

федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования

НИ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Инженерная школа энергетики

Специальность: **14.05.02 АЭС: проектирование, эксплуатация и инжиниринг**

НОЦ им. И.Н. Бутакова

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

**Анализ работы и проблемы эксплуатации подогревателей низкого давления
на КуАЭС.**

УДК 621.039.577:621.184.4

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5021	Плотников В.А.		__.__.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Уч. ст, зв.	Подпись	Дата
Проф. НОЦ им. И.Н. Бутакова	Коротких А.Г.	д-р физ.- мат. наук, доц.		__.__.201

КОНСУЛЬТАНТЫ:

- по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Уч. ст, зв.	Подпись	Дата
ст. п. ОСГН ШБИП	Потехина Н.В.	-		__.__.2018

- по разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Уч. ст, зв.	Подпись	Дата
доцент ОКД ИШНКБ	Амелькович Ю.А.	к. т. н., доц.		__.__.2018

- по разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Уч. ст, зв.	Подпись	Дата
ст. п. НОЦ им. И.Н. Бутакова	Атрошенко Ю.К.	к. т. н., доц.		__.__.2018

- нормоконтроль

Должность	ФИО	Уч. ст, зв.	Подпись	Дата
ст. п. НОЦ им. И.Н. Бутакова	Вагнер М.А	-		__.__.2018

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Руководитель ООП	ФИО	Уч. ст, зв.	Подпись	Дата
доц. НОЦ им. И.Н. Бутакова	Воробьев А.В.	к. т. н., доц.		__.__.2018

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы 14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг, специализация подготовки «Проектирование и эксплуатация атомных станций»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, критериев и\или заинтересованных сторон
Универсальные компетенции:		
Р1	Использовать методологические основы современной картины мира для научного познания и творчества, выявлять естественнонаучную сущность проблем, возникающих в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ОК-1, ПК-10), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р2	Анализировать социально-значимые процессы и явления, экономические проблемы и общественные процессы, ответственно участвовать в общественно-политической жизни, применять методы социального взаимодействия на основе принятых моральных и правовых норм	Требования ФГОС (ОК-2, 5, 9), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р3	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке, разрабатывать документацию, презентовать и публично защищать результаты, владеть методами пропаганды научных достижений	Требования ФГОС (ОК-3 – 5), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Р4	Использовать системный подход в профессиональной деятельности, ставить цели и выбирать пути их достижения, обобщать, анализировать, критически осмысливать, систематизировать	Требования ФГОС (ОК-6, ПК-1), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р5	Осознавать необходимость и демонстрировать <i>способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни</i> , непрерывному самосовершенствованию, развитию социальных и профессиональных компетенций, использовать полученные знания для обучения и воспитания новых кадров	Требования ФГОС (ОК-7 ПК-3), Критерий 5 АИОР (п. 2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р6	К достижению должного уровня физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности и должного уровня безопасности жизнедеятельности, в том числе, защиты персонала и населения от последствий аварий, катастроф, стихийных бедствий	Требования ФГОС (ОК-8; ОПК-1, ПК-7, 19), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе, многонациональном, принимать ответственность за свои решения, в том числе, нестандартные, управлять коллективом, находить организационно-управленческие решения в нестандартных ситуациях	Требования ФГОС (ОК-10, 13, 14, ПК-3), Критерий 5 АИОР (пп.2.3, 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

P8	Использовать информационные технологии для работы с информацией, управления ею и создания новой информации; работать с информацией в глобальных компьютерных сетях, осознавать и соблюдать основные требования информационной безопасности	Требования ФГОС (ОК-12, ПК-2, 6, 13, 26, ПСК-1.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Профессиональные компетенции		
P9	Понимать значимость своей специальности, стремиться к ответственному отношению к своей трудовой деятельности, демонстрировать особые компетенции, связанные с уникальностью задач, объектов в области проектирования и эксплуатации АС	Требования ФГОС (ПК-4), Критерий 5 АИОР (п. 1.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	Использовать глубокие математические, естественнонаучные знания в профессиональной деятельности с применением математического моделирования объектов и процессов в области проектирования и эксплуатации АС	Требования ФГОС (ОК-1, ПК-9 – 11), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	Проводить <i>инновационные</i> научные исследования систем и оборудования атомных электрических станций и ядерных энергетических установок, участвовать во внедрении результатов исследований	Требования ФГОС (ОПК-2, ПК-5, 9, 14, 15, 16), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

P12	<p>Анализировать и использовать научно-техническую информацию, формулировать цели проекта, ставить и решать инновационные задачи <i>комплексного</i> инженерного анализа в области проектирования и эксплуатации АС</p>	<p>Требования ФГОС (ПК-12; 17, 20), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i></p>
P13	<p>Выбирать, создавать и использовать оборудование атомных электрических станций и ядерных энергетических установок, средства измерения теплофизических параметров и автоматизированного управления, защиты и контроля технологических процессов</p>	<p>Требования ФГОС (ОПК-3, ПК-18), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i></p>
P14	<p>Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок систем и оборудования АС и ядерных энергетических установок, готовить исходные данные для выбора и обоснования научно-технических и организационных решений, выполнять <i>инновационные</i> инженерные проекты с применением <i>базовых</i> и специальных знаний, современных методов проектирования для достижения оптимальных результатов с учетом принципов и средств обеспечения ядерной и радиационной безопасности</p>	<p>Требования ФГОС (ПК-20, 21, 23 – 25, ПСК-1.5, 1.6, 1.8, 1.10), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i></p>

P15	Разрабатывать проектную и рабочую техническую документацию, оформлять законченные проектно-конструкторские работы в области проектирования АС	Требования ФГОС (ПК-22), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P16	Анализировать нейтронно-физические, технологические процессы и алгоритмы контроля, диагностики, управления и защиты, проводить нейтронно-физические, теплогидравлические и прочностные расчеты оборудования АС и его элементов в стационарных и нестационарных режимах работы	Требования ФГОС (ПК-27, 28, ПСК-1.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P17	Делать оценку ядерной и радиационной безопасности при эксплуатации ядерных энергетических установок, а также при обращении с ядерным топливом и другими отходами	Требования ФГОС (ПК-29), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P18	Применять основы обеспечения оптимальных режимов работы ядерного реактора, тепломеханического оборудования и энергоблока АС в целом при пуске, останове, работе на мощности и переходе с одного уровня мощности на другой с соблюдением требований безопасности, выполнять типовые операции по управлению реактором и энергоблоком на функционально-аналитическом тренажере	Требования ФГОС (ПК-28, 10, 11, ПСК-1.14, 1.15), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

P19	Анализировать технологии монтажа, ремонта и демонтажа оборудования АС применительно к условиям сооружения, эксплуатации и снятия с эксплуатации энергоблоков АС	Требования ФГОС (ПК-13,14), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P20	Осуществлять и анализировать технологическую деятельность как объект управления, организовывать рабочие места, обеспечивать их техническое оснащение, размещать технологическое оборудование, контролировать соблюдение технологической дисциплины и обслуживать технологическое оборудование, исследовать причины его неисправностей, принимать меры по их устранению	Требования ФГОС (ПСК-1.9), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P21	Составлять техническую документацию и организовывать экспертизу технической документации, составлять установленную отчетность по утвержденным формам, управлять малыми коллективами исполнителей, планировать работу персонала и фонды оплаты труда	Требования ФГОС (ПСК-1.9), Критерий 5 АИОР (пп. 2.2, 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P22	Выполнять работы по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов ядерных энергетических установок, проводить анализ производственных затрат на обеспечение необходимого качества продукции	Требования ФГОС (ПСК-1.11), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

P23	Составлять и использовать тепловые схемы и математические модели процессов и аппаратов ядерно-энергетических и тепломеханических установок различных типов АС, готовить исходные данные для расчета тепловых схем	Требования ФГОС (ПСК-1.1, 1.3, 1.7), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P24	Проводить физические эксперименты на этапах физического и энергетического пуска энергоблока с целью определения нейтронно-физических параметров реакторной установки и АС в целом	Требования ФГОС (ПСК-1.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P25	Применять на практике принципы организации эксплуатации современного оборудования и приборов АС, понимать принципиальные особенности стационарных и переходных режимов реакторных установок и энергоблоков и причины накладываемых ограничений при нормальной эксплуатации, при её нарушениях, при ремонте и перегрузках	Требования ФГОС (ПК-8, ПСК-1.12, 1.13), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«Национальный исследовательский Томский политехнический
университет»**

Подразделение: **«Инженерная школа энергетики» (ИШЭ).**

Кафедра: **«Атомные и тепловые электростанции» (АТЭС).**

Направление подготовки (специальность): **«14.05.02 Атомные электростанции:
проектирование, эксплуатация и инжиниринг».**

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. Кафедрой АТЭС ЭНИН

А.С. Матвеев

(подпись)

(дата)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	Фамилия, имя, отчество
5021	Плотникову Василию Александровичу

Тема работы:

**Анализ работы и проблем эксплуатации подогревателей низкого давления на
КуАЭС**

Утверждена приказом директора (дата, №)

30.11.2017, №9468/С

Срок сдачи студентом выполненной работы

15.02.2018

Техническое задание

Исходные данные к работе	<p>Объект для анализа – подогреватель низкого давления установки регенерации теплоты паротурбинной установки К-500-65\3000.</p> <p>Режим работы: непрерывный.</p> <p>Исходные данные для расчета: приведены в [1, 2, 3].</p> <p>Прототип: подогреватель ПН-1800-42-8.</p> <p>Источник тепла: ядерный реактор РБМК-1000.</p> <p>Климатические условия: г. Курск.</p>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов.	<ol style="list-style-type: none">1. Представить схему включения, описание и принцип работы регенеративной установки, а также, технические характеристики подогревателей низкого давления ПН-1800-42-8 Курской АЭС.2. Сформулировать цели, задачи проектирования.3. Провести анализ методов повышения интенсивности теплообмена и сформулировать предложения по повышению эффективности использования регенеративной установки. Провести расчет подогревателя низкого давления. Определить коэффициенты теплопередачи для существующего и модернизированного вариантов построения теплообменника. Определить геометрические размеры подогревателя старой (при необходимости) и новой конструкции. Представить ПНД на сборочном чертеже.4. Разработать и составить функциональную схему автоматизированной системы управления регенеративной установкой. Представить функциональную схему системы регенерации теплоты на чертеже.5. Определить затраты на модернизацию ПНД, определить, как модернизация повлияет на экономические показатели электростанции.6. Проанализировать рабочие места в турбинном цехе на предмет выявления основных опасностей и вредностей, оценить их воздействие на персонал и природную среду.

7. Сформулировать основные выводы работы

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)

Введение	Коротких А.Г , профессор научно-образовательного центра им. И.Н. Бутакова, доктор физико-математических наук.
1. Схема включения, принцип работы и анализ проблем эксплуатации системы регенерации тепла.	Коротких А.Г , профессор научно-образовательного центра им. И.Н. Бутакова, доктор физико-математических наук.
2. Расчет подогревателя низкого давления	Коротких А.Г , профессор научно-образовательного центра им. И.Н. Бутакова, доктор физико-математических наук.
3. Автоматизация	Атрошенко Ю.К , старший преподаватель научно-образовательного центра им. И.Н. Бутакова, кандидат технических наук.
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Потехина Н.В , старший преподаватель отделения социально-гуманитарных наук.
5. Социальная ответственность.	Амелькович Ю.А , доцент отделения контроля и диагностики, кандидат технических наук.
Заключение	Коротких А.Г , профессор научно-образовательного центра им. И.Н. Бутакова, доктор физико-математических наук.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:

Введение
1. Схема включения, принцип работы и анализ проблем эксплуатации системы регенерации тепла.
2. Расчет подогревателя низкого давления
3. Автоматизация
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.
5. Социальная ответственность.
Заключение
Список литературы

Перечень графического материала	<p>А) Принципиальная тепловая схема паротурбинной установки;</p> <p>Б) Сборочный чертеж подогревателя низкого давления одной из четырех модификаций;</p> <p>В) Спецификация к сборочному чертежу подогревателя;</p> <p>Г) Таблица основных результатов расчета подогревателя;</p> <p>Д) Функциональная схема автоматизированной системы управления регенеративной установкой;</p> <p>Е) Спецификация оборудования к функциональной схеме автоматизированной системы управления регенеративной установкой.</p>
--	---

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.09.2017
---	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры АТЭС	Коротких А.Г.	Д-р физ.-мат. наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5021	Плотников В.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту

Группа	Фамилия, имя, отчество		
5021	Плотникову Василию Александровичу		
Подразделение	Уровень образования	Кафедра	Направление (специальность)
ЭНИН	Специалист	АТЭС	14.05.02 «АЭС: проектирование, эксплуатация и инжиниринг»

Исходные данные	
<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость стали 120 руб./кг. Зарплата обслуживающего персонала 25 тыс.р. Оклад инженера 11 тыс.р. Оклад руководителя 37 тыс.р.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизации 3,5 % Накладные расходы 16%.</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 31,7</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Расчет затрат на проектирование</i>
<i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчет затрат на модернизацию подогревателя</i>
<i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчет годовых издержек на эксплуатацию подогревателя</i>
<i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	
<i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	<i>Расчет экономического эффекта от модернизации</i>

Дата выдачи задания по линейному графику	10.10.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. п. каф. менеджмента	Потехина Н.В.	-		10.10.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5021	Плотников В.А.		10.10.2017

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«Социальная ответственность»**

Студенту

Группа	Фамилия, имя, отчество		
5021	Плотникову Василию Александровичу		
Подразделение	Уровень образования	Кафедра	Направление (специальность)
ЭНИН	Специалист	АТЭС	14.05.02 «АЭС: проектирование, эксплуатация и инжиниринг»

Исходные данные	
Описание рабочего места	- рабочее место проектировщика: комната, стул, стол, персональная электронно-вычислительная машина (лэптоп).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию и проектированию	
1) Профессиональная социальная безопасность (анализ вредных и опасных факторов, воздействующих на проектировщика во время работы);	
2) Экологическая безопасность (обзор факторов, влияющих на экологическую безопасность и защита от этих факторов);	
3) Безопасность в чрезвычайной ситуации, наиболее вероятной при работе проектировщика - пожара (обзор возможных источников пожара и предотвращение их появления, обзор способов обеспечения пожарной безопасности);	
4) Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности (обзор специальных правовых норм ТК РФ, рекомендации по организационным мероприятиям при компоновке рабочей зоны).	

Дата выдачи задания по линейному графику	10.10.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Уч. ст., зв.	Подпись	Дата
Доц. каф. ЭБЖ	Амелькович Ю.А.	к. т. н.		10.10.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5021	Плотников В.А.		10.10.2017

РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа состоит из 150 страниц (включая приложение), 21 иллюстраций, 28 таблиц, 47 использованных источников.

Ключевые слова: анализ проблем эксплуатации; подогреватель низкого давления; интенсификация теплообмена; затраты на модернизацию; условия работы проектировщика; автоматизированная система управления.

Объект исследования: Курская АЭС, которая имеет реакторную установку типа РБМК-1000; на ней используются две паротурбинные установки (ПТУ) К-500-65\3000. В состав этой ПТУ входят четыре ПНД типа ПН-1800-42-8 разных модификаций, таких как ПН-1800-42-8 IA, ПН-1800-42-8 IIA, ПН-1800-42-8 IIIA и ПН-1800-42-8 IVA. Работают они при давлении до 0,6 МПа и при температуре рабочего тела до 160⁰С. Далее будет проведен анализ работы и проблем эксплуатации подогревателей низкого давления Курской АЭС. Также, будет рассмотрен вариант модернизации конструкции ПНД с теплотехнической и конструкционной, экономической и социальной точек зрения.

Цель работы – рассмотреть существующие конструкции ПНД, рассчитать оптимальный с теплотехнической точки зрения вариант модернизации подогревателя.

В результате исследования было установлено, что при применении интенсификации теплообмена в виде установки теплообменных трубок с поперечной накаткой подогреватель получается на один метр короче, а затраты на перекачивание основного конденсата через подогреватели не изменяются. Такая модернизация является затратной для электростанции, если она займется финансированием научно-исследовательской деятельности. Установлены наиболее комфортные условия работы для того, кто займется разработкой модернизированной модели подогревателя. Построена система автоматизированного управления установкой для регенеративного подогрева питательной воды, в которую входит рассматриваемый подогреватель.

