЭД} = 84$  мм.

### 2.6.5 Толщина крышек люков-лазов и крышки коллектора ТН

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Толщина крышек, люков-лазов и крышки коллектора теплоносителя может быть рассчитана по формуле:

$$\delta_p = \frac{K}{K_0} \cdot d \cdot \sqrt{\frac{P_p}{[\sigma_H]}}$$

где

- для крышек  $K = 0,6$ ;
- $d$  – средний диаметр окружности болтов;
- $K_0 = 1 - 0,43 \cdot (d_0 / d)$  – для крышек с отверстием при  $d_0 / d \leq 0,35$ ;
- Диаметр отверстий под болты  $d_0 = 20$  мм.

Определим толщину крышки люков-лазов:

- Средний диаметр окружности люков-лазов  $d = 500$  мм.

Тогда:

$$K_0 = 1 - 0,43 \cdot \frac{20}{500} = 0,983;$$

$$\delta_p^{III} = \frac{K}{K_0} \cdot d \cdot \sqrt{\frac{P_{2P}}{[\sigma_H]}} = \frac{0,6}{0,983} \cdot 500 \cdot \sqrt{\frac{0,803}{22,09}} = 58,2 \text{ мм.}$$

Округлим до большего целого числа и получим толщину крышки люков-лазов = 59 мм.

Определим толщину крышки коллекторов:

- Диаметр отверстий под болты:  $d_0 = 20$  мм;
- Средний диаметр окружности коллекторов:  $d = 693$  мм;
- Расчетное давление теплоносителя:  $P_{1P} = 1,721$  кгс/мм<sup>2</sup>.
- Расчётная температура ТН  $t_1 = 320$  °С. При этой температуре для стали 10ГН2МФА  $[\sigma_H] = 21,5$  кгс/мм<sup>2</sup>.

Тогда:

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

$$K_0 = 1 - 0,43 \cdot \frac{20}{1111} = 0,992;$$

$$\delta_P^{KP.KOЛ} = \frac{K}{K_0} \cdot d \cdot \sqrt{\frac{P_{1P}}{[\sigma_H]}} = \frac{0,6}{0,992} \cdot 1111 \cdot \sqrt{\frac{1,801}{22,09}} = 191,8 \text{ мм.}$$

## 2.7 Система подачи питательной воды

Устройство раздачи основной питательной воды состоит из трубопроводов, коллекторов и раздающих труб, имеющих по своей длине «лучи» для выхода питательной воды. Задавшись скоростью в коллекторе питательной воды и раздающих трубах (выбирается в диапазоне 5–6 м/с), определим их диаметры проходного сечения:

$$d_{BH}^{KOЛ} = \sqrt{\frac{4 \cdot D_{ПВ} \cdot \mathcal{G}_{ПВ}}{W_{ПВ} \cdot n_{ТР} \cdot \pi}},$$

где  $D_{ПВ} = 283,2$  – расход питательной воды, кг/с;

$\mathcal{G}_{ПВ}(P_2, t_{ПВ}) = 1,2 \cdot 10^{-3}$  – удельный объем питательной воды, м<sup>3</sup>/кг;

$n_{ТР}$  – количество трубок, шт.;

$W_{ПВ}$  – скорость питательной воды, м/с.

Скорость воды в коллекторе и раздающих трубах примем  $W_{ПВ} = 5$  м/с.

Внутренний диаметр коллектора питательной воды:

$$d_{BH}^{KOЛ} = \sqrt{\frac{4 \cdot 283,2 \cdot 1,2 \cdot 10^{-3}}{5 \cdot 1 \cdot \pi}} = 294,5 \text{ мм.}$$

Из стандартного ряда выбираем трубу  $\varnothing 325 \times 8$  мм.

Внутренний диаметр раздающих труб:

$$d_{BH}^{PAZ} = \sqrt{\frac{4 \cdot 283,2 \cdot 1,2 \cdot 10^{-3}}{5 \cdot 2 \cdot \pi}} = 208,3 \text{ мм.}$$

Из стандартного ряда выбираем трубу  $\varnothing 219 \times 7$  мм.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72



Задавшись скоростью в отводящих трубках и их диаметром, рассчитаем их количество:

$$n_{\text{ОТВ.ТР}} = \frac{4 \cdot D_{\text{ПВ}} \cdot g_{\text{ПВ}}}{W_{\text{ОТВ.ТР}} \cdot (d_{\text{ВН}}^{\text{ОТВ.ТР}})^2 \cdot \pi}$$

Скорость в отводящих трубках:

$$W_{\text{ОТВ.ТР}} = (1,3 \div 1,8) \cdot W_{\text{ПВ}} = 1,5 \cdot 5 = 7,5 \text{ м/с.}$$

Отводящие трубки диаметром  $60 \times 2 \text{ мм} \Rightarrow d_{\text{ВН}}^{\text{ОТВ.ТР}} = 56 \text{ мм.}$

Количество отводящих трубок:

$$n_{\text{ОТВ.ТР}} = \frac{4 \cdot 283,2 \cdot 1,2 \cdot 10^{-3}}{7,5 \cdot (56 \cdot 10^{-3})^2 \cdot \pi} = 18,44 \Rightarrow 19 \text{ шт.}$$

## 2.8 Расчет сепарации и водного режима

В горизонтальных ПГ АЭС разделение пароводяной смеси происходит за счет осадительной сепарации в паровом объеме, а окончательная осушка пара – в жалюзийных сепараторах (ЖС). Влажность пара после сепараторов не должна превышать 0,2 – 0,25 %.

Для равномерного распределения пара в объеме над теплопередающей поверхностью устанавливают дырчатые листы (щиты):

- в водяном объеме над трубным пучком – погруженный дырчатый лист (ПДЛ);
- в паровом объеме за жалюзийным сепаратором – пароприемный потолок.

Целью расчета сепарации является определение основных характеристик дырчатых листов и жалюзийных сепараторов при соблюдении допустимого уровня соответствующих скоростей, обеспечивающих необходимую сухость пара на выходе ПГ.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Расчет сепарации целесообразно производить после конструкторского расчета ПГ, т.е. когда уже найдена ширина  $B_{пл}$  погруженного дырчатого листа и его длина  $L_{пл}$ .

Подробный расчет сепарации и водного режима представлен в приложении Г. А схематическое распределение высот по ПГ показано на рисунке Г.1.

## 2.9 Гидравлический расчет

Задача данного расчета — это определить гидравлические сопротивления движения теплоносителя.

Полное описание гидравлического расчета показано в приложении Д.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

# РАСЧЕТ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ

## 3.1 Обоснование конструкции

Более 1290 реакторолет эксплуатации продемонстрировали высокий уровень безопасности АЭС с ВВЭР при экономических характеристиках, соответствующих требованиям эксплуатирующих организаций. Роль ОКБ «ГИДРО-ПРЕСС» в прошедшей период становления и развития атомной энергетики освещена во многих публикациях. Вместе с тем постоянно действующая тенденция повышения безопасности и экономичности АЭС, базирующаяся на требованиях нормативных документов, требованиях эксплуатирующих организаций и опыте эксплуатации, проявляется в настоящее время при разработке новых проектов и строительстве АЭС.

К проектам РУ большой мощности относятся проекты РУ мощностного ряда 700-1600 МВт электрической мощности АЭС.

Главное отличие в концепциях проектов состоит в различных соотношениях применения пассивных и активных систем безопасности и систем управления запроектными авариями (ЗПА) и способах их технической реализации.

Причем применение новых пассивных систем, не имеющих референтных образцов на действующих энергоблоках, означает внесение в проекты элементов инновационности. Основные проектные характеристики и показатели приведены в таблице 14.

Реактор ВВЭР-700 относится к реакторам корпусного типа с водяным теплоносителем. В данном типе реактора деление ядер происходит за счет тепловых нейтронов. Реактор представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд, внутри которого в специальной стальной шахте размещается активная зона, состоящая из 143 тепловыделяющей сборки (ТВС). Каждая ТВС содержит тепловыделяющие элементы (ТВЭЛы) и каналы для поглощающих стержней системы управления и защиты (ПС СУЗ).

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

В проекте реакторной установки ВВЭР-700 предполагается использование вертикального центробежного одноступенчатого насосного агрегата ГЦНА-1391.

Концепция проекта с реактором ВВЭР-700 включает в себя следующие технические задачи:

- создание конкурентоспособного на внутреннем и внешнем рынках серийного проекта реакторной установки единичной электрической мощностью 700 МВт за счет реального достижения мирового уровня по технико– экономическим показателям и принятым международным энергетическим сообществом критериям безопасности;
- для обеспечения повышения технико–экономических показателей реакторная установка разрабатывается на номинальную тепловую мощность реактора 2000 МВт, срок службы РУ составляет 60 лет;
- согласно принятому эволюционному подходу при разработке технического проекта РУ максимально используются результаты проектирования, расчетного, экспериментального обоснования проектов В–320, В–392, а также опыт эксплуатации РУ с ВВЭР–1000.

### 3.2 Определение (уточнение) основных геометрических характеристик реактора. Определение общего расхода ТН

Таблица 3 - Технические характеристики реактора ВВЭР-700

Номинальная тепловая мощность реактора, МВт	2000
Удельная энергонапряженность активной зоны, МВт/м <sup>3</sup>	110
Топливо	UO <sub>2</sub>
Замедлитель	H <sub>2</sub> O
Теплоноситель	H <sub>2</sub> O
Количество циркуляционных петель,	4
Давление в 1 контуре, МПа	15,7
Давление во 2 контуре, МПа	7
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
- на входе	294
- на выходе	322

Цель: определение размеров а.з. (высота, диаметр), количества ТВС и твэлов, проходные сечения а.з., ТВС, соответствующих гидравлических и тепловых диаметров ТВС.

1. Имея исходную напряженность  $q_v = 103,6 \frac{МВт}{м^3}$ , определим объем активной зоны реактора:

$$V_{a.z.} = \frac{Q_p}{q_v} = \frac{2000}{103,6} = 19,3 \text{ м}^3,$$

где  $Q_p$  – тепловая мощность реактора в МВт;

$q_v$  - удельное энерговыделение в активной зоне реактора. Принимают равным 80...110 МВт/м<sup>3</sup>. для реакторов типа ВВЭР (PWR);

2. Найдём температуру насыщения теплоносителя как функцию давления:  $t_s = f(15,7 \text{ МПа}) = 345,8^\circ\text{C}$ .

3. Из уравнения теплового баланса определяют расход теплоносителя через реактор, кг/с

$$Q_p = G_{тн} \cdot (h_{вых} - h_{вх}) \Rightarrow$$

$$G_{тн} = \frac{Q_p}{h_{вых} - h_{вх}} = \frac{2000 \cdot 1000}{1464,9 - 1305,2} = 12523,8 \text{ кг/с},$$

где  $Q_p$  – в кВт;  $h_{вх}$  и  $h_{вых}$  – энтальпии теплоносителя на входе и выходе реактора, кДж/кг. Найдены по давлению  $p_1$  и соответствующим температурам.

4. Из уравнения неразрывности сечение активной зоны реактора для прохода теплоносителя:

$$F_{тн} \cdot w_{тн} = \frac{G_{тн}}{\rho_{тн}} \Rightarrow F_{тн} = \frac{G_{тн}}{\rho_{тн} \cdot w_{тн}} = \frac{12523,8}{709,7 \cdot 5} = 3,53 \text{ м}^2,$$

где  $w_{тн}$  – средняя скорость теплоносителя в активной зоне реактора, м/с. Для реакторов типа ВВЭР принимают в диапазоне 5...7 м/с;

$\rho_{тн}$  – средняя плотность теплоносителя в реакторе, кг/м<sup>3</sup>.

Находим по давлению  $p_1$  и средней температуре теплоносителя:

$$t_{1cp} = 0,5 \cdot (t_{вых} + t_{вх}) = 0,5 \cdot (322 + 294) = 308^\circ\text{C}.$$

5. Площадь ячейки для шестигранной ТВС:

$$f_{яч} = 6 \cdot \sqrt{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{h_{кл}}{2}\right)^2 = 6 \cdot \sqrt{\frac{1}{3}} \cdot \left(\frac{0,234}{2}\right)^2 = 0,047 \text{ м}^2.$$

где  $h_{кл} = 0,234 \text{ м}$  - размер под ключ, м. Принимаем по прототипу.

6. Проходное сечение одной ячейки (ТВС):

$$\begin{aligned} f_{тн1} &= f_{яч} - \frac{\pi}{4} \cdot \left( n_{твэл} \cdot d_{твэл}^2 + n_{н.тр} \cdot d_{н.тр}^2 + n_{ц.тр} \cdot d_{ц.тр}^2 \right) \\ &= 0,047 - \frac{\pi}{4} \cdot 10^{-6} \left( 312 \cdot 9,1^2 + 18 \cdot 12,6^2 + 1 \cdot 13,3^2 \right) = 0,025 \text{ м}^2, \end{aligned}$$

где  $n_{твэл}$  – число ТВЭЛОВ, шт.;  $n_{н.тр}$  – число направляющих трубок для стержневой регулировки, шт.;  $n_{ц.тр}$  – число центральных трубок, шт.;  $d_{твэл}$  – наружный диаметр ТВЭЛА, м;  $d_{н.тр}^H$  – наружный диаметр направляющей трубки, м;  $d_{н.тр}^в$  – внутренний диаметр направляющей трубки, м;  $d_{ц.тр}^H$  – наружный диаметр центральной трубки, м;  $d_{ц.тр}^в$  – внутренний диаметр центральной трубки, м.

7. Число ТВС:

$$n_{твс} = \frac{F_{тн}}{f_{тн1}} = \frac{3,53}{0,025} = 143 \text{ шт.}$$

8. Площадь поперечного сечения активной зоны:

$$S_{a.з} = 1,05 \cdot n_{твс} \cdot f_{яч} = 1,05 \cdot 143 \cdot 0,047 = 7,12 \text{ м}^2,$$

где коэффициент 1,05 введен для учета размещения в активной зоне приборов контроля.

9. Диаметр активной зоны:

$$S_{a.з} = \frac{\pi \cdot D_0^2}{4} \Rightarrow D_{a.з} = \sqrt{\frac{4 \cdot S_{a.з}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 7,12}{\pi}} = 3,01 \text{ м.}$$

10. Высота цилиндрической активной зоны:

					Лист
					78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ

$$H_{a.з} = (0,9...1,1) \cdot D_{a.з} = 0,9 \cdot 2,87 = 2,71 \text{ м.}$$

Проверка:  $V_{a.з} = \frac{H_{a.з} \cdot \pi \cdot D_{a.з}^2}{4} = \frac{2,71 \cdot \pi \cdot 3,01^2}{4} = 19,3 \text{ м}^3$  сошлось с ранее по-

считанным значением.

11. Эффективная высота активной зоны:

$$H_{эф} = H_0 + 2 \cdot \delta = 2,71 + 2 \cdot 0,09 = 2,89 \text{ м,}$$

где  $\delta = 0,08...0,1 \text{ м}$  – эффективная добавка к размерам активной зоны, учитывающая влияние отражателя.

12. Эскиз поперечного сечения активной зоны показан на рисунке Е.1.

13. Гидравлический диаметр ТВС:

$$d_2^{TBC} = \frac{4 \cdot f_{яч}}{\pi \cdot (n_{твэл} \cdot d_{твэл} + n_{н.тр} \cdot d_{н.тр}^H + n_{ц.тр} \cdot d_{ц.тр}^H)} =$$

$$= \frac{4 \cdot 0,047}{\pi \cdot (312 \cdot 9,1 + 18 \cdot 12,6 + 1 \cdot 13,3)} = 0,02 \text{ м.}$$

14. Тепловой диаметр пучка твэлов:

$$d_{тепл}^{TBC} = \frac{4 \cdot f_{тн1}}{\pi \cdot d_{твэл} \cdot n_{твэл}} = \frac{4 \cdot 0,025}{\pi \cdot 9,1 \cdot 10^{-3} \cdot 312} = 0,011 \text{ м.}$$

Полученные данные сведем в таблицу Е.1.

### 3.3 Определение общего расхода теплоносителя

Цель: рассчитать общий расход теплоносителя с выбором скорости из диапазона допустимых значений через реактор и через ТВС.

1.  $G_{тн} = 12523,8 \text{ кг/с}$  – общий расход ТН через реактор.

2. Средний расход через ТВС:

$$G_{TBC} = \frac{Q_p}{(h_{вых} - h_{вх}) \cdot n_{твс}} = \frac{2000 \cdot 1000}{(1465 - 1305) \cdot 143} = 87,58 \text{ кг/с.}$$

3. Средний расход на один твэл:

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

$$G_{ТВЭЛ} = \frac{Q_p}{(h_{вых} - h_{вх}) \cdot n_{мес} \cdot n_{ТВЭЛ}} = \frac{2000 \cdot 1000}{(1465 - 1305) \cdot 143 \cdot 312} = 0,28 \text{ кг/с.}$$

Площадь проходного сечения для теплоносителя на один ТВЭЛ:

$$S_{ТВЭЛ} = \frac{f_{мил}}{n_{ТВЭЛ}} = \frac{0,025}{312} = 7,93 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2.$$

Средняя скорость теплоносителя:

$$w_{ТН} = \frac{G_{ТВЭЛ}}{\rho_f \cdot S_{ТН}} = \frac{0,28}{710 \cdot 7,93 \cdot 10^{-5}} = 4,99 \approx 5 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Сошлось с ранее принятым значением.

### 3.4 Предварительный теплогидравлический расчет

Энерговыделение в активной зоне соответствует изменению нейтронного потока. На практике принимают косинусоидальный закон изменения тепловыделения по высоте активной зоны (рисунок 5).

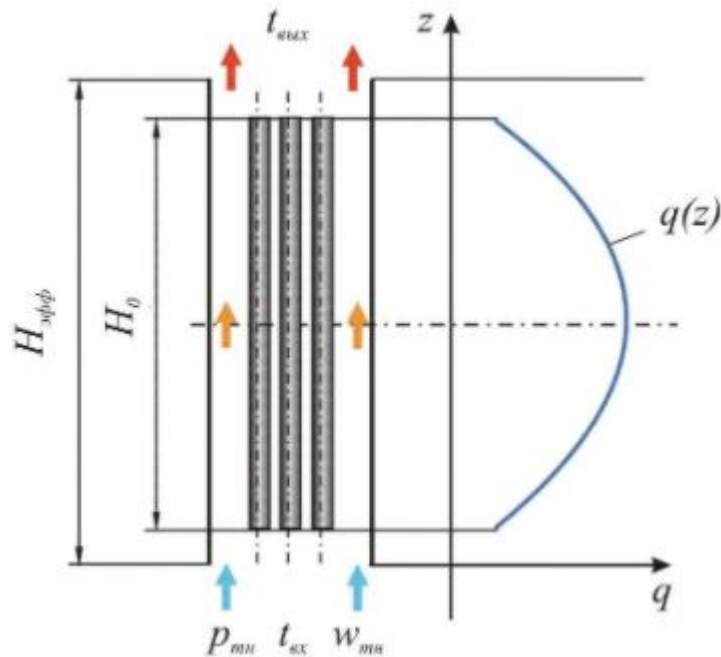


Рисунок 5 - Картина косинусоидального распределения тепловыделения по высоте активной зоны реактора

Математически косинусоидальный закон распределения тепловыделения записывают в виде выражения



$$q_l(z) = q_{l0} \cdot \cos \frac{\pi \cdot z}{H_{эф}}$$

где  $z$  – значение координаты по высоте, м.

Изменяется в диапазоне от  $-H_{a.з}/2$  до  $+H_{a.з}/2$ ;  $q_l(z)$  - распределение линейного теплового потока по высоте реактора, Вт/м;  $q_{l0}$  - линейный тепловой поток в центральной плоскости реактора, Вт/м.

Конкретно теплогидравлический расчет на максимально напряженный ТВЭЛ выполним в следующей последовательности.

1. Расход теплоносителя в расчете на один максимально напряженный ТВЭЛ, если гидравлическое профилирование в реакторе не предусмотрено:

$$G_{ТВЭЛ} = 0,28 \text{ кг/с}.$$

2. Линейный тепловой поток для максимально напряженного ТВЭЛ в центральной плоскости реактора:

$$q_{l0} = \frac{10^3 \cdot Q_p \cdot k_v}{H_{a.з} \cdot n_{твс} \cdot n_{твэл}} = \frac{10^3 \cdot 2000 \cdot 1,5 \cdot 1,3}{2,71 \cdot 143 \cdot 312} = 32,26 \frac{\text{кВт}}{\text{м}};$$

$k_v = k_z \cdot k_r$  – коэффициент неравномерности тепловыделения по объему активной зоны;

$k_z$  – коэффициент неравномерности тепловыделения по высоте активной зоны.

Для реакторов ВВЭР принимают равным 1,5.

$k_r$  – коэффициент неравномерности тепловыделения по радиусу активной зоны.

Для реакторов ВВЭР принимают равным 1,2...1,4. Примем 1,3.

Максимальное значение линейного теплового потока для водоохлаждаемых реакторов не должно превышать 500 Вт/см: условие выполняется.

3. Разбиваем активную зону по высоте на шесть участка и для всех значений координаты  $z$  (семь точек) на границах участков определим линейный тепловой поток:

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

$$q_l(z) = q_{l0} \cdot \cos \frac{\pi \cdot z}{H_{\text{эф}}}$$

Для удобства дальнейших расчетов необходимо сформируем таблицу 16 и последовательно будем вносить в нее получаемые результаты расчетов, пример расчета приведем только для точки с координатой  $z = 0$ .

$$q_l(0) = 32,26 \cdot \cos \left( \frac{\pi \cdot 0}{2,89} \right) = 11,16 \text{ кВт/м.}$$

4. Тепловая мощность участка твэла от входа в реактор до каждого значения координаты  $z$ :

$$Q_{\text{твэл}}(z) = \frac{q_{l0} \cdot H_{\text{эф}}}{\pi} \cdot \left[ \sin \left( \frac{\pi \cdot z}{H_{\text{эф}}} \right) + \sin \left( \frac{\pi \cdot H_{\text{аз}}}{2 \cdot H_{\text{эф}}} \right) \right]$$

$$Q_{\text{твэл}}(0) = \frac{32,26 \cdot 2,89}{\pi} \cdot \left[ \sin \left( \frac{\pi \cdot 0}{2,89} \right) + \sin \left( \frac{\pi \cdot 2,71}{2 \cdot 2,89} \right) \right] = 29,53 \text{ кВт/м.}$$

5. Энтальпия для каждого значения координаты:

$$Q_{\text{твэл}}(0) = g_M \cdot [h(0) - h_{\text{ex}}] \Leftrightarrow 29,53 = 0,28 \cdot [h(0) - 1305] \Rightarrow \\ \Rightarrow h(0) = 1410 \text{ кДж/кг.}$$

где  $h_{\text{ex}}$  – энтальпия теплоносителя на входе в реактор, кДж/кг.

6. Относительная энтальпия теплоносителя для каждого значения координаты  $z$ :

$$x(z) = \frac{h(z) - h'}{h'' - h'} \Rightarrow x(0) = \frac{1410 - 1638}{2590 - 1638} = -0,239,$$

где  $h''$ ,  $h'$  – энтальпии пара и воды в состоянии насыщения при давлении  $p_1$ .

7. Определяем температуру теплоносителя  $t(z)$  для каждого значения координаты, как функцию энтальпии  $h(z)$  и давления  $p_1$ .

$$t(0) = f(p_1; h(0)) = 312,9^\circ\text{C.}$$

8. Тепловая нагрузка на единицу поверхности твэла:

					Лист
					82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

$$q_s(0) = 0,94 \cdot \frac{q_l(0)}{\pi \cdot d_{твэл}} = 0,94 \cdot \frac{32,26}{\pi \cdot 9,1 \cdot 10^{-3}} = 1060,64 \text{ кВт/м}^2,$$

где коэффициент 0,94 введен для учета тепловыделения в отражателе и конструкционных материалах.

9. Проверяем скорость теплоносителя, соответствующую расходу теплоносителя  $G_{тн}$ , из уравнения неразрывности:

$$f_{тн1} \cdot w_{тн.м} = \frac{G_{тн}}{n_{твс} \cdot \rho_{тн}} \Rightarrow$$

$$w_{тн.м} = \frac{G_{тн}}{n_{твс} \cdot \rho_{тн} \cdot f_{тн1}} = \frac{12523,8}{143 \cdot 710 \cdot 0,025} = 4,99 \approx 5 \text{ м/с},$$

где  $\rho_{тн}$  – средняя плотность теплоносителя в реакторе, кг/м<sup>3</sup>;

$f_{тн1}$  – проходное сечение одной ячейки, м<sup>2</sup>.

10. Произведем оценку характерных величин (размера, скорости, температуры и давления):

а) в качестве характерной скорости принимают найденную выше скорость  $w_{тн.м}$  обтекания теплоносителем пучка твэлов.

При продольном обтекании пучка твэлов в качестве характерного размера используют гидравлический диаметр бесконечной решетки стержней (твэлов).

Гидравлический диаметр бесконечной решетки в случае правильной треугольной решетки:

$$d_z = d_{твэл} \cdot \left( \frac{2 \cdot \sqrt{3} \cdot s_{отн}^2}{\pi} - 1 \right) = 9,1 \cdot 10^{-3} \cdot \left( \frac{2 \cdot \sqrt{3} \cdot \left( \frac{12,75 \cdot 10^{-3}}{9,1 \cdot 10^{-3}} \right)^2}{\pi} - 1 \right) = 0,01 \text{ м}.$$

Здесь  $s_{отн} = s / d_{твэл}$  – относительный шаг решетки;  $s$  – абсолютный шаг решетки.

