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

Институт: **Электронного обучения**
Специальность: **140404 Атомные электрические станции и установки**
Кафедра: **Атомных и тепловых электростанций**

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
Обоснование выбора материала теплообменных трубок для сетевых подогревателей энергоблока ВВЭР- 1000

УДК 621.311.25:621.039.524.002.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-6101	**Старовойтов Никита Михайлович**		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры АТЭС	**А.В. Воробьёв**	**к.т.н., доцент**		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	**Ю.А. Амелькович**	**к.т.н., доцент**		

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры автоматизации теплоэнергетических процессов	**В.С. Андык**	**к.т.н., доцент**		

Нормоконтроль

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

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

Институт **Электронного обучения**
Специальность подготовки **140404 Атомные электрические станции и установки**
Кафедра **«Атомных и тепловых электростанций»**

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН
А.С. Матвеев

_____ _____
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломной работы

(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	**ФИО**
З-6101	**Старовойтову Никите Михайловичу**

Тема работы:

Обоснование выбора материала теплообменных трубок для сетевых подогревателей энергоблока ВВЭР- 1000	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	**20 января 2017 года**

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*	В работе представлен проект сетевой подогревательной установки энергоблока ВВЭР-1000 повышенной эффективности за счет применения трубок поверхности теплообмена из безникелевой стали, рассчитывается целесообразность и экономическая эффективность применения таких трубок.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).*	1. Описание характеристик энергоблока 2. Составление принципиальной тепловой схемы на конденсационный режим 3. Составление принципиальной тепловой схемы на теплофикационный режим 4. Конструкторский расчет сетевого подогревателя 5. Экономический эффект от модернизации сетевого подогревателя 6. Контроль уровня конденсата в сетевом подогревателе 7. Заключение
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	ФЮРА.311356.002.ТЗ ФЮРА.311356.002.СБ1 ФЮРА.311356.002.СБ2 ФЮРА.311356.002.ЗА1 ФЮРА.311356.002.ЗА2 ФЮРА.311356.002.СО

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	**Сергейчик С.И., старший преподаватель кафедры менеджмента**
Социальная ответственность	**Амелькович Ю.А., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности**
Автоматизация технологических процессов	**Андык А.В., доцент кафедры автоматизации теплоэнергетических процессов**

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

Реферат, ключевые слова

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	**10 июня 2016 года**

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Воробьёв А.В.	к.т.н.		**10.06.16**

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Старовойтов Никита Михайлович		**10.06.16**

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 112с., 16 рис., 12 табл., 15 источников, 2 приложения, 6 листов графического материала.

Ключевые слова: сетевой подогреватель, теплофикация, стоимость, безникелевая сталь, теплообменные трубки, отложения.

В работе представлен проект сетевой подогревательной установки энергоблока ВВЭР-1000, повышенной эффективности за счет применения трубок поверхности теплообмена из стали 08Х14МФ, рассчитывается целесообразность и экономическая эффективность применения таких трубок.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе MicrosoftWord 2010, шрифтом TimesNewRoman 14 через 1,5 интервала. Для расчета свойств воды и водяного пара использовалась программа WaterStreamPro 6.0. Компьютерная графика выполнена с помощью программного комплекса АСКОН Компас-3D v.16.1.

СПИСОК ПРИНЯТЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

АЭС – атомная электрическая станция;

БОУ – блочная обессоливающая установка;

ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор;

КПД – коэффициент полезного действия;

ПНД – подогреватель низкого давления;

ОД – охладитель дренажа;

ПВ – питательная вода;

ПВД – подогреватель высокого давления;

ПГ – парогенератор;

ПП – промежуточный пароперегреватель;

ПТУ – паротурбинная установка;

С – сепаратор;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;

СТТК – система теплотехнического контроля;

ТВС – тепловыделяющая сборка;

ТВЭЛ – тепловыделяющий элемент;

ТПН – турбопитательный насос;

ТПС – термопреобразователь сопротивления;

ТЦ – турбинный цех;

ТЭС – тепловая электрическая станция;

