

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

Институт Физико-технический
Направление подготовки 14.04.02 Ядерные физика и технологии
Кафедра Физико-энергетических установок

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Оценка безотказности системы технического водоснабжения на энергоблоках атомных электростанций

УДК 621.039.531

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
0АМ4Г	Ишутин Александр Русланович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ФЭУ ФТИ	Исаченко Д.С.	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. МЕН ИСГТ	Верховская М.В.	к.ЭКОН.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. ПФ ФТИ	Гоголева Т.С.	к.ф.-м.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ФЭУ	Долматов О.Ю.	к.ф.-м.н., доцент		

**Планируемые результаты обучения по ООП.
Направление «Ядерные физика и технологии»**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
Р1	Применять глубокие, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания для теоретических и экспериментальных исследований в области использования ядерной энергии, ядерных материалов, систем учета, контроля и физической защиты ядерных материалов, технологий радиационной безопасности, медицинской физики и ядерной медицины, изотопных технологий и материалов в профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ПК-1,2, 3, 6, ОК-1,3), Критерий 5 АИОР (п.1.1)
Р2	Ставить и решать инновационные инженерно-физические задачи, реализовывать проекты в области использования ядерной энергии, ядерных материалов, систем учета, контроля и физической защиты ядерных материалов, технологий радиационной безопасности, медицинской физики и ядерной медицины, изотопных технологий и материалов.	Требования ФГОС (ПК-12,13,16, 17, 18, ОК-2, 3), Критерий 5 АИОР (пп.1.2)
Р3	Создавать теоретические, физические и математические модели, описывающие конденсированное состояние вещества, распространение и взаимодействие ионизирующих излучений с веществом и живой материей, физику кинетических явлений, процессы в реакторах, ускорителях, процессы и механизмы переноса радиоактивности в окружающей среде.	Требования ФГОС (ПК-4,16, 25, ОК-3, 4), Критерий 5 АИОР (п.1.3)
Р4	Разрабатывать новые алгоритмы и методы: расчета современных физических установок и устройств; исследования изотопных технологий и материалов; измерения характеристик полей ионизирующих излучений; оценки количественных характеристик ядерных материалов; измерения радиоактивности объектов окружающей среды;	Требования ФГОС (5, 7, 9, 11, ОК-3, 4), Критерий 5 АИОР (п.1.4)

P5	Оценивать перспективы развития ядерной отрасли, медицины, анализировать радиационные риски и сценарии потенциально возможных аварий, разрабатывать меры по снижению рисков и обеспечению ядерной и радиационной безопасности руководствуясь законами и нормативными документами, составлять экспертное заключение.	Требования ФГОС (8, 10, 14, 15, ОК-3, 4), Критерий 5 АИОР (п.1.4)
P6	Проектировать и организовывать инновационный бизнес, разрабатывать и внедрять новые виды продукции и технологий, формировать эффективную стратегию и активную политику риск-менеджмента на предприятии, применять методы оценки качества и результативности труда персонала, применять знание основных положений патентного законодательства и авторского права Российской Федерации.	Требования ФГОС (ПК-19-24, 26), Критерий 5 АИОР (п.1.5)
Общекультурные компетенции		
P7	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,3), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,3,4), Критерий 5 АИОР (2.6)
P9	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ПК-14, 19, 20, ОК-2), Критерий 5 АИОР (п.2.2)
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ПК-21, 26, ОК-4), Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3)

Перечень графического материала	Сборочный чертеж. Презентация доклада.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	доцент кафедры МЕН ИСГТ, к.экон.н. Верховская М.В.
Социальная ответственность	ассистент кафедры ПФ ФТИ, к.ф.- м.н. Гоголева Т.С.
Иностранный язык	ст. преп. кафедры ИЯФТ Демьяненко Н.В.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Обзор литературы	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ФЭУ ФТИ	Исаченко Д.С.	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
0AM4Г	Ишутин А.Р.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
0АМ4Г	Ишутин Александр Русланович

Институт	Физико-технический	Кафедра	ФЭУ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	14.04.02 Ядерные физика и технологии/ Ядерные реакторы и энергетические установки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Оценочная карта конкурентных технических решений
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Иерархическая структура работ SWOT-анализ Календарный план-график реализации проекта
3. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности научного исследования</i>	Определение ресурсоэффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

<ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Оценочная карта конкурентных технических решений</i> 2. <i>Матрица SWOT</i> 3. <i>Иерархическая структура работ</i> 4. <i>Календарный план проекта</i> 5. <i>Бюджет проекта</i> 6. <i>Определение ресурсоэффективности проекта</i> 	
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. МЕН ИСГТ	Верховская М.В.	к.ЭКОН.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
0АМ4Г	Ишутин Александр Русланович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 0АМ4Г	ФИО Ишутин Александр Русланович
-----------------	------------------------------------

Институт	Физико-технический	Кафедра	ФЭУ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	14.04.02 Ядерные физика и технологии/ Ядерные реакторы и энергетические установки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:	<ul style="list-style-type: none"> - вредных факторов производственной среды (микроклимат, освещение, шумы, электромагнитные поля, ионизирующее излучение); - опасных факторов производственной среды (электрической, пожарной и взрывной природы).
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	электробезопасность, пожаробезопасность, требования при работе на ПЭВМ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	<ul style="list-style-type: none"> - воздействие на организм человека; - приведение допустимых норм; - предлагаемые средства защиты.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности:	<ul style="list-style-type: none"> - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. ПФ ФТИ	Гоголева Т.С.	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
0АМ4Г	Ишутин Александр Русланович		

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Физико-технический

Направление подготовки 14.04.02 Ядерная физика и технологии

Уровень образования Магистр

Кафедра Физико-энергетические установки

Период выполнения (весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела / вид работы	Максимальный балл раздела (модуля)
1.02.2016-3.02.2016	Разработка технического задания	
3.02.2016-5.02.2016	Составление и утверждение технического задания	
10.02.2016-12.02.2016	Выбор направления исследований	
1.04.2015-14.04.2015	Подбор и изучение материалов по теме	
14.02.2016-23.02.2016	Ознакомление с особенностями работы РУ на 104%	
23.02.2016-24.03.2016	Проведение экспериментов	
24.03.2016-10.04.2016	Выполнение расчётов и анализ полученных данных	
10.04.2016-16.04.2016	Обобщение и оценка результатов	
14.02.2016-25.04.2016	Составление пояснительной записки	
26.04.2016-27.04.2016	Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	
27.04.2016-25.05.2016	Подготовка к защите	

Составил:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ФЭУ ФТИ	Исаченко Д.С.	к.ф.-м.н.		