б) в качестве характерной температуры принимают температуру теплоносителя  $t(z)$ , за характерное давление – давление  $p_1$ .

Результаты расчетов параметров в 7-и точках сведены в таблицу Е.2.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

в) для каждого значения координаты  $z$  определим, как функцию температуры  $t(z)$  и давления  $p_1$  следующие теплофизические характеристики теплоносителя: критерий Прандтля  $Pr$ , кинематическую вязкость  $\nu$ , теплопроводность  $\lambda$  – и занесем их в таблицу 17;

г) для каждого значения координаты  $z$  значение критерия Рейнольдса:

$$Re = \frac{w_{\text{тн.м}} \cdot d_z}{\nu} = \frac{4,99 \cdot 0,011}{1,19 \cdot 10^{-7}} = 442112.$$

11. Критерий Нуссельта:

$$Nu = A_1 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,4} = 0,0278 \cdot 442112^{0,8} \cdot 0,911^{0,4} = 879 ,$$

где  $A_1 = 0,0165 + 0,02 \cdot \left(1 - \frac{0,91}{s_{\text{отн}}}\right) \cdot s_{\text{отн}}^{0,15} = 0,0278$  для треугольной решетки стержней.

12. Коэффициент теплоотдачи для решетки стержней, омываемой водяным теплоносителем:

$$\alpha = \frac{Nu \cdot \lambda}{d_z} = \frac{879 \cdot 0,535}{0,011} = 44361 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}},$$

где  $d_r$  - гидравлический диаметр, м.

Теплофизические характеристики теплоносителя показаны в таблице Е.3.

13. Для каждого значения координаты  $z$  вычислим температуру наружной поверхности оболочки твэла:

$$t_{\text{об}}^{\text{нар}}(z) = t(z) + \frac{q_l(z)}{\pi \cdot d_{\text{твэл}} \cdot \alpha(z)};$$

$$t_{\text{об}}^{\text{нар}}(0) = 312,9 + \frac{32,26 \cdot 1000}{\pi \cdot 9,1 \cdot 10^{-3} \cdot 44361} = 313^{\circ}\text{C}.$$

Максимальная температура наружной поверхности оболочки твэла  $t_{\text{об}}^{\text{нар}}(z)$  не должна превышать максимально допустимой температуры использования циркониевых сплавов в водной среде, составляющей 360...365 °С: условие выполняется.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

14. Для каждого значения координаты  $z$  вычислим температуру внутренней поверхности оболочки ТВЭЛ:

$$t_{об}^{вн}(z) = t_{об}^{нар}(z) + \frac{0,94 \cdot q_l(z)}{\pi \cdot d_{об.ср}} \cdot \frac{\delta_{об}}{\lambda_{об}};$$

$$t_{об}^{вн}(0) = 313 + \frac{0,94 \cdot 32,26 \cdot 10^3}{\pi \cdot (9,1 - 0,685)} \cdot \frac{0,685}{20,4} = 351,5^{\circ}\text{C},$$

где  $d_{об.ср} = d_{ТВЭЛ} - \delta_{об}$  – средний диаметр оболочки, м;

$\lambda_{об}$  – теплопроводность материала оболочки, Вт/(м·К). Она определяется по таблице Е.4 путем интерполяции.

15. Для каждого значения координаты  $z$  вычислим температуру наружной поверхности топливного сердечника:

$$t_c(z) = t_{об}^{вн}(z) + \frac{0,94 \cdot q_l(z)}{\pi \cdot d_{23.ср} \cdot \alpha_{23}};$$

$$t_c(0) = 351,5 + \frac{0,94 \cdot 32,26 \cdot 10^3}{\pi \cdot (7,73 - 0,08) \cdot 10^{-3} \cdot 0,575 \cdot 10^4} = 570,9^{\circ}\text{C},$$

где  $\alpha_{23}$  – проводимость газового зазора (контактного слоя оболочка-сердечник), Вт/(м<sup>2</sup>·К). Определяем по рисунку 6.

$d_{23.ср} = d_{об}^{вн} - \delta_{23}$  – средний диаметр газового зазора, м.

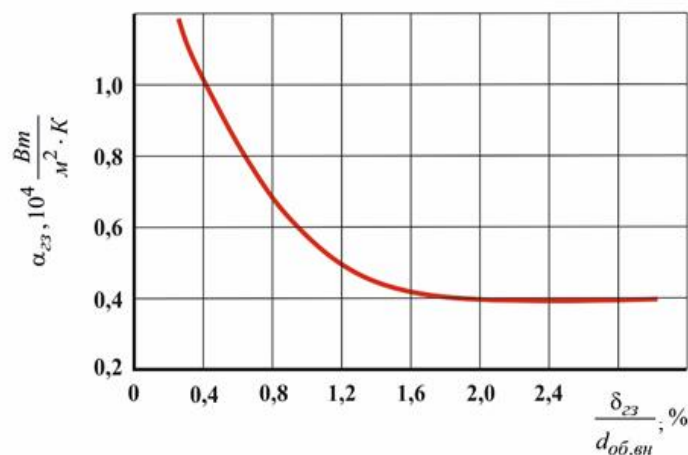


Рисунок 6 – Зависимость проводимости контактного слоя оболочка-сердечник от отношения толщины газового зазора к внутреннему диаметру оболочки

## 16. Температура на поверхности центрального отверстия сердечника

$$t_0(z) = t_c(z) + \frac{0,94 \cdot q_l(z)}{4 \cdot \pi \cdot \lambda_c} \cdot \left( 1 - \frac{2 \cdot d_0^2}{d_c^2 - d_0^2} \cdot \ln \frac{d_c}{d_0} \right);$$

где  $d_0$  – диаметр отверстия в сердечнике, м;

$d_c$  – наружный диаметр топливного сердечника, м;

$\lambda_c$  – теплопроводность материала топливного сердечника, Вт/(м·К).

$$\text{Для двуокиси урана } \text{UO}_2: \lambda_c = 0,942 \cdot 10^{-10} \cdot T_{m.cp}^3 + 5500 / (500 + T_{m.cp}),$$

где  $T_{m.cp}$  – средняя температура сердечника, К.

При вычислении  $t_0(z)$  необходимо учитывать зависимость коэффициента теплопроводности  $\lambda_c$  от температуры. Для этого первоначально примем среднюю температуру топлива как  $T_{m.cp} = t_c + 273,15$  вычислим коэффициент  $\lambda_c$  и температуру  $t_0$ , а затем уточним среднюю температуру топлива по уравнению  $T_{m.cp} = 0,5 \cdot (t_0 + t_c) + 273,15$  снова вычислим  $\lambda_c$  и т.д.

Итерационный расчет заканчивается, когда значение температуры  $t_0$  на данном шаге отличается от соответствующего значения  $t_0$  на предыдущем шаге менее, чем на 3%.

Примем:  $T_{m.cp} = 1160\text{К}$ ;

$$\lambda_c = 0,942 \cdot 10^{-10} \cdot 1160^3 + 5500 / (500 + 1160) = 3,46 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}};$$

$$t_0(0) = 570,9 + \frac{0,94 \cdot 32,26 \cdot 10^3}{4 \cdot \pi \cdot 3,46} \cdot \left( 1 - \frac{2 \cdot 1,1^2}{7,57^2 - 1,1^2} \cdot \ln \frac{7,57}{1,1} \right) = 1210,2 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$T_{m.cp}' = 0,5 \cdot (t_0 + t_c) + 273,15 = 0,5 \cdot (1210,2 + 570,9) + 273,15 = 1163,7 \text{ К.}$$

Погрешность составляет:

$$\varepsilon = \left| \frac{T'_{m.cp} - T_{m.cp}}{T'_{m.cp}} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{1163,7 - 1160}{1163,7} \right| \cdot 100\% = 0,3\% < 3\%.$$

Следует, что значение сошлось с ранее принятым.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

! Максимальная температура топливного сердечника  $t_0(z)$  не должна превышать максимально допустимой температуры керамического топлива  $UO_2$ , составляющей 2600 °C: условие выполняется.

17. Критический тепловой поток и запас до кризиса теплообмена

$$q_{кр}(z) = 0,795 \cdot (1-x)^n \cdot (\rho w)^m \cdot (1 - 0,0185 \cdot p),$$

$$q_{кр}(0) = 0,795 \cdot (1 + 0,239)^{1,1} \cdot (3539,3)^{0,26} \cdot (1 - 0,0185 \cdot 15,7) = 5,96 \text{ МВт/м}^2,$$

где  $p = p_1$  – давление теплоносителя, МПа;

$x = x(0)$  – относительная энтальпия теплоносителя;

$(\rho w) = w_{тн.л} \cdot \rho_{тн} = 4,99 \cdot 710 = 3539,3$  – массовая скорость, кг/(м<sup>2</sup>·с);

$$m = 0,311 \cdot (1-x) - 0,127 = 0,311 \cdot (1 - (-0,239)) - 0,127 = 0,26;$$

$$n = 0,105 \cdot p - 0,5 = 0,105 \cdot 15,7 - 0,5 = 1,1.$$

18. Запас до кризиса для реакторов с водяным теплоносителем является основным ограничением с точки зрения безопасной работы. Запас до кризиса представляет собой следующее отношение

$$k_{зан}(z) = \frac{q_{кр}(z)}{q_s(z)} \Rightarrow k_{зан}(0) = \frac{q_{кр}(0)}{q_s(0)} = \frac{5,96 \cdot 1000}{1060,64} = 5,62.$$

! В реакторах типа ВВЭР минимальное значение запаса до кризиса должно соответствовать условию  $k_{зан}^{мин} \geq 1,2 \dots 1,3$ : условие выполняется.

Анализ полученных результатов на предмет выполнения требований теплотехнической надежности реактора (по температуре теплоносителя, оболочки, сердечника; по запасу до кризиса) выполнен в расчетах.

Результаты уточненного теплогидравлического расчета сведены в таблицу Е.5.

Далее строим графики распределения характерных параметров для максимально напряженного ТВЭЛ по высоте а.з.:  $q_l(z)$ ,  $h(z)$ ,  $x(z)$ ,  $t(z)$ ,  $t_{об}^{нар}(z)$ ,  $t_c(z)$ ,  $t_0(z)$ ,  $k_{зан}(z)$ . Данные графики представлены на рисунках Е.2-Е.7.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

### 3.5 Механические расчеты элементов реактора

#### Расчет корпуса реактора

Расчетное давление рабочего тела [6]:

$$P_{2P} = 0,9 \cdot 1,25 \cdot P_2 = 0,9 \cdot 1,25 \cdot 15,7 = 17,7 \text{ МПа.}$$

Расчётная температура пара  $t_s = f(P_{2P}) = 355,4 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Толщину стенки рассчитываем по формуле:

$$\delta_p = \frac{P_{2P} \cdot D_{ВН.КОР}}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma_H] - P_{2P}} + C.$$

Расчет будем проводить для верхней обечайки из стали «15Х2НМФА» по [6, стр.340]:

$$[\sigma_H] = \frac{547,3}{2,6} = 210,5 \text{ МПа};$$

$\varphi = 1$  – минимальный коэффициент прочности;

$D_{ВН.КОР} = 4,150 \text{ м}$  – внутренний диаметр корпуса примем по прототипу;

Расчетная толщина стенки:

$$\delta_p = \frac{17,7 \cdot 4150}{2 \cdot 1 \cdot 210,6 - 17,7} + C = 0,182 + C.$$

Прибавка к толщине стенки определяется по соотношению:

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

где  $C_1$  – минусовой допуск на толщину стенки;

$C_2$  – утонение стенки за счет коррозионных процессов с учётом срока службы корпуса;

$C_3$  – необходимое утолщение стенки по техническим, монтажным и другим соображениям проектирующих или изготавливающих предприятий;

$C_4$  – утонение стенки в месте гибов.

$$C_1 = 0,11 \cdot (\delta_p - C) = 0,11 \cdot 0,182 = 0,02 \text{ м}$$

$$C_2 = 0; C_3 = 0; C_4 = 0; C = 0,021 \text{ м}$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88



$$\delta_p = 0,182 + 0,02 = 0,202 \text{ м.}$$

Наружный диаметр корпуса:

$$D_{НАР.КОР} = D_{ВН.КОР} + 2 \cdot \delta_p = 4150 + 2 \cdot 202 = 4553 \text{ мм.}$$

### Расчет эллиптического днища

Номинальная толщина днища:

$$\delta_D^P = \frac{P_p \cdot D_{ВН.КОР}}{4 \cdot \varphi \cdot [\sigma_H]} \cdot \frac{D_{ВН.КОР}}{2 \cdot h_D} + C = \frac{15,7 \cdot 4,15}{4 \cdot 2 \cdot 210,62} \cdot \frac{4,15}{2 \cdot 1,054} + 0,02 = 0,106 \text{ м,}$$

где  $h_D = 0,25 \cdot D_{ВН}^{КОР} = 0,25 \cdot 4,15 = 1,054$  мм - высота выпуклой части днища.

### Расчет термических напряжений в сердечнике

Расчет проводим в наиболее энергонапряженном сечении твэла.

Формулы для расчета радиальных, кольцевых и осевых термомеханических напряжений [7]:

$$\sigma_{RR} = \frac{\alpha \cdot E \cdot q_V \cdot R^2}{16 \cdot \lambda \cdot (1-\nu)} \cdot \left(\frac{r^2}{R^2} - 1\right); \quad \sigma_{\theta\theta} = \frac{\alpha \cdot E \cdot q_V \cdot R^2}{16 \cdot \lambda \cdot (1-\nu)} \cdot \left(\frac{3 \cdot r^2}{R^2} - 1\right);$$

$$\sigma_{ZZ} = \frac{\alpha \cdot E \cdot q_V \cdot R^2}{16 \cdot \lambda \cdot (1-\nu)} \cdot \left(\frac{r^2}{R^2} - \frac{1}{2}\right),$$

где  $r$  – текущее значение координаты, м,  $r \in [0; R]$ ;

$R$  – радиус топливного сердечника, м;

$q_V$  – объемное энерговыделение, Вт/м<sup>3</sup>;

$E$  – модуль Юнга, Па;

$\alpha$  – коэффициент линейного теплового расширения, 1/К;

$\nu = 0,316$  – коэффициент Пуассона;

$\lambda = 3,23$  – коэффициент теплопроводности, Вт/м·К.

Модуль Юнга определяется по следующим формуле ( $P_{пор}$  – пористость топлива, обычно принимают от 0,05 до 0,16), МПа:

$$E = (22,9 \cdot 10^4 - 20,1 \cdot T_i - 58,7 \cdot 10^4 \cdot P_{пор})$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Коэффициент термического расширения:

$$\alpha = \begin{cases} 4,83 \cdot 10^{-6} - 6,39 \cdot 10^{-10} \cdot T_i + 1,33 \cdot 10^{-12} T_i^2 - 1,76 \cdot 10^{-17} T_i^3, & \text{если } T_i \leq 923 K \\ 1,13 \cdot 10^{-5} - 5,01 \cdot 10^{-10} \cdot T_i + 3,76 \cdot 10^{-12} T_i^2 - 6,13 \cdot 10^{-17} T_i^3, & \text{если } T_i > 923 K \end{cases}$$

Рассчитаем распределения  $\sigma_{RR}(r)$ ,  $\sigma_{\theta\theta}(r)$  и  $\sigma_{ZZ}(r)$  в наиболее энергонапряженном сечении твэла, т.е. при  $q_v^{\max}$ :

$$q_v^{\max} = \frac{q_{l0} \cdot 4}{\pi \cdot (d_c^2 - d_0^2)} = \frac{4 \cdot 33,42}{3,14 \cdot (7,57^2 - 1,1^2)} = 732,2 \frac{MBm}{m^3}.$$

Суммарное напряжение:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{2}(\sigma_{ZZ} - \sigma_{\theta\theta})^2 + (\sigma_{\theta\theta} - \sigma_{RR})^2 + (\sigma_{RR} - \sigma_{ZZ})^2}$$

Очевидно, что больше всего подвержены растрескиванию периферийный слой и слой на поверхности центрального отверстия, произведем расчеты для этих двух радиусов.

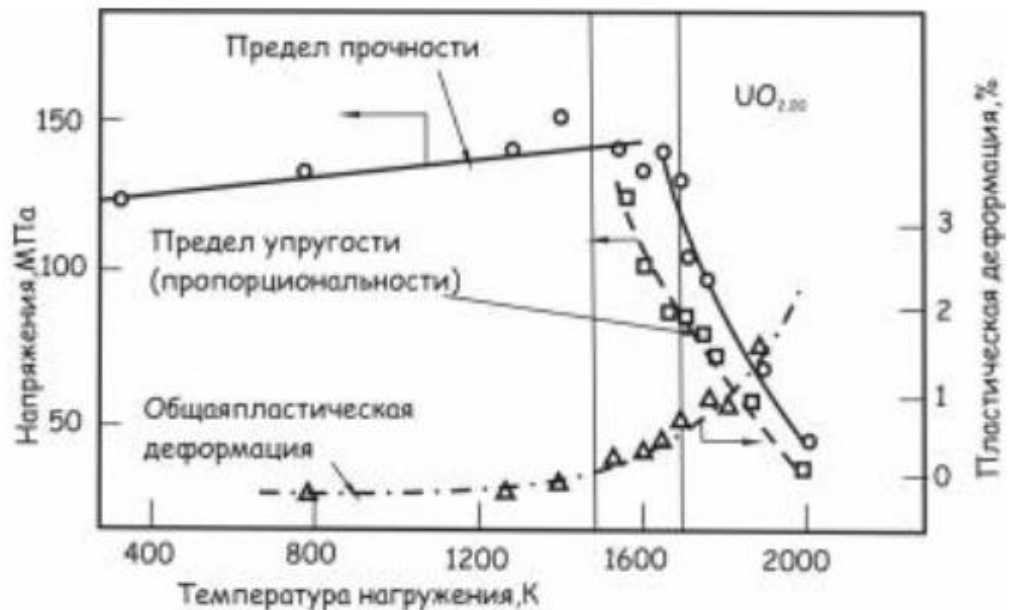


Рисунок 7 – Зависимости пределов прочности и упругости и величины общей пластической деформации диоксида урана от температуры [8]

Таблица 4 – Результаты расчетов распределения  $\sigma_{RR}(r)$ ,  $\sigma_{\theta\theta}(r)$ ,  $\sigma_{ZZ}(r)$

$r$ , $10^{-3}$ $m$	$R$ , $10^{-3}$ $m$	T, К	E, МПа	$\alpha \cdot 10^5$ 1/К	$\sigma_{RR}$ , МПа	$\sigma_{\theta\theta}$ , МПа	$\sigma_{ZZ}$ , МПа
3,785	3,785	844,1	153334	0,52	0	475,7	118,9
0,55		1483,4	140484	1,86	-760,2	-727,4	-371,9

Согласно рисунку 30 и результатов в таблице 20 видно, что кольцевые и осевые напряжения на поверхности сердечника превышают допустимые значения. Это показывает, что топливо претерпевает деформации, которые могут послужить его разрушению.

### Термические напряжения в оболочке ТВЭЛа

Расчет введем согласно [9].

$$\sigma_{OB.max} = \frac{\alpha \cdot E \cdot \Delta t_{об.max}}{2 \cdot (1 - \nu)} \cdot \left(1 + \frac{m}{6 + 3 \cdot m}\right),$$

где  $\Delta t_{об.max} = t_{об}^{6H} - t_{об}^{HAP} = 351,5 - 313 = 38,5$  °C – максимальный перепад температур на оболочке;

$m$  – параметр, определяющийся по формуле:

$$m = 1 - \frac{R_{OB.BH}}{R_{OB.HAP}} = 1 - \frac{7,73}{9,1} = 0,15.$$

Так как толщина оболочки мала:

$$1 + \frac{m}{6 + 3 \cdot m} = 1 + \frac{0,15}{6 + 3 \cdot 0,15} = 1,02 \rightarrow \sigma_{OB.max} \approx \frac{\alpha \cdot E \cdot \Delta t_{об.max}}{2 \cdot (1 - \nu)}.$$

! Необходимо, чтобы выполнялось условие:  $\sigma_{OB.max} \leq \sigma_B$ ,

где  $\sigma_B = 255$  МПа – предел прочности материала оболочки, который зависит от температуры [10].

Найдем некоторые характеристики сплава Э-110 для расчета термического напряжения [11],

где

– модуль Юнга определяется по эмпирической формуле:

$$E = 95628 - 62 \cdot \bar{T} = 95628 - 62 \cdot 332,2 = 75 \text{ ГПа};$$

$$\bar{T} = \frac{t_{об}^{вн} + t_{об}^{нар}}{2} = \frac{351,5 + 313}{2} = 332,2^{\circ}\text{C}.$$

– коэффициент Пуассона:  $\nu = 0,38$ .

– коэффициент термического расширения по эмпирической формуле:

$$\alpha = 5,671428571 + 0,001571428571 \cdot \bar{T} = 6,19 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{K}}.$$

$$\text{Тогда: } \sigma_{об.мак} = \frac{6,19 \cdot 10^{-6} \cdot 75 \cdot 10^3 \cdot 38,5}{2 \cdot (1 - 0,38)} = 14,43 \text{ МПа};$$

! Следовательно, условие выполняется.

### 3.6 Гидравлический расчет

Все геометрические размеры корпуса, шахты и др. примем на основе эскиза реактора.

Гидравлический расчет представлен в приложении Ж.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

## ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Целью данного раздела является определение конкурентоспособности и рентабельности проводимой модернизации станции.

### Планирование капиталовложений в ядерную часть энергоблока ВВЭР-700

По имеющимся данным для двухблочной АЭС с реактором ВВЭР-700 общие капитальные вложения составят:

$$K_{\text{АЭС}} (2\text{бл.}) = 4,9 \text{ млрд. евро} = 436 \text{ млрд. руб.},$$

(курс евро ЦБ РФ на декабрь 2020 г. 1 евро = 89 руб.).

Расчеты производим на 1 блок АЭС, поэтому:

$$K_{\text{бл}}^{700} = \frac{K_{\text{АЭС}}}{2} = \frac{436}{2} = 218 \text{ млрд. руб.},$$

Удельные капиталовложения в блок АЭС:

$$K_{\text{уд}}^{700} = \frac{K_{\text{бл}}^{700}}{N} = \frac{218 \cdot 10^9}{700 \cdot 10^3} = 311 \text{ тыс. руб./кВт} = 4267 \text{ дол./кВт.}$$

(курс доллара ЦБ РФ на декабрь 2020 г. 1 долл. = 73 руб.)

### Определение годового расхода ядерного горючего

Годовой расход ядерного горючего:

$$B_{\text{год}} = \frac{Q_p \cdot 365 \cdot K_y}{\bar{B}},$$

где  $Q_p$  – тепловая мощность реактора, МВт;  $K_y = h_y / 8670$  – коэффициент использования установленной мощности АЭС;  $h_y$  – число часов установленной мощности (для АЭС принимается равным  $6000 \div 7000$  часов/год);  $\bar{B}$  – средняя

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

глубина выгорания ядерного горючего (для АЭС с ВВЭР-700 принимается равным  $45000 \div 70000$  МВт · сут/т).

$$B_{год} = \frac{2000 \cdot 365 \cdot \frac{6500}{8670}}{50000} = 10,9 \text{ т.}$$

### Оценка стоимости ядерного горючего

Для вычисления годовых издержек для обоих вариантов необходимо оценить стоимость горючего для реактора ВВЭР с учетом его транспортировки и др. Затраты АЭС на ядерное топливо в соответствии с [16] принято рассчитывать исходя из установленной цены ТВС со свежим топливом, поставляемых на АЭС, без учета стоимости урана и плутония, накопленного в отработанном топливе и расходов по химической переработке отработанного топлива. Удельная стоимость ядерного топлива за период кампании с однородной топливной загрузкой:

$$\begin{aligned} \bar{C}_T &= \bar{C}_{исх.пр.} + \bar{C}_{об} + \bar{C}_{изг} + \bar{C}_{тр} = \\ &= 85 + 685 + 155 + 4 = 929 \frac{\text{ДОЛЛ}}{\text{КГ}} = 67817 \frac{\text{руб}}{\text{КГ}}, \end{aligned}$$

где  $\bar{C}_{исх.пр.}$  – удельная стоимость исходного продукта (природного урана) [16, с.196];  $\bar{C}_{об}$  – удельная стоимость обогащенного урана [16, с.239];  $\bar{C}_{изг}$  – удельная стоимость изготовления ТВС, включая стоимость конструкционных материалов [16, с.328];  $\bar{C}_{тр}$  – удельная стоимость транспортировки ТВС к АЭС [15, с.240].

### Годовые эксплуатационные издержки

При планировании годовых издержек на АЭС составляется смета со следующими основными экономическими элементами затрат:

$$I_{год} = I_a + I_T + I_{тр} + I_{зп} + I_{пр},$$

					<b>ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ</b>	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $I_a$  – амортизационные расходы;  $I_t$  – затраты на топливо при плановой загрузке установленной мощности АЭС;  $I_{тр}$  – отчисления на текущий ремонт;  $I_{зп}$  – заработная плата;  $I_{пр}$  – прочие расходы.

