

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

Институт: Энергетический
 Специальность: 140404 Атомные электрические станции и установки
 Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПГ РАЗНОГО ТИПА ДЛЯ ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР-1200

УДК 621.311.25:621.039:621.181.2.016

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5001	Лазарева Юлия Андреевна		15.01.16г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры АТЭС	А.В. Воробьев	к.т.н., доцент		15.01.16г.

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры менеджмента	С.И. Сергейчик	к.т.н., доцент		18.01.16г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	А.М. Плахов	к.т.н., доцент		18.01.16г.

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры автоматизации технологических процессов	Е.В. Иванова	к.ф.-м.н.		18.01.16г.

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель кафедры АТЭС	М.А. Вагнер	-		25.01.16

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
атомных и тепловых электростанций	А.С. Матвеев	к.т.н., доцент		25.01.16г.

Реферат

Дипломная работа состоит из 89 с., 17 рис., 33 табл., 19 источников.

Ключевые слова: тепловая схема, парогенератор, водо-водяной энергетический реактор, теплообменные трубки, тепловой расчёт, конструкторский расчет, гидравлический расчет.

Объектом исследования является вертикальный парогенератор для АЭС с реактором ВВЭР-1200.

Цель работы – сравнительный анализ расчетных характеристик парогенераторов насыщенного пара разного типа.

В процессе исследования были произведены все необходимые расчеты для проектирования парогенераторов.

В результате исследования было спроектировано два вертикальных парогенератора разного типа: с экономайзерным участком и без.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	ФЮРА.693410.001 ПЗ					Лист
										7
					Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	

Список принятых сокращений

- а.з. – активная зона,
- АЭС – Атомная электрическая станция,
- ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор,
- ГЦНА – главный циркуляционный насосный агрегат,
- РТ – рабочее тело,
- РУ – реакторная установка,
- САЗ – система автоматической защиты,
- ТВС – тепловыделяющая сборка,
- ТВЭЛ – тепловыделяющий элемент,
- ТН – теплоноситель,
- ЦВД – цилиндр высокого давления,
- ЦНД – цилиндр низкого давления,
- ЦСД – цилиндр среднего давления.

Инв. № подл.		Подп. и дата		Инв. № дубл.		Взам. инв. №		Подп. и дата		
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.693410.001 ПЗ					Лист 8

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	11
1. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ БАЗОВОГО ОБЪЕКТА	12
2. ОБОСНОВАНИЕ ТЕМЫ РАБОТЫ	15
3. РАСЧЕТ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ	18
3.1. Уточнение структуры и параметров расчетной тепловой схемы.....	21
3.2. Составление сводной таблицы параметров пара и воды	24
3.3. Составление общих уравнений материального баланса.....	27
3.4. Составление и решение уравнений материального и теплового балансов регенеративных подогревателей	27
3.5. Определение расхода пара на турбину	33
3.6. Расчет показателей тепловой экономичности.....	34
4. РАСЧЕТ ВЕРТИКАЛЬНОГО ПАРОГЕНЕРАТОРА С ЭКОНОМАЙЗЕРНЫМ УЧАСТКОМ	37
4.1. Тепловой расчет	41
4.2. Конструкторский расчет	51
4.3. Расчет сепарации водного режима.....	54
4.4. Гидродинамический расчет парогенератора	55
4.5. Масса деталей парогенератора.....	56
5. РАСЧЕТ ВЕРТИКАЛЬНОГО ПАРОГЕНЕРАТОРА БЕЗ ЭКОНОМАЙЗЕРНОГО УЧАСТКА.....	57
5.1. Тепловой расчет	58
5.2. Конструкторский расчет	60
5.3. Расчет сепарации водного режима.....	62
5.4. Гидродинамический расчет парогенератора	63
5.5. Масса деталей парогенератора.....	64
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
6.1. Планирование капиталовложений в ядерную часть энергоблока ВВЭР	66
6.2. Определение годового расхода ядерного горючего.....	66

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

6.3.	Оценка стоимости ядерного горючего	67
6.4.	Годовые эксплуатационные издержки.....	68
6.5.	Оценка прибыли и рентабельности АЭС.....	70
6.6.	Оценка экономической эффективности инвестиций в АЭС	71
7.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	76
7.1.	Производственная безопасность	76
7.2.	Вредные факторы, влияющие на ОРО.....	76
7.3.	Воздействия на окружающую среду.....	76
7.4.	Выброс радиоактивных веществ	79
8.	СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ МЕЖКОНТУРНОЙ НЕПЛОТНОСТИ В ПАРОГЕНЕРАТОРЕ	81
8.1.	Возможные аварии и их последствия	81
8.2.	Разработка структурной схемы	82
8.3.	САЗ при межконтурной неплотности.....	83
8.4.	Разработка функциональной схемы.....	85
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	88
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	90
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	102
	ПРИЛОЖЕНИЕ В	104
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	109
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	112
	Графический материал:	
	ФЮРА.311000.002 Т6. Технологическая схема энергоблока ВВЭР-1200.	
	ФЮРА.693410.003 ГЗ. Гидравлическая схема обвязки парогенератора.	
	ФЮРА.693410.004 СБ. Сборочный чертеж парогенератора.	
	ФЮРА.421000.005 С2. Функциональная схема системы автоматической защиты при межконтурной неплотности в парогенераторе.	

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

ВВЕДЕНИЕ

Ядерная энергетика является неотъемлемой частью мировой экономики. По данным на 2014 г. более, чем в 30 странах мира действуют порядка 440 энергоблоков, которые в сумме вырабатывают 391878 МВт электроэнергии, что составляет около 14% всей электроэнергии в мире.

В настоящее время общая установленная мощность АЭС в России составляет 24622 МВт, однако вопрос дефицита генерирующих мощностей по-прежнему актуален. В связи с чем, Госкорпорация «Росатом» проводит политику повышения мощностей действующих АЭС, а так же занимаются строительством новых блоков и станций.

Потребность в большей выработке электроэнергии, опыт ведущих зарубежных стран и возрастающие требования к безопасности АЭС ведут к необходимости разработки проектов энергоблоков нового поколения с большей установленной мощностью. Основой развития атомной энергетики являются АЭС с реакторами типа ВВЭР, которые так популярны в наши дни.

Разработкой проектов новых блоков АЭС с реакторами типа ВВЭР занимается ОКБ «Гидропресс». В последних проектах реализованы самые современные подходы к обеспечению безопасности реакторной установки, основанные на принципе глубоководной защиты, предполагающие несколько уровней безопасности.

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

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

ФЮРА.693410.001 ПЗ

Лист

11

1. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ БАЗОВОГО ОБЪЕКТА

Основным оборудованием АЭС являются: реакторы, парогенераторы, турбины, генераторы и трансформаторы. Агрегаты, выпускаемые в нашей стране, стандартизованы по соответствующим показателям: мощности, параметрам РТ и ТН, производительности пара, напряжению и т.д. При выборе оборудования предпочтение отдается стандартным агрегатам, однако на выбор оборудования существенно влияет и тепловая схема электростанции.

Реактор предназначен для выработки тепловой энергии за счет самоподдерживающейся цепной реакции деления, которая всегда сопровождается выделением энергии. Реактор водо-водяной, корпусного типа, гетерогенный, на тепловых нейтронах с водой под давлением. Реактор представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд, внутри которого размещается а.з. и внутрикорпусные устройства.

Таблица 1 – Технические характеристики реактора

Номинальная тепловая мощность, МВт	3200
Номинальная электрическая мощность, МВт	1200
Давление в 1-м контуре, МПа	7
Давление во 2-м контуре, МПа	16,2
Кол-во циркуляционных петель, шт	4
Температура теплоносителя в реакторе:	
– на входе, °С	298,2
– на выходе, °С	328,9
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	86000
Кол-во ТВС в а.з., шт	163
Кол-во ТВЭЛов в ТВС, шт	312
Среднее обогащение топлива, %	4,71 ÷ 4,85
Высота а.з., м	3,73

ГЦНА предназначен для создания циркуляции теплоносителя в первом контуре и отвода тепла от а.з. реактора. ГЦНА имеет дополнительную функцию обеспечения циркуляции теплоносителя на выбеге при различных

Ине № подл. Подп. и дата

Ине № подл.	Подп. и дата	Ине № дубл.	Взам. ине. №	Подп. и дата
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

авариях с обесточиванием, что позволяет осуществлять плавный выход на режим естественной циркуляции.

Таблица 2 – Технические характеристики ГЦНА-1391

Подача, м ³ /ч	21500
Напор, МПа	0,610 ± 0,025
Температура ТН, °С	298,2
Давление на всасывании, МПа	16,2
Частота вращения, об/мин	1000/750
Организованные протечки запирающей воды не более, м ³ /ч	1,2

Парогенератор предназначен для выработки насыщенного пара с давлением выше атмосферного за счет теплоты ТН, поступающего из ядерного реактора.

Парогенератор представляет собой теплообменный аппарат, в котором тепловая энергия передается от ТН к РТ второго контура через поверхность теплообмена. Производство пара начинается с подогрева поступающей в парогенератор воды до температуры насыщения и заканчивается перегревом выработанного пара до заданной температуры.

Таблица 3 – Технические характеристики парогенератора ПГВ-1000МКП

Тепловая мощность, МВт	802,4
Число парогенераторов на 1 реактор, шт	4
Паропроизводительность, т/ч	1602
Давление генерируемого пара, МПа	7,0
Давление теплоносителя на входе в парогенератор, МПа	16,2
Влажность пара на выходе из парогенератора, %	0,2
Расход теплоносителя на 1 парогенератор, м ³ /ч	21500
Скорость теплоносителя в трубках, м/с	4,6
Средняя длина теплообменных труб, м	11,1
Диаметр теплообменных труб, мм	16x1,5
Число теплообменных труб, шт	10978
Поверхность нагрева, м ²	6105
Внутренний диаметр, м	4,2
Длина корпуса, м	13,82

Турбина предназначена для преобразования кинетической энергии РТ в механическую энергию вращения ротора турбины. Струя рабочего тела

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

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

воздействует на лопатки, закрепленные по окружности ротора, и приводит их в движение.

Таблица 4 – Технические характеристики турбины К-1200-6,8-50 ЛМЗ

Электрическая мощность, МВт	1170
Номинальный расход свежего пара, т/ч	6464,3
Номинальные параметры свежего пара:	
Давление, МПа	6,8
Температура, °С	283,8
Влажность, %	0,5
Давление в конденсаторе, кПа	4,9
Давление пара в деаэраторе, МПа	8,1
Температура питательной воды, °С	230
Теплофикационная нагрузка, МВт	300

Име № подл	Подп. и дата	Име. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Име № подл	Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.693410.001 ПЗ	Лист
												14

2. ОБОСНОВАНИЕ ТЕМЫ РАБОТЫ

Несмотря на то, что реакторы типа ВВЭР отлично себя зарекомендовали в области обеспечения безопасности, по прежнему продолжается работа по повышению их безопасности и улучшению эксплуатационных показателей, с дальнейшим снижением и без того низких выбросов радиоактивности в окружающую среду.

Федеральная целевая программа «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007 - 2010 годы и на перспективу до 2015 года» установила необходимость ускоренного развития атомного энергопромышленного комплекса. Основной задачей программы является разработка новых проектов типовых серийных энергоблоков, а также достройка энергоблоков АЭС высокой степени готовности.

Проект «АЭС - 2006» - это проект атомной станции нового поколения с улучшенными технико-экономическими показателями и повышенной безопасностью. Конструкция ядерного реактора на базе РУ В-392 с увеличенным диаметром корпуса. Конкурентоспособность достигается за счет следующего:

- номинальная тепловая мощность - 3200 МВт, с возможностью повышения в дальнейшем до 3300 МВт;
- срок службы основного оборудования - не менее 60 лет;
- применение в активной зоне ТВС с удлиненной на 150 - 250 мм высотой топливного столба (типа ТВС – 2М);
- максимальное выгорание топлива по ТВС - 70 МВт · сут/кг U ;
- длительность межперегрузочного периода – 24 мес.

С момента появления энергетических реакторов типа ВВЭР наметились две конструктивные концепции парогенераторов – вертикальные и горизонтальные. Отметим, что на сегодняшний день надежно закрепились обе конструктивные концепции. Каждой концепции присущи свои

Ине № подл	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Взам. ине. №	Подп. и дата
------------	--------------	--------------	--------------	--------------

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

достоинства и недостатки. Опыт эксплуатации показал слабые места конструкций, которые устранялись по мере накопления этого опыта.

Вертикальные парогенераторы – хорошо освоенная концепция, которая достаточно давно применяется на водо-водяных реакторах типа PWR. В отличие от них на российских АЭС применяются парогенераторы горизонтального типа.

Отечественные парогенераторы заделаны в вертикальные коллекторы ТН первого контура. Осушение пара производится в верхней части корпуса путем гравитационной сепарации. Преимуществом такой конструкции является:

- умеренная паровая нагрузка (приведенная скорость выхода с зеркала испарения $0,2 \div 0,3\%$) допускает использования простой схемы сепарации пара;
- умеренные скорости среды во втором контуре исключают опасность вибрации теплообменных труб;
- вертикальные коллекторы первого контура позволяют избежать накопление шламовых отложений и, за счет этого, снизить опасность коррозионного повреждения.

В свою очередь вертикальные парогенераторы так же имеют ряд достоинств, такие как:

- вертикальная конструкция существенно позволяет повысить единичную мощность парогенератора;
- вертикальное расположение позволяет сэкономить строительные площади и объемы;
- тепловая эффективность вертикальных парогенераторов выше, чем горизонтальных.

Развитие и совершенствование российской технологии ВВЭР продолжается. Планируемый переход на проект «АЭС-2006» стал хорошим поводом для того, чтобы вновь обратиться к принятым в начале пути принципиальным решениям и проанализировать возможные альтернативы.

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Актуальность работы заключается в том, что реакторная установка ВВЭР-1200 является новой, но скорее всего не последней, разработкой в линейке реакторов типа ВВЭР. Для будущих модификаций РУ еще не составлено определенного мнения относительно типа парогенератора, что требует соответствующих теоретических и экспериментальных исследований.

Инв. № подл.	Подп. и дата				Инв. № дубл.	Взам. инв. №				Подп. и дата	
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.693410.001 ПЗ						Лист
											17

3. РАСЧЕТ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ

Целью расчета тепловой схемы является определение расхода пара на турбину и показателей тепловой экономичности турбоустановки и энергоблока в целом при использовании предварительно заданных параметров.

Основной задачей этой части работы является формирование исходных данных для расчета парогенератора.

В ходе расчета использовалась методика описанная в [3].

Давление пара перед турбиной составляет 6,8 МПа, что достигается за счет более высоких значений давления и температуры в первом контуре. Температура ТН на входе в реактор составляет 298,2 °С, а на выходе – 328,9 °С, давление в контуре ТН составляет 16,2 МПа.

Турбина имеет семь регенеративных отборов: три из цилиндра высокого давления, два из цилиндра среднего давления и два из цилиндров низкого давления. Деаэратор подключен к третьему отбору по ходу пара как самостоятельная ступень подогрева. Все регенеративные подогреватели поверхностного типа.

В составе схемы 2 ПВД и 4 ПНД. Все ПВД и ПНД4 имеют встроенные охладители дренажа.

После ЧВД турбины поток пара проходит сепаратор и двухступенчатый пароперегреватель. К первой ступени промежуточного перегрева подводится пар из отбора цилиндра высокого давления, ко второй – свежий пар.

Тепловая схема разрабатывалась на основе решений, принятых для действующих энергоблоков, в качестве прототипа была принята тепловая схема Нововоронежской АЭС-2 с энергоблоком ВВЭР-1200. Параметры пара перед стопорным клапаном турбины:

$$P_0 = 7 \text{ МПа} ; t_0 = 285,8 \text{ } ^\circ\text{С}.$$

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

В схеме применен двухступенчатый промперегрев пара. Греющая среда первой ступени – пар из первого отбора ЦВД, для второй ступени – свежий пар.

Система регенерации пара включает два ПВД, деаэратор постоянного давления ($P_D = 1$ МПа), включенный как самостоятельная ступень и четыре ПНД.

Давление в конденсаторе:

$$P_K = 0,0056 \text{ МПа .}$$

Расчетная тепловая схема изображена на рисунке – 1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.693410.001 ПЗ

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

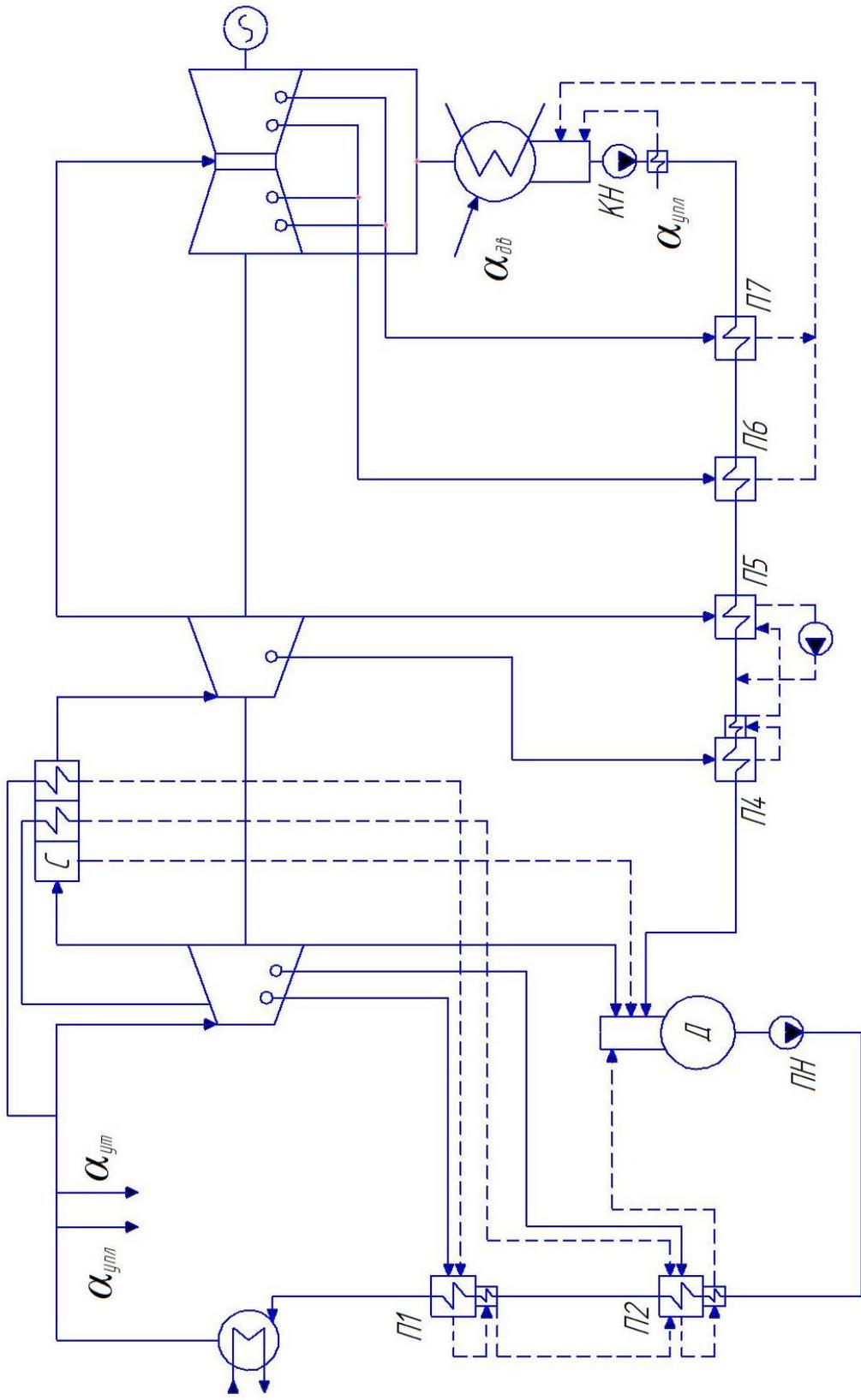


Рисунок 1 – Принципиальная тепловая схема

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

ФЮРА.693410.001 ПЗ

3.1. Уточнение структуры и параметров расчетной тепловой схемы

Начальная точка 0 входа пара в турбину определяется по заданному начальному давлению и степени сухости:

$$P_0 = 7 \text{ МПа}, \quad t_0 = 285,8 \text{ }^\circ\text{C}, \quad h_0 = 2768 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Потери от дросселирования в стопорном (СК) и регулирующих клапанах согласно рекомендациям [3, с.191] $3 \div 5 \%$ от P_0 :

$$\bar{P}_0 = (0,97 \div 0,95) \cdot P_0 = 0,97 \cdot 7 = 6,8 \text{ МПа};$$
$$\bar{t}_0 = 283,9 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Параметры пара на выходе из ЦВД:

$$P_{\text{ВЫХ}}^{\text{ЦВД}} = 1,053 \text{ МПа};$$
$$h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ЦВД}} = 2489 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад ЦВД:

$$H_i^{\text{ЦВД}} = h_0 - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ЦВД}} = 2768 - 2489 = 279 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры пара на входе в ЦСД:

$$P_{\text{ВХ}}^{\text{ЦСД}} = 1,016 \text{ МПа};$$
$$h_{\text{ВХ}}^{\text{ЦСД}} = 2988 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры пара на выходе из ЦСД:

$$P_{\text{ВЫХ}}^{\text{ЦСД}} = 0,345 \text{ МПа};$$
$$h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ЦСД}} = 2771 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад ЦСД:

$$H_i^{\text{ЦСД}} = h_{\text{ВХ}}^{\text{ЦСД}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ЦСД}} = 2988 - 2771 = 217 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры пара на входе в ЦНД:

$$P_{\text{ВХ}}^{\text{ЦНД}} = 0,345 \text{ МПа};$$
$$h_{\text{ВХ}}^{\text{ЦНД}} = 2771 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Параметры пара на выходе из ЦНД:

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

$$P_{\text{ВЫХ}}^{\text{ЦНД}} = 0,0056 \text{ МПа};$$

$$h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ЦНД}} = 2332 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад ЦНД:

$$H_i^{\text{ЦНД}} = h_{\text{ВХ}}^{\text{ЦНД}} - h_{\text{ВЫХ}}^{\text{ЦНД}} = 2771 - 2332 = 439 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Действительный теплоперепад турбины:

$$H_i = H_i^{\text{ЦВД}} + H_i^{\text{ЦСД}} + H_i^{\text{ЦНД}} = 279 + 217 + 439 = 935 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

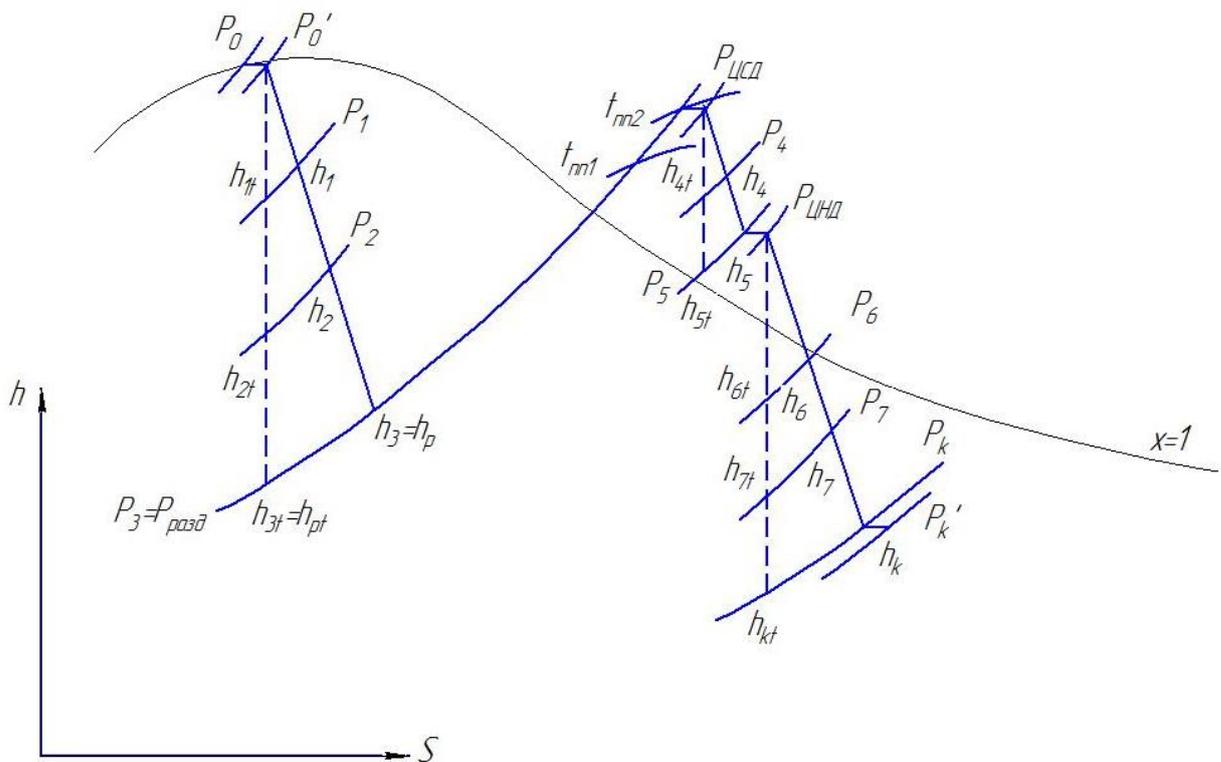


Рисунок 2 – Процесс расширения пара в турбине

На пересечении изобар $P_{\text{отб}1}$, $P_{\text{отб}2}$, $P_{\text{отб}3}$, $P_{\text{отб}4}$, $P_{\text{отб}5}$, $P_{\text{отб}6}$, $P_{\text{отб}7}$ с прямыми действительных процессов расширения пара в ЦВД, ЦСД и ЦНД определяем энтальпии пара:

$$h_{\text{отб}1} = 2645 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_{\text{отб}2} = 2583 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_{\text{отб}3} = 2489 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

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

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

$$h_{отб4} = 2886 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ;$$

$$h_{отб5} = 2771 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ;$$

$$h_{отб6} = 2603 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ;$$

$$h_{отб7} = 2486 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} .$$

Энтальпия дренажа и пара на выходе из сепаратора:

$$h_{с=1} = 2489 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ;$$

$$h'_c = 769 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} .$$

Энтальпия пара на выходе из первой ступени промежуточного перегрева пара:

$$h_{ПП1} = 2879 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} .$$

Энтальпия пара на выходе из второй ступени промежуточного перегрева пара:

$$h_{ПП2} = 2988 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} .$$

Определение коэффициентов недовыработки [3, с.199].

Значение удельной работы 1 кг пара, идущего в j-ый отбор турбины:

$$H_j = h_0 - h_j - \text{для отборов ЦВД};$$

$$H_1 = h_0 - h_{отб1} = 2768 - 2645 = 123 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ;$$

$$H_2 = h_0 - h_{отб2} = 2768 - 2583 = 185 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ;$$

$$H_3 = h_0 - h_{отб3} = 2768 - 2489 = 279 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ;$$

$$H_j = h_0 - h_j + \Delta h_{ПП} - \text{для отборов ЦСД и ЦНД};$$

$$\Delta h_{ПП} = h_{ВХ}^{ЦСД} - h_{ВЫХ}^{ЦВД} = 2988 - 2489 = 499 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ;$$

$$H_4 = h_0 - h_{отб4} + \Delta h_{ПП} = 2768 - 2886 + 499 = 381 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ;$$

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

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

$$H_5 = h_0 - h_{от65} + \Delta h_{пп} = 2768 - 2771 + 499 = 496 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ;$$

$$H_6 = h_0 - h_{от66} + \Delta h_{пп} = 2768 - 2603 + 499 = 664 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ;$$

$$H_7 = h_0 - h_{от67} + \Delta h_{пп} = 2768 - 2486 + 499 = 781 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} ;$$

$$H_k = h_0 - h_{вых}^{ЦНД} + \Delta h_{пп} = 2768 - 2332 + 499 = 935 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} .$$

Значения коэффициентов недовыработки мощности паром, идущим в j-ый отбор турбины:

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

$$y_1 = \frac{H_i - H_1}{H_i} = \frac{935 - 123}{935} = 0,868 ;$$

$$y_2 = \frac{H_i - H_2}{H_i} = \frac{935 - 185}{935} = 0,802 ;$$

$$y_3 = \frac{H_i - H_3}{H_i} = \frac{935 - 289}{935} = 0,702 ;$$

$$y_4 = \frac{H_i - H_4}{H_i} = \frac{935 - 81}{935} = 0,593 ;$$

$$y_5 = \frac{H_i - H_5}{H_i} = \frac{935 - 496}{935} = 0,470 ;$$

$$y_6 = \frac{H_i - H_6}{H_i} = \frac{935 - 664}{935} = 0,290 ;$$

$$y_7 = \frac{H_i - H_7}{H_i} = \frac{935 - 781}{935} = 0,165 ;$$

$$y_k = \frac{H_i - H_k}{H_i} = \frac{935 - 935}{935} = 0 .$$

3.2. Составление сводной таблицы параметров пара и воды

Значения давлений и энтальпий пара на входе, выходе из турбины и промежуточного перегрева берутся из проектной расчетной тепловой схемы Нововоронежской АЭС-2.