Согласовано:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ФЭУ	Долматов О.Ю.	к.ф.-м.н., доцент		

Реферат

Магистерская диссертация содержит 158 страниц, 29 рисунков, 23 источника, 18 таблиц, 7 приложений, 1 спецификация, 1 сборочный чертеж.

Ключевые слова: парогенератор, погруженный дырчатый лист, влажность пара, критическая высота парового объема.

Объектом исследования является парогенератор типа ПГВ-1000М.

Цель работы: проведение промышленных сепарационных испытаний парогенераторов типа ПГВ-1000М, исследование влияния на качество пара уровня рабочего тела, нагрузки парового объема.

В результате исследования:

- проведен анализ факторов, определяющих качество генерируемого пара в горизонтальных парогенераторах типа ПГВ.

- существующие расчетные рекомендации не всегда отражают особенности гидродинамики рабочего тела и распределения примесей, что приводит к необходимости пусконаладочных и эксплуатационных испытаний по определению влажности.

- рассмотрены и сопоставлены методы определения влажности, выявлены их преимущества и недостатки.

- одним из важнейших параметров, влияющих на величину влажности пара, является высота парового пространства.

- рассмотрена история развития сепарационных схем на АЭС блоков с реакторами ВВЭР-1000.

- по результатам натурных испытаний ПГВ-1000 без жалюзийного сепаратора с установкой потолочного пароприемного дырчатого листа, которые выявили определенные преимущества данной схемы сепарации. При этом удалось повысить запас по паропроизводительности ПГ, увеличить диапазон изменения уровня и снизить влажность пара на выхлопе до 0,05%.

- результаты испытаний указывают на возможность повышения эксплуатационного уровня воды в ПГ на 100 мм по сравнению с установленным

в настоящее время на парогенераторах блока № 1 Калининской АЭС. Данные испытаний могут быть использованы для обоснования возможности повышения (относительно принятых в настоящее время) уставок защит и блокировок по повышению уровня в ПГ блока № 1 Калининской АЭС.

– в связи с увеличением мощности блока сверх номинального до 104% и дальнейших планов увеличение мощности до 111% от номинальной произведен расчет сепарационной схемы повышенной мощности.

Оглавление

Введение.....	16
1 Основная часть	Ошибка! Закладка не определена. 8
1.1 Анализ факторов, определяющих качество пара парогенераторов энергоблока с ВВЭР.....	Ошибка! Закладка не определена. 8
1.1.1 Влияние капельного уноса примесей котловой воды на работу блока парогенератор-турбина.....	Ошибка! Закладка не определена. 8
1.1.2 Особенности гидродинамики рабочего тела горизонтальных парогенераторов ПГВ-1000.....	24
1.1.3 Закономерности уноса капель рабочего тела, генерируемых паром ...	27
1.2 Обоснование конструктивных решений по модернизации сепарационных устройств ПГВ-1000М.....	34
1.2.1 Конструкции сепарационных систем горизонтальных ПГ реакторов типа ВВЭР.....	34
1.2.2. Сепарационные характеристики ПГ, критерии (нормы) качества генерируемого пара	43
2 Практическая часть	46
2.1 Методика исследования и измерительные схемы	46
2.1.1 Оформление результатов выполненных испытаний.....	46
2.1.2 Подготовительно-наладочные мероприятия.....	47
2.1.3 Методика проведения сепарационных испытаний	48
2.2 Результаты модернизации сепарационных устройств ПГВ-1000 блока №1 Калининской АЭС и исследование из сепарационных характеристик.....	51
2.2.1 Обоснование конструктивных решений по модернизации сепарационных устройств ПГВ-1000М Калининской АЭС.....	51
2.2.2 Модернизация внутрикорпусных устройств ПГ Калининской АЭС ...	52
2.2.3 Результаты исследования сепарационных характеристик ПГ Калининской АЭС без жалюзийного сепаратора с потолочным пароприемным дырчатый листом.....	54

2.2.4	Результаты исследования сепарационных характеристик ПГ Калининской АЭС с жалюзийным сепаратором	58
2.3	Возможности сепарационной схемы на повышенном уровне мощности..	62
2.3.1	Методы определения влажности пара	62
2.3.2	Расчет сепарационной схемы повышенной мощности.....	70
3	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	83
3.1	Потенциальные потребители результатов исследования	83
3.1.1	Анализ конкурентных технических решений.....	84
3.1.2	SWOT-анализ	86
3.2	Планирование управления научно-техническим проектом	89
3.2.1	Иерархическая структура работ проекта.....	89
3.2.2	Контрольные события проекта.....	89
3.2.3	План проекта	90
3.3	Бюджет научного исследования.....	93
3.3.1	Расчёт материальных затрат	93
3.3.2	Расчёт затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных работ)	94
3.3.3	Основная заработная плата исполнителей темы	95
3.3.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	97
3.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды.....	98
3.3.6	Накладные расходы	98
3.3.7	Формирование бюджета затрат исследовательского проекта.....	99
3.4	Организационная структура проекта	99
3.5	Матрица ответственности	100
3.6	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	102
4	Социальная ответственность	105
4.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	105
4.2	Обоснование и разработка мероприятий по снижению уровней опасного и вредного воздействия и устранению их влияния при работе на ПЭВМ.....	107

4.2.1 Организационные мероприятия	107
4.2.2 Технические мероприятия	107
4.2.3 Условия безопасной работы	110
4.3 Электробезопасность	112
4.4 Пожарная и взрывная безопасность.....	113
Заключение	116
Список использованных источников	117
Приложение А	119
Приложение Б.....	121
Приложение В.....	122
Приложение Г	123
Приложение Д.....	124
Приложение Е.....	135
Приложение Ж.....	144

Введение

Основой для выполнения данной квалификационной работы стали модернизации, проводимые на Калининской АЭС в связи со стратегией ОАО Концерн «Росэнергоатом» по увеличению энерговыработки на действующих энергоблоках. Как известно блоки Калининской АЭС стали пилотными в проекте увеличения тепловой мощности до 104% энергоблоков ВВЭР-1000. Персонал Калининской АЭС успешно справляется с поставленной задачей о чем свидетельствует разрешение Ростехнадзора на эксплуатацию энергоблока №1 на повышенном (до 104%) уровне мощности, и в настоящее время рассматривается вопрос о возможности эксплуатации энергоблоков ВВЭР-1000 на уровне мощности 109 и 111%. Энергоблок №4 Калининской АЭС стал пилотным для этого проекта. Однако для освоения мощности 104% было необходимо провести целый комплекс работ по проверке безопасной и надежной работы реакторных установок и турбогенераторов. На энергоблоках был проведен целый комплекс модернизаций и проверок в цепях управления, защиты и на основном оборудовании. Об одной из таких модернизаций и проверок, проведенных в реакторном цехе №1 Калининской АЭС и пойдет речь в данной квалификационной работе, а именно о замене жалюзийных сепараторов на ППДЛ в парогенераторах ПГВ-1000М и последующая оценка эффективности ППДЛ при работе на мощности 104%.