					<i>ФЮРА.311351.001 ПЗ</i>			
<i>Изм</i>	<i>Код</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Плотников В.А.</i>			<i>Подогреватель низкого давления ПН-1800-42-8</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Проб.</i>		<i>Коротких А.Г.</i>				4	15	150
<i>Н. контр.</i>					<i>ПТУ ИШЭ АТЭС зр. 5021</i>			
<i>Утв.</i>								

ОГЛАВЛЕНИЕ

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ, ИНДЕКСЫ И СОКРАЩЕНИЯ.....	18
ВВЕДЕНИЕ	24
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	26
1 СХЕМА ВКЛЮЧЕНИЯ, ПРИНЦИП РАБОТЫ И АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ РЕГЕНЕРАЦИИ ТЕПЛА.....	27
1.1 Тепловая схема ПТУ Курской АЭС	27
1.2 Схема включения регенеративной установки.....	28
1.3 Анализ проблем эксплуатации системы регенерации тепла	33
2 РАСЧЕТ ПОДОГРЕВАТЕЛЯ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ.....	52
2.1 Исходные данные	52
2.2 Расчет коэффициентов теплоотдачи для исходного ПНД.....	53
2.3 Выбор пути интенсификации теплообмена.....	56
2.4 Расчет теплообменника	60
2.5 Основные геометрические размеры ПНД.....	66
2.6 Определение массы подогревателя	69
2.7 Выбор опор-стоек для вертикального ПНД	71
2.8 Выводы по главе 2:.....	72
3 АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	74
3.1 Описание объекта автоматизации и автоматизированной системы управления	74
3.2 Подбор технических средств автоматизации (ТСА).....	75
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	81
4.1 Расчет затрат на модернизацию подогревателя	81
4.2 Определение влияния модернизации подогревателя на экономические показатели электростанции	83
4.3 Выводы по главе 3:.....	86

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		16

5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	87
	Введение	87
5.1	Профессиональная социальная безопасность	87
5.2	Экологическая безопасность.....	99
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	103
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	105
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	108
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	110
	ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное)	114

Таблицы и графические материалы:

ФЮРА.311351.000 Плотников В.А, Коротких А.Г. Таблица основных результатов расчета ПНД. НИ ТПУ, ИШЭ, АТЭС, группа 5021. Томск 2018.

ФЮРА.421000.000 С01. Плотников В.А, Атрошенко Ю.К. Спецификация приборов и средств автоматизации к функциональной схеме. НИ ТПУ, ИШЭ, АТЭС, группа 5021. Томск 2018.

ФЮРА.311351.000. Плотников В.А, Коротких А.Г. Спецификация к подогревателю низкого давления ПН-1800-42-8 IVA. НИ ТПУ, ИШЭ, АТЭС, группа 5021. Томск 2018.

ФЮРА.311351.000 СБ. Плотников В.А, Коротких А.Г. Подогреватель низкого давления ПН-1800-42-8 IVA: чертеж сборочный. НИ ТПУ, ИШЭ, АТЭС, группа 5021. Томск 2018.

ФЮРА.421000.000 С2. Плотников В.А, Атрошенко Ю.К. Система регенеративного подогрева питательной воды. Система автоматизированного контроля уровня воды в ПНД, давления и температуры питательной воды: схема функциональная. НИ ТПУ, ИШЭ, АТЭС, группа 5021. Томск 2018.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ, ИНДЕКСЫ И СОКРАЩЕНИЯ

Условные обозначения

A – суммарная площадь сечения крепления фланцев (шпилек или болтов);

C – случайный коэффициент;

D – диаметр, м;

E – энергетический коэффициент акад. Кирпичева; модуль Юнга, МПа;

F – площадь, м²;

G – расход, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$;

H – геометрическая высота, м

HB – твердость по Бринеллю;

HRC – твердость по Роквеллу, шкала С;

KCU – ударная вязкость образца с концентратором напряжений U-типа, Дж\см²;

K – коэффициент;

L – линейный размер, мм;

N – мощность, затрачиваемая на перекачивание теплоносителя, Вт;

M – момент, Н^х мм; масса, кг;

P – нагрузка, Н; цена, руб;

Q – тепловая мощность аппарата, Вт; равнодействующая нагрузка, Н;

R – радиус, м; усилие, необходимое для смятия прокладки при работе, Н;

S – толщина, мм;

T – период времени, с;

V – объем, м³;

b – плечо усилий в болтах (шпильках), мм;

c – запас по толщине стенки, мм;

d – диаметр, м;

e – плечо усилия от действия давления внутри фланца, мм;

f – коэффициент;

h – энтальпия, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}}$; высота выступа интенсификатора теплообмена, мм; толщина

тарелок фланцев в наименьшем сечении, мм;

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		18

k – коэффициент теплопередачи, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \times \text{К}}$;

l – толщина (высота) конической втулки фланцевого соединения;

m – прокладочный коэффициент;

n – количество, шт;

p – давление рабочего тела, МПа;

q – плотность теплового потока, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$; давление обжатия прокладки, МПа;

$[q]$ – предельно допускаемое давление обжатия прокладки, МПа;

r – удельная теплота парообразования, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}}$;

s – толщина, мм;

t – температура, $^{\circ}\text{С}$; шаг между выступами интенсификатора теплообмена, мм;

w – скорость потока, м\с;

y – жесткость материалов фланцевого соединения, мм\Н;

ΔP – перепад давления, Па;

$\overline{\Delta P}$ – безразмерный коэффициент изменения перепада давления;

$\overline{\Delta t}$ – среднелогарифмический температурный напор, $^{\circ}\text{С}$;

Θ – угол поворота фланца при его нагружении, рад.

α – коэффициент теплоотдачи, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \times \text{К}}$; коэффициент линейного температурного расширения, $^{\circ}\text{С}$; коэффициент жесткости фланцевого соединения при нагружении внутренним давлением;

β – коэффициент, зависящий от соотношения размеров фланцев;

γ – жесткость фланца, Н\мм;

δ – относительная длина\удлинение;

ζ – коэффициент;

λ – коэффициент теплопроводности, $\frac{\text{Вт}}{\text{м} \times \text{К}}$; случайный коэффициент;

μ – динамическая вязкость теплоносителя, Па\с;

ν – кинематическая вязкость теплоносителя, $\frac{\text{м}^2}{\text{с}}$;

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		19

ξ – безразмерный коэффициент трения; коэффициент увеличения допускаемых напряжений при затяжке;

ρ – плотность, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$[\sigma]$ – предельно допускаемое механическое напряжение, МПа;

σ – механическое напряжение, МПа;

φ – коэффициент прочности сварного шва;

ψ – относительное сужение.

Индексы

0 – относится к теплообменной поверхности, выполненной из гладких трубок; к толщине втулки приварного встык фланца; относится к параметру длины обечайки;

0,2 – относится к пределу текучести материала;

0, 1 – относится к меньшему и большему по площади сечениям конусной втулки приварного напрямую фланцевого соединения соответственно;

1, 2, ф1, ф2 – относится к верхнему и нижнему фланцу соответственно;

4, 5, 10 – относятся к относительному удлинению после разрыва;

20 – относится к свойствам материала, температурой 20°C;

* – относится к интенсифицированной поверхности теплообмена;

' – относится к величине, кратной среднелогарифмическому температурному напору;

+ – относится к универсальной высоте выступов интенсификатора теплообмена;

а – относится к активной части поверхности теплообмена;

б – относится к болту или шпильке;

б.о – относится к расстоянию между болтами (шпильками);

в – относится к пределу прочности при разрыве;

внеш. – относится ко внешней поверхности или среде;

внутр. – относится ко внутренней поверхности или среде;

вода – относится к водяной камере или к свойствам водного теплоносителя;

вх. – относится ко входу в аппарат;

вых. – относится к выходу из аппарата;

гол – относится к плавающей головке подогревателя;

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		20

д – относится к равнодействующей нагрузке от давления;

к – относится к пленке конденсата, стекающего с поверхности теплообмена подогревателя;

кожух – относится к кожуху ПНД;

м – относится к местным сопротивлениям; к условиям монтажа подогревателя;

м.м – относится к меридиональным мембранным напряжениям во втулке фланца;

м.о – относится к окружным мембранным напряжениям во втулке фланца;

н – относится к номинальной величине;

н.ф. – относится к наружному размеру тарелки фланца;

обж – относится к давлению обжатия прокладки;

ок – относится к сроку окупаемости;

п – относится к прокладке;

пар – относится к паровому кожуху или к теплоносителю (непосредственно пару);

пов – относится к поверхности теплоизоляции;

р – относится к расчетной (не реальной) величине; относится к условиям работы подогревателя;

с.п – относится к середине прокладки;

т – относится к трению в каналах;

тр. – относится к трубкам теплообменной поверхности;

ф – относится к фланцу;

ход – относится к числу ходов воды в подогревателе;

э – относится к эквивалентной геометрической величине, используемой для расчета теплогидравлических характеристик потока;

f – относится к жидкости, средняя температура жидкости;

r – относится к радиальному направлению;

s – относится к насыщенному пару в подогревателе;

t – относится к равнодействующей нагрузке, вызванной температурными напряжениями;

w – относится к теплообменной поверхности;

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		21

x – относится к аксиальному направлению;

Критерии подобия:

$Nu = \frac{\alpha \cdot d}{\lambda}$ – число Нуссельта, по сути это мера отношения линейного размера к

толщине теплового пограничного слоя;

$Re = \frac{w \cdot d}{\nu}$ – число Рейнольдса, по сути это мера отношения сил инерции к силам

трения;

$Pr = \frac{\nu}{a}$ – число Прандтля, по сути это мера подобия температурных и скоростных

полей.

Сокращения

АСР – автоматизированная система регулирования;

АЭС – атомная электростанция;

БПТС – блок подпитки теплосети;

БЩУ – блочный щит управления;

ВДУ – временно-допустимый уровень;

ВИУТ – ведущий инженер управления турбиной;

ВНД – внутренняя форма доходности;

ВО – воздухоохладитель;

ГО – газоохладитель;

Д – деаэратор;

ДП – дополнительная погрешность на отклонение температуры окружающей среды;

ДУ – условный диаметр;

И – испаритель;

ИД – индекс доходности;

ИНП – измерительный нормирующий преобразователь;

КН – конденсатный насос;

КО – конденсатоочистка;

КОС – клапан обратный соленоидный;

КП – зона конденсации насыщенного пара;

МЩТ – местный щит турбины;

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		22

НГО – насос газоохладителя;

НИОКР – научно-исследовательские работы и опытно-конструкторские разработки;

НПК – насос промежуточного контура;

НС – насос сетевой;

ОГЦ – контур охлаждения генератора циркуляционный;

ОД – зона охлаждения дренажа конденсата насыщенного пара;

ОДП – охладитель дренажа подогревателей;

ОДС – охладитель дренажа сепаратора;

ОП – зона охладителя перегретого пара;

ОРГРЭС – всесоюзная контора по организации и рационализации районных электростанций и сетей;

ОЭ – основной эжектор;

ПДОПП – предел допускаемой основной приведенной погрешности;

ПНД – подогреватель низкого давления;

ПП – пароперегреватель;

ПС (или ПСВ) – подогреватель сетевой воды;

ПСМ – промышленно-строительные материалы;

ПТУ – паротурбинная установка;

ПЭВМ – персональная электронно-вычислительная машина;

ПЭН – питательный электронасос;

РБ – расширительный бак;

РУК – регулятор уровня конденсата;

СПП – сепаратор-пароперегреватель;

ТПС – термопреобразователи сопротивления;

ТСА – технические средства автоматизации;

ЦВД – цилиндр высокого давления;

ЦНД – цилиндр низкого давления;

ЭМИ – электромагнитное излучение;

ЭМС – электромагнитная совместимость;

ЭУ – эжектор лабиринтовых уплотнений турбины.

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		23

ВВЕДЕНИЕ

Подогреватели низкого давления (ПНД) модели ПН-1800-42-8 всех четырех модификаций используются в составе системы регенеративного подогрева основного конденсата паротурбинной установки (ПТУ) К-500-65\3000, предназначенной для работы в составе реакторной установки РБМК-1000.

ПН-1800-42-8 всех модификаций являются поверхностными подогревателями, температурные напряжения внутри которых компенсируются перемещением плавающей головки. Греющий пар для этого подогревателя подается из отбора паровой турбины в специальную обечайку, приваренную к паровому кожуху. В этом паровом кожухе просверлены отверстия, через которые пар проникает внутрь зоны конденсации. При этом, пар огибает поперечные перегородки, скрещивающиеся с теплообменной поверхностью. На теплообменной поверхности пар конденсируется, и теплота конденсации передается к нагреваемому потоку основного конденсата. В результате отборов пара из турбины и подогрева основного конденсата за счет теплоты его конденсации уменьшается потеря тепла во внешнюю среду через конденсатор турбины и повышается экономичность паротурбинной установки.

При эксплуатации ПНД известны следующие проблемы:

- возможность заброса конденсата из подогревателя в проточную часть турбины;
- необходимость непрерывного отвода влаги из проточной части турбины, что накладывает определенные ограничения на возможность работы ПТУ в случае отказа подогревателя;
- радиоактивность рабочего пара, что накладывает ограничения на обслуживающий персонал и средства автоматизации;
- необходимость отвода парогазовой смеси из подогревателей непосредственно в конденсатор чтобы исключить накопление гремучей смеси в объеме ПНД, что несколько снижает экономичность ПТУ;
- возможность вибрационного износа теплообменных трубок ПНД;
- возможность вибрационной усталости вальцовки теплообменных трубок;

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		24

- постепенная эрозия разделительной перегородки, разделяющая ходы водяного теплоносителя в водяной камере ПНД, в результате чего уменьшается недогрев основного конденсата до температуры насыщения греющего пара

Цель работы – рассмотреть существующие конструкции ПНД и рассчитать вариант модернизации подогревателя.

Задачи:

1) Проанализировать рабочее место проектировщика на предмет выявления основных опасностей и вредностей, оценить их воздействие на персонал и природную среду.

2) Представить схему включения, описание и принцип работы регенеративной установки, а также, технические характеристики подогревателей низкого давления ПН-1800-42-8 Курской АЭС.

3) Провести анализ методов повышения интенсивности теплообмена и сформулировать предложения по повышению эффективности использования регенеративной установки. Провести расчет подогревателя низкого давления. Определить коэффициенты теплопередачи для существующего и модернизированного вариантов построения теплообменника. Определить геометрические размеры подогревателя старой (при необходимости) и новой конструкции. Представить ПНД на сборочном чертеже.

4) Разработать и составить функциональную схему автоматизированной системы управления регенеративной установкой. Представить функциональную схему системы регенерации теплоты на чертеже.

5) Определить затраты на модернизацию ПНД, определить, как модернизация повлияет на экономические показатели электростанции.

6) Сформулировать основные выводы выпускной квалификационной работы.

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		25

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

С самого начала работы был рассмотрен веб-сайт Курской АЭС с целью узнать состав АЭС. Далее был рассмотрен атлас [2] чтобы понять, что из себя представляют ПН-1800-42-8 всех модификаций. Далее был рассмотрен закрытый от общего доступа источник [3] чтобы понять, как и при каких параметрах рабочего тела работает установка для регенеративного подогрева питательной воды. Далее были рассмотрены источники [4, 5] с целью узнать, какие проблемы эксплуатации существуют у подогревателей низкого давления в общем случае. Далее были рассмотрены источники, предназначенные для расчета теплообменников [6, 7, 9] и теплофизических свойств воды и её пара [8]. Для оценки потенциала модернизации и выбора наиболее оптимального её варианта был выбран источник [10]. Для расчета коэффициента теплопередачи модернизированной поверхности были использованы источники [10, 11]. Для доводки некоторых вопросов по выбору материалов для изготовления теплообменников были использованы источники [13] и [14]. Далее были использованы источники для расчета основных геометрических размеров подогревателя, такие как [15, 16, 44, 45, 46, 47]. Для проектирования автоматизированной системы управления системой регенеративного подогрева основного конденсата было использовано пособие по проектированию [17] и оборудование [18, 19, 20, 21, 22]. Для оценки экономической эффективности было использовано пособие [23]. Ради оценки требований к рабочему месту проектировщика были использованы нормативные документы [24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33]. Для визуального представления электромагнитной загрязненности рабочего помещения был использован источник [34]. С целью оценки электрической безопасности оборудования и помещения были использованы источники [35, 36]. Для оценки воздействия жизненного цикла оборудования проектировщика на экологию были использованы источники [37, 38, 39, 40, 41]. Для оценки наиболее вероятных чрезвычайных ситуаций был использован источник [42]. Для установления правовых основ безопасности был использован трудовой Кодекс Российской Федерации [43].

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		26

1 СХЕМА ВКЛЮЧЕНИЯ, ПРИНЦИП РАБОТЫ И АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ РЕГЕНЕРАЦИИ ТЕПЛА.