Инв. № подл.	Подп. и дата				
	Взам. инв. №				
	Инв. № дубл.				
	Подп. и дата				
ФЮРА.693410.001 ПЗ					
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	Лист 24

Температура дренажа охладителя дренажа j-го подогревателя:

$$t_{др.1} = 211,6 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{др.2} = 188,4 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{др.4} = 141,2 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Энтальпия дренажа охладителя дренажа j-го подогревателя:

$$h_{др.1} = f(P_{ПВД1}, t_{др.1}) = 905 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_{др.2} = f(P_{ПВД2}, t_{др.2}) = 801 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}};$$

$$h_{др.4} = f(P_{ПНД4}, t_{др.4}) = 595 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Значения питательной воды $P_{ПВ}$ и основного конденсата $P_{ОК}$ приближенно определяются как давления за питательным и конденсатным насосами:

$$P_{ПВ} = 8,5 \text{ МПа};$$

$$P_{ОК} = 1,3 \div 1,5 \cdot P_{д} = 1,4 \cdot 1 = 1,4 \text{ МПа}.$$

Значения энтальпий питательной воды $h_{ПВ}$ и основного конденсата $h_{ОК}$ определяются по соответствующим значениям давлений и температур.

Давление пара в конденсаторе, с учетом потерь давления в выхлопном патрубке $2 \div 5 \%$ [3, с.192], примем 3% :

$$P_{к} = 0,97 \cdot P_{ВЫХ}^{ЦНД} = 0,979 \cdot 0,0056 = 0,0054 \text{ МПа}.$$

Выше перечисленные значения параметров пара и воды представим в Таблице 5.

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

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

Ине № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Взам. ине. №	Подп. и дата
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Таблица 5 – Сводная таблица параметров пара, конденсата и воды

Точка процесса в турбине	Элемент тепловой схемы	Пар в турбине (отборе)		Пар в подогревателе	Дренаж греющего пара		Охладитель дренажа		Питательная вода, основной конденсат			Удельная работа отбора	Коэффициент недовыработки
		$P_{отб}$ МПа	$h_{отб}$ кДж/кг		t_H °C	h' кДж/кг	$t_{од}$	$h_{од}$ кДж/кг	$t_{пв}$ °C	$P_{пв}$ МПа	$h_{пв,ок}$ кДж/кг		
0	-	6,8	2768	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0'	-	6,53	2768	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	П1	3,06	2645	232,2	1000	211,6	905	230	8,5	991	123	0,868	
2	П2	2,03	2583	210,6	900	188,4	801	205,6	8,5	880	185	0,802	
3	Д	1,053	2489	179,9	763	-	-	181,4	8,5	773	279	0,702	
С	С	1,053	2489	181,3	769	-	-	-	-	-	279	0,702	
ПП1	ПП1	2,91	2645	231,5	997	-	-	-	-	-	123	0,868	
ПП2	ПП2	6,46	2768	279	1235	-	-	-	-	-	-	-	
4	П4	0,627	2886	158,5	669	141,2	595	157,2	1,4	664	381	0,593	
5	П5	0,345	2771	136,6	575	-	-	135,6	1,4	571	496	0,470	
6	П6	0,107	2603	100,7	422	-	-	98,3	1,4	413	664	0,290	
7	П7	0,027	2486	65,8	276	-	-	62,4	1,4	263	781	0,165	
К'	К	0,0056	2332	34,3	144	-	-	35,4	0,0054	150	935	0	

3.3. Составление общих уравнений материального баланса

Материальный баланс по пару:

Относительный расход пара на турбину: $\alpha_0 = 1$.

Относительный расход пара на влажнопаровую турбоустановку:

$$\alpha_{\text{ту}} = \alpha_0 + \alpha_{\text{пп2}} = 1 + \alpha_{\text{пп2}}.$$

Относительный расход пара из парогенератора:

$$\alpha_{\text{пг}} = \alpha_{\text{ту}} + \alpha_{\text{упл}} + \alpha_{\text{ут}},$$

где $\alpha_{\text{упл}} = 0,01$ – относительный расход пара на уплотнения; $\alpha_{\text{ут}} = 0,005$ – относительный расход пара на утечки.

$$\alpha_{\text{пг}} = 1 + 0,01 + 0,005 + \alpha_{\text{пп2}} = 1,015 + \alpha_{\text{пп2}}.$$

Материальный баланс по воде:

Относительный расход питательной воды в парогенераторе:

$$\alpha_{\text{пв}} = \alpha_{\text{пг}} + \alpha_{\text{пр}},$$

где $\alpha_{\text{пр}} = 0,005$ – относительный расход воды на продувку.

$$\alpha_{\text{пв}} = 1,015 + 0,005 + \alpha_{\text{пп2}} = 1,02 + \alpha_{\text{пп2}}.$$

Материальный баланс добавочной воды:

Относительный расход добавочной воды, компенсирующей потери рабочего тела на АЭС, принимаем равным относительному расходу рабочего тела на утечки:

$$\alpha_{\text{дв}} = \alpha_{\text{ут}} = 0,005.$$

3.4. Составление и решение уравнений материального и теплового балансов регенеративных подогревателей

ПВД-1:

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

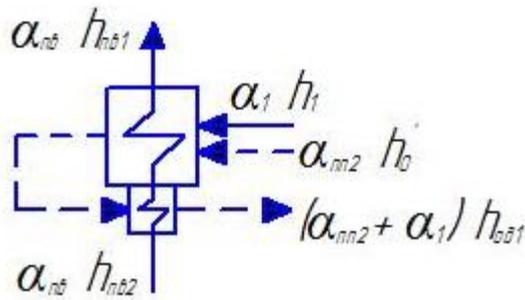


Рисунок 3 – Расчетная схема поверхностного подогревателя ПВД-1

$$\frac{\alpha_{ПВ} \cdot (h_{ПВ1} - h_{ПВ2})}{\eta_{ПП}} = \alpha_1 \cdot (h_1 - h_{од1}) + \alpha_{ПП2} \cdot (h'_0 - h_{од1}),$$

где $\eta_{ПП} = 0,98$ – КПД поверхностных подогревателей.

ПВД-2:

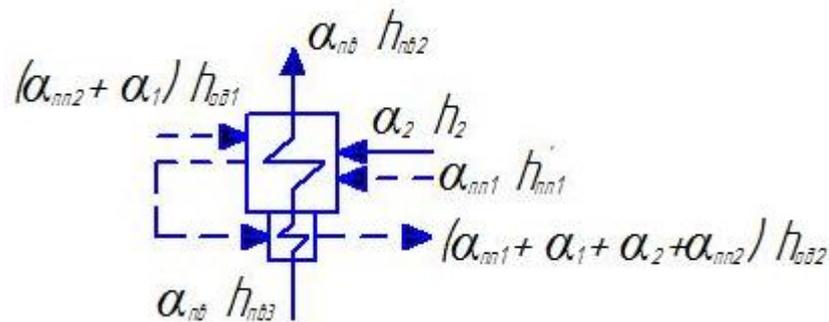


Рисунок 4 – Расчетная схема поверхностного подогревателя ПВД-2

$$\frac{\alpha_{ПВ} \cdot (h_{ПВ2} - h_{ПВ3})}{\eta_{ПП}} = \alpha_2 \cdot (h_2 - h_{од2}) + \alpha_{ПП1} \cdot (h'_{отб\text{ ПП1}} - h_{од2}) + (\alpha_1 + \alpha_{ПП2}) \cdot (h_{од1} - h_{од2}).$$

Деаэратор:

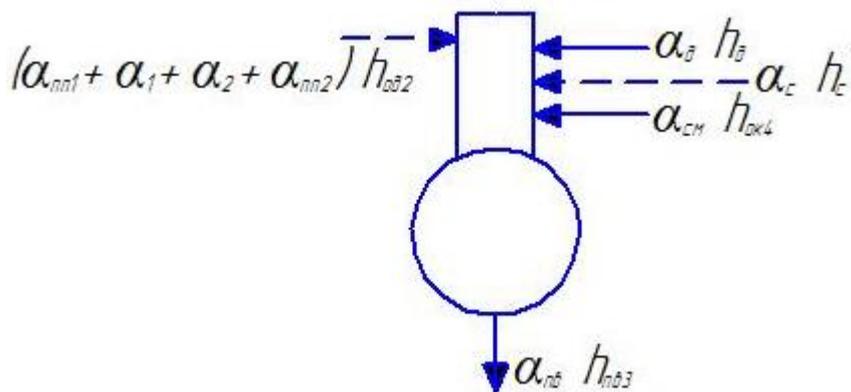


Рисунок 5 – Расчетная схема деаэратора

$$\left((\alpha_1 + \alpha_{ПП2} + \alpha_2 + \alpha_{ПП1}) \cdot h_{од2} + \alpha_{д} \cdot h_3 + \alpha_{см} \cdot h_{ок4} + \alpha_c \cdot h'_c \right) = \frac{\alpha_{ПВ} \cdot h_{ПВ3}}{\eta_{СП}},$$

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

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

где $\eta_{сп} = 0,99$ – КПД смешивающего подогревателя.

Сепаратор:

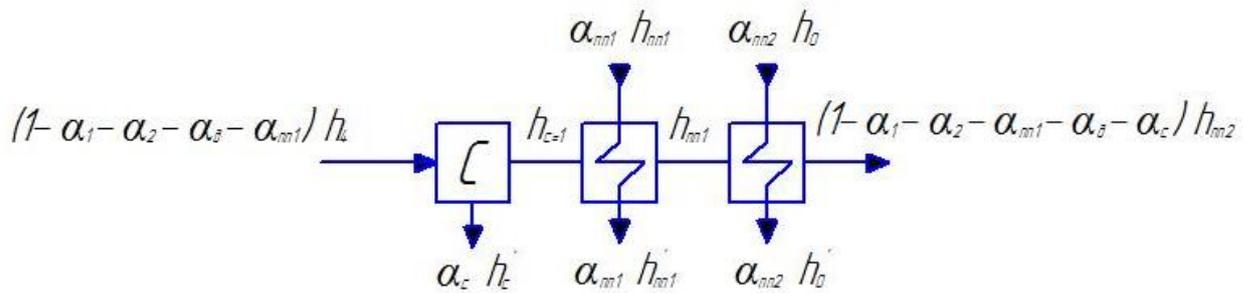


Рисунок 6 – Расчетная схема двухступенчатого сепаратора-пароперегревателя

$$\alpha_c = \frac{x_{\text{ВЫХ}} - x_{\text{ВХ}}}{x_{\text{ВЫХ}}} \cdot (\alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_d - \alpha_{\text{ПП1}}),$$

где $x_{\text{ВЫХ}}$, $x_{\text{ВХ}}$ – значения степени сухости пара на выходе из сепаратора и на входе в него.

Первая ступень перегревателя:

$$\alpha_{\text{ПП1}} \cdot (h_{\text{отб ПП1}} - h'_{\text{отб ПП1}}) = \frac{(\alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_d - \alpha_{\text{ПП1}} - \alpha_c) \cdot (h_{\text{ПП1}} - h_{c=1})}{\eta_{\text{ПП}}}.$$

Вторая ступень перегревателя:

$$\alpha_{\text{ПП2}} \cdot (h_0 - h'_0) \cdot \eta_{\text{ПП}} = (\alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_d - \alpha_{\text{ПП1}} - \alpha_c) \cdot (h_{\text{ПП2}} - h_{\text{ПП1}}).$$

Составляем систему уравнений и решаем с помощью программы Mathcad:

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

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

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\alpha_{\text{ПВ}} \cdot (h_{\text{ПВ1}} - h_{\text{ПВ2}})}{\eta_{\text{ПП}}} = \alpha_1 \cdot (h_1 - h_{\text{од1}}) + \alpha_{\text{ПП2}} \cdot (h'_0 - h_{\text{од1}}); \\ \frac{\alpha_{\text{ПВ}} \cdot (h_{\text{ПВ2}} - h_{\text{ПВ3}})}{\eta_{\text{ПП}}} = \alpha_2 \cdot (h_2 - h_{\text{од2}}) + \alpha_{\text{ПП1}} \cdot (h'_{\text{отб ПП1}} - h_{\text{од2}}) + \\ + (\alpha_1 + \alpha_{\text{ПП2}}) \cdot (h_{\text{од1}} - h_{\text{од2}}); \\ ((\alpha_1 + \alpha_{\text{ПП2}} + \alpha_2 + \alpha_{\text{ПП1}}) \cdot h_{\text{од2}} + \alpha_{\text{д}} \cdot h_3 + \alpha_{\text{см}} \cdot h_{\text{ок4}} + \alpha_{\text{с}} \cdot h'_c) = \frac{\alpha_{\text{ПВ}} \cdot h_{\text{ПВ3}}}{\eta_{\text{СП}}}; \\ \alpha_{\text{с}} = \frac{0,995 - 0,856}{0,995} \cdot (\alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_{\text{д}} - \alpha_{\text{ПП1}}); \\ \alpha_{\text{ПП1}} \cdot (h_{\text{отб ПП1}} - h'_{\text{отб ПП1}}) = \frac{(\alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_{\text{д}} - \alpha_{\text{ПП1}} - \alpha_{\text{с}}) \cdot (h_{\text{ПП1}} - h_{\text{с=1}})}{\eta_{\text{ПП}}}; \\ \alpha_{\text{ПП2}} \cdot (h_0 - h'_0) \cdot \eta_{\text{ПП}} = (\alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_{\text{д}} - \alpha_{\text{ПП1}} - \alpha_{\text{с}}) \cdot (h_{\text{ПП2}} - h_{\text{ПП1}}); \\ \alpha_{\text{ПВ}} = \alpha_0 + \alpha_{\text{ПП2}} + \alpha_{\text{упл}} + \alpha_{\text{ут}} + \alpha_{\text{пр}}; \\ \alpha_{\text{ПВ}} = \alpha_{\text{см}} + \alpha_{\text{ПП2}} + \alpha_{\text{ПП1}} + \alpha_{\text{с}} + \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_{\text{д}}. \end{array} \right.$$

Полученные значения:

$$\begin{array}{ll} \alpha_1 = 0,0603; & \alpha_{\text{ПП2}} = 0,0489; \\ \alpha_2 = 0,0540; & \alpha_{\text{с}} = 0,1104; \\ \alpha_{\text{д}} = 0,0486; & \alpha_{\text{см}} = 0,6936; \\ \alpha_{\text{ПП1}} = 0,0467; & \alpha_{\text{ПВ}} = 1,0689. \end{array}$$

ПВД-4 и ПВД-5:

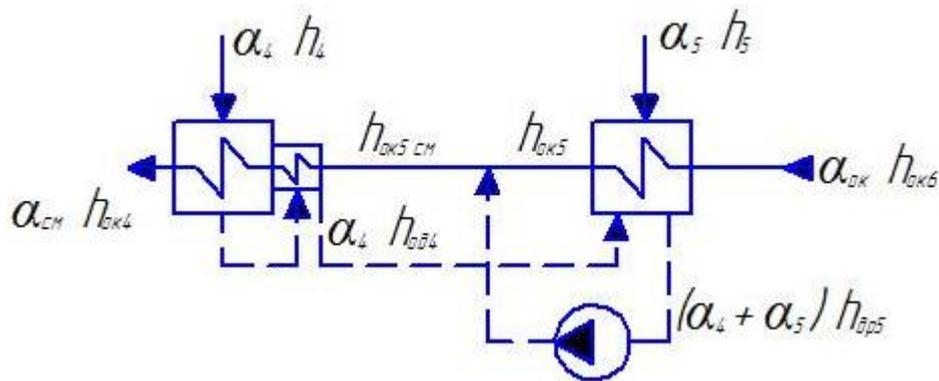


Рисунок 7 – Расчетная схема поверхностных подогревателей ПВД-4 и ПВД-5

Система уравнений:

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

$$\begin{cases} \alpha_4 \cdot (h_4 - h_{од4}) = \frac{\alpha_{см} \cdot (h_{ок4} - h_{ок5 см})}{\eta_{пп}} ; \\ \alpha_5 \cdot (h_5 - h_{др5}) + (\alpha_4 + \alpha_5) \cdot (h_{од4} - h_{др5}) = \frac{\alpha_{ок} \cdot (h_{ок5} - h_{ок6})}{\eta_{пп}} ; \\ \alpha_{ок} \cdot h_{ок5} + (\alpha_4 + \alpha_5) \cdot h_{др5} = \alpha_{см} \cdot h_{ок5 см} ; \\ \alpha_{см} = \alpha_{ок} + \alpha_4 + \alpha_5 . \end{cases}$$

Решаем данную систему с помощью программы Mathcad. Полученные значения:

$$\begin{aligned} \alpha_4 &= 0,0287 ; & \alpha_{ок} &= 0,6198 ; \\ \alpha_5 &= 0,0451 ; & h_{ок5} &= 571 . \end{aligned}$$

ПВД-6:

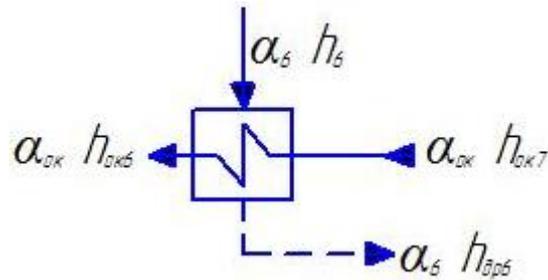


Рисунок 8 – Расчетная схема поверхностного подогревателя ПВД-6

$$\frac{\alpha_{ок} \cdot (h_{ок6} - h_{ок7})}{\eta_{пп}} = \alpha_6 \cdot (h_6 - h_{др6}) .$$

ПВД-7:

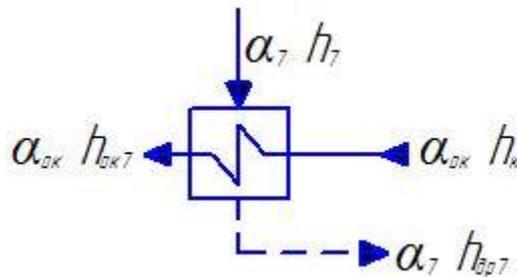


Рисунок 9 – Расчетная схема поверхностного подогревателя ПВД-7

$$\frac{\alpha_{ок} \cdot (h_{ок7} - h_к)}{\eta_{пп}} = \alpha_7 \cdot (h_7 - h_{др7}) .$$

Составляем систему уравнений и решаем с помощью программы Mathcad:

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

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

$$\begin{cases} \frac{\alpha_{\text{OK}} \cdot (h_{\text{OK6}} - h_{\text{OK7}})}{\eta_{\text{ПП}}} = \alpha_6 \cdot (h_6 - h_{\text{др6}}); \\ \frac{\alpha_{\text{OK}} \cdot (h_{\text{OK7}} - h_{\text{K}})}{\eta_{\text{ПП}}} = \alpha_7 \cdot (h_7 - h_{\text{др7}}). \end{cases}$$

Полученные значения:

$$\alpha_6 = 0,0434; \quad \alpha_7 = 0,0323.$$

Таким образом, были получены следующие числовые значения искомых величин:

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= 0,0603; & \alpha_{\text{ПП1}} &= 0,0467; \\ \alpha_2 &= 0,0540; & \alpha_{\text{ПП2}} &= 0,0489; \\ \alpha_{\text{д}} &= 0,0486; & \alpha_{\text{с}} &= 0,1104; \\ \alpha_4 &= 0,0287; & \alpha_{\text{СМ}} &= 0,6936; \\ \alpha_5 &= 0,0451; & \alpha_{\text{OK}} &= 0,6198; \\ \alpha_6 &= 0,0434; & \alpha_{\text{ПВ}} &= 1,0689; \\ \alpha_7 &= 0,0323; & h_{\text{OK5}} &= 571 \text{ кДж/кг}. \end{aligned}$$

После определения расходов пара из всех j -тых отборов турбины можно из материального баланса турбины определить относительный расход пара в конденсатор:

$$\alpha_{\text{K}} = 1 - \sum \alpha_j,$$

где $\sum \alpha_j$ – сумма расходов во все отборы турбины.

$$\begin{aligned} \alpha_{\text{K}} &= \alpha_0 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_{\text{д}} - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6 - \alpha_7 - \alpha_{\text{ПП1}} - \alpha_{\text{с}}; \\ \alpha_{\text{K}} &= 1 - 0,0603 - 0,0540 - 0,0486 - 0,0287 - 0,0451 - 0,0434 - 0,0323 - \\ &\quad - 0,0467 - 0,1104 = 0,5305. \end{aligned}$$

Этот же расход α_{K} можно определить, с другой стороны, из материального баланса конденсатора и точки смешения перед конденсатным насосом как:

$$\alpha'_{\text{K}} = \alpha_{\text{OK}} - \sum \alpha_{\text{слива}},$$

где α_{OK} – относительный расход основного конденсата на входе в группу ПНД, определяется при расчете группы ПНД; $\sum \alpha_{\text{слива}}$ – сумма

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

относительных расходов, сливаемых в конденсатор и в точку смешения перед конденсатным насосом.

$$\alpha'_k = \alpha_{ок} - \alpha_{упл} - \alpha_{дв} - \alpha_6 - \alpha_7 ;$$

$$\alpha'_k = 0,6198 - 0,01 - 0,005 - 0,0434 - 0,0323 = 0,5291 ;$$

Погрешность вычисления:

$$\Delta\alpha_k = \left| \frac{\alpha_k - \alpha'_k}{\alpha_k} \right| \cdot 100 \% = \left| \frac{0,5305 - 0,5291}{0,5305} \right| \cdot 100 \% = 0,264 \% ,$$

что меньше допустимой погрешности 0,5 %.

3.5. Определение расхода пара на турбину

Расход пара на турбину:

$$G_0 = \frac{N_э \cdot 10^3}{H_i \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot (1 - \sum \alpha_j \cdot y_j)} ,$$

где $N_э$ – электрическая мощность АЭС; H_i – действительный теплоперепад на турбину; $\eta_m = 0,98$ – механический КПД паротурбинной установки; $\eta_g = 0,99$ – КПД генератора; α_j – относительный расход пара в j -тый отбор; y_j – коэффициент недовыработки j -го отбора.

$$G_0 = \frac{1193400}{935 \cdot 0,98 \cdot 0,99 \cdot (1 - \sum \alpha_j \cdot y_j)} = 1889,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}} .$$

Правильность расчетов можно определить по расчетной электрической мощности:

$$N'_э = G_0 \cdot (H_i \cdot \alpha_k + \sum \alpha_j \cdot H_j) \cdot \eta_m \cdot \eta_g ;$$

$$N'_э = 1889,8 \cdot (935 \cdot 0,5291 + \sum \alpha_j \cdot H_j) \cdot 0,98 \cdot 0,99 = 1191000 \text{ кВт} ;$$

Относительная погрешность расчета:

$$\Delta N_э = \left| \frac{N_э - N'_э}{N_э} \right| \cdot 100 \% = \left| \frac{1193400 - 1191000}{1193400} \right| \cdot 100 \% = 0,201 \% ,$$

что меньше допустимой погрешности 1 %.

Абсолютные расходы:

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

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

$$G_1 = \alpha_1 \cdot G_0 = 0,0603 \cdot 1889,8 = 114,0 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_2 = \alpha_2 \cdot G_0 = 0,0540 \cdot 1889,8 = 102,61 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_Д = \alpha_Д \cdot G_0 = 0,0486 \cdot 1889,8 = 91,9 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_4 = \alpha_4 \cdot G_0 = 0,0287 \cdot 1889,8 = 54,2 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_5 = \alpha_5 \cdot G_0 = 0,0451 \cdot 1889,8 = 85,2 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_6 = \alpha_6 \cdot G_0 = 0,0434 \cdot 1889,8 = 82,0 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_7 = \alpha_7 \cdot G_0 = 0,0323 \cdot 1889,8 = 61,0 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_{\text{пп1}} = \alpha_{\text{пп1}} \cdot G_0 = 0,0467 \cdot 1889,8 = 88,3 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_{\text{пп2}} = \alpha_{\text{пп2}} \cdot G_0 = 0,0489 \cdot 1889,8 = 92,4 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_с = \alpha_с \cdot G_0 = 0,1104 \cdot 1889,8 = 208,6 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_{\text{ок}} = \alpha_{\text{ок}} \cdot G_0 = 0,6198 \cdot 1889,8 = 1171,3 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_{\text{см}} = \alpha_{\text{см}} \cdot G_0 = 0,6936 \cdot 1889,8 = 1310,8 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_{\text{упл}} = \alpha_{\text{упл}} \cdot G_0 = 0,01 \cdot 1889,8 = 18,9 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_{\text{ут}} = \alpha_{\text{ут}} \cdot G_0 = 0,005 \cdot 1889,8 = 9,5 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_{\text{дв}} = \alpha_{\text{дв}} \cdot G_0 = 0,005 \cdot 1889,8 = 9,5 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_{\text{пр}} = \alpha_{\text{пр}} \cdot G_0 = 0,005 \cdot 1889,8 = 9,5 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} ;$$

$$G_{\text{пв}} = \alpha_{\text{пв}} \cdot G_0 = 1,0689 \cdot 1889,8 = 2020,1 \frac{\text{КГ}}{\text{С}} .$$

3.6. Расчет показателей тепловой экономичности

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Показатели и порядок расчета зависят от типа электростанции (ТЭС или АЭС) и вида паротурбинной установки (конденсационная или теплофикационная).

Тепловая нагрузка парогенерирующей установки:

$$Q_{\text{ПГ}} = G_0 \cdot (\alpha_{\text{ПГ}} \cdot (h_0 - h_{\text{ПВ}}) + \alpha_{\text{ПР}} \cdot (h'_{\text{ПР}} - h_{\text{ПВ}})),$$

где $\alpha_{\text{ПГ}}$, $\alpha_{\text{ПР}}$ – относительный расход пара из парогенерирующей установки и продувочной воды; h_0 , $h_{\text{ПВ}}$, $h'_{\text{ПР}}$ – энтальпии пара на входе в турбину, питательной воды на входе в парогенератор и продувочной воды.

$$Q_{\text{ПГ}} = 1889,8 \cdot ((1,015 + 0,0489) \cdot (2768 - 991) + 0,005 \cdot (1336 - 991)) = 3576 \text{ МВт}.$$

Полная тепловая нагрузка турбоустановки:

$$Q_{\text{ТУ}} = G_0 \cdot ((\alpha_{\text{ТУ}} + \alpha_{\text{УПЛ}}) \cdot (h_0 - h_{\text{ПВ}}) + \alpha_{\text{ДВ}} \cdot (h_{\text{ДВ}} - h_{\text{ПВ}}) + \alpha_{\text{Р}} \cdot (h''_{\text{Р}} - h_{\text{ПВ}}) + \alpha_{\text{В}} \cdot (h_{\text{В}} - h_{\text{ПВ}})),$$

где $\alpha_{\text{Р}}$, $h''_{\text{Р}}$ – относительный расход и энтальпия пара из расширителя продувки; $\alpha_{\text{ДВ}}$, $h_{\text{ДВ}}$ – относительный расход и энтальпия добавочной воды, если добавочная вода подается в конденсатор, то $h_{\text{ДВ}} = h'_{\text{К}} = 150$ кДж/кг.

$$Q_{\text{ТУ}} = 1889,8 \cdot ((1 + 0,0489 + 0,01) \cdot (2768 - 991) + 0,005 \cdot (150 - 991)) = 3548 \text{ МВт}.$$

КПД турбоустановки:

$$\eta_{\text{ТУ}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{ТУ}}},$$

$$\eta_{\text{ТУ}} = \frac{1193,4}{3548} = 0,336.$$

Транспортный КПД:

$$\eta_{\text{ТР}} = \frac{Q_{\text{ТУ}}}{Q_{\text{ПГ}}} = \frac{3548}{3576} = 0,992.$$

КПД блока (нетто):

$$\eta_{\text{с}} = \eta_{\text{ТУ}} \cdot \eta_{\text{ТР}} \cdot \eta_{\text{ПГУ}} \cdot (1 - k_{\text{с.н.}}),$$

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

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

где $\eta_{\text{ПГУ}}$ – КПД парогенерирующей установки; $k_{\text{с.н.}}$ – удельный расход электроэнергии на собственные нужды станции, для двухконтурной АЭС принимается в диапазоне $0,05 \div 0,055$.