ЭБ – энергоблок.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ…… 11
1.ОСНОВНОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭБ……...13
2.ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ И ОБОСНОВАНИЕ ТЕМЫ ВКР……..18
3.ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ
НА ТЕПЛОФИКАЦИОННЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ……..... 24
3.1 Уточнение состава и параметров расчетной тепловой схемы…… 24
3.2 Уточнение параметров пара и воды по ступеням
регенеративного подогрева ……....24
3.3 Выбор мест подключения сетевых подогревателей и определение
расходов сетевой воды и греющего пара, отбираемого на
сетевые подогреватели……..26
3.4 Расчёт расходов пара по отсекам……... 28
3.5 Расчёт давления в конденсаторе……..……..29
3.6 Построение процесса расширения пара в hS-диаграмме с
установление оптимального разделительного давления……... 29
3.7 Составление общих уравнений материального баланса……..……36
3.8 Решение уравнений материального и теплового балансов…….....45
3.9 Определение расхода пара на турбину и показателей
тепловой экономичности ПТУ и энергоблока…….. 45
4. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА И РАСЧЕТЫ
СЕТЕВОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ…… 50
4.1 Блок схемы расчетов ПСВ……..51
4.2 Алгоритм конструкторского и теплового расчета……... 51
4.3 Поверочные расчеты…..…….59
4.4 Гидродинамические расчеты…… 64
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ
И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ……... 67
5.1 Расчет затрат на основные материалы…… 70
5.2 Расчет численности работающих по категориям……. 77

5.3 Расчет фонда заработной платы…… 83
5.4 Расчет увеличения общепроизводственных расходов……84
5.5 Расчет стоимости дополнительно выработанной электроэнергии….86
5.6 Расчет экономического эффекта модернизации……...88
5.7 Калькуляция……..90
6.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ……... 91
7.РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО
КОНТРОЛЯ ТЕПЛОФИКАЦИОНОЙ УСТАНОВКИ…… 92
7.2 Разработка структуры и схемы системы теплотехнического
контроля ……92
7.3 Выбор технических средств и составление
заказной спецификации…….…...103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ……..111
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ…… 112
Графический материал:
ФЮРА.311356.002 Т6. Технологическая схема энергоблока ВВЭР-1000.
ФЮРА.311356.003 Т3. Тепловая схема турбоустановки К-1000-60/1500.
ФЮРА.311356.004 СБ. Сборочный чертёж сетевого подогревателя.
ФЮРА.311356.005 ГП. Поперечный разрез.

ВВЕДЕНИЕ

Основой развития атомной энергетики в России являются и сохранят свое положение на ближайшую перспективу двухконтурные АЭС с ВВЭР.

Современные паротурбинные установки атомных электростанций представляют собой сложнейшие системы, состоящие из большого количества элементов. Важное место в составе таких систем занимают теплообменные аппараты — крупногабаритное, дорогостоящее и металлоемкое оборудование, улучшение характеристик которого может, по данным Всероссийского теплотехнического и Московского энергетического институтов, увеличить на 30% в общем КПД ПТУ, достигнутым за счет усовершенствования всех элементов турбоустановки. Подогреватели низкого давления, конденсаторы, подогреватели сетевой воды и маслоохладители турбин принадлежат к наиболее ответственным и крупным аппаратам, определяющих надежность и эффективность работы турбоустановки. Обеспечение эффективной работы теплообменных аппаратов паротурбинных установок окупается в минимальные сроки и получается существенный экономический эффект.

Нахождение путей увеличения экономичности и эксплуатационной надежности ПТУ должно осуществляться методами системно-структурного анализа, позволяющего учесть взаимосвязи всех отдельных элементов и технологических подсистем в составе турбоустановки. Значительный резерв в этом направлении составляет дальнейшее совершенствование принципов конструирования и методов инженерных расчетов теплообменного оборудования ПТУ на базе глубокого изучения физических процессов в теплообменных аппаратах и применения новых прогрессивных способов интенсификации теплообмена.

Решение поставленных задач в конечном итоге приводят к экономии топлива, улучшению массогабаритных характеристик и снижения стоимости оборудования.

Цель работы заключается в оценке эффективности замены материала трубок поверхности теплообмена сетевых подогревателей АЭС, на трубки из эрозионно-коррозионно-стойкой нержавеющей стали 08Х14МФ.