Как показал опыт эксплуатации парогенераторы в реакторных установках энергоблоков ВВЭР-1000 являются самым чувствительным оборудованием к переходным процессам и качеству воды, а от их надежности и параметров выдаваемого пара зависят как надежная работа турбогенератора, так и безопасность энергоблока в целом. Ухудшение качества пара приводит к отложениям на турбинных лопатках, соплах и их эрозионному износу. А это уже оказывает непосредственное и значительное влияние на КПД турбины и на тепловую экономичность блока в целом.

Именно поэтому проблема качества пара, генерируемого парогенераторами АЭС, становится весьма актуальной в связи с увеличением единичной мощности энергоблоков и модернизацией конструкции парогенераторов. В частности подвергаются модернизации: конструкция погруженных дырчатых листов, узлы вывода продувочной воды и раздачи питательной воды, уравнильные сосуды, сепарирующие устройства и так далее, а совершенствование ПГ продолжается и в процессе их эксплуатации. При этом важно учесть, что для различных энергоблоков реализуются и различные конструктивные решения и в различных сочетаниях.

Чистота пара, как правило, обеспечивается путем его сепарации, а также чистотой питательной воды, чистка которой происходит при ее отборе и возврате после конденсатора до питательных насосов и при продувке парогенераторов. Основной же задачей современных парогенераторов является обеспечение низкой влажности отсепарированного пара. Поэтому в настоящее время сепарационные испытания являются обязательным этапом пусконаладочных работ, а также после модернизаций.

Целью данной дипломной работы является оценка эффективности замены жалюзийных сепараторов на потолочный пароприемный дырчатый лист в парогенераторах ПГВ-1000М и последующая оценка эффективности потолочного пароприемного дырчатого листа при работе на мощности 104%.

Для достижения поставленной цели выполнялись следующие задачи:

- исследование влияния на качество пара уровня рабочего тела, нагрузки парового объёма
- обоснование конструктивных решений сепарационных устройств парогенераторов блока №1 Калининской АЭС на уровне мощности 104%

1 Основная часть

1.1 Анализ факторов, определяющих качество пара парогенератора в энергоблока с ВВЭР

1.1.1 Влияние капельного уноса примесей котловой воды на работу блока парогенератор-турбина

Переход в пар содержащихся в испаряемой котловой воде продуктов коррозии конструкционных материалов, солей и кремнекислых соединений с последующим переносом их насыщенным паром в турбину и образованием отложений в ее проточной части является результатом сложного комплекса физико-химических, физических и тепломеханических процессов, взаимосвязанных между собой.

В парогенераторах АЭС отсутствует пароперегреватель, поэтому насыщенный пар, выходя из парогенератора, увлекает с собой некоторое количество капелек котловой воды вместе с содержащимися в ней растворенными солями и щелочами, а также коллоидными и грубодисперсными частицами органических и минеральных веществ. При внезапном снижении давления в парогенераторе и значительных колебаниях нагрузки может наблюдаться кратковременное значительное ухудшение качества пара вследствие бросков котловой воды, вызванных набуханием и бурным вскипанием ее. То же имеет место при значительном повышении уровня воды в парогенераторе вследствие перепитки.

С ростом содержания в котловой воде натриевых соединений, органических веществ и взвешенных твердых частиц возникает опасность пенообразования. Значительное накопление на поверхности слоя воды пены и вынос ее или продуктов разрушения пены также могут привести к сильному увлажнению и загрязнению пара. Таким образом, одним из факторов загрязнения насыщенного пара является механический унос капелек котловой воды, которые образуются в результате разбрызгивания ее в парогенераторе, а

также при разрушении паровых пузырьков в процессе набухания и вспенивания котловой воды.

Практически все вещества, содержащиеся в котловой воде, обладают способностью в той или иной мере растворяться в сухом насыщенном и перегретом паре. Характер поведения этих веществ в паровой фазе определяется главным образом их физико-механическими свойствами, а также параметрами пара. С повышением давления и соответственно плотности вырабатываемого в парогенераторе пара заметно возрастает образование истинных паровых растворов различных нелетучих неорганических соединений. При давлении, большем 60 кгс/см^2 , заметно увеличивается растворимость в паре окислов железа и кремниевой кислоты. Натриевые соединения (NaOH , NaCl , Na_2SO_4) начинают растворяться в паре при более высоких давлениях.

Увлажнение пара в парогенераторе происходит главным образом в результате механического дробления струй котловой воды, срыва жидкостной пленки с поверхности устройств первичной сепарации и распыления котловой воды при разрушении оболочек паровых пузырей. Унос капель влаги насыщенным паром называют обычно механическим уносом.

Распределение капель в паровом пространстве и унос их с паром из парогенератора зависят от скорости движения пара через зеркало испарения и паровой объем парогенератора, работа которых характеризуется следующими показателями:

– удельная паровая нагрузка зеркала испарения, выраженная в кубических метрах пара в час на 1 м^2 зеркала испарения:

$$D_{\text{зи}} = \frac{G_{\text{п}} \cdot \theta \cdot 10^3}{F_{\text{зи}}}, \text{ м}^3 / (\text{м}^2 \cdot \text{ч}) \quad (1)$$

– удельная паровая нагрузка парового объема барабана, выраженная в кубических метрах пара в час на 1 м^3 парового пространства:

$$D_{\text{по}} = \frac{G_{\text{п}} \cdot \theta \cdot 10^3}{V_{\text{по}}}, \text{ м}^3 / (\text{м}^3 \cdot \text{ч}) \quad (2)$$

где $G_{\text{п}}$ – паропроизводительность парогенератора, т/ч;

θ – удельный объем насыщенного пара, м³/кг;

$F_{\text{зи}}$ – площадь зеркала испарения, м²;

$V_{\text{по}}$ – паровой объем барабана, м³.