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \eta_{\text{РУ}} \cdot \eta_{\text{ТР1}} \cdot \eta_{\text{ПГ}},$$

где $\eta_{\text{РУ}} = 0,99$ – КПД реакторной установки; $\eta_{\text{ТР1}} = 0,99 \div 0,995$ – КПД трубопроводов первого контура; $\eta_{\text{ПГ}} = 0,985 \div 0,990$ – КПД парогенератора АЭС.

$$\eta_{\text{ПГУ}} = 0,99 \cdot 0,997 \cdot 0,99 = 0,977;$$

$$\eta_{\text{с}} = 0,336 \cdot 0,992 \cdot 0,977 \cdot (1 - 0,05) = 0,309.$$

Удельный расход выгоревшего ядерного горючего на отпуск электроэнергии на АЭС:

$$b_{\text{ЯГ}}^* = \frac{0,0537}{\eta_{\text{с}}} = \frac{0,0537}{0,309} = 0,174 \frac{\text{г}}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}.$$

Удельный расход ядерного горючего (природного урана) на АЭС:

$$b_{\text{ЯГ}} = \frac{1000}{24 \cdot \bar{V} \cdot \eta_{\text{с}}^2} \cdot \frac{x_{\text{н}} - x_0}{x_{\text{е}} - x_0},$$

где $\bar{V} = (50 \div 70) \cdot 10^3$ МВт · сут/т – глубина выгорания топлива; $x_{\text{н}}$, $x_{\text{е}}$, x_0 – содержание урана-235 в свежем, природном уране и в отвале обогатительного производства. Принимают для АЭС с ВВЭР: $x_{\text{н}} = 3,5 \div 4$ %, $x_{\text{е}} = 0,71$ %, $x_0 = 0,25$.

$$b_{\text{ЯГ}} = \frac{1000}{24 \cdot 60000 \cdot 0,309} \cdot \frac{3,7 - 0,25}{0,71 - 0,25} = 0,017 \frac{\text{г}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

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

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

4. РАСЧЕТ ВЕРТИКАЛЬНОГО ПАРОГЕНЕРАТОРА С ЭКОНОМАЙЗЕРНЫМ УЧАСТКОМ

Целью расчета данного раздела является определение мощностей всех поверхностей нагрева, расхода теплоносителя и температур на входе и выходе из участков, площади поверхности теплообмена и массогабаритных характеристик.

Парогенератор представляет собой однокорпусный теплообменный аппарат рекуперативного типа со встроенным сепарационным устройством.

Основными элементами парогенератора являются:

- корпус с патрубками подвода питательной воды и отвода насыщенного пара, работающий под давлением второго контура;
- коллектор теплоносителя первого контура с входным и выходным патрубками;
- трубный пучок поверхности нагрева в виде концентрических слоев навивки;
- сепарационное устройство.

Корпус представляет собой вертикальную сварную оболочку, состоящую из цилиндрических обечаек и эллиптических днищ. Корпус разделяется на две части: верхнюю (сепарационную) и нижнюю (теплообменную). В верхнем днище имеется патрубок отвода пара. В нижнее днище корпуса по его оси вварен вертикальный коллектор теплоносителя первого контура.

Вертикальный коллектор представляет собой цилиндрическую оболочку, закрываемую съемной крышкой, крепление которой осуществляется шпильками. Соединение уплотняется двумя никелевыми прокладками, и между ними устанавливается сигнализатор протечек. В нижней части коллектора имеется два патрубка для подвода и отвода теплоносителя первого контура. Внутренняя поверхность коллектора,

Ине № подл	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Взам. ине. №	Подп. и дата
------------	--------------	--------------	--------------	--------------

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

соприкасающаяся с теплоносителем первого контура, покрыта слоем антикоррозионной наплавки толщиной 8 мм.

Трубный пучок поверхности нагрева набирается из винтовых змеевиков, располагающихся в кольцевом объеме между коллектором и корпусом парогенератора и образующих концентрические слои навивки с коридорным расположением в объеме.

Вокруг трубного пучка установлен кожух, при этом между кожухом и корпусом имеется зазор, который является опускной ветвью контура естественной циркуляции. В верхней части кожуха расположена конусная перегородка, служащая для установки центробежных сепараторов.

Сепарационное устройство выполнено с двумя ступенями сепарации. Первая ступень сепарации образована центробежными сепараторами (циклонами), установленными по треугольной решетке с шагом 260 мм.

Вторая ступень сепарации выполнена из пакетов волнообразных жалюзи. На выходе из каждого пакета установлены дырчатые листы, на входе – либо дырчатые листы, либо просечновытяжные сетки. Отсепарированная влага по сливным трубам отводится под уровень воды в корпусе.

В ходе расчета использовались методика описанная в [6].

Основываясь на результаты расчета тепловой схемы, сформулируем начальные данные для расчета парогенератора:

- давление теплоносителя – $P_1 = 16,2$ МПа ;
- давление рабочего тела – $P_2 = 7$ МПа ;
- расход рабочего тела – $D = 472,5$ кг/с ;
- температура теплоносителя на входе в парогенератор – $t'_1 = 328,9$ °С ;
- температура теплоносителя на выходе из парогенератора – $t''_1 = 298,2$ °С ;
- температура питательной воды – $t_{ПВ} = 230$ °С ;
- продувка парогенератора – $\alpha_{ПР} = 0,5$.

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

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

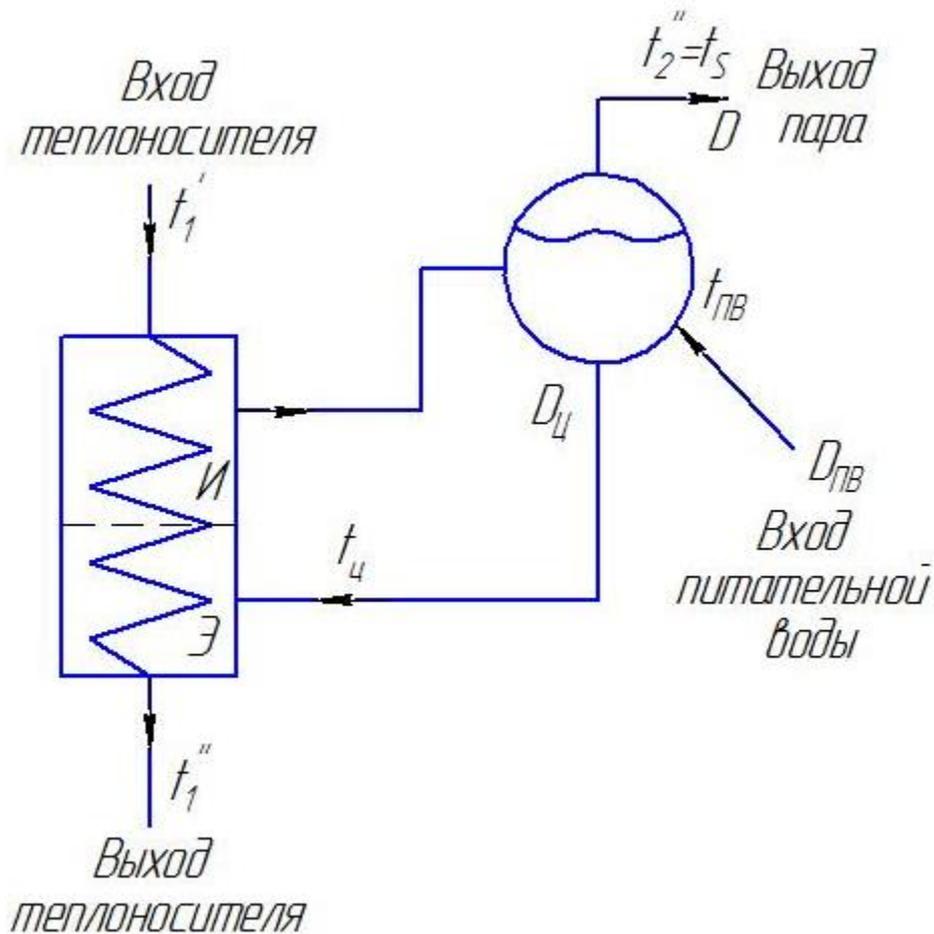


Рисунок 10 – Принципиальная тепловая схема парогенератора с естественной циркуляцией

Тепловую мощность парогенератора можно определить, рассчитав предварительно тепловые мощности всех поверхностей нагрева парогенератора:

$$Q_{\text{ПГ}} = Q_{\text{Э}} + Q_{\text{И}},$$

где $Q_{\text{ПГ}}$ – количество тепла, переданного от теплоносителя рабочему телу в парогенераторе, МВт.

Из таблиц воды и водяного пара находим:

$$t_s = f(P_2) \Rightarrow t_s = 285,8 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$h_{2\text{ВХ}} = f(P_2) \Rightarrow h'_2 = 1257 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{2\text{ВЫХ}} = f(P_2) \Rightarrow h''_2 = 2775 \text{ кДж/кг};$$

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

$$h_{1\text{ВХ}} = f(P_1, t'_1) \Rightarrow h_{1\text{ВХ}} = 1508 \text{ кДж/кг};$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № инв.	Подп. и дата	Лист
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.693410.001 ПЗ		

$$h_{1\text{ВЫХ}} = f(P_1, t_1'') \Rightarrow h_{1\text{ВЫХ}} = 1327 \text{ кДж/кг}.$$

Тепловая мощность экономайзерного участка:

$$Q_{\text{Э}} = \left(\frac{\alpha_{\text{ПР}}}{100} \cdot D + D \right) \cdot (h_2' - h_{\text{ПВ}});$$

$$Q_{\text{Э}} = \left(\frac{0,5}{100} \cdot 472,5 + 472,5 \right) \cdot (1257 - 991) \cdot 10^3 = 126300,1 \text{ кВт}.$$

Тепловая мощность испарительного участка:

$$Q_{\text{И}} = D \cdot (h_{2\text{ВЫХ}} - h_{2\text{ВХ}});$$

$$Q_{\text{И}} = 472,5 \cdot (2775 - 1257) \cdot 10^3 = 717179,1 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ПГ}} = 126300,1 + 717179,1 = 843479,2 \text{ кВт}.$$

Уравнение теплового баланса:

$$Q_{\text{ПГ}} = G \cdot (h_{1\text{ВХ}} - h_{1\text{ВЫХ}}) \cdot \eta_{\text{ПГ}},$$

КПД парогенератора примем равным $\eta_{\text{ПГ}} = 0,98$, тогда расход теплоносителя:

$$G = \frac{Q_{\text{ПГ}}}{(h_{1\text{ВХ}} - h_{1\text{ВЫХ}}) \cdot \eta_{\text{ПГ}}} = \frac{843479,2}{(1508 - 1327) \cdot 0,98} = 4755,2 \text{ кг/с}.$$

Температура циркуляции:

$$t_{\text{Ц}} = f(h_{\text{Ц}}, P_2),$$

где $h_{\text{Ц}}$ – энтальпия циркуляции.

$$h_{\text{Ц}} = \frac{h_{\text{ПВ}} + (k_{\text{Ц}} - 1) \cdot h_{2\text{ВХ}}}{k_{\text{Ц}}};$$

Для рассчитываемого парогенератора кратность циркуляции ($k_{\text{Ц}}$) рекомендуется выбирать в диапазоне от 4 до 8-10. Принимаем $k_{\text{Ц}} = 6$.

$$h_{\text{Ц}} = \frac{991 + (6 - 1) \cdot 1257}{6} = 1212,7 \text{ кДж/кг};$$

$$t_{\text{Ц}} = 275,5 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Температура теплоносителя на выходе из испарителя:

$$t_{1\text{И}}'' = \frac{Q_{\text{Э}}}{G \cdot c_p} + t_1'' = \frac{126300,1 \cdot 10^3}{4755,2 \cdot 5,283 \cdot 10^3} + 298,2 = 303,2 \text{ }^\circ\text{C},$$

где $c_p = 5,283$ – средняя изобарная теплоемкость теплоносителя на экономайзерном участке, кДж/(кг · К).

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

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

Минимальный температурный напор:

$$\Delta t_{\text{И}}^{\text{min}} = t'_{1\text{И}} - t_{\text{С}} = 303,2 - 285,8 = 17,4 \text{ } ^\circ\text{C} .$$

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

Построим t - Q диаграмму для данного парогенератора:

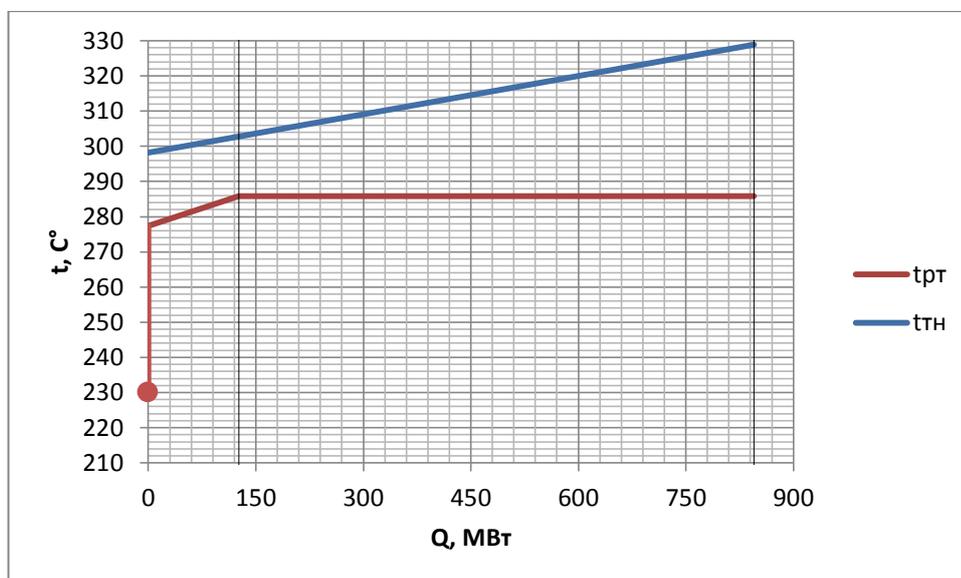


Рис. t Q диаграмма парогенератора

4.1. Тепловой расчет

Целью расчета данного раздела является определение толщины труб теплопередающей поверхности, числа труб теплопередающей поверхности, коэффициентов теплоотдачи и теплопередачи, площади теплопередающей поверхности всех участков теплообмена.

Расчет толщины стенок труб теплопередающей поверхности

Толщина стенки труб теплопередающей поверхности:

$$\delta_{\text{Р}} = \frac{P_{1\text{Р}} \cdot d_{\text{Н}}}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma_{\text{Н}}] + P_{1\text{Р}}} + C ,$$

где $d_{\text{Н}}$ – наружный диаметр труб, мм; $\varphi = 1$ – коэффициент прочности для труб; $[\sigma_{\text{Н}}]$ – номинальное допускаемое напряжение, кгс/мм².

Расчетное давление теплоносителя:

$$P_{1\text{Р}} = 0,9 \cdot 1,25 \cdot P_1 = 0,9 \cdot 1,25 \cdot 16,2 = 18,23 \text{ МПа} = 1,859 \text{ кгс/мм}^2 .$$

Температура стенки труб:

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

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

$$t_{\text{CT}}^{\text{P}} = 0,5 \cdot (t_{\text{CT}}^{\text{B}} + t_{\text{CT}}^{\text{H}}) = 0,5 \cdot \left\{ \left[t_1' - \left(\frac{k}{\alpha_1} \right) \cdot (t_1' - t_s) \right] + \left[t_s + \left(\frac{k}{\alpha_2} \right) \cdot (t_1' - t_s) \right] \right\},$$

где t_{CT}^{B} , t_{CT}^{H} – температура внутренней и наружной поверхности стенки трубы соответственно.

На данном этапе принимаем:

$$\frac{k}{\alpha_1} = 0,2, \quad \frac{k}{\alpha_2} = (0,1 \div 0,15).$$

$$t_{\text{CT}}^{\text{P}} = 0,5 \cdot \{ [328,9 - 0,2 \cdot (328,9 - 285,8)] + [285,8 + 0,12 \cdot (328,9 - 285,8)] \} \\ = 305,6 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

При $t_{\text{CT}}^{\text{P}} = 305,6 \text{ } ^\circ\text{C}$ для стали 12X18H10T $[\sigma_{\text{H}}] = 11,92 \text{ кгс/мм}^2$.

$$\delta_{\text{P}} = \frac{1,859 \cdot 14}{2 \cdot 1 \cdot 11,92 + 1,859} + C = 1,013 + C.$$

Прибавка к толщине стенки на минусовой технологический допуск:

$$C_1 = 0,11 \cdot (\delta_{\text{P}} - C) = 0,11 \cdot (1,013 + C - C) = 0,111 \text{ мм}.$$

Прибавка к расчетной толщине на утонение стенки за счет коррозионных процессов с учетом срока службы парогенератора:

$$C_2 = 0.$$

Прибавка на необходимое утолщение стенки по технологическим, монтажным и другим соображениям:

$$C_3 = 0.$$

Прибавка на уменьшение толщины стенки в местах гибов труб (для расчета предварительно задаем $\delta = 1,4 \text{ мм}$), овальность принимаем равной $\alpha = 12\%$:

$$C_4 = \delta_{\text{P}} \cdot \left[\frac{1,5 \cdot \left(\frac{\alpha}{100} - \frac{\delta_{\text{P}}}{d_{\text{H}}} \right)}{\frac{1,5 \cdot \alpha}{100} + \frac{\delta_{\text{P}}}{d_{\text{H}}}} \right] = 1,4 \cdot \left[\frac{1,5 \cdot \left(\frac{12}{100} - \frac{1,4}{14} \right)}{\frac{1,5 \cdot 12}{100} + \frac{1,4}{14}} \right] = 0,15 \text{ мм};$$

$$C = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 = 0,111 + 0 + 0 + 0,15 = 0,261 \text{ мм};$$

$$\delta_{\text{P}} = 1,013 + 0,261 = 1,274 \text{ мм}.$$

Принимаем толщину стенки труб теплопередающей поверхности $\delta \geq \delta_{\text{P}}$:

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

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

$$\delta = 1,4 \text{ мм} = 1,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

Внутренний диаметр трубы:

$$d_B = d_H - 2 \cdot \delta = 14 - 1,4 \cdot 2 = 11,2 \text{ мм} = 11,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

Площадь живого сечения трубы:

$$f_{\text{тр}} = \frac{\pi}{4} \cdot (d_B)^2 = \frac{\pi}{4} \cdot (11,2 \cdot 10^{-3})^2 = 9,852 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2.$$

Число труб теплопередающей поверхности

Согласно рекомендациям [6, п.11.5] диапазон изменения скорости теплоносителя в трубках теплопередающей поверхности $3 \div 5 \text{ м/с}$. Принимаем скорость теплоносителя на входе в трубки $\omega_1 = 4 \text{ м/с}$.

Из уравнения неразрывности определим число труб теплопередающей поверхности:

$$F \cdot \omega_1 = \frac{G}{\rho},$$

где $F = n_{\text{тр}} \cdot \frac{\pi \cdot d_B^2}{4}$ – площадь трубок, м^2 .

$$\rho = f(\overline{t_{\text{TH}}}, P_1) = 698,1 \text{ кг/м}^3.$$

Определим расчетное число труб теплопередающей поверхности:

$$n_{\text{тр}} = \frac{G \cdot 4}{\rho \cdot \omega_1 \cdot \pi \cdot d_B^2} = \frac{4755,2 \cdot 4}{698,1 \cdot 4 \cdot \pi \cdot (11,2 \cdot 10^{-3})^2} = 17285 \text{ шт.}$$

Расчет площади теплопередающей поверхности испарительного участка

Исходные данные: $Q_{\text{И}} = 717179,1 \text{ кВт}$, $t'_{1\text{И}} = t'_1 = 328,9 \text{ }^\circ\text{C}$, $t''_{1\text{И}} = 303,2 \text{ }^\circ\text{C}$, $t'_{2\text{И}} = t''_{2\text{И}} = t_s = 285,8 \text{ }^\circ\text{C}$.

Площадь теплопередающей поверхности рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{И}} = \frac{Q_{\text{И}}}{k_{\text{И}} \cdot \overline{\Delta t_{\text{И}}}},$$

где $\overline{\Delta t_{\text{И}}}$ – средний температурный напор на испарительном участке; $k_{\text{И}}$ – средний коэффициент теплопередачи на испарительном участке парогенератора.

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

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

Так как отношение $d_H/d_B \leq 2$, то коэффициент теплоотдачи k рассчитывается по формуле:

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

Материал трубок поверхности сталь марки 12Х18Н10Т, то термическое сопротивление окислов $R_{ок} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$ [1, п.8.1].

Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке:

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \frac{\lambda}{d_B} \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot C_t \cdot C_i,$$

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

Для точности расчета теплоотдачу на испарителе будем считать для входного и выходного участков по теплоносителю, т.е. считаем коэффициент теплопередачи в входном сечении испарителя $k_{вх}$ и выходном $k_{вых}$. Если их отношение $(k_{вх}/k_{вых}) > 2$, то необходимо разбивать испарительный участок ПГ пополам и считать коэффициенты теплопередачи для трех сечений вход, выход и середина. Теплоноситель движется внутри трубок, поэтому гидравлический диаметр равен внутреннему диаметру трубки поверхности нагрева $d_{Г} = d_B$.

Теплофизические свойства теплоносителя на входе: $\rho_{вх} = 657,4 \text{ кг}/\text{м}^3$ – плотность; $\lambda_{вх} = 0,4993 \text{ Вт}/\text{м} \cdot \text{К}$ – коэффициент теплопроводности; $\nu_{вх} = 1,171 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$ – кинематическая вязкость; $Pr_{вх} = 1,016$ – число Прандтля.

Теплофизические свойства теплоносителя на выходе: $\rho_{вых} = 721,6 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\lambda_{вых} = 0,5556 \text{ Вт}/\text{м} \cdot \text{К}$; $\nu_{вых} = 1,214 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$; $Pr_{вых} = 0,8685$.

Рассчитаем скорости теплоносителя на входе и выходе трубки:

$$\omega_{1 \text{ вх}} = \frac{G}{\rho_{вх} \cdot n_{тр} \cdot f_{тр}} = \frac{4755,2}{657,4 \cdot 17285 \cdot 9,852 \cdot 10^{-5}} = 4,25 \text{ м}/\text{с};$$

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

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

$$\omega_{1 \text{ Вых}} = \frac{G}{\rho_{\text{Вых}} \cdot n_{\text{Тр}} \cdot f_{\text{Тр}}} = \frac{4755,2}{721,6 \cdot 17285 \cdot 9,852 \cdot 10^{-5}} = 3,87 \text{ м/с.}$$

Определим число Рейнольдса для входного и выходного участков:

$$Re_{\text{Вх}} = \frac{\omega_{1 \text{ Вх}} \cdot d_{\text{В}}}{\nu_{\text{Вх}}} = \frac{4,25 \cdot 11,2 \cdot 10^{-3}}{1,171 \cdot 10^{-7}} = 40,63 \cdot 10^4 ;$$

$$Re_{\text{Вх}} = \frac{\omega_{1 \text{ Вых}} \cdot d_{\text{В}}}{\nu_{\text{Вых}} \cdot \mu_{\text{Вых}}} = \frac{3,87 \cdot 11,2 \cdot 10^{-3}}{1,214 \cdot 10^{-7}} = 35,7 \cdot 10^4 .$$

Коэффициент теплоотдачи от ТН к стенке:

$$\alpha'_{1И} = 0,021 \cdot \frac{0,4993}{0,013} \cdot (40,63 \cdot 10^4)^{0,8} \cdot 1,016^{0,43} \cdot 1 \cdot 1 = 28932 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К} ;$$

$$\alpha''_{1И} = 0,021 \cdot \frac{0,5556}{0,013} \cdot (35,7 \cdot 10^4)^{0,8} \cdot 0,8685^{0,43} \cdot 1 \cdot 1 = 27138 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К} .$$

Коэффициент теплоотдачи от стенки к РТ по формуле ЦКТИ [1, стр.114]:

$$\alpha'_2 = \frac{10,45 \cdot q^{0,7}}{3,3 - 0,0113 \cdot (t_{\text{С2}} - 373,15)} ,$$

где

$$q = (0,7 \div 0,8) \cdot \frac{\Delta t}{\left(\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{\text{СТ}}}{\lambda_{\text{СТ}}} + 2 \cdot R_{\text{ОК}} \right)} ,$$

где $\lambda_{\text{СТ}} = 18,79 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}$ – коэффициент теплопроводности, находится по температуре стенки [6, с.339]:

$$t_{\text{СТ}} = t_{\text{С}} + \frac{1}{3} \cdot \Delta t = 285,8 + \frac{1}{3} \cdot (328,9 - 285,8) = 300,2 \text{ } ^\circ\text{С} .$$

Это уравнение решают методом последовательных итераций: ориентировочно задаются значением $q = q'$, рассчитывают значение α'_2 , k' , затем определяют $q'' = k' \cdot \Delta t$. Если выполняется условие $0,95 \leq q'/q'' \leq 1,05$, то расчет заканчивается. Если условие не выполняется, то расчет продолжается и в качестве нового значения q принимается q'' .

$$q = (0,7 \div 0,8) \cdot \frac{43,1}{\left(\frac{1}{28932} + \frac{0,0014}{18,79} + 2 \cdot (2 \cdot 10^{-5}) \right)} = 202,4 \div 231,3 \text{ кВт/м}^2 ,$$

Ине № подл	Подп. и дата	Ине № дубл.	Взам. ине. №	Подп. и дата	Лист
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	

примем $q' = 230 \text{ кВт/м}^2$.

$$\alpha'_2 = \frac{10,45 \cdot (230 \cdot 10^3)^{0,7}}{3,3 - 0,0113 \cdot (559 - 373,15)} = 49315 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К} ;$$

$$k'_{\text{вх}} = \left[\frac{1}{28932} + \frac{0,0014}{18,79} + 2 \cdot (2 \cdot 10^{-5}) + \frac{1}{49315} \right]^{-1} = 5905 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К} ;$$

$$q'' = k'_{\text{вх}} \cdot \Delta t = 5905 \cdot 43,1 = 255,5 \text{ кВт/м}^2 .$$

Для более точного расчета примем $q' = 260 \text{ кВт/м}^2$ и произведем еще одну итерацию:

$$\alpha'_2 = \frac{10,45 \cdot (260 \cdot 10^3)^{0,7}}{3,3 - 0,0113 \cdot (559 - 373,15)} = 53734 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К} ;$$

$$k'_{\text{вх}} = \left[\frac{1}{28932} + \frac{0,0014}{18,79} + 2 \cdot (2 \cdot 10^{-5}) + \frac{1}{53734} \right]^{-1} = 5963 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К} ;$$

$$q'' = k'_{\text{вх}} \cdot \Delta t = 5963 \cdot 43,1 = 257 \text{ кВт/м}^2 .$$

Принимаем $k_{\text{вх}} = 5963 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$.

