

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
ПРОЕКТ СЕТЕВОЙ ПОДОГРЕВАТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ПОВЫШЕННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЛЯ ЭНЕРГОБЛОКА ВВЭР- 1000

УДК 621.311.25:621.039.524.001.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Кузнецов Денис Александрович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

По разделу «Автоматизация технологических процессов»

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

Нормоконтроль

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заведующий кафедрой атомных и тепловых электростанций	Матвеев А.С.	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:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-6101	Кузнецов Денис Александрович

Тема работы:

Проект сетевой подогревательной установки повышенной эффективности для энергоблока ВВЭР-1000	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

20 января 2017 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(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.).</i>	В работе представлен проект сетевой подогревательной установки энергоблока ВВЭР-1000 повышенной эффективности за счет применения негладких трубок поверхности теплообмена, рассчитывается целесообразность и экономическая эффективность применения таких трубок.
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	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 замены сетевого подогревателя 6. Регулирование уровня конденсата в сетевом подогревателе 7. Заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Тепловая схема энергоблока ВВЭР-1000 2. Сетевой подогреватель ПСВ 415-1,25-12,7 3. Сетевой подогреватель ПСВ 415-1,25-12,7 4. Компоновка машинного зала 5. Схема обвязки сетевых подогревателей 6. АСУ уровня конденсата в сетевом подогревателе
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Сергейчик С. И., доцент кафедры менеджмента
Социальная ответственность	Амелькович Ю. А., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
Автоматизация технологических процессов	Андык В. С., доцент кафедры автоматизации технологических 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 октября 2016 года
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры АТЭС	Матвеев А.С.	к.т.н.		10.10.16

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Кузнецов Денис Александрович		10.10.16

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на 95 стр., 22 рисунков, 5 таблиц, 1 приложение, 6 листов графического материала.

Ключевые слова: теплообменник, интенсификация, теплообмен, сетевой подогреватель, пар.

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

Цель работы – сравнение и обоснование эффективности теплообменников с гладкими и негладкими трубками.

Основными рассматриваемыми характеристиками являлись коэффициент теплопередачи, площадь теплообмена, стоимость оборудования и эксплуатации .

Исследуемый аппарат применяется в теплофикационных схемах.

Полученные результаты показали эффективность проекта, а также экономическую целесообразность применения выбранного метода реконструкции.

С точки зрения экономической эффективности проект оправдан. В ходе оценки учитывались цены теплообменных аппаратов, затраты на транспортировку, обслуживание, замену.

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.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АЭС – атомная электрическая станция;

ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор;

ГЦК – главный циркуляционный контур;

ТП – турбопривод;

ПСТВ – подогреватель сетевой воды;

ВСП – верхний сетевой подогреватель;

НСП – нижний сетевой подогреватель;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПДУ – предельно допустимый уровень;

ПНД – подогреватель низкого давления;

ПВД – подогреватель высокого давления;

ПГ – парогенератор;

СПВ – сетевой подогреватель вертикальный.

					ФЮРА.311356.001 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление	
РЕФЕРАТ	6
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	7
ВВЕДЕНИЕ	11
1 ОПИСАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГОБЛОКА	12
2 СОСТАВЛЕНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ	15
2.1 Определение состава и параметров расчетной принципиальной тепловой схемы	16
2.2 Расчет принципиальной тепловой схемы на конденсационный режим	19
2.2.1 Построение процесса расширения пара в турбине в HS – диаграмме	19
2.2.2 Составление и решение уравнения материальных и тепловых балансов всех элементов схемы	22
2.2.3 Определение расхода пара на турбину, показателей тепловой экономичности ПТУ и энергоблока	33
3 РАСЧЕТ ПРИНЦИПИАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ НА ТЕПЛОФИКАЦИОННЫЙ РЕЖИМ	38
3.1 Выбор мест подключения сетевых подогревателей и определение расходов сетевой воды и греющего пара, отбираемого на сетевые подогреватели	39
3.2 Перерасчет расходов пара по отсекам в новом режиме	42
3.3 Пересчет давления в конденсаторе	42
3.4 Уточнение давлений в регенеративных отборах с учетом подключения сетевых подогревателей	43
3.5 Построение процесса расширения пара в hs-диаграмме с установлением оптимального разделительного давления	44
3.6 Составление и решение уравнений материальных и тепловых балансов	47
3.7 Определение показателей тепловой экономичности ПТУ и энергоблока	55
4 КОНСТРУКТОРСКИЙ РАСЧЕТ ВЕРХНЕГО СЕТЕВОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ	61
4.1 Расчет сетевого подогревателя с гладкими трубками	61