1.1 Тепловая схема ПТУ Курской АЭС

Курская АЭС состоит из четырех энергоблоков РБМК-1000 [1].

Принципиальная тепловая схема ПТУ одного такого энергоблока приведена на рис. 1.

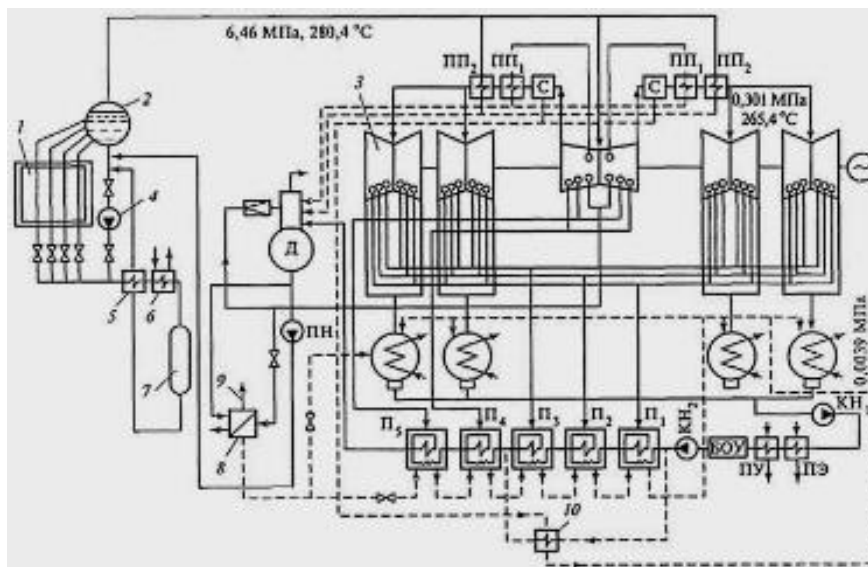


Рисунок 1 – Принципиальная тепловая схема ПТУ К-500-65\3000 [2].

Нас интересует подогреватель низкого давления ПН-1800-42-8 (рис. 2). Но в ПТУ К-500-65\3000 существуют четыре разные модификации этих подогревателей, поэтому разберемся, в чем разница между ними.

Таблица 1 – Техническая характеристика подогревателей ПН-1800-42-8 [2]

Параметры	ПН-1800-42-8-IA	ПН-1800-42-8-IIA	ПН-1800-42-8-IIIA	ПН-1800-42-8-IVA
Полная площадь зоны поверхности теплообмена (только зона КП), м ²	1800	1800	1800	1800
Рабочее давление, МПа (кгс\см ²)				
воды в трубной системе	4,2 (42)	4,2 (42)	4,2 (42)	4,2 (42)
пара в корпусе	0,8 (8)	0,8 (8)	0,8 (8)	0,8 (8)
Рабочая температура, °С				
воды в трубной системе	65,9	86,7	106,8	133,5
пара в корпусе	85,3	105,8	135,5	157,7
Максимальная температура пара, °С	170	195	170	170
Расчетный тепловой поток, МВт (ккал\ч)	45,1 (38,8)	48,0 (41,3)	76,2 (65,5)	66,0 (56,8)
Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе воды, кПа (м. вод. ст)	58 (5,9)	59 (6,0)	59 (6,0)	60 (6,1)
Номинальный расход воды, т\ч	2520	2520	2520	2520

Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата
-----	-----	----------	-------	------

ФЮРА.311351.001 ПЗ

Лист

27

Продолжение таблицы 1:

Параметры	ПН-1800-42-8-IA	ПН-1800-42-8-IIA	ПН-1800-42-8-IIIA	ПН-1800-42-8-IVA
Габаритные размеры, мм				
высота	9430	9430	9430	9430
диаметр корпуса	2632	2632	2632	2632
Размеры теплообменной трубки, мм				
диаметр	16	16	16	16
толщина стенки	1	1	1	1
Число ходов воды	4	4	4	4
Масса подогревателя, т				
сухого	62,5	61,4	61,6	61,4
заполненного водой	114,0	110,0	110,0	110,0

Внешне подогреватели разных модификаций мало различимы друг от друга, но по техническим характеристикам мы видим, что такие величины, как рабочая температура воды и пара, максимальная температура пара, расчетный тепловой поток, гидравлическое сопротивление и масса различаются.

1.2 Схема включения регенеративной установки

Система регенерации начинается с конденсатных насосов [3]. После КН-1 конденсат турбины поступает на охладители ЭУ, после чего проходит через КО и поступает на всас КН-2.

Для поддержания необходимого давления на всасе КН-2, выполнен байпас Ду300 с установкой на нем задвижки и регулирующего клапана. Основной поток конденсата после КН-2 идет на ПНД.

После КН-2 основной конденсат проходит трубное пространство ОД и через клапан регулятора уровня и рециркуляции и поступает к подогревателям низкого давления.

Часть основного конденсата от РУК по линии рециркуляции поступает в конденсатосборники конденсаторов. РУК автоматически поддерживает заданный уровень конденсата в конденсатосборниках. На случай отказа РУК или его нечувствительности при малых нагрузках предусмотрены два байпаса (в конденсатор и ПНД) на которых установлены задвижки с электроприводом. При неисправном РУК задвижки используются как регулирующие (имеют останов в любом промежуточном положении).

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		28

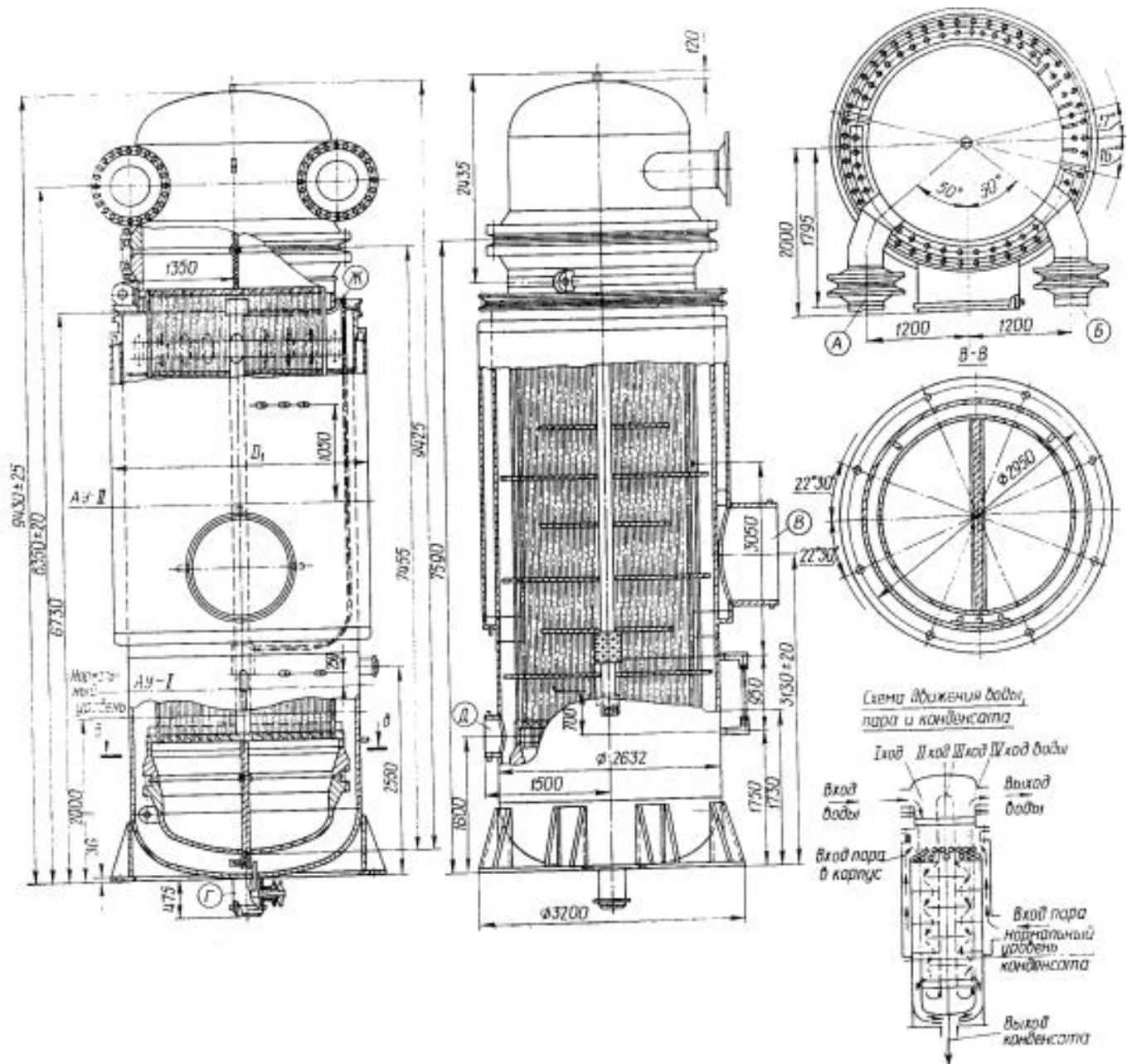


Рисунок 2 – Общий вид подогревателей ПН-1800-42-8 и схема движения воды, пара и конденсата [2].

А, Б – вход и выход основного конденсата соответственно; В – вход греющего пара; Г – отвод конденсата пара; Д – патрубок слива дренажа от соседнего подогревателя Е – подвод парогазовой смеси (отсутствует); Ж – отвод парогазовой смеси; И – указатель уровня.

Слив дренажей греющего пара ПНД выполнен каскадным в конденсатор (необходимость 100% очистки конденсата на фильтрах КО).

Все ПНД не имеют отключающей арматуры по основному конденсату и рассчитаны на полное давление совместно работающих КН-1 и КН-2 (по трубному

Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата

ФЮРА.311351.001 ПЗ

Лист
29

пространству). Для поддержания температуры конденсата за ПНД–5 не выше 155 °С выполнен байпас ПНД–5 по основному конденсату установленной на нем задвижки с электроприводом.

Греющий пар на ПНД–1÷5 поступает от 3÷7 отборов турбины.

Для исключения возможности обратного заброса на турбину пара или его конденсата, каждый из отборов (кроме 7–го) защищен одним или двумя быстродействующими обратными клапанами типа КОС.

КОС – первоначальное наименование обратных клапанов, принудительное закрытие которых осуществлялось при срабатывании механизма с соленоидным включением. В дальнейшем, при замене электромагнитных приводов гидравлическими сервоприводами сокращенное наименование обратного клапана сохранилось, хотя оно уже и не соответствует действительной его конструкции.

Отсутствие КОС на 7–м отборе обусловлено следующими обстоятельствами:

- низкие параметры пара 7 отбора;
- при отключении турбины давление в ПНД–1 практически не снижается;
- маловероятность разгона турбины при расширении пара на последних ступенях ЦНД.
- очень большое количество (4шт.) необходимых КОС и их большие размеры.

Предусмотрена возможность отключения по пару ПНД–2,3,4 со снижением нагрузки на турбоагрегате. По условиям отвода влаги вместе с отборным паром из проточных частей ЦНД и ЦВД в систему регенерации отключение ПНД–1 и ПНД–5 не допускается.

Греющий пар в каждый ПНД поступает по расположенному в нижней части внешнего кожуха патрубку, затем через ряд отверстий в основной обечайке корпуса проходит в межтрубное пространство и снаружи омывает трубки, в которых движется основной конденсат. ПНД–1 имеет два патрубка подвода греющего пара, а остальные ПНД по одному.

Пар движется сверху вниз, распределяясь по всему паровому пространству подогревателя с помощью системы поперечных перегородок. Конденсат греющего пара собирается в нижней части корпуса, откуда через штуцер отвода конденсата поступает в предыдущий ПНД.

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		30

Для некоторого повышения экономичности, а также облегчения условий работы регулирующих клапанов на выходе дренажа часть поверхности подогревателя постоянно находится под уровнем конденсата греющего пара и выполняет функции встроенного охладителя дренажа, снижая его температуру на 5–7°С.

Слив конденсата греющего пара (дренажей) ПНД выполнен каскадным. На сливе дренажа из ПНД–4,5 установлены клапаны регулятора уровня, которые автоматически поддерживают уровень конденсата греющего пара в ПНД–4,5.

На байпасах регулирующих клапанов установлены задвижки Т1–3322,3422 – нормально закрыты.

Необходимость поддержания уровня конденсата греющего пара в ПНД обусловлено тем, что экономичность установки снижается из-за проскока части пара вместе с конденсатом в соседние ПНД, что равносильно недовыработке электроэнергии в турбине. С другой стороны, высокий уровень в ПНД препятствует нормальному теплообмену. Необходимо также учитывать возможность вскипания большого объема воды в ПНД и аварийного заброса пароводяной смеси в проточную часть турбины.

При выходе регулирующего клапана из строя и при переполнении ПНД–4,5 (при достижении уровня в соответствующих ПНД 5,4 до 1–го предела) автоматически открываются байпасирующие задвижки Т1–3322,3422 с электроприводами. Управление вышеуказанными регуляторами и задвижками выполнено со щита турбины.

На сливе дренажа из ПНД–5 в ПНД–4 и из ПНД–4 в ПНД–3 установлены клапаны регулятора уровня дренажа греющего пара Т1–3322,3422, поддерживающие номинальный уровень в ПНД–5,4.

Конденсат греющего пара из ПНД–3 сливается в ПНД–2 через гидрозатвор высотой 9м, из ПНД–2 в ПНД–1 – через гидрозатвор высотой 5м, из ПНД–1 через ОД и гидрозатвор высотой 5м – в конденсатор турбины.

Высота гидрозатвора выбирается с таким расчетом, чтобы уравновесить максимальную разницу давлений между соответствующим подогревателем и конденсатором.

Предусмотрены приемы:

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		31

- в ПНД-2 – конденсата от бойлеров промконтура теплосети через ручные задвижки Б(п)Т-1131;

- в ПНД-2 – конденсата пара собственных нужд ХЦ через задвижку Т1-3122 (на этом трубопроводе установлена гомогенизирующая вставка для предотвращения эрозионного размыва корпуса подогревателя);

- в ПНД-3 – конденсата из сепаратосборника СПП через задвижку Т1-1713;

- в ПНД-4 – постоянная продувка испарителей через задвижку Т1-3441;

Предусмотрена возможность продувки и обезвоздушивания парового и водяного пространства всех ПНД в конденсаторы.

Для обезвоздушивания трубного пространства ПНД на этом потоке установлен ручной вентиль;

Для отсоса паровоздушной смеси надводного пространства ПНД на этом потоке установлен ручной вентиль (нормально – открытый). Отсос паровоздушной смеси организован из центральной зоны нижней части межтрубного пространства с помощью трубопровода диаметром 60×5;

Для периодической продувки парового пространства ПНД на этом потоке установлен вентиль с электроприводом. Вентилизация аппарата при подготовке его к ремонтным работам производится из верхней части центральной зоны межтрубного пространства с помощью трубопровода диаметром 30×3,5;

ОД по конденсату включен до клапана рециркуляции. Такая схема включения ОД дает возможность сливать в конденсатор охлажденные потоки испарителей (постоянную продувку, заведенную в ПНД-4) при пуске турбоустановки и при малых нагрузках турбины.

Во избежание накопления гремучей смеси и предотвращения взрывоопасных ее концентраций, отсос смеси из каждого ПНД осуществляется непосредственно в конденсатор. Кроме того, независимое от других ПНД удаление неконденсирующихся газов из парового объема ПНД улучшает теплообмен.

ОД ПНД предназначен для охлаждения конденсата дренажа перед его сливом в конденсатор турбины, здесь же осуществляется первая ступень подогрева основного конденсата подаваемого в систему регенерации. Кроме того, ОДП включен в схему таким образом, что при работе системы основного конденсата на рециркуляцию, он

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		32

охлаждает горячие сбросы в пусковых режимах с испарителей турбины, когда система не замкнута на деаэраторы и отсутствует теплообмен в самих ПНД.

К каждому корпусу ПНД–1 пар отбирается четырьмя нитками (к ПНД–1/1 от ЦНД–1,2; к ПНД–1/2 от ЦНД–3,4), непосредственно к ПНД подвод выполнен двумя трубопроводами.

К ПНД–2 пар подводится одним трубопроводом с электрифицированной арматурой Т1–3611 из 6–го отбора турбины, отбираемого из ЦНД–3 и ЦНД–4. Кроме того, в линию 6–го отбора заведен отсос из разъёма ЦВД.