Аналогично определим для выходного участка:

$\lambda_{\text{ст}} = 18,67 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}$, находится по температуре стенки:

$$t_{\text{ст}} = t_s + \frac{1}{3} \cdot \Delta t = 285,8 + \frac{1}{3} \cdot (303,2 - 285,8) = 275,5 \text{ }^\circ\text{C} ;$$

$$q = (0,7 \div 0,8) \cdot \frac{17,4}{\left(\frac{1}{27138} + \frac{0,0014}{18,67} + 2 \cdot (2 \cdot 10^{-5}) \right)} = 80,35 \div 91,83 \text{ кВт/м}^2 ,$$

примем $q' = 90 \text{ кВт/м}^2$.

$$\alpha'_2 = \frac{10,45 \cdot (90 \cdot 10^3)^{0,7}}{3,3 - 0,0113 \cdot (559 - 373,15)} = 25571 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К} ;$$

$$k'_{\text{вых}} = \left[\frac{1}{27138} + \frac{0,0014}{18,67} + 2 \cdot (2 \cdot 10^{-5}) + \frac{1}{25571} \right]^{-1} = 5238 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К} ;$$

$$q' = k'_{\text{вых}} \cdot \Delta t = 5238 \cdot 17,4 = 91,3 \text{ кВт/м}^2 .$$

Принимаем $k_{\text{вых}} = 5238 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$.

Средний температурный напор на испарительном участке парогенератора:

Ине. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Ине. № подл.	Подп. и дата	Ине. № подл.	Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.693410.001 ПЗ	Лист
												46

$$\overline{\Delta t_{и}} = \frac{(t'_{1и} - t''_{2и}) - (t''_{1и} - t'_{2и})}{\ln \left[\frac{(t'_{1и} - t''_{2и})}{(t''_{1и} - t'_{2и})} \right]} = \frac{(328,9 - 285,8) - (303,2 - 285,8)}{\ln \left[\frac{(328,9 - 285,8)}{(303,2 - 285,8)} \right]} = 28,4 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Средний коэффициент теплоотдачи:

$$k_{и} = \frac{k_{вх} + k_{вых}}{2} = \frac{5963 + 5238}{2} = 5600,5 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

Площадь теплопередающей поверхности:

$$S_{и} = \frac{717179,1 \cdot 10^3}{5600,5 \cdot 28,4} = 4516,57 \text{ м}^2.$$

Таблица 6 – Параметры испарительного участка парогенератора.

Тепловая мощность участка $Q_{и}$, кВт	717179,1
Температурный напор Δt , $^\circ\text{C}$:	
На входе $\Delta t_{вх}$	43,1
На выходе $\Delta t_{вых}$	17,4
Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке α_1 , $\text{Вт/м}^2 \cdot \text{К}$	
На входе $\alpha'_{1и}$	28932
На выходе $\alpha''_{1и}$	27138
Коэффициент теплоотдачи от стенки к рабочему телу α_2 , $\text{Вт/м}^2 \cdot \text{К}$	
На входе α'_2	53734
На выходе α''_2	25571
Плотность теплового потока для рабочего тела q , Вт/м^2	
На входе $q_{вх}$	257
На выходе $q_{вых}$	91,3
Коэффициент теплоотдачи от стенки к рабочему телу k , $\text{Вт/м}^2 \cdot \text{К}$	
На входе $k_{вх}$	5963
На выходе $k_{вых}$	5238
Площадь испарительного участка, м^2	4516,57

Расчет площади теплопередающей поверхности экономайзерного участка

Исходные данные: $Q_{э} = 126300,1 \text{ кВт}$, $t'_{1э} = t''_{1и} = 303,2 \text{ } ^\circ\text{C}$, $t''_{1э} = t'' = 298,2 \text{ } ^\circ\text{C}$, $t'_{2э} = t_{ц} = 275,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ (при $k_{ц} = 6$), $t''_{2э} = t_s = 285,8 \text{ } ^\circ\text{C}$.

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

На экономайзерный участок парогенератора поступает вода недогретая до кипения. Так как на всем участке температура теплоносителя $t'_{1э} > t_{s2} = 270 \text{ }^\circ\text{C}$, а недогрев рабочего тела до t_s относительно невелик, то теплоотдача от стенки труб к рабочему телу возможна в условиях омывания некипящей водой, если температура наружной поверхности стенки труб $\overline{t_{ст}} < t_{s2}$ и в условиях поверхностного кипения недогретой до t_{s2} воды, если $\overline{t_{ст}} > t_s$. Теплоотдача на экономайзерном участке считается для средних температур теплоносителя и рабочего тела.

Средняя температура теплоносителя:

$$\overline{t_{1э}} = \frac{t'_{1э} + t''_{1э}}{2} = \frac{303,2 + 298,2}{2} = 300,7 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Средняя температура рабочего тела:

$$\overline{t_{2э}} = \frac{t'_{2э} + t''_{2э}}{2} = \frac{275,5 + 285,8}{2} = 281,7 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Средняя температура стенки:

$$\overline{t_{ст}} = \frac{\overline{t_{1э}} + \overline{t_{2э}}}{2} = \frac{300,7 + 281,7}{2} = 290,7 \text{ }^\circ\text{C}.$$

$$290,7 > 285,8 \text{ т. е. } \overline{t_{ст}} > t_s;$$

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

Коэффициент теплопередачи теплоносителя считается для режима теплоотдачи при поверхностном кипении воды, недогретой до температуры насыщения, в межтрубном пространстве парогенератора. Алгоритм расчета такой же, как и на испарительном участке.

Площадь теплопередающей поверхности рассчитывается по формуле:

$$S_э = \frac{Q_э}{k_э \cdot \overline{\Delta t_э}},$$

где $\overline{\Delta t_э}$ – средний температурный напор на испарительном участке; $k_э$ – средний коэффициент теплопередачи на экономайзерном участке парогенератора.

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

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

Так как отношение $d_H/d_B \leq 2$, то коэффициент теплоотдачи k рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{э}} = \left[\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}} + 2 \cdot R_{\text{ок}} + \frac{1}{\alpha_2} \right]^{-1};$$

Материал трубок поверхности сталь марки 12X18H10T, то термическое сопротивление окислов $R_{\text{ок}} = 2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$ [1, п.8.1].

Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке:

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \frac{\lambda}{d_B} \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot C_t \cdot C_i,$$

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

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

Теплофизические свойства теплоносителя: $\rho_{\text{э}} = 726,6 \text{ кг}/\text{м}^3$, $\lambda_{\text{э}} = 0,56 \text{ Вт}/\text{м} \cdot \text{К}$, $\nu_{\text{э}} = 1,219 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$, $Pr_{\text{э}} = 0,8615$.

Скорость теплоносителя на экономайзерном участке:

$$w_{\text{э}} = \frac{G}{\rho_{\text{э}} \cdot n_{\text{тр}} \cdot f_{\text{тр}}} = \frac{19020,8}{726,6 \cdot 51319 \cdot 1,327 \cdot 10^{-4}} = 3,84 \text{ м}/\text{с}.$$

Определим число Рейнольдса:

$$Re_{\text{э}} = \frac{w_{\text{э}} \cdot d_B}{\nu_{\text{э}}} = \frac{3,84 \cdot 11,2 \cdot 10^{-3}}{1,219 \cdot 10^{-7}} = 35,31 \cdot 10^4.$$

Коэффициент теплоотдачи от ТН к стенке:

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \frac{\lambda_1}{d_B} \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot C_t \cdot C_l,$$

где C_t и C_l – поправочные коэффициенты, в расчете можно принять равными единице.

$$\alpha'_1 = 0,021 \cdot \frac{0,56}{13 \cdot 10^{-3}} \cdot (35,31 \cdot 10^4)^{0,8} \cdot 0,8615^{0,43} \cdot 1 \cdot 1 = 27019 \text{ Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}.$$

Теплоотдача от стенки к рабочему телу на экономайзерном участке парогенератора происходит в условиях кипения в большом объеме. Поэтому коэффициент теплоотдачи к РТ по формуле ЦКТИ [1, стр.114]:

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

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

$$\alpha'_2 = \frac{10,45 \cdot q^{0,7}}{3,3 - 0,0113 \cdot (t_s - 373,15)},$$

где t_s – температура насыщения рабочей среды.

$$q = (0,7 \div 0,8) \cdot \frac{\Delta t}{\left(\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + 2 \cdot R_{ок}\right)},$$

где $\lambda_{ст} = 18,77$ Вт/м · К, находится по температуре стенки $\bar{t}_{ст} = 290,7$ °С.

Это уравнение решают методом последовательных итераций: ориентировочно задаются значением $q = q'$, рассчитывают значение α'_2 , k' , затем определяют $q'' = k' \cdot \Delta t$. Если выполняется условие $0,95 \leq q'/q'' \leq 1,05$, то расчет заканчивается. Если условие не выполняется, то расчет продолжается и в качестве нового значения q принимается q'' .

Определим температурный напор:

$$\Delta t_3 = \bar{t}_{13} - t_s = 300,7 - 285,8 = 14,9 \text{ °С};$$

$$q = (0,7 \div 0,8) \cdot \frac{14,9}{\left(\frac{1}{27019} + \frac{0,0014}{18,77} + 2 \cdot (2 \cdot 10^{-5})\right)} = 68,86 \div 78,7 \text{ кВт/м}^2,$$

примем $q' = 75$ кВт/м².

$$\alpha'_2 = \frac{10,45 \cdot (75 \cdot 10^3)^{0,7}}{3,3 - 0,0113 \cdot (559 - 373,15)} = 22507 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$k' = \left[\frac{1}{27019} + \frac{0,0014}{18,77} + 2 \cdot (2 \cdot 10^{-5}) + \frac{1}{22507} \right]^{-1} = 5101 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К};$$

$$q' = k' \cdot \Delta t = 5101 \cdot 14,9 = 76,1 \text{ кВт/м}^2.$$

Принимаем $k_3 = 5101$ Вт/м² · К.

Средний температурный напор на испарительном участке парогенератора:

$$\begin{aligned} \bar{\Delta t}_{и} &= \frac{(t'_{13} - t''_{23}) - (t''_{13} - t'_{23})}{\ln \left[\frac{(t'_{13} - t''_{23})}{(t''_{13} - t'_{23})} \right]} = \frac{(303,2 - 285,8) - (298,2 - 275,5)}{\ln \left[\frac{(303,2 - 285,8)}{(298,2 - 275,5)} \right]} = \\ &= 19,9 \text{ °С}. \end{aligned}$$

Площадь теплопередающей поверхности:

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

$$S_3 = \frac{126300,1 \cdot 10^3}{5101 \cdot 19,9} = 1238,43 \text{ м}^2 .$$

Таблица 7. Параметры экономайзерного участка парогенератора.

Тепловая мощность участка Q_3 , кВт	126300,1
Температурный напор Δt , °С:	14,9
Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке α_1 , Вт/м ² · К	27019
Коэффициент теплоотдачи от стенки к рабочему телу α_2 , Вт/м ² · К	22507
Плотность теплового потока для рабочего тела q , Вт/м ²	76,1
Коэффициент теплоотдачи от стенки к рабочему телу k , Вт/м ² · К	5101
Площадь экономайзерного участка, м ²	1238,43

Расчет площади теплопередающей поверхности парогенератора и длины трубок

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

Расчетная площадь теплопередающей поверхности парогенератора:

$$S = (S_{II} + S_3) \cdot k_3 = (4516,57 + 1238,43) \cdot 1,1 = 6330,5 \text{ м}^2 ,$$

Длина труб теплопередающей поверхности парогенератора:

$$L = \frac{S}{\pi \cdot d_H} = \frac{6330,5}{\pi \cdot 0,014} = 143932,8 \text{ м} .$$

Длина одной трубы:

$$l = \frac{L}{n_{тр}} = \frac{143932}{17285} = 8,33 \text{ м} .$$

4.2. Конструкторский расчет

Выбор материала и диаметра труб теплопередающей поверхности и коллектора теплоносителя, материала корпуса

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Согласно п.12.1 [6] выбираются следующие марки стали: для труб теплопередающей поверхности – 10X18H10T; для коллектора теплоносителя – 10ГН2МФА, плакированная со стороны, омываемой теплоносителем, сталью – 10X18H10T; для элементов корпуса – 22К.

Подробное описание конструкторского расчета представлено в Приложении А.

Таблица 8 – Расчет входной и выходной камер коллектора теплоносителя

Величина	Обозначение	Значение
Продольный шаг расположения отверстий, мм	$S_{1к}$	30
Поперечный шаг расположения отверстий, мм	$S_{2к}$	26
Внутренний диаметр коллектора ТН, м	$d_{вк}$	1,5
Число отверстий в поперечном ряду, шт	$n_{2к}$	181
Средний диаметр камер, м	$d_{ск}$	1,7
Поперечный шаг по средней окружности, мм	$S_{2ко}$	30
Коэффициент прочности	φ	0,367
Толщина стенки камер, м	δ_k	0,2
Наружный диаметр камер, м	$d_{нк}$	1,9
Число поперечных рядов в камере, шт	$n_{1к}$	96
Число труб теплопередающей поверхности парогенератора, шт	$n_{тр}$	17088

Таблица 9 – Конструкционные характеристики пучка труб теплопередающей поверхности парогенератора

Величина	Обозначение	Значение
Шаг между слоями навивки, м	$S_{1сл}$	0,021
Диаметр первого слоя навивки, м	$d_{1сл}$	2,08
	$d_{Iм}$	2,71
Диаметр второго слоя навивки, м	d_{II}	2,752
	$d_{IIм}$	3,382
Диаметр третьего слоя навивки, м	d_{III}	3,424
	$d_{IIIм}$	4,054
Внутренний диаметр обечайки трубного пучка, м	$d_{в об}$	4,075
Толщина обечайки, м	$\delta_{об}$	0,008
Наружный диаметр обечайки, м	$d_{н об}$	4,091
Средний диаметр межтрубного пространства, м	$d_{ср мп}$	3,067

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

Продолжение таблицы 9

Величина	Обозначение	Значение
Живое сечение межтрубного пространства, м ²	$f_{мп}$	3,237
Для первого слоя навивки:		
• шаг между трубками, м	$S_{2сл}$	0,017
• шаг навивки, м	$S_{1сл}^H$	3,041
• угол навивки	$\beta_{1сл}^B$	24°96'
• длина одного витка, м	$l_{1сл}^{из}$	7,207
• длина изогнутой части трубы, м	$l_{1сл}^{из}$	7,847
• число витков	$Z_{1сл}$	1,089
• высота слоя навивки, м	$H_{1сл}$	3,311
Для последнего слоя навивки:		
• высота слоя навивки, м	$H_{IIIм}^{пр}$	6,161
• длина прямых участков труб, м	$l_{IIIм}^{из}$	2,154
• длина изогнутого участка труб, м	$l_{IIIм}^{из}$	6,473
• угол навивки	$\beta_{3сл}$	70°14'
• число витков	$Z_{3сл}$	0,156
• шаг между трубками, м	$S_{3сл}$	0,073

Таблица 10 – Диаметры входных и выходных патрубков ТН и РТ

Величина	Обозначение	Значение
Внутренний диаметр патрубков входа и выхода ТН, м	$d'_B = d''_B$	0,95
Скорость ТН во входном патрубке, м/с	$\omega_{1вх}$	9,93
Скорость ТН в выходном патрубке, м/с	$\omega_{1вых}$	8,92
Внутренний диаметр патрубка питательной воды, м	d'_{B2}	0,4
Скорость воды в патрубке питательной воды, м/с	$\omega_{2вх}$	4,6
Внутренний диаметр патрубка для выхода пара, м	d''_{B2}	0,6
Скорость выхода пара, м/с	$\omega_{2вых}$	45,8

Таблица 11 – Корпус парогенератора

Величина	Обозначение	Значение
Площадь проходного сечения, м ²	$f_{оп}$	1,706
Внутренний диаметр корпуса, м	$d_{в кор}$	4,318
Толщина стенки корпуса, м	$\delta_{кор}$	0,19
Наружный диаметр корпуса, м	$d_{н кор}$	4,729

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

Продолжение таблицы 11

Величина	Обозначение	Значение
Высота эллиптического днища, м	H_d	1,087
Толщина эллиптического днища, м	$\delta_{дн}$	0,16

Таблица 12 – Размеры основных деталей коллектора

Величина	Обозначение	Значение
Камеры теплоносителя: • высота камер, м	h_k	1,426
Соединительная обечайка: • внутренний диаметр, м • толщина стенки, м • наружный диаметр, м • высота обечайки, м	$d_{вСО}$ $\delta_{СО}$ $d_{нСО}$ $h_{СО}$	1,5 0,07 1,64 2,611
Наружная обечайка коллектора: • внутренний диаметр, м • толщина стенки, м • наружный диаметр, м • высота обечайки, м	$d_{вНО}$ $\delta_{НО}$ $d_{нНО}$ $h_{СО}$	1,5 0,09 1,68 3,5
Днища коллектора: • внутренний диаметр, м • высота днищ, м • толщина стенки, м	$d_{вд}$ h_d δ_d	1,5 0,35 0,14
Разделительная обечайка: • внутренний диаметр, м • толщина обечайки, м • наружный диаметр, м • высота обечайки, м	$d_{вРО}$ $\delta_{РО}$ $d_{нРО}$ $h_{РО}$	0,89 0,005 0,9 4,8

Таблица 13 – Система подачи питательной воды

Величина	Обозначение	Значение
Диаметр и толщина стенки, мм	$d_{пв}$	377x10

4.3. Расчет сепарации водного режима

Сепарация пара двухступенчатая: первая ступень сепарации – осевые сепараторы, вторая – жалюзийные.

Осевые сепараторы – центробежные с однократным закручиванием потока, с отводом влаги в объем корпуса через отверстия на стенке. При

Ине № подл. Подп. и дата

Ине № дубл. Подп. и дата

Ине № инв. №

Ине № подл.

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

внутреннем диаметре сепаратора $d_c = 240$ мм его паропроизводительность $D_c = 2,85 \div 3$ кг/с (определена экспериментально). Сухость пара на выходе из сепаратора $5 \div 10$ %.

Жалюзийные сепараторы состоят из шести концентрических вертикальных секций. Ширина жалюзей 80 мм. Влажность пара на выходе составляет 0,2 %.

Подробное описание расчета сепарации водного режима описано в Приложении Б.

Таблица 14 – Сепарационные устройства

Величина	Обозначение	Значение
Осевые сепараторы:		
• число сепараторов, шт	n_c	158
• число сепараторов на диаметре плиты, шт	$n_{сд}$	14
• шаг расположения сепараторов на плите, м	S_c	0,25
• диаметр плиты, м	$d_{пл}$	3,5
Жалюзийные сепараторы:		
• площадь сепараторов, м ²	$F_{жс}$	21,56
• диаметр первой секции, м	d_1	0,6
• диаметр второй секции, м	d_2	1,32
• диаметр третьей секции, м	d_3	1,72
• диаметр четвертой секции, м	d_4	2,44
• диаметр пятой секции, м	d_5	2,84
• диаметр шестой секции, м	d_6	3,56
• высота секций, м	H_i	0,55

4.4. Гидродинамический расчет парогенератора

Подробный Расчет гидравлических сопротивлений описан в Приложении В.

Таблица 15 – Гидравлическое сопротивление первого контура

Величина	Обозначение	Значение
Первый контур:		
Сопротивление входного патрубка, кПа	ΔP_1	46,7
Сопротивление разделительной обечайки, кПа	ΔP_2	21,9

Ине № подл. Подп. и дата

Ине № дубл. Подп. и дата

Ине. инв. № Взам. инв. №

Ине № подл. Подп. и дата

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

Продолжение таблицы 15

Величина	Обозначение	Значение
Сопrotивление соединительной обечайки и раздающей камеры, кПа	ΔP_3	0,6
Сопrotивление в трубках, кПа	ΔP_4	60,6
Сопrotивление кольцевого канала на выходе ТН, кПа	ΔP_5	2,8
Сопrotивление выходного патрубка, кПа	ΔP_6	14,6
Гидравлическое сопротивление первого контура, кПа	ΔP_I	147,2
Второй контур:		
Сопrotивление выхода питательной воды из входного патрубка, кПа	ΔP_1	11,4
Сопrotивление трубок раздачи питательной воды, кПа	ΔP_2	15
Сопrotивление жалюзийных сепараторов, кПа	ΔP_3	9
Сопrotивление выходного патрубка пара, кПа	ΔP_4	19,2
Гидравлическое сопротивление первого контура, кПа	ΔP_{II}	56,4

4.5. Масса деталей парогенератора

Таблица 16 – Масса деталей парогенератора

Величина	Обозначение	Значение
Масса трубного пучка, т	$M_{\text{тр}}$	49,7
Масса центробежных сепараторов, т	$M_{\text{с}}$	4,9
Масса жалюзийного сепаратора, т	$M_{\text{жс}}$	1,7
Обечайка корпуса, т	$M_{\text{обк}}$	237,8
Масса днищ корпуса, т	$M_{\text{дн}}$	23,6
Масса корпуса, т	$M_{\text{к}}$	285
Масса камеры ТН, т	$M_{\text{кТН}}$	11,9
Масса соединительной обечайки, т	$M_{\text{со}}$	7,03
Масса наружной обечайки, т	$M_{\text{но}}$	12,3
Масса днищ коллектора, т	$M_{\text{д}}$	1,97
Масса разделительной обечайки, т	$M_{\text{ро}}$	0,53
Масса основных деталей коллектора, т	$M_{\text{осчк}}$	34,73

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

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

5. РАСЧЕТ ВЕРТИКАЛЬНОГО ПАРОГЕНЕРАТОРА БЕЗ ЭКОНОМАЙЗЕРНОГО УЧАСТКА

В ходе расчета использовались методика описанная в [6].

Минимальный температурный напор принимаем равным как в парогенераторе с экономайзерным участком $\Delta t_{\text{И}}^{\text{min}} = 17,4 \text{ }^\circ\text{C}$, при этом не изменяя параметры теплоносителя.

$$t_s = t_1'' - \Delta t_{\text{И}}^{\text{min}} = 298,2 - 17,4 = 280,8 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Сформулируем начальные данные для расчета парогенератора:

- давление теплоносителя – $P_1 = 16,2 \text{ МПа}$;
- давление рабочего тела – $P_2 = f(t_s) = 6,5 \text{ МПа}$;
- расход рабочего тела – $D = 472,5 \text{ кг/с}$;
- температура теплоносителя на входе в парогенератор – $t_1' = 328,9 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура теплоносителя на выходе из парогенератора – $t_1'' = 298,2 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура питательной воды – $t_{\text{ПВ}} = 230 \text{ }^\circ\text{C}$;
- продувка парогенератора – $\alpha_{\text{ПР}} = 0,5$.

Из таблиц воды и водяного пара находим:

$$h_{2\text{ВХ}} = f(P_2) \Rightarrow h_2' = 1241 \text{ кДж/кг} ;$$

$$h_{2\text{ВЫХ}} = f(P_2) \Rightarrow h_2'' = 2779 \text{ кДж/кг} ;$$

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

$$h_{1\text{ВХ}} = f(P_1, t_1') \Rightarrow h_{1\text{ВХ}} = 1508 \text{ кДж/кг} ;$$

$$h_{1\text{ВЫХ}} = f(P_1, t_1'') \Rightarrow h_{1\text{ВЫХ}} = 1327 \text{ кДж/кг} .$$

Тепловая мощность парогенератора:

$$Q_{\text{ПГ}} = \left(\frac{\alpha_{\text{ПР}}}{100} \cdot D + D \right) \cdot (h_2' - h_{\text{ПВ}}) + D \cdot (h_{2\text{ВЫХ}} - h_{2\text{ВХ}}) ;$$

$$Q_{\text{ПГ}} = \left(\frac{0,5}{100} \cdot 472,5 + 472,5 \right) \cdot (1241 - 991) \cdot 10^3 + 472,5 \cdot (2779 - 1241) \cdot 10^3 = 118703,1 + 726628,1 = 845331,2 \text{ кВт} .$$

Уравнение теплового баланса:

$$Q_{\text{ПГ}} = G \cdot (h_{1\text{ВХ}} - h_{1\text{ВЫХ}}) \cdot \eta_{\text{ПГ}} ,$$

Ине № подл	Ине. № дубл.	Взам. ине. №	Подп. и дата
------------	--------------	--------------	--------------

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

КПД парогенератора примем равным $\eta_{\text{ПГ}} = 0,98$. Тогда расход теплоносителя:

$$G = \frac{Q_{\text{ПГ}}}{(h_{1\text{ВХ}} - h_{1\text{ВЫХ}}) \cdot \eta_{\text{ПГ}}} = \frac{845331,2}{(1508 - 1327) \cdot 0,98} = 4765,7 \text{ кг/с.}$$

Построим t-Q диаграмму для данного парогенератора:

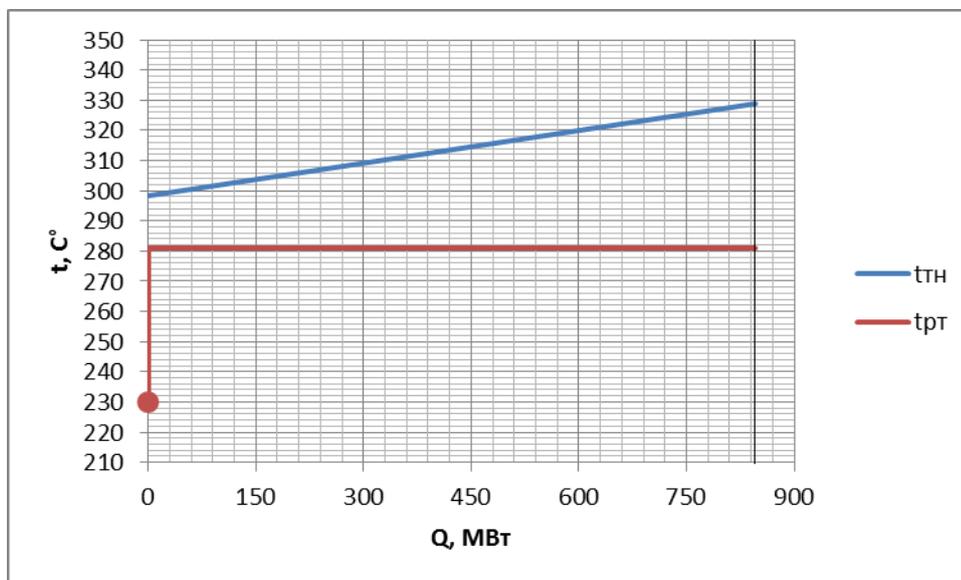


Рисунок 11 – tQ диаграмма парогенератора

5.1. Тепловой расчет

Далее расчет производим аналогично П.4.

Таблица 17 – Расчет толщины стенок труб теплопередающей поверхности

Величина	Обозначение	Значение
Расчетное давление теплоносителя, кгс/мм ²	P_{1P}	1,859
Температура стенки труб, °C	$t_{\text{СТ}}^P$	302,9
Толщина стенки труб теплопередающей поверхности, мм	δ	1,4
Внутренний диаметр трубки, мм	d_B	11,2
Площадь живого сечения трубы, м ²	$f_{\text{ТР}}$	$9,852 \cdot 10^{-5}$

Таблица 18 – Число труб теплопередающей поверхности

Величина	Обозначение	Значение
Средняя скорость ТН на входе в трубки, м/с	$\omega_{\text{ВХ}}$	4,5
Расчетное число труб теплопередающей поверхности, шт	$n_{\text{ТР}}$	15398

Подп. и дата

Взам. инв. №

Инв. № дубл.