Подогреватели из нержавеющей стали обладают максимальной стойкостью к коррозии, используются в системах с жидкостями, химический состав которых не подходит ни меди, ни латуни. Это может быть вода с повышенной кислотностью, жесткостью, щелочностью. Нержавеющую сталь используют для производства труб, по которым будет течь соленая вода с различными примесями.

Кроме того, сплав 08Х14МФ сочетает достоинства чугуна и стали: он долговечен, невосприимчив к перепадам температур и обладает малой инертностью. Он не выделяет ионы металла, окрашивающие и загрязняющие воду, и обладает доступной ценой.

Выбор материала трубок теплообменника зависит от определенных параметров и в каждом случае индивидуален. К данному вопросу стоит подходить с особой тщательностью, чтобы теплообменник прослужил максимально долго и эффективно.

Модернизация может производиться на действующих паротурбинных установках энергоблоков ВВЭР-1000, в период планового ремонта.

1. ОСНОВНОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭБ

Базовым объектом является энергоблок ВВЭР-1000 технологическая схема которого представлена на ФЮРА. 311356.002 Т6. С входящим в него водо-водяным энергетическим реактором ВВЭР-1000, с котором работает турбоустановка К-1000-60/1500 тепловая схема которой на

ФЮРА. 311356.003 Т3.

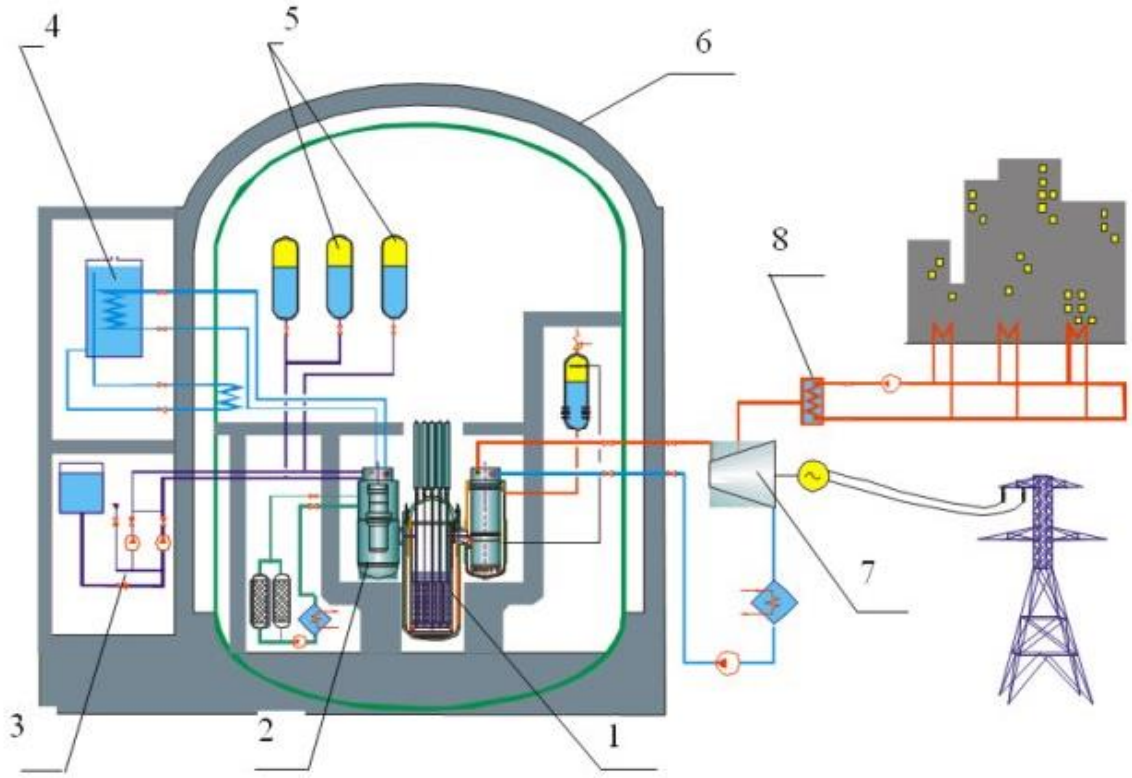

Рисунок 1.1. - Принципиальная схема АЭС с ВВЭР [ ]

1. *реактор;*
2. *парогенератор;*
3. *система очистки и расхолаживания;*
4. *пассивная система аварийного расхолаживания;*
5. *гидроаккумуляторы системы аварийного охлаждения активной зоны;*
6. *защитная оболочка;*
7. *турбогенераторная установка;*
8. *теплообменник сетевой воды.*

Реактор ВВЭР – 1000 представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд, выполненный из высокопрочной теплоустойчивой хромомолибденовой стали с нержавеющей наплавкой.