К ПНД– 3 пар 5–го отбора подводится одним трубопроводом с электрифицированной арматурой Т–3511, отбираемый от ЦНД–1 и ЦНД–2. Для прогрева трубопровода предусмотрена линия дренажа с вентилем Т1Д–3510 в трубопровод 7–го отбора.

К ПНД– 4 пар 4–го отбора подводится через электрифицированную задвижку Т1–3411, отбираемый из входных камер СПП 1–го и 3–го корпусов (ряд Б). Прогрев трубопровода осуществляется через дренаж с вентилем Т1Д–3410, направленный в сепаратосборник СПП. До задвижки Т1–3411 врезан отвод подачи пара к БПТС–1, 2.

К ПНД – 5 пар 3–го отбора подводится без арматуры, отбираемый из ЦВД. До первого по ходу КОС производится отбор пара на БПТС–2 со своим КОС, далее от основного трубопровода отбора есть отвод на БПТС–3.

Прогрев трубопровода осуществляется через постоянно действующие линии дренажа в сборный коллектор и далее в расширительный бак через электрифицированный вентиль Т1–5651.

Контроль уровня конденсата греющего пара в каждом ПНД производится как по месту (по уровнемерному стеклу), так и по приборам уровней в ПНД, расположенным на местном щите турбины. Кроме того, на 2–м блоке уровень контролирует ВИУТ по вызывным характеристикам на БЩУ.

1.3 Анализ проблем эксплуатации системы регенерации тепла

Для всех электростанций важнейшим документом являются «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (ПТЭ) [4]. Данный документ обязателен для всех электростанций России. Точное,

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		33

неукоснительное выполнение всех пунктов эксплуатационных инструкций – залог безаварийной и экономичной работы оборудования.

1.3.1 Основы эксплуатации регенеративных подогревателей

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей [4] устанавливают, что система регенерации ПТУ в эксплуатации *должна обеспечивать*:

- надежность теплообменных аппаратов при всех режимах работы турбин;
- нормативные значения температуры основного конденсата (конденсата) за каждым подогревателем и ее конечный подогрев;
- поддержание нормативного температурного напора (недогрева воды до температуры насыщения) в каждом теплообменном аппарате.

В соответствии с ПТЭ в процессе работы аппаратов системы регенерации *регистрируются следующие параметры*:

- температура основного конденсата на входе и выходе из каждого подогревателя;
- температура основного конденсата за концевыми или параллельными охладителями пара (там, где они предусмотрены);
- температура основного конденсата за блоком подогревателей;
- давление греющего пара на входе в подогреватель;
- расход основного конденсата через подогреватели;
- температура пара в корпусе и на входе в подогреватель;
- давление основного конденсата до и за группой подогревателей;
- температура конденсата за подогревателями.

Недогрев воды до температуры насыщения (температурный напор) в подогревателях системы регенерации, температура питательной воды (конденсата) за подогревателем, переохлаждение конденсата греющего пара должны проверяться до и после капитального ремонта турбоустановки, после ремонта подогревателей и периодически по графику (не реже 1 раза в месяц).

Надежность и безотказность работы подогревателей системы регенеративного подогрева воды, кроме обеспечения экономичности эксплуатации турбоустановки, имеют также большое значение и для надежности работы паровой турбины. Так, например, переполнение парового пространства подогревателя из-за повреждения

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		34

трубной системы или неудовлетворительной работы регуляторов уровня дренажа греющего пара приведет в случае отказа или задержки действия защитных устройств к попаданию воды в проточную часть турбины через паропроводы отборов и к аварии с тяжелыми последствиями.

Защита аппаратов системы регенерации от повышения уровня конденсата производится по двум уровням с помощью регуляторов. По достижении первого, неаварийного уровня и срабатывании защиты по этому уровню импульс подается в систему дистанционного управления, воздействующую непосредственно на клапан регулятора уровня. Подогреватель при этом не отключается, а с помощью задвижек увеличивается расход дренажа. При аварийном повышении уровня система отключает подогреватель. Для защиты турбины от попадания пара и конденсата в проточную часть на паропроводах отборов устанавливаются обратные клапаны, снабженные механизмом принудительного закрытия.

Для каждой турбины установлена и регламентирована тепловой характеристикой агрегата номинальная для каждой нагрузки температура выходящей из подогревателя воды. Конечная энтальпия основного конденсата после последнего ПВД непосредственно влияет на расход теплоты турбоустановкой. Уменьшение нагрева питательной воды в отдельных подогревателях системы регенерации приводит как к ухудшению экономичности турбоустановки, так и к снижению надежности самих подогревателей вследствие перегрузки последующих подогревателей. Известно, что экономичность работы и совершенство конструкции подогревателей системы регенеративного подогрева питательной воды характеризуются величиной недогрева. Недогрев воды до температуры насыщения для подогревателей низкого и высокого давления современных конструкций составляет обычно 1,5 °С, а в конструкциях ПВД, предусматривающих эффективное использование теплоты перегрева пара, недогрев может быть весьма близким к нулю. В смешивающих ПВД недогрев воды до температуры насыщения должен быть равен нулю.

Причиной повышения недогрева может быть неудовлетворительная работа системы отсоса воздуха из парового пространства, сокращение поверхности теплообмена (за счет как затопления части трубной системы при повышенном уровне

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		35

конденсата в корпусе подогревателя, так и отглушения дефектных трубок), повышенное аэродинамическое сопротивление паропроводов от турбины к подогревателям, протечки в водяных камерах между ходами, байпасирование части расхода питательной воды помимо аппарата и др. В редких случаях причиной повышения недогрева может быть загрязнение поверхности теплообмена аппарата.

Для выявления необходимости проведения очистки по величине недогрева проверяется состояние подогревателя до ремонта, а недогрев, определенный после ремонта, характеризует качество проведенного ремонта. Периодический контроль за состоянием подогревателей позволяет своевременно принимать необходимые меры для восстановления их нормальной работы.

Запрещается эксплуатация подогревателей высокого давления (ПВД) при отсутствии или неисправности элементов защит и регуляторов уровня.

При наличии группового аварийного обвода запрещается эксплуатация всей группы ПВД при отсутствии или неисправности элементов защит и регуляторов уровня хотя бы на одном из ПВД, а также при отключении по пару любого ПВД.

Подогреватель высокого давления или группа ПВД должны быть немедленно отключены при неисправности защиты или КРУ. При неисправном состоянии каких-либо других (кроме КРУ) элементов системы автоматического регулирования уровня и невозможности быстрого устранения дефекта на работающем оборудовании подогреватель (или группа ПВД) должен быть выведен из работы в срок, определяемый техническим руководителем энергообъекта.

При нарушении герметичности трубной системы подогревателя время заполнения его корпуса водой зависит в основном от размера повреждения. Если в этот момент защита подогревателя от переполнения не будет включена или окажется неисправной, может произойти заполнение питательной водой всего корпуса, поступление ее по трубопроводу отбора пара к турбине или, в случае отключения трубопровода отбора, повышение давления в корпусе теплообменника до давления питательной воды и его повреждение. Такого рода аварии могут сопровождаться большими разрушениями и опасны для обслуживающего персонала. К переполнению ПВД могут привести и отказы в работе системы регулирования уровня. В случае герметичной трубной системы полного заполнения аппарата конденсатом греющего

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		36

пара может не произойти, так как по мере затопления поверхности нагрева будет уменьшаться количество конденсирующегося на ней пара из отбора турбины.

Система регулирования уровня должна быстро реагировать на его изменение, воздействуя на степень открытия регулирующего клапана на линии слива дренажа (конденсата греющего пара). При небольших повреждениях в трубной системе и запасах по проходному сечению сливных клапанов повышения уровня может и не произойти. Но для исключения последствий разгерметизации ПВД, если персонал обнаружил изменение в количестве сливаемого конденсата (по степени открытия клапана), ПВД следует отключить с целью проверки герметичности и проведения при необходимости ремонта аппарата.

В большинстве тепловых схем отечественных турбин включение ПВД выполняется групповым, то есть в схеме есть один аварийно-ремонтный байпасный трубопровод питательной воды с впускным и обратным клапанами на два, чаще три подогревателя; линии связи между аппаратами по питательной воде, конденсату греющего пара и неконденсирующимся газам не имеют запорной арматуры. В такой схеме при необходимости вывести один ПВД из работы должна быть отключена вся группа. Закрытие задвижки на подводе пара к одному из ПВД запрещается потому, что поступление в такой теплообменник конденсата из соседних ПВД может привести к его переполнению и срабатыванию защит. Кроме того, на отключенном по пару аппарате могут оказаться неработоспособными первичные приборы (датчики) системы защит *(однако это последнее требование нельзя рассматривать, как абсолютное; в отдельных случаях, когда в силу каких-то причин, чаще всего режимного характера (например, при глубоких разгрузках), есть необходимость в отключении по пару одного из ПВД и тепловая схема позволяет изолировать этот аппарат от других, входящих в группу; при условии проведения дополнительных мероприятий, за счет которых работоспособность системы не ухудшается, такое отключение допустимо).*

1.3.2 Характерные неисправности теплообменных аппаратов

Неисправности и отказы теплообменных аппаратов происходят по следующим причинам [5]:

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		37

- конструктивные недостатки (несовершенство системы подвода пара, большое гидравлическое сопротивление пароохладителя и т.д.);
- технологические дефекты (непровары соединений, отсутствие герметичности в разъемах и т.д.);
- низкое качество трубок поверхности теплообмена (особенно из медных сплавов);
- дефекты монтажа;
- нарушение правил эксплуатации.

Опыт многолетней эксплуатации теплообменных аппаратов, установленных в тепловых схемах отечественных паровых турбин, выявил целый ряд характерных дефектов [5]:

1. Недостаточная жесткость закрепления трубок в трубных пучках (из-за относительно больших свободных пролетов между перегородками, а также значительных положительных допусков на отверстия в промежуточных перегородках) приводит к тому, что при больших скоростях и неравномерном распределении парового потока возникает вибрация трубок. В результате происходит истирание трубок при соприкосновении их друг с другом или с промежуточными перегородками, приводящее в дальнейшем к утонению и разрыву трубок (рис. 3, в, г). Истирание поверхности трубок иногда отмечается на четырех-шести их образующих, что указывает на изменяющиеся условия колебаний (вибрации) и поочередное соприкосновение средин больших пролетов трубки с соседними трубками.

2. Обрыв трубок у трубной доски чаще всего происходит из-за перевальцовки трубок, их эрозионного износа и явления усталости, вызываемой вибрацией трубок под действием набегающего потока пара (рис. 3, а, б).

3. Пониженная жесткость гибов U-образных или П-образных трубок также приводит к значительному взаимному истиранию. Износ гибов трубок происходит вследствие соприкосновения трубок друг с другом, трения об ограждающие листы кожуха и демпфирующей вставки, расположенной между гибом трубок для повышения их жесткости.

4. Эрозионный износ с внутренней стороны выходных и входных участков латунных трубок (рис. 3, а) встречается преимущественно в ПНД, устанавливаемых в

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						38
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		

схеме последними по ходу воды. Наибольшему износу подвержены входные участки трубок в зоне последнего хода воды. Стенки трубок утоняются до 0,5—0,7 мм (исходная толщина 0,8—1,0 мм), после чего происходит их разрыв вблизи трубной доски. Максимальная степень утонения стенок трубок наблюдается на участке в 300—400 мм от верхней плоскости трубной доски. При этом выступающая над ней часть трубок — «колокольчик» — бывает полностью разрушена и наблюдаются следы эрозионного износа трубной доски.



Рисунок 3 – Характерные следы износа теплообменных трубок регенеративных подогревателей [5]

В ПВД имеет место коррозионно-эрозионный износ входных участков змеевиков, а также наружной и внутренней их поверхности, что дает наибольший процент отключений ПВД. Безопасная скорость воды в змеевиках составляет примерно 2 м/с, что, однако, не гарантирует отсутствия ударной коррозии в коллекторных ПВД при наличии неравномерного распределения воды в змеевиках.

5. Несвоевременное отключение подогревателя при повреждении одной-двух трубок приводит к тому, что истекающая с большой скоростью струя воды вызывает эрозионное разрушение соседних трубок. Разрыв трубки в зоне встроенного охладителя пара, как правило, не приводит к эрозионному разрушению струей воды соседних трубок, так как вытекающая из разрушенной трубки вода вскипает. Однако

увеличение объема пара и его скорости в зоне охладителя приводит к возникновению опасной вибрации трубок, как в отдельных зонах, так и во всем пучке в целом.

6. Возникновение опасных для надежности трубных пучков скоростей пара может произойти из-за тепловой перегрузки при выводе в ремонт одного или двух предшествующих по ходу воды подогревателей (ПНД, ПВД).

7. Эрозионный износ внутренней стенки корпуса подогревателя (ПНД, ПВД, ПСВ) возникает вследствие воздействия части потока греющего пара, движущегося с большой скоростью в зазоре между корпусом подогревателя и трубным пучком. Глубина такого износа может достигать 3—4 мм. Разрушение чаще всего начинается в местах с минимальным зазором между корпусом подогревателя и крайними трубками, то есть там, где скорости пара максимальные.

8. Высокие скорости пара на входе в трубный пучок во многих типах подогревателей вызывают эрозионное разрушение первой направляющей перегородки. Обычно разрушается край перегородки, при этом зона повреждения захватывает два-три первых ряда отверстий. В отдельных случаях перегородки утоняются с 12 до 4 мм, «мостики» между соседними отверстиями полностью разрушаются, отверстия для прохода трубок в этих местах размываются с 16,2 мм до 22—24 мм. Все вместе взятое приводит к местным нарушениям жесткости трубного пучка и увеличению амплитуды вибрации трубок в этих зонах.

9. Эрозионное повреждение поверхности трубной доски (глубиной до 4—5 мм) с паровой стороны в районе расположения трубок первого хода воды вызывается повышенными скоростями греющего пара и срывом потоком этого пара конденсата с поверхности трубной доски и прилегающих к ней участков трубок.

10. Эрозионное повреждение швеллеров и труб каркаса трубной системы ПНД и ПСВ происходит из-за воздействия потока влажного пара при его движении в нижнюю часть подогревателя через зазор между швеллерами и корпусом.

11. В ряде случаев имеет место потеря герметичности трубного пучка аппаратов вследствие размыва пробок, отглушающих поврежденные трубки. Обычно в качестве заглушек применяются стальные конические пробки. При недостаточной герметизации зазора между пробкой и трубкой происходит интенсивный «размыв» пробки. Причиной такого разрушения пробки является, как правило, неудачный

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		40

выбор соотношения между конусностью пробки и ее длиной. В ряде случаев в целях профилактики повреждений производится отглушение неповрежденных трубок. Такие трубки при отсутствии в них воды могут быть смяты наружным динамическим напором, а при наличии воды в них могут быть разорваны возникающим при нагреве внутренним давлением. В обоих случаях трубки меняют свое пространственное положение по отношению к проектному, что при появлении даже незначительной вибрации приводит к разрушению соседних трубок.

12. Значительный недогрев воды в вакуумных ПНД, работающих при давлении пара ниже барометрического, часто является следствием неудовлетворительной работы системы отвода неконденсирующихся газов (воздуха). Для их отвода из корпусов ПНД различными проектами предусматривается: единичный патрубок; кольцевая перфорированная труба, устанавливаемая внутри или снаружи корпуса; вертикальная труба с отверстиями переменного сечения; горизонтальная перфорированная труба, устанавливаемая между трубками поверхности нагрева в области их гибов. Главный недостаток в работе таких устройств—поступление к ним части греющего пара помимо трубного пучка, что приводит к их запариванию и к накоплению неконденсирующихся газов (воздуха) в застойных и плохо вентилируемых зонах трубной системы.

13. Объединение трубопроводов отвода паровоздушной смеси из вакуумных подогревателей с аналогичными линиями от подогревателей сетевой воды, подогревателей химически очищенной воды и др. приводит к перегрузке этих трубопроводов и снижению тепловой эффективности ПНД. При каскадной схеме отвода паровоздушной смеси (из одного подогревателя в другой) условия для ее нормального удаления из последнего подогревателя ухудшаются.

14. Нормальный режим работы вакуумных подогревателей (ПНД, СП) может нарушаться из-за подвода пара от уплотнений турбины в трубопроводы греющего пара этих подогревателей. В эти же трубопроводы иногда осуществляется сброс пара из расширительных баков. Воздух этих дополнительных потоков поступает к поверхностям нагрева подогревателей и резко ухудшает теплообмен.

15. Эрозия наружной поверхности змеевиков зоны ОП ПВД от воздействия капель конденсата, особенно на АЭС, где ПВД работают на влажном паре.