Подп. и дата

Инв № подл

Таблица 19 – Расчет площади теплопередающей поверхности испарительного участка

Величина	Обозначение	Значение
Скорость теплоносителя на входе в трубки, м/с	$\omega_{1 \text{ ВХ}}$	4,78
Число Рейнольдса для входного участка	$Re_{\text{ВХ}}$	$45,71 \cdot 10^4$
Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке на входном участке, Вт/м ² · К	α'_1	31791
Температурный напор на входном участке, °С	$\Delta t_{\text{ВХ}}$	48,1
Удельный тепловой поток на входном участке, кВт/м ²	$q_{\text{ВХ}}$	292,7
Коэффициент теплоотдачи от стенки к рабочему телу на входном участке, Вт/м ² · К	α'_2	55395
Коэффициент теплопередачи для входного участка, Вт/м ² · К	$k'_{\text{ВХ}}$	6086
Скорость теплоносителя на выходе из трубок, м/с	$\omega_{1 \text{ ВЫХ}}$	4,3
Число Рейнольдса для выходного участка	$Re_{\text{ВЫХ}}$	$39,33 \cdot 10^4$
Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке на выходном участке, Вт/м ² · К	α''_1	29583
Температурный напор на выходном участке, °С	$\Delta t_{\text{ВЫХ}}$	17,4
Удельный тепловой поток на выходном участке, кВт/м ²	$q_{\text{ВЫХ}}$	91,4
Коэффициент теплоотдачи от стенки к рабочему телу на выходном участке, Вт/м ² · К	α''_2	24611
Коэффициент теплопередачи для выходного участка, Вт/м ² · К	$k'_{\text{ВЫХ}}$	5255
Среднелогарифмический температурный напор, °С	$\overline{\Delta t_{\text{И}}}$	30,2
Средний коэффициент теплопередачи, Вт/м ² · К	$k_{\text{И}}$	5670,5
Площадь теплопередающей поверхности, м ²	$S_{\text{И}}$	4937,6

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

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

Таблица 20 – Расчет площади теплопередающей поверхности парогенератора и длины трубок

Величина	Обозначение	Значение
Расчетная площадь теплопередающей поверхности, м ²	S	5431,4
Длина труб теплопередающей поверхности, м	L	123490
Длина одной трубы, м	l	8,02

5.2. Конструкторский расчет

Выбор материала и диаметра труб теплопередающей поверхности и коллектора теплоносителя, материала корпуса

Таблица 21 – Расчет входной и выходной камер коллектора теплоносителя

Величина	Обозначение	Значение
Продольный шаг расположения отверстий, мм	$S_{1к}$	30
Поперечный шаг расположения отверстий, мм	$S_{2к}$	26
Внутренний диаметр коллектора ТН, м	$d_{вк}$	1,4
Число отверстий в поперечном ряду, шт	$n_{2к}$	170
Средний диаметр камер, м	$d_{ск}$	1,59
Поперечный шаг по средней окружности, мм	$S_{2ко}$	30
Коэффициент прочности	φ	0,367
Толщина стенки камер, м	δ_k	0,19
Наружный диаметр камер, м	$d_{нк}$	1,78
Число поперечных рядов в камере, шт	$n_{1к}$	90
Число труб теплопередающей поверхности парогенератора, шт	$n_{тр}$	15030

Таблица 22 – Конструкционные характеристики пучка труб теплопередающей поверхности парогенератора

Величина	Обозначение	Значение
Шаг между слоями навивки, м	$S_{1сл}$	0,021
Диаметр первого слоя навивки, м	$d_{1сл}$	1,96
	$d_{Iм}$	2,548
Диаметр второго слоя навивки, м	d_{II}	2,59
	$d_{IIм}$	3,178
Диаметр третьего слоя навивки, м	d_{III}	3,22
	$d_{IIIм}$	3,808

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

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

ФЮРА.693410.001 ПЗ

Продолжение таблицы 22

Величина	Обозначение	Значение
Внутренний диаметр обечайки трубного пучка, м	$d_{в об}$	3,829
Толщина обечайки, м	$\delta_{об}$	0,008
Наружный диаметр обечайки, м	$d_{н об}$	3,845
Средний диаметр межтрубного пространства, м	$d_{ср мп}$	2,884
Живое сечение межтрубного пространства, м ²	$f_{мп}$	2,854
Для первого слоя навивки: <ul style="list-style-type: none"> • шаг между трубками, м • шаг навивки, м • угол навивки • длина одного витка, м • длина изогнутой части трубы, м • число витков • высота слоя навивки, м 	$S_{2сл}$ $S_{1сл}^H$ $\beta_{1 сл}^B$ $l_{1 сл}^{из}$ $z_{1 сл}$ $H_{1 сл}$	0,017 2,856 24°88' 6,788 7,84 1,155 3,299
Для последнего слоя навивки: <ul style="list-style-type: none"> • высота слоя навивки, м • длина прямых участков труб, м • длина изогнутого участка труб, м • угол навивки • число витков • шаг между трубками, м 	$H_{III м}$ $l_{III м}^{пр}$ $l_{III м}^{из}$ $\beta_{3 сл}$ $z_{3 сл}$ $S_{3сл}$	5,969 2,028 5,992 84°98' 0,044 0,266

Таблица 23 – Диаметры входных и выходных патрубков ТН и РТ

Величина	Обозначение	Значение
Внутренний диаметр патрубков входа и выхода ТН, м	$d'_в = d''_в$	0,95
Скорость ТН во входном патрубке, м/с	$\omega_{1 вх}$	9,93
Скорость ТН в выходном патрубке, м/с	$\omega_{1 вых}$	8,92
Внутренний диаметр патрубка питательной воды, м	$d'_{в2}$	0,4
Скорость воды в патрубке питательной воды, м/с	$\omega_{2 вх}$	4,6
Внутренний диаметр патрубка для выхода пара, м	$d''_{в2}$	0,6
Скорость выхода пара, м/с	$\omega_{2 вых}$	45,8

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

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

Таблица 24 – Корпус парогенератора

Величина	Обозначение	Значение
Площадь проходного сечения, м ²	$f_{оп}$	1,706
Внутренний диаметр корпуса, м	$d_{в\ кор}$	4,118
Толщина стенки корпуса, м	$\delta_{кор}$	0,14
Наружный диаметр корпуса, м	$d_{н\ кор}$	4,398
Высота эллиптического днища, м	H_d	1,029
Толщина эллиптического днища, м	$\delta_{дн}$	0,13

Таблица 25 – Размеры основных деталей коллектора

Величина	Обозначение	Значение
Камеры теплоносителя: • высота камер, м	h_k	1,335
Соединительная обечайка: • внутренний диаметр, м • толщина стенки, м • наружный диаметр, м • высота обечайки, м	$d_{в\ со}$ $\delta_{со}$ $d_{н\ со}$ $h_{со}$	1,4 0,065 1,53 2,599
Наружная обечайка коллектора: • внутренний диаметр, м • толщина стенки, м • наружный диаметр, м • высота обечайки, м	$d_{в\ но}$ $\delta_{но}$ $d_{н\ но}$ $h_{со}$	1,4 0,09 1,58 3,5
Днища коллектора: • внутренний диаметр, м • высота днищ, м • толщина стенки, м	$d_{вд}$ h_d δ_d	1,4 0,35 0,14
Разделительная обечайка: • внутренний диаметр, м • толщина обечайки, м • наружный диаметр, м • высота обечайки, м	$d_{в\ ро}$ $\delta_{ро}$ $d_{н\ ро}$ $h_{ро}$	0,89 0,005 0,9 4,8

Таблица 26 – Система подачи питательной воды

Величина	Обозначение	Значение
Диаметр и толщина стенки, мм	$d_{пв}$	377x10

5.3. Расчет сепарации водного режима

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

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

Таблица 27 – Сепарационные устройства

Величина	Обозначение	Значение
Осевые сепараторы:		
• число сепараторов, шт	n_c	158
• число сепараторов на диаметре плиты, шт	$n_{сд}$	14
• шаг расположения сепараторов на плите, м	S_c	0,25
• диаметр плиты, м	$d_{пл}$	3,5
Жалюзийные сепараторы:		
• площадь сепараторов, м ²	$F_{жс}$	21,56
• диаметр первой секции, м	d_1	0,6
• диаметр второй секции, м	d_2	1,32
• диаметр третьей секции, м	d_3	1,72
• диаметр четвертой секции, м	d_4	2,44
• диаметр пятой секции, м	d_5	2,84
• диаметр шестой секции, м	d_6	3,56
• высота секций, м	H_i	0,55

5.4. Гидродинамический расчет парогенератора

Таблица 28 – Гидравлическое сопротивление первого контура

Величина	Обозначение	Значение
Первый контур:		
Сопротивление входного патрубка, кПа	ΔP_1	46,7
Сопротивление разделительной обечайки, кПа	ΔP_2	21,9
Сопротивление соединительной обечайки и раздающей камеры, кПа	ΔP_3	0,8
Сопротивление в трубах, кПа	ΔP_4	77,3
Сопротивление кольцевого канала на выходе ТН, кПа	ΔP_5	5,3
Сопротивление выходного патрубка, кПа	ΔP_6	14,6
Гидравлическое сопротивление первого контура, кПа	ΔP_I	166,6
Второй контур:		
Сопротивление выхода питательной воды из входного патрубка, кПа	ΔP_1	11,4
Сопротивление трубок раздачи питательной воды, кПа	ΔP_2	15
Сопротивление выходного патрубка пара, кПа	ΔP_4	19,2

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

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

Продолжение таблицы 28

Величина	Обозначение	Значение
Гидравлическое сопротивление первого контура, кПа	ΔP_{II}	56,4

5.5. Масса деталей парогенератора

Таблица 29 – Масса деталей парогенератора

Величина	Обозначение	Значение
Масса трубного пучка, т	$M_{Тр}$	42,1
Масса центробежных сепараторов, т	M_c	4,9
Масса жалюзийного сепаратора, т	$M_{жс}$	1,7
Обечайка корпуса, т	$M_{об к}$	149,7
Масса днищ корпуса, т	$M_{дн}$	18,4
Масса корпуса, т	M_k	186,5
Масса камеры ТН, т	$M_{к ТН}$	10
Масса соединительной обечайки, т	$M_{со}$	6,1
Масса наружной обечайки, т	$M_{но}$	11,7
Масса днищ коллектора, т	M_d	1,9
Масса разделительной обечайки, т	$M_{ро}$	0,53
Масса основных деталей коллектора, т	$M_{осн к}$	30,23

5.6. Эффективность теплообменных аппаратов

Энергетическая эффективность.

Для оценки эффективности различных форм конвективной поверхности энергетический коэффициент удобно определять как отношение:

$$\varepsilon_3 = \frac{\alpha}{N_0},$$

где α - коэффициент теплоотдачи при данных условиях омывания поверхности, Вт/(м² · °С); N_0 - энергия, затраченная за 1 с на перемещение омывающей среды, отнесенная к 1 м² поверхности, Вт/м².

Энергия на перемещение среды определяется как:

$$N_0 = \frac{G \cdot \Delta P}{\rho \cdot F},$$

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

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

где G - массовый расход среды через канал, кг/с; ΔP - гидравлическое сопротивление канала, Н/м²; ρ - плотность рабочей среды, кг/м³; F - поверхность теплообмена, м².

Удельная масса:

$$M_{уд} = \frac{M}{V},$$

где M – масса парогенератора, т; V – объем парогенератора, м³.

Удельный объем:

$$F_{уд} = \frac{F}{V},$$

Таблица 30 – Эффективность теплообменников.

	Э+И	Э
$\varepsilon_{\varepsilon}$	1,735	1,156
$M_{уд}$	1,836	1,526
$F_{уд}$	28,1	28,389

Сравнивая показатели эффективности парогенераторов, можно сделать вывод о том, что парогенератор с экономайзерным участком более эффективен, чем без экономайзерного участка, не смотря на массогабаритные показатели.

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела является определение конкурентоспособности и рентабельности проводимой модернизации станции.

6.1. Планирование капиталовложений в ядерную часть энергоблока ВВЭР

По имеющимся данным для двухблочной АЭС с реактором ВВЭР-1200 общие капитальные вложения (по ценам на 2014 год) составят:

$$K_{\text{АЭС}}(2 \text{ бл.}) = 215 \text{ млрд. руб.},$$

Расчеты производим на 1 блок АЭС, поэтому:

$$K_{\text{бл}}^{1200} = \frac{K_{\text{АЭС}}}{2} = \frac{215}{2} = 107,5 \text{ млрд. руб.}$$

Удельные капиталовложения в блок АЭС:

$$K_{\text{уд}}^{1200} = \frac{K_{\text{бл}}^{1200}}{N_y} = \frac{107,5 \cdot 10^9}{1200 \cdot 10^3} = 89,58 \text{ тыс. руб./кВт} = 1280 \text{ дол./кВт.}$$

(курс доллара ЦБ РФ на декабрь 2015 г. 1 долл. = 70 руб.)

Стоимость на 1 блока АЭС ВВЭР-1000:

$$K_{\text{бл}}^{1000} = 105 \text{ млрд. руб.}$$

Удельные капиталовложения в блок АЭС:

$$K_{\text{уд}}^{1000} = \frac{K_{\text{бл}}^{1000}}{N_y} = \frac{105 \cdot 10^9}{1000 \cdot 10^3} = 105 \text{ тыс. руб./кВт} = 1500 \text{ дол./кВт.}$$

(курс доллара ЦБ РФ на декабрь 2015 г. 1 долл. = 70 руб.)

6.2. 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

Ине № подл.	Ине. № дубл.	Взам. ине. №	Подп. и дата
-------------	--------------	--------------	--------------

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

установленной мощности (для АЭС принимается равным $6000 \div 7000$ часов/год); \bar{B} – средняя глубина выгорания ядерного горючего (для АЭС с ВВЭР-1000 принимается равным 40000 МВт·сут/т, для АЭС с ВВЭР-1200 принимается равным $50000 \div 70000$ МВт·сут/т).

Для АЭС с ВВЭР-1000:

$$B_{\text{год}}^{1000} = \frac{3000 \cdot 365 \cdot \frac{6500}{8670}}{40000} = 20,5 \text{ т.}$$

Для АЭС с ВВЭР-1200:

$$B_{\text{год}}^{1200} = \frac{3200 \cdot 365 \cdot \frac{6500}{8670}}{60000} = 14,6 \text{ т.}$$

6.3. 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 [2] 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:

$$\begin{aligned} \bar{C}_T &= \bar{C}_{\text{исх.пр.}} + \bar{C}_{\text{об}} + \bar{C}_{\text{изг}} + \bar{C}_{\text{тр}} = 90 + 700 + 160 + 3 = 953 \frac{\text{долл}}{\text{кг}} = \\ &= 66710 \frac{\text{руб}}{\text{кг}}, \end{aligned}$$

где $\bar{C}_{\text{исх.пр.}}$ – удельная стоимость исходного продукта (природного урана) [2, с.196]; $\bar{C}_{\text{об}}$ – удельная стоимость обогащенного урана [2, с.239]; $\bar{C}_{\text{изг}}$ – удельная стоимость изготовления ТВС, включая стоимость конструкционных материалов [2, с.328]; $\bar{C}_{\text{тр}}$ – удельная стоимость транспортировки ТВС к АЭС [1, с.240].

Ине № подл.	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Взам. ине. №	Подп. и дата	Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.693410.001 ПЗ	Лист
											67

6.4. Годовые эксплуатационные издержки

При планировании годовых издержек на АЭС составляется смета со следующими основными экономическими элементами затрат:

$$I_{\text{год}} = I_a + I_T + I_{\text{тр}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{пр}},$$

где I_a – амортизационные расходы; I_T – затраты на топливо при плановой загрузке установленной мощности АЭС; $I_{\text{тр}}$ – отчисления на текущий ремонт; $I_{\text{зп}}$ – заработная плата; $I_{\text{пр}}$ – прочие расходы.

Определение издержек на ядерное горючее, годовой прибыли от модернизации:

Годовые издержки на топливо зависят от вида топлива, используемого в реакторах, степени его обогащения, стоимости изготовления ТВЭЛов, характера топливного цикла АЭС.

Большинство АЭС в настоящее время работают по разомкнутому топливному циклу, то есть без повторного использования облученного горючего. В этом случае годовые издержки на топливо составят:

$$I_T = (\bar{C}_T + \bar{C}_{\text{ВЫД}}) \cdot V_{\text{год}},$$

где \bar{C}_T – цена 1 кг ядерного топлива с заданной степенью обогащения с учетом стоимости изготовления ТВЭЛов и транспортных расходов; $\bar{C}_{\text{ВЫД}}$ – стоимость выдержки отработанного топлива в бассейнах АЭС не менее 5 лет

Годовые издержки на топливо для АЭС с ВВЭР-1000:

$$I_T^{1000} = (\bar{C}_T + \bar{C}_{\text{ВЫД}}) \cdot V_{\text{год } 1}^{1000} = (953 + 25) \cdot 20,5 \cdot 1000 = 20,1 \text{ млн. долл.} \\ = 1,4 \text{ млрд. руб.}$$

Годовые издержки на топливо для АЭС с ВВЭР-1000:

$$I_T^{1200} = (\bar{C}_T + \bar{C}_{\text{ВЫД}}) \cdot V_{\text{год } 1}^{1200} = (953 + 25) \cdot 14,6 \cdot 1000 = 14,3 \text{ млн. долл.} \\ = 999,5 \text{ млн. руб.}$$

Определение издержек на заработную плату:

Издержки на заработную плату с отчислениями на соцстрах в укрупненных расчетах могут быть оценены:

$$I_{\text{зп}} = K_{\text{шт}} \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot \alpha_{\text{сс}} \cdot N_y,$$

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

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

где $K_{шт} = 1,4$ – штатный коэффициент чел/МВт [1, с.208]; $\Phi_{зп} = 30 \div 50$ МРОТ – среднегодовой фонд заработной платы на одного человека (для Воронежской области МРОТ (минимальный размер оплаты труда) на 2015 год составляет 5965 руб); $\alpha_{сс} = 1,26$ – коэффициент, учитывающий единый социальный налог.

$$И_{зп}^{1000} = 1,4 \cdot 40 \cdot 5965 \cdot 1,26 \cdot 1000 = 420,9 \text{ млн. руб.};$$

$$И_{зп}^{1200} = 1,4 \cdot 40 \cdot 5965 \cdot 1,26 \cdot 1200 = 505,1 \text{ млн. руб..}$$

Определение амортизационных отчислений:

Ежегодные амортизационные отчисления определяются как:

$$И_a = \frac{H_a}{100} \cdot K_{АЭС},$$

где $H_a = 3 \div 4 \%$ – норма амортизации основных фондов АЭС.

$$И_a^{1000} = \frac{3,5}{100} \cdot 105 = 3,68 \text{ млрд. руб.};$$

$$И_a^{1200} = \frac{3,5}{100} \cdot 107,5 = 3,76 \text{ млрд. руб..}$$

Определение ежегодных издержек на текущий ремонт:

Ежегодные издержки на текущий ремонт определяются как:

$$И_{тр}^{1000} = 0,2 \cdot И_a^{1000} = 0,2 \cdot 3,68 = 735 \text{ млн. руб.};$$

$$И_{тр}^{1200} = 0,2 \cdot И_a^{1200} = 0,2 \cdot 3,76 = 752,5 \text{ млн. руб..}$$

Определение ежегодных издержек на прочие затраты:

На АЭС доля прочих расходов $И_{пр}$, куда входят вспомогательные материалы, покупная вода, услуги сторонних организаций, услуги вспомогательных производств и прочие, значительно больше, чем на тепловых станциях. Ежегодные издержки на прочие затраты определяются как:

$$И_{пр}^{1000} = 0,35 \cdot И_a^{1000} = 0,35 \cdot 3,68 = 1,29 \text{ млрд. руб.};$$

$$И_{пр}^{1200} = 0,35 \cdot И_a^{1200} = 0,35 \cdot 3,76 = 1,32 \text{ млрд. руб..}$$

Тогда ежегодные эксплуатационные издержки составят:

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

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

$$I_{\text{год}}^{1000} = 3,68 \cdot 10^9 + 1,4 \cdot 10^9 + 735 \cdot 10^6 + 420,9 \cdot 10^6 + 1,29 \cdot 10^9 =$$

$$= 7,53 \text{ млрд. руб. ;}$$

$$I_{\text{год}}^{1200} = 3,76 \cdot 10^9 + 999,5 \cdot 10^6 + 752,5 \cdot 10^6 + 505,1 \cdot 10^6 + 1,32 \cdot 10^9 =$$

$$= 6,34 \text{ млрд. руб..}$$

Полученные данные внесем в таблицу 1. Для сравнения показателей.

Таблица 31

Наименование затрат	ВВЭР-1000		ВВЭР-1200	
	Значение, руб.	%	Значение, руб.	%
Амортизационные отчисления	$3,68 \cdot 10^9$	48,9	$3,76 \cdot 10^9$	51,2
Затраты на топливо	$1,4 \cdot 10^9$	18,6	$999,5 \cdot 10^6$	13,6
Заработная плата	$420,9 \cdot 10^6$	5,6	$505,1 \cdot 10^6$	6,9
Затраты на текущий ремонт	$735 \cdot 10^6$	9,8	$752,5 \cdot 10^6$	10,3
Прочие затраты	$1,29 \cdot 10^9$	17,1	$1,32 \cdot 10^9$	18
Итого	$7,53 \cdot 10^9$	100	$7,34 \cdot 10^9$	100

6.5. Оценка прибыли и рентабельности АЭС

Согласно тарифам на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) стоимость 1 МВт · ч в Воронежской области составляет 1278,15 руб.

Годовая выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = N_y \cdot h_y ;$$

$$\mathcal{E}_{\text{год}}^{1000} = 1000 \cdot 10^6 \cdot 6500 = 6500 \text{ ГВт} \cdot \text{ч} ;$$

$$\mathcal{E}_{\text{год}}^{1200} = 1200 \cdot 10^6 \cdot 6500 = 7800 \text{ ГВт} \cdot \text{ч} .$$

Тогда экономически обоснованный уровень балансовой прибыли АЭС:

$$\text{Пр}_6 = \mathcal{E}_{\text{год}} \cdot T ;$$

$$\text{Пр}_6^{1000} = 6500 \cdot 10^3 \cdot 1278,15 = 8,31 \text{ млрд. руб. ;}$$

$$\text{Пр}_6^{1200} = 7800 \cdot 10^3 \cdot 1278,15 = 9,97 \text{ млрд. руб..}$$

Необходимая годовая валовая выручка определяется как:

$$\text{ВВ} = I_{\text{год}} + \text{Пр}_6 ;$$

$$\text{ВВ}^{1000} = 7,53 + 8,31 = 15,84 \text{ млн. руб. ;}$$

$$\text{ВВ}^{1200} = 7,34 + 9,97 = 17,31 \text{ млн. руб..}$$

Налог на прибыль, который уплачивается электростанцией:

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

последним понимается учет разновременности осуществления инвестиций, производственных издержек и получения прибыли.

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:

- 1) лучший проект обеспечивает большее значение дохода;
- 2) разновременные затраты (доходы) имеют неодинаковую стоимость для инвестора.

В соответствии с этим критерием лучшим проектом будет тот, который обеспечивает большие значения NPV:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^5 \frac{Pr_t + A_t - K_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=6}^{45} \frac{Pr_t + A_t}{(1+r)^t},$$

где второе слагаемое учитывает затраты на первоначальную загрузку АЭС; D_t – чистый доход в t -ом году, существования проекта:

$$D_t = Pr_t + A_t - K_t,$$

где Pr_t, A_t, K_t – соответственно чистая прибыль, амортизация и инвестиции в t -ом году;

$$T = T_{\text{стр}} + T_{\text{экспл}} = 5 + 40 = 45 \text{ лет.}$$

Чистый доход в первые 5 лет строительства блока считается следующим образом:

$$K_t^{1000} = \frac{K_{\text{бл}}^{1000}}{5} = \frac{105}{5} = 21 \text{ млрд. руб.};$$

$$K_t^{1200} = \frac{K_{\text{бл}}^{1200}}{5} = \frac{107,5}{5} = 21,5 \text{ млрд. руб.};$$

$$D_t^{1000} = 6,65 + 3,68 - 21 = -10,67 \text{ млрд. руб.};$$

$$D_t^{1200} = 7,98 + 3,76 - 21,5 = -9,76 \text{ млрд. руб.}$$

В последующие годы чистый доход определяется как:

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

$$D_t^{1000} = 6,65 + 3,68 = 10,33 \text{ млрд. руб. ;}$$

$$D_t^{1200} = 7,98 + 3,76 = 11,74 \text{ млрд. руб..}$$

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:

$$r = r_6 + r_{\text{риск}} = 7 + 5 = 12 \% ,$$

где r_6 – 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.

На практике обычно принимается, что значение r не может быть ниже доходности по депозитам надежного банка.

$$NPV^{1000} = \sum_{t=1}^5 \frac{-10,67}{(1 + 0,12)^t} + \sum_{t=6}^{45} \frac{10,33}{(1 + 0,12)^t} = 9,86 \text{ млрд. руб. ;}$$

$$NPV^{1200} = \sum_{t=1}^5 \frac{-9,76}{(1 + 0,12)^t} + \sum_{t=6}^{45} \frac{11,74}{(1 + 0,12)^t} = 19,73 \text{ млрд. руб..}$$

Представим график зависимости NPV от времени, по которому можно определить срок окупаемости проекта.

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

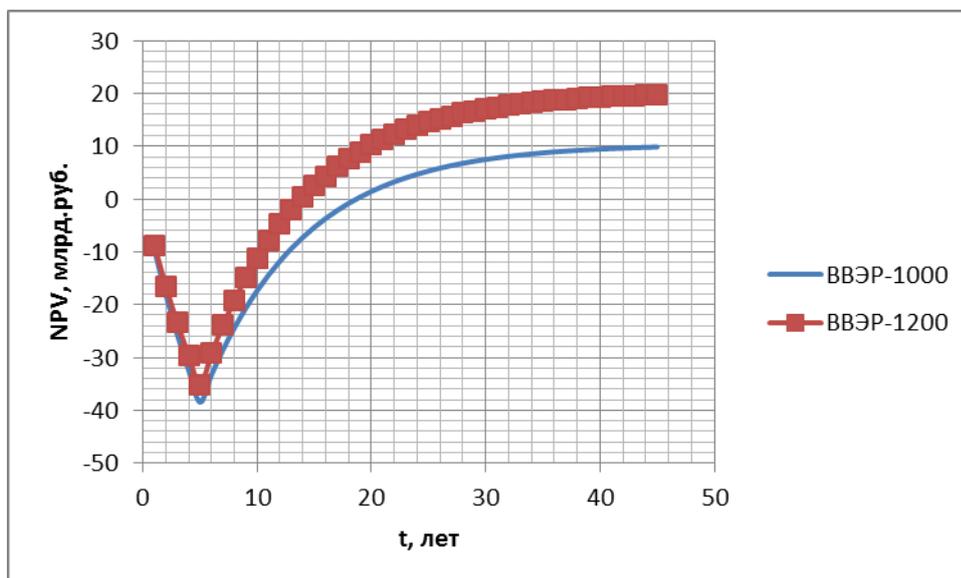


Рисунок 12 – Зависимость чистого приведенного дохода от времени строительства и эксплуатации проектируемого объекта

Индекс рентабельности проекта (PI)

В соответствии с этим критерием лучший проект обеспечивает максимальное значение индекса рентабельности проекта. Индекс рентабельности инвестиционного привлекательного проекта должен быть больше единицы:

$$PI = \sum_{t=1}^T \frac{\Pi_t}{(1+r)^t} / \sum_{t=1}^{T_{стр}} \frac{K_t}{(1+r)^t},$$

где $\Pi_t = \text{Пр}_t + A_t$.

$$PI^{1000} = \sum_{t=1}^{45} \frac{10,33}{(1+0,12)^t} / \sum_{t=1}^5 \frac{21}{(1+0,12)^t} = 1,13;$$

$$PI^{1200} = \sum_{t=1}^{45} \frac{11,74}{(1+0,12)^t} / \sum_{t=1}^5 \frac{21,5}{(1+0,12)^t} = 1,26.$$

Срок окупаемости инвестиций

Срок окупаемости инвестиций с учетом фактора времени может быть найден путем решения следующего уравнения относительно $T_{ок}$:

$$\sum_{t=1}^5 \frac{-10,67}{(1+0,12)^t} + \sum_{t=6}^{T_{ок}^{1000}} \frac{10,33}{(1+0,12)^t} = 0;$$

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

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

$$T_{\text{OK}}^{1000} = 18,7 \text{ лет};$$

$$\sum_{t=1}^5 \frac{-9,76}{(1 + 0,12)^t} + \sum_{t=6}^{T_{\text{OK}}^{1200}} \frac{11,74}{(1 + 0,12)^t} = 0;$$

$$T_{\text{OK}}^{1200} = 13,9 \text{ лет}.$$

Таблица 32 – Техничко-экономические показатели работы АЭС

	ВВЭР-1000	ВВЭР-1200
Установленная электрическая мощность	1000 МВт	1200 МВт
Удельные капиталовложения	1500 долл/кВт	1280 долл/кВт
Годовая выработка эл.энергии	$6,5 \cdot 10^9$ кВт·ч	$7,8 \cdot 10^9$ кВт·ч
Стоимость эл.энергии за 1 МВт·ч	1278,15 руб	1278,15 руб
Амортизационные отчисления	$3,68 \cdot 10^9$ руб	$3,76 \cdot 10^9$ руб
Ежегодные издержки	$7,53 \cdot 10^9$ руб	$7,34 \cdot 10^9$ руб
Балансовая прибыль	$8,31 \cdot 10^9$ руб	$9,97 \cdot 10^9$ руб
Налог на прибыль	$1,66 \cdot 10^9$ руб	$1,99 \cdot 10^9$ руб
Чистая прибыль	$6,65 \cdot 10^9$ руб	$7,98 \cdot 10^9$ руб
Общая рентабельность	0,078	0,092
Расчетная рентабельность	0,063	0,074
Чистый приведенный доход проекта	$9,86 \cdot 10^9$ руб	$19,73 \cdot 10^9$ руб
Рентабельность проекта	1,13	1,26
Срок окупаемости	18,7 лет	13,9 лет

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

ФЮРА.693410.001 ПЗ

Лист

75

В соответствии с Федеральным законом «Об охране окружающей среды» понятие «экологическая безопасность» определено как «состояние защищенности природной среды и жизненно важных интересов человека от возможного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, их последствий».