Определение издержек на ядерное горючее:

$$I_t = \bar{C}_t \cdot \bar{V}_{год} = 67817 \cdot 10,9 \cdot 1000 = 742,3 \text{ млн.руб.},$$

Определение издержек на заработную плату

Издержки на заработную плату с отчислениями на соцстрах в укрупненных расчетах могут быть оценены:

$$I_{зп} = K_{шт} \cdot \Phi_{зп} \cdot \alpha_{сс} \cdot N,$$

где  $K_{шт} = 1,4$  – штатный коэффициент чел/МВт [15, с.208];  $\Phi_{зп} = 30 \div 50$  МРОТ – среднегодовой фонд заработной платы на одного человека (для Саратовской области МРОТ (минимальный размер оплаты труда) на 2020 год составляет 12615 руб);  $\alpha_{сс} = 1,26$  – коэффициент, учитывающий единый социальный налог.

$$I_{зп} = 1,4 \cdot 40 \cdot 12615 \cdot 1,26 \cdot 700 = 623 \text{ млн.руб.}$$

Определение амортизационных отчислений

Ежегодные амортизационные отчисления определяются как:

$$I_a = \frac{N_a}{100} \cdot K_{АЭС},$$

где  $N_a = 3 \div 4$  % – норма амортизации основных фондов АЭС.

$$I_a = \frac{3}{100} \cdot K_{АЭС} = \frac{3}{100} \cdot 218 = 6,5 \text{ млрд.руб.}$$

Определение ежегодных издержек на текущий ремонт:

$$I_{тр} = 0,2 \cdot I_a = 0,2 \cdot 6,5 = 1,3 \text{ млрд.руб.}$$

Определение ежегодных издержек на прочие затраты:

					<b>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

$$I_{\text{пр}} = 0,35 \cdot I_a = 0,35 \cdot 6,5 = 2,28 \text{ млрд.руб.}$$

Тогда ежегодные эксплуатационные издержки составят:

$$I_{\text{год}} = 6,5 + 742,3 \cdot 10^{-3} + 1,3 + 623 \cdot 10^{-3} + 2,28 = 11,5 \text{ млрд.руб.}$$

### Оценка прибыли и рентабельности АЭС

Согласно тарифам на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) стоимость 1 МВт · ч в Саратовской области составляет 3680 руб.

Годовая выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = N \cdot h_y = 700 \cdot 10^6 \cdot 6500 = 4550 \text{ ГВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда экономически обоснованный уровень балансовой прибыли АЭС:

$$\text{Пр}_6 = \mathcal{E}_{\text{год}} \cdot T = 4550 \cdot 10^3 \cdot 3680 = 16,74 \text{ млрд.руб.}$$

Необходимая годовая валовая выручка определяется как:

$$\text{ВВ} = I_{\text{год}} + \text{Пр}_6 = 11,5 + 16,74 = 28,24 \text{ млрд.руб.}$$

Налог на прибыль, который уплачивается электростанцией:

$$H_{\text{пр}} = 0,2 \cdot \text{Пр}_6 = 0,2 \cdot 16,74 = 3,34 \text{ млрд.руб.}$$

Чистая прибыль, остающаяся в распоряжении электростанции, после уплаты налога на прибыль:

$$\text{Пр}_ч = \text{Пр}_6 - H_{\text{пр}} = 16,74 - 3,34 = 13,39 \text{ млрд.руб.}$$

Общая рентабельность электростанции определяется как:

$$R_0 = \frac{\text{Пр}_6}{\text{ОФ} + \text{НОС}},$$

где ОФ – балансовая стоимость основных фондов АЭС (для новой электростанции может быть принята равной величине капитальных вложений в АЭС); НОС

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96



– сумма нормируемых оборотных средств (может быть принята равной стоимости первоначальной топливной загрузки в реактор АЭС).

$$R_o = \frac{\text{Пр}_6}{\text{ОФ} + \text{НОС}} = \frac{16,74 \cdot 10^9}{218 \cdot 10^9 + 742 \cdot 10^6} = 0,076.$$

Расчетная рентабельность электростанции:

$$R_p = \frac{\text{Пр}_q}{\text{ОФ} + \text{НОС}} = \frac{13,39 \cdot 10^9}{218 \cdot 10^9 + 742 \cdot 10^6} = 0,061.$$

### Оценка экономической эффективности инвестиций в АЭС

В качестве критериев экономической эффективности инвестиций наибольшее распространение получили чистый дисконтированный доход, индекс рентабельности проекта, срок окупаемости и внутренняя норма доходности проекта.

Чистый приведенный доход (NPV)

Данный критерий опирается на два положения:

- лучший проект обеспечивает большее значение дохода;
- разновременные затраты (доходы) имеют неодинаковую стоимость для инвестора.

В соответствии с этим критерием лучшим проектом будет тот, который обеспечивает большие значения NPV:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^5 \frac{\text{Пр}_t + A_t - K_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=6}^{65} \frac{\text{Пр}_t + A_t}{(1+r)^t},$$

где второе слагаемое учитывает затраты на первоначальную загрузку АЭС;

$D_t$  – чистый доход в  $t$ -ом году, существования проекта:

$$D_t = \text{Пр}_t + A_t - K_t,$$

где  $\text{Пр}_t$ ,  $A_t$ ,  $K_t$  – соответственно чистая прибыль, амортизация и инвестиции в  $t$ -ом году;

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T = T_{\text{строит}} + T_{\text{эксплуат}} = 5 + 60 = 65 \text{ лет.}$$

Чистый доход в первые 5 лет строительства блока считается следующим образом:

$$K_t = \frac{K_{\text{бл}}}{5} = \frac{218}{5} = 43,6 \text{ млрд.руб.}$$

$$D_t = \text{Пр}_t + A_t - K_t = 13,39 + 6,5 - 43,6 = -23,67 \text{ млрд.руб.}$$

В последующие годы чистый доход определяется как:

$$D_t = \text{Пр}_t + A_t = 13,39 + 6,5 = 19,93 \text{ млрд.руб.}$$

Фактор обесценивания денежных средств с течением времени учитывается процедурой дисконтирования с использованием ставки дисконтирования  $r$ . Обоснование величины  $r$  является достаточно сложной задачей, при этом это значение не является величиной постоянной, а меняется в зависимости от общего состояния экономики страны, где планируется реализация проекта, так и от отраслевых особенностей реализуемого проекта.

В общем случае  $r$  принято определять как:

$$r = r_g + r_{\text{риск}} = 7 + 5 = 12\%,$$

где  $r_g$  – доходность государственных долговых обязательств РФ, которая определяет минимальный уровень доходности по безрисковому инвестированию средств;  $r_{\text{риск}}$  – премия за риск, зависящая от отраслевой особенности реализуемого проекта, а также склонности инвесторов к риску в разных условиях рыночной конъюнктуры.

$$NPV = \sum_{t=1}^5 \frac{-23,67}{(1+0,12)^t} + \sum_{t=6}^{65} \frac{19,93}{(1+0,12)^t} = 8,81 \text{ млрд.руб.}$$

Индекс рентабельности проекта (PI)

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

В соответствии с этим критерием лучший проект обеспечивает максимальное значение индекса рентабельности проекта.

Индекс рентабельности инвестиционного привлекательного проекта должен быть больше единицы:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{Pr_t + A_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=6}^{65} \frac{K_t}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{19,93}{(1+r)^t}}{\sum_{t=6}^{65} \frac{43,6}{(1+r)^t}} = 1,06.$$

Срок окупаемости инвестиций

Срок окупаемости инвестиций с учетом фактора времени может быть найден путем решения следующего уравнения относительно  $T_{ок}$ :

$$\sum_{t=1}^5 \frac{-23,67}{(1+0,12)^t} + \sum_{t=6}^{T_{ок}} \frac{19,93}{(1+0,12)^t} = 0;$$

$$T_{ок} = 25,8 \text{ лет.}$$

Таблица 5 – Технико-экономические показатели работы АЭС

	ВВЭР-700
Удельные капиталовложения	311 тыс.руб/кВт
Годовая выработка электроэнергии	4550 ГВт · ч
Стоимость эл.энергии за 1 МВт · ч	3680 руб.
Амортизационные отчисления	6,5 млрд.руб
Ежегодные издержки	2,28 млрд.руб
Балансовая прибыль	16,74 млрд.руб
Налог на прибыль	3,34 млрд.руб
Чистая прибыль	13,39 млрд.руб
Общая рентабельность	0,076
Расчетная рентабельность	0,061
Чистый приведенный доход проекта	8,81 млрд.руб
Рентабельность проекта	1,06
Срок окупаемости	25,8 лет

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ

Лист

99

## СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

На АЭС с реактором ВВЭР существуют определенные стандарты обеспечения технического обслуживания, а также обеспечение должного уровня обеспечения работников необходимым оборудованием и соблюдения санитарных норм, защиты прав работников, ОТиТБ и т.д.

По результатам имеющегося к настоящему времени опыта мировых практик, существует возможность обеспечивать большую защиту работников от опасных и вредных факторов, возникающих в ходе производства.

Ответственность за организацию труда в целом по предприятию несут директор и главный инженер. По отдельным подразделениям такая ответственность возлагается на начальников цехов, отделов и т.д. Непосредственное руководство организацией охраны труда осуществляет главный инженер станции. АЭС считается безопасной, если ее радиационное воздействие на персонал, население и окружающую среду при нормальной эксплуатации и проектных авариях не превышает значений, установленных в нормативных документах. В настоящее время такими документами являются «Санитарные нормы и правила проектирования атомных станций» (СНиП АС), «Нормы радиационной безопасности НРБ-99», «Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций», «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» и др.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **5.1.1 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

					<b>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		100

источниками относятся к персоналу группы А с вредными или опасными условиями работы. Им гарантированы:

1) Доплаты (ст.147 ТК РФ [17]):

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 [18]);

3) Дополнительный отпуск (ст. 117 [17]):

Минимальная продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска работникам, составляет 7 календарных дней.

4) Сокращенная рабочая неделя (ст. 92 [17]) – не более 36 часов в неделю.

5) Молоко и лечебно-профилактическое питание (ст. 222 [17]);

6) Медосмотры (ст. 213 [17]);

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 [17]);

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 [19]).

9) Досрочная пенсия по возрасту [20]. 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.

										Лист
										101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ					

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 [21]. В основе реализации социальной политики в атомной отрасли лежат принципы прозрачности, доступности и открытости.

Весь персонал разделен на три категории с соответствующими выплатами (таблица 6):

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 экстренной помощи атомным станциям (ОПАС), аварийные спасатели, персонал группы А, имеющий радиационный риск выше  $1 \times 10^{-3}$  (п.4 [21]).

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.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

Таблица 6 – 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 руб-лей	500 000 рублей

### 5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место оператора должно быть организовано согласно [22] и условиям, обеспечивающим абсолютный контроль всех систем [23].

Высота рабочей поверхности стола для взрослых пользователей должна регулироваться в пределах 680-800 мм; при отсутствии такой возможности высота рабочей поверхности стола должна составлять 725 мм.

Модульными размерами рабочей поверхности стола для ПЭВМ, на основании которых должны рассчитываться конструктивные размеры, следует считать: ширину 800, 1000, 1200 и 1400 мм, глубину 800 и 1000 мм при нерегулируемой его высоте, равной 725 мм. Рабочий стол должен иметь пространство для ног высотой не менее 600 мм, шириной - не менее 500 мм, глубиной на уровне колен - не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног - не менее 650 мм.

Конструкция рабочего стула должна обеспечивать [23]:

- ширину и глубину поверхности сиденья не менее 400 мм;
- поверхность сиденья с закругленным передним краем;
- регулировку высоты поверхности сиденья в пределах 400-550 мм и углам наклона вперед до 15° и назад до 5°;

- высоту опорной поверхности спинки  $300 \pm 20$  мм, ширину - не менее 380 мм и радиус кривизны горизонтальной плоскости - 400 мм и др. [23];

Клавиатуру следует располагать на поверхности стола на расстоянии 100-300 мм от края, обращенного к пользователю, или на специальной, регулируемой по высоте рабочей поверхности, отделенной от основной столешницы.

## 5.2 Производственная безопасность

При выполнении работ на обслуживающий персонал АЭС могут воздействовать следующие опасные и вредные производственные факторы, которые указаны в таблице И.1.

### 5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Отклонение показателей микроклимата.

Источник возникновения фактора – энергозатраты организма 151 – 200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения, при работе в реакторном зале [28].

Физическая природа – колебания температур окружающей среды и термического излучения. Негативные микроклиматические обстоятельства приводят к усилению негативных тенденций здоровья сотрудника, ослаблению внимания, большей утомляемости, и при длительном воздействии имеют все шансы вызвать всевозможные болезни, регламентируют нормы производственного микроклимата.

Работа в реакторном помещении относится к категории Па (таблица 2 [28]). Допустимые и оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений для работников группы Па представлены в таблицах И.2 и И.3 соответственно. На реакторе типа ВВЭР интенсивность теплового излучения не превышает допустимой нормы (максимальная допустимая температура для Па – 24 °С).

Средства защиты: для обеспечения комфортных условий используются как организационные методы (рациональная организация проведения работ в зависимости от времени года и суток, чередование труда и отдыха), так и технические средства (вентиляция, кондиционирование воздуха, отопительная система).

					<b>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		104



Недостаточная освещенность.

Источники возникновения: отсутствие возможности организации естественного освещения, из-за расположения операторной в окружении бетонной защиты. Природа фактора – корпускулы света - фотоны, излучаются источником света в виде волн.

Плохое освещение негативно воздействует на зрение, приводит к быстрому утомлению, снижает работоспособность, вызывает дискомфорт, является причиной головной боли и бессонницы.

Условия труда классифицируются в зависимости от параметров световой среды (таблица 12 [29]). Для рабочего места оператора:  $E_n = 300-500$  лк [23].  $K_n = 20\%$ , для работ средней-высокой точности [30]. Рабочее место оператора оценено по факторам естественного и искусственного освещения  $1/3$  и определен класс – вредный 3,1 [29] из-за отсутствия естественного освещения.

Средства защиты: постоянное необходимое обеспечение местного освещения: со стационарными светильниками, устройствами для подключения переносных светильников и ламп-прожекторов.

Примем следующие характеристики помещения БЩУ [32, с.325]: длина = 20 м; ширина = 15 м; высота = 3,5 м; окраска стен – светлые тона; окраска потолка – белая.

Характеристики зрительной работы: минимальный размер объекта различения = 0,5 мм; напряженная зрительная работа выполняется непрерывно (5 часов); расстояние, на котором находится объект от глаз рабочего составляет 0,5м; источники света – люминесцентные лампы.

По [32], данным условиям соответствует: характеристика зрительной работы – «высокая точность»; разряд работы – «Б»; подразряд – «1».

Для разряда Б1 освещенность, при системе общего искусственного освещения, составляет  $E_{общ} = 300$  лк. Для обеспечения требуемой освещенности в помещении оперативного персонала применяются светильники с люминесцентной лампой. Расчет освещенности выполнен по методике [33] и представлен в Приложении К.

					<b>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

Повышенный уровень ионизирующего излучения.

Источник возникновения фактора – загрузка в активную зону реактора ионизирующих источников: урана 235, искусственного источника излучения, образование в процессе работы реактора нейтронного излучения, гамма-излучения,  $\alpha$ - $\beta$ - излучения. Радиоактивные отходы и отработанное ядерное топливо.

Природа фактора – любое излучение, взаимодействует с веществом, что приводит к образованию электрических зарядов. Изменения, происходящие в организме под действием ионизирующего излучения, могут проявиться в виде детерминированных и стохастических биологических эффектов.

Персонал группы А – персонал, который непосредственно работает с искусственными источниками ионизирующего излучения и подвергается наибольшей опасности. Персонал группы Б – персонал, который не работает непосредственно с техногенными источниками ионизирующего излучения, но рабочие места находятся в зоне их воздействия.

Основные дозовые пределы персонала приводятся в [24] (Таблица 3.1). Эффективная доза облучения критической группы А персонала не превышает 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год. За период трудовой деятельности (50 лет) эффективная доза для персонала не должна превышать 1000 мЗв.

Современные национальные требования/нормативы [24, 25, 26] регламентируют годовые уровни профессионального и допустимые уровни аварийного облучения, основанные на концепции допустимых уровней доз. Предел индивидуального риска для техногенного облучения лиц из персонала в соответствии с [24] принят  $10^{-3}$  за год.

Средства защиты от ИИ [27]: расстояние от радиоактивных источников, сокращение времени работы с ИИ, нахождение вдали от ИИ вне рабочего времени, использование средств индивидуальной защиты, поддержание чистоты на рабочем месте и используемого инструмента.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Электробезопасность – организационные и технические мероприятия и средства, которые обеспечивают защиту рабочего персонала от опасного воздействия электрического тока.

Согласно [34], в отношении опасности поражения людей электрическим током БЩУ относится к классу 1 – помещения без повышенной опасности (сухие, беспыльные, с нормальной температурой воздуха, с изолирующими полами). Безопасные номинальные значения: напряжение – менее 12 В; ток – менее 0,1 А; заземление менее 4 Ом.

Для обеспечения защиты необходимо применять следующие СКЗ [35]: защитные оболочки, защитные ограждения (временные или стационарные), изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную), предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности и др.

### 5.3 Экологическая безопасность

Атмосфера.

Источником загрязнения являются газообразные отходы (различного состава радиоактивные газы – от радиоактивных инертных газов до активированных паров воды – собранные в единый бак из различного теплообменного оборудования), прошедшие очистку и фильтрацию, рассеиваемые в атмосфере через вентиляционные трубы.

Должны соблюдаться требования нормативных актов [39], [40], регулирующих отношения в области охраны атмосферного воздуха.

На АС разрабатываются и выполняются мероприятия [36]:

- 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;

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

- 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 [41], [42], 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;
- 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 влияния сточных вод и хранения отработавшего ядерного топлива.

При этом должны соблюдаться требования нормативных правовых актов, регулирующих отношения в области охраны земельных ресурсов и недр в соответствии с законами [42], [43], [44].

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

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.

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **5.4.1 Анализ возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС)**

Пожар.

На АЭС действуют правила [30], которые устанавливают требования по пожарной безопасности. Согласно [48] помещение БЩУ к категории пожароопасности В4.

Горючими материалами выступают: строительные материалы, изоляция электрооборудования, мебель. Источниками возгорания могут стать горючие газы, электрооборудования, проводка.

Необходимо отметить, что пожаробезопасность на ЯЭУ 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.

Радиационная авария.

					<b>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		109

Авария – нарушение эксплуатации атомной станции, при котором произошел выход радиоактивных веществ и/или ионизирующего излучения за предусмотренные проектом для нормальной эксплуатации границы в количествах, превышающих установленные пределы безопасной эксплуатации.

Нормативная документация, регулирующая деятельность по предотвращению и минимизации последствия ЧС с выбросами радиации на АЭС представлена следующими документами: [45], [46], [47].

Источником ионизирующего излучения выступает ядерное топливо, но при возникновении ЧС все материалы и агрегаты первого контура АЭС, получившие наведенную активность при эксплуатации, будут представлять радиационную опасность.

#### 5.4.2 Мероприятия по предотвращению ЧС

Пожар. К первичным средствам пожаротушения предъявляются следующие требования [49]:

- 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;
- 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 и др.;

Помещение БЦУ 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:

					<b>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		110

- При небольшом возгорании необходимо воспользоваться первичными средствами пожаротушения;
- Обесточить электроприборы.

На основании требований [30] и [33] и 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), 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
  - элементы 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.

## 6 АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РЕГУЛИРОВАНИЯ ПИТАНИЯ ПАРОГЕНЕРАТОРА

### 6.1 Описание объекта автоматизации

Регулирование питания парогенератора – это нечто иное как состояние, когда отводы пара, подача питательной воды и продувка состоят в материальном балансе. Последнее же характеризуется уровнем воды в парогенераторе.

Стабилизация уровня жидкости должна соответствовать определенным критериям. Для данного парогенератора оптимальный уровень  $L_{ном} = 2450$  мм от внутренней образующей корпуса. Погрешность при поддержании уровня в статических режимах равна  $\pm 50$  мм от  $L_{ном}$ , в динамике  $= \pm 150$  мм от  $L_{ном}$ . Увеличение уровня жидкости от  $L_{ном}$  не позволительно в виду возможности затопления, а также в последствии неисправности в работе сепарационных устройств (попадание жидкости в ПТУ), а уменьшение уровня опасно возможностью оголения нагреваемых поверхностей.

Примерами нарушения уровня воды могут быть следующие:

- Расход пара (нагрузка);
- Изменение расхода питательной воды;
- Изменение температуры питательной воды;
- Изменение расхода продувки;
- Изменение теплоподвода со стороны первого контура (изменение средней температуры первого контура или отключение ГЦН).

При нарушении оптимального расхода пара или вывода из системы главного циркуляционного насоса, другими словами изменение теплоподвода как следствие возникает “набухание” уровня, т.е. изменение его в начальные моменты времени в сторону, не равнозначный знаку возмущающего воздействия.

									Лист
									112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ				



При изменении парового расхода, например, увеличении, давлении в парогенераторе уменьшается, начинается второстепенное вскипание воды, повышение количества и объема пузырьков пара, а также в последствии, повышение уровня.

После чего уровень начинает уменьшаться, т.к. расход пара повысился, а расход питательной воды остался таким же. При выходе из строя ГЦН теплоподвод в парогенераторе быстро упал, интенсивность кипения и объем пузырьков пара снизился, что приводит к уменьшению уровня. Тем не менее при снижении парообразования происходит уменьшение давления и некоторое увеличение парообразования. Но все же, первый фактор гораздо существенный. В последствии времени уровень повышается, т.к. расход питательной воды остался прежним.

## **6.2 Выбор схемы реализации автоматической системы регулирования**

В регулировании уровня есть основные типы регуляторов, к ним относятся 1-импульсный, 2-х импульсный и 3-х импульсный.

1. Первый тип питания ПГ представляется легким типом регулятора питания в барабане парового котла является одноимпульсный регулятор с датчиком уровня воды в барабане, управляющий регулирующим питательным клапаном расхода воды. Он находит применение при автоматизации питания паровых котлов малой мощности, у которых на поведение уровня в барабане незначительно сказывается набухание котловой воды.

Недочетом является то, что при нарушении оптимального расхода пара или вывода из системы главного циркуляционного насоса, другими словами изменение теплоподвода как следствие возникает “набухание” уровня, другими словами изменение его в начальные моменты времени в сторону, не равнозначный знаку возмущающего воздействия. При изменении расхода пара, например,

увеличении, давлении в ПГ уменьшается, происходит дополнительное вскипание воды, увеличение количества и объема пузырьков пара и, как следствие, увеличение уровня.

Показанные динамические свойства ПГ представляются собой весьма неблагоприятными с точки зрения поддержания уровня воды. Следовательно, для АСР уровня неприменимы обычные одноимпульсные АСР.

2. Двухимпульсный тип питания ПГ. Применение пропорционально-интегрального (ПИ) закона регулирования для астатического объекта с явлением “набухания” не обеспечивает требуемого качества регулирования (длительные слабо затухающие колебания уровня при ступенчатом входном возмущении).

Но двухимпульсная схема регулирования никак не используется в промышленности согласно последующим обстоятельствам:

- 1) Расход питательной воды посредством регулирующего питательного клапана зависит не только от положения клапана, но также и от перепада давления на нём, который в процессе эксплуатации может меняться;
- 2) В дифманометрах-расходомерах старых лет выпуска выходящий сигнал был соразмерен корню квадратному из перепада давления.

3. Трехимпульсную схему АСР питания ПГ экономичнее применять. На рисунке 1 представлена принципиальная схема 3-х импульсной системы уровня воды. В схеме сигналы по расходу пара, питательной воды и уровню воды в ПГ, которые измеряются датчиками  $ИП_D$ ,  $ИП_L$ ,  $ИП_G$  используются в роли импульсов.

Принцип работы: сигналы по расходу питательной воды и пара устанавливаются в регулятор с разными знаками. В установившемся процессе данные сигналы одинаковы, разные по знаку и, значит, компенсируют друг друга.

Сигнал по уровню в парогенераторе возмещается с сигналом задания. При следствии изменения расхода пара, резко меняется соответствующий сигнал на входе в регулятор и крайний пропорционально изменяет расход питательной

воды, никак не дожидаясь изменения уровня.

В регуляторе применяется пропорционально-интегральный (ПИ) закон регулирования, но из-за ввода в регулятор почти безынерционный отрицательной обратной связи по расходу питательной воды в нем осуществляется пропорциональный (П) закон регулирования. Статическая неравномерность П-регулятора исправляется согласно корректирующим сигналом по расходу пара.