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		41

16. В ПВД камерного типа часто имеют место повреждения в водяных камерах. Здесь наряду с эрозией разделительной перегородки часто встречаются трещины в сварных швах, соединяющих водяную камеру с трубной доской и штуцерами, трубную доску и корпус, и т.д.

При эксплуатации теплообменного оборудования могут возникнуть неисправности, вызванные различными причинами и приводящие к нарушению режима работы турбоустановки в целом.

Основные возможные неисправности приведены в табл. 2 [5].

Таблица 2 – Неисправности регенеративных и сетевых подогревателей и способы их устранения

Подогреватели (ПНД, ПВД, СП, ПСВ)

Неисправность	Причина	Способ устранения
Ослабление вальцовки и разрывы трубок вблизи трубных решеток	Некачественная вальцовка	Подвальцевать трубки или заменить их новыми
	Неудовлетворительная компенсация температурных напряжений трубок	Наладить компенсацию температурных напряжений трубок
	Неэффективное анкерное крепление, допускающее большой прогиб трубных досок (что может быть не обнаружено при гидравлических испытаниях)	Закрепить трубные доски надлежащим образом
	Низкое качество трубок	Заменить некачественные трубки новыми
Коробление трубной доски при наличии значительной разности температур на отдельных ее участках		Произвести ремонт трубной доски

Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата
-----	-----	----------	-------	------

ФЮРА.311351.001 ПЗ

Лист

42

Продолжение таблицы 2:

Подогреватели (ПНД, ПВД, СП, ПСВ)

Неисправность	Причина	Способ устранения
Разрывы трубок напротив патрубков входа пара или в местах расположения поперечных перегородок	Эрозия (разрушение) трубок от ударов паровой струи и истирание их о перегородки вследствие вибрации и температурных удлинений	Установить в корпусе, напротив входа пара, отбойный щит
Коррозия трубных досок и водяных камер	Неудовлетворительная деаэрация сетевой или подпиточной воды. Подсос воздуха в сеть вследствие неправильного ведения гидравлического режима.	Питать сети деаэрированной водой Поддерживать правильный гидравлический режим Устранить гальванические пары.
Поломка паротбойного щита	Нерасчетные режимы эксплуатации подогревателя	Осуществлять эксплуатацию подогревателя в расчетных режимах или заменить аппарат
	Неправильная конструкция паротбойного щита	Правильно сконструировать паротбойный щит, позволяющий выдерживать динамические нагрузки от парового потока и компенсировать термические напряжения

Продолжение таблицы 2:

Подогреватели (ПНД, ПВД, СП, ПСВ)

Неисправность	Причина	Способ устранения
Гидравлические удары в паропроводах подогревателя	Наличие воды (конденсата) при пуске	Установить в нижних точках паропроводов дренажи и производить продувку паропроводов перед пуском
Гидравлические удары в трубопроводах сетевой воды	Разрывы потока при быстром включении и выключении сетевой воды, парообразование в трубопроводах при недостаточном давлении сетевой воды	Обеспечить возможность продувки трубопроводов, медленно включать и выключать линии и проверять соответствие температуры воды ее допускаемому давлению
Значительное снижение теплопроизводительности	Загрязнение поверхности теплообмена Наличие воздуха в паровом пространстве подогревателя	Произвести очистку трубок поверхности теплообмена Наладить работу системы воздухоудаления
Повышение уровня воды в корпусе подогревателя сверх допустимого уровня	Разрыв трубок Нарушение работы конденсатоотводчика	Произвести ремонт с отглушением поврежденных трубок Отремонтировать конденсатоотводчик

Продолжение таблицы 2:

Подогреватели (ПНД, ПВД, СП, ПСВ)

Неисправность	Причина	Способ устранения
Снижение температуры подогреваемой воды	Протечки через обводные линии по сетевой воде Снижение давления греющего пара Протечки под промежуточными перегородками в водяной камере	Устранить пропуск на обводных линиях Увеличить давление греющего пара Устранить протечки в водяной камере
Большое гидравлическое сопротивление по водяной стороне	Наличие загрязнения трубок Наличие воздушных мешков в водяных камерах	Устранить загрязнение трубок Устранить воздушные мешки и установить воздушники
Малое гидравлическое сопротивление по водяной стороне подогревателя	Протечки в водяных камерах помимо трубного пучка Протечки через арматуру обводных линий по сетевой воде	Провести ревизию прокладок водяных камер и крепления анкерных связей. Устранить протечки через арматуру обводных линий

1.3.3 Эффективность и надежность работы серийных теплообменных аппаратов в условиях эксплуатации

Эффективность работы подогревателей системы регенерации ПТУ, как и подогревателей сетевой воды, оценивается по температуре воды за каждым подогревателем. Эта температура напрямую зависит от термодинамического

совершенства подогревателя, определяемого недогревом воды в подогревателе и коэффициентом теплопередачи.

На рис. 4 и рис. 5 в качестве примера представлены характерные характеристики ПНД при номинальном режиме работы подогревателя, расчетные данные и нормативные данные [5].

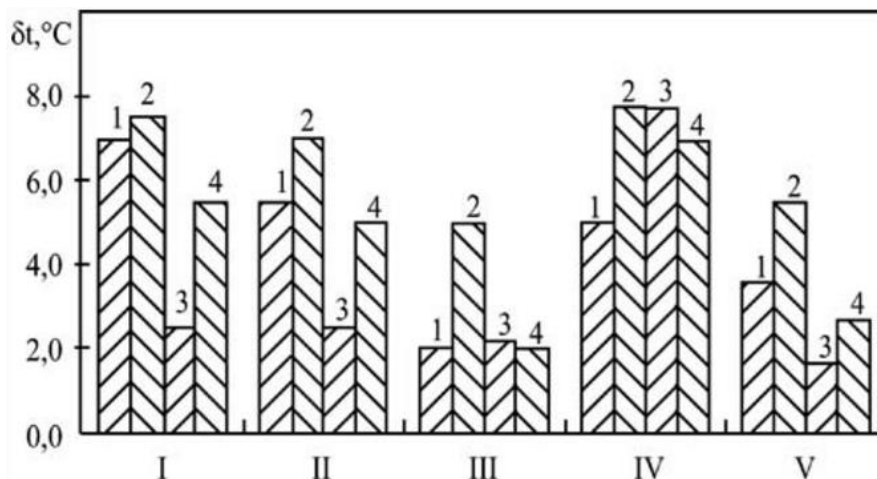


Рисунок 4 – Недогревы подогревателей низкого давления [5]

I – ПНД №4 турбины К-200-130 ЛМЗ, Верхнетагильская ГРЭС; II – ПНД №3 турбины К-300-240 ЛМЗ, Киришская ГРЭС; III – ПНД №3 турбины К-300-240 ХТЗ, Рефтинская ГРЭС; IV – ПНД №4 турбины К-300-240 ЛМЗ, Среднеуральская ГРЭС, V – ПНД №4 турбины К-500-240 ХТЗ, Рефтинская ГРЭС.

1, 2 – минимальное и максимальное значения данных эксплуатации; 3 – расчетные данные; 4 – данные типовой энергетической характеристики.

Рассмотрим надежность регенеративных подогревателей.

По данным ОРГРЭС, наибольшее число отказов энергоблоков происходит из-за повреждений котлов. Второе и третье место по числу отказов делят между собой отказы, вызванные повреждениями турбоагрегатов и прочего вспомогательного оборудования, куда, в частности, входят и повреждения теплообменного оборудования турбоустановок. Такой достаточно высокий процент отказов из-за повреждений вспомогательного оборудования показывает, что вопросам надежности данной группы оборудования необходимо уделять внимания не меньше, чем этого требует турбина.

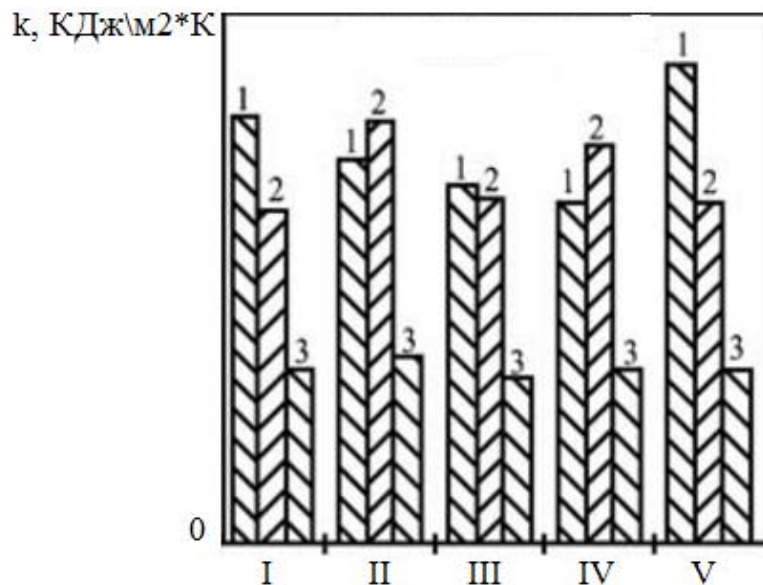


Рисунок 5 – Коэффициенты теплоотдачи и теплопередачи подогревателей низкого давления [5]

*I — К-200-130 (№5), II — К-300-240 (№5), III — К-300-240 (№6), IV — Т-250/300-240 (№3),
V — К-800-240 (№6).*

1, 2 — коэффициенты теплоотдачи по водяной и паровой сторонам аппаратов, 3 — коэффициент теплопередачи

В табл. 3 приведены средние значения времени наработки на отказ и времени восстановления повреждений по отдельным группам оборудования энергоблоков К-200 и К-300 (наиболее распространенных на ТЭС Российской Федерации).

Таблица 3 – Средние значения временных показателей надежности

Тип энергоблока, его составляющие	Наработка на отказ, ч	Время восстановления, ч
Энергоблок К-200-130	1000	45
- Котлоагрегат	1100	55
- Турбина	5000	30

Продолжение таблицы 3:

Энергоблок К-300-240	1000	43
- Котлоагрегат	370	60
- Турбина	4500	90
- Питательный насос	1000	50
- Конденсатор	15000	35
- Подогреватели низкого давления	16000	25
- Подогреватели высокого давления	3500	30

Для определения надежности отдельных элементов теплообменного оборудования проанализированы причины отказов турбин и турбинного оборудования более чем по 800 паротурбинным установкам мощностью 100—800 МВт разных типов и разных заводов-изготовителей за 10-летний период (с 1986 по 1995 гг.). Анализ проводился отдельно по каждому типу ПТУ. Необходимо отметить, что среди однотипных ПТУ, входящих в одну анализируемую группу, имелись турбоустановки разных модификаций с различной наработкой; кроме того, они отличались друг от друга качеством ремонта и условиями эксплуатации (износ оборудования, количество пусков, качество используемой воды и др.). В связи с этим сделана только качественная оценка надежности элементов.

На рис. 6 показано распределение отказов элементов оборудования турбоустановок, определяемое по соотношению

$$d = \frac{N_i}{N_0} \cdot 100\% , \text{ где}$$

d - доля отказов;

N_i - число отказов i -го элемента;

N_0 - число отказов вспомогательного оборудования турбоустановки в целом.

На рис. 7 показано распределение времени восстановления вспомогательного оборудования (определяется аналогично распределению отказов оборудования, рис. 6).

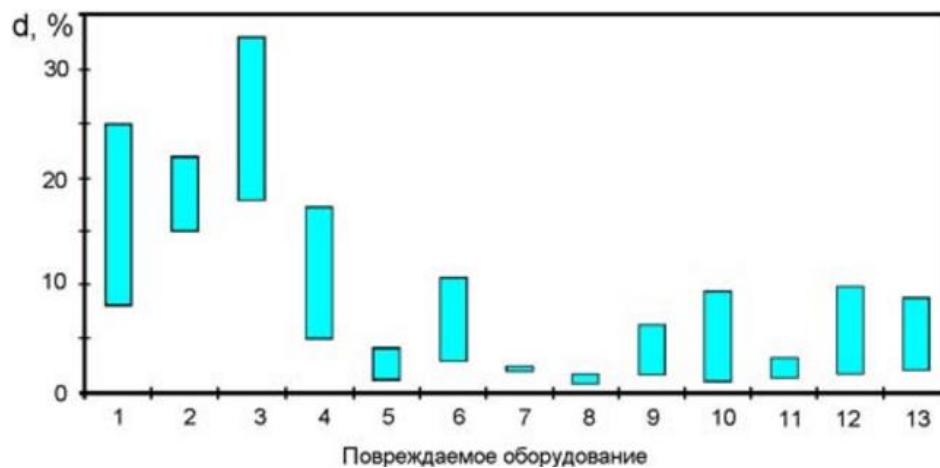


Рисунок 6 – Распределение отказов вспомогательного оборудования турбоустановок [5]

1 – конденсаторы, 2 – питательные электронасосы, 3 – питательные турбонасосы, 4 – подогреватели высокого давления, 5 – подогреватели низкого давления, 6 – сальниковые подогреватели, 7 – эжекторы, 8 – деаэраторы, 9 – циркуляционные насосы, 10 – конденсатные насосы, 11 – бустерные насосы, 12 – арматура, 13 – трубопроводы

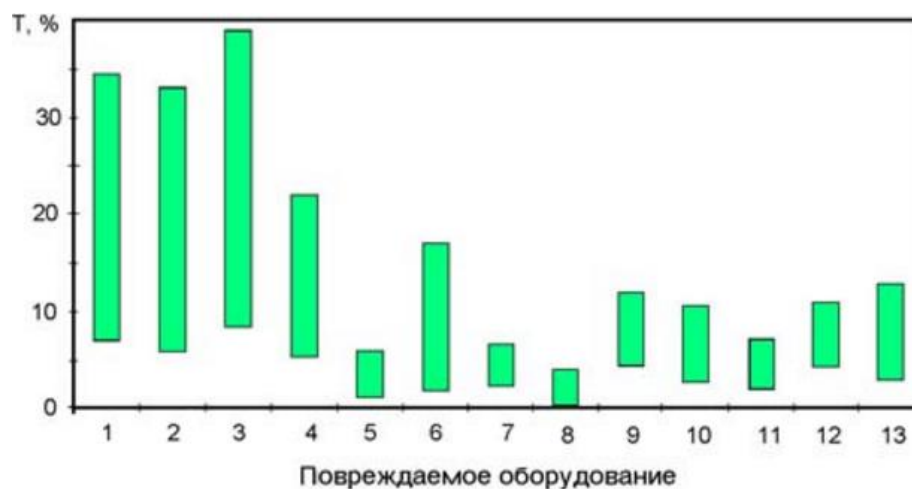


Рисунок 7 – Распределение времени восстановления элементов вспомогательного оборудования турбоустановок [5]

1 – конденсаторы, 2 – питательные электронасосы, 3 – питательные турбонасосы, 4 – подогреватели высокого давления, 5 – подогреватели низкого давления, 6 – сальниковые подогреватели, 7 – эжекторы, 8 – деаэраторы, 9 – циркуляционные насосы, 10 – конденсатные насосы, 11 – бустерные насосы, 12 – арматура, 13 – трубопроводы

Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата
-----	-----	----------	-------	------

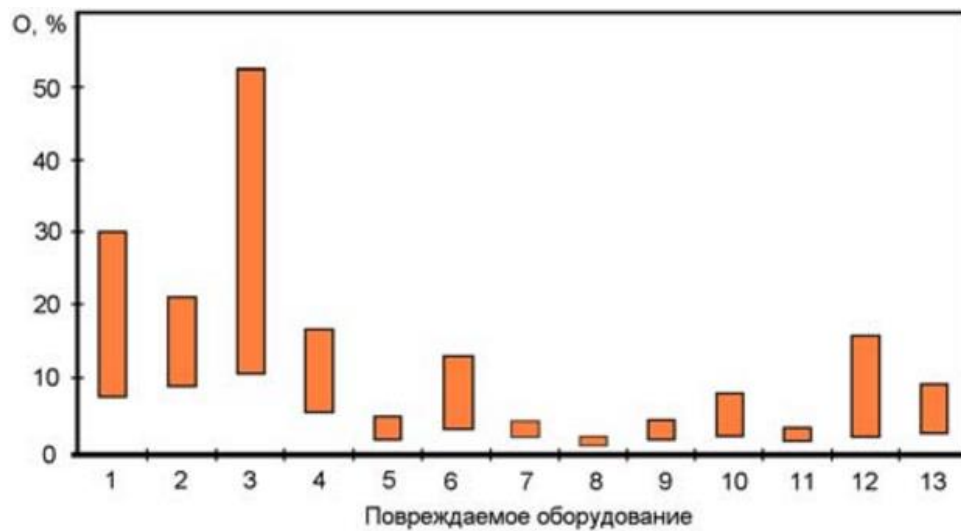


Рисунок 8 – Распределение отказов вспомогательного оборудования турбоустановок, вызывающая остановку турбин [5]

1 – конденсаторы, 2 – питательные электронасосы, 3 – питательные турбонасосы, 4 – подогреватели высокого давления, 5 – подогреватели низкого давления, 6 – сальниковые подогреватели, 7 – эжекторы, 8 – деаэраторы, 9 – циркуляционные насосы, 10 – конденсатные насосы, 11 – бустерные насосы, 12 – арматура, 13 – трубопроводы

Из технических решений, направленных на устранение вышеперечисленных проблем эксплуатации ПНД можно привести такие, как [5]:

- для устранения эрозионного износа трубного пучка потоком пара устанавливаются паротбойные щиты. В результате, повреждаемость агрегатов уменьшается в 3-4 раза.