Степень выноса капелек котловой воды с паром зависит также от скорости выхода пароводяной смеси из парогенераторных труб в барабан, степени погашения живой силы струй смеси внутрибарабанными устройствами и от эффективности помещенных в барабане сепарационных устройств.

Существенное влияние на сепарацию из пара капелек котловой воды, выбрасываемых с зеркала испарения и поднимающихся по инерции на определенную высоту, оказывает высота парового пространства в парогенераторе. При малой высоте парового пространства значительное количество таких капелек может достигнуть верха парового пространства и попасть в пароотводящие трубы даже при весьма малой скорости подъема пара в паровое пространство. С увеличением высоты парового пространства все большая часть подпрыгивающих капель, не достигнув уровня пароотводящей трубы, выпадает обратно на зеркало испарения. При подаче пароводяной смеси под зеркало испарения возникает явление набухания котловой воды в барабане, которое происходит по следующей причине. Пузырьки пара движутся через слой котловой воды толщиной $h_{\text{кв}}$ с некоторой скоростью $w_{\text{п}}$. Это значит, что они находятся в толще воды время, равное:

$$t = \frac{h_{\text{кв}}}{w_{\text{п}}} \quad (3)$$

Чем меньше скорость $w_{\text{п}}$, тем дольше пузырьки пара находятся в котловой воде. Это ведет к насыщению воды паром, то есть к образованию пароводяной смеси, плотность которой заметно меньше плотности воды. В результате уровень котловой воды в барабане оказывается выше уровня, отмечаемого по стеклу. Набухание котловой воды приводит к уменьшению фактической высоты и соответственно рабочего объема парового пространства барабана и тем самым способствует повышению влажности выдаваемого пара.

Паровые пузыри, образовавшиеся на поверхности нагрева, всплывают через толщу котловой воды до границы раздела фаз, транспортируют коллоидные и взвешенные частицы, а затем разрушают поверхностный слой котловой воды и вместе с тонкодисперсными каплями выбрасываются в паровое пространство барабана.

При выбрасывании пароводяной смеси на уровень воды, под уровень ее или на различные отбойные сепарирующие устройства образуется устойчивая пена, которая представляет собой скопление на поверхности раздела фаз всплывших из толщи котловой воды паровых пузырей, разделенных тонкими жидкостными пленками сложного строения. При разрушении паровых пузырей в верхнем слое пены происходят дробление их пленочных оболочек и непрерывный унос тонкодисперсной влаги в паровое пространство барабана.

Унос котловой воды из барабана при вспенивании ее зависит главным образом от величины занятого пеной парового объема и набухания водяного объема, сопутствующего вспениванию котловой воды. Высота слоя пены тем больше, чем больше ее стойкость, определяемая длительностью существования отдельных паровых пузырей.

На интенсивность пенообразования и стабильность пены оказывает влияние поверхностное натяжение испаряемой воды. Так как пенообразование связано со значительным увеличением поверхности и требует затраты работы, то этот процесс осуществляется тем легче, чем меньше поверхностное натяжение раствора. Поэтому присутствие в последнем поверхностно-активных веществ (понижающих поверхностное натяжение) способствует пенообразованию котловой воды.

Плохо или частично смачиваемые (гидрофобные) частицы шлама и продукты коррозии способствуют стабилизации пены, так как они прочно прилипают к поверхности пузырьков пара и вместе с ними переходят в пену, образуя своего рода жесткий каркас, повышающий структурно-механические свойства пены. Твердые частицы, кроме того, препятствуют сращиванию пузырьков в более крупные и тем самым также повышают стойкость пены.

Смачиваемые частицы шлама тонут и лишаются пеностабилизирующих свойств. При наличии же в котловой воде масла взвешенные частицы адсорбируют его на своей поверхности, теряют способность к смачиванию, всплывают и устойчиво держатся в слое пены, повышая прочность ее оболочек. При движении сквозь толщу котловой воды паровых пузырей, оболочки которых имеют армированную структуру, слияние их затруднительно и процесс барботажа идет в виде массы мелких паровых пузырей, всплывающих с пониженной скоростью, что приводит к большему набуханию уровня в парогенераторе.

Влияние нагрузки парогенератора или, точнее, скорости прохода пара через водяной объем барабана на интенсивность вспенивания характеризуется сложной зависимостью: при малых нагрузках увеличение скорости пара приводит к росту толщины слоя пены (пузырьковый режим); при некоторых средних значениях слой пены достигает максимума и мало зависит от нагрузки (пенный режим); при дальнейшем увеличении скорости пара высота слоя пены уменьшается (область интенсивного разрушения пены и перехода к струйному режиму). По мере увеличения скорости пара за счет динамического воздействия потока пара на пузырьки пены разрушение пузырьков постепенно распространяется от верхних слоев в нижние, и пена совсем перестает существовать, наступает чисто струйный режим.

При капельном уносе загрязнения поступают в пар с капельками котловой воды, уносимыми им из парогенератора, причем количество содержащихся в паре различных веществ пропорционально их концентрации в котловой воде.

Опыт эксплуатации показывает, что при недостаточной чистоте пара проточные части турбин заносятся натриевыми соединениями, кремниевой кислотой, а также продуктами коррозии железа, меди, латуни и никеля. Рентгеноструктурный и термографический фазовый анализы отложений в проточной части турбин обнаруживают присутствие в них FeO , Fe_2O_3 , Fe_3O_4 , CuO , Cu_2O , Na_2SiO_3 , Na_2SO_4 , SiO_2 и других примесей. Источниками появления

в цикле этих веществ являются примеси, проникающие в конденсат с охлаждающей водой через неплотности конденсаторов; прорыв тонкодисперсной кремниевой кислоты в обессоленную природную воду, а также недостаточная коррозионная стойкость труб конденсаторов и регенеративных подогревателей. По мере усовершенствования методов подготовки питательной воды увеличивается доля загрязнений, приходящихся на продукты коррозии таких конструкционных материалов, как медь, железо, никель, цинк, кобальт и другие, что подтверждается составом отложений, образующихся в проточной части турбин. Так, например, на лопатках и диафрагмах ЦВД турбин энергоблоков обнаруживаются отложения, состоящие на (85 ÷ 95) % из смеси окиси и закиси меди.

Состав примесей и их концентрация в перегретом паре оказывают влияние как на степень отложения их в проточной части турбины, так и на распределение отложений по ее ступеням. Последнее имеет немаловажное значение, так как в отношении снижения пропускной способности лопаточного аппарата отложение солей в ступенях высокого давления, имеющих небольшие проходные сечения, намного опаснее, чем такое же количество отложений, возникшее в ступенях среднего и низкого давлений.