Активная зона реактора помещена в корпус и образуется из шестигранных тепловыделяющих сборок (ТВС), содержащих тепловыделяющие элементы (ТВЭЛ) стержневого типа с сердечником из диоксида урана в форме таблеток, находящихся в оболочке из сплава циркония. В реактор через нижние патрубки поступает теплоноситель(вода) и опускается по кольцевому зазору в нижний смесительный объем, проходит снизу-вверх через активную зону, нагревается за счет тепла ядерной реакции и, охлаждая тепловыделяющие элементы, через верхний ряд патрубков выходит из реактора.

Таблица 1.1 – Характеристика ВВЭР-1000

Характеристика	**ВВЭР-1000**
Тепловая мощность реактора, МВт	3000
К. п. д., %	33,0
Давление пара перед турбиной, атм	60,0
Давление в первом контуре, атм	160,0
Температура воды, °С:	
на входе в реактор	289
на выходе из реактора	324
Диаметр активной зоны, м	3,12
Высота активной зоны, м	3,50
Диаметр ТВЭЛа, мм	9,1
Число ТВЭЛов в кассете	312
Загрузка урана, т	66
Среднее обогащение урана, %	3,3—4,4
Среднее выгорание топлива, МВт-сут/кг	40

Паровая турбина типа К-1000-60/3000 мощностью 1000.МВт предназначена для работы в составе энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 на насыщенном паре.

Теплофикационная установка предназначена для централизованного теплоснабжения потребителей горячей водой. Теплофикационная нагрузка блока при работе сетевых подогревателей составляет 836 МДж/ч , при двухступенчатом подогреве сетевой воды от 65 ˚С до 130 ˚С.

Верхний сетевой подогреватель подключен к третьему отбору турбины при абсолютном давлении 0,5 кгс/см², второй подогреватель – из четвертого отбора турбины при давлении 0,2 кгс/см².И нагревает воду до 130˚С.

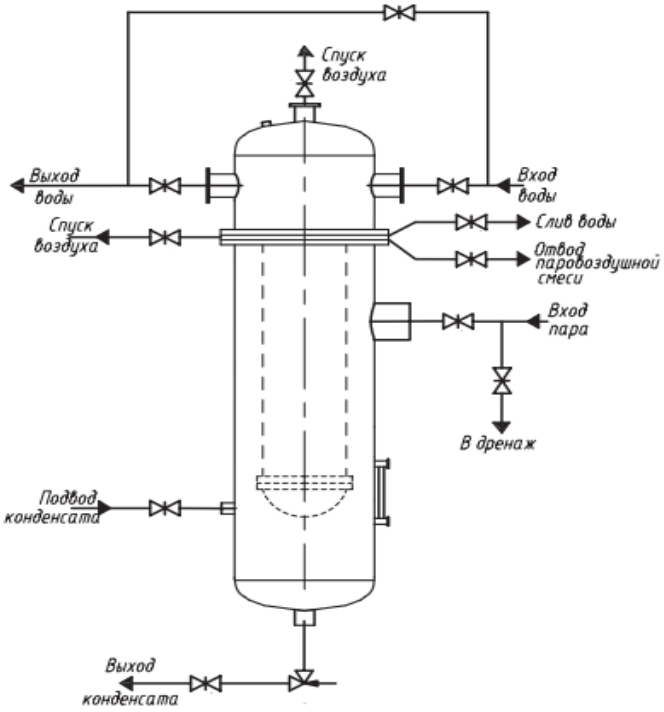

Рисунок 1.2 - Схема подключения сетевого подогревателя

Работа подогревателей основана на теплообмене в результате омывания греющего пара трубок, внутри которых протекает сетевая вода. Подогреватель состоит из сварного корпуса и пары водяных камер – верхней и нижней.