- для устранения завоздушивания вакуумных ПНД устанавливаются независимые для каждого ПНД отсосы газов в конденсатор. Отсос газов при этом осуществляется при помощи внешних или внутренних кольцевых коллекторов;

- для устранения неполного газоудаления из ПНД специалистами ОРГРЭС и УГТУ-УПИ была разработана реконструкция ПНД. Её суть в следующем: пар с малой концентрацией газов направляется вниз к конденсату с помощью паротбойного щита и вертикальных перегородок, затем оставшаяся паровоздушная смесь уходит к верхней части поверхности теплообмена, где работают газоудаляющие устройства. При этом, значительная часть поверхности теплообмена омывается конденсатом,

препятствующим контакту воздуха с трубным пучком, что снижает коррозию аппарата.

- для устранения эрозионного износа теплообменной поверхности необходимо ставить паротбойные щитки.

Все вышеприведенные меры уже применены в существующих ПНД. Нам остается лишь модифицировать поверхность теплообмена.

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		51

3 АВТОМАТИЗАЦИЯ

Данный раздел посвящен автоматизированной системе управления системой регенерации низкого давления с каскадным сливом дренажа из одного подогревателя в другой.

3.1 Описание объекта автоматизации и автоматизированной системы управления

Объектом автоматизации здесь является не отдельный ПНД, а вся система регенерации, т.к. каждый подогреватель имеет отличную от других подогревателей обвязку (см. рис. 15, который составлен по п. 2.2 настоящей работы).

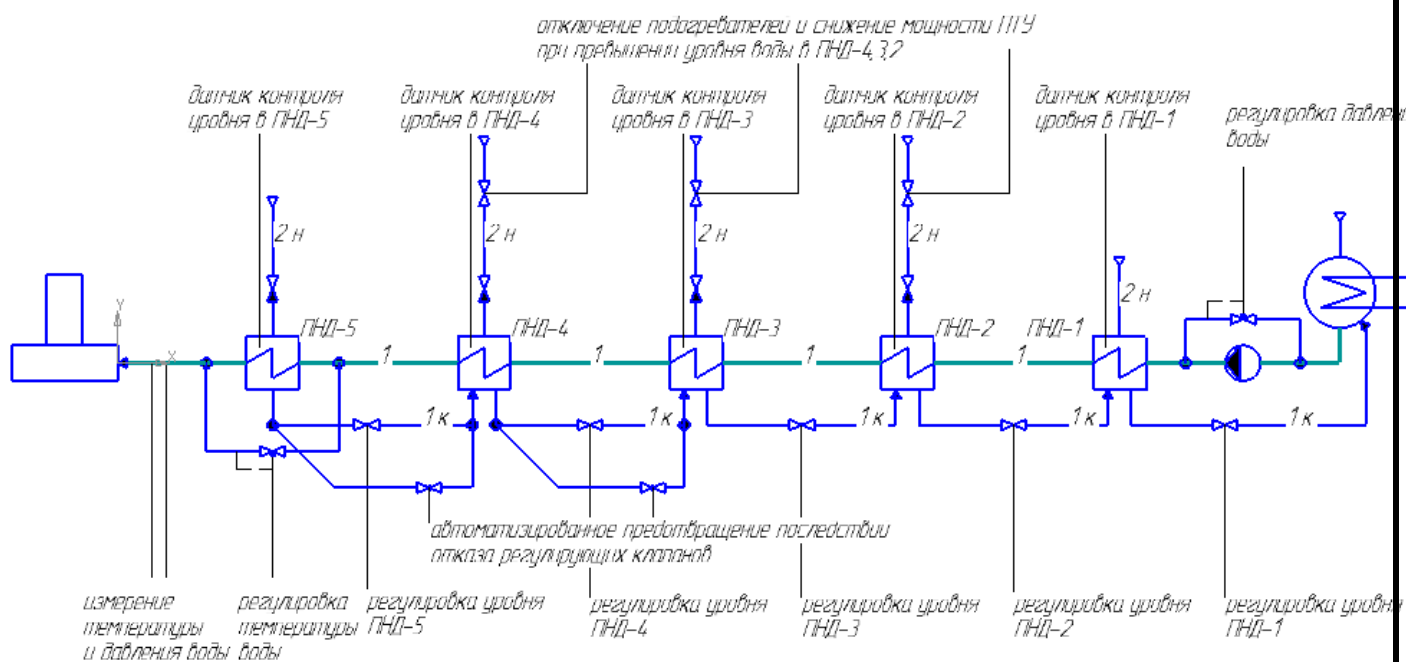


Рисунок 15 – Система управления системой регенерации тепла паротурбинной установки К-500-65\3000

Система регенерации тепла ПТУ К-500-60\3000 обеспечивает уменьшение потерь тепла через конденсатор и повышение экономичности турбоустановки путем отбора пара из отсеков паровой турбины и использования теплоты конденсации пара для подогрева основного конденсата. Система регенерации состоит из пяти подогревателей низкого давления и насосов. Параметры пара и воды, с которыми работает каждый подогреватель приведены в табл. 4 и табл. 6.

Система управления (рис. 15) обеспечивает регулирование температуры и давления воды, поступающей на вход в деаэратор, посредством установки байпасов с

электрозадвижками (для регулирования температуры воды установлен байпас ПНД-5, для регулирования давления воды установлен байпас конденсатного насоса).

Также система управления обеспечивает регулирование уровня воды в ПНД путем контроля уровня в каждом подогревателе и регулировкой электрозадвижек, установленных на линиях отвода конденсата. Для случая отказа двух из пяти задвижек предусмотрены их байпасы с электрозадвижками, которые в нормальном положении закрыты, а в аварийном положении полностью открыты. В случае превышения уровня в ПНД турбоустановка полностью отключается системой защиты. Более подробно система управления описана в п. 1.2 настоящей работы.

Номинальные рабочие значения показаний датчиков:

- датчик температуры: 155,0 °С;
- датчик давления: 4,1 МПа;
- датчики уровня: 2000 мм.

Предельные значения показаний датчиков:

- датчик температуры: 155,9 °С (предельная температура воды на входе в деаэрактор);
- датчик давления: 5,0 МПа (давление гидроиспытаний);
- датчики уровня: аварийный уровень I, когда оператор получает предупреждающий сигнал и принимает меры по устранению превышения уровня (2500 мм); аварийный уровень II, когда оператор отключает ПТУ (4000 мм).

3.2 Подбор технических средств автоматизации (ТСА)

Для реализации системы необходимо выбрать датчик температуры, датчик давления, датчики уровня, управляющие клапаны и контроллер.

Технические средства автоматизации (ТСА) обеспечивают безопасную и экономичную работу АЭС. Все измерительные приборы будут находиться в зоне повышенной радиоактивности (т.к. ПНД реакторной установки РБМК работают на радиоактивном паре), поэтому визуального контроля параметров «по месту» нужно избегать, чтобы уменьшить дозовую нагрузку персонала.

3.2.1 Система регулирования температуры основного конденсата

Предназначена для установки и поддержания необходимой температуры основного конденсата, подаваемой в деаэрактор. Система измерения температуры

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		75

крайне важна для безопасности энергоблока, поэтому она будет состоять из трех независимых каналов измерения.

Компоненты данной системы:

А) Первичный преобразователь: будет установлен на трубу, подводящую основной конденсат к деаэратору. Температура должна контролироваться с точностью до одной десятой доли градуса Цельсия. Точностью работы рассматриваемой системы определяется экономичность и безопасность ПТУ (класс допуска А).

Согласно [17] в диапазоне измерений от -50°C до 200°C следует применять медные термопреобразователи сопротивления (ТПС). Но мы применим платиновые, т.к. медные недостаточно точные.

Монтажная длина ТПС:

$$L = h + S + 0.5D = 50 + 33 + 0,5 \cdot 573 = 370 \text{ мм}, \text{ где}$$

$h = 50 \text{ мм}$ – высота бобышки [17];

$S = 33 \text{ мм}$ – толщина стенки трубопровода (размер взят со сборочного чертежа);

$D = 573 \text{ мм}$ – реальный внутренний диаметр трубопровода (размер взят со сборочного чертежа).

Стандартная монтажная длина ТПС:

$$L_{\text{std}} = 400 \text{ мм}.$$

При этом, ТПС должен быть погружен на 10-20 мм глубже в трубопровод из-за особенностей конструкции чувствительной головки. Монтажная длина удовлетворяет заданное требование.

Защитный чехол ТПС рассчитан на работу с давлением до 6,4 МПа. Давление основного конденсата не будет превышать 5 МПа, значит ТПС будет поставлен без защитной гильзы.

При выборе ТПС следует обращать внимание на отечественных производителей вследствие относительной дешевизны произведенного ими оборудования.

Выбран [17] ТСП-0193-01; класс допуска - А; НСХ: 50П, 100П; пределы измерений: $-50 \dots +500^{\circ}\text{C}$; условное давление: 6,3 МПа; материал защитной арматуры: сталь 12Х18Н10Т или 08Х13; длина монтажной части: 120-1000 мм; область

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		76

применения: газообразные и жидкие среды; завод-изготовитель – ПГ «Метран», г. Челябинск.

Б) Измерительный нормирующий преобразователь (ИНП): предназначен для формирования стандартного сигнала с ТПС. Вход: 50П или 100П, выходной сигнал: 4-20 мА.

Выбран [17] Ш9321-10-0: диапазон измеряемых температур от 0⁰С до 200⁰С, предназначен для работы с ТСП, НСХ: 50П.

В) Регулирующее устройство

Система регулирования измеряет и контролирует величины трех типов (температура, давление и уровни в каждом из пяти подогревателей). Для реализации системы регулирования необходимо 12 исполнительных механизмов (клапан байпаса ПНД-5, клапан байпаса конденсатного насоса, клапаны регулировки дренажа пяти ПНД, аварийные клапаны – три для закрытия пара, два для открытия дополнительной линии дренажа конденсата пара).

Давление и температура измеряются по шести независимым каналам (три – на температуру и три – на давление), уровень будет измеряться по десяти независимым каналам (по два на каждый из пяти подогревателей).

Выбран КРОСС-500 [18]: это модульный микропроцессорный контроллер, предназначенный для построения эффективных систем автоматизации различных объектов. Сам контроллер строится из отдельных модулей, речь о которых пойдет ниже.

Входные сигналы:

- модуль АП1-8: восемь каналов для ввода постоянного тока 0-5 мА, 0-20 мА, 4-20 мА (для ввода показаний преобразователей давления, температуры и уровня – необходимо 2 модуля (всего будет 3 ТПС плюс 3 преобразователя давления плюс 10 преобразователей уровня: итого 16 вводов), для ввода показаний датчиков положения регулирующих органов – необходимо еще 2 модуля (12 вводов). Всего получается 4 модуля);

Выходные сигналы:

- модуль DIOI-8\8: восемь каналов вывода, дискретный сигнал: бесконтактный ключ, коммутируемое постоянное напряжение до 40В 0,3А на один канал или 2,0А на

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		77

восемь каналов (всего органов управления будет 12, необходимо по два ключа на один орган управления (в одну и в другую сторону)). Значит, нужно 3 таких блока).

- модуль АЮ1-0\4: четыре канала вывода 0-5 мА, 0-20 мА, 4-20 мА (для самописцев – всего нужно 7 каналов, значит, нужно два таких модуля).

Блок центрального процессора: связывает рассмотренные выше блоки в одну систему и обеспечивает взаимодействие пользователя с этой системой. Обеспечивает связывание данной системы управления с другими системами.

Панель оператора: позволяет пользователю изменять переменные процесса регулирования, заменяет задатчик и блок ручного управления.

Для успешного построения функциональной схемы необходимо разобраться с тем, какую структуру имеет контроллер с блоком центрального процессора.

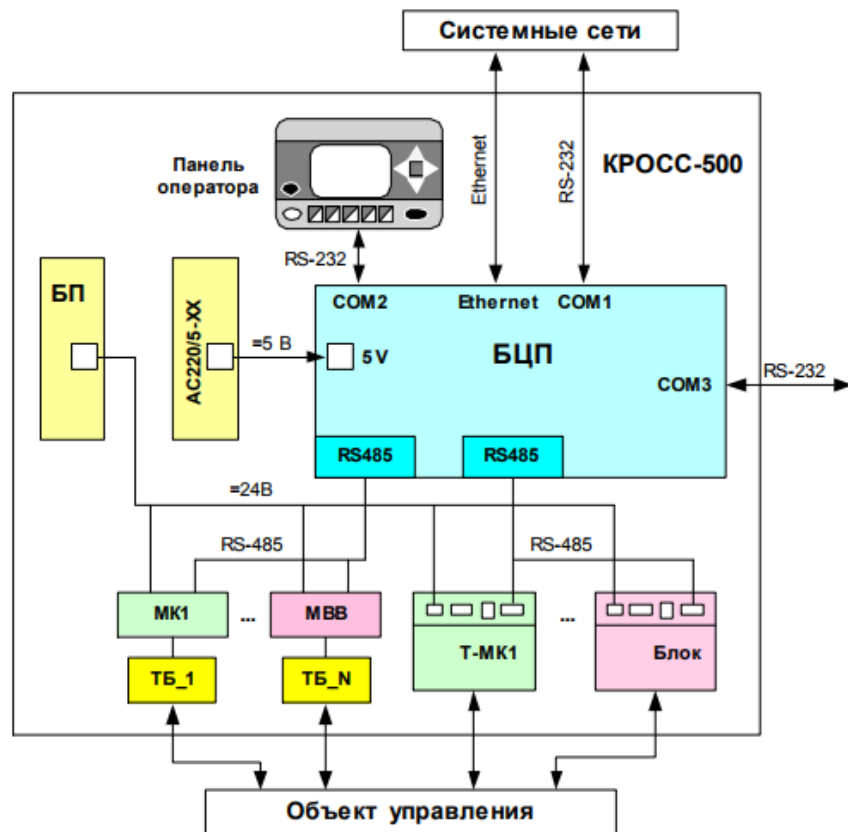


Рисунок 16 – Структура контроллера КРОСС-500 с блоком центрального процессора (БЦП) [18]

AC220\5-XX – модуль питания; RS-485 – внутренняя полевая шина контроллера; RS-232 – внешняя шина контроллера; БП – блок питания модулей, подключенных к блоку центрального процессора; ТБ – терминальный блок или клеммник; МВВ – модули ввода или вывода, используемые для процесса измерения и регулирования; МК1, Т-МК1 – микроконтроллеры разных типов.

Параметры объекта управления будут замеряться внутренними модулями ввода. Управления объектом будет осуществляться внутренними модулями вывода. Данные с контроллера будут транслироваться на самописцы с помощью других внутренних модулей вывода.

Оператор будет влиять на контроллер через внутреннюю панель управления. Под определением «внутренний» здесь понимается то, что этот прибор будет расположен либо на щите управления, либо в шкафу с контроллером.

Г) Пусковое устройство исполнительного механизма: выбран [21] У24 – тиристорный усилитель мощности.

Входной сигнал:

- напряжение постоянного тока 24В, управление по трехпроводной схеме;
- напряжение постоянного тока +\ - 10В, управление по двухпроводной схеме;
- замыкание ключа.

Выходной сигнал: трехфазное напряжение для управления двигателем до 0,4 (У24.10, У24.11) или до 1,1 (У24.20, У24.21) кВт при соединении обмоток двигателя по схеме «звезда».

Д) Регистрирующие устройства

Выбран [22]: РМТ-69 – многоканальный безбумажный прибор для показа и регистрации измеряемых физических величин, которые можно конвертировать в сигнал 0-5 мА, 0-20 мА, 4-20 мА. Нужно выделить 3 канала на измерение температуры, 3 канала на измерение давления и 10 каналов на измерение уровня. Итого 16 каналов.