4.1.1	Проектировочный расчет	61
4.1.2	Гидродинамический расчет	66
4.1.3	Расчет материалоемкости	67
4.2	Расчет теплообменника с негладкой поверхностью внутренней поверхности трубок	67
4.2.1	Проектировочный расчет	67
4.2.2	Гидродинамический расчет	71
4.2.3	Расчет материалоемкости	72
4.3	Расчет с учетом негладкой поверхностью с обеих сторон трубок	72
4.3.1	Проектировочный расчет	73
4.3.2	Гидродинамический расчет	77
4.3.3	Расчет материалоемкости	77
5	ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ЗАМЕНЫ СЕТЕВОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ С ГЛАДКИМИ ТРУБКАМИ НА СЕТЕВОЙ ПОДОГРЕВАТЕЛЬ С КОЛЬЦЕВЫМИ ТУРБУЛИЗАТОРАМИ	80
5.1	Экономический эффект при новом строительстве	80
5.1.1	Теплообменник с гладкими трубками	80
5.1.2	Теплообменник с негладкими трубками	82
5.1.3.	Экономический эффект	85
5.2	Экономический эффект от реконструкции	85
5.2.1	Капиталовложения	86
5.2.2	Экономический эффект	87
5.3	Срок окупаемости проекта	89
6	СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ УРОВНЯ КОНДЕНСАТА СЕТЕВОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ	92
6.1	Краткое описание объекта регулирования	92
6.2	Разработка структуры автоматической системы регулирования уровня конденсата	95
6.3	Разработка функциональной схемы АСР ПСВ	97

6.4 Выбор технических средств АСР и составление заказной спецификации	98
6.4.1 Выбор измерительных устройств уровня	99
6.4.2 Выбор исполнительного механизма	100
6.4.3 Выбор регулирующего устройства	101
7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	116
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	118
ПРИЛОЖЕНИЕ А	120
ФЮРА.311356.001.ТЗ – Тепловая схема энергоблока ВВЭР-1000	
ФЮРА.311356.002.ВО1 – Сетевой подогреватель ПСВ 415-1,25-12,7	
ФЮРА.311356.003.ВО2 – Сетевой подогреватель ПСВ 415-1,25-12,7	
ФЮРА.311356.004.МЧ – Компоновка машинного зала	
ФЮРА.311356.005.ТЗ – Схема обвязки сетевых подогревателей	
ФЮРА.311356.006.С0 – Система автоматического регулирования конденсата в ПСВ	

ВВЕДЕНИЕ

Эффективным путем решения проблемы уменьшения металлоемкости и габаритов теплообменников, является интенсификация теплообмена.

Необходимость в интенсификации зачастую появляется тогда, когда увеличение скорости потока в пределах допустимых на практике гидравлических потерь давления не обеспечивает получение необходимых габаритных размеров теплообменных устройств или заданной температуры стенок. Поэтому нежны методы интенсификации теплоотдачи, которые обеспечат уменьшение габаритных размеров при неизменных суммарных потерях давления на прокачку теплоносителей через теплообменный аппарат.

Все известные способы интенсификации теплоотдачи в турбулентных потоках путем искусственной дополнительной турбулизации потоков связаны с ростом коэффициента гидравлического сопротивления.

При рассмотрении данного вопроса будут произведены расчеты параметров сетевого подогревателя применительно к энергоблоку ВВЭР-1000 с конденсационной турбиной К-1000-60/1500.

В данном проекте представлены данные, позволяющие оценить возможность реконструкции сетевой подогревательной установки, с целью интенсификации в ней теплообмена, посредством замены гладких трубок на трубки с кольцевыми турбулизаторами

1 ОПИСАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГООБЛОКА

Влажнопаровая конденсационная турбина мощностью 1000 МВт используется в энергоблоке с реактором ВВЭР-1000. Тепловая мощность реактора 3000 МВт. В состав блока входят реактор, четыре петли ГЦК с ПГ и две тихоходные турбины К-1000-60 с частотой вращения ротора 1500 мин⁻¹.