Подогреватель сетевой воды представляет собой теплообменник вертикального типа, основными состовляющими которого являются: верхняя и нижняя (плавающая) водяные камеры, корпус, трубная система.

Собираются узлы с помощью фланцевого соединения, обеспечивающего возможность их профилактического осмотра и ремонта.

Корпус подогревателя состоит из цилиндрической обечайки, эллиптического днища и фланца для соединения с трубной системой. В верхней части обечайки

корпуса установлен патрубок подвода пара, а ниже располагаются: патрубок подвода конденсата, патрубок отсоса воздуха, муфты для подсоединения указателя уровня, а также патрубок для подсоединения датчика регулятора уровня. В днище установлен патрубок выхода конденсата пара и патрубок для регулятора уровня.

Трубная система включает верхнюю и нижнюю трубную доски, каркасные трубы, прямые теплообменные трубки, концы которых развальцованы в трубных досках. На верхней трубной доске устанавливается воздушный клапан для отвода воздуха из корпуса при гидроиспытании и клапана для слива воды из верхней водяной камеры.

Верхняя водяная камера состоит из цилиндрической обечайки, эллиптического днища и фланца для соединения с трубной системой, патрубков подвода и отвода сетевой воды. Внутренний объем камеры разделен перегородками на отсеки, благодаря которым сетевая вода совершает необходимое количество ходов. В верхней части днища установлена муфта воздушного клапана для отвода воздуха из трубной системы при гидроиспытании.

Нижняя водяная камера состоит из эллиптического днища и фланца для соединения с трубной системой. Внутренний объем камеры при четырех ходах сетевой воды разделен перегородкой. В днище установлена муфта для слива воды.

В подогревателе сетевая вода движется по теплообменным трубкам, а греющий пар поступает через пароподводящий патрубок в межтрубное пространство.

Конденсат, отдавшего своё тепло, пара стекает вниз корпуса и отводится из подогревателя через регулирующий клапан, управляемый автоматическим устройством.

Система автоматического регулирования уровня конденсата поддерживает требуемый уровень конденсата, выпускает избыток конденсата в дренаж и препятствует выходу пара из корпуса.

Неконденсирующиеся в сетевом подогревателе газы отводятся через патрубок на корпусе.

Сетевая вода подается в подогреватели сетевыми насосами СЭ-1250-140 производительностью 1250 м³/ч при напоре 11 кгс/см². На блоке установлены два сетевых насоса.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Модернизация сетевых подогревателей российских АЭС с ВВЭР-1000 становится весьма актуальной в современной энергетике.

Положительный опыт эксплуатации оборудования второго контура российских и зарубежных АЭС с теплообменными поверхностями, выполненными из нержавеющих, подтверждает необходимость замены всего медесодержащего оборудования конденсатно-питательного тракта турбин.

Негативные последствия применения сплава МНЖ5-1 связаны со следующими факторами:

- снижением теплообменных поверхностей;
- экономическими потерями, связанными с необходимостью снижения мощности или останова энергоблока для поиска и устранения протечек;
- экономическими потерями по причине выполнения работ по замене поврежденного оборудования;
- повышенной нагрузкой БОУ и, как следствие, более частой заменой дорогостоящих расходных материалов.

Повышение экономичности сетевых подогревателей достигается:

- применением коррозионностойких материалов труб и трубных досок;
- обеспечением надежности и плотности закрепления труб (развальцовка и обварка охлаждающих труб в основных трубных досках);
- организацией приема пароводяных потоков, вводимых в подогреватель с целью ликвидации размывов теплообменных труб;

– поставкой трубных пучков с обеспечением необходимого контроля и высокого качества.

5.1 Расчет затрат на основные материалы

Найдем стоимость необходимых для модернизации трубок:

$$Ст.тр = N_{накат} \cdot L \cdot Ст.м.тр. \cdot N_{конд} = 2487 \cdot 3,6 \cdot 70 \cdot 1 = 626724 \ руб,$$

где $Ст.м.тр = 70$ рублей, стоимость за метр бесшовной трубы из стали марки 08Х14МФ;

$N_{конд} = 1$ число подогревателей на АЭС.