Таблица 11 – Регистратор многоканальный РМТ-69-АЭС-t0040-III

Вид исполнения (АЭС)	Класс точности	Климатическое исполнение (t0040)	Группа исполнения по ЭМС
Для АЭС с приемкой Ростехнадзора	А	от 0 ⁰ С до 40 ⁰ С	III

3.2.2 Система регулирования давления основного конденсата

Давление при работе ПТУ будет изменяться плавно, автоматика должна обеспечивать точность контроля давления вплоть до одной десятой МПа.

Измеряемое давление должно находиться на $1/2$ или $3/4$ от шкалы. Т.е. выбраны приборы со шкалой максимум которой находится в пределе от 6 до 8 МПа. Класс точности: 0,5 (плюс-минус 0,03 МПа или 0,04 МПа соответственно).

Таблица 12 – Преобразователь давления САПФИР-22МПС-2160-А-11-0,5-6,0 МПа-42-Р [19]

Модель	Место использования (А)	Материалы (исполнение 11)		ПДОПП, % (МПа)	Предел измерения	Код выходного сигнала (42)	Разъем (Р)
		Мембрана	Корпус				
2160 или 2161	АЭС	Титановый сплав	Сталь 12Х18Н10Т	0,5 (0,03)	6,0 МПа	4-20 мА	Под винт

Остальные компоненты системы рассмотрены выше.

3.2.3 Система регулирования уровня конденсата в ПНД

Преобразователь уровня должен иметь способность работать с конденсатом отборного пара подогревателей в условиях радиоактивности (т.к. РБМК работает на радиоактивном паре).

Таблица 13 – Преобразователь уровня РИС 101М1-ПП-082-А-4,0-42-220 [20]

Исполнение первичного преобразователя	Место применения (А)	Длина погружаемой части	Выходной сигнал (42)	Напряжение питания (220)
ПП-082	АЭС	4,0 м	4-20 мА	220 В, 50 Гц

Примечание к табл. 13: к данному первичному преобразователю прилагается передающий преобразователь, который питается указанным напряжением питания, обладает четырьмя уровнями срабатывания реле, устанавливаемые пользователем, и выводом данных об уровне через сигнал 4-20 мА.

Остальные компоненты системы рассмотрены выше.

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Изм	Код	№ докум.	Подп.	Дата		80

ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное)

Расчет основных геометрических размеров подогревателя.

А 1 Расчет толщин обечаек ПНД

А 1.1 Выбор материала и определение допустимого напряжения его работы

Согласно рекомендациям [13, 14] и соображениям о температурных деформациях фланца, выбираем сталь 08Х22Н6Т; эта сталь также будет использоваться для изготовления трубок теплообменной поверхности, элементов плавающей головки и водяной камеры.

Таблица А1 – Механические свойства стали 08Х22Н6Т [14]

ГОСТ	Режимы термообработки, состояние поставки.	Сечение, мм	$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_B , МПа	δ_5 , %	ψ , %	КСУ, Дж/см ²
ГОСТ 5949-75	Прутки. Закалка 950-1050 ⁰ С, воздух, вода.	60	345	590	20	45	-
ГОСТ 7350-77	Листы горячекатаные и холоднокатаные:						
ГОСТ 5582-75	- закалка 1000-1050 ⁰ С, вода	Св. 4	340	588	18	-	59
	- закалка 950-1050 ⁰ С, вода, воздух.	До 3,9	-	640	20	-	-
ГОСТ 25054-81	Поковки. Закалка 1000-1050 ⁰ С, вода.	До 1000	343	593	18	35	60

Таблица А2 – Физические свойства стали 08Х22Н6Т при повышенных температурах [14]

$t, ^\circ\text{C}$	$E \cdot 10^{-5}$, МПа	$\alpha, \frac{1}{^\circ\text{C}}$	$\lambda, \frac{\text{Вт}}{\text{м}\times\text{К}}$	$\rho, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
20	2,03	-	-	7700
100	2,01	9,6	14,6	-
200	1,93	13,8	15,9	-

Удельная цена стали: 30 руб\кг [14].

А 1.2 Расчет толщины стенки кожуха для паровой обечайки подогревателя

Толщину стенок вычисляют по формуле:

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Из	Код	№ док.им.	Подп.	Дат		114

А 1.5 Расчет толщины эллиптических днищ для водяной стороны ПНД

В ПНД с плавающей головкой по водяной стороне существуют два днища: верхнее и нижнее.

Условия применимости данных ниже формул:

$$0,002 \leq \left[\frac{s_{\text{вода}} - c_{\text{вода}}}{D} = \frac{8-1}{2 \cdot 900} = 0,004 \right] \leq 0,100 ;$$

$$0,2 \leq \left[\frac{H_{\text{вода}}}{D_{\text{вода}}} = \frac{H_{\text{вода}}}{2 \cdot 900} \right] \leq 0,5 .$$

Пределы высоты эллиптического днища:

$$352 \text{ мм} \leq H_{\text{вода}} \leq 900 \text{ мм} .$$

Толщину стенки вычисляют по формуле:

$$s_1^{\text{вода}} = s_{1p}^{\text{вода}} + c_{\text{вода}} = 8 + 1 = 9 \text{ мм, где}$$

$$s_{1p}^{\text{вода}} = \frac{p_{\text{вода}} R_{\text{вода}}}{2\phi \left[\sigma_{\text{Ст08Х22Н6Т}}^{\text{Лист от 4 мм}} \right] - 0,5 p_{\text{вода}}} = \frac{4,2 \cdot 900}{2 \cdot 1 \cdot 227 - 0,5 \cdot 4,2} = 8 \text{ мм, где}$$

$\phi = 1$ – коэффициент прочности сварного шва (деталь выполнена из одной заготовки), согласно [15].

Радиус кривизны в вершине эллиптического днища:

$$r_{\text{вода}} = D_{\text{вода}}, \text{ тогда высота эллиптического днища:}$$

$$H_{1\text{вода}} = 0,25 \cdot 2 \cdot R_{\text{пар}} = 0,25 \cdot 2 \cdot 880 = 440 \text{ мм} .$$

А 2 Расчет толщины трубных досок

Толщина трубной доски рассчитывается так [45]:

$$s_{\text{ТД}} = s_{\text{р}}^{\text{ТД}} + c_{\text{ТД}} = 106 + 1 = 107 \text{ мм, где}$$

А) Расчетная толщина трубной доски:

$$s_{\text{р}}^{\text{ТД}} = \frac{D_{\text{с}}^{\text{вода}}}{4,2} \sqrt{\frac{p_{\text{вода}}}{\phi_E \cdot \left[\sigma_{\text{Ст08Х22Н6Т}}^{\text{Поковка}} \right]}} = \frac{2 \cdot \left(900 + \frac{9}{2} \right)}{4,2} \sqrt{\frac{4,2}{0,3 \cdot 229}} = 106 \text{ мм, где}$$

- допустимое напряжение (см табл. А1):

$$\left[\sigma_{\text{Ст08Х22Н6Т}}^{\text{Поковка}} \right] = \min \left[\frac{\sigma_e}{n_e}; \frac{\sigma_{0,2}}{n_{0,2}} \right] = \min \left[\frac{593}{2,4}; \frac{343}{1,5} \right] = 229 \text{ МПа ;}$$

- эффективный коэффициент ослабления решетки:

						ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Из	Код	№ док.им.	Подп.	Дат			117

$$\phi_E = 1 - \frac{d_E}{t_p} = 1 - \frac{14}{20} = 0,3, \text{ где}$$

$d_{\text{внутр}} = d_0 - 2s_0 = 16 - 2 \cdot 1 = 14$ мм – эффективный диаметр теплообменной трубки;

$t_p = 20$ мм – шаг расположения отверстий в трубной доске.

Б) Поправка к толщине трубной доски:

$$c_{\text{ТД}} = 1 \text{ мм} - \text{на коррозию и эрозию.}$$

А 3 Расчет фланцев плавающей головки

Здесь мы будем рассчитывать толщину трубной доски кожухотрубного подогревателя с плавающей головкой.

Ради того, чтобы исключить гальванические пары трубной доски с теплообменными трубками, первую необходимо выполнить из того же материала, что теплообменные трубки и водяная камера, т.е. из стали 08Х22Н6Т.

Методика, приведенная в [46] не предназначена для непосредственного нахождения размеров фланцевого соединения. Но её можно использовать для проверки на прочность предполагаемого соединения, поэтому определение размеров фланца является итерационным процессом, требующим большого объема вычислений.

В данном пункте будут представлены сначала геометрические размеры фланца, затем будет показана его проверка на прочность, а сам итерационный процесс будет выполнен в программной среде MathCAD.

Согласно рекомендациям [46] выбираем фланцевое соединение с уплотнительной поверхностью выступ-впадина (т.к. рабочее давление среды достигает 4,2 МПа).

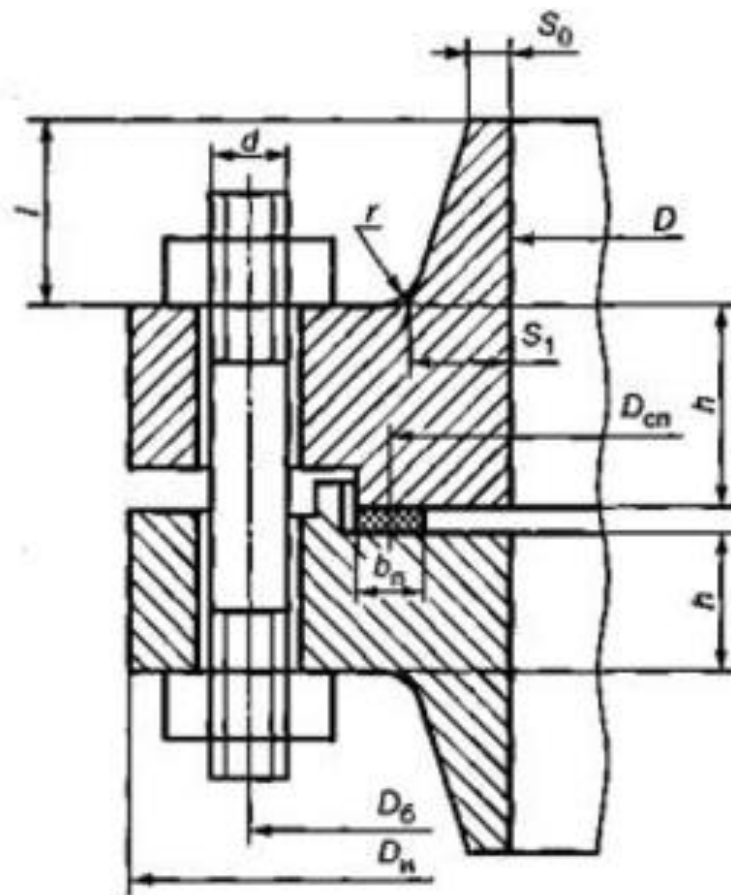


Рисунок А1 – Схема фланца выступ-впадина (данный рисунок не показывает всех деталей фланца) [46]

Прокладка будет изготовлена из терморасширенного графита (т.к. остальные типы прокладок оказались недостаточно прочными), обладающего следующими свойствами [46]:

$m = 2$ – прокладочный коэффициент;

$q_{\text{обж}} = 4,0$ МПа – давление обжатия прокладки;

$[q] = 200$ МПа – допускаемое напряжение работы прокладки из графита;

$K_{\text{обж}} = 1$ – коэффициент обжатия;

$E_{\text{п}} = 0,02 \cdot 10^5$ МПа – модуль Юнга для прокладки.

Еще нам необходимо придерживаться следующих соотношений сторон прокладки (рис. А2):

$$\frac{b_{\text{п}}}{h_{\text{п}}} = 1..3$$

Из	Код	№ докум.	Подп.	Дат
----	-----	----------	-------	-----

$$= \left[3,0 \cdot 10^{-8} + \frac{2,03 \cdot 10^5}{1,93 \cdot 10^5} (2 \cdot 10^{-8} + 2 \cdot 10^{-8}) \cdot 61^2 + \frac{2,03 \cdot 10^5}{1,93 \cdot 10^5} 2,6 \cdot 10^{-8} \right]^{-1} = 4,7 \cdot 10^6 \frac{\text{Н}}{\text{мм}}, \text{ где}$$

b – плечо силы при болтах, мм;

y_ϕ, y_6, y_π – податливость стали фланцев, болтов и прокладки соответственно, мм\Н.

$$b = 0,5 \cdot (D_6 - D_{с.п}) = 0,5 \cdot (1957 - 1835) = 61 \text{ мм};$$

$$y_\pi = \frac{h_\pi \cdot K_{обж}}{E_\pi \pi D_{сн} b_0} = \frac{5 \cdot 1}{2,0 \cdot 10^3 \cdot \pi \cdot 1835 \cdot 15} = 2,9 \cdot 10^{-8} \frac{\text{мм}}{\text{Н}};$$

$$y_6 = \frac{L_6}{E_6^{20} A_6} = \frac{166}{2,03 \cdot 10^5 \cdot 31920} = 2,6 \cdot 10^{-8} \frac{\text{мм}}{\text{Н}}, \text{ где}$$

$L_6 = L_{6,0} + 0,56d_6 = 146 + 0,56 \cdot 36 = 166$ мм – ориентировочная длина шпильки;

$$y_{\phi 1} = \frac{0,91 \cdot \beta_V}{E_{гол}^{20} \cdot \lambda_1 \cdot S_0^2 \cdot l_0} = \frac{0,91 \cdot 0,22}{2,03 \cdot 10^5 \cdot 1,133 \cdot 16^2 \cdot 170} = 0,2 \cdot 10^{-12} \frac{\text{мм}}{\text{Н}},$$

$$y_{\phi 2} = \frac{0,91 \cdot \beta_V}{E_{гол}^{20} \cdot \lambda_2 \cdot S_0^2 \cdot l_0} = \frac{0,91 \cdot 0,22}{2,03 \cdot 10^5 \cdot 1,133 \cdot 16^2 \cdot 170} = 0,2 \cdot 10^{-12} \frac{\text{мм}}{\text{Н}}, \text{ где}$$

$\lambda_1, \lambda_2, \beta_V$ – коэффициенты согласно [46];

$$\beta_V = f\left(\frac{S_1}{S_0}; \frac{l}{l_0}\right) = f\left(\frac{40}{16}; \frac{65}{170}\right) = f(2,5; 0,38) = 0,22;$$

$$\lambda_1 = \frac{\beta_F \cdot h_{\phi 1} + l_0}{\beta_T l_0} = \frac{0,85 \cdot 230 + 170}{1,9 \cdot 170} = 1,133,$$

$$\lambda_2 = \frac{\beta_F \cdot h_{\phi 2} + l_0}{\beta_T l_0} = \frac{0,85 \cdot 230 + 170}{1,9 \cdot 170} = 1,133, \text{ где}$$

β_F, β_T – коэффициенты согласно [46];

$$\beta_F = f\left(\frac{S_1}{S_0}; \frac{l}{l_0}\right) = f\left(\frac{40}{16}; \frac{65}{170}\right) = f(2,5; 0,38) = 0,85, \text{ где}$$

l_0 – параметр длины обечайки;

$$l_0 = \sqrt{D_{вода} S_0} = \sqrt{2 \cdot 900 \cdot 16} = 170 \text{ мм};$$

$$\beta_T = f(C) = f(1,099) = 1,9, \text{ где}$$

C – коэффициент;

$$C = \frac{D_{н\phi}}{D_{вода}} = \frac{989}{900} = 1,099.$$

						ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Из	Код	№ док.им.	Подп.	Дат			122

А 3.3 Расчетная нагрузка на шпильки фланца

А) При монтаже

$$P_{\sigma}^M = \max \{P_{\sigma 1}; P_{\sigma 2}\} = \max \{8,6; 2,9\} = 8,6 \text{ МН}, \text{ где}$$

$P_{\sigma 1}$ – расчетная нагрузка на прокладку, обеспечивающая герметичность в рабочих условиях;

$P_{\sigma 2}$ – расчетная нагрузка на шпильки при затяжке, необходимая для обеспечения обжатия прокладки и минимального начального натяжения шпилек.