Характерным для отложений является неравномерность распределения их по отдельным ступеням турбины. Загрязнению больше всего подвержены малообтекаемые поверхности либо поверхности, омываемые паром с малой скоростью. К первому случаю относятся поверхности, от которых отрывается поток пара: спинки лопаток диафрагм и дисков, кромки лопаток, внутренняя поверхность бандажей и так далее. Ко второму случаю относятся поверхности вне потока струи пара: отверстия дисков, неплотности в стыках протечки пара.

Можно утверждать, что лопаточный аппарат турбин энергетических блоков значительно более чувствителен к отложениям солей и продуктов коррозии, чем парообразующие и пароперегревательные трубы парогенераторов. Если парогенератор может, как правило, работать без существенного снижения надежности и экономичности при наличии на его

поверхности нагрева 100 кг и более твердых отложений, то даже самые незначительные отложения (несколько килограммов) в проточной части соответствующей турбины (300 ÷ 500 МВт) увеличивают перепад давлений в промежуточных ступенях, и как следствие этого процесса происходит существенное ограничение номинальной мощности турбины. Неравномерное распределение отложений между рабочими лопатками и соплами приводит к изменению степени реакции по ступеням выше расчетных, что обуславливает возрастание осевых усилий, действующих на упорный подшипник. Увеличение шероховатости лопаток, искажение профилей каналов и перераспределение тепловых перепадов в ступенях из-за отложений приводят к заметному снижению экономичности турбины.

1.1.2 Особенности гидродинамики рабочего тела горизонтальных парогенераторов ПГВ-1000

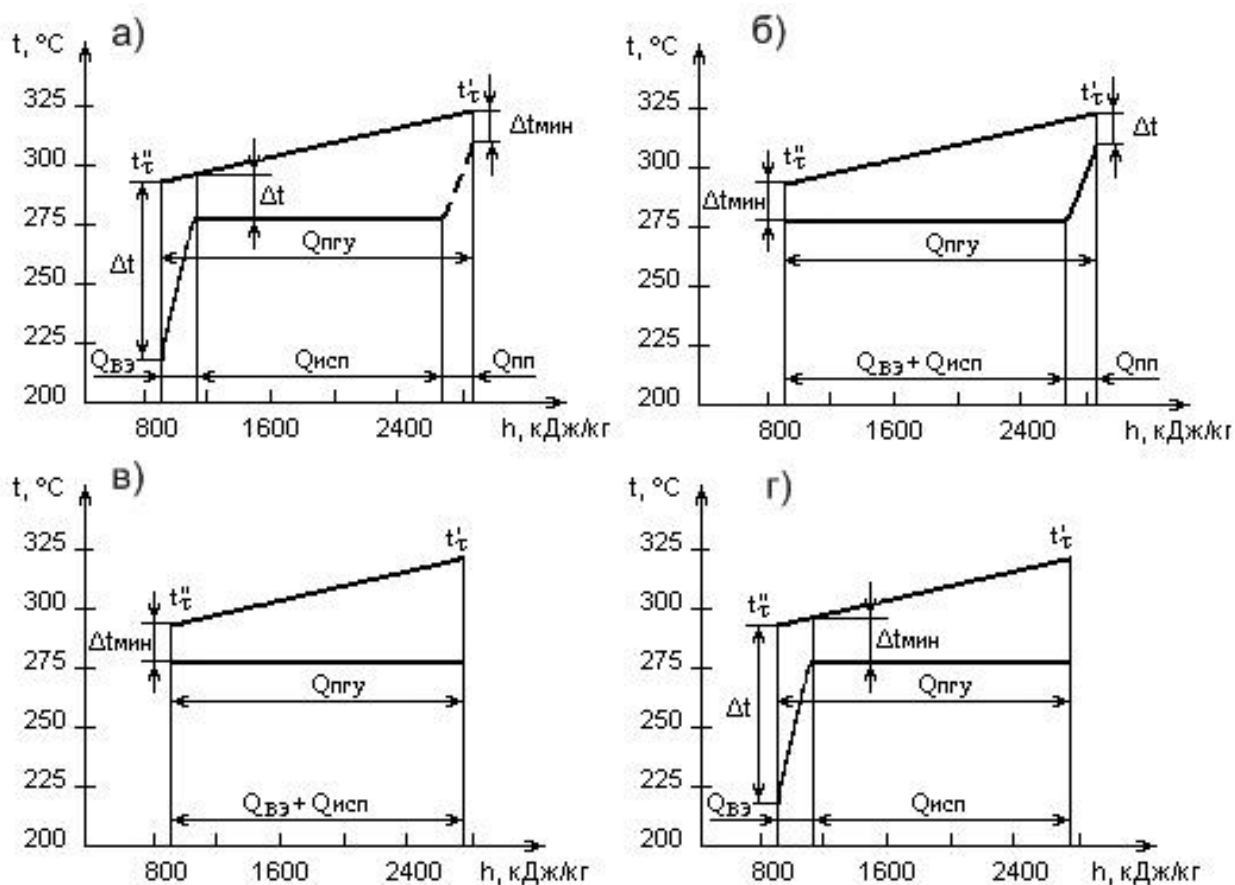


Рисунок 1.1 – t, Q -диаграммы для теплотехнических схем парогенераторов АЭС

с ВВЭР

Вопросы гидродинамического упорядочения процессов в парогенераторе имеют большое значение для работы блока. Из t, Q -диаграммы видно, что перепад температур между теплоносителем и кипящей водой по длине змеевиков парогенератора не одинаков в связи с изменением температуры теплоносителя при постоянной температуре кипящей воды. Если бы питательная вода подавалась в водяной объем равномерно по отношению ко всем участкам змеевиков, то в области входного коллектора теплоносителя производилось бы пара больше, чем в области выходного коллектора (в соотношении максимального и минимального температурных напоров). В результате действительный уровень пароводяной смеси в области входного коллектора теплоносителя был бы существенно выше, чем в области выходного коллектора. Это вызвало бы большую неравномерность во влагосодержании пара, выдаваемого парогенератором, и повышенные его значения, вплоть до возможного заброса влаги в паропроводы и турбину. Для предотвращения этого явления питательная вода подавалась только в область входного коллектора теплоносителя и в рассечку по высоте теплообменного пучка, в специально выделенный объем, который по существу является смешивающим кипящим водяным экономайзером. При этом большое количество теплоты затрачивается в этой области на подогрев всей питательной воды до температуры насыщения. В результате на этом участке количество пара, выходящего с зеркала испарения, существенно сокращается, набухание уровня и влажность пара уменьшается.