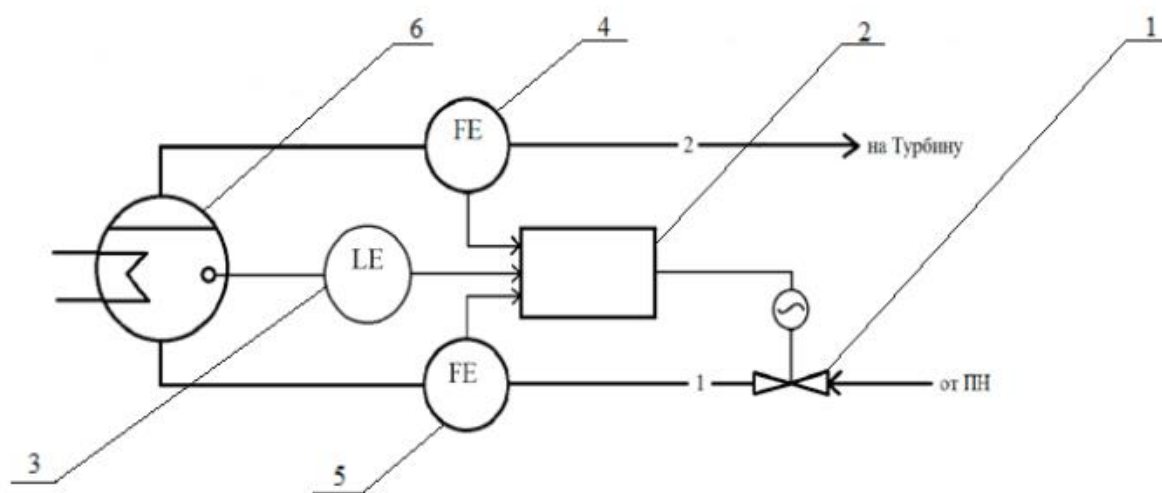


Рисунок 8 - Принципиальная схема трехимпульсной АСР уровня воды в ПГ

Обозначение компонентов: 1 — исполнительный механизм питательного клапана; 2 — регулятор; 3 — сигнализатор по уровню; 4 — сигнализатор по расходу пара; 5 — сигнализатор по расходу воды; 6 — ПГ.

### 6.3 Выбор технических средств автоматизации и контроля, составление заказной спецификации приборов и средств автоматизации

Спецификация предполагает собою техническую документацию, в которой отображен список всех необходимых сведений об устройствах, а также средствах автоматизации, с целью составления заказа на ее базе.

#### 6.3.1 Выбор технических средств автоматизации и контроля

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

### Выбор преобразователя разности давлений

Преобразователи давления нужны для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и обеспечивают непрерывное преобразование значения измеряемого параметра – разности давлений (ДД) – в стандартный токовый выходной сигнал (4...20 мА) дистанционной передачи.

Преобразователи давлений Метран-43-ДГ, Метран-43Ф-ДГ, Метран-43Ф-ДД не предназначены для работы в среде газообразного кислорода и кислородосодержащих газовых смесей.

Из-за оптимальной цены выбираем Метран-43Ф-Вн-ДД.

### Выбор уравнильного сосуда

Сосуды уравнильные (СУ) предназначены для поддержания постоянного уровня жидкости в одной из двух соединительных линий при измерении уровня жидкости в резервуарах с использованием преобразователей разности давлений. СУ предназначены также для защиты внутренних полостей преобразователей разности давлений и обеспечения равенства плотностей жидкости в соединительных линиях при измерении расхода жидкости с температурой выше 100°C.

В качестве уравнильного сосуда выбираем СУ – 6,3-02 - Б.

Здесь:

СУ – сосуд уравнильный;

6,3 – условное давление, МПа;

02 – второе исполнение;

Б – материал в сосуде - нержавеющая сталь.

### Выбор диафрагмы для расходомеров

Диафрагмы (сужающие устройства) предназначены для измерения расхода жидкости, пара и газа методом переменного перепада давлений.

Выбираем ДКС-10-100 – диафрагма камерная, устанавливаемая во фланцах трубопроводов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

### Выбор конденсационного сосуда

Сосуды конденсационные (СК) предназначены для поддержания постоянства и равенства уровней конденсата в соединительных линиях, передающих перепад давления от сужающего устройства к преобразователю перепада давления, при измерении расхода водяного пара.

В качестве конденсационного сосуда выбираем СК–10-1-А, с условным давлением 10 МПа.

### Выбор исполнительного механизма

При автоматизации объектов теплоэнергетики наибольшее распространение получили электрические исполнительные механизмы. В общем случае электрический ИМ включает электропривод, блок сигнализации положения и штурвал. Штурвал предназначен для ручного перемещения выходного вала исполнительного механизма. Блок сигнализации состоит из блока концевых выключателей и датчика положения исполнительного механизма. Концевые выключатели блока отключают электродвигатель при достижении крайних положений выходного вала исполнительного механизма. В зависимости от назначения исполнительные механизмы комплектуются различными датчиками положения: индуктивным, реостатным (диапазон 0...120 Ом), токовым (0...5 мА или 4...20 мА, или 0...20 мА). Обширно распространены следующие типы электрических ИМ: механизмы электрические однооборотные МЭО, механизмы электрические однооборотные фланцевые МЭОФ.

В соответствии с величиной крутящего момента, необходимого для перестановки регулирующего органа, выбран механизм электрический однооборотный типа МЭО-4000-ПВТ4.

### Выбор устройств оперативного управления

Ручное или дистанционное переключение с автоматического режима управления на ручной и обратно. Кнопочное управление интегрирующими исполнительными устройствами.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

В качестве устройств оперативного управления в АСР применяются блоки ручного управления БРУ-42, дистанционные указатели положения ДУП-М. БРУ используются для коммутации цепей управления.

Выбор регулирующего устройства.

Контроллер предназначен для построения современных АСУ ТП и с использованием персональных ЭВМ позволяет выполнять оперативное управление, автоматическое регулирование, логико–программное управление, блокировку и защиту, регистрацию и сигнализацию событий.

Контроллер предназначен для построения современных АСУ ТП и с использованием персональных ЭВМ позволяет выполнять оперативное управление, автоматическое регулирование, логико–программное управление, блокировку и защиту, регистрацию и сигнализацию событий.

Для реализации системы в работе выбран программируемый контроллер семейства REGUL R500, предназначенный для построения сложных и ответственных систем управления технологическими процессами с расширенным температурным диапазоном, дополнительной механической и ЭМС-защитой.

В качестве пускателя выбираем ПБР-2МА. Бесконтактное управление электрическими исполнительными механизмами и приводами, пуск, реверс любых синхронных и асинхронных двигателей мощностью до 1,1 кВт. То же что и ПБР-2М, но для применения на АЭС.

#### **6.4 Разработка схемы автоматизации**

Функциональная схема (ФС) считается главным документом при проектировании АСР, который определяет функциональную структуру и объем автоматизации объекта, а также отражает функции системы автоматизации и их взаимосвязь с автоматизируемым объектом. Под объектом подразумевают комплекс главного и второстепенного оборудования совместно с регулирующими органами.

					<b>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		118

Технологическое оборудование на функциональной схеме изображено в соответствии с ГОСТ 21.403–80 в виде упрощённых контуров. Датчики, преобразователи, приборы и вспомогательную арматуру изображают на схемах автоматизации в соответствии с ГОСТ 21.208–2013.

Техническим средствам автоматизации, которые изображены на функциональной схеме, присвоены надлежащие позиционные обозначения.

Функциональная схема автоматической системы регулирования уровня воды в парогенераторе представлена на листе ФЮРА.421000.001 С2. Уровень воды в парогенераторе измеряется гидростатическим дифманометром 1б в комплекте с уравнительным сосудом 1а. 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 дифманометров 1в, 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.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте был спроектирован энергоблок АЭС с ВВЭР электрической мощностью 700 МВт.

Выполнен расчет принципиальной тепловой схемы ПТУ на конденсационный режим. Спроектированная паротурбинная установка имеет 8 ступеней регенеративного подогрева: 2 ПВД, деаэратор и 4 ПНД, один из которых смешивающего типа. Найдены параметры экономичности энергоблока, работающей в конденсационном режиме:  $Q_{\text{ту}} = 1972,3$  МВт;  $\eta_{\text{ту}}^{\text{э}} = 0,355$ ;  $\eta_{\text{с}}^{\text{э}} = 0,321$ . Номинальный расход пара на паротурбинную установку  $G_0 = 1063,5$  кг/с.

Был произведен выбор основного оборудования, ориентируясь на прототип по рассчитанным параметрам основного конденсата и питательной воды.

Так же была спроектирована компоновка данной АЭС. Компоновка в основном ориентирована на прототип – энергоблок ВВЭР-1200. Главный корпус состоит из реакторного отделения и машинного зала. В реакторном отделении располагаются реактор, парогенераторы, четыре ГЦН, и прочее вспомогательное оборудование реактора. В защитной оболочке установлен кран для обслуживания оборудования и перегрузки топлива. В процессе выполнения данного проекта были получены данные для расчета парогенератора.

Был рассчитан парогенератор ПГВ-700, который обогревается водой под давлением и вырабатывает сухой насыщенный пар с естественной циркуляцией рабочей среды, а также с U – образными трубками. Данный парогенератор имеет следующие параметры:

- тепловая мощность парогенератора -  $Q_{\text{пг}} = 493,18$  МВт;
- расход теплоносителя -  $G = 3151,3$  кг/с;
- расход рабочего тела -  $D = 282,35$  кг/с;
- число труб теплопередающей поверхности -  $n_{\text{тр}} = 10815$  шт.

Затем был посчитан реактор с целью освоения методики расчета на тепловых нейтронах. Основными расчетами являются теплогидравлический расчет

					<b>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		120



и расчет на прочность отдельных элементов ядерного реактора. В результате были получены основные выводы:

- тепловая мощность – 2000 МВт; расход теплоносителя – 12523,8 кг/с; габаритные размеры: высота активной зоны – 2710 мм, внутренний диаметр корпуса – 4150 мм, диаметр активной зоны 3010 мм, число ТВС – 143 шт.
- итогом теплогидравлического расчета стало подтверждение обеспечения теплотехнической надежности: температуры оболочки, наружной и внутренней поверхности сердечника соответствуют допустимым.
- выполнен механический расчет: толщина стенки корпуса 202 мм и эллиптического днища 106 мм; проведены расчеты на прочность сердечника и оболочки ТВЭЛа.

В результате определения технико-экономических показателей станции были получены приемлемые значения себестоимости электроэнергии проектируемой АЭС и срока окупаемости, что позволяет говорить об экономической оправданности проекта, например: себестоимость электроэнергии составила 3680 руб./МВт\*ч, а срок окупаемости – 25,8 лет.

В разделе “социальная ответственность” был сделан вывод о том, что высокий уровень ионизирующего излучения (ИИ) имеется на работе блочного щита управления (БЩУ). Для контроля и обеспечения защищенности персонала от сего фактора учтено огромное число мер. Несмотря на это, рабочий процесс проходит довольно в хороших условиях, не беря в расчет недоступность естественного света в помещении.

При проектировании энергоблока АЭС будет учтена социальная ответственность и интересы социальных групп для предотвращения чрезвычайных ситуации на производстве.

В разработке автоматической системы регулирования питания парогенератора было принято решение использовать трехимпульсную схему питания ПГ. Произведен выбор технических средств автоматизации и контроля, разработана функциональная схема и соответствующая спецификация, которая отвечает всем нормативным требованиям.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

## Список используемых источников

1. Зорин В.М. Атомные электростанции: учебное пособие / В.М. Зорин. – М: Издательский дом МЭИ, 2012. – 642 с.: ил.
2. Антонова А.М., Воробьев А.В. Атомные электростанции: учебное пособие / А.М. Антонова, А.В. Воробьев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 230 с.
3. [Электронный ресурс] URL:  
[https://www.hms.ru/pumps\\_catalog/detail.php?ELEMENT\\_ID=1535](https://www.hms.ru/pumps_catalog/detail.php?ELEMENT_ID=1535) (дата обращения 21.10.20).
4. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки АЭС: Учеб. Пособие для вузов. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 384с.: ил.
5. Кириллов П.Л. и др. Справочник по теплогидравлическим расчетам(ядерные реакторы, теплообменники, парогенераторы). – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 360с.: ил.
6. Подготовка параметров к нейтронно-физическому расчету реактора на тепловых нейтронах: методические указания к выполнению индивидуального домашнего задания по дисциплине «Физика ядерных реакторов» для студентов, обучающихся по специальности 140404 «Атомные электрические станции и установки» направления 140400 «Техническая физика» / сост. А.В. Кузьмин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 61 с.
7. Кириллов П.Л., Терентьева М.И., Денискина Н.Б. Теплофизические свойства материалов ядерной техники: Учебное справочное пособие для студентов специальностей: 14.03.05 – Ядерные реакторы и энергетические установки, 14.04.04 – Атомные электрические станции и установки/ Под общ. ред. Проф. П.Л. Кириллова; 2-е изд., перераб. и доп. – М. : ИздАт, 2007. – 200 с.
8. Физическое материаловедение: Учебник для вузов./ Под общей ред. Б.А. Калина. – М.: МИФИ, 2008. Том 6, часть 2. Ядерные топливные материалы/Ю.Г. Годин, А.В.Тенишев, В.В. Новиков. – М.: МИФИ, 2008. – 604 с.

					<b>ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		122

- [Электронный ресурс]. <https://studfiles.net/preview/413225/page:27/> (дата обращения: 08.12.2020).
9. Курс лекций А.В. Воробьева по дисциплине «Ядерные энергетические реакторы».
  10. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок ПНАЭ Г-7-002-86. [Электронный ресурс]. URL: [http://snipov.net/database/c\\_4023757295\\_doc\\_4293842075.html](http://snipov.net/database/c_4023757295_doc_4293842075.html)
  11. Пузанов Д.Н., Стин А.А. Анализ и обобщение данных по свойствам циркониевых сплавов, применяющихся в качестве конструкционных материалов. Науч.-техн. конф. Молодых специалистов: Материалы конференции ОКБ «Гидропресс», 16 -17 марта 2011 г. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gidropress.podolsk.ru/files/proceedings/kms2011/documents/kms2011-013.pdf> (дата обращения: 08.12.2020).
  12. Дементьев Б.А. Ядерные энергетические реакторы: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.: ил.
  13. РБ-040-09. Расчетные соотношения и методики расчета гидродинамических и тепловых характеристик элементов и оборудования водоохлаждаемых ядерных энергетических установок.
  14. Тимофеев В.А. трехмерные гидродинамические cfd - расчеты течения теплоносителя в межтвэльном пространстве при установленных перемешивающих и дистанционирующих решетках, 2013.
  15. В.В. Батов, Ю.И. Корякин Экономика ядерной энергетики – М.: Атомиздат, 1969. – 400 с.: ил.
  16. Н.М. Синев Экономика ядерной энергетики: Основы технологии и экономики производства ядерного топлива. Экономика АЭС: Учеб. Пособие для вузов. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 480 с.: ил.
  17. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 13.08.2002.
  18. Федеральный закон «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» от 24.07.1998 N 125-ФЗ.

					ФЮРА.XXXXXX.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

19. 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
20. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 N 173-ФЗ (с изменениями на 1 октября 2019 года).
21. Единая отраслевая социальная политика Госкорпорации «Росатом» и ее организаций от 17.02.2020.
22. НПБ 114-2002 «Противопожарная защита атомных станций. Нормы проектирования».
23. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».
24. СанПиН 2.6.1.2523-09 «Нормы радиационной безопасности НРБ-99/2009».
25. СанПин 2.6.1.24-03 «Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций» (СП АС-03).
26. СП 2.6.1.2612-10 «Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности» (ОСПОРБ-99/2010).
27. Р 2.2/2.6.1.1195-03 «Гигиенические критерии оценки условий труда и классификации рабочих мест при работах с источниками ионизирующих излучений».
28. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
29. Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».
30. РД 34.03.350-98 Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО «ЕЭС России».
31. Околович М.Н. Проектирование электрических станций: Учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 400 с., ил.
32. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

33. 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.
34. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – СПб.: УВСИЗ, 2005.
35. ГОСТ 12.1.019-2017. «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
36. СТО 1.1.1.01.999.0466-2018 «Основные правила обеспечения охраны окружающей среды на атомных станциях».
37. СТО 1.1.1.01.0678-2015 «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций».
38. РД ЭО 0604-2005 «Контроль окружающей среды на атомных станциях».
39. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 N 96-ФЗ.
40. Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30.03.1999 N 52-ФЗ.
41. «Водный кодекс Российской Федерации» от 03.06.2006 N 74-ФЗ (ред. от 24.04.2020).
42. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ.
43. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
44. Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1.
45. РБ-094-14 «Минимизация радиационных последствий для населения и персонала при ликвидации последствий аварий на энергоблоках атомных электростанций разных типов. методика оптимизации мер по защите населения и территорий».
46. НП-005-16 «Положение о порядке объявления аварийной обстановки, оперативной передачи информации и организации экстренной помощи атомным станциям в случаях радиационно опасных ситуаций»

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

47. Федеральный закон «О радиационной безопасности населения» (с изменениями на 19 июля 2011 года).
48. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
49. СП 9.13130.2009 «Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации».
50. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов вузов / Г.П. Плетнев – 4-е издание., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с., ил.
51. Волошенко, Александр Викторович. Проектирование систем автоматического контроля и регулирования: учебное пособие [Электронный ресурс] / А. В. Волошенко, Д. Б. Горбунов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — 1 компьютерный файл (pdf; 14.4 МВ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2011
52. Измерение температуры. Каталог компании Emerson. Электронный источник: <https://www.emerson.com/documents/automation/каталог-сосуды-ск-су-сп-раздел-каталога-metran-ru-ru-61792.pdf> . Дата обращения 9.12.20.
53. АБС ЗЭиМ Автоматизация, каталог продукции Электронный источник: <http://zeim.ru/production/docs/re/65-02-2020.pdf> Дата обращения: 9.12.20.
54. Пускатель бесконтактный, каталог продукции: <http://www.zeim.ru/production/docs/d/10180.pdf> . Дата обращения 28.12.20.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

# Приложение А

(обязательное)