$$P_{\sigma 1} = \max \left[\begin{array}{l} \alpha \cdot Q_{\text{д}} + R_{\text{п}} \\ \alpha \cdot Q_{\text{д}} + R_{\text{п}} - Q_t \end{array} \right] = \max \left[\begin{array}{l} 0,891 \cdot 9,0 \cdot 10^6 + 0,6 \cdot 10^6 \\ 0,891 \cdot 9,0 \cdot 10^6 + 0,6 \cdot 10^6 - 0 \end{array} \right] = 8,6 \text{ МН},$$

$$P_{\sigma 2} = \max \{ [P_{\text{обж}}]; [0,4 A_{\sigma} \cdot [\sigma_{\sigma}]] \} = \max \{ [0,2 \cdot 10^6]; [0,4 \cdot 31920 \cdot 230] \} = 2,9 \text{ МН}, \text{ где}$$

α – коэффициент жесткости фланцевого соединения, нагруженного внутренним давлением или внешней осевой силой;

$$\alpha = 1 - \frac{y_{\text{п}} - (y_{\text{ф1}} + y_{\text{ф2}}) \cdot e \cdot b}{y_{\text{п}} + y_{\sigma} + (y_{\text{ф}} + y_{\text{к}}) \cdot b^2} = 1 - \frac{12 \cdot 10^{-6} - (2 \cdot 10^{-11} + 2 \cdot 10^{-11}) \cdot 6 \cdot 61}{2,9 \cdot 10^{-8} + 2,6 \cdot 10^{-8} + (2 \cdot 10^{-11} + 2 \cdot 10^{-11}) \cdot 61^2} = 0,891, \text{ где}$$

e – плечо усилия от давления внутри фланца, мм;

$$e_{\text{ф}} = 0,5 \cdot (D_{\text{с.п}} - D_{\text{вода}} - S_{\text{ф}}) = 0,5 \cdot (1835 - 2 \cdot 900 - 23) = 6 \text{ мм}, \text{ где}$$

$S_{\text{ф}}$ – эквивалентная толщина втулки фланца, мм;

$$S_{\text{ф}} = \zeta \cdot S_0 = 1,457 \cdot 16 = 23 \text{ мм}, \text{ где}$$

ζ – коэффициент;

$$\zeta = f \left(\frac{S_1}{S_0}; \frac{l}{l_0} \right) = f \left(\frac{40}{16}; \frac{65}{170} \right) = 1,457 ; \cdot$$

$[\sigma_{\sigma}]$ – допускаемое напряжение работы болтов, МПа;

$$[\sigma_{\sigma}] = \min \left(\frac{\sigma_{0,2}^{\sigma}}{n_{0,2}}; \frac{\sigma_{\text{в}}^{\sigma}}{n_{\text{в}}} \right) = \min \left(\frac{345}{1,5}; \frac{590}{2,4} \right) = 230 \text{ МПа} - \text{согласно [14, 15].}$$

Б) При работе

$$P_{\sigma}^P = P_{\sigma}^M + (1 - \alpha) Q_{\text{д}} + Q_t = 8,6 \cdot 10^6 + (1 - 0,891) \cdot 9,0 \cdot 10^6 + 0 = 9,6 \text{ МН}.$$

А 3.4 Проверка прочности шпилек и прокладки

Расчетные напряжения в шпильках при монтаже вычисляются по формуле:

									Лист
									123
Из	Код	№ док.им.	Подп.	Дат					

Размер $b_{\text{п}}$ выбираем 15 мм, тогда размер $h_{\text{п}}$ будет равен 5 мм.

В качестве стали, из которой будет изготовлена верхняя часть водяной камеры, включая крепления, выбираем сталь 08Х22Н6Т. Свойства данной стали приведены в табл. А1-А2.

При построении чертежа в итерационных процессах были выбраны следующие геометрические размеры (рис. 14):

$R_{\text{н.ф}} = 1028$ мм – наружный радиус тарелки фланца;

$h_1 = h_2 = 280$ мм – высота тарелки фланца;

$S_0 = 16$ мм – толщина приварной части фланца возле днища;

$S_1 = 40$ мм – толщина приварной части фланца возле тарелки;

$l = 75$ мм – длина конической части приварного фланца.

Конусность втулки не должна превышать 0,4, иначе придется дополнительно упрочнять фланец цилиндрической вставкой [46]:

$$\left[\frac{S_1 - S_0}{l} = \frac{40 - 16}{75} = 0,32 \right] \leq 0,4 .$$

Температура работы фланца принимается по табл. 1:

$$t_{\text{ф1}} = t_{\text{ф2}} = t_{\text{к}} = t_6 = 180^{\circ} \text{C} .$$

А 4.1 Усилия, необходимые для смятия прокладки и обеспечения герметичности

- при затяжке:

$$P_{\text{обж}} = 0,5\pi D_{\text{сп}} b_{\text{п}} \cdot q_{\text{обж}} = 0,5 \cdot \pi \cdot 1835 \cdot 15 \cdot 4,0 = 173 \text{ кН} , \text{ где}$$

$$D_{\text{сп}} = 2 \cdot \left(R_{\text{вода}} + 10 + \frac{1}{2} b_{\text{п}} \right) = 2 \cdot \left(900 + 10 + \frac{1}{2} 15 \right) = 1835 \text{ мм} \quad - \quad \text{диаметр середины}$$

прокладки;

- при работе:

$$R_{\text{п}} = \pi \cdot D_{\text{с.п}} \cdot b_{\text{п}} \cdot m \cdot (p_{\text{вода}} - p_{\text{воздух}}) = \pi \cdot 1835 \cdot 15 \cdot 2 \cdot (4,2 - 0,1) = 709 \text{ кН} ;$$

А 4.2 Усилие в шпильках фланцевого соединения

В качестве крепления выбраны шпильки потому что болты слишком коротки чтобы использовать их в подогревателе.

Суммарная площадь сечения шпилек:

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
Из	Код	№ док.им.	Подп.	Дат		129

$$163 \text{ МПа} \leq 320 \text{ МПа} .$$

- при работе:

$$\max(|\sigma_R^P|; |\sigma_T^P|) \leq K_T [\sigma],$$

$$\max(13; 209) \leq 1.3 \cdot 246,$$

$$209 \text{ МПа} \leq 320 \text{ МПа} .$$

А 5.8 Проверка угла поворота фланцев при нагружении

$$\Theta \leq K_{\Theta} [\Theta],$$

$$0.015 \leq 1.3 \cdot 0.013$$

$$0.015 \text{ мм} \leq 0.016 \text{ мм} , \text{ где}$$

$K_{\Theta} = 1,3$ – коэффициент поворота фланца для условий испытания;

$[\Theta] = 0.012 \text{ мм}$ – допустимый поворот фланцев при диаметре водной камеры более 2000 мм;

Θ – поворот приварного встык фланца, мм;

$$\Theta = M_p \cdot \max(y_{\phi 1}, y_{\phi 2}) \cdot \frac{E_{ТД}^{20}}{E_{ТД}} = 1,6 \cdot 10^8 \cdot 1,6 \cdot 10^{-10} \cdot \frac{2.03}{1.93} = 0.015 \text{ мм} .$$

А 6 Выбор стандартных штуцеров под рабочее тело

В этой главе будут выбраны штуцера для подогревателей ПН-1800-42-8 всех четырех модификаций. Выбор будет осуществляться в соответствии с табл. А3.

					ФЮРА.311351.001 ПЗ	Лист
						146
Из	Код	№ док.им.	Подп.	Дат		

Таблица А3 – Перечень патрубков (штуцеров) внешних присоединений подогревателей низкого давления (ПНД 1–5) [3]

Назначение патрубка (штуцера)	Рабочее давление, МПа	ПН-1800-42-8 I	ПН-1800-42-8 II	ПН-1800-42-8 III	ПН-1800-42-8 IV
Вход основного конденсата	4,2	630×18 (1)	630×18 (1)	630×18 (1)	630×18 (1)
Выход основного конденсата	4,2	630×18 (1)	630×18 (1)	630×18 (1)	630×18 (1)
Воздушник	4,2	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)
Опорожнение трубной системы	4,2	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)
Вход греющего пара	0,8	1220×10 (1)	820×10 (1)	820×10 (1)	630×8 (1)
Выход конденсата греющего пара	0,8	630×8 (1)	530×8 (1)	530×8 (1)	325×18 (1)
Вход конденсата греющего пара из предыдущего ПНД	0,8	530×8 (1)	530×8 (1)	325×10 (1)	–
Присоединение конденсатных бачков	0,8	22×3 (4)	22×3 (4)	22×3 (4)	22×3 (4)
Отсос парогазовой смеси	0,8	60×5 (1)	60×5 (1)	60×5 (1)	60×5 (1)
Вход конденсата греющего пара бойлеров	0,8	219×10 (1)	–	–	–
Вход дренажа СПП (слив СС)	0,8	–	426×10 (1)	–	–
Вход постоянной продувки испарителей	0,8	–	–	159×4,5 (1)	–
Периодическая продувка межтрубного пространства	0,8	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)	38×3,5 (1)

В сборочном чертеже будет отражен усовершенствованный подогреватель ПН-1800-42-8 четвертой модификации, поэтому выбираем штуцера именно под этот подогреватель

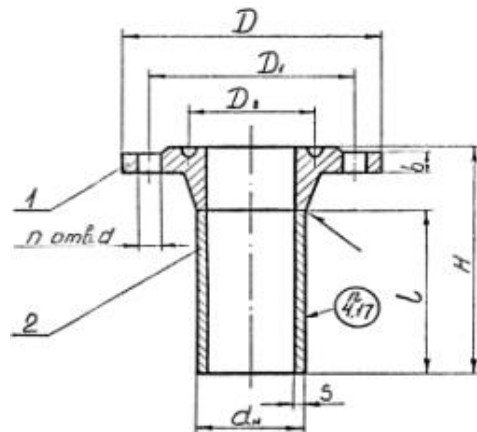


Рисунок А3 – Штуцер второго типа, шестого исполнения [47]

1 – фланец; 2 – патрубок.

Таблица А4 – Штуцер второго типа, шестого исполнения ДУ 600 мм. под рабочее давление до 6,3 МПа [47], рис. А3

D_y (штуцер по табл. А3)	D	D_1	D_8	b	d	n	l	H	$d_{\text{н}}$	S	Масса, кг
600 (630x18)	1005	878	720	93	51	24	270\	509\	639	33	261,6\
							360	599			281,3

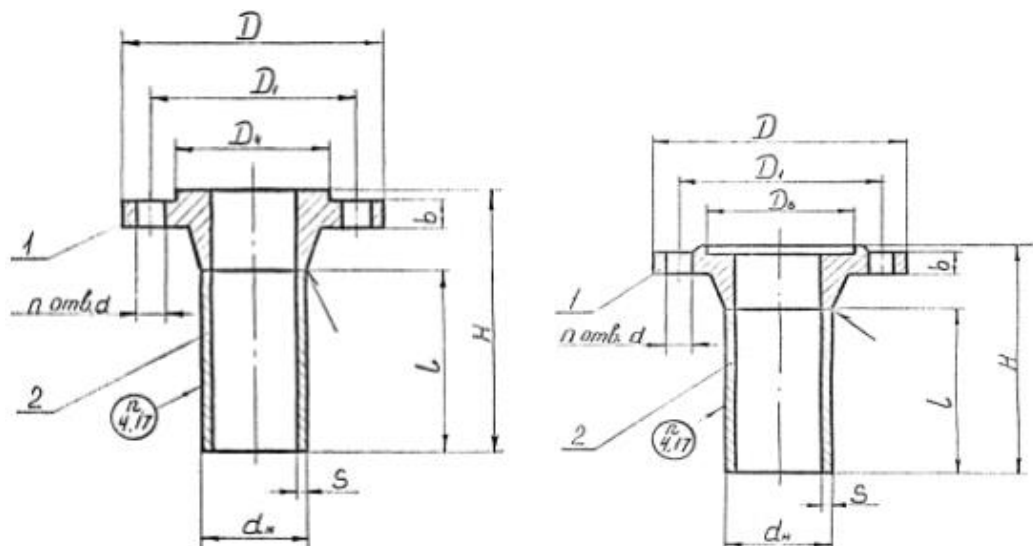


Рисунок А4 – Штуцер второго типа, второго (слева) и третьего (справа) исполнений [47]

1 – фланец, 2 – патрубок.

Таблица А5 – Штуцера второго типа, второго и третьего исполнений ДУ 40 мм.
под рабочее давление до 6,3 МПа [47], рис. А4

D_y (штуцер по табл. А3)	D	D_1	D_4	D_6	b	d	n	l	H	d_m	S	Масса, кг	
												Исполнение	
												2	3
40 (38x3,5)	165	125	75	76	21	22	4	120\180	189\249	45	4,0	4,2\	4,1\
												4,5	4,4

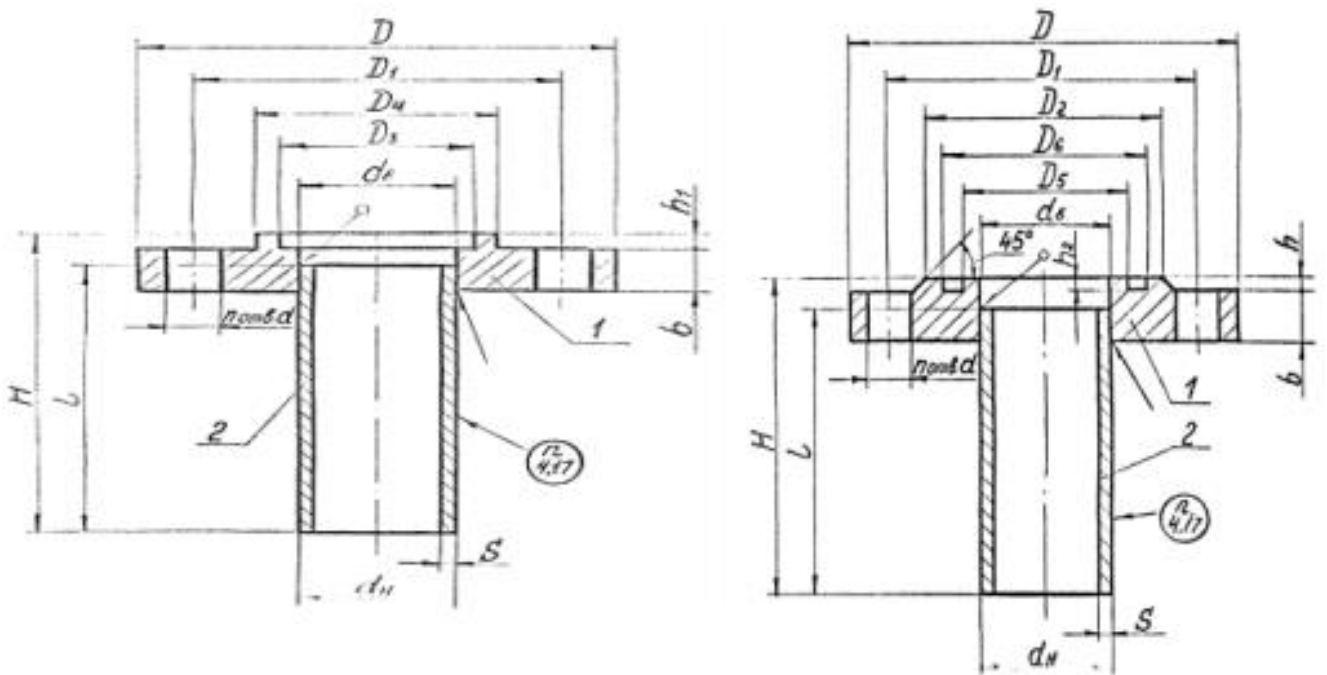


Рисунок А5 – Штуцера первого типа, четвертого (слева) и шестого (справа) исполнений [47]

Таблица А6 – Штуцера первого типа, четвертого и шестого исполнений под рабочее давление до 1,0 МПа [47], рис. А5

D_y (штуцер по табл. А3)	d_6	D	D_1	D_2	D_3	D_4	D_5	D_6	h_2	b	h	h_1	d	n	l	H	d_H	S	Масса, кг	
																			Исполнение	
																			4	5
500 (630×8)	534	670	620	585	549	575	548	576	4	28	4	5	27	20	230\230	240\300	530	12	63,8\72,8	63,8\72,8
300 (325×18)	328	440	400	370	343	363	342	364	4	24	4	5	22	12	200\260	210\270	325	10	28,0\33,0	28,5\33,0
50 (22×3)	59	160	125	102	73	87	72	88	3	15	3	4	18	4	150\210	155\215	57	4	2,8\3,2	2,8\3,2
50 (60×5)	59	160	125	102	73	87	72	88	3	15	3	4	18	4	150\210	155\215	57	4	2,8\3,2	2,8\3,2
50 (38×3,5)	59	160	125	102	73	87	72	88	3	15	3	4	18	4	150\210	155\215	57	4	2,8\3,2	2,8\3,2