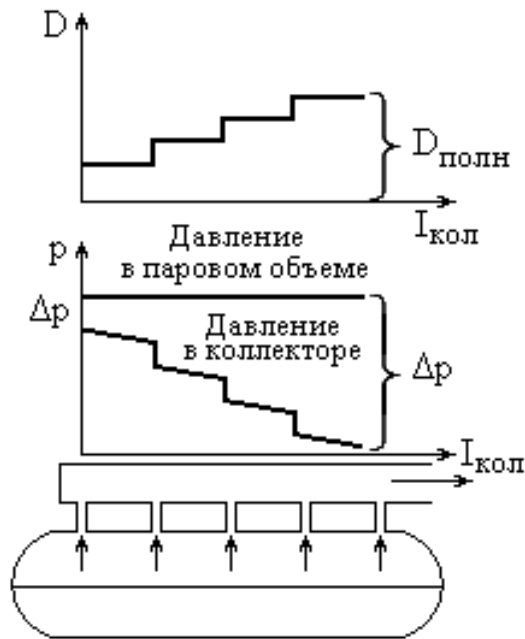


Рисунок 1.2 – Изменения давлений p и расходов пара D вдоль по паросборному коллектору $I_{колл}$ горизонтального парогенератора АЭС с ВВЭР

В связи с односторонним торцовым отводом пара от объединенного парового коллектора вдоль по нему нарастает скоростной напор, а статическое давление падает. Наибольшее статическое давление получается в торце коллектора, противоположном отводу пара в паропровод. Соответственно перепад давления между паровым объемом парогенератора и паровым коллектором, расходуемый на преодоление сопротивления пароотводящих труб в этом торце коллектора, наименьший. В результате даже при равномерной тепловой нагрузке по отдельным частям парогенератора проход пара через паровое пространство в коллектор неравномерен. Наименьшее количество пара проходит в коллектор у его глухого торца, наибольшее — в противоположной части коллектора, как это показано на рисунке. Это вызывает неравномерное набухание уровня и повышает влажность пара. Наибольшее количество пара выходит с зеркала испарения в паровой объем в области отвода пара из коллектора, что повышает влажность этого пара, а, следовательно, и общую влажность пара.

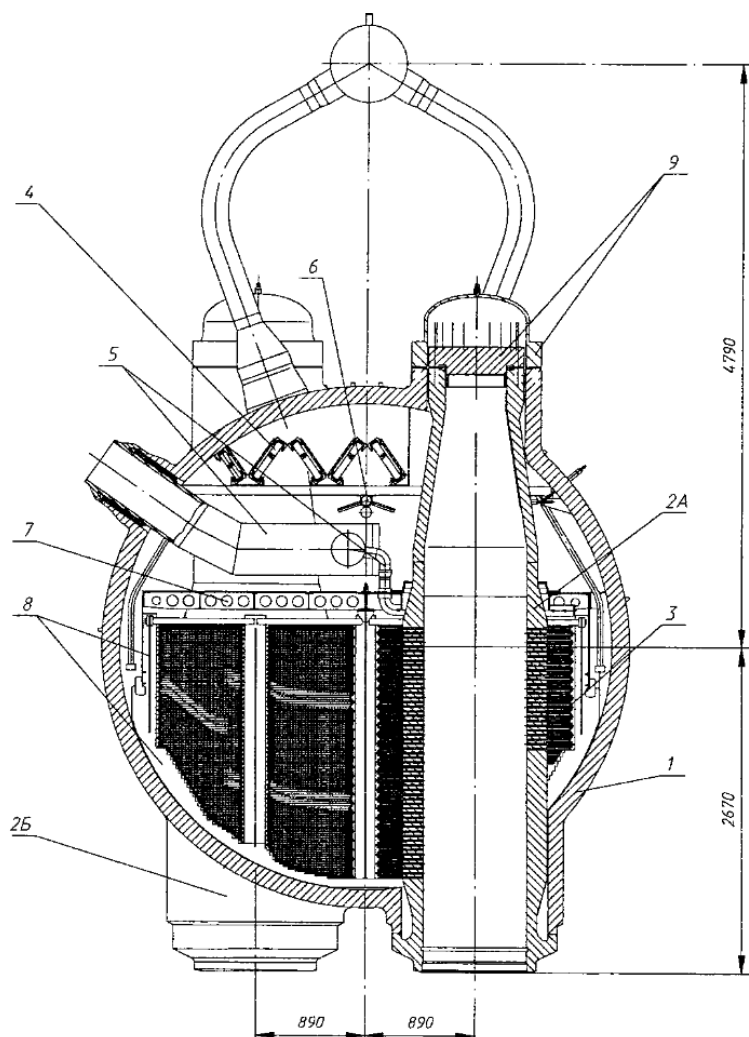


Рисунок 1.3 – Парогенератор ПГВ-1000М: 1 – корпус; 2А – коллектор первого контура входной («горячий»); 2Б – коллектор первого контура выходной («холодный»); 3 – теплообменные трубы; 4 – сепарационное устройство; 5 – устройство раздачи питательной воды; 6 – устройство раздачи аварийной питательной воды; 7 – погруженный дырчатый лист; 8 – опорное устройство теплообменного пучка; 9 – уплотняющие фланцы первого и второго контуров коллектора

1.1.3 Закономерности уноса капель рабочего тела, генерируемых паром

Механический унос капель влаги с паром приводит к загрязнению пара веществами, содержащимися в котловой воде.

При выходе парового пузыря на поверхность воды и разрыве его оболочки образуется некоторое количество крупных и множество мелких капель. Сильное дробление котловой воды может происходить и при вводе пароводяной смеси в паровой объем.

Размер и количество образующих капель котловой воды зависят главным образом от скорости движения пара.

При барботаже пара через воду повышение скорости движения паровых пузырьков через зеркало испарения, то есть поверхность раздела воды и пара, приводит наряду с общим увеличением количества образующих капель влаги еще и к возрастанию числа крупных капель.

Увеличение кинетической энергии струи пароводяной смеси при вводе ее в паровое пространство также сопровождается ростом количества и размеров капель влаги.

Образующиеся капли влаги попадают в поток пара, и частично выпадают, а остальные уносятся паром.