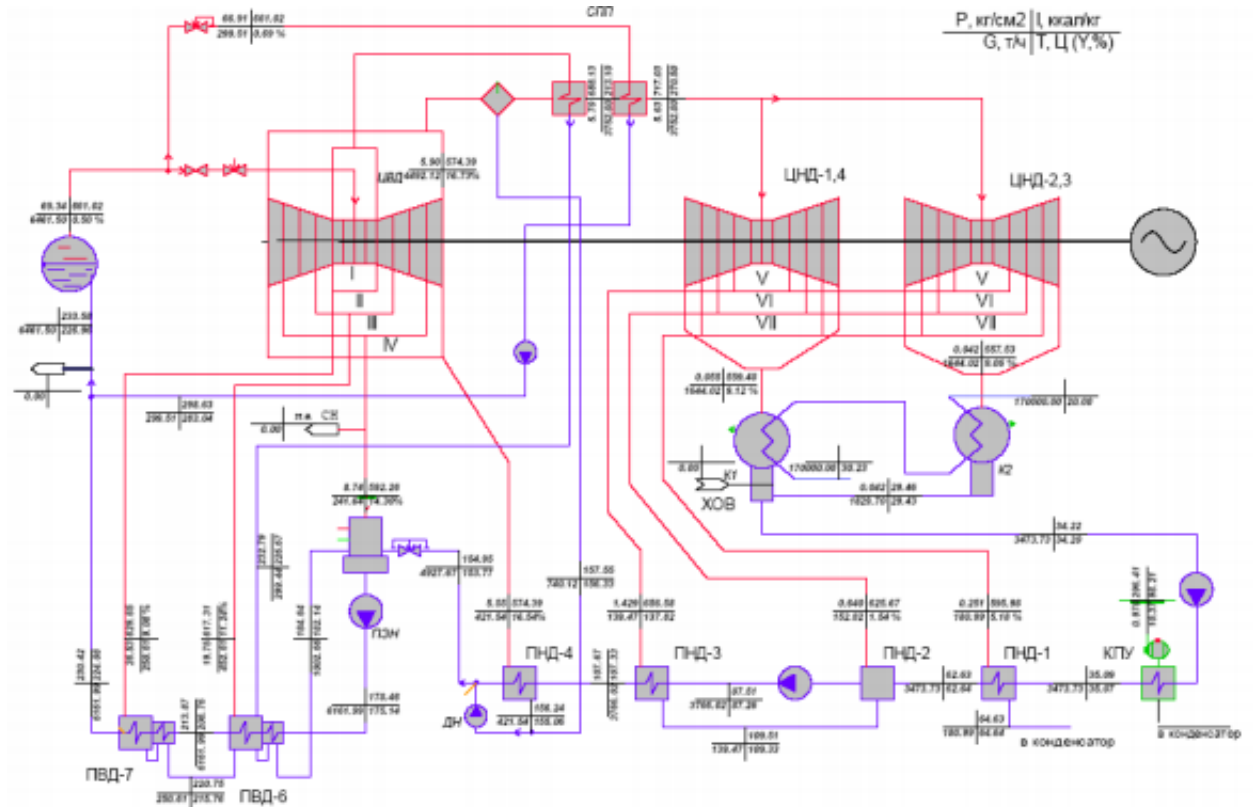


Рисунок А.1 – Принципиальная тепловая схема турбины К-1200-6,8/50

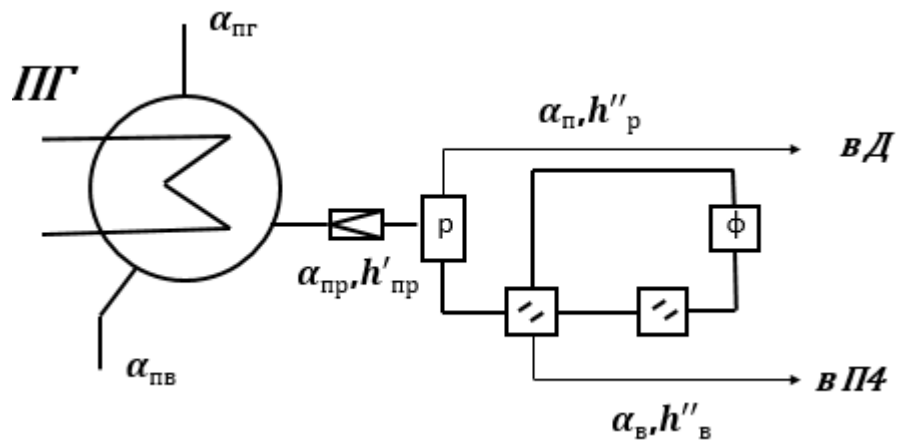


Рисунок А.2 – Схема продувки парогенератора

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

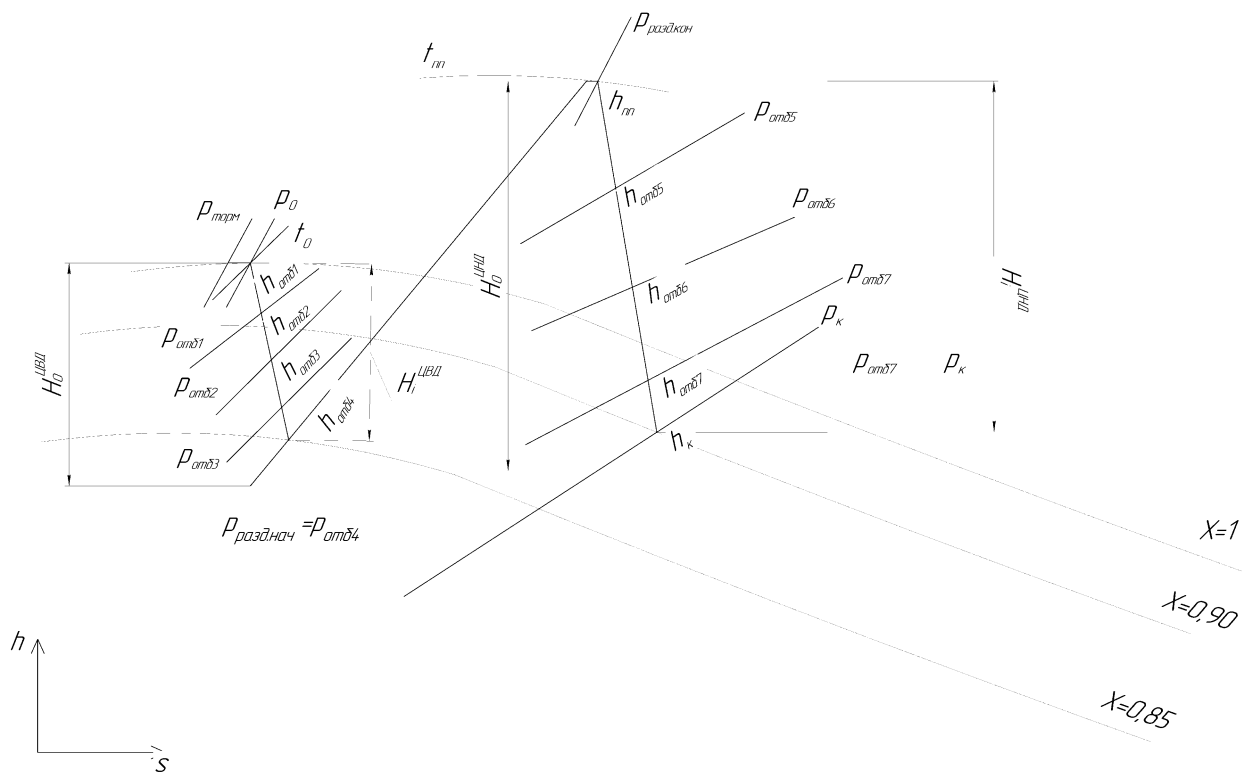


Рисунок А.3 – h-s диаграмма процесса расширения пара в турбине



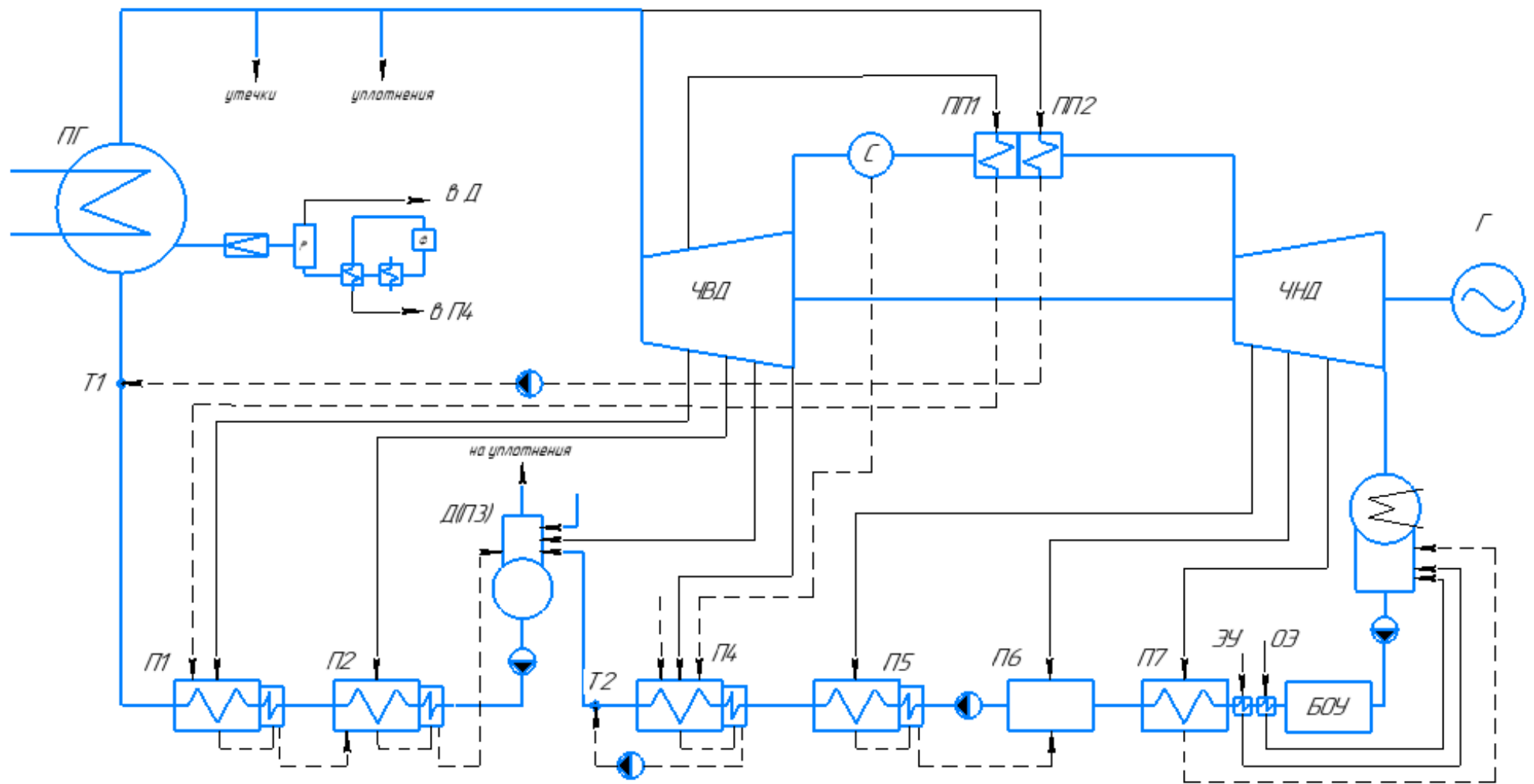


Рисунок А.4 – Принципиальная схема рассчитываемой установки

Таблица А.1 – Параметры воды и пара в ключевых точках

Точка процесса в турбине	Пар в турбине (отборе)		Конденсат греющего пара			Охладитель дренажа		Питательная вода, основной конденсат			Удельная работа отбора	Коэффициент недовыработки
	$P_{пj}$	$h_{пj}$	$P_{дрj}$	$t_{дрj}$	$h_{дрj}$	$t_{окj}$	$h_{окj}$	$P_{вj}$	$t_{вj}$	$h_{вj}$	$H_j$	$Y_j$
	МПа	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	°С	кДж/кг	МПа	°С	кДж/кг	кДж/кг	-
ЧВД	6,72	2773	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	3,05	2652	2,95	233	1004	204,8	875	9,1	230	992	121	0,878
2	1,66	2568	1,61	202	861	173,6	736	9,10	198,8	850	205	0,793
3	0,72	2461	-	-	-	-	-	0,70	165,0	697	311	0,685
4	0,53	2424	0,51	153,0	645	128,7	541	0,84	150,0	632	348	0,648
С	0,52	2739	0,52	153,3	647	-	-	-	-	-	-	0,648
ПП 1	0,51	2890	2,95	233	1004	-	-	-	-	-	-	-
ПП 2	0,50	2990	6,80	283,8	1257	-	-	-	-	-	-	-
ЧНД	0,49	2990	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	0,24	2857	0,24	125,7	516	101,4	425	1,01	122,7	516	481	0,513
6	0,089	2690	0,09	95,4	400	-	-	0,09	95,4	400	648	0,345
7	0,034	2561	0,033	71,1	285	46,9	196	0,10	68,1	285	778	0,214
К	0,005	2350	-	-	-	-	-	0,005	32,9	138	989	0

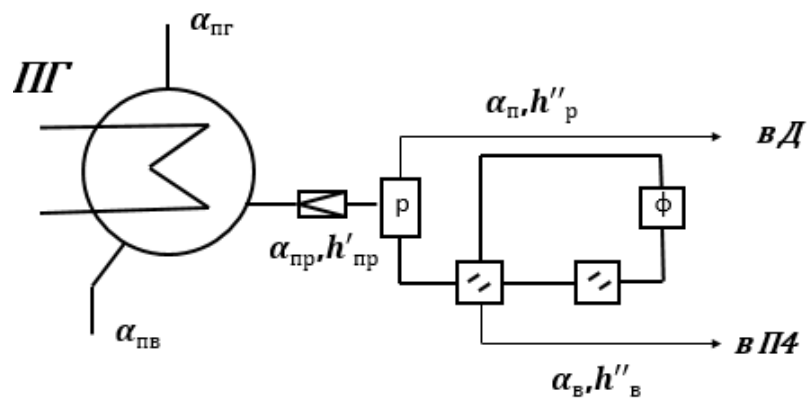


Рисунок А.5 – Схемы расширителя, охладителя и доохладителя непрерывной

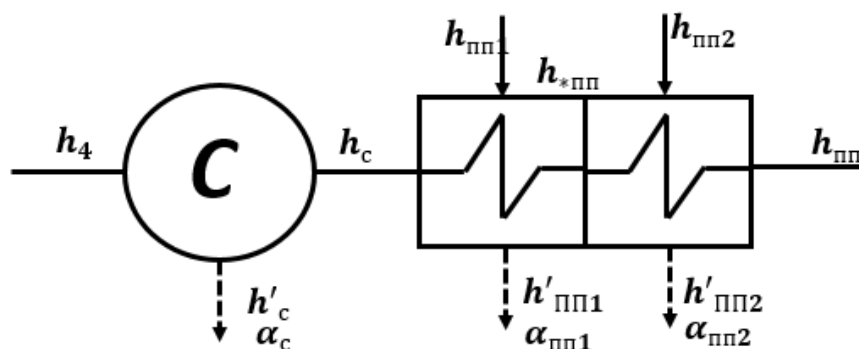


Рисунок А.6 – Расчетная схема сепаратор-пароперегреватель-пароперегреватель

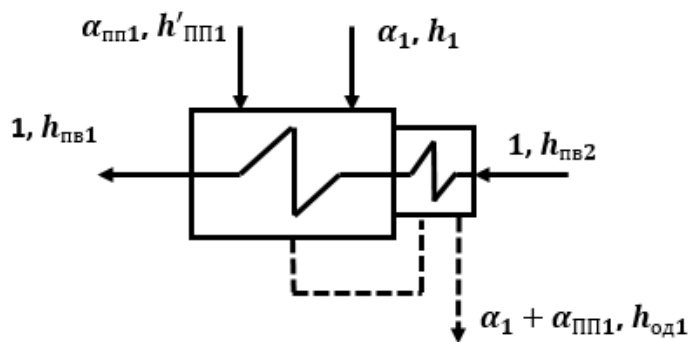


Рисунок А.7 – Расчетная схема подогревателя 1

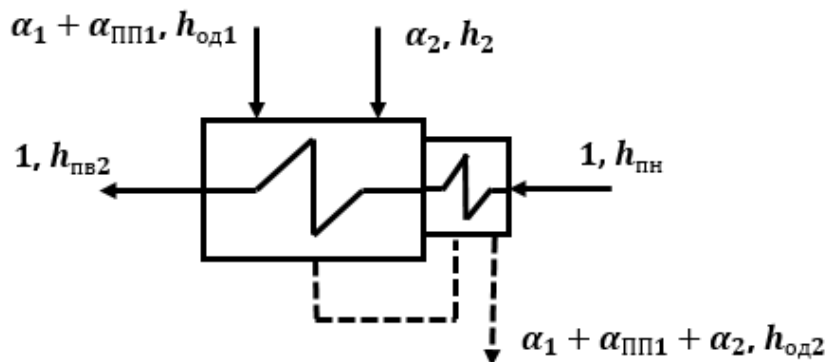


Рисунок А.8 – Расчетная схема подогревателя 2

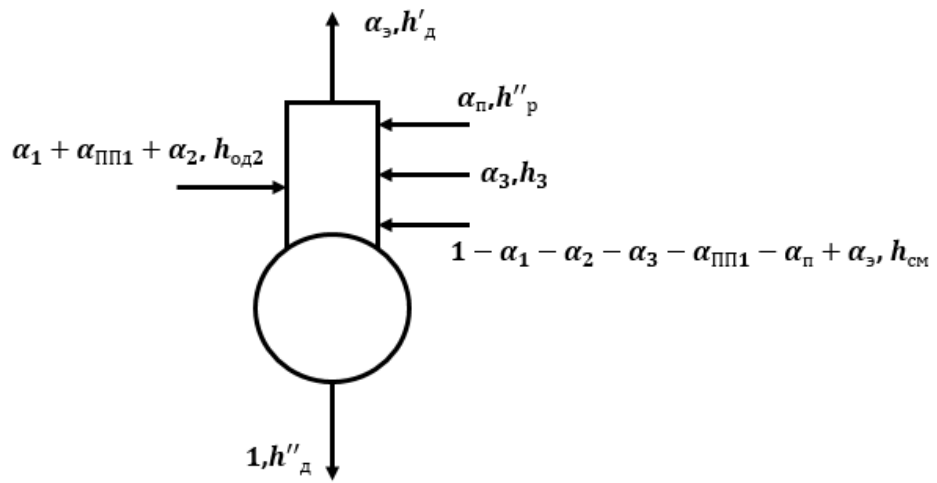


Рисунок А.9 – Расчетная схема деаэратора

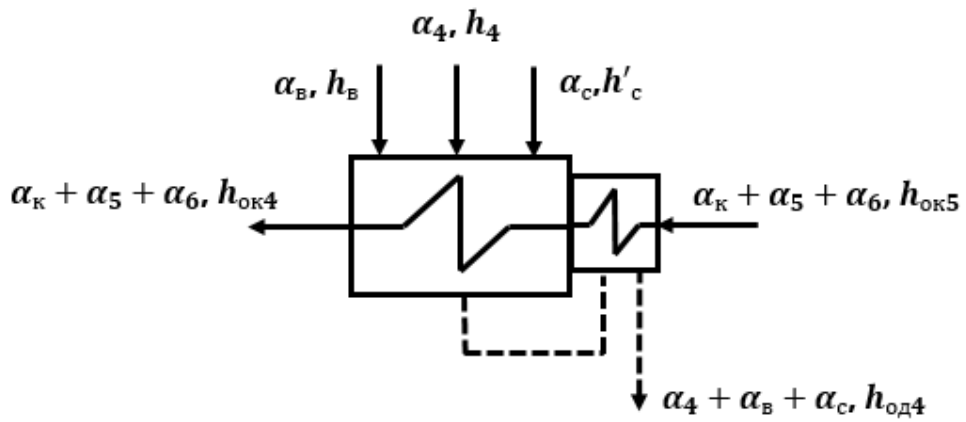


Рисунок А.10 – Расчетная схема подогревателя 4

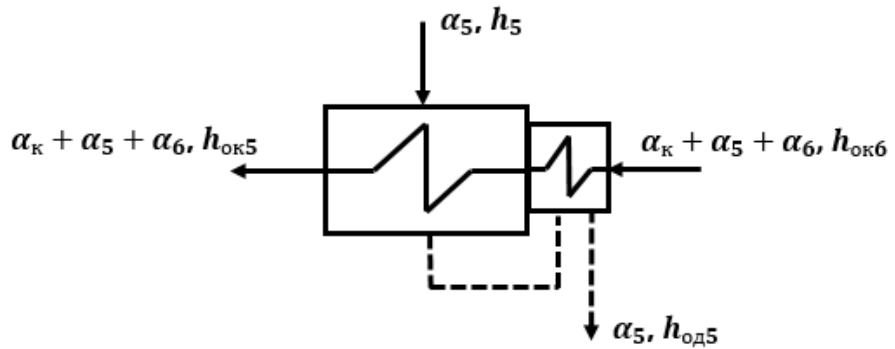


Рисунок А.11 – Расчетная схема подогревателя 5

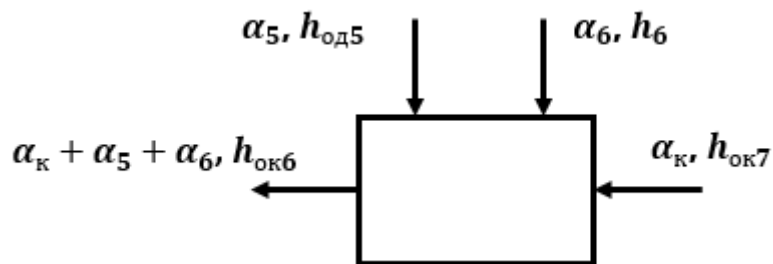


Рисунок А.12 – Расчетная схема подогревателя 6

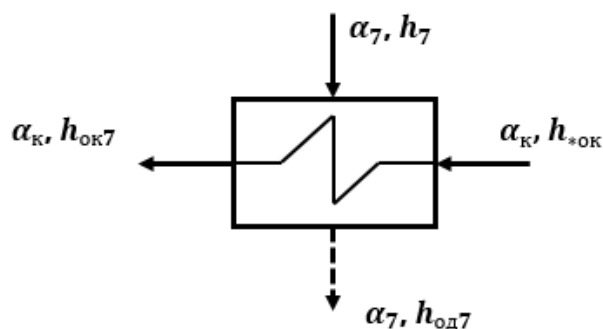


Рисунок А.13 – Расчетная схема подогревателя 7

```

NSolve[{ac == (0.995 - 0.845) / 0.995 * (1 - (a1 + a2 + a3 + a4 + app1)),
численное решение уравнений
app1 * (2652 - 1004) * 0.98 == (1 - a1 - a2 - a3 - a4 - app1 - ac) * (2890 - 2739),
app2 * (2773 - 1257) * 0.98 == (1 - a1 - a2 - a3 - a4 - app1 - ac) * (2990 - 2890),
1 * 992 + app2 * 1257 == (1 + app2) * hpv,
app1 * 1004 * 0.98 + a1 * 2652 * 0.98 + 1 * (850 - 992) - (a1 + app1) * 875 * 0.98 == 0,
(a1 + app1) * 875 * 0.98 + a2 * 2658 * 0.98 + 1 * (709 - 850) - (a1 + app1 + a2) * 736 * 0.98 == 0,
(0.0015 * 2765 + a3 * 2461 + (1 - a1 - a2 - a3 - app1 - 0.0015 + 0.003) * hcm + 736 * (a1 + app1 + a2)) * 0.99 -
0.003 * 632 - 1 * 697 == 0,
(ak + a5 + a6) * 632 + (a4 + 0.0035 + ac) * 541 - (1 - a1 - a2 - a3 - app1 - 0.0015 + 0.003) * hcm == 0,
a4 * 2424 * 0.98 + 0.0035 * 641 * 0.98 + ac * 647 * 0.98 + (ak + a5 + a6) * (516 - 632) - (a4 + 0.0035 + ac) * 541 * 0.98 == 0,
(a5 * 2857 + a5 * 425) * 0.98 + (ak + a5 + a6) * (400 - 516) == 0,
a6 * 2690 * 0.99 + ak * 285 * 0.99 - (ak + a5 + a6) * 400 + a5 * 425 * 0.99 == 0,
a7 * 2561 * 0.98 + ak * 171 - ak * 285 - a7 * 196 * 0.98 == 0,
ak == 1 - a1 - app1 - a2 - a3 - a4 - ac - a5 - a6 - 0.0015 - 0.0035 + 0.003},
{a1, a2, a3, a4, a5, a6, a7, ac, hpv, hcm, ak, app1, app2}]

{{a1 -> 0.0773142, a2 -> 0.0650562, a3 -> 0.0335395, a4 -> 0.0326103, a5 -> 0.0223865, a6 -> 0.0294205, a7 -> 0.0279828,
ac -> 0.110541, hpv -> 1002.66, hcm -> 614.609, ak -> 0.56891, app1 -> 0.0582216, app2 -> 0.0419146},
{a1 -> 0.0773142, a2 -> 0.0650562, a3 -> 0.0335395, a4 -> 0.0326103, a5 -> 0.0223865, a6 -> 0.0294205,
a7 -> 0.0279828, ac -> 0.110541, hpv -> 1002.66, hcm -> 614.609, ak -> 0.56891, app1 -> 0.0582216, app2 -> 0.0419146}}

```

Рисунок А.14 – Материальные балансы в программе

Wolfram Mathematica 11.1

Таблица А.2 – Выбранное оборудование подогревателей

Вид подогрев.	Расчетное значение			Номинальное значение					
	$F_{O3}$	$G_{пв,ок,св}$	$F_{OД}$	Тип подогревателя	$F$	$G_{пв,ок,св}$	$p_n$	$p_e$	Кол-во
	$m^2$	$кг/с$	$m^2$		$m^2$	$кг/с$	$МПа$	$МПа$	Шт.
П1	2414	851,4	221	ПВ-2500-97-10А	2500	907	1,75	9,7	1
П2	2346	851,4	209	ПВ-2500-97-10А	2500	907	1,75	9,7	1
П4	1779	720,7	227	ПН-2800-3,04-0,29-А	2800	1194	0,29	3,04	1
П5	1771	720,7	182	ПН-2800-3,04-0,29-А	2800	1194	0,29	3,04	1
П7	1334	646,0	-	ПН-1800-42-8-1А	1800	700	0,8	4,2	1

Таблица А.3 – Основные характеристики насоса

Наименование агрегата	Кол.	Подача	Напор	Частота вращения	КПД	Мощность
	шт.	м <sup>3</sup> /ч	м	об/мин	%	кВт
КсВ 500-150-1	1	500	150	1480	78	315

Таблица А.4 – Основные характеристики КЭН1

Наименование агрегата	Кол.	Подача	Напор	Частота вращения	КПД	Мощность
	шт.	м <sup>3</sup> /ч	м	об/мин	%	кВт
КсВ-1000-95	3	1000	95	1000	75	400

Таблица А.5 – Основные характеристики КЭН2

Наименование агрегата	Кол.	Подача	Напор	Частота вращения	КПД	Мощность
	шт.	м <sup>3</sup> /ч	м	об/мин	%	кВт
КсВ 1000-95	3	1000	95	1000	75	400

Таблица А.6 – Основные характеристики ПЭН

Наименование агрегата	Кол.	Подача	Напор	Частота вращения	КПД	Мощность
	шт.	м <sup>3</sup> /ч	м	об/мин	%	кВт
ПЭА-1840-80	3	1840	910	3000	83	6300

Таблица А.7 – Характеристика деаэрактор питательной воды

Типоразмер	Номинальная производит., т/ч	Рабочее давление, МПа
ДП-2000	2000	0,7

Таблица А.8 – Характеристика деаэрационного бака

Типоразмер	Геометрическая вместимость, м <sup>3</sup>	Максимальная длина, мм	Высота, мм.
БДП-150-1	150	20120	7800

## Приложение Б

(обязательное)

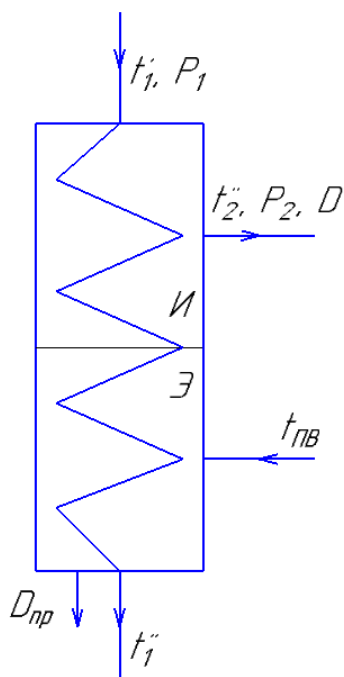


Рисунок Б.1 - Принципиальная тепловая схема ПГ с естественной циркуляцией

Таблица Б.1 - Параметры испарительного участка ПГ

Тепловая мощность участка, $Q_{И}$ , МВт	415,1
Температурный напор $\Delta t$ , °С	
на входе $\Delta t_{ВХ}$ :	36,16
на выходе $\Delta t_{ВЫХ}$ :	12,2
Коэффициент теплоотдачи от ТН к стенке $\alpha$ , кВт/м <sup>2</sup> · К.	
на входе $\alpha_{1ВХ}$ :	22,08
на выходе $\alpha_{1ВЫХ}$ :	20,85
Коэффициент теплоотдачи от стенки к РТ $\alpha$ , кВт/м <sup>2</sup> · К.	
на входе $\alpha_{2ВХ}$ :	39,91
на выходе $\alpha_{2ВЫХ}$ :	18,5

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

Лист

135

Плотность теплового потока для РТ $q$ , кВт/м <sup>2</sup> .	
входного участка $q_{ВХ}$ :	198,08
выходного участка $q_{ВЫХ}$ :	56,62
Коэффициент теплопередачи $k$ , Вт/м <sup>2</sup> ·К.	
входного участка $k_{ВХ}$ :	5476,58
выходного участка $k_{ВЫХ}$ :	4607,91
Площадь теплопередающей поверхности испарительного участка, м <sup>2</sup>	4405,4

Таблица Б.2 - Параметры экономайзерного участка ПГ

Тепловая мощность участка, $Q_э$ , МВт	78,03
Температурный напор $\Delta t_э$ , °С :	14,5
Коэффициент теплоотдачи от ТН к стенке $\alpha_1$ , кВт/м <sup>2</sup> ·К	20,9
Коэффициент теплоотдачи от стенки к РТ $\alpha_2$ , кВт/м <sup>2</sup> ·К	16,29
Плотность теплового потока для РТ $q''$ , кВт/м <sup>2</sup>	45,65
Коэффициент теплопередачи $k_э$ , Вт/м <sup>2</sup> ·К	4463,51
Площадь теплопередающей поверхности испарительного участка, $S_э$ , м <sup>2</sup>	1209,7



## Приложение В

(обязательное)

### Конструкторский расчет и расчет на прочность отдельных узлов Выбор материала и диаметра труб теплопередающей поверхности и коллектора ТН, материала корпуса

Согласно прототипу принимаем следующие марки стали:

- для труб теплопередающей поверхности – 12Х18Н10Т;
- для коллектора и элементов корпуса – 10ГН2МФА, плакированная со стороны омываемой теплоносителем сталью 12Х18Н10Т.

Основные исходные данные к расчету:

- $G = 3151,3$  кг/с – массовый расход ТН;
- $D = 282,3$  кг/с – массовый расход рабочего тела в ПГ;
- $S_{1c} = 23$  мм – шаг между отверстиями в продольном направлении;
- $S_{2c}/2 = 19$  мм – шаг между отверстиями в поперечном направлении.

$$m = \frac{S_{2c}/2}{S_{1c}} = 0,826.$$

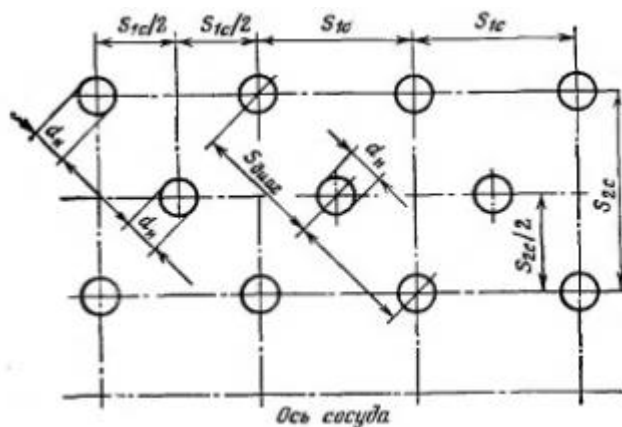


Рисунок В.1 - Схема расположения отверстий

Определим внутренний диаметр коллектора из уравнения неразрывности:

$$d_{BH}^K = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{ТН}}{\pi \cdot \rho_{1CP} \cdot w_K}},$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

Лист

137

где  $w_K$  - скорость теплоносителя в коллекторе, м/с. Рекомендуется взять как в прототипе или принять в диапазоне 8...12 м/с. Принимаем  $w_K = 8$  м/с.