Найдем стоимость необходимых для модернизации сопутствующих материалов:

$$Ст.мат = Ст.тр \cdot 0,003 = 626724 \cdot 0,003 = 1880 \ руб.$$

Найдем объём, массу и стоимость сдаваемых МНЖ трубок:

$$V_{МНЖ} = \frac{\pi}{4} \cdot \left[(d_н)^2 - (d_{вн})^2 \right] \cdot L \cdot \mathrm{N}_{труб} =$$

$$= \frac{\pi}{4} \cdot \left[0,019^2 - 0,017^2 \right] \cdot 3,06 \cdot 2487 = 0,43 \ м^3;$$

$$M_{МНЖ} = Nподог \cdot V_{МНЖ} \cdot \rho_{МНЖ} = 1 \cdot 0,43 \cdot 8600 = 3,7 \ т;$$

$$Ст.мнж = M_{МНЖ} \cdot Ст.лом = 3,7 \cdot 150000 = 5,55 \cdot 10^5 \ руб,$$

где $\rho_{МНЖ}$ = 8600 *кг/м*^{3} плотность МНЖ5-1;

Ст.лом = 150000 *руб.* цена лома МНЖ5-1 за тонну.

Материальные затраты на модернизацию конденсаторов составили:

$$Мат.зат = Ст.тр + Ст.мат - Ст.мнж =$$

$$= 626724 + 1880 - 6,6 \cdot 10^5 = 73604 \ руб.$$

Затраты на транспортно-заготовительные расходы составили 9% от расходов на основные материалы:

$$Зат.трансп = Мат.зат \cdot 0,09 = 73604 \cdot 0,09 = 6624 \ руб.$$

Всего затраты на основные материалы составили:

$$Ос.мат = Мат.зат + Зат.трансп = 73604 + 6624 = 80228 \ руб.$$

5.2 Расчет численности работающих по категориям

Расчет основных рабочих участвующих в модернизации конденсаторов:

$$P_{расч}^{осн} = \frac{T_д}{F_{др}},$$

где *Тд* – трудоемкость;

Fдр – действующий фонд рабочего времени одного работающего.

$$P_{расч}^{осн} = \frac{9018 чел/час}{501 час} = 18 \ чел.$$

Списочная численность:

$$P_{сп}^{осн} = P_{расч}^{осн} \cdot к = 18 \cdot 1{,}1 = 20 \ чел.$$

где *к=1,1* - коэффициент, учитывающий невыходы на работу по уважительной причине.

Кроме основных рабочих, непосредственно принимают участие в модернизации вспомогательные рабочие, ИТР и служащие.

Численность вспомогательных рабочих определяется, укрупнено в размере 28-32% от численности основных рабочих:

$$P_{сп}^{всп} = P_{расч}^{осн} \cdot 28\% = 18 \cdot 0{,}28 = 5 \ чел.$$

Численность инженерно-технических работников и служащих укрупнено, может быть определенно в размере 8-12% от численности всех рабочих (основных и вспомогательных):

$$P_{сп}^{итр} = (P_{сп}^{осн} + P_{сп}^{всп}) \cdot 8\% = (20 + 5) \cdot 0{,}08 = 2 \ чел.$$

Общая численность работающих на модернизации конденсаторов:

$$P^{об} = P_{сп}^{осн} + P_{сп}^{всп} + P_{сп}^{итр} = 20 + 5 + 2 = 27 \ чел.$$

5.3 Расчет фонда заработной платы

Основная заработная плата производственных рабочих отражает заработную плату рабочих и инженерно-технических работников, непосредственно участвующих в модернизации:

$$ЗПосн=Зср.м \cdot Р^{об} \cdot 1мес=18825 \cdot 27 \cdot 1=5 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

где *Зср.м* - средняя месячная заработанная плата одного производственного работающего.

К дополнительной заработной плате относятся оплата очередных и дополнительных отпусков, компенсации за неиспользуемый отпуск, оплата перерывов в работе кормящих матерей, оплата за время, использованное работником на выполнение государственных и общественных обязанностей, и другие выплаты, предусмотренные трудовым законодательством, за не проработанное на производстве время.