Концепция охраны окружающей среды АЭС при обосновании экологической безопасности всего жизненного цикла АЭС исходит из того, что АЭС – это комплекс объектов, воздействующих на природное окружение ее региона. При обосновании экологической безопасности руководствуются критерием, что любая АЭС потенциально является источником трех основных видов воздействия на наземные, водные экосистемы и население ее региона: радиационного, химического и теплового.

Природное окружение проектируемой АЭС может быть весьма разнообразным. Хотя, качественно, любая экосистема, в целом, одинаково реагирует на воздействие со стороны АЭС, количественно, отклики могут быть различными. Поэтому работа по обоснованию экологической безопасности АЭС, а в последствии контроль за практическим соответствием фактических и прогнозных оценок экологического состояния АЭС, является чрезвычайно обширной и трудоемкой. Но в экосистемном окружении региона АЭС всегда можно найти элементы, наиболее чувствительные к любым видам внешних воздействий, т.е. «наиболее уязвимые компоненты» (по определению нормативных документов) или критические компоненты. Таким образом, для того чтобы работа по обоснованию экологической безопасности АЭС была реально выполнимой и, в то же время, сохраняла представительность получаемых результатов, используется понятие критической экосистемы в регионе АЭС.

В природном окружении АЭС могут быть экосистемы, уже подверженные изменениям (например, до начала работы АЭС) в результате антропогенных или природных воздействий. Такие экосистемы должны быть

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

также отнесены к критическим и в их составе должны быть установлены критические виды. Также к категории критических следует относить экосистемы – резерваты редких, исчезающих, эндемичных, занесенных в Красные книги растений и животных. Эти экосистемы должны сохраняться в неприкосновенности, и нарушающие их жизнедеятельность воздействия со стороны АЭС недопустимы.

При формировании концепции воздействия АЭС на окружающую среду считается, что, исходя из современных экологических подходов, используемых в промышленной экологии, система «АЭС – окружающая среда» условно делится на четыре блока:

- АЭС (совместно с подсобными, вспомогательными предприятиями и поселком энергетиков) – источник воздействия на окружающую среду;
- другая хозяйственная деятельность в пределах региона (кроме самой АЭС), в том числе промышленность и транспорт – источник воздействия на окружающую среду;
- население региона – объект воздействия;
- природные комплексы региона – объект воздействия.

Природные комплексы, как объект воздействия, т.е. объект, воспринимающий воздействия со стороны АЭС и подверженный воздействию со стороны других источников загрязнения окружающей среды, подразделяется на подобъекты: естественные наземные и водные природные комплексы, агроэкосистемы и искусственные или антропогенно измененные природные комплексы (например, искусственно созданный водоем-охладитель или естественное водохранилище, часть морской акватории, используемые в качестве водоема охладителя).

При рассмотрении АЭС, как источника воздействия, устанавливаются мощность газоаэрозольного выброса радионуклидов и химических веществ в атмосферу, расход, температура выброса и другие характеристики, необходимые для описания рассеяния выброса в атмосфере; устанавливаются характеристики жидких сбросов (расход, состав активных и химических

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

загрязнителей, присутствующих в стоке, температура и другие характеристики сброса), количество сбрасываемого тепла; определяется точное местоположение точек сбросов и выбросов.

Среди водных экосистем, в первую очередь, рассматривается экосистемы поверхностной водной сети, поскольку именно они при нормальной эксплуатации АЭС испытывают наибольшую антропогенную нагрузку, в основном за счет сброса подогретых вод, а также забора воды. В экосистеме выделяются, если это целесообразно, критические экоучастки. Про изводится инвентаризация критических экоучастков или водоема в целом, формируется модель поступления загрязнителей.

7.4. Выброс радиоактивных веществ

Газо-аэрозольные выбросы:

В таблице 33 приведены значения проектных пределов годовых газо-аэрозольных выбросов.

Таблица 33 – Значения проектных пределов годовых газо-аэрозольных выбросов

Радионуклиды	Проектный предел для ВВЭР-1200 (верхняя граница при оптимизации радиационной защите), ГБк *
Любая смесь ИРГ	$690 \cdot 10^3$
^{131}I (газовая и аэрозольная формы)	18
^{60}Co	7,4
^{134}Cs	0,9
^{137}Cs	2,0
* предельный допустимый выброс с учётом условия, что доза облучения отдельных лиц из населения равна квоте 100 мкЗв/год в режимах нормальной эксплуатации (при работе на 100 % мощности и остановках на ППР) при отсутствии жидких сбросов	

Активность газо-аэрозольного выброса определяется наличием неорганизованных протечек жидких радиоактивных сред в рабочих

Ине № подл. Подп. и дата

Ине № дубл. Подп. и дата

Взам. инв. №

Ине № инв. №

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

помещениях и газовыми судками из оборудования, работающего на активных средах.

Жидкие сбросы:

Активность в жидких сбросах определяется наличием дебалансных вод, которые не участвуют в повторном цикле работы технологических систем АЭС.

Все значения удельной активности по отдельным радионуклидам, за исключением трития, должны быть ниже минимально-значимой удельной активности этих нуклидов, приведенных в приложении 4 [НРБ-99/2009].

Разработка проекта проводится так, чтобы при эксплуатации в нормальном режиме с учетом нарушений нормальной эксплуатации, годовые жидкие сбросы были менее 16 ГБк.

Соблюдение указанного значения сбросов гарантирует, что доза облучения лиц из критической группы населения за счет жидких сбросов не превысит 10 мкЗв в год.

Име № подл	Подп. и дата	Име. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Име № подл	Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.693410.001 ПЗ	Лист
												80

8. СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ МЕЖКОНТУРНОЙ НЕПЛОТНОСТИ В ПАРОГЕНЕРАТОРЕ

Парогенератор наряду с реактором и турбиной относится к основному оборудованию АЭС. В парогенераторе осуществляется производство пара с использованием теплоты, отводимой из активной зоны ядерного реактора. Парогенераторы, связывая между собой контуры теплоносителя и рабочего тела, в равной мере относятся к каждому из них.

8.1. Возможные аварии и их последствия

При разработке систем защиты должны учитываться все возможные аварийные ситуации, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации парогенерирующей установки. К ним относятся следующие:

1) Небольшие неплотности в трубной системе.

Возникновение малых неплотностей в трубной системе парогенератора может быть обусловлено как некачественной вальцовкой трубки в трубной доске, различными загибами дистанционирующих решетках, так и другими факторами. При такой аварийной ситуации не произойдет резкого скачка давления во втором контуре энергоблока за счет дросселирования теплоносителя через место течи. Такие явления можно уловить только с помощью приборов непрерывного контроля радиоактивного фона во втором контуре. Повышенное его значение является недопустимым, ведь это может привести к выбросу радиации в атмосферу.

2) Значительные разрывы.

При значительных течах все факторы риска аналогичны. Главное отличие в том, что такое явление можно отследить и без радиационного контроля. Благодаря достаточно высокой разнице давлений в контурах ($\Delta P = 9,2$ МПа), такое событие неизбежно приведет к скачку давления во втором контуре.

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

Объединяя все вышесказанное, можно сформулировать перечень требований к САЗ при межконтурной неплотности в парогенераторе. Система должна обеспечивать:

- 1) Максимальное ограничение или полное исключение выхода радиации за пределы первого контура (корпуса реактора).
- 2) Срабатывание как в случаях мелких неплотностей между контурами, так и крупных разрывов трубопроводов.
- 3) Не препятствовать нормальной работе энергоблока в случае отключения одного из 4-х парогенерирующих установок.

На рисунке 13 показана принципиальная схема САЗ при межконтурной неплотности.

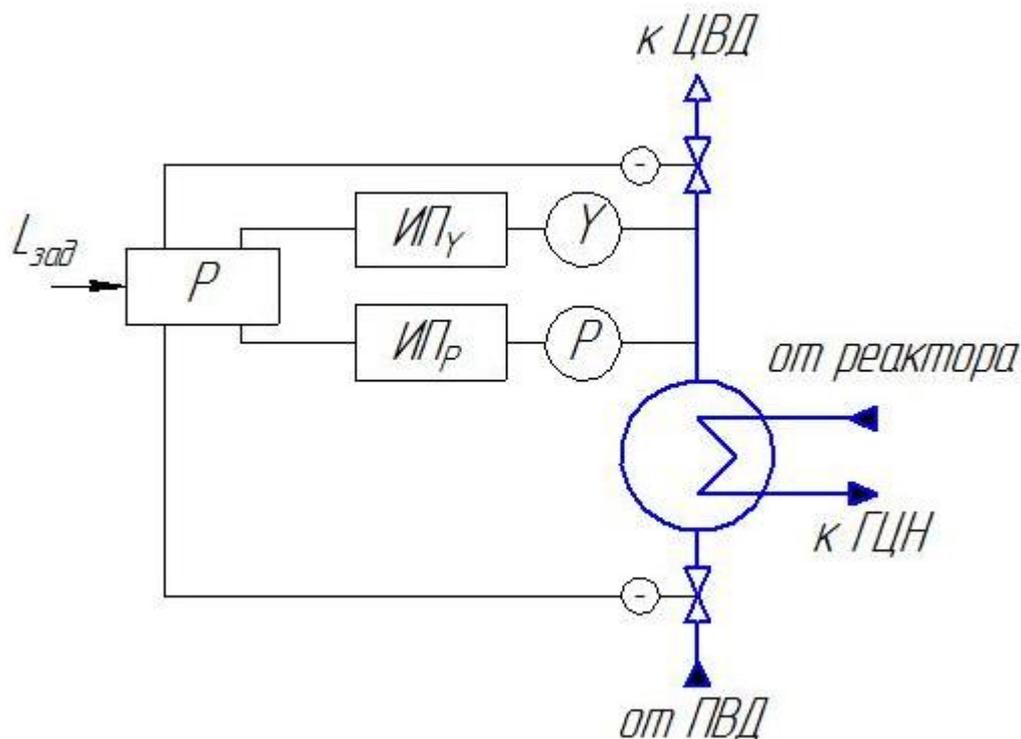


Рисунок 13 – Принципиальная схема САЗ

У – датчик ионизирующего излучения; Р – датчик избыточного давления; ИП – измерительный преобразователь; Р – регулятор; $L_{зад}$ – задание значений.

8.2. Разработка структурной схемы

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

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

При разработке проекта автоматизированной системы управления решается ряд задач и в первую очередь решается вопрос о выборе структуры управления. Структура системы управления – это совокупность элементарных звеньев объекта, составляющих автоматизированной системы, и связей между ними.

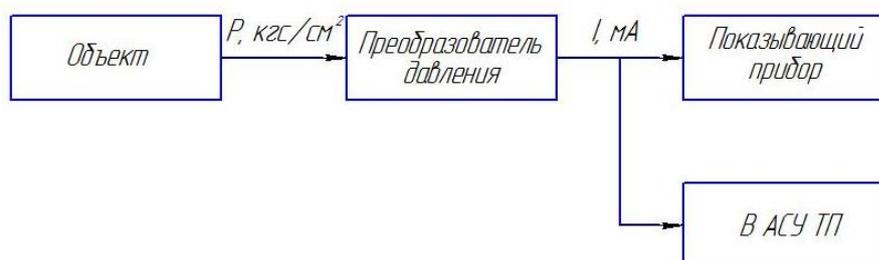


Рисунок 14 – Структурная схема измерения давления

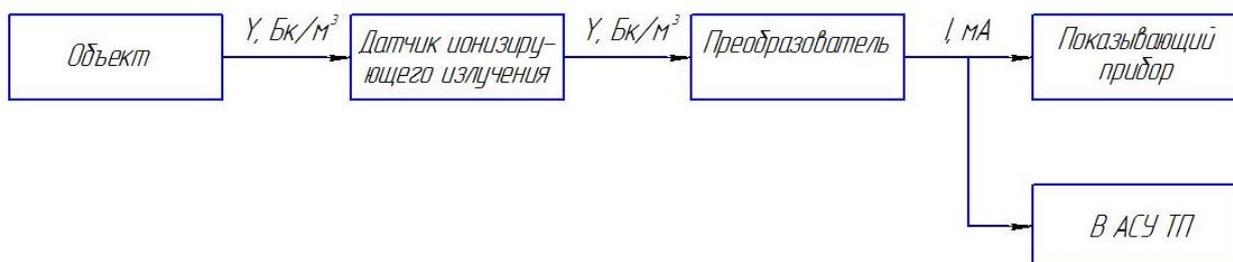


Рисунок 15 – Структурная схема измерения ионизирующего излучения

8.3. САЗ при межконтурной неплотности

Система автоматической защиты межконтурной неплотности парогенератора представляет собой двухимпульсную автоматическую систему регулирования. Наличие дополнительного измерительного канала по сигналу излучения в проектируемой системе защиты, обусловлено недостатками измерительного канала по сигналу давлению острого пара на выходе из модуля парогенератора.

САЗ, построенная на превышении уставки по сигналу давления острого пара на выходе из ПГ (рисунок 16), обеспечивает защиту при значительных межконтурных течах в парогенераторе, вызывающих скачок давления на выходе из парогенератора. Однако, она будет эффективна не во всех случаях.

Не менее важные в целях предотвращения выхода из первого контура продуктов радиоактивного распада, мелкие подсосы воды из первого контура

Ине № подп	Подп. и дата
	Взам. ине. №
Ине. № дубл.	Подп. и дата
	Ине. № дубл.
Ине № подп	Подп. и дата
	Ине. № дубл.

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

с учётом процесса дросселирования фактически не влияют на показания технических средств измерения давления на паропроводе. Также помехи и колебания выходных сигналов, обусловленные сложностью объекта регулирования, не позволяют определить изменение давления при образовании мелких межконтурных дефектов.

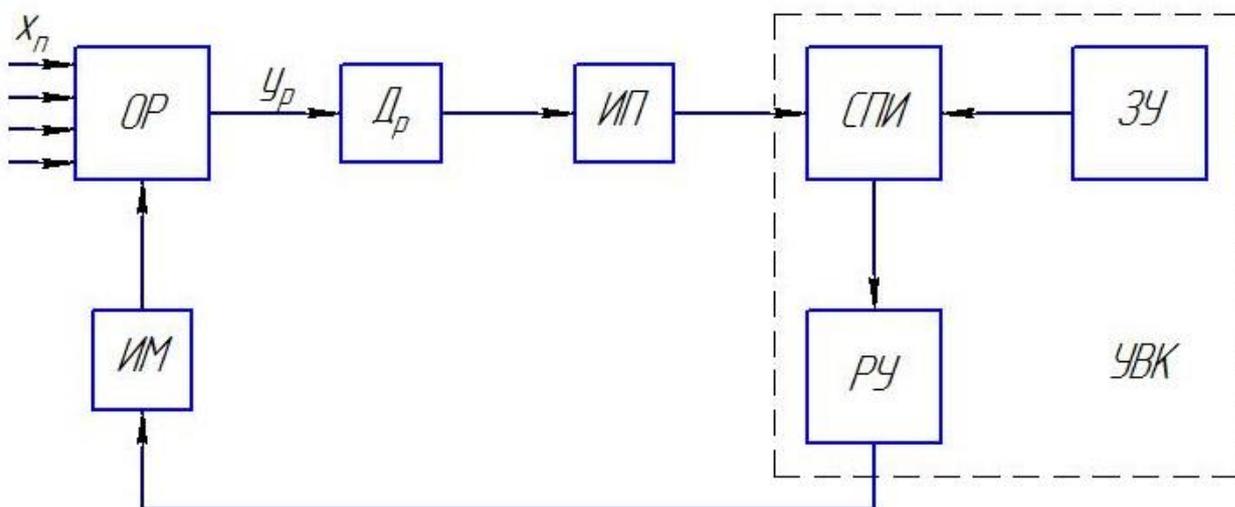


Рисунок 16 – Структурная схема одноимпульсной САЗ

ОР – объект регулирования; Д – измерительный датчик; ИП – измерительный преобразователь; УВК – управляющий вычислительный комплекс; СПИ – сравнение показателей измерения; ЗУ – задающее устройство; РУ – регулирующее устройство; ИМ – исполнительный механизм.

Для устранения данных недостатков необходим дополнительный сигнал по каналу – излучение пара на выходе из парогенератора. То есть в схему, изображенную на рисунке 16, вносится обратная связь для регулирования по изменению радиоактивности острого пара для каждого парогенератора. С учетом изменений схема принимает следующий вид изображенный на рисунке 17.

Описание работы САЗ:

Входные воздействия X_n действуют на объект регулирования (ОР), Датчики D_p и D_i измеряют необходимые выходные характеристики объекта Y_p и Y_i , соответственно давление и радиоактивность острого пара. При необходимости сигналы от датчиков преобразуются в соответствующих

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

измерительных преобразователях (ИМ). Преобразованные унифицированные сигналы поступают к управляющему вычислительному комплексу (УВК) где осуществляется сравнение показаний датчиков и соответствующего сигнала уставки (СПИ) от задающего устройства (ЗУ). Также при помощи программного комплекса (СПИ) значения параметров соотносятся один относительно другого в соответствии с математической моделью. В результате операций сравнения значений выходных параметров (давления и радиоактивности острого пара) формируется требуемый сигнал на регулирующее устройство (РУ), управляющее при необходимости исполнительными механизмами (ИМ) с помощью которых происходит изоляция секции от остальных элементов контура.

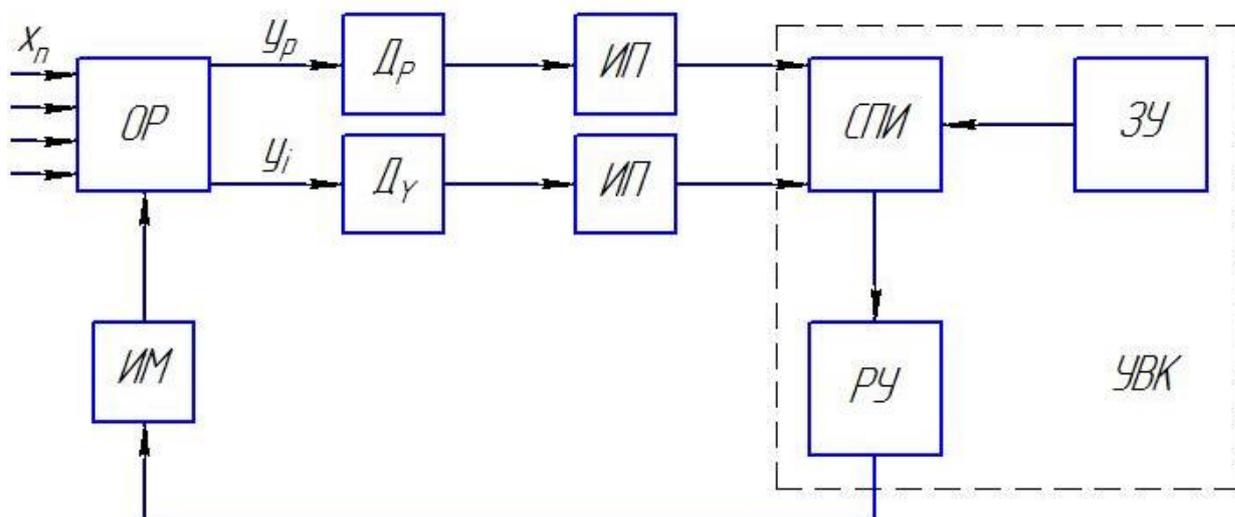


Рисунок 17 – Структурная схема двухимпульсной САЗ

8.4. Разработка функциональной схемы

Функциональная схема систем автоматизации технологических процессов является основным техническим документом, определяющим структуру и характер систем автоматизации технологических процессов, а также оснащение их приборами и средствами автоматизации (в том числе и средствами вычислительной техники).

При разработке функциональной схемы АСР решены следующие задачи:

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

- изучена технологическая схема автоматизируемого объекта;
- определены предельные рабочие значения контролируемых параметров технологического процесса;
- на технологической схеме объекта автоматизации определено местоположение точек отбора измерительной информации и точек воздействия на регулируемые параметры;
- выбрана структура измерительных каналов;
- выбраны методы и технические средства получения, преобразования, передачи и представления измерительной информации;
- решены вопросы размещения технических средств автоматизации на технологическом оборудовании, трубопроводах, по месту и на щитах;
- согласованы параметры измерительных каналов.

Технологическое оборудование на функциональной схеме изображено в соответствии с ГОСТ 21.403–80 в виде упрощённых контуров. Техническим средствам автоматизации, изображенным на функциональной схеме, присвоены позиционные обозначения.

Используя технические требования к работе объекта регулирования, информации о средах, условиях и параметрах используемых агрегатов, требований к безопасности и разработанную структурную схему системы была реализована функциональная схема САЗ при межконтурной неплотности приведенная на листе ФЮРА.421000.006 С2 и заказная спецификация оборудования указанного на функциональной схеме системы приведенная на листе ФЮРА.421000.006 С01.

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения дипломной работы были проанализированы конструктивные характеристики парогенераторов разных типов для реакторов ВВЭР-1200.

Была составлена и рассчитана тепловая схема. ПТУ имеет 7 ступеней регенеративного подогрева: 2 подогревателя высокого давления, 4 подогревателя низкого давления, а так же деаэратор, включенный как самостоятельная ступень. В ходе расчета тепловой схемы были получены данные необходимые для расчета и проектирования парогенератора.

В итоге было рассчитано и спроектировано 2 парогенератора один с экономайзерным участком, второй – без экономайзерного участка. Оба парогенератора вертикальной конструкции. Следует заметить что, наиболее эффективен парогенератор с экономайзерным участком, так как у него выше давление во втором контуре, следовательно, выше и температура пара на выходе из парогенератора, меньше гидравлические потери первого контура и выше энергетическая эффективность.

Сравнивая показатели эффективности парогенераторов, можно сделать вывод о том, что парогенератор с экономайзерным участком более эффективен, чем без экономайзерного участка, не смотря на массогабаритные показатели.

Данная конструкция парогенераторов еще не использовалась на отечественных реакторах, но активно используется зарубежными партнерами. Стоит задуматься об активном внедрении вертикальных парогенераторов в современном реакторосроении.

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

ФЮРА.693410.001 ПЗ

Лист

87

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сайт компании ОКБ «Гидропресс» г. Подольск. URL: <http://www.gidropress.podolsk.ru>
2. Сайт Госкорпорации «Росатом». URL: <http://www.rosatom.ru>
3. Атомные электростанции: учебное пособие / А.М. Антонова, А.В. Воробьев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 230 с.
4. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции: Учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. И доп. – М.: Высшая школа, 1984. – 304 с., ил.
5. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник./ Под редакцией Клименко А.В., Зорина В.М. – М.: Изд. МЭИ, 2004. – 632 с.
6. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки АЭС: Учеб. Пособие для вузов. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 384с.: ил.
7. Лукаевич Б.И. и др. Парогенераторы реакторных установок ВВЭР для атомных электростанций. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2004. – 391с.:ил.
8. Кириллов П.Л. и др. Справочник по теплогидравлическим расчетам(ядерные реакторы, теплообменники, парогенераторы). – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 360с.: ил.
9. Справочник по ядерной энерготехнологии: Пер. с англ. / Ф. Ран, А. Адамантиадес, Дж. Кентон, Ч. Браун; Под ред. В.А. Легасова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 752с.:ил.
10. Проектирование функциональных схем систем автоматического контроля и регулирования: учебное пособие/ А.В. Волощенко, Д.Б. Горбунов – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 109с.
11. В.В. Батов, Ю.И. Корякин Экономика ядерной энергетики – М.: Атомиздат, 1969. – 400 с.: ил.
12. Н.М. Синев Экономика ядерной энергетики: Основы технологии и экономики производства ядерного топлива. Экономика АЭС: Учеб.

Ине № подл	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Взам. ине. №	Подп. и дата	ФЮРА.693410.001 ПЗ	Лист
Ине № подл	Подп. и дата	Ине. № дубл.	Взам. ине. №	Подп. и дата		88
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат		

Пособие для вузов. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 480 с.: ил.

13. Экономика ядерной энергетики: Методические указания по выполнению организационно-экономического раздела выпускных квалификационных работ для студентов тепло-энергетического института специальности 100100 «Атомные электрические станции»/Сост. С.И. Сергейчик – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 24 с.
14. НРБ-99/2009. Нормы радиационной безопасности.
15. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
16. СНИП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
17. СанПиН 2.2.2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
18. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной безопасности.
19. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

ФЮРА.693410.001 ПЗ

Лист

89

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Конструкторский расчет парогенератора

Расчет входной и выходной камер коллектора теплоносителя

Согласно рекомендациям п. 11.3 выбираем шахматное расположение отверстий в камерах для присоединения труб теплопередающей поверхности.

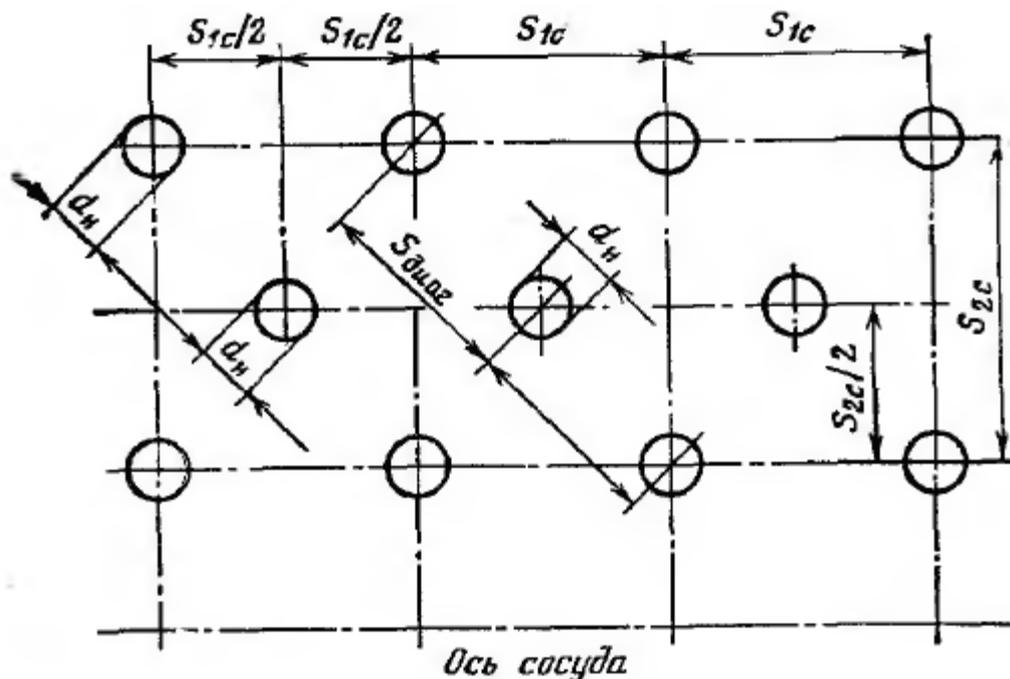


Рисунок 18 – Схема расположения отверстий

Продольный шаг расположения отверстий $S_{1к} = 30 \text{ мм} \geq 2 \cdot d_{н}$; поперечный шаг по окружности внутренней поверхности камер $S_{2к} = 26 \text{ мм}$. Внутренний диаметр коллектора теплоносителя $d_{вк}$ принимаем равным 1,5 м.