Тогда:

$$d_{BH}^K = \sqrt{\frac{4 \cdot G_{TH}}{\pi \cdot \rho_{1CP} \cdot w_K}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 3151,3}{\pi \cdot 709,7 \cdot 8}} = 0,841 \text{ м.}$$

Определим толщину стенки коллектора:

$$\delta_K = \frac{P_{1P} \cdot d_{BH}^K}{2 \cdot \phi \cdot [\sigma_H] - P_{1P}} + C,$$

где

- $P_{1P} = 1,801$  кгс/мм<sup>2</sup> - расчетное давление ТН;
- $d_{BH}^K$  - внутренний диаметр коллектора, мм;
- $\phi$  - минимальный коэффициент прочности элемента, ослабленного отверстиями или сварными швами;
- $C=1$ - прибавка к расчетной толщине стенки;
- $[\sigma_H]$  - номинальное допускаемое напряжение, кгс/мм<sup>2</sup>. Для стали 10ГН2МФА при  $t_{TH} = 322$  °С,  $[\sigma_H] \approx 21,5$  кгс/мм<sup>2</sup>.

Так как в коллекторе шахматное расположение труб, необходимо рассчитать коэффициент прочности  $\phi$  по следующим формулам:

- для продольного ряда:  $\phi_1 = \frac{S_{1C} - d_o}{S_{1C}} = \frac{23 - 16}{23} = 0,304$ ;
- для поперечного ряда:  $\phi_2 = \frac{2 \cdot (S_{2C} - d_o)}{S_{2C}} = \frac{2 \cdot (19 - 16)}{19} = 0,316$ ;
- для диагонального ряда:

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

$$\phi_3 = \left( 1 - \frac{2 \cdot d_o}{2 \cdot S_{1c}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1+m^2}} \right) \cdot \left[ \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{m^2}{\sqrt{1+m^2}} \right)} \right]^{-1} =$$

$$= \left( 1 - \frac{2 \cdot 16}{2 \cdot 23} \cdot \frac{1}{\sqrt{1+0,826^2}} \right) \cdot \left[ \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{0,826^2}{\sqrt{1+0,826^2}} \right)} \right]^{-1} = 0,596.$$

Принимаем  $\phi = \phi_1 = 0,304$ .

Тогда:

$$\delta_K = \frac{P_{1P} \cdot d_{BH}^K}{2 \cdot \phi \cdot [\sigma_H] - P_{1P}} + C = \frac{1,801 \cdot 841}{2 \cdot 0,304 \cdot 21,5 - 1,801} + 1 = 135,19 \text{ мм.}$$

Наружный диаметр коллектора:

$$d_H^K = d_{BH}^K + 2 \cdot \delta_K = 841 + 2 \cdot 135 = 1111 \text{ мм} = 1,111 \text{ м.}$$

Пересчитаем ранее выбранный поперечный шаг  $S_{2C}$  расположения отверстий на наружный диаметр коллектора:

$$S_{2НАР} = S_{2C} \cdot \frac{d_H^K}{d_{BH}^K} = 19 \cdot \frac{1111}{841} = 25,1 \text{ мм.}$$

Определим длину дуги по окружности коллектора, занятую трубками верхнего ряда:

$$L_{K1} = L_{ОТН} \cdot \pi \cdot d_H^K = 1 \cdot \pi \cdot 1,111 = 3,49 \text{ м,}$$

где  $L_{ОТН} = 1$  - относительная длина дуги по окружности коллектора, занятая трубками верхнего ряда.

Определим число трубок в верхнем ряду:

$$N_{ТП1} = \frac{L_{K1}}{S_{2НАР}} = \frac{3,49}{0,0251} = 138 \text{ шт.}$$

Ширина трубного пучка на уровне верхнего ряда трубок с учетом 3-х вертикальных коридоров (для организации опускного движения воды), м:

$$B_{П} = N_{ТП1} \cdot S_{2П} + 3 \cdot B_{КОР};$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

где  $B_{КОР} = 0,15$  м – ширина коридора. Первоначально принимается равной  $0,1 - 0,2$  м;

$S_{2П} = 0,0251$  м – поперечный шаг расположения трубок в пучке. Первоначально принимается равным  $S_{2НАР}$ .

Тогда:

$$B_{П} = N_{ТР1} \cdot S_{2П} + 3 \cdot B_{КОР} = 138 \cdot 0,0251 + 3 \cdot 0,15 = 3,91 \text{ м.}$$

Определим расстояние между осями коллекторов, м:

$$X_{ОС} = \frac{B_{П}}{2} = \frac{3,91}{2} = 1,957 \text{ м.}$$

Ширина  $B_{ПР}$  проходов (расстояние между ПДЛ и стенками корпуса ПГ), оставляемых для стока воды из условия:

$$W_{ПР} = \frac{D_{ПР}}{2 \cdot \rho'_2 \cdot L_{ПДЛ} \cdot B_{ПР}} \leq 0,2,$$

где  $W_{ПР}$  - скорость стока воды с листа, м/с;

$\rho'_2 = 739,7$  кг/м<sup>3</sup> – плотность насыщенной воды при давлении рабочего тела;

$D_{ПР} = (1,5 \div 1,8) \cdot D = 1,65 \cdot 282,3 = 465,9$  кг/с – расход воды, стекающей с листа;

$L_{ПДЛ} = 13$  м – длина погруженного дырчатого листа. Первоначально принимается равной средней длине трубок;

$B_{ПР} = 0,15$  м – в любом случае не должна быть меньше  $0,15$  м.

Тогда:

$$W_{ПР} = \frac{D_{ПР}}{2 \cdot \rho'_2 \cdot L_{ПДЛ} \cdot B_{ПР}} = \frac{465,9}{2 \cdot 739,7 \cdot 13 \cdot 0,15} = 0,161 \leq 0,2.$$

Ширина корпуса ПГ на уровне ПДЛ:

$$B_{К.ПДЛ} = B_{ПДЛ} + 2 \cdot B_{ПР},$$

где  $B = (1,05 \div 1,1) \cdot B = 1,075 \cdot 3,91 = 4,209$  м – ширина погруженного дырчатого листа.

Тогда:

					<b>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		140

$$B_{к.ПДЛ} = B_{ПДЛ} + 2 \cdot B_{ПР} = 4,209 + 2 \cdot 0,15 = 4,509 \text{ м.}$$

Высота расположения ПДЛ относительно горизонтальной оси корпуса парогенератора определяется с учетом следующих обстоятельств:

- верхний ряд труб поверхности теплообмена располагается обычно на  $h_0 = 0,15 \div 0,35 \text{ м}$  выше горизонтальной оси ПГ;
- средний весовой уровень воды при заполнении ПГ устанавливают на  $h_1 = 0,25 \div 0,35 \text{ м}$  выше уровня верхнего ряда труб;
- погруженный дырчатый лист в корпусе ПГ располагается на  $h_B = 0,05 \div 0,1 \text{ м}$  ниже весового уровня.

Примем  $h_0 = 0,25 \text{ м}$ ;  $h_1 = 0,3 \text{ м}$ ;  $h_B = 0,075 \text{ м}$ .

Тогда искомая высота расположения ПДЛ относительно горизонтальной оси корпуса ПГ может быть найдена из соотношения:

$$h_{ПДЛ} = h_0 + h_1 - h_B = 0,25 + 0,3 - 0,075 = 0,475 \text{ м.}$$

Используя очевидные геометрические соотношения можно определить внутренний диаметр корпуса парогенератора:

$$D_{Б.ВН} = \sqrt{4 \cdot (h_{ПДЛ})^2 + (B_{к.ПДЛ})^2} = \sqrt{4 \cdot (0,475)^2 + (4,509)^2} = 4,608 \text{ м.}$$

Проверим найденное значение внутреннего диаметра ПГ с точки зрения эффективности осадительной сепарации. Определим приведенную скорость пара при проходе через зеркало испарения:

$$W_0'' = \frac{D}{\rho_2'' \cdot F_{ЗИ}},$$

где

- $F_{ЗИ}$  - площадь зеркала испарения, м<sup>2</sup>. Для парогенераторов с погруженным дырчатым листом;
- $F_{ЗИ} = F_{ПДЛ} = B_{ПДЛ} \cdot L_{ПДЛ} = 4,209 \cdot 13 = 54,79 \text{ м}^2$ ;

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		141

–  $\rho''_2 = 36,5 \text{ кг/м}^3$  – плотность насыщенного пара при давлении рабочего тела.

Тогда:

$$W_0'' = \frac{D}{\rho''_2 \cdot F_{3И}} = \frac{282,35}{36,5 \cdot 54,79} = 0,141 \text{ м/с}.$$

Определим действительный (с учетом вспухания) уровень воды над ПДЛ:

$$h_D = \frac{h_B}{1 - \varphi_B},$$

где  $h_B$  – весовой уровень воды над ПДЛ, при отсутствии последнего - над последним рядом труб, м;

$\varphi_B$  - истинное объемное паросодержание при барботаже пара через слой воды на ПДЛ.

$\varphi_B$  рассчитывается по формуле:

$$\varphi_B = \frac{\omega_0''}{\omega_0'' + (0,65 - 0,039 p_2)} = \frac{0,141}{0,141 + (0,65 - 0,039 \cdot 7)} = 0,272,$$

где  $P_2 = 5,5 \text{ МПа}$  - давление пара.

Тогда:

$$h_D = \frac{h_B}{1 - \varphi_B} = \frac{0,075}{1 - 0,272} = 0,103 \text{ м}.$$

Определим высоту парового объема:

$$h_{ПО} = \frac{D_{Б.ВН}}{2} - (h_{ПДЛ} + h_D) = \frac{4,608}{2} - (0,475 + 0,103) = 1,725 \text{ м}.$$

Минимально допустимая высота парового объема должна соответствовать следующему условию  $h_{ПО} \geq 0,4 \text{ м}$ , а так как  $1,725 > 0,4 \text{ м} \Rightarrow$  значение  $D_{Б.ВН}$  определено верно.

### Определение конфигурации поперечного сечения пучка теплообменных трубок

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		142

Число рядов трубок по высоте коллектора при условии одинакового количества трубок в ряду, шт.:

$$N_P = \frac{N_{TP}}{N_{TP1}},$$

где  $N_{TP}$  – общее число трубок, шт.

$$N_P = \frac{10815}{138} = 78 \text{ шт.}$$

Определим высоту перфорированной части коллектора при условии одинакового количества трубок в рядах:

$$H'_K = N_P \cdot S_{1П},$$

где  $S_{1П}$  – продольный шаг расположения трубок в пучке (шаг между рядами трубок), м. Первоначально принимается равным  $S_{1П} = S_{1С} = 0,023 \text{ м}$ .

$$H'_K = 78 \cdot 0,023 = 1,79 \text{ м.}$$

Фактическая высота перфорированной части коллектора при условии неодинакового количества трубок в ряду, м:

$$H_K = R_{ОГБ} + h_0,$$

где  $R_{ОГБ} = \frac{D_{Б.ВН}}{2} - h_{ДН}$  – радиус огибающей поверхности трубного пучка, м;

$\frac{D_{Б.ВН}}{2}$  – внутренний радиус корпуса ПГ;

$h_{ДН} = 80 \div 120 \text{ мм}$  – расстояние нижнего ряда труб поверхности теплообмена от образующей корпуса ПГ. Примем  $h_{ДН} = 0,12 \text{ м}$ .

Тогда:

$$R_{ОГБ} = \frac{4,608}{2} - 0,12 = 2,18 \text{ м};$$

$$H_K = 2,18 + 0,25 = 2,43 \text{ м.}$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		143

Значение высоты  $H_K$  должно быть не меньше ранее найденной высоты коллектора  $H'_K$  (при одинаковом количестве трубок в рядах), т.е. должно выполняться условие  $H_K \geq H'_K \Rightarrow 1,75 > 1,15$ .

Определим минимальную высоту перфорированной части коллектора, используя очевидные геометрические соотношения:

$$H_{K.МИН} = h_0 + \sqrt{R_{ОГБ}^2 - \frac{B_{II}^2}{4}} = 0,25 + \sqrt{2,18^2 - \frac{3,9^2}{4}} = 1,218 \text{ м.}$$

Определим площадь  $f_{IIP}$  пучка, приходящуюся на 1 трубку, м<sup>2</sup>.

$f_{IIP}$  рассчитывается как:

$$f_{IIP} = S_{IIP} \cdot S_{2II} = 0,023 \cdot 0,0251 = 5,78 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2 \text{ — для шахматной упаковки (} S_{2II} \neq 2S_{IIP} \text{)}.$$

Определим площадь пучка, занятую только трубками (без учета коридоров):

$$F_{II} = N_{TP} \cdot f_{IIP} = 10815 \cdot 5,78 \cdot 10^{-4} = 6,246 \text{ м}^2.$$

С другой стороны, эту площадь можно приближенно вычислить, используя полученные выше геометрические характеристики корпуса ПГ, размеры погруженного дырчатого листа и т.д.:

$$\begin{aligned} F'_{II} &\approx \frac{\pi \cdot R_{ОГБ}^2}{2} + B_{II} \cdot h_0 - H_{K.МИН} \cdot \left( R_{ОГБ} - \frac{B_{II}}{2} \right) - 3 \cdot B_{КОР} \cdot \left( \frac{H_K + H_{K.МИН}}{2} \right) = \\ &= \frac{\pi \cdot 2,18^2}{2} + 3,9 \cdot 0,25 - 1,21 \cdot \left( 2,18 - \frac{3,9}{2} \right) - 3 \cdot 0,15 \cdot \left( \frac{2,43 + 1,21}{2} \right) = 7,373 \text{ м}^2. \end{aligned}$$

Если полученные площади  $F_{II} = 6,246 \text{ м}^2$  и  $F'_{II} = 7,373 \text{ м}^2$  близки по величине, то можно сделать вывод о правильности первого приближения в определении размеров ПГ.



## Приложение Г

(обязательное)

### Расчет сепарации и водного режима

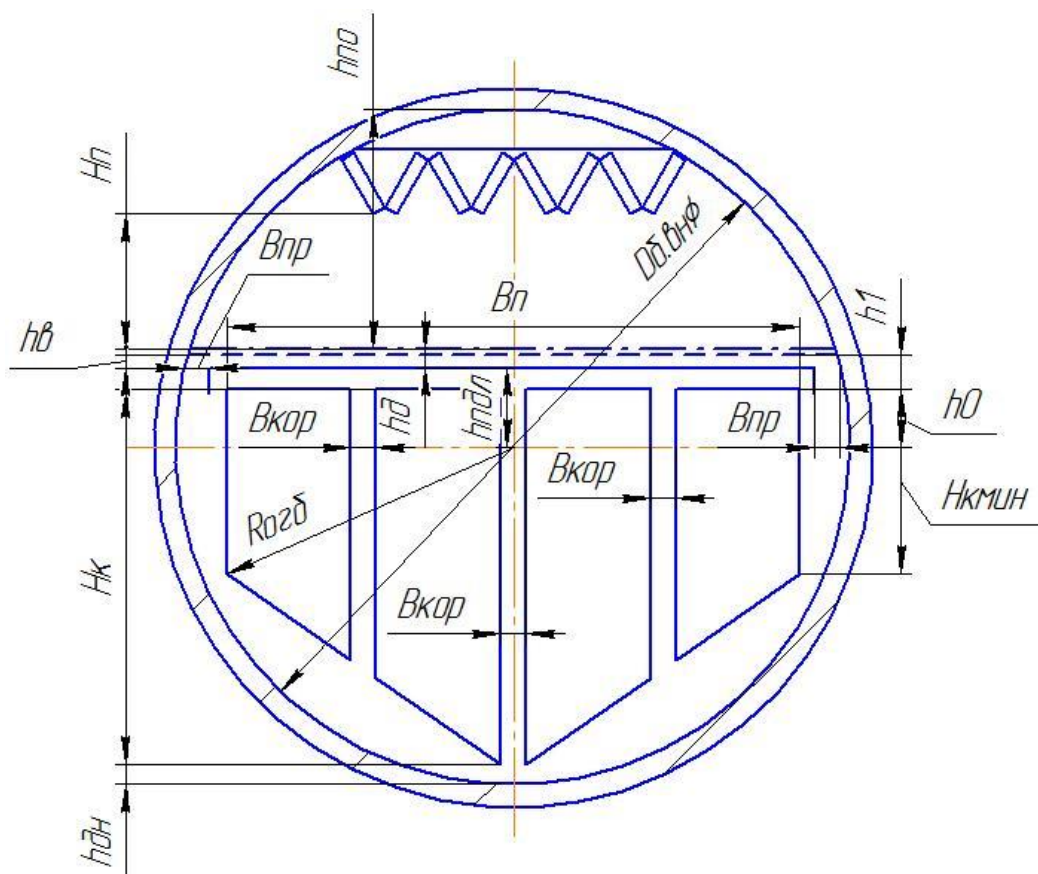


Рисунок Г.1 - Схематическое распределение высот по ПГ

### Погруженный дырчатый лист

Цель расчета ПДЛ заключается в определении площади ПДЛ  $F_{пдл}$ , степени перфорации (диаметра  $d_0$  и количества отверстий  $N_{отв}$ ), высоты закраин  $h_{зак}$ .

В конструкционном расчете были определены следующие величины:

- $B_{пр} = 0,15$  м – ширина проходов (расстояние между ПДЛ и стенками корпуса ПГ);

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

Лист

145

- $L_{ПДЛ} = 13$  м – длина ПДЛ;
- $W_{ПР} = 0,161$  м/с – скорость стока воды с листа;
- $B_{ПДЛ} = 4,209$  м – ширина ПДЛ;
- $B_{к.ПДЛ} = 4,509$  м – ширина корпуса ПГ на уровне ПДЛ;
- $h_0 = 0,25$  м – высота расположения верхнего ряда ТОТ относительно горизонтальной оси корпуса ПГ;
- $h_1 = 0,3$  м – высота расположения среднего весового уровня над ПДЛ относительно верхнего ряда ТОТ;
- $h_B = 0,075$  м – высота расположения среднего весового уровня относительно ПДЛ;
- $h_{ПДЛ} = 0,475$  м – высота расположения ПДЛ относительно горизонтальной оси корпуса ПГ;
- $F_{ЗИ} = F_{ПДЛ} = 54,79$  м<sup>2</sup> – площадь ЗИ и ПДЛ;
- $h_D = 0,103$  м – действительный (с учетом вспухания) уровень воды над ПДЛ.

Количество отверстий можно вычислить по формуле, шт.:

$$N_{отв} = \frac{4 \cdot D}{\pi \cdot \rho_2'' \cdot d_0^2 \cdot w_{ПДЛ}},$$

где  $w_{ПДЛ}$  – скорость пара в отверстиях ПДЛ, м/с;

$d_0 = 0,01$  м – диаметр перфорированных отверстий.

Из [4, с.303, рис.13.6] по  $P_2 = 7$  МПа определяем  $w_{ПДЛ} = 2$  м/с.

Паровая подушка под листом устойчиво существует при скоростях пара в отверстиях не ниже определенного значения, которое может быть найдено по формуле:

					<b>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		146

$$\begin{aligned}\omega_{\text{ПДЛ}}^{\text{МИН}} &= 1,1 \cdot \left(\frac{g}{\rho_2''}\right)^{0,5} \cdot \left[\sigma \cdot \left(\frac{\rho_2' - \rho_2''}{g}\right)\right]^{0,25} = \\ &= 1,1 \cdot \left(\frac{9,81}{36,5}\right)^{0,5} \cdot \left[1,76 \cdot 10^{-2} \cdot \left(\frac{739,7 - 36,5}{9,81}\right)\right]^{0,25} = 0,604 \text{ м/с}; \\ \omega_{\text{ПДЛ}} &> \omega_{\text{ПДЛ}}^{\text{МИН}}, \text{ т.к. } 2,4 > 0,604,\end{aligned}$$

где  $\sigma = 1,76 \cdot 10^{-2}$  Н/м – коэффициент поверхностного натяжения.

Тогда:

$$N_{\text{ОТВ}} = \frac{4 \cdot D}{\pi \cdot \rho_2'' \cdot d_0^2 \cdot w_{\text{ПДЛ}}} = \frac{4 \cdot 282,3}{\pi \cdot 36,5 \cdot 0,01^2 \cdot 2} = 49214,65 = 49215 \text{ шт.}$$

После определения числа отверстий  $N_{\text{ОТВ}}$  целесообразно сравнить суммарную площадь отверстий  $F_{\text{ОТВ}}$  с полной площадью погруженного дырчатого листа  $F_{\text{ПДЛ}}$ . Если получится, что  $F_{\text{ОТВ}} \geq F_{\text{ПДЛ}}$ , то необходимо изменить уровень расположения ПДЛ или диаметр корпуса ПГ.

$$\begin{aligned}F_{\text{ОТВ}} &= \pi \cdot r_{\text{ОТВ}}^2 \cdot N_{\text{ОТВ}} = \pi \cdot \left(\frac{d_0}{2}\right)^2 \cdot N_{\text{ОТВ}} = \pi \cdot \left(\frac{0,01}{2}\right)^2 \cdot 49215 = 3,86 \text{ м}^2; \\ F_{\text{ОТВ}} &< F_{\text{ПДЛ}}, \text{ т.к. } 3,86 < 54,79.\end{aligned}$$

Шаг расположения отверстий в ПДЛ:

$$S = \sqrt{\frac{F_{\text{ПДЛ}}}{N_{\text{ОТВ}}}} = \sqrt{\frac{54,79}{49215}} = 0,0333 \text{ м} = 33,3 \text{ мм.}$$

Для облегчения формирования паровой подушки дырчатый лист по всему периметру имеет закраины (отбортовку). Высота закраин должна быть больше, чем минимально необходимая толщина паровой подушки, определяемая по формуле:

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		147

$$\delta_{\text{ПОД}}^{\text{МИН}} = (1,75 + 0,78 \cdot \zeta_{\text{ОТВ}}) \cdot \sqrt[3]{\frac{2 \cdot \sigma^2}{d_{\text{ОТВ}} \cdot g^2 \cdot (\rho' - \rho'')^2}},$$

где  $\zeta_{\text{ОТВ}} = 2,7 - 3 \cdot \phi = 2,7 - 3 \cdot 0,07 = 2,488$  – коэффициент местных сопротивлений отверстий в щите;

$\phi = \frac{F_{\text{ОТВ}}}{F_{\text{ПДЛ}}} = \frac{3,86}{54,79} = 0,07$  – отношение площади отверстий в ПДЛ к его полной площади.

Тогда:

$$\delta_{\text{ПОД}}^{\text{МИН}} = (1,75 + 0,78 \cdot 2,488) \cdot \sqrt[3]{\frac{2 \cdot (1,76 \cdot 10^{-2})^2}{0,01 \cdot 9,81^2 \cdot (739,7 - 36,5)^2}} = 0,004 \text{ м.}$$

Примем высоту закраин как в прототипе  $h_{\text{ЗАК}} = 150$  мм.

### Расчет осадительной (гравитационной) сепарации и жалюзийных сепараторов

Цель расчета осадительной сепарации заключается в определении приведенной скорости пара при проходе через зеркало испарения  $w_0''$ , действительного уровня воды в работающем ПГ и влажности пара на входе в жалюзийный сепаратор.

Ранее были определены следующие величины:

–  $W_0'' = 0,141$  м/с – приведенная скорость пара при проходе через зеркало испарения;

–  $h_{\text{ПО}} = 1,725$  м – высота парового объема.

Критическое значение высоты парового объема:

$$h_{\text{ПО}}^{\text{КР}} = 0,087 \cdot (W_0'' \cdot F_p)^{1,3} = 0,087 \cdot (0,141 \cdot 12,7)^{1,3} = 0,179 \text{ м;}$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		148

$$h_{\Pi O} > h_{\Pi O}^{KP}, \text{ т.к. } 1,725 > 0,179,$$

где

$$F_p = 3,45 \cdot 10^3 \cdot \left[ \frac{\rho'' \cdot (\rho')^2}{(\rho' - \rho'')^6} \right]^{0,25} = 3,45 \cdot 10^3 \cdot \left[ \frac{36,5 \cdot (739,7)^2}{(739,7 - 36,5)^6} \right]^{0,25} = 12,4$$

– параметр, учитывающий влияние давления на процесс гравитационной сепарации.

Определим влажность пара на некоторой высоте « $H_i$ » над зеркалом испарения:

$$y = 6,1 \cdot 10^9 \cdot \frac{Fr^{1,38}}{Ar^{1,1}} \cdot \left( \frac{\sqrt{\frac{\sigma}{\rho' - \rho''}}}{H_i} \right)^{0,92},$$

где

–  $Fr = \frac{(w_0'')^2 \cdot H_{\Pi}}{g}$  – число Фруда;

–  $H_{\Pi}$  – высота расположения нижних кромок ЖС относительно ЗИ, м.

Примем  $H_{\Pi} = 0,8$  м;

–  $Ar = \frac{g \cdot \left[ \sqrt{\frac{\sigma}{\rho' - \rho''}} \right]^3}{\nu^2} \cdot \left( \frac{\rho'}{\rho''} - 1 \right)$  – число Архимеда;

–  $\nu = 6,49 \cdot 10^{-7}$  м<sup>2</sup>/с – коэффициент кинематической вязкости для пара.