Давление пара перед турбиной составляет 5,7 МПа, что достигается за счет более высоких значений давления и температуры теплоносителя в первом контуре. Температура теплоносителя на входе в реактор составляет 288 °С, а на выходе 322 °С, давление в контуре теплоносителя составляет 15,7 МПа.

Пониженная частота вращения ротора турбины позволяет существенно увеличить длину лопатки последней ступени и ее средний диаметр. Это дает возможность при одних и тех же начальных и конечных параметрах, и одинаковом числе выхлопов создать турбоагрегаты большей мощности. Длина лопатки последней ступени рассматриваемой турбины составляет 1450 мм, а средний диаметр 4150 мм. Турбина имеет шесть регенеративных отборов. Деаэратор подключен ко второму отбору по ходу пара и работает как самостоятельная ступень подогрева. Все ПВД имеют встроенные охладители дренажа.

Охладители дренажа имеются также на линии между подогревателями П1 и П2, а также между подогревателями П3 и П4. После ЧВД турбины поток пара проходит сепаратор и промежуточный пароперегреватель.

Привод питательного насоса турбинный. К приводной турбине подводится перегретый пар, отбираемый из потока после пароперегревателя. Отработавший пар конденсируется в конденсаторе приводной турбины, давление в этом конденсаторе поддерживается близким к давлению в конденсаторе основной турбины.

На каждой турбине блока устанавливается один рабочий насос с турбоприводом.

					ФЮРА.311356.001 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Из всех форм вырабатываемой энергии наиболее широко используются два ее вида – электрическая энергия и теплота.

Для организации рационального теплоснабжения потребителей особенно большое значение имеет теплофикация, являющаяся наиболее совершенным методом централизованной поставки тепловой энергии и одним из основных путей снижения удельного расхода топлива на выработку электрической энергии.

Под термином теплофикация понимается централизованное теплоснабжение на базе комбинированной, т.е. совместной выработки тепловой и электрической энергии.

На АЭС теплофикация осуществляется с помощью сетевых подогревателей. Подогреватель сетевой воды представляет собой кожухотрубный теплообменник вертикального типа.

Корпус подогревателя состоит из цилиндрической обечайки, к нижней части которой приварено штампованное эллиптическое днище, а к верхней части – фланец для соединения с трубной системой и верхней водяной камерой. Водяная камера снабжена патрубками подвода и отвода сетевой воды, внутренний объем камеры разделен перегородкой на отсеки, из-за которых вода совершает четыре хода.

Трубная система состоит из двух трубных досок, каркаса, прямых теплообменных труб, концы которых развальцованы в трубных досках. Каркас трубной системы имеет поперечные сегментные перегородки, которые направляют поток пара в корпусе и одновременно служат промежуточными опорами для теплообменных трубок от разрушительного воздействия струи пара, против пароподводящего патрубка установлен отбойный щит.

Чертежи вертикального сетевого подогревателя изображены на ФЮРА.311356.002.ВО1 и ФЮРА.311356.003.ВО2.

В подогревателях сетевая вода движется по трубному пространству, а греющий пар через патрубок в верхней части корпуса поступает в

					ФЮРА.311356.001 ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

межтрубное пространство, в котором установлены сегментные перегородки, направляющие движение парового потока.

Конденсат греющего пара стекает в нижнюю часть корпуса и отводится из подогревателя через регулирующий клапан, управляемый электронным устройством. Уровень конденсата поддерживается автоматически на номинальном уровне и препятствует выходу пара из корпуса подогревателя [6].