Число отверстий в поперечном ряду:

$$n_{2к} = \frac{\pi \cdot d_{вк}}{S_{2к}} = \frac{\pi \cdot 15}{26} = 181 \text{ шт.}$$

Предварительно принимаем (с последующей проверкой) толщину стенки камер $\delta_{к} = 200 \text{ мм}$.

Средний диаметр камер:

$$d_{ск} = d_{вк} + \delta_{к} = 1500 + 200 = 1700 \text{ мм} = 1,7 \text{ м.}$$

Поперечный шаг по средней окружности:

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

$$S_{2\text{КО}} = S_{2\text{К}} \cdot \frac{d_{\text{СК}}}{d_{\text{БК}}} = 26 \cdot \frac{1700}{1500} = 30 \text{ мм.}$$

Так как в коллекторе шахматное расположение труб, необходимо рассчитать коэффициент прочности φ по следующим формулам:

- для продольного ряда:

$$\varphi_1 = \frac{S_{1\text{К}} - d_0}{S_{1\text{К}}},$$

где $d_0 = d_{\text{Н}} + 0,2 = 14 + 0,2 = 14,2$ мм – диаметр отверстия;

$$\varphi_1 = \frac{30 - 14,2}{30} = 0,527;$$

- для поперечного ряда:

$$\varphi_2 = \frac{2 \cdot (S_{2\text{КО}} - d_0)}{S_{2\text{КО}}} = \frac{2 \cdot (30 - 14,2)}{30} = 1,053;$$

- для диагонального ряда:

$$\varphi_3 = \frac{\left(1 - \frac{2 \cdot d_0}{S_{1\text{К}}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + m^2}}\right)}{\sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{m^2}{1 + m^2}\right)^2}};$$

где $m = S_{2\text{КО}}/S_{1\text{К}} = 30/30 = 1$;

$$\varphi_3 = \frac{\left(1 - \frac{2 \cdot 14,2}{30} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + 1^2}}\right)}{\sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{1^2}{1 + 1^2}\right)^2}} = 0,367.$$

Для расчета толщины стенки камер принимается меньшее значение коэффициента прочности из трех: $\varphi = \varphi_3 = 0,367$.

Расчетная толщина стенки камер:

$$\delta_{\text{К}}^{\text{Р}} = \frac{P_{1\text{Р}} \cdot d_{\text{БК}}}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma_{\text{Н}}] - P_{1\text{Р}}} + C,$$

при $t_{\text{СТ}}^{\text{Р}} = 305,6$ °С для стали 10ГН2МФА $[\sigma_{\text{Н}}] = 21,98$ кгс/мм².

$$\delta_{\text{К}}^{\text{Р}} = \frac{1,859 \cdot 1,5}{2 \cdot 0,367 \cdot 21,98 - 1,859} + C = 195 + C.$$

При $C = 1$ мм:

Ине № подл	Подп. и дата	Ине № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Ине № инв.	Подп. и дата	Лист
ФЮРА.693410.001 ПЗ							

$$\delta_K^P = 195 + C = 196 \text{ мм.}$$

Принимаем толщину стенки камер коллектора теплоносителя: $\delta_K = 200$ мм. Полученная расчетная толщина совпадает с предварительно принятой.

Наружный диаметр камер:

$$d_{HK} = d_{BK} + 2 \cdot \delta_K = 1500 + 2 \cdot 200 = 1900 \text{ мм} = 1,9 \text{ м.}$$

Число поперечных рядов в камере:

$$n_{1K} = \frac{n_{TP}}{n_{2K}} = \frac{17285}{181} = 96 \text{ шт.}$$

Число труб теплопередающей поверхности парогенератора:

$$n_{TP} = n_{1K} \cdot (n_{2K} - 3) = 96 \cdot (181 - 3) = 17088 \text{ шт.}$$

Конструкционные характеристики пучка труб теплопередающей поверхности парогенератора

Пучок труб образован трубами, изогнутыми в виде винтовых змеевиков, и расположен в кольцевом объеме между коллектором теплоносителя и корпусом парогенератора. Змеевики образуют концентрические слои навивки. Каждый змеевик состоит из двух прямых участков и изогнутой части. Длина прямых участков равна расстоянию от входной и выходной камер коллектора до соответствующего слоя навивки.

Первый слой навивки образован змеевиками, присоединенными к нижнему поперечному ряду отверстий входной камеры теплоносителя и к верхнему поперечному ряду выходной. Диаметр первого слоя навивки:

$$d_{1 \text{ сл}} = d_{HK} + 2 \cdot (0,041 + 3,5 \cdot d_H),$$

где d_{HK} – наружный диаметр камер теплоносителя; 0,041 м – длина прямого участка змеевика первого слоя навивки.

$$d_{1 \text{ сл}} = 1,9 + 2 \cdot (0,041 + 3,5 \cdot 0,014) = 2,08 \text{ м.}$$

Если принять, что змеевики, выходящие из одного поперечного ряда камер коллектора, образуют один слой навивки, то диаметр последнего, m -го слоя будет равен:

$$d_{m \text{ сл}} = d_{1 \text{ сл}} + 2 \cdot (M - 1),$$

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

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

где M – число слоев навивки, равное числу поперечных рядов в камере $n_{1к}$.

Так как наружный диаметр корпуса парогенератора $d_{н\text{кор}} > d_{т\text{сл}}$, то диаметр корпуса в этом случае значительно превысит допустимые (по условиям транспортировки) размеры.

Для того, чтобы уменьшить диаметр последнего слоя навивки, а следовательно и корпуса парогенератора, пучок труб может быть составлен следующим образом: в части слоев навивки (в первой группе слоев), ближайшей к коллектору, каждый слой навивки образуется змеевиками, присоединенными к одному поперечному ряду отверстий камер; во второй группе слоев, следующих за слоями первой группы, каждый слой навивки образуется двумя рядами отверстий в камерах; в третьей группе слоев каждый слой навивки образуется тремя рядами, присоединенными соответственно к трем рядам поперечных отверстий камер.

Если n_I, n_{II}, n_{III} – число слоев навивки в первой, второй и третьей группах, то $M = n_I + n_{II} + n_{III}$.

Между числом слоев навивки и числом поперечных рядов отверстий в камере имеется такое соотношение:

$$1 \cdot n_I + 2 \cdot n_{II} + 3 \cdot n_{III} = n_{1к};$$

$$1 \cdot n_I + 2 \cdot n_I + 3 \cdot n_I = n_{1к};$$

$$n_I = n_{II} = n_{III} = \frac{1}{6} \cdot n_{1к}.$$

Отсюда число слоев навивки:

$$M = 3 \cdot \frac{1}{6} \cdot n_{1к} = \frac{1}{2} \cdot n_{1к},$$

т.е. число слоев навивки равно только половине числа рядов отверстий камер. Это значительно уменьшает диаметр последнего слоя навивки.

Диаметр первого слоя навивки:

$$d_I = d_{1\text{сл}};$$

$$d_{Im} = d_{1\text{сл}} + 2 \cdot (n_I - 1) \cdot S_{1\text{сл}},$$

где $S_{1\text{сл}}$ – шаг между слоями навивки.

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

$$S_{1\text{сл}} = 1,5 \cdot d_{\text{н}} = 1,5 \cdot 0,014 = 0,021 \text{ м};$$

$$d_{I\text{м}} = 2,08 + 2 \cdot \left(\frac{1}{6} \cdot 96 - 1\right) \cdot 0,021 = 2,71 \text{ м}.$$

Диаметр второго слоя навивки:

$$d_{II} = d_{I\text{м}} + 2 \cdot S_{1\text{сл}} = 2,71 + 2 \cdot 0,021 = 2,752 \text{ м};$$

$$d_{II\text{м}} = d_{II} + 2 \cdot (n_{II} - 1) \cdot S_{1\text{сл}} = 2,752 + 2 \cdot \left(\frac{1}{6} \cdot 96 - 1\right) \cdot 0,021 = 3,382 \text{ м}.$$

Диаметр третьего слоя навивки:

$$d_{III} = d_{II\text{м}} + 2 \cdot S_{1\text{сл}} = 3,382 + 2 \cdot 0,021 = 3,424 \text{ м};$$

$$d_{III\text{м}} = d_{III} + 2 \cdot (n_{III} - 1) \cdot S_{1\text{сл}} = 3,424 + 2 \cdot \left(\frac{1}{6} \cdot 96 - 1\right) \cdot 0,021 = 4,054 \text{ м}.$$

Внутренний диаметр обечайки трубного пучка:

$$d_{\text{в об}} = d_{III\text{м}} + S_{1\text{сл}} = 4,054 + 0,021 = 4,075 \text{ м}.$$

Наружный диаметр обечайки:

$$d_{\text{н об}} = d_{\text{в об}} + 2 \cdot \delta_{\text{об}},$$

где $\delta_{\text{об}} = 5 \div 10$ мм – толщина обечайки.

$$d_{\text{н об}} = 4,075 + 2 \cdot 0,008 = 4,091 \text{ м}.$$

Средний диаметр межтрубного пространства:

$$d_{\text{ср мп}} = 0,5 \cdot (d_{1\text{сл}} + d_{III\text{м}}) = 0,5 \cdot (2,08 + 4,054) = 3,067 \text{ м}.$$

Живое сечение межтрубного пространства:

$$f_{\text{мп}} = \pi \cdot d_{\text{ср мп}} \cdot M \cdot (S_{1\text{сл}} - d_{\text{н}}) = \pi \cdot 3,067 \cdot \frac{1}{2} \cdot 126 \cdot (0,021 - 0,014) = 3,237 \text{ м}^2.$$

Кроме поперечных размеров пучка труб необходимо определить так же высоту его, углы навивки в различных слоях, шаг между трубками в слоях навивки.

Для первого слоя навивки:

- шаг навивки:

$$S_{1\text{сл}}^{\text{н}} = n_{2\text{к}} \cdot S_{2\text{сл}},$$

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

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

где $n_{2к}$ – число трубок в первом слое навивки, равное числу отверстий в одном поперечном ряду камер коллектора; $S_{2сл}$ – шаг между трубками в первом слое навивки, принимается равным $(1,15 \div 1,5) \cdot d_H$.

$$S_{2сл} = 1,2 \cdot 0,014 = 0,017 \text{ м};$$

$$S_{1сл}^H = 181 \cdot 0,017 = 3,041 \text{ м};$$

- угол навивки:

$$\beta_{1сл} = \arctg\left(\frac{S_{1сл}^H}{\pi \cdot d_{1сл}}\right) = \arctg\left(\frac{3,041}{\pi \cdot 2,08}\right) = 24^\circ 96';$$

- длина одного витка:

$$l_{1сл}^B = \frac{\pi \cdot d_{1сл}}{\cos \beta_{1сл}} = \frac{\pi \cdot 2,08}{\cos 24,96} = 7,207 \text{ м};$$

- длина изогнутой части трубы:

$$l_{1сл}^{из} = l - (d_{1сл} - d_{HK}),$$

где d_{HK} – наружный диаметр камер коллектора теплоносителя.

$$l_{1сл}^{из} = l - (d_{1сл} - d_{HK}) = 8,33 - (2,08 - 1,9) = 8,147 \text{ м};$$

- число витков:

$$z_{1сл} = \frac{l_{1сл}^{из}}{l_{1сл}^B} = \frac{8,147}{7,207} = 1,13;$$

- высота первого слоя навивки:

$$H_{1сл} = z_{1сл} \cdot S_{1сл}^H = 1,13 \cdot 3,041 = 3,437 \text{ м}.$$

Для последнего слоя навивки:

- высота последнего слоя навивки:

$$H_{IIIм} = H_{1сл} + 2 \cdot (0,5 \cdot S_{1к} \cdot (n_{1к} - 1)),$$

где $S_{1к}$ – продольный шаг расположения отверстий в камерах коллектора.

$$H_{IIIм} = 3,437 + 2 \cdot (0,5 \cdot 30 \cdot (96 - 1)) = 6,278 \text{ м};$$

- длина прямых участков труб:

$$l_{IIIм}^{пр} = d_{IIIм} - d_{HK} = 4,054 - 1,9 = 2,154 \text{ м};$$

- длина изогнутого участка труб:

$$l_{IIIм}^{из} = l - l_{IIIм}^{пр} = 8,33 - 2,154 = 6,173 \text{ м}.$$

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

Так как $H_{III m} > l_{III m}^{из}$, то изготовить змеевик невозможно. В этом случае необходимо уменьшить длину труб входящих в первую группу слоев навивки, и увеличить длину труб, образующих третью группу слоев навивки, так чтобы общая длина труб осталась неизменной. Уменьшим первую группу слоев навивки на 0,3 м, а третью группу – увеличим на 0,3 м.

Таблица 34 – Конструкционные характеристики пучка труб

Длина изогнутой части трубы	$l_{1 \text{ сл}}^{из}$	7,847 м
Число витков	$z_{1 \text{ сл}}$	1,089
Высота первого слоя навивки	$H_{1 \text{ сл}}$	3,311 м
Высота последнего слоя навивки	$H_{III m}$	6,161 м
Длина прямых участков труб	$l_{III m}^{пр}$	2,154 м
Длина изогнутого участка труб	$l_{III m}^{из}$	6,473

- Угол навивки:

$$\beta_{3 \text{ сл}} = \arcsin\left(\frac{H_{III m}}{l_{III m}^{из}}\right) = \arcsin\left(\frac{6,161}{6,474}\right) = 70^{\circ}14';$$

- число витков:

$$z_{3 \text{ сл}} = \frac{l_{III m}^{из} \cdot \cos(\beta_{3 \text{ сл}})}{\pi \cdot d_{III m}} = \frac{6,473 \cdot \cos(70,14)}{\pi \cdot 4,054} = 0,156;$$

- шаг между трубками:

$$S_{3 \text{ сл}} = \frac{H_{III m}}{z_{3 \text{ сл}} \cdot 3 \cdot n_{2 \text{ к}}} = \frac{6,161}{0,156 \cdot 3 \cdot 181} = 0,073 \text{ м.}$$

Диаметры входных и выходных патрубков ТН и РТ

Диаметры входных патрубков выбираются таким образом, чтобы скорость среды не превышала допустимую скорость в трубопроводах, подсоединяемых к патрубкам. Для воды $\omega_{тр}^{доп} \leq 10$ м/с, для пара среднего давления $\omega_{тр}^{доп} \leq 50 \div 60$ м/с.

Внутренний диаметр патрубков входа и выхода ТН принимается равным $d'_в = d''_в = 0,95$ м. Удельный объем воды для входа и выхода ТН равен соответственно $v'_1 = 1,521 \cdot 10^{-3}$ м³/кг и $v''_1 = 1,367 \cdot 10^{-3}$ м³/кг.

Скорость ТН во входном патрубке:

Ине. № дубл.	Ине. № ине. №	Подп. и дата
Ине. № подл.	Ине. № подл.	Подп. и дата
Ине. № подл.	Ине. № подл.	Подп. и дата

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

$$\omega_{1 \text{ ВХ}} = \frac{G \cdot v_1'}{0,785 \cdot d_B'^2} = \frac{4755,2 \cdot 1,521 \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot 0,95^2} = 9,93 \text{ м/с.}$$

Скорость ТН в выходном патрубке:

$$\omega_{1 \text{ ВЫХ}} = \omega_{1 \text{ ВХ}} \cdot \frac{v_1''}{v_1'} = 9,93 \cdot \frac{1,367 \cdot 10^{-3}}{1,521 \cdot 10^{-3}} = 8,92 \text{ м/с.}$$

Внутренний диаметр патрубка питательной воды принимается равным $d_{B2}' = 0,4 \text{ м}$. Удельный объем воды $v_2' = 1,203 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{кг}$.

Скорость воды в патрубке:

$$\omega_{2 \text{ ВХ}} = \frac{\left(D + \frac{0,5}{100} \cdot D\right) \cdot v_2'}{0,785 \cdot d_{B2}'^2} = \frac{\left(472,5 + \frac{0,5}{100} \cdot 472,5\right) \cdot 1,203 \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot 0,4^2} = 4,6 \text{ м/с.}$$

Внутренний диаметр патрубка для выхода пара $d_{B2}'' = 0,6 \text{ м}$. Удельный объем пара $v_2'' = 2,738 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{кг}$.

Скорость выхода пара:

$$\omega_{2 \text{ ВЫХ}} = \frac{D \cdot v_2''}{0,785 \cdot d_{B2}''^2} = \frac{472,5 \cdot 2,738 \cdot 10^{-2}}{0,785 \cdot 0,6^2} = 45,8 \text{ м/с.}$$

Для непрерывной и периодической продувки в парогенераторе предусмотрены штуцера диаметром 100 мм под трубу 114x7. Непрерывная продувка осуществляется из зоны до смешения питательной и отсепарированной воды через торцевой коллектор с перфорациями; периодическая продувка - из нижней части корпуса парогенератора.

В верхнем днище корпуса предусмотрен лаз диаметром 500мм, в центральной части жалюзийного сепаратора – лаз диаметром 600 мм с крышкой.

Корпус парогенератора

Материал корпуса из стали марки 22К. Внутренний диаметр корпуса зависит от диаметра последнего слоя навивки пучка труб и ширины кольцевого канала между обечайкой трубного пучка и корпусом. Кольцевой канал является опускным участком контура естественной циркуляции рабочего тела.

Скорость воды в опускном канале:

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

$$\omega_{\text{оп}} = \frac{k_{\text{ц}} \cdot D}{\rho_{\text{оп}} \cdot f_{\text{оп}}},$$

где $\omega_{\text{оп}} = 2 \div 2,5$ м/с; $k_{\text{ц}}$ – кратность циркуляции; $\rho_{\text{оп}} = f(P_2, t_{\text{ПВ}}) = 831,1$ кг/м³ – плотность воды в опускном канале; $f_{\text{оп}}$ – площадь проходного сечения в канале.

$$f_{\text{оп}} = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{\text{в кор}}^2 - d_{\text{н об}}^2);$$

Площадь проходного сечения:

$$f_{\text{оп}} = \frac{6 \cdot 472,5}{831,1 \cdot 2} = 1,706 \text{ м}^2.$$

Внутренний диаметр корпуса:

$$d_{\text{в кор}} = \sqrt{\frac{f_{\text{оп}} \cdot 4}{\pi} + d_{\text{н об}}^2} = \sqrt{\frac{1,706 \cdot 4}{\pi} + 4,091^2} = 4,348 \text{ м}.$$

Толщина стенки корпуса:

$$\delta_{\text{кор}} = \frac{P_{2P} \cdot d_{\text{в кор}}}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma_{\text{H}}] - P_{2P}} + C,$$

при $t_{\text{S}} = 285,8$ °С для стали 22К $[\sigma_{\text{H}}] = 12,62$ кгс/мм².

$$\delta_{\text{кор}} = \frac{0,803 \cdot 4,348}{2 \cdot 1 \cdot 12,62 - 0,803} = 0,143 \text{ м}.$$

Примем $\delta_{\text{кор}} = 0,15$ м

Наружный диаметр корпуса:

$$d_{\text{н кор}} = d_{\text{в кор}} + 2 \cdot \delta_{\text{кор}} = 4,348 + 2 \cdot 0,15 = 4,648 \text{ м}.$$

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

$$\delta_{\text{дн}} = \frac{P_{2P} \cdot d_{\text{в кор}}}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma_{\text{H}}]} \cdot \frac{d_{\text{в кор}}}{2 \cdot H_d} + C,$$

где $H_d = 0,25 \cdot d_{\text{в кор}} = 0,25 \cdot 4,348 = 1,087$ м – высота эллиптического днища.

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

$$\delta_{\text{дн}} = \frac{0,803 \cdot 4,348}{4 \cdot 12,62} \cdot \frac{4,348}{2 \cdot 1,087} + 0 = 0,138 \text{ м.}$$

Округлим до большего целого числа и примем толщину стенки эллиптических днищ парогенератора равной $\delta_{\text{дн}} = 140 \text{ мм.}$

Размеры основных деталей коллектора

Камеры теплоносителя:

Высота камер:

$$h_{\text{к}} = \frac{1}{2} \cdot S_{1\text{к}} \cdot (n_{1\text{к}} - 1) + 2 \cdot 0,35 = \frac{1}{2} \cdot 0,03 \cdot (96 - 1) + 0,7 = 1,425 \text{ м.}$$

Соединительная обечайка:

Внутренний диаметр:

$$d_{\text{вСО}} = 1,5 \text{ м.}$$

Толщина стенки:

$$\delta_{\text{СО}} = \frac{P_{1\text{Р}} \cdot d_{\text{вСО}}}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma_{\text{Н}}] - P_{1\text{Р}}},$$

при $t_{\text{ст}}^{\text{Р}} = 305,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$ для стали 10ГН2МФА $[\sigma_{\text{Н}}] = 21,98 \text{ кгс/мм}^2$.

$$\delta_{\text{СО}} = \frac{1,859 \cdot 1,5}{2 \cdot 1 \cdot 21,98 - 1,859} = 0,066 \text{ мм};$$

Примем $\delta_{\text{СО}} = 70 \text{ мм.}$

Наружный диаметр:

$$d_{\text{нСО}} = d_{\text{вСО}} + 2 \cdot \delta_{\text{СО}} = 1,5 + 2 \cdot 0,07 = 1,64 \text{ м.}$$

Высота обечайки:

$$h_{\text{СО}} = H_{1\text{сл}} - 2 \cdot 0,35 = 3,311 - 0,7 = 2,611 \text{ м.}$$

Наружная обечайка коллектора:

Внутренний диаметр:

$$d_{\text{вНО}} = 1,5 \text{ м.}$$

Толщина стенки:

$$\delta_{\text{НО}} = \frac{P_{1\text{Р}} \cdot d_{\text{вНО}}}{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma_{\text{Н}}] - P_{1\text{Р}}} = \frac{1,859 \cdot 1,5}{2 \cdot 1 \cdot 21,98 - 1,859} = 0,066 \text{ м.}$$

Примем $\delta_{\text{НО}} = 90 \text{ мм.}$

Наружный диаметр:

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

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

$$d_{\text{н HO}} = d_{\text{в HO}} + 2 \cdot \delta_{\text{HO}} = 1,5 + 2 \cdot 0,9 = 1,68 \text{ м.}$$

Высота обечайки:

$$h_{\text{CO}} = 3,5 \text{ м.}$$

Днища коллектора:

Внутренний диаметр:

$$d_{\text{вД}} = 1,5 \text{ м.}$$

Высота днищ:

$$h_{\text{д}} = 0,25 \cdot d_{\text{вД}} = 0,25 \cdot 1,5 = 0,35 \text{ м.}$$

Толщина стенки:

$$\delta_{\text{д}} = \frac{P_{1P} \cdot d_{\text{вД}}}{4 \cdot \varphi \cdot [\sigma_{\text{H}}]} + \frac{d_{\text{вД}}}{2 \cdot h_{\text{д}}} = \frac{1,859 \cdot 1,5}{4 \cdot 1 \cdot 21,92} \cdot \frac{1,5}{2 \cdot 0,35} = 0,136 \text{ м.}$$

Примем $\delta_{\text{HO}} = 140 \text{ мм.}$

Разделительная обечайка:

Внутренний диаметр рассчитывается из условия равенства площадей каналов кольцевого и круглого сечений:

$$0,785 \cdot (d_{\text{вк}}^2 - d_{\text{в PO}}^2) = 0,785 \cdot d_{\text{в PO}}^2 ;$$

$$0,785 \cdot (1,26^2 - d_{\text{в PO}}^2) = 0,785 \cdot d_{\text{в PO}}^2 ;$$

$$d_{\text{в PO}} = 0,89 \text{ м.}$$

Толщину обечайки принимаем равной: $\delta_{\text{PO}} = 0,005 \text{ м.}$

Наружный диаметр обечайки:

$$d_{\text{н PO}} = d_{\text{в PO}} + 2 \cdot \delta_{\text{PO}} = 0,89 + 2 \cdot 0,005 = 0,9 \text{ м.}$$

Высота обечайки:

$$h_{\text{CO}} = 4,8 \text{ м.}$$

Система подачи питательной воды

Система подачи питательной воды состоит из тороидального коллектора, приваренных к нему двух раздающих труб и приваренных к ним отводящих трубок. Задавшись скоростью в коллекторе питательной воды и раздающих трубах (выбирается в диапазоне 5-6 м/с), определим их диаметры проходного сечения:

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

$$d_{\text{ПВ}} = \sqrt{\frac{4 \cdot D \cdot \vartheta_{\text{ПВ}}}{W_{\text{ПВ}} \cdot n_{\text{тр}} \cdot \pi}},$$

где $\vartheta_{\text{ПВ}} = f(P_2, t_{\text{ПВ}}) = 1,203 \cdot 10^{-3}$ кг/м³ – удельный объем питательной воды; $W_{\text{ПВ}}$ – скорость питательной воды, примем равной 5 м/с; $n_{\text{тр}}$ – количество трубок, шт.

$$d_{\text{ПВ}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 472,5 \cdot 1,203 \cdot 10^{-3}}{5 \cdot 1 \cdot \pi}} = 0,38 \text{ м} = 380 \text{ мм}.$$

Из стандартного ряда выбираем трубу диаметром $\emptyset 377 \times 10$ мм.

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет сепарации водного режима

Количество сепараторов:

$$n_c = \frac{D}{D_c} = \frac{472,5}{3} = 158 \text{ шт.}$$

При расположении сепараторов на плите по сторонам правильных шестиугольников число сепараторов на диаметре плиты:

$$n_{сд} = \sqrt{\frac{4}{3} \cdot (n_c - 1) + 1} = \sqrt{\frac{4}{3} \cdot (158 - 1) + 1} = 14 \text{ шт.}$$

Шаг расположения сепараторов на плите:

$$S_c = (1,05 \div 1,10) \cdot d_c = 1,05 \cdot 0,24 = 0,25 \text{ м.}$$

Диаметр плиты:

$$d_{пл} = n_{сд} \cdot S_c = 14 \cdot 0,25 = 3,5 \text{ м.}$$

Необходимая площадь жалюзийных сепараторов:

$$F_{жс} = \frac{D}{\omega''_{пр} \cdot \rho''},$$

где $\omega''_{пр}$ - предельная скорость пара на входе в сепараторы; $\rho'' = f(P_2) = 36,52 \text{ кг/м}^3$.

Для вертикальных сепараторов $\omega''_{пр}$ в 2 раза больше, чем для горизонтальных. По рис. 13.2 в [3] $\omega''_{пр} = 2 \cdot 0,3 = 0,6 \text{ м/с}$.

$$F_{жс} = \frac{472,5}{0,6 \cdot 36,52} = 21,56 \text{ м}^2.$$

Диаметр первой секции определяется монтажным проходом и может быть принят равным $0,5 \div 0,6 \text{ м}$.