Определим число Фруда:

$$Fr = \frac{(0,141)^2 \cdot 0,8}{9,81} = 1,62 \cdot 10^{-3}.$$

Определим число Архимеда:

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		149

$$Ar = \frac{9,81 \cdot \left[ \sqrt{\frac{1,76 \cdot 10^{-2}}{739,7 - 36,5}} \right]^3}{(5,19 \cdot 10^{-7})^2} \cdot \left( \frac{739,7}{36,5} - 1 \right) = 8,8 \cdot 10^7.$$

Тогда влажность пара на высоте  $H_i = H_{II} = 0,8$  м над зеркалом испарения:

$$y = 6,1 \cdot 10^9 \cdot \frac{(1,62 \cdot 10^{-3})^{1,38}}{(8,8 \cdot 10^7)^{1,1}} \cdot \left( \frac{\sqrt{\frac{1,76 \cdot 10^{-2}}{739,7 - 36,5}}}{0,8} \right)^{0,92} = 1,47 \cdot 10^{-5}.$$

Это и будет влажность пара перед ЖС.

Минимально необходимая площадь жалюзийного сепаратора:

$$F_{ЖС} = \frac{D}{\rho'' \cdot W_{ПП}} = \frac{283,35}{36,5 \cdot 0,34} = 20,737 \text{ м}^2,$$

где  $W_{ПП}'' = 0,34$  м/с – предельная скорость пара перед жалюзийным сепаратором, которая определяется из [4, с.301, рис.13.2] по  $P_2 = 7$  МПа.

Ширина ЖС определяется как:

$$S_{ЖС} = \frac{F_{ЖС}}{L_{ЖС}} = \frac{22,737}{13} = 1,746 \text{ м},$$

где  $L_{ЖС} = L_{ПДЛ} = 13$  м.

### Пароприемный потолок

Смысл расчета пароприемного потолка заключается в определении числа отверстий в щите:

$$N_0' = \frac{4 \cdot D}{\pi \cdot d_{отв}^2 \cdot \rho'' \cdot W_{ПП}},$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
						150
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $d_{OTB}$  - диаметр отверстий в щите (м), принимается равным 8 – 10 мм. Примем

$$d_{OTB} = 10 \text{ мм};$$

$W_{OTB}^{III}$  – скорость пара в отверстиях пароприемного потолка, м/с. Для пара среднего давления (до 10 МПа) выбирается в диапазоне от 10 до 18 м/с. Примем

$$W_{OTB}^{III} = 14 \text{ м/с}.$$

Тогда:

$$N'_0 = \frac{4 \cdot D}{\pi \cdot d_{OTB}^2 \cdot \rho'' \cdot W_{OTB}^{III}} = \frac{4 \cdot 282,35}{\pi \cdot 0,01^2 \cdot 36,5 \cdot 14} = 7031 \text{ шт.}$$

Суммарная площадь отверстий:

$$F_{OTB} = \frac{\pi \cdot d_{OTB}^2}{4} \cdot N'_0 = \frac{\pi \cdot 0,01^2}{4} \cdot 7031 = 0,552 \text{ м}^2.$$

Площадь пароприемного потолка в первом приближении принимается:

$$F_{III} = F_{ЖС} = 22,737 \text{ м}^2.$$

Шаг расположения отверстий в пароприемном потолке:

$$S = \sqrt{\frac{F_{III}}{N'_0}} = \sqrt{\frac{22,737}{7031}} = 56,9 \text{ мм}.$$

### Пароотводящие трубы

Для надежной работы пароприемного потолка необходимо, чтобы скорость в пароотводящих трубах была не больше 0.7 от скорости в отверстиях пароприемного потолка  $W_{OTB}^{III}$ . По этой скорости, с учетом того, что количество пароотводящих труб в горизонтальном парогенераторе не превышает 6 – 10, можно определить диаметр пароотводящих труб  $d_{TP}^{OTB}$ .

					Лист
					151
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

Определим скорости в пароотводящих патрубках:

$$W_{TP}^{OTB} = 0,7 \cdot W_{OTB}^{III} = 0,7 \cdot 14 = 9,8 \text{ м/с.}$$

Примем количество пароотводящих труб  $N_{TP}^{OTB} = 10$  шт.

Определим диаметр пароотводящих труб:

$$d_{TP}^{OTB} = \sqrt{\frac{4 \cdot D}{\pi \cdot N_{TP}^{OTB} \cdot \rho'' \cdot W_{TP}^{OTB}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 282,35}{\pi \cdot 10 \cdot 36,5 \cdot 9,8}} = 0,317 \text{ м.}$$

Из стандартного ряда выбираем трубу  $\varnothing 325 \times 8$  мм.

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		152



**Приложение Д**  
(обязательное)  
**Гидравлический расчет**

Потери давления от трения по длине вычисляются по формуле [4, с.122]:

$$\Delta p_{TP} = \xi_T \cdot \frac{L_K}{d_K} \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}.$$

Потери давления от местных сопротивлений вычисляются по формуле:

$$\Delta p_M = \xi_M \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2},$$

где  $\xi_T$  и  $\xi_M$  – коэффициент сопротивления на трение и коэффициент местного сопротивления, соответственно;

$\rho$  – плотность теплоносителя, кг/м<sup>3</sup>;

$\omega$  – скорость теплоносителя, м/с;

$d_K$  – диаметр канала, м;

$L_K$  – длина канала, м.

Поток однофазный поэтому все параметры теплоносителя берем как средние на участке. Теплофизические и геометрические характеристики, для расчета гидравлических потерь первого контура:

$\rho_{1ВХ} = 675,4$  кг/м<sup>3</sup> – плотность ТН на входе участка;

$\rho_{1ВЫХ} = 738,9$  кг/м<sup>3</sup> – плотность ТН на выходе участка;

$\bar{\rho}_1 = \frac{\rho_{1ВХ} + \rho_{1ВЫХ}}{2} = \frac{675,4 + 738,9}{2} = 707,2$  кг/м<sup>3</sup> – средняя плотность ТН на

всем участке;

$\nu_{1ВХ} = 1,18 \cdot 10^{-7}$  м<sup>2</sup>/с – кинематическая вязкость ТН на входе участка;

$\nu_{1ВЫХ} = 1,23 \cdot 10^{-7}$  м<sup>2</sup>/с – кинематическая вязкость ТН на выходе участка;

					<b>ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		153

$$\bar{v}_1 = \frac{v_{1BX} + v_{1БЫХ}}{2} = \frac{(1,18 + 1,23) \cdot 10^{-7}}{2} = 1,2 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с} - \text{средняя кинематическая вязкость ТН на всем участке};$$

средняя кинематическая вязкость ТН на всем участке;

$$w_{BX} = 3,2 \text{ м/с} - \text{скорость ТН на входе участка};$$

$$w_{БЫХ} = 2,9 \text{ м/с} - \text{скорость ТН на выходе участка};$$

$$\bar{w}_1 = \frac{w_{BX} + w_{БЫХ}}{2} = \frac{3,2 + 2,9}{2} = 3 \text{ м/с} - \text{средняя скорость ТН на всем участке};$$

$$w_K^{BX} = 8 \text{ м/с} - \text{скорость ТН на входе коллектора};$$

$$w_K^{БЫХ} = 6 \text{ м/с} - \text{скорость ТН на выходе из коллекторов};$$

$$\bar{w}_K = \frac{w_K^{BX} + w_K^{БЫХ}}{2} = \frac{8 + 6}{2} = 7 \text{ м/с} - \text{средняя скорость ТН в коллекторах};$$

$$d_K = 13,2 \cdot 10^{-3} \text{ м} - \text{внутренний диаметр трубок};$$

$$d_{BH}^K = 0,841 \text{ м} - \text{внутренний диаметр коллекторов};$$

$$L_K^K = 5 \text{ м} - \text{длина коллекторов};$$

$$L_K = 13 \text{ м} - \text{длина канала}.$$

Коэффициент трения зависит от относительной шероховатости  $\delta_{III} / r_K$ .

Для режима течения с  $Re_1 > Re_{ПЕР} \approx 120 \cdot d_K / \delta_{III}$  коэффициент трения будет:

дет:

$$\xi_T = [1,74 + 2 \cdot Lg(r_K / \delta_{III})]^{-2}.$$

Относительная шероховатость для нержавеющей стали  $\delta_{III} = 0,05 \text{ мм}$ .

Определим режим течения в трубках:

$$Re_1 = \frac{\bar{w}_1 \cdot d_K}{\bar{v}_1} = \frac{3 \cdot 13,2 \cdot 10^{-3}}{1,2 \cdot 10^{-7}} = 3,3 \cdot 10^5;$$

$$Re_{ПЕР} \approx 120 \cdot \frac{d_K}{\delta_{III}} = 120 \cdot \frac{13,2 \cdot 10^{-3}}{0,05 \cdot 10^{-3}} = 3,2 \cdot 10^4.$$

Так как  $Re_1 > Re_{ПЕР}$ , то:

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		154

$$\xi_T^{TP} = \left[ 1,74 + 2 \cdot Lg \left( \frac{13,2 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3}}{0,05 \cdot 10^{-3}} \right) \right]^{-2} = 0,028.$$

Тогда потери давления в трубках:

$$\Delta p_{TP}^{TP} = \xi_T^{TP} \cdot \frac{L_K}{d_K} \cdot \frac{\bar{\rho}_1 \cdot \bar{w}_1^2}{2} = 0,028 \cdot \frac{13}{0,0132} \cdot \frac{707,2 \cdot 3^2}{2} = 88721,4 \text{ Па.}$$

Потери давления на входе в трубки ( $\xi_M^{BX} = 0,5$ ):

$$\Delta p_M^{BX} = \xi_M \cdot \frac{\rho_{1BX} \cdot w_{BX}^2}{2} = 0,5 \cdot \frac{675,4 \cdot 3,2^2}{2} = 1678 \text{ Па.}$$

Потери давления при повороте в U – образных трубках ( $\xi_M^{ПОВ} = 0,5$ ):

$$\Delta p_M^U = \xi_M \cdot \frac{\bar{\rho}_1 \cdot \bar{w}_1^2}{2} = 0,5 \cdot \frac{707,2 \cdot 3^2}{2} = 1609,2 \text{ Па.}$$

Потери давления на выходе из трубок ( $\xi_M^{ВЫХ} = 1$ ):

$$\Delta p_M^{ВЫХ} = \xi_M \cdot \frac{\rho_{1ВЫХ} \cdot w_{ВЫХ}^2}{2} = 1 \cdot \frac{738,9 \cdot 2,9^2}{2} = 3067,9 \text{ Па.}$$

Определим режим течения в коллекторах:

$$Re_1^{КОЛ} = \frac{\bar{w}_K \cdot d_{BH}^K}{\bar{\nu}_1} = \frac{7 \cdot 841 \cdot 10^{-3}}{1,2 \cdot 10^{-7}} = 4,9 \cdot 10^7;$$

$$Re_{ПЕР}^{КОЛ} \approx 120 \cdot \frac{d_{BH}^K}{\delta_{III}} = 120 \cdot \frac{841 \cdot 10^{-3}}{0,05 \cdot 10^{-3}} = 2 \cdot 10^6.$$

Так как  $Re_1^{КОЛ} > Re_{ПЕР}^{КОЛ}$ , то:

$$\xi_T^{КОЛ} = \left[ 1,74 + 2 \cdot Lg \left( \frac{841 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3}}{0,05 \cdot 10^{-3}} \right) \right]^{-2} = 0,011.$$

Тогда потери давления на трение в коллекторах:

$$\Delta p_T^{КОЛ} = \xi_T^{КОЛ} \cdot \frac{L_K^K}{d_{BH}^K} \cdot \frac{\bar{\rho}_1 \cdot w_K^2}{2} = 0,011 \cdot \frac{5}{0,841} \cdot \frac{707,2 \cdot 7^2}{2} = 1120,7 \text{ Па.}$$

Коэффициент местного сопротивления на входе в коллектор (сужение по

					Лист
					155
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

тока):

$$\xi_{H.C.} = 1,1 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{w_K^{BIX}}{w_K^{BX}} \right)^2 \right] = 1,1 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{6}{8} \right)^2 \right] = 0,481.$$

Потери давления на входе в коллектор:

$$\Delta p_M^{H.C.} = \xi_{H.C.} \cdot \frac{\rho_{1BX} \cdot w_K^{BX2}}{2} = 0,481 \cdot \frac{675,4 \cdot 8^2}{2} = 10401,9 \text{ Па.}$$

Коэффициент местного сопротивления на выходе из коллекторов (расширение потока):

$$\xi_{H.P.} = 0,5 \cdot \left[ 1 - \frac{w_K^{BIX}}{w_K^{BX}} \right] = 0,5 \cdot \left[ 1 - \frac{6}{8} \right] = 0,125.$$

Потери давления на выходе из коллекторов:

$$\Delta p_M^{H.P.} = \xi_{H.P.} \cdot \frac{\rho_{1BIX} \cdot w_K^{BIX2}}{2} = 0,125 \cdot \frac{738,9 \cdot 6^2}{2} = 1662,5 \text{ Па.}$$

Суммарные гидравлические потери по первому контуру:

$$\Delta p_1 = \Sigma \Delta p_{TP} + \Sigma \Delta p_M = (88721,4 + 1678 + 1609,2 + 3067,9) + (1120,7 + 10401,9 + 1662,5) = 108,3 \text{ кПа.}$$

Таблица Д.1 - Гидравлическое сопротивление движению ТН

Участок	Расчетная формула	$\xi$	L, м	D, м	Величина потерь, Па
Вход в коллектор	$\Delta p_M = \xi_M \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}$	0,481	-	-	$\Delta p_M^{H.C.} = 10401,9$
Трение в коллекторе	$\Delta p_{TP} = \xi_T \cdot \frac{L}{d_K} \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}$	0,011	5	0,841	$\Delta p_T^{КОЛ} = 1120,7$
Вход в трубки	$\Delta p_M = \xi_M \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}$	0,5	-	-	$\Delta p_M^{BX} = 1678$
Трение в трубках	$\Delta p_{TP} = \xi_T \cdot \frac{L}{d_K} \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}$	0,028	13	0,0132	$\Delta p_{TP} = 88721,4$

Поворот на 180°	$\Delta p_M = \xi_M \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}$	0,5	-	-	$\Delta p_M^U = 1609,2$
Выход из трубок	$\Delta p_M = \xi_M \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}$	1	-	-	$\Delta p_M^{BIX} = 3067,9$
Выход из коллектора	$\Delta p_M = \xi_M \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}$	0,125	-	-	$\Delta p_M^{H.P.} = 1662,5$
Суммарная величина потерь, кПа					$\Delta p_1 = 108,3$

## Приложение Е

(обязательное)

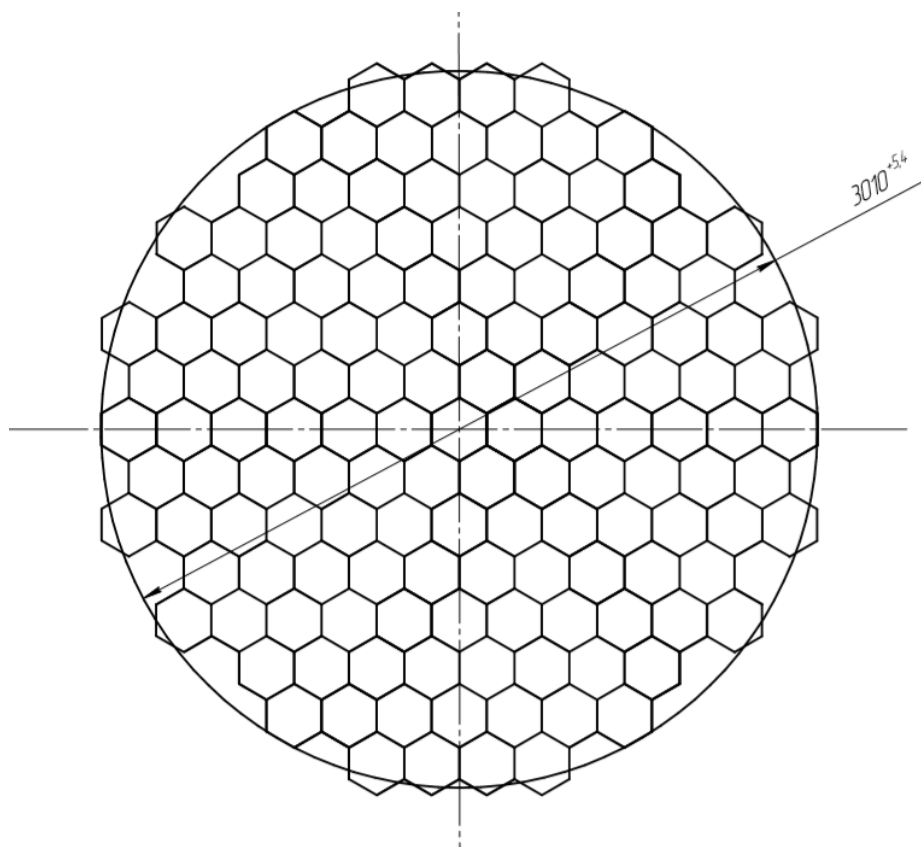


Рисунок Е.1 – Эскиз компоновки ТВС

Таблица Е.1 – Уточненные геометрические характеристики ТВС

Наименование параметра	Значение
Число ТВЭЛов в кассете, шт	312
Число ПЭЛов в кассете, шт	18
Число центральных трубок в кассете, шт	1
Число кассет в активной зоне, шт	143
Площадь ТВС, м <sup>2</sup>	0,047
Проходное сечение ТВС, м <sup>2</sup>	0,025
Гидравлический диаметр ТВС, м	0,02
Тепловой диаметр ТВС, м	0,011

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

Лист

158

Таблица Е.2 – Результаты расчетов параметров в 7-и точках

	-1,355	-0,903	-0,452	0,000	0,452	0,903	1,355
q l0 (z)	3,15	17,92	28,45	32,26	28,45	17,92	3,15
Q твэл(z)	0,00	2,70	13,70	29,53	38,38	30,11	5,77
h (z)	1305	1315	1354	1410	1442	1412	1326
x (z)	-0,350	-0,340	-0,298	-0,239	-0,206	-0,237	-0,328
t (0)	294,0	295,8	303,0	312,9	318,3	313,3	297,8
q s (0)	103,61	589,07	935,35	1060,64	935,35	589,07	103,61

Таблица Е.3 – Теплофизические характеристики теплоносителя

	-1,355	-0,903	-0,452	0,000	0,452	0,903	1,355
t(z), °C	294,0	295,8	303,0	312,9	318,3	313,3	297,8
Pr	0,847	0,851	0,871	0,911	0,940	0,913	0,856
$\nu \cdot 10^7$ м <sup>2</sup> /с	1,23	1,23	1,21	1,2	1,19	1,19	1,22
$\lambda$ , Вт/м.К	0,571	0,568	0,555	0,535	0,523	0,534	0,564
Re	429481	430758	435708	442113	445344	442330	432183
Nu	834	838	854	879	895	880	842
$\alpha(z)$ , кВт/м <sup>2</sup> .К	44930	44879	44663	44361	44213	44351	44819

Таблица Е.4 –Значения коэффициента теплопроводности Э-100 (Zr+1%Nb)

$t_{об}^{cp}$ , ( $^{\circ}C$ )	$\lambda_{Э100}$ , (Вт / м.К)	$t_{об}^{cp}$ , ( $^{\circ}C$ )	$\lambda_{Э100}$ , (Вт / м.К)	$t_{об}^{cp}$ , ( $^{\circ}C$ )	$\lambda_{Э100}$ , (Вт / м.К)
20	19,1	150	19,5	300	20,4
50	19,2	200	19,7	350	20,8
100	19,3	250	20,0	400	21,3

Таблица Е.5 - Результаты уточненного теплогидравлического расчета

z	-1,355	-0,903	-0,452	0,000	0,452	0,903	1,355
q l (z)	3,15	17,92	28,45	32,26	28,45	17,92	3,15
Q ТВЭЛ(z)	0,00	2,70	13,70	29,53	38,38	30,11	5,77
h (z)	1305	1315	1354	1410	1442	1412	1326
x (z)	-0,350	-0,340	-0,298	-0,239	-0,206	-0,237	-0,328
t (z)	294,0	295,8	303,0	312,9	318,3	313,3	297,8
q s (z)	103,61	589,07	935,35	1060,64	935,35	589,07	103,61
Pr (z)	0,847	0,851	0,871	0,911	0,940	0,913	0,856
$\nu \cdot 10^{-7}$ , м <sup>2</sup> /с	1,23	1,23	1,21	1,19	1,19	1,19	1,22
$\lambda$ , Вт/(м·К)	0,571	0,568	0,555	0,535	0,523	0,534	0,564
Re	429481	430758	435708	442113	445344	442330	432183
Nu	834,3	837,9	853,6	879,1	895,4	880,1	842,2
$\alpha$ , Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	44930	44879	44663	44361	44213	44351	44819

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

Лист

160



t об нар	294,0	295,8	303,0	313,0	318,3	313,3	297,8
t вн об	297,8	317,2	337,0	351,5	352,2	334,7	301,6
t с (z)	319,2	439,1	530,5	570,9	545,7	456,6	323,0
$\lambda_c$ , Вт/(м·К)	4,96	4,10	3,62	3,46	3,58	4,05	4,94
$t_0(z)$ , С	362,8	738,6	1070,1	1210,2	1090,5	760,1	366,8
$T_{г\text{ ср}}(z)$ , С	614,1	862,0	1073,5	1163,7	1091,3	881,5	618,0
$\varepsilon$	0,038	0,116	0,155	0,319	0,109	0,058	0,008
m	0,29	0,29	0,28	0,26	0,25	0,26	0,29
n	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
$\rho_w$	3539,3	3539,3	3539,3	3539,3	3539,3	3539,3	3539,3
q кр (z)	8,71	8,41	7,31	5,96	5,31	5,92	8,09
k зап (z)	84,02	14,28	7,81	5,62	5,68	10,04	78,08

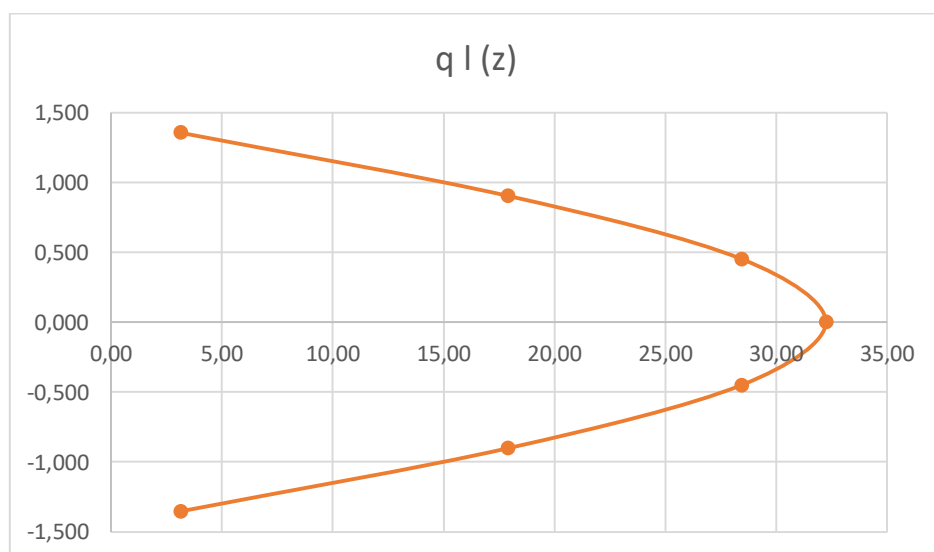


Рисунок Е.2 – График зависимости распределение линейного теплового потока по высоте реактора

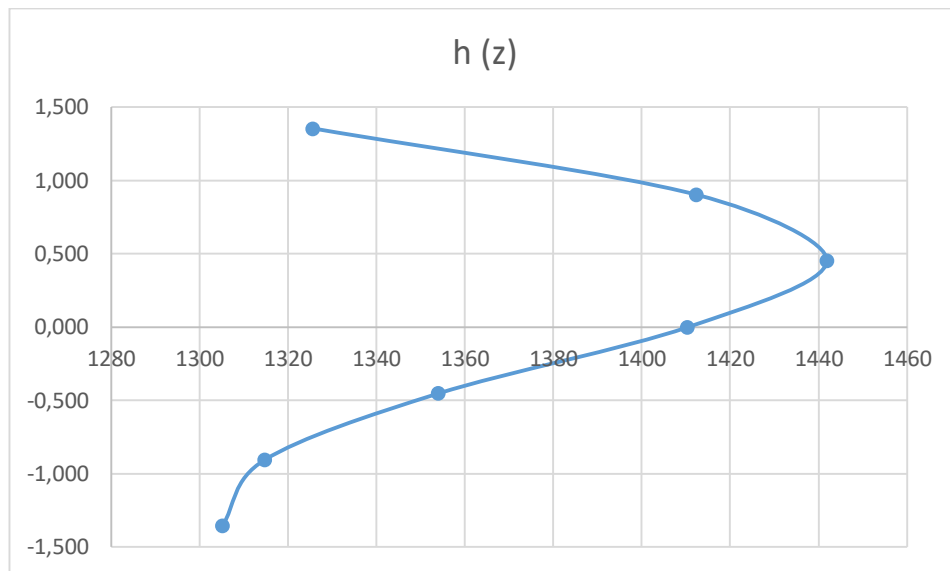


Рисунок Е.3 - График зависимости энтальпии для каждого значения координаты по высоте реактора