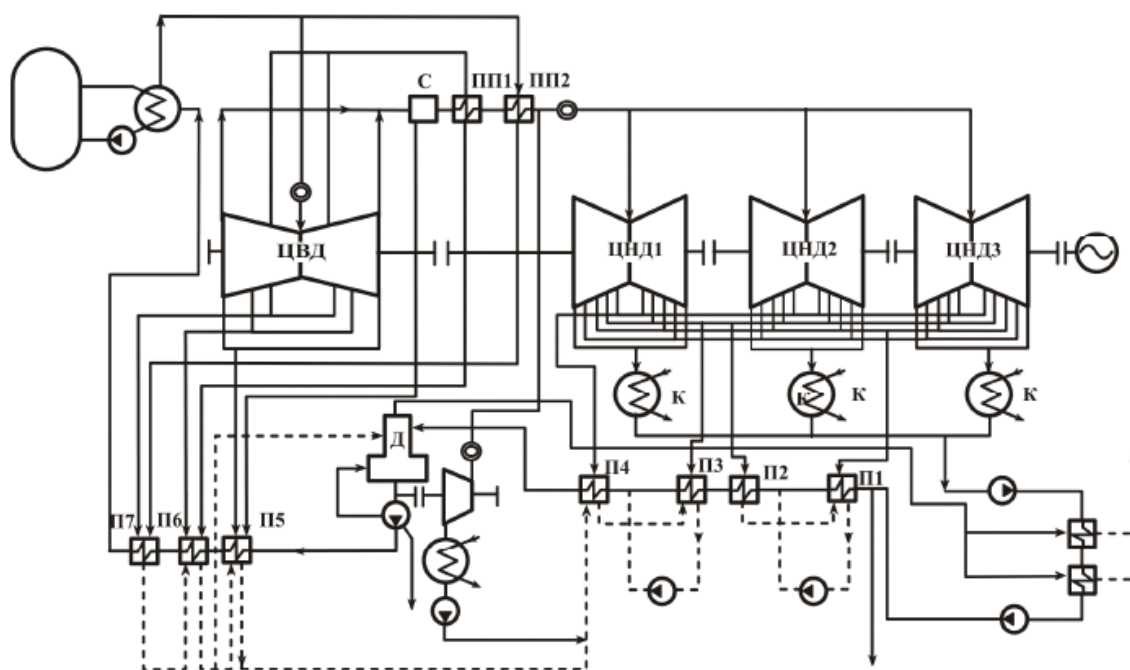


Рисунок 2 – Тепловая схема турбины К-1000-60/1500 [1]

Обозначение элементов: ЦВД – цилиндр высокого давления, С – сепаратор, ПП1 и ПП2 – промежуточные пароперегреватели первой и второй ступени соответственно, ЦНД1...3 – цилиндр низкого давления, К – конденсатор, П1...П4 – подогреватели низкого давления, Д – деаэратор, П5...П7 – подогреватели низкого давления.

5 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ЗАМЕНЫ СЕТЕВОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ С ГЛАДКИМИ ТРУБКАМИ НА СЕТЕВОЙ ПОДОГРЕВАТЕЛЬ С КОЛЬЦЕВЫМИ ТУРБУЛИЗАТОРАМИ

Подогреватели с негладкими трубками обладают большей теплообменной способностью за счет турбулизации потока сетевой воды. Также при увеличении теплообмена уменьшается площадь поверхности теплообмена, что способствует уменьшению габаритов подогревателя.

На экономический же эффект влияют такие показатели как: больший коэффициент теплоотдачи, уменьшение габаритов теплообменника.

5.1 Экономический эффект при новом строительстве

5.1.1 Теплообменник с гладкими трубками

Расчет общепроизводственных расходов

Расчет общепроизводственных расходов состоит из расходов на содержание и эксплуатацию оборудования, в которые входят затраты:

- износ оборудования на полное восстановление;
- ремонт оборудования;

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования составят:

$$C_{\text{эо}} = C_{\text{и}} + C_{\text{р}} + C_{\text{сом}}. \quad (5.1)$$

Износ оборудования на полное восстановление начисляется по нормам с учетом нагрузки и числа часов работы оборудования.