Диаметр второй секции:

$$d_2 = d_1 + (2 \cdot \delta_{жс} + \delta_{вых}) \cdot 2,$$

где $\delta_{жс} = 0,08 \text{ м}$ – ширина секции; $\delta_{вых} = 0,1 \div 0,3 \text{ м}$ – ширина кольцевого канала, по которому выходит осушенный пар из первой и второй секций.

$$d_2 = 0,6 + (2 \cdot 0,08 + 0,2) \cdot 2 = 1,32 \text{ м.}$$

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

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

Диаметр третьей секции:

$$d_3 = d_2 + 2 \cdot \delta_{\text{ВХ}},$$

где $\delta_{\text{ВХ}} = 0,1 \div 0,3$ м – ширина кольцевого канала для входа пара во вторую и третью секции.

$$d_3 = 1,32 + 2 \cdot 0,2 = 1,72 \text{ м.}$$

Диаметр четвертой секции:

$$d_4 = d_3 + (2 \cdot \delta_{\text{ЖС}} + \delta_{\text{ВЫХ}}) \cdot 2 = 1,72 + (2 \cdot 0,08 + 0,2) \cdot 2 = 2,44 \text{ м.}$$

Диаметр пятой секции:

$$d_5 = d_4 + 2 \cdot \delta_{\text{ВХ}} = 2,44 + 2 \cdot 0,2 = 2,84 \text{ м.}$$

Диаметр шестой секции:

$$d_6 = d_5 + (2 \cdot \delta_{\text{ЖС}} + \delta_{\text{ВЫХ}}) \cdot 2 = 2,84 + (2 \cdot 0,08 + 0,2) \cdot 2 = 3,56 \text{ м.}$$

Высота и диаметр секций связаны с $F_{\text{ЖС}}$ следующим уравнением:

$$F_{\text{ЖС}} = \sum_{i=1}^6 \pi \cdot d_i \cdot H_i,$$

где H_i – высота секций, примем для всех секций одинаковую высоту.

Решим уравнение с помощью программы MathCad и получаем $H_i = 0,55$ м.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.693410.001 ПЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Гидродинамический расчет парогенератора

Гидравлическое сопротивление первого контура:

Плотность ТН на входе: $\rho_1 = 657,4 \text{ кг/м}^3$. Плотность ТН на выходе: $\rho_2 = 731,5 \text{ кг/м}^3$. Плотность ТН при средней температуре ($t_{1\text{ср}} = 313,6 \text{ }^\circ\text{C}$): $\rho_{1\text{ср}} = 698,1 \text{ кг/м}^3$.

Абсолютная шероховатость для стали 0X18H10T принята равной $\delta_{\text{ш}} = 0,01 \text{ мм}$.

Сопротивление входного патрубка:

$$\Delta P_1 = \xi_1 \cdot \frac{\rho_1 \cdot \omega_{1\text{вх}}^2}{2} \cdot 10^{-3},$$

где $\xi_1 = 1,44$ – коэффициент сопротивления выхода теплоносителя из патрубка [3, п. 7.2].

$$\Delta P_1 = 1,44 \cdot \frac{657,4 \cdot 9,93^2}{2} \cdot 10^{-3} = 46,7 \text{ кПа}.$$

Скорость теплоносителя в разделительной обечайке:

$$\omega_2 = \frac{G}{f_{\text{ро}} \cdot \rho_1},$$

где $f_{\text{ро}}$ – площадь живого сечения разделительной обечайки.

$$f_{\text{п}} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{ро}}^2,$$

где $d_{\text{ро}} = 0,89 \text{ м}$ – диаметр патрубка разделительной обечайки ТН.

$$f_{\text{п}} = \frac{\pi}{4} \cdot 0,89^2 = 0,622 \text{ м}^2;$$

$$\omega_2 = \frac{4755,2}{0,622 \cdot 657,4} = 11,6 \text{ м/с}.$$

Коэффициент трения:

$$\xi_{2\text{т}} = \left(1,74 + 2 \cdot \lg \frac{r_{\text{в}}}{\delta_{\text{ш}}} \right)^{-2},$$

где $r_{\text{в}}$ – внутренний диаметр трубы.

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

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

$$\xi_{2T} = \left(1,74 + 2 \cdot \lg \frac{0,445}{0,01}\right)^{-2} = 0,039.$$

Коэффициент сопротивления выхода ТН из разделительной обечайки [3, п.т7.2]:

$$\xi_{2M} = 0,28.$$

Сопротивление разделительной обечайки:

$$\Delta P_2 = \left(\xi_{2M} + \xi_{2T} \cdot \frac{l_{po}}{d_{po}}\right) \cdot \frac{\rho_1 \cdot \omega_2^2}{2} \cdot 10^{-3},$$

где $l_{po} = 4,8$ м – длина разделительной обечайки; $d_{po} = 0,89$ м – диаметр разделительной обечайки.

$$\Delta P_2 = \left(0,28 + 0,039 \cdot \frac{4,8}{0,89}\right) \cdot \frac{657,4 \cdot 11,6^2}{2} \cdot 10^{-3} = 21,9 \text{ кПа}.$$

Скорость теплоносителя в соединительной обечайке и раздающей камере:

$$\omega_3 = \frac{G}{f_{co} \cdot \rho_1},$$

где f_{co} – площадь живого сечения соединительной обечайки.

$$f_{co} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{вco}^2 = \frac{\pi}{4} \cdot 1,5^2 = 1,767 \text{ м}^2;$$

$$\omega_3 = \frac{4755,2}{1,25 \cdot 657,4} = 4,1 \text{ м/с}.$$

Коэффициент трения:

$$\xi_{3T} = \left(1,74 + 2 \cdot \lg \frac{r_B}{\delta_{ш}}\right)^{-2} = \left(1,74 + 2 \cdot \lg \frac{0,75}{0,01}\right)^{-2} = 0,033.$$

Сопротивление соединительной обечайки и раздающей камеры:

$$\Delta P_3 = \xi_{3T} \cdot \frac{h_{co} + h_k}{d_{co}} \cdot \frac{\rho_1 \cdot \omega_3^2}{2} \cdot 10^{-3},$$

где h_{co} – высота соединительной обечайки; h_k – высота камеры.

$$\Delta P_3 = 0,033 \cdot \frac{3,5 + 1,426}{1,5} \cdot \frac{657,4 \cdot 4,1^2}{2} \cdot 10^{-3} = 0,6 \text{ кПа}.$$

Скорость теплоносителя в трубках:

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

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

$$\omega_4 = \frac{G}{f_{mp} \cdot n_{TP} \cdot \rho_1} = \frac{4755,2}{9,852 \cdot 10^{-5} \cdot 17088 \cdot 657,4} = 4,3 \text{ м/с.}$$

Коэффициент трения:

$$\xi_{4T} = \left(1,74 + 2 \cdot \lg \frac{r_B \cdot n_{TP}}{\delta_{III}}\right)^{-2} \left(1,74 + 2 \cdot \lg \frac{0,0056 \cdot 17088}{0,01}\right)^{-2} = 0,011.$$

Коэффициент сопротивления входа ТН в трубки [3, п. 7.2]:

$$\xi_{4ВХ} = 0,5.$$

Коэффициент сопротивления выхода ТН из трубок [3, п. 7.2]:

$$\xi_{4ВЫХ} = 1.$$

Сопротивление в трубках:

$$\Delta P_4 = \left(\xi_{4ВХ} + \xi_{4ВЫХ} + \xi_{4T} \cdot \frac{l}{d_B}\right) \cdot \frac{\rho_{1cp} \cdot \omega_4^2}{2} \cdot 10^{-3},$$

где l – длина труб; d_B – внутренний диаметр труб.

$$\Delta P_4 = \left(0,5 + 1 + 0,011 \cdot \frac{8,33}{0,0112}\right) \cdot \frac{698,1 \cdot 4,3^2}{2} \cdot 10^{-3} = 60,6 \text{ кПа.}$$

Скорость теплоносителя в кольцевом канале на выходе ТН:

$$\omega_5 = \frac{G}{f_{KK} \cdot \rho_1},$$

где f_{KK} – площадь живого сечения кольцевого канала.

$$f_{KK} = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{BK}^2 - d_{HPO}^2) = \frac{\pi}{4} \cdot (1,26^2 - 0,9^2) = 1,131 \text{ м}^2;$$

$$\omega_5 = \frac{4755,2}{1,131 \cdot 731,5} = 5,8 \text{ м/с.}$$

Коэффициент трения:

$$\xi_{5T} = \left(1,74 + 2 \cdot \lg \frac{r_B}{\delta_{III}}\right)^{-2} \left(1,74 + 2 \cdot \lg \frac{1,2}{0,01}\right)^{-2} = 0,029.$$

Сопротивление в кольцевом канале на выходе ТН:

$$\Delta P_5 = \left(\xi_{5T} \cdot \frac{h_{PO}}{d_3}\right) \cdot \frac{\rho_2 \cdot \omega_4^2}{2} \cdot 10^{-3},$$

где h_{PO} – длина разделительной обечайки; d_3 – эквивалентный диаметр канала.

$$d_3 = d_{BK} - d_{HPO} = 1,5 - 0,9 = 0,6 \text{ м};$$

Име. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата					
Име. № подл.	Подп. и дата						
Име. № подл.							
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.693410.001 ПЗ		
						Лист	
						106	

$$\Delta P_5 = \left(0,029 \cdot \frac{4,8}{0,6}\right) \cdot \frac{731,5 \cdot 5,8^2}{2} \cdot 10^{-3} = 2,8 \text{ кПа}.$$

Коэффициент сопротивления входа в выходной патрубок [3, п. 7.2]:

$$\xi_6 = 0,5.$$

Сопротивление выходного патрубка:

$$\Delta P_6 = \xi_6 \cdot \frac{\rho_2 \cdot \omega_{1\text{ВЫХ}}^2}{2} \cdot 10^{-3} = 0,5 \cdot \frac{735,1 \cdot 8,92^2}{2} \cdot 10^{-3} = 14,6 \text{ кПа}.$$

Гидравлическое сопротивление первого контура:

$$\Delta P_I = \sum_{i=1}^6 \Delta P_i = 46,7 + 21,9 + 0,9 + 60,6 + 2,8 + 14,6 = 147,1 \text{ кПа}.$$

Гидравлическое сопротивление второго контура:

Плотность РТ на входе в парогенератор: $\rho_{\text{ПВ}} = 831,1 \text{ м}^3/\text{кг}$. Плотность РТ на выходе из парогенератора: $\rho_{\text{П}} = 36,52 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Коэффициент сопротивления выхода питательной воды [3, п. 7.2]:

$$\xi_1 = 1,3.$$

Сопротивление выхода питательной воды из входного патрубка в тороидальный коллектор:

$$\Delta P_1 = \xi_1 \cdot \frac{\rho_{\text{ПВ}} \cdot \omega_{2\text{ВХ}}^2}{2} \cdot 10^{-3} = 1,3 \cdot \frac{831,2 \cdot 4,6^2}{2} \cdot 10^{-3} = 11,4 \text{ кПа}.$$

Коэффициент сопротивления входа в трубки $\xi_{2\text{ВХ}} = 0,5$, выхода из трубок $\xi_{2\text{ВЫХ}} = 1,2$ [3, п. 7.2]. Сопротивление трубок раздачи питательной воды:

$$\begin{aligned} \Delta P_2 &= (\xi_{2\text{ВХ}} + \xi_{2\text{ВЫХ}}) \cdot \frac{\rho_{\text{ПВ}} \cdot \omega_{2\text{ВХ}}^2}{2} \cdot 10^{-3} = (0,5 + 1,2) \cdot \frac{831,2 \cdot 4,6^2}{2} \cdot 10^{-3} = \\ &= 15 \text{ кПа}. \end{aligned}$$

Сопротивление жалюзийных сепараторов: $\Delta P_3 = 9 \text{ кПа}$.

Коэффициент сопротивления выхода пара $\xi_4 = 0,5$ [3, п. 7.2]. Сопротивление выходного патрубка пара:

$$\Delta P_4 = \xi_4 \cdot \frac{\rho_{\text{П}} \cdot \omega_{2\text{ВЫХ}}^2}{2} \cdot 10^{-3} = 0,5 \cdot \frac{36,52 \cdot 45,8^2}{2} \cdot 10^{-3} = 19,2 \text{ кПа}.$$

Гидравлическое сопротивление первого контура:

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

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

$$\Delta P_{II} = \sum_{i=1}^4 \Delta P_i = 11,4 + 15 + 9 + 19,2 = 54,6 \text{ кПа .}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата				Инв. № дубл.	Взам. инв. №				Подп. и дата
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.693410.001 ПЗ					Лист
										108

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Масса основных деталей парогенератора

Плотность конструкционных материалов:

- 10X18P10T – $\rho_{10X18P10T} = 7900 \text{ кг/м}^3$;
- 22К – $\rho_{22К} = 7859 \text{ кг/м}^3$;
- 10ГН2МФА – $\rho_{10ГН2МФА} = 7800 \text{ кг/м}^3$.

Масса 1 пог. м трубы 14x1,4 равна $m_i = 0,349 \text{ кг/м}$. Масса трубного пучка:

$$M_{\text{тр}} = m_i \cdot n_{\text{тр}} \cdot l = 0,349 \cdot 17100 \cdot 8,33 = 49,7 \text{ т.}$$

Масса 1 центробежного сепаратора $m_c = 31 \text{ кг}$. Масса всех сепараторов:

$$M_c = n_c \cdot m_c = 158 \cdot 31 = 4,9 \text{ т.}$$

Изготавливая жалюзийный сепаратор из листов стали 10X18Н10Т, при ширине секции 80 мм масса 1м^2 составляет $m_{\text{жс}} = 76,5 \text{ кг/м}^2$. Масса жалюзийного сепаратора:

$$M_{\text{жс}} = F_{\text{жс}} \cdot m_{\text{жс}} = 21,56 \cdot 76,5 = 1,7 \text{ т.}$$

Обечайка корпуса выполнена из стали 22К. Масса обечайки корпуса:

$$\begin{aligned} M_{\text{обк}} &= \pi \cdot \left(\left(\frac{d_{\text{н кор}}}{2} \right)^2 - \left(\frac{d_{\text{в кор}}}{2} \right)^2 \right) \cdot h_{\text{кор}} \cdot \rho_{22К} = \\ &= \pi \cdot \left(\left(\frac{4,729}{2} \right)^2 - \left(\frac{4,318}{2} \right)^2 \right) \cdot 10,361 \cdot 7859 = 237,8 \text{ т.} \end{aligned}$$

Масса днищ корпуса:

$$\begin{aligned} M_{\text{дн}} &= \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot \left(\left(\frac{d_{\text{н дн}}}{2} \right)^2 - \left(\frac{d_{\text{в дн}}}{2} \right)^2 \right) \cdot 0,5 \cdot \rho_{22К} = \\ &= \pi \cdot \left(\left(\frac{4,638}{2} \right)^2 - \left(\frac{4,318}{2} \right)^2 \right) \cdot 0,5 \cdot 7859 = 22,8 \text{ т.} \end{aligned}$$

Масса корпуса:

$$M_k = M_{\text{обк}} + 2 \cdot M_{\text{дн}} = 237,8 + 2 \cdot 22,8 = 283,8 \text{ т.}$$

Камера ТН выполнена из стали 10ГН2МФА. Масса камеры ТН:

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

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

$$M_{к\text{тн}} = \pi \cdot \left(\left(\frac{d_{\text{нк}}}{2} \right)^2 - \left(\frac{d_{\text{вк}}}{2} \right)^2 \right) \cdot h_{\text{к}} \cdot \rho_{10\text{ГНМФА}} =$$

$$= \pi \cdot \left(\left(\frac{1,9}{2} \right)^2 - \left(\frac{1,5}{2} \right)^2 \right) \cdot 1,426 \cdot 7800 = 11,9 \text{ т.}$$

Соединительная обечайка выполнена из стали 10ГН2МФА. Масса соединительной обечайки:

$$M_{\text{CO}} = \pi \cdot \left(\left(\frac{d_{\text{HCO}}}{2} \right)^2 - \left(\frac{d_{\text{BCO}}}{2} \right)^2 \right) \cdot h_{\text{CO}} \cdot \rho_{10\text{ГНМФА}} =$$

$$= \pi \cdot \left(\left(\frac{1,64}{2} \right)^2 - \left(\frac{1,5}{2} \right)^2 \right) \cdot 2,611 \cdot 7800 = 7,03 \text{ т.}$$

Наружная обечайка выполнена из стали 10ГН2МФА. Масса наружной обечайки:

$$M_{\text{HO}} = \pi \cdot \left(\left(\frac{d_{\text{HNO}}}{2} \right)^2 - \left(\frac{d_{\text{BNO}}}{2} \right)^2 \right) \cdot h_{\text{HO}} \cdot \rho_{10\text{ГНМФА}} =$$

$$= \pi \cdot \left(\left(\frac{1,68}{2} \right)^2 - \left(\frac{1,5}{2} \right)^2 \right) \cdot 3,5 \cdot 7800 = 12,3 \text{ т.}$$

Днища коллектора выполнены из стали 10ГН2МФА. Масса днищ коллектора:

$$M_{\text{д}} = \pi \cdot \left(\left(\frac{d_{\text{нд}}}{2} \right)^2 - \left(\frac{d_{\text{вд}}}{2} \right)^2 \right) \cdot h_{\text{CO}} \cdot \rho_{10\text{ГНМФА}} =$$

$$= \pi \cdot \left(\left(\frac{1,78}{2} \right)^2 - \left(\frac{1,5}{2} \right)^2 \right) \cdot 0,35 \cdot 7800 = 1,97 \text{ т.}$$

Разделительная обечайка выполнена из стали 10X18Н10Т. Масса разделительной обечайки:

$$M_{\text{PO}} = \pi \cdot \left(\left(\frac{d_{\text{HPO}}}{2} \right)^2 - \left(\frac{d_{\text{BPO}}}{2} \right)^2 \right) \cdot h_{\text{CO}} \cdot \rho_{10\text{X18H10T}} =$$

$$= \pi \cdot \left(\left(\frac{0,9}{2} \right)^2 - \left(\frac{0,89}{2} \right)^2 \right) \cdot 4,8 \cdot 7900 = 0,53 \text{ т.}$$

Масса основных деталей коллектора:

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

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

$$M_{\text{ОСН К}} = M_{\text{К ТН}} + M_{\text{СО}} + M_{\text{НО}} + M_{\text{д}} + M_{\text{РО}} = 11,9 + 7,03 + 13,3 + 1,97 + 0,53$$

$$= 34,73 \text{ т.}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата				Инв. № дубл.	Взам. инв. №				Подп. и дата
Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат	ФЮРА.693410.001 ПЗ					Лист
										111

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Микроклимат:

Согласно общим санитарно-гигиеническим требованиям по ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны», в кабинах, на пультах и постах управления технологическими процессами, в залах вычислительной техники и других производственных помещениях при выполнении работ операторского типа, связанных с нервно-эмоциональным напряжением, должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха $22 \div 24$ °С, его относительной влажности $60 \div 40$ % и скорости движения (не более 0,1 м/с). Перечень других производственных помещений, в которых должны соблюдаться оптимальные нормы микроклимата, определяется отраслевыми документами, согласованными с органами санитарного надзора в установленном порядке.

Освещение:

Так как стекло пропускает ионизирующее излучение, а бетон, из которого делают стены, нет, окна в помещении БЩУ отсутствуют. Поэтому в БЩУ полностью искусственное освещение.

Характеристики помещения:

- длина – 25 м;
- ширина – 14,5 м;
- высота – 3 м;
- окраска стен – светлые тона;
- окраска потолка – белая;
- высота подвесных светильников над уровнем пола – 2,5 м;
- повышенного травматизма нет;
- рабочие места у стен отсутствуют.

Характеристики зрительной работы:

- минимальный размер объекта различения = 0,5 мм;
- контраст – средний;

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

- фон – средний;
- напряженная зрительная работа выполняется непрерывно (5 часов);
- расстояние, на котором находится объект от глаз рабочего составляет 0,5 м;
- источники света – люминесцентные лампы;
- напряжение в сети 220 В.

Согласно СНИП 23-05-95 данным условиям соответствует:

- характеристика зрительной работы – «средняя точность»;
- разряд работы – VI;
- подразряд – «в».

Для VI разряда работы освещенность составляет $E_{комб} = 400$ лк, из которых общая $E_{общ} = 200$ лк.

Допустимый уровень шума:

В производственных помещениях допустимый уровень шума определяется по ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум, общие требования безопасности». Согласно специфики профессии ОРО уровень шума не должен превышать 65 дБ.

Вибрация:

Нормируется согласно ГОСТ 12.1.012-2004 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» в зависимости от вида вибрации, среднегеометрических частот полос и октав.

Электромагнитные, электростатические поля и излучения:

Электромагнитное поле создается магнитными катушками отклоняющей системы, находящимися около цокольной части электроннолучевой трубки монитора. Электромагнитное поле обладает способностью биологического, специфического и теплового воздействия на организм человека. Допустимые значения:

- напряженности электрического поля в диапазоне частот 5 Гц ÷ 2000 Гц – 25 В/м, в диапазоне частот 2 кГц ÷ 400 кГц – 2,5 В/м;

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

- плотности магнитного потока в диапазоне частот 5 Гц ÷ 2000 Гц – 250 нТл, в диапазоне частот 2 кГц ÷ 400 кГц – 25 нТл;
- напряженности электростатического поля – 15 кВ/м;
- электростатического потенциала экрана видеомонитора – 500 В.

Биологическое воздействие электромагнитного поля зависит от длины волны, интенсивности, продолжительности режимов воздействия, размеров и анатомического строения органа, подвергающегося влиянию электромагнитного поля. Механизм нарушений, происходящих в организме под влиянием электромагнитного поля, обусловлен их специфическим и тепловым действием.

Специфическое воздействие электромагнитного поля обусловлено биохимическими изменениями, происходящими в клетках и тканях. Наиболее чувствительными являются центральная и сердечно-сосудистая системы.

Тепловое воздействие электромагнитного поля характеризуется повышением температуры тела, локальным избирательным нагревом тканей, органов, клеток вследствие перехода электромагнитного поля в тепловую энергию. Интенсивность нагрева зависит от скорости оттока тепла от облучаемых участков тела.

Ионизирующее излучение:

Целью создания эффективной радиационной защиты в проекте ВВЭР «АЭС-2006» является охрана здоровья персонала и населения от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности, а также ограничение радиационного воздействия на окружающую среду, не превышающего установленных в проекте соответствующих пределов.

Оптимизация проекта радиационной защиты выполняется на основе реализации рекомендаций по ограничению радиационного воздействия на персонал – принципа оптимизации. Данный принцип распространяется на оптимизацию уровней радиационного воздействия на персонал только при

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

нормальной эксплуатации атомной станции. Практическое применение принципа оптимизации в проекте связано с анализом коллективной дозы персонала при проведении планово-предупредительных работ и перегрузки топлива. При авариях на станции все технические и организационные решения по радиационной защите основаны на ограничении индивидуальных аварийных доз облучения.

Источником ионизирующего излучения на станции является:

- Активная зона реактора – источник нейтронного и гамма-излучения, а также вторичного гамма-излучения, сопровождающего радиационный захват нейтронов в материалах активной зоны, определяющие уровни ионизирующего излучения при работе реактора на мощности в помещениях за биологической защитой, где может потребоваться присутствие обслуживающего персонала, а также как источник продуктов деления, поступающих в первый контур.
- Первый контур – источник излучения N-16 и N-17, активированных продуктов коррозии и радионуклидов – продуктов деления, попадающих в теплоноситель из-за дефектных оболочек ТВЭЛов, а также вторичного гамма-излучения, сопровождающего радиационный захват нейтронов в теплоносителе первого контура.
- Второй контур – источник радиоактивных веществ при протечках теплоносителя первого контура.
- Другие системы и оборудование энергетической установки: корпус реактора и внутрикорпусные устройства – источники активационного излучения конструкционных материалов, а также вторичного гамма-излучения, сопровождающего захват нейтронов в металлоконструкциях;
- Оборудование, омываемое теплоносителем первого контура – источник излучения активированных продуктов коррозии;
- Система перегрузки, хранения и транспортирования ОЯТ – источник излучения продуктов деления, содержащихся в облученном топливе и активации конструкционных материалов.

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

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

Регламентированные уровни профессионального облучения на АЭС

С целью снижения радиационных нагрузок на персонал и население в режимах нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации, проектных авариях и запроектных авариях проводится оптимизация технических решений, принятых в проекте «АЭС-2006».

Устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б) – лица, работающие с техногенными источниками излучения (группа А) или работающие на АЭС или на территории её санитарно-защитной зоны и находящиеся в сфере воздействия техногенных источников (группа Б);
- всё население, включая лиц из персонала вне сферы и условий их производственной деятельности.

В качестве основных пределов доз при проектировании энергоблока, согласно НРБ-99/2009, принимаются пределы индивидуальных доз облучения персонала и населения, которые приведены в таблице 1.

Таблица 35 – Основные пределы доз

Нормируемые величины	Пределы доз	
	Персонал (группа А)*	Население
Эффективная доза	20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год	1 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5 мЗв в год
Эквивалентная доза за год в:		
– хрусталике глаза,	150 мЗв	15 мЗв
– коже,	500 мЗв	50 мЗв
– кистях и стопах.	500 мЗв	50 мЗв
* - Допускается одновременное облучение до указанных пределов по всем нормируемым величинам.		
** - Основные пределы доз, как и все остальные допустимые уровни воздействия персонала группы Б, равны 1/4 значений для персонала группы А.		

Оценка доз облучения персонала и населения при нормальной эксплуатации, при нарушениях нормальной эксплуатации и при авариях выполняется с учетом всех факторов, формирующих дозу облучения.

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

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

Средства снижения доз профессионального облучения

Основными средствами снижения доз профессионального облучения, используемыми в проекте, являются:

- поддержание соответствующего водно-химического режима теплоносителя первого контура (снижение скорости коррозии и эрозии материалов);
- использование фильтрующих материалов с высокой степенью очистки теплоносителя первого контура от продуктов коррозии и от продуктов деления;
- расположение оборудования и трубопроводов, содержащих радиоактивные среды среднего и высокого уровня активности, в помещениях с биологической защитой, куда доступ при работающем оборудовании запрещен;
- расположение вентильной арматуры в отдельных изолированных помещениях – вентильных камерах;
- очистка на ионообменных фильтрах от радионуклидов и химических загрязнений вод, которые повторно используются в циклах атомной станции;
- применение специальных вентиляционных систем в целях поддержания концентраций радиоактивных веществ в воздухе рабочих помещений на возможно низком уровне, не превышающем допустимый.

Пожарная безопасность:

Пожарная и взрывная безопасность – это система организационных мероприятий и технических средств, направленная на профилактику и ликвидацию пожаров и взрывов на производстве.

Пожары на производстве возникают по определенным причинам, устранение которых составляет основу всех мероприятий по пожарной безопасности. Категории помещений атомных электростанций по взрывопожарной и пожарной опасности установлены в нормах пожарной безопасности, в соответствии с которыми реакторный, аппаратный,

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

Ли	Изм.	№ докум.	Подп.	Дат

монтажный залы принадлежат к категории Д [НПБ 105-03]. Основные причины возникновения пожара:

- нарушение порядка хранения пожароопасных материалов;
- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования, эксплуатация его в неисправном состоянии;

Система предотвращения пожаров

Целью создания систем предотвращения пожаров является исключение условий возникновения пожаров, что достигается предотвращением условий образования горючей среды или источников зажигания. Предотвращение образования горючих сред.

Исключение условий образования горючей среды может обеспечиваться одним или несколькими из следующих способов:

- применение негорючих веществ и материалов;
- ограничение массы или объема горючих веществ и материалов;
- использование наиболее безопасных способов размещения горючих веществ и материалов;
- изоляция горючей среды от источников зажигания (применение изолированных отсеков, камер, кабин).

Системы противопожарной защиты

Целью создания систем противопожарной защиты является защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара. Способы защиты людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара могут быть следующими:

- применение объемно-планировочных решений и средств, которые ограничивают распространение процесса горения за пределы очага;
- устройство эвакуационных путей;
- устройство систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре.

Электробезопасность:

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

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

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Опасность электрического тока в отличие от прочих опасностей усугубляется тем, что человек не в состоянии без специальных приборов обнаружить напряжение дистанционно, как, например, движущиеся части, раскаленные объекты, открытые люки, не огражденные площадки, находящиеся на высоте, и т.п. Опасность обнаруживается слишком поздно – когда человек уже поражен.

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов установлены для путей тока от одной руки к другой и от руки к ногам. Напряжение прикосновения в токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений указанных в таблице 33.

Таблица 36 – Напряжение и ток протекающий через тело человека при нормальном режиме работы электроустановки

Род тока	U, В	I, mA
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

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

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