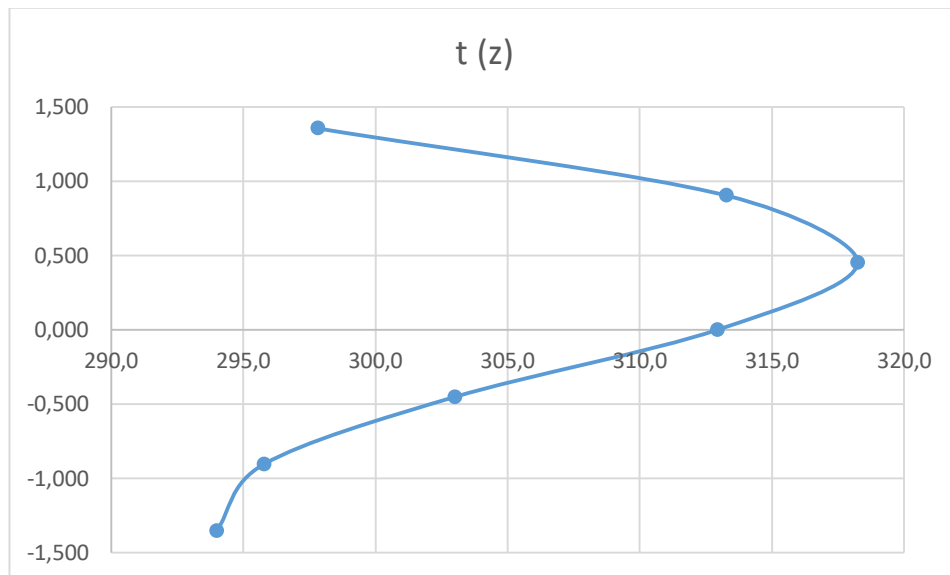


Рисунок Е.4 - График зависимости температуры теплоносителя по высоте реактора

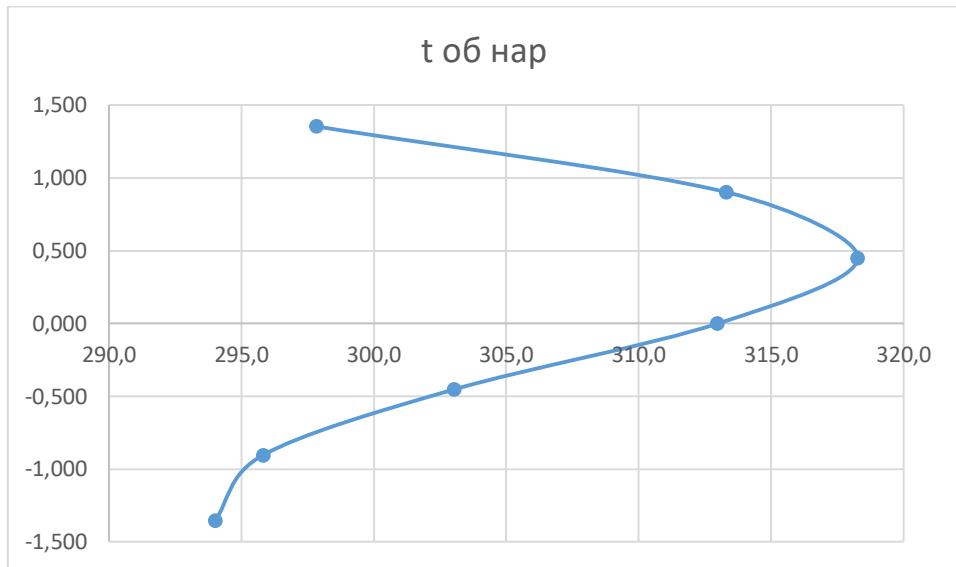


Рисунок Е.5 - График зависимости температуры наружной поверхности оболочки ТВЭЛ по высоте реактора

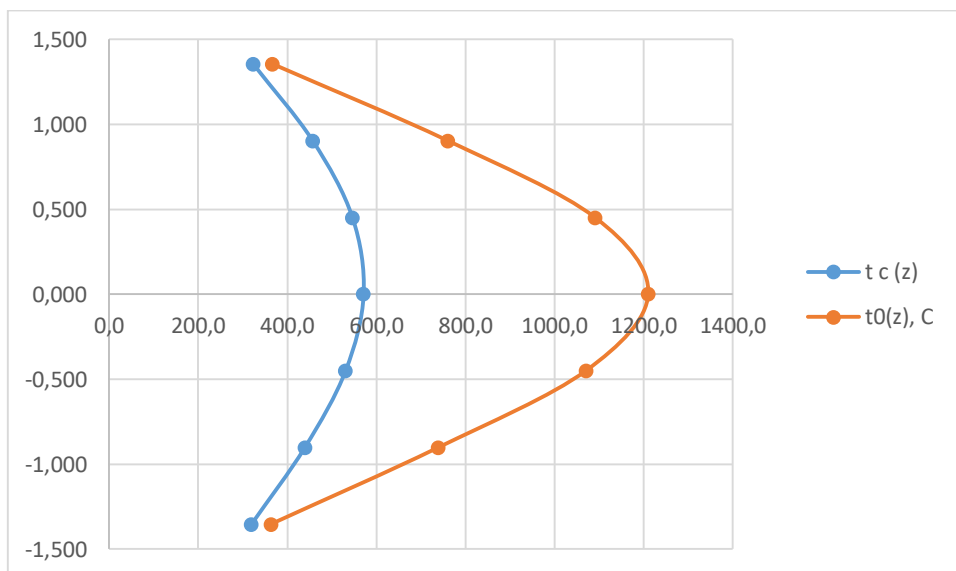


Рисунок Е.6 - Графики зависимости температуры наружной поверхности топливного сердечника и температуры в центре топливного сердечника по высоте реактора

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

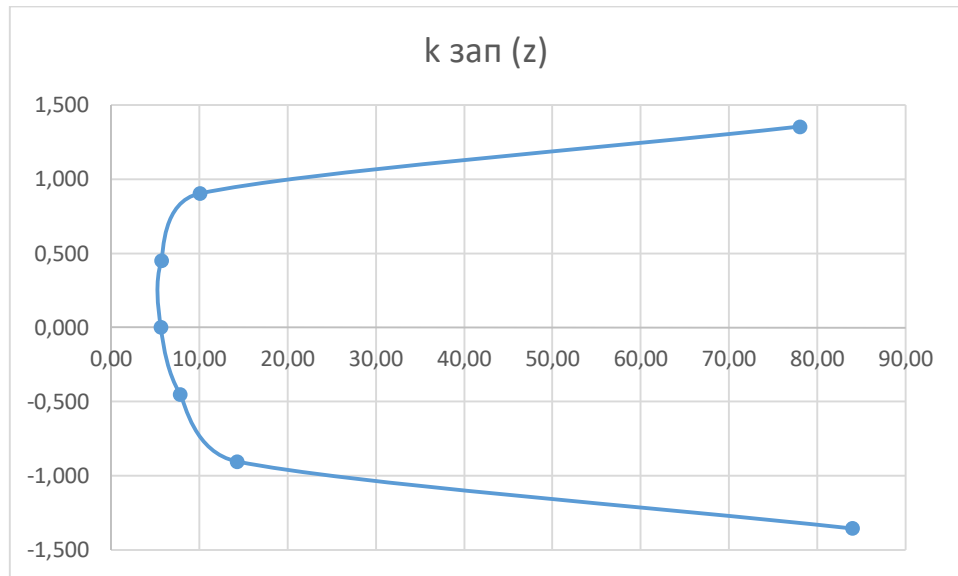


Рисунок Е.7 - График зависимости запаса до кризиса по высоте реактора

## Приложение Ж

(обязательное)

### Гидравлический расчет

Все геометрические размеры корпуса, шахты и др. примем на основе эскиза реактора.

Потери на трение в активной зоне:

$$\Delta P_{TP} = \xi_{TP} \cdot \frac{H_{AZ}}{d_{\Gamma}} \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2};$$

Коэффициент сопротивления трения по [12, стр. 218] для продольного омывания пучка треугольной компоновки:

$$\begin{aligned} \xi_{\Pi} &= \xi_{mp} \cdot \left[ 0,57 + 0,18 \cdot \left( \frac{s}{d_{мвэл}} - 1 \right) + 0,53 \cdot \left( 1 - e^{-\left[ 0,58 + 9,2 \cdot \left( \frac{s}{d_{мвэл}} - 1 \right) \right]} \right) \right] = \\ &= 0,013 \cdot \left[ 0,57 + 0,18 \cdot \left( \frac{12,75}{9,1} - 1 \right) + 0,53 \cdot \left( 1 - e^{-\left[ 0,58 + 9,2 \cdot \left( \frac{12,75}{9,1} - 1 \right) \right]} \right) \right] = 0,015, \end{aligned}$$

$$\text{где } \xi_{TP} = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg(\text{Re}) - 1,64)^2} = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg(442113) - 1,64)^2} = 0,013.$$

Потери давления на трение:

$$\Delta P_{TP} = \xi_{\Pi} \cdot \frac{H_{AZ}}{d_{\Gamma}} \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2} = 0,015 \cdot \frac{2,71}{0,011} \cdot \frac{710 \cdot 4,99^2}{2} = 0,0353 \text{ МПа}$$

**Нивелирная составляющая потери давления:**

$$\Delta P_{НИВ} = \rho \cdot g \cdot H_{AZ} = 710,4 \cdot 9,8 \cdot 2,71 = 0,0188 \text{ МПа.}$$

**Местные потери от дистанционирующей решетки:**

Коэффициент местных сопротивлений для дистанционирующей решетки примем по прототипу:  $\xi_{д.р.} = 0,46$ .

$$\Delta P_{д.р.} = n_{д.р.} \cdot \xi_{м} \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2} = 15 \cdot 0,46 \cdot \frac{710 \cdot 4,99^2}{2} = 0,0609 \text{ МПа,}$$

					Лист
					165
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

где  $n_{д.р.} = 15$  – количество дистанционирующих решеток в ТВС по прототипу.

### Местные сопротивления на входе в реактор из входного патрубка:

Коэффициент местного сопротивления при внезапном расширении потока [13, стр.35]:

$$\xi_M^{вх} = \left(1 - \frac{1}{n}\right)^2 = \left(1 - \frac{1}{6,69}\right)^2 = 0,723,$$

где  $n$  – отношение площади проходного сечения канала за расширением к площади канала до расширения, определяющая скорость – скорость потока до расширения:

$$n = \frac{f_{опуск}}{f_{намп}} \Rightarrow f_{намп} = \frac{\pi \cdot d_{намп}^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0,850^2}{4} = 0,57 \text{ м}^2;$$
$$f_{опуск} = \frac{\pi \cdot (d_{вн}^{корпус}^2 - d_{нр}^{шахты}^2)}{4} = \frac{\pi \cdot (4,15^2 - 3,52^2)}{4} = 3,8 \text{ м}^2 ;$$

$$n = \frac{f_{опуск}}{f_{намп}} = \frac{3,8}{0,57} = 6,69.$$

Скорость движения теплоносителя во входном патрубке:

$$w_{намп} = \frac{G_{тн}}{4 \cdot \rho' \cdot f_{намп}} = \frac{12523,8}{4 \cdot 738,9 \cdot 0,57} = 7,47 \text{ м/с},$$

где 4 – это количество петель,

$\rho'$  - плотность теплоносителя на входе в реактор.

$$\Delta P_M^{вх} = \xi_M^{вх} \cdot \frac{\rho \cdot w_{намп}^2}{2} = 0,723 \cdot \frac{738,9 \cdot 7,47^2}{2} = 0,0149 \text{ МПа}.$$

### Местные сопротивления на выходе реактора из входного патрубка:

Коэффициент местного сопротивления при внезапном сужении [14, стр.35]:

$$\xi_M^{вых} = 0,5 \cdot (1 - m) = 0,5 \cdot (1 - 0,15) = 0,425,$$

где  $m$  – отношение площади за сужением к площади канала перед сужением,

					Лист
					166
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

определяющая скорость – скорость потока за сужением:

$$m = \frac{f_{напр}}{f_{опуск}} = \frac{0,57}{3,8} = 0,15.$$

Скорость движения теплоносителя в выходном патрубке:

$$\overline{w}_{напр} = \frac{G_{ми}}{4 \cdot \rho'' \cdot f_{напр}} = \frac{12523,8}{4 \cdot 675,4 \cdot 0,57} = 8,17 \text{ м/с.}$$

$$\Delta P_M^{вых} = \xi_M^{вых} \cdot \frac{\rho'' \cdot \overline{w}_{напр}^2}{2} = 0,425 \cdot \frac{675,4 \cdot 8,17^2}{2} = 0,0096 \text{ МПа.}$$

Таким образом, суммарные потери давления:

$$\Delta P = \Delta P_{TP} + \Delta P_{НИВ} + \Delta P_{ДР} + \Delta P_M^{6x} + \Delta P_M^{вых} = \\ 0,0353 + 0,0188 + 0,0609 + 0,0149 + 0,0096 = 0,1395 \text{ МПа.}$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		167

## Приложение И

Таблица И.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	Эксплу- атация	Нормативные документы
1. Отклонение показателей микроклимата	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
2. Отсутствие или недостаток естественного света	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
3. Повышенный уровень ионизирующего излучения	+	СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности НРБ–99/2009
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов



Таблица И.2 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
	диапазон ниже опт. величин	диапазон выше опт. величин			для диапазона температур воздуха ниже опт. величин	для диапазона температур воздуха выше опт. величин
Хол.	17,0-18,9	21,1-23,0	16,0-24,0	15-75	0,1	0,3
Теп.	18,0-19,9	22,1-27,0	17,0-28,0	15-75	0,1	0,4

Таблица И.3 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-21	18-22	60-40	0,2
Теплый	20-22	19-23	60-40	0,2

## Приложение К

(обязательное)

### Расчет освещенности помещения БЩУ

$H = 3,5\text{ м}$  – высота помещения;

$h_n = H = 3,5\text{ м}$  – высота светильника над полом, высота подвеса. По условиям наименьшей допустимой высоты подвеса установлена без свеса;

$h_p = 0,8\text{ м}$  – высота рабочей поверхности над полом;

$h = h_n - h_p = 3,5 - 0,8 = 2,7\text{ м}$  – расчетная высота светильника над рабочей поверхностью;

$l = 1230\text{ мм}$  – длина светильника (принимаем ОД-2-40);

$\lambda = 1,4$  – коэффициент. Принимается по [17] для светильника типа ОД;

$A = 20\text{ м}$  – длина помещения;

$B = 15\text{ м}$  – ширина помещения.

На рисунке К.1 изображены необходимые геометрические параметры установки светильника в помещении.

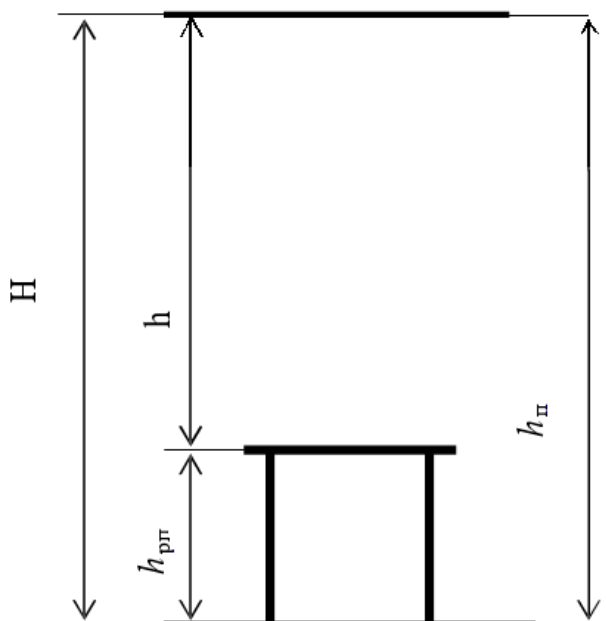


Рисунок К.1 – Основные расчетные параметры

Световой поток определяется по формуле:

$$\Phi = E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z / [N \cdot \eta],$$

					Лист
					170
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

где  $E_n = 300$ лк – минимальная освещенность по [17];

$S = A \cdot B = 20 \cdot 15 = 300 \text{ м}^2$  – площадь освещаемого помещения;

$N$  – число ламп;

$K_z = 1,5$  – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника;

$n = 2$  – число ламп в светильнике;

$\eta$  – коэффициент использования светового потока (в долях единицы), то есть отношение светового потока, падающего на расчётную поверхность, к суммарному потоку всех ламп, %;

$Z = 1,1$ , т.к. установлены люминесцентные лампы.

Определим число светильников, необходимое для освещения из расчета 1 светильник на  $6 \text{ м}^2$ .

$$\frac{N}{2} = S / 6 = 300 / 6 = 50 \text{ шт.}$$

Принимаем количество светильников 50 шт.

Количество ламп – 100 шт.

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  $\rho_c$  и потолка  $\rho_n$ . Для этого рассчитаем величину индекса помещения:

$$i = S / [h \cdot (A + B)] = 300 / [2,7 \cdot (20 + 15)] = 3,2.$$

Коэффициенты отражения стен и потолка, соответственно,  $\rho_c = 50\%$ ;  $\rho_n = 70\%$ , т.к. стены и потолок в светлых тонах.

Соответственно коэффициент использования светового потока будет равен  $\eta = 62\%$ .

Находим световой поток лампы:

$$\Phi = 300 \cdot 300 \cdot 1,5 \cdot 1,1 / [50 \cdot (2 \cdot 0,62)] = 2395 \text{ лм.}$$

					ФЮРА.XXXXXXX.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		171

Такой световой поток может выдавать лампа ЛХБ-40 со световым потоком равным 2700 лм (табл. 4.1 [17]).

Отклонение светового потока составляет:

$$F = \frac{\Phi_{\text{ЛХБ-40}} - \Phi}{\Phi} \cdot 100\% = \frac{2700 - 2395}{2395} \cdot 100\% = 12,7\%.$$

Это удовлетворяет диапазону  $-10 \div +20 \%$

Следовательно, число светильников и высота их подвески выбраны верно.

Электрическая мощность установки:

$$P = 40 \cdot 100 = 4000 \text{ Вт.}$$

Примем количество светильников 50 с 2 лампами ЛХБ-40 и расположим и в три ряда (рисунок К.2), и проведя расчет геометрических характеристик распределения светильников получим схему освещения (рисунок К.3).

$$A = 8 \cdot L_1 + \frac{2}{3} \cdot L_1 + 9 \cdot l;$$

$$20000 = 8 \cdot L_1 + \frac{2}{3} \cdot L_1 + 9 \cdot 1230;$$

$$\frac{26}{3} \cdot L_1 = 8930;$$

$$\frac{L_1}{3} = 343 \text{ мм}; \quad L_1 = 1030 \text{ мм};$$

$$B = 2 \cdot L_2 + \frac{2}{3} \cdot L_2 + 3 \cdot l;$$

$$15000 = 2 \cdot L_2 + \frac{2}{3} \cdot L_2 + 3 \cdot 1230;$$

$$\frac{8}{3} \cdot L_2 = 11310;$$

$$\frac{L_2}{3} = 1413 \text{ мм}; \quad L_2 = 4241 \text{ мм};$$

					ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		172

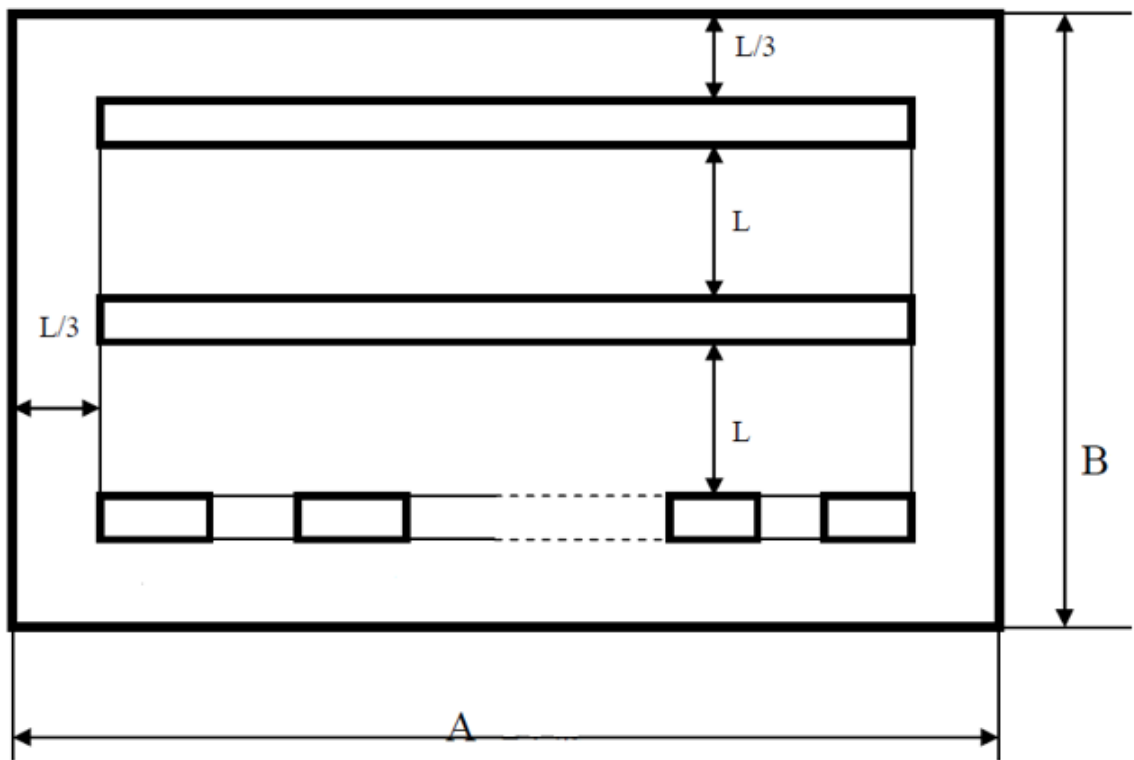


Рисунок К.2 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами с пропорциями

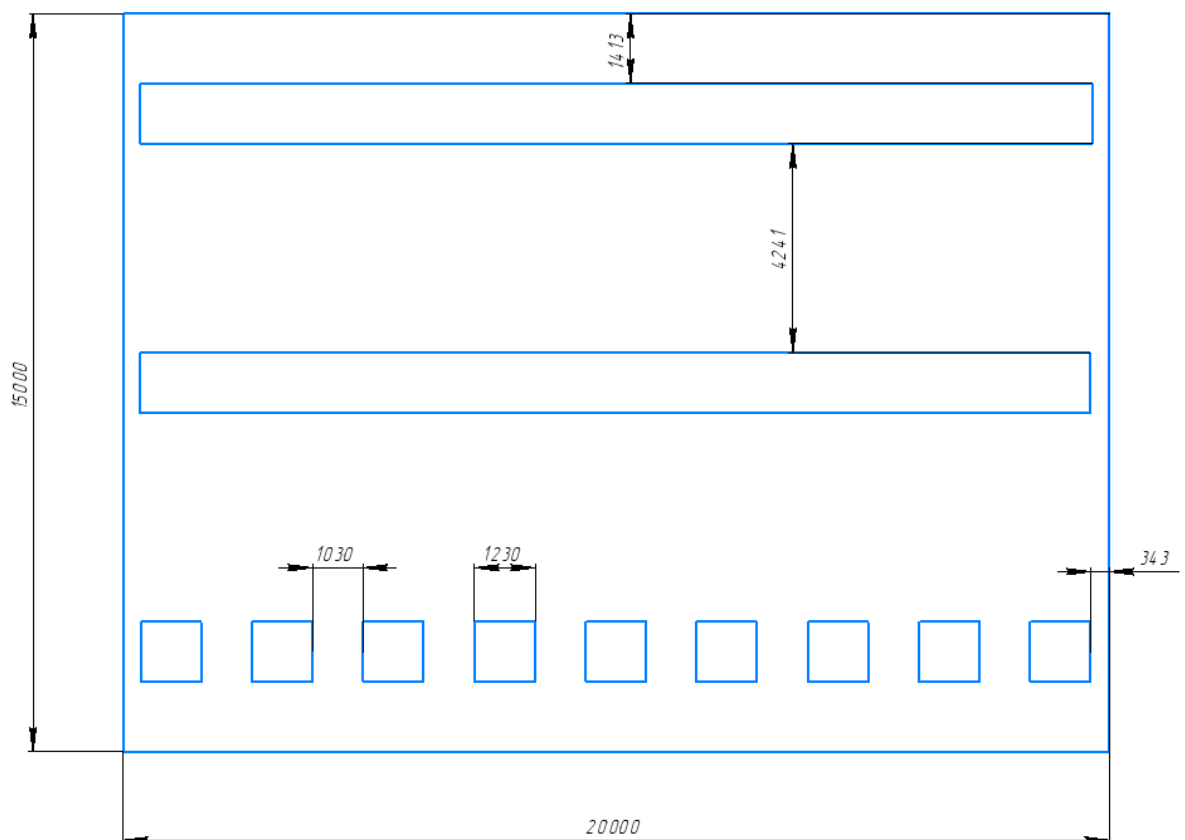


Рисунок К.3 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.ХХХХХХ.001 ПЗ

Лист

173