Начисления амортизации производится по группам основных фондов по каждой станции ежемесячно. За время ремонтов и простоев оборудования начисление амортизации не прекращается.

$$C_{\text{и}} = C_{\text{ф}}^{\text{осн}} \cdot N_{\text{год}}, \quad (5.2)$$

					ФЮРА.311356.001 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $C_{\phi}^{осн}$ – среднегодовая стоимость теплообменника;

$N_{зод}$ – годовая норма амортизационных отчислений (3,3%).

$$C_{II} = 300000 \text{ руб} \cdot 0,033 = 9900 \text{ руб.}$$

Затраты на ремонт оборудования:

$$C_p = C_{\phi}^{осн} \cdot N_p, \quad (5.3)$$

где N_p - коэффициент, учитывающий затраты на ремонты и осмотры (30% годовых).

$$C_{II} = 300000 \text{ руб} \cdot 0,3 = 90000 \text{ руб.}$$

Затраты на смазочно-обтирочные материалы укрупнено могут быть приняты в размере 8÷10% от затрат на ремонт оборудования:

$$C_{сом} = C_p \cdot 0,08 = 90000 \cdot 0,08 = 7200 \text{ руб.}$$

$$C_{эо} = 9900 + 90000 + 7200 = 107100 \text{ руб.}$$

Издержки на эксплуатацию базового оборудования (теплообменник с гладкими трубками):

Издержки складываются из общепроизводственных расходов, затрат на промывку аппарата:

$$I_{\phi} = C_{эо} + C_{пром}. \quad (5.4)$$

Затраты на промывку:

$$C_{пром} = 67000 \text{ руб.}$$

Тогда:

$$I_{\phi} = 107100 + 67000 = 174100 \text{ руб.}$$

Капиталовложения в теплообменник с гладкими трубками.

					ФЮРА.311356.001 ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К капиталовложениям рассматриваемого оборудования относятся: стоимость теплообменника, затраты на его монтаж, транспортировка, затраты на изоляцию, таким образом, капиталовложения можно определить, как:

$$K_{\phi} = C_{\phi} + C_T + C_{из} + C_m. \quad (5.5)$$

Стоимость аппарата была представлена в предыдущих расчетах, $C_{\phi}=300000$ руб.

Транспортировка груза осуществляется железнодорожным транспортом, стоимость перевозки габаритного груза составляет 40руб/км. Расстояние от завода-изготовителя до АЭС составляет 500 км, таким образом:

$$C_T = 40 \cdot 500 = 20000 \text{ руб.}$$

Стоимость изоляции составляет:

$$C_{из}=40000 \text{ руб.}$$

Стоимость монтажа (по весу):

$$C_m=14900 \text{ руб.}$$

Отсюда капиталовложения составят:

$$K_{\phi} = 300000 + 20000 + 40000 + 14900 = 374900 \text{ руб.}$$

5.1.2 Теплообменник с негладкими трубками

Расчет общепроизводственных расходов

Расчет общепроизводственных расходов так же, как и при расчете теплообменника с гладкими трубками состоит из расходов на содержание и эксплуатацию оборудования, в которые входят затраты:

- износ оборудования на полное восстановление;
- ремонт оборудования.

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования составят:

$$C_{\text{эо}} = C_{\text{и}} + C_{\text{р}} + C_{\text{сом}}. \quad (5.6)$$

Износ оборудования на полное восстановление начисляется по нормам с учетом нагрузки и числа часов работы оборудования.

Начисления амортизации производится по группам основных фондов по каждой станции ежемесячно. За время ремонтов и простоев оборудования начисление амортизации не прекращается.

$$C_{\text{и}} = C_{\text{ф}}^{\text{осн}} \cdot N_{\text{год}},$$

где $C_{\text{ф}}^{\text{осн}}$ – среднегодовая стоимость теплообменника;

$N_{\text{год}}$ – годовая норма амортизационных отчислений (3,3%).

$$C_{\text{и}} = 280000 \text{ руб} \cdot 0,033 = 9240 \text{ руб}.$$

Затраты на ремонт оборудования:

$$C_{\text{р}} = C_{\text{ф}}^{\text{осн}} \cdot N_{\text{р}},$$

где $N_{\text{р}}$ - коэффициент, учитывающий затраты на ремонты и осмотры (30% годовых).

$$C_{\text{и}} = 280000 \text{ руб} \cdot 0,3 = 84000 \text{ руб}.$$

Затраты на смазочно-обтирочные материалы укрупнено могут быть приняты в размере 8÷10% от затрат на ремонт оборудования:

$$C_{\text{сом}} = C_{\text{р}} \cdot 0,08 = 84000 \cdot 0,08 = 6720 \text{ руб}.$$

$$C_{\text{эо}} = 9240 + 84000 + 6720 = 99960 \text{ руб}.$$

Издержки на эксплуатацию нового теплообменника:

Издержки складываются из общепроизводственных расходов, затрат на промывку аппарата:

$$I_n = C_{\text{эо}} + C_{\text{пром.}}$$

(5.7)

Затраты на промывку:

$$C_{\text{пром}} = 15000 \text{ руб.}$$

Тогда:

$$I_n = 99960 + 15000 = 114960 \text{ руб.}$$

Капиталовложения в теплообменник с негладкими трубками.