Дополнительная заработная плата укрупнено берется 9% от основной заработной платы:

$$ЗПдоп=Зосн \cdot 9\%=5 \cdot 10^5 \cdot 0,09=45000 \text{ руб.}$$

В случае превышения заработной платы работников над нормативной, для последующих расчетов берется нормативная заработная плата с пересчетом превышения.

Отчисления на социальные нужды начисляются с основной и дополнительной заработной платы:

$$Зотч=(ЗПосн+ ЗПдоп) \cdot 31,7\%=(5 \cdot 10^5+45000) \cdot 0,317\%=188615 \text{ руб,}$$

где *31,7*-коэффициент, учитывающий отчисления:

- в пенсионный фонд – *22%;*
- в соцстрах – *2,9%;*
- в медицинское страхование – *5,1%;*
- отчисление от несчастного случая – *1,7%*.

5.4 Расчет увеличения общепроизводственных расходов

Найдем увеличение мощности циркуляционных насосов из-за увеличения гидравлического сопротивления сетевого подогревателя:

$$\Delta N_н = \frac{(\Delta P_{накат} - \Delta P_{гладк})\text{Gв}}{\rho_в \eta_{насос}} \cdot \text{Nнасосов} = \frac{(127,7 - 76,0) \cdot 15700}{997 \cdot 0,75} \cdot 2 =$$

$$= 2,2 \ \textit{КВт.}$$

Найдём увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды за год:

$$Q_{насос} = \Delta N_н \cdot \tau = 2,2 \cdot 7440 = 16,3 \cdot 10^3 \textit{КВт/ч.}$$

Определяем время работы оборудования в течение года:

$$\tau = \tau_г - \tau_п,$$

где $\tau_п$ – время проведения ППР, ч;

$$\tau = 8640 - 1200 = 7440 \ \textit{ч.}$$

Определим стоимость увеличившегося расхода электроэнергии за год:

$$C_п = Q_{насос} C_{кч} \ ,$$

$$C_п = 16,3 \cdot 10^3 \cdot 1 = 16,3 \cdot 10^3 \ \textit{руб},$$

где $C_{кч} \approx 1,00$ – отпускная цена за 1 Вт/ч на АЭС, *руб.*

5.5 Расчет стоимости дополнительно выработанной электроэнергии

При модернизации конденсатора базового объекта давление в конденсаторе составит 0,0036 Мпа.

Таким образом из рисунка 2.1 находим изменение термического КПД:

$\Delta\eta_t \approx 1$ – изменение термического КПД, % .

Находим прибавку мощности турбогенератора:

$$\Delta N = \Delta \eta_t N,$$

где N = 1000 – номинальная мощность турбоустановки К-1000-60/3000, МВт;

$$\Delta N = 0,001 \cdot 1000 = 1 \ \text{МВт.}$$

Найдем дополнительную выработку электроэнергии за год:

$$\Delta Q = \Delta N \tau;$$

$$\Delta Q = 1 \cdot 7440 \cdot 1000 = 7,4 \cdot 10^6 \ \text{КВт/ч.}$$

Определяем дополнительную выручку от выработанной электроэнергии:

$$Пр = C_{кч} \Delta Q,$$

где $С_{кч} \approx 1{,}00$ – отпускная цена за 1 КВт/ч на АЭС, руб,

$$Пр = 1 \cdot 7{,}4 \cdot 10^6 = 7{,}4 \cdot 10^6 \text{ руб. в год.}$$

5.6 Расчет экономического эффекта модернизации

Рассчитанные выше показатели не позволяют инвестору принять окончательное решение о целесообразности инвестирования средств, потому, что проектирование и строительство энергетических объектов осуществляется в длительные сроки. Поэтому для оценки экономической эффективности инвестиций в энергетические объекты необходимо учитывать фактор времени. Под последним понимается учет разновременности осуществления инвестиций, производственных издержек и получения прибыли.

В качестве критериев экономической эффективности инвестиций наибольшее распространение получили чистый приведенный доход, индекс рентабельности проекта, срок окупаемости и внутренняя норма доходности проекта.