Влажность пара, покидающего парогенератор, выражаемая обычно как отношение веса влаги, содержащейся в паре, к суммарному весу влажного пара, зависит от скорости его движения. Чем больше скорость потока пара, тем более крупные капли влаги могут быть увлечены паром. При очень малых подъемных скоростях пара лишь самые мелкие капельки влаги увлекаются паром в пароотводящие трубы.

Средняя скорость пара на выходе в паровое пространство равна численному значению нагрузки зеркала испарения, выраженной в объемных единицах, то есть отношению часового расхода пара к площади зеркала испарения:

$$D_s = \frac{G_v}{F}, \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{ч}, \quad (4)$$

где G – расход пара, кг/ч;

v – удельный объем насыщенного пара, м³/кг;

F – площадь зеркала испарения, м².

Нагрузка зеркала испарения может быть выражена и в весовых единицах:

$$D'_s = \frac{G}{F \cdot 10^3}, \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{ч}, \quad (5)$$

При данной высоте парового пространства нагрузка зеркала испарения пропорциональна напряжению парового объема, то есть отношению часового расхода пара к объему парового пространства:

$$D'_v = \frac{G_v}{V}, \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{ч}, \quad (6)$$

или

$$D'_v = \frac{G}{V \cdot 10^3}, \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{ч}, \quad (7)$$

где V – объем парового пространства, м^3 .

Аналитически зависимость влажности пара от нагрузки, то есть часового расхода пара, при постоянных значениях площади зеркала испарения, высоте парового пространства, давлении и солесодержании котловой воды может быть приближенно представлена в виде степенной функции:

$$\omega = AD^n \text{ \%}.$$

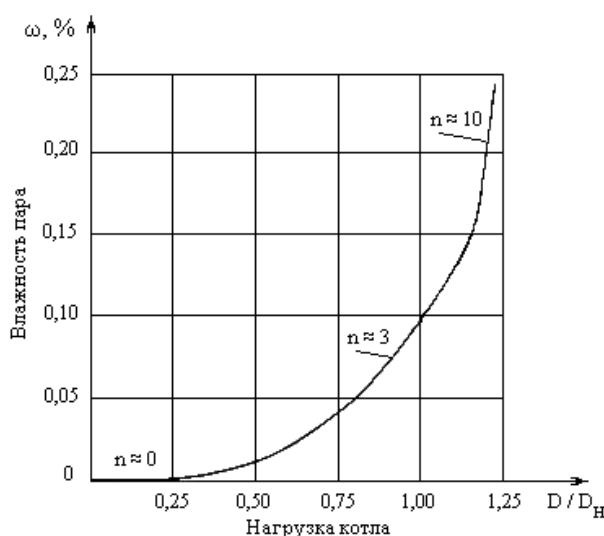


Рисунок 1.4 – Зависимость влажности пара от нагрузки котла

Коэффициент A и показатель степени n зависят от конструкции сепарационных устройств, давления и солесодержания котловой воды. Величина показателя степени n изменяется также с влажностью пара. При малых значениях влажности, примерно до 0,03 %, показатель степени n

находится в пределах $1 \div 3$, при влажностях $0,03 \div 0,20$ % он равен $2,5 \div 4,0$, а при влажностях более $0,20$ % величина n возрастает до $8 \div 10$.

Влажность пара зависит так же от высоты парового пространства. Капли влаги, образующиеся при разрыве оболочек паровых пузырьков при барботаже пара через воду или от ударов струй пароводяной смеси об отбойные щитки в паровом объеме барабана, имеют некоторый начальный запас энергии. За счет этой энергии капельки влаги выбрасываются в паровое пространство. Чем больше начальная энергия капли, тем выше она будет поднята.

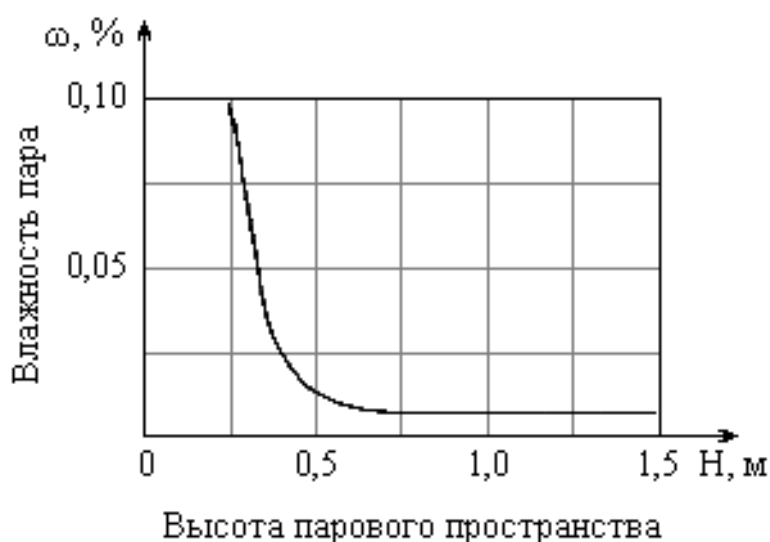


Рисунок 1.5 – Зависимость влажности пара от высоты парового пространства

Если пароотводящие трубы расположены на небольшой высоте от уровня воды или места ввода пароводяной смеси в паровой объем, то значительная часть капель сможет достигнуть верха парового пространства и вместе с паром будет унесена в пароотводящие трубы даже при весьма малых подъемных скоростях пара. По мере увеличения высоты парового пространства все меньшая часть капель сможет подняться за счет своей начальной энергии до парозаборных труб, и в этих условиях основную роль начинает играть унос потоком пара мельчайших капелек влаги. Поэтому влажность пара с увеличением высоты парового пространства снижается вначале довольно резко, а затем значительно медленнее. Начиная примерно с $1 \div 1,2$ м,

дальнейшее увеличение высоты парового пространства не дает уже понижения влажности пара. В программном комплексе «Fluent» было смоделировано кипение на пучке труб для понимания процессов происходящих в парогенераторе, ниже представлены некоторые результаты.