К капиталовложениям рассматриваемого оборудования относятся: стоимость теплообменника, затраты на его монтаж, транспортировка, затраты на изоляцию, таким образом, капиталовложения можно определить, как:

$$K_n = C_{\text{ф}} + C_{\text{т}} + C_{\text{из}} + C_{\text{м.}}$$

(5.8)

Стоимость аппарата была представлена в предыдущих расчетах,

$$C_{\text{ф}} = 280000 \text{ руб.}$$

Транспортировка груза осуществляется железнодорожным транспортом, стоимость перевозки габаритного груза составляет 40руб/км. Расстояние от завода-изготовителя до АЭС составляет 500 км, таким образом:

$$C_{\text{т}} = 40 \cdot 500 = 20000 \text{ руб.}$$

Стоимость изоляции составляет:

$$C_{из}=22000 \text{ руб.}$$

Стоимость монтажа (по весу):

$$C_{м}=8700 \text{ руб.}$$

Отсюда капиталовложения составят:

$$K_{н} = 280000 + 20000 + 22000 + 8700 = 330700 \text{ руб.}$$

5.1.3. Экономический эффект

Экономический эффект может быть рассчитан, как разность приведенных затрат по вариантам базового и нового оборудования:

$$\mathcal{E} = \mathcal{Z}_{б} - \mathcal{Z}_{н} = K \cdot r + \Delta И, \quad (5.9)$$

где $K = K_{б} - K_{н} = 374900 - 330700 = 44200 \text{ руб}$ - разница капиталовложений в базовое и новое оборудование;

$\Delta И = И_{б} - И_{н} = 174100 - 114960 = 59140 \text{ руб}$ - разница в ежегодных издержках на эксплуатацию базового и нового оборудования;

r — ставка дисконтирования, для проекта с новым строительством $r = 0,1 \div 0,12$, принимаем $r = 0,11$.

$$\mathcal{E} = 44200 \cdot 0,11 + 59140 = 64000 \text{ руб.}$$

Т.к. в турбинном цеху устанавливаются 2 сетевых подогревателя, то экономический эффект для системы в целом составит:

$$\mathcal{E}_{сис} = \mathcal{E} \cdot 2 = 64000 \cdot 2 = 128000 \text{ руб.}$$

5.2 Экономический эффект от реконструкции

При расчете экономического эффекта, издержки остаются прежними, как и для расчета экономического эффекта от нового строительства:

					ФЮРА.311356.001 ПЗ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для теплообменника с гладкими трубками:

$$I_6 = 174100 \text{ руб.}$$

Для теплообменника с негладкими трубками:

$$I_n = 114960 \text{ руб.}$$

И разница в ежегодных издержках на эксплуатацию базового и нового оборудования:

$$\Delta I = 59140 \text{ руб.}$$

5.2.1 Капиталовложения

Так как демонтируемое старое оборудование нигде не используется, то в составе единовременных затрат на новое оборудование следует учитывать, помимо капиталовложений, также затраты на демонтаж действующего оборудования и его остаточную стоимость, а также ликвидную стоимость демонтированного оборудования.

Исходя из этого единовременные затраты на новое оборудование можно найти, используя следующее выражение:

$$K = K_n + K_{\text{дем}} + K_{\text{ост}} + K_{\text{л}}. \quad (5.10)$$

$$K_n = C_{\phi} + C_T + C_{\text{из}} + C_{\text{м}}. \quad (5.11)$$

Стоимость аппарата была представлена в предыдущих расчетах, $C_{\phi} = 280000$ руб.