Определим капиталовложения на модернизацию подогревателя:

$$К = Ос.мат + ЗПосн + ЗПдоп + Зотч =$$
$$= 80228 + 5 \cdot 10^5 + 45000 + 188615 =$$
$$= 813843 \ \ руб.$$

Чистый приведенный доход (*NPV*).

Данный критерий опирается на два положения:

1) лучший проект обеспечивает большее значение дохода;

2) разновременные затраты (доходы) имеют неодинаковую стоимость для инвестора.

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

$$NPV = \sum_{t=1}^{T} \frac{D_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{30} \frac{(7{,}4 - 0{,}016) \cdot 10^6}{(1+0{,}15)^t} - 813843 = 9{,}2 \cdot 10^5 \ \ руб,$$

где $D_t = Пр_t - C_n$ – чистый доход в t-ом году, существования проекта;

$Пр_t$, C_n, K – соответственно чистая прибыль, стоимость увеличившегося расхода электроэнергии и инвестиции в t-ом году;

$T = T_{стр} + T_{эксп}$ – время строительства и эксплуатации проектируемого объекта.

Значение ЧПД должно быть положительно, что означает, что в результате реализации проекта будет получен доход с учетом фактора временного обесценивания денег.

Фактор обесценивания денежных средств с течением времени учитывается процедурой дисконтирования с использованием ставки дисконтирования *r*. Обоснование величины *r* является достаточно сложной задачей, при этом это значение не является величиной постоянной, а меняется в зависимости от общего состояния экономики страны, где планируется реализация проекта, так и от отраслевых особенностей реализуемого проекта. В общем случае *r* принято определять как:

$$r = r_б + r_{риск} = 7 + 8 = 15\%,$$

где $r_б$ – доходность государственных долговых обязательств РФ, которая определяет минимальный уровень доходности по без рискового инвестирования средств;

$r_{риск}$ – премия за риск, зависящая от отраслевой особенности реализуемого проекта, а также склонности инвесторов к риску в разных условиях рыночной конъюнктуры.

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

Индекс рентабельности проекта (*PI*).

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

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^{T} \frac{П_t}{(1+r)^t}}{K} = \frac{\sum_{t=1}^{30} \frac{(7,4-0,016)\cdot 10^6}{(1+0,15)^t}}{9,2\cdot 10^5} = 1,1.$$

Срок окупаемости инвестиций ($T_{ок}$).

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

$$NPV = \sum_{t=1}^{T_{ок}} \frac{D_t}{(1+r)^t} = 0;$$

$$\sum_{t=1}^{T_{ок}} \frac{(7,4-0,016)\cdot 10^6}{(1+0,15)^t} - 9,2\cdot 10^5 = 0;$$

$$T_{ок} = 3,5 \text{ лет}.$$

Как видно уравнения срок окупаемости проекта – это значение *t*, при котором *NPV* равен 0. Лучшим будет вариант инвестирования средств, обеспечивающий минимальное значение $T_{ок}$.

В случаях, когда срок инвестирования средств в реализуемый проект относительно небольшой (несколько лет), а величина денежных поступлений по годам меняется незначительно, срок окупаемости инвестиций можно определить без учета фактора времени:

$$Tок = \frac{K}{D_t} = \frac{9,2\cdot 10^6}{7,40\cdot 10^6 - 0,0016\cdot 10^6} = 1,4 \text{ } года$$

Сравнив результаты видно, что, не учитывая фактор удешевления денег срок окупаемости намного ниже, следовательно, упрощенный расчёт не допустим.

Внутренняя норма доходности *(IRR)*

IRR определяется как значение ставки дисконтирования *r*, при которой выполняется равенство:

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{П_t}{(1+r)^t} = K;$$

$$\sum_{t=1}^{30} \frac{(7,40-0,016)\cdot 10^6}{(1+r)^t} = 9,2\cdot 10^6;$$

$$r = 21\ \%.$$

Экономический смысл *IRR* следующий: значение *IRR* соответствует действительной эффективной доходности инвестиций в проект с учетом фактора времени. Проект считается экономически эффективным, если *IRR* превышает действующее на момент оценки значение ставки по депозитам надежного банков (15%).