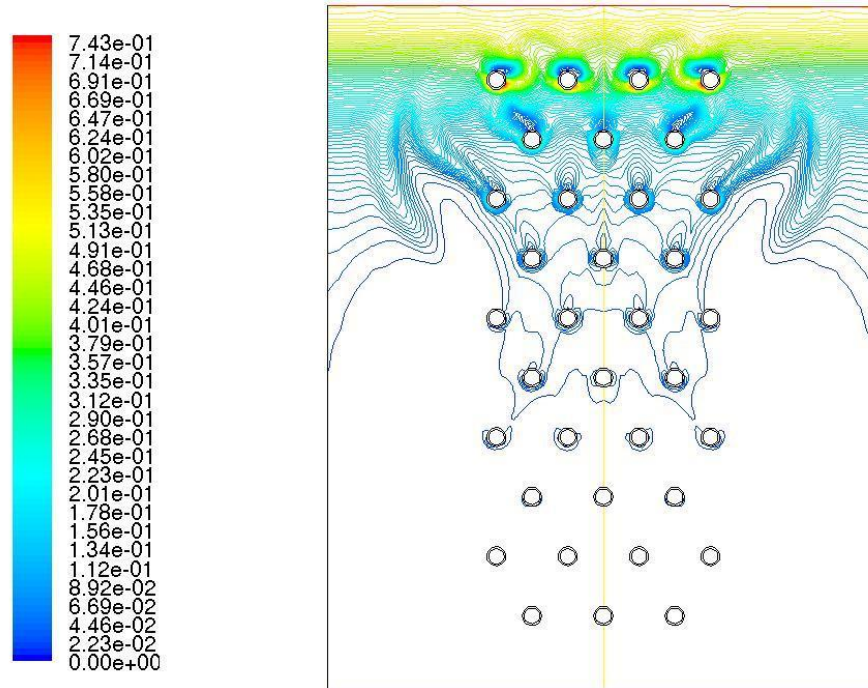


Рисунок 1.6 – Изменение паросодержания по высоте

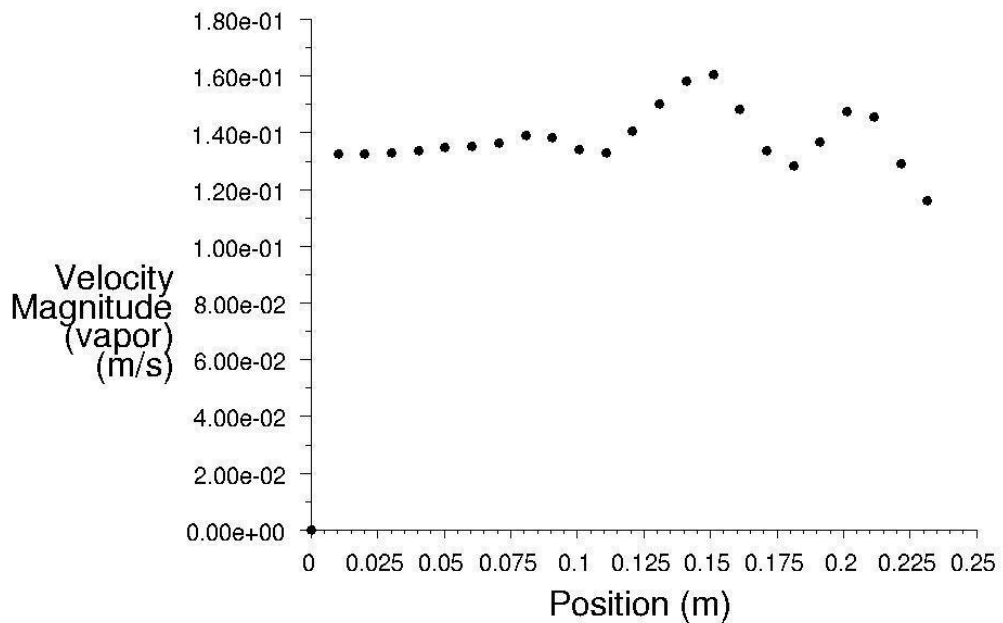


Рисунок 1.7 – Профиль скорости пара на выходе (отображена половина канала).

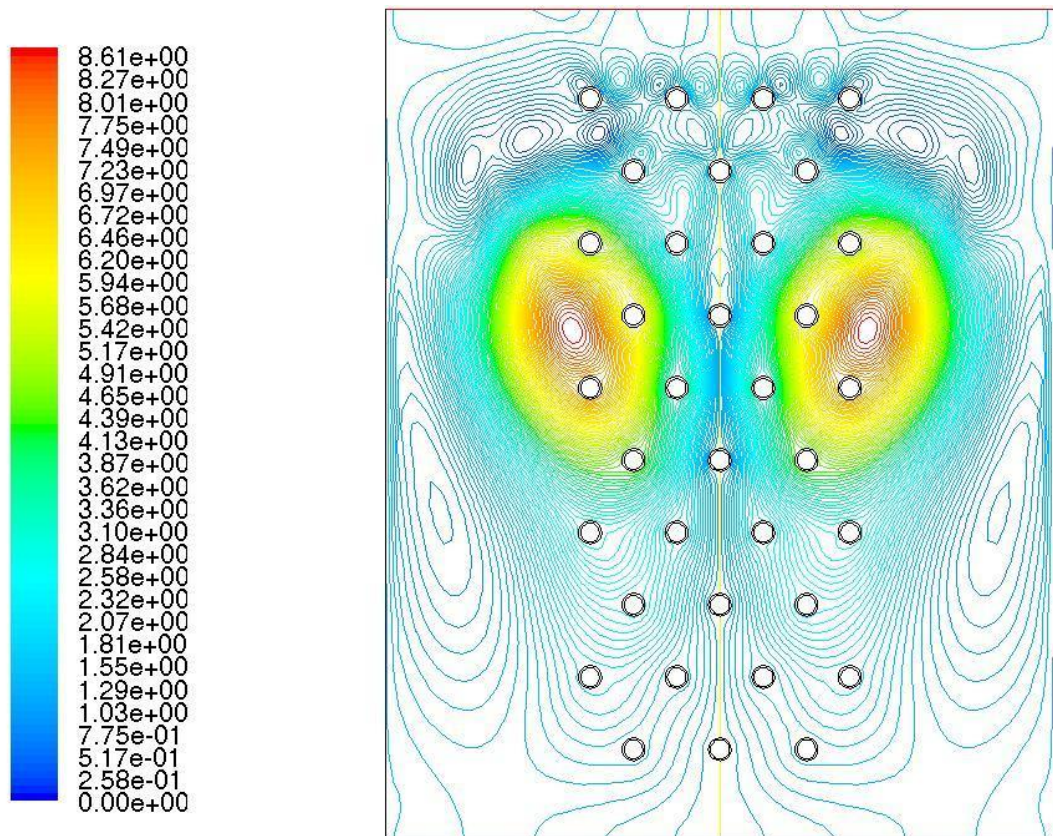


Рисунок 1.8 – Линии тока жидкости