Транспортировка груза осуществляется железнодорожным транспортом, стоимость перевозки габаритного груза (20м×2,2м×4м) составляет 40руб/км. Расстояние от завода-изготовителя до АЭС составляет 500 км, таким образом:

$$C_T = 40 \cdot 500 \text{ руб.}$$

Стоимость изоляции составляет:

$$C_{из} = 22000 \text{ руб.}$$

Стоимость монтажа (по весу):

$$C_M = 6300 \text{ руб.}$$

Отсюда капиталовложения составят:

$$K_n = 280000 + 20000 + 22000 + 6300 = 328300 \text{ руб.}$$

Затраты на демонтаж действующего оборудования:

$$K_{дем} = 15000 \text{ руб.}$$

Остаточная стоимость действующего оборудования:

$$K_{ост} = 70000 \text{ руб.}$$

Ликвидная стоимость демонтированного оборудования:

$$K_l = 90000 \text{ руб.}$$

Тогда единовременные затраты на новое оборудование равны:

$$K_n = 328300 + 15000 + 70000 - 90000 = 323300 \text{ руб.}$$

5.2.2 Экономический эффект

Экономический эффект может быть рассчитан, как разность приведенных затрат по вариантам базового и нового оборудования:

$$\mathcal{E} = Z_б - Z_n, \quad (5.12)$$

где $Z_б$ – приведенные затраты по варианту базового оборудования.

					ФЮРА.311356.001 ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Z_{\theta} = C_u + C_p + C_{\text{сом}}.$$

(5.13)

Износ оборудования на полное восстановление начисляется по нормам с учетом нагрузки и числа часов работы оборудования.

Начисления амортизации производится по группам основных фондов по каждой станции ежемесячно. За время ремонтов и простоев оборудования начисление амортизации не прекращается.

$$C_u = C_{\phi}^{\text{осн}} \cdot N_{\text{год}}.$$

$C_{\phi}^{\text{осн}}$ - среднегодовая стоимость теплообменника;

$N_{\text{год}}$ – годовая норма амортизационных отчислений (3,3%).

$$C_u = 300000 \text{ руб} \cdot 0,033 = 9900 \text{ руб}.$$

Затраты на ремонт оборудования:

$$C_p = C_{\phi}^{\text{осн}} \cdot N_p,$$

где N_p – коэффициент, учитывающий затраты на ремонты и осмотры (30% годовых).

$$C_p = 300000 \text{ руб} \cdot 0,3 = 90000 \text{ руб}.$$

Затраты на смазочно-обтирочные материалы укрупнено могут быть приняты в размере 8÷10% от затрат на ремонт оборудования:

$$C_{\text{сом}} = C_p \cdot 0,08 = 90000 \cdot 0,08 = 7200 \text{ руб}.$$

$$C_{\text{эо}} = 9900 + 90000 + 7200 = 107100 \text{ руб}.$$

Издержки на эксплуатацию базового оборудования:

Издержки складываются из общепроизводственных расходов, затрат на промывку аппарата:

$$I_{\bar{o}} = C_{\text{эо}} + C_{\text{пром.}}$$

Затраты на промывку:

$$C_{\text{пром}} = 67000 \text{ руб.}$$

Тогда:

$$Z_{\bar{o}} = 107100 + 67000 = 174100 \text{ руб.}$$

Z_n – приведенные затраты по варианту нового оборудования.

$$Z_n = K \cdot r + I_n, \quad (5.14)$$

где r – ставка дисконтирования, для проекта с реконструкцией $r=0,15$;

I_n – эксплуатационные издержки для нового оборудования.

$$Z_n = 323300 \cdot 0,15 + 114960 = 163455 \text{ руб.}$$

$$\Delta = 174100 - 163455 = 10645 \text{ руб.}$$

Т.к. в турбинном цеху устанавливаются 2 сетевых подогревателя, то экономический эффект для системы в целом составит:

$$\Delta_{\text{сис}} = \Delta \cdot 2 = 10645 \cdot 2 = 21290 \text{ руб.}$$

5.3 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости без учета ставки дисконтирования:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Delta I} = \frac{323300}{59140} = 5 \text{ лет.}$$

Срок окупаемости с учетом ставки дисконтирования r :

$$\text{ЧПД} = \frac{-K}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^{T_{\text{рем}}} \frac{\Delta I}{(1+r)^t}$$

Таблица 3 – Значения чистого приведенного дохода за первые 9 лет

					ФЮРА.311356.001 ПЗ	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Показатель	1-ый год	2-ой год	3-ий год	4-ый год	5-ый год	6-ой год	7-ой год	8-ой год	9-ый год
ЧПД, руб	-207096	-128657	-60449	-1139	50436	95283	134281	168192	197680

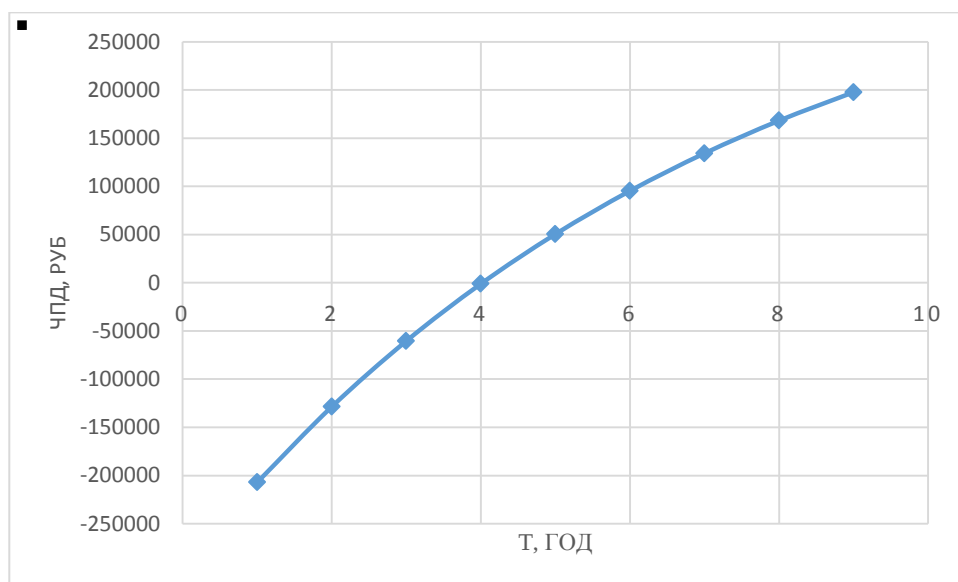


Рисунок 15 – Зависимость чистого приведенного дохода от времени эксплуатации.

Как мы можем видеть из рисунка 6.1, срок окупаемости проекта с учетом ставки дисконтирования составляет 4 года, что на 1 год меньше, чем в расчетах без учета ставки дисконтирования.

Полученные результаты занесены в таблицу 4.

Проанализировав результаты, можно сделать вывод, что применение негладких трубок на теплообменниках целесообразнее по технико-экономическим соображениям, т.к. их стоимость ниже теплообменников с гладкими трубками на 7%, также меньше капиталовложения и издержки.

При новом строительстве экономический эффект больше экономического эффекта при реконструкции на 78%, это связано с отсутствием единовременных затрат на демонтаж оборудования, на потере стоимости старого оборудования после демонтажа.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ФЮРА.311356.001 ПЗ

Лист

23

Срок окупаемости проекта реконструкции составляет 4 года.

Таблица 4 – Калькуляция на замену теплообменника

	Показатели	Новое строительство		Реконструкция	
		гладкие	негладкие	гладкие	негладкие
1	Стоимость ТО, руб	300000	280000	300000	280000
2	Транспортировка, руб	20000	20000	-	-
3	Затраты на изоляцию, руб	40000	22000	-	-
4	Затраты на демонтаж, руб	-	-	15000	-
5	Остаточная стоимость, руб	-	-	70000	-
6	Ликвидная стоимость, руб	-	-	90000	-
7	Капиталовложения, руб	374900	328300	323300	
8	Затраты на амортизацию, руб	9900	9240	9900	9240
9	Затраты на ремонт, руб	90000	84000	90000	84000
10	Затраты на смазочно-обтирочные материалы, руб	7200	6720	7200	6720
11	Затраты на промывку, руб	67000	15000	67000	15000
12	Затраты на монтаж, руб	14900	8700	14900	8700
13	Общие издержки, руб	174100	114960	174100	114960
14	Ставка дисконтирования	0,11		0,15	
15	Экономический эффект, руб/год	64000		10645	
16	Экономический эффект по всей системе, руб	128000		21290	
17	Срок окупаемости, лет	-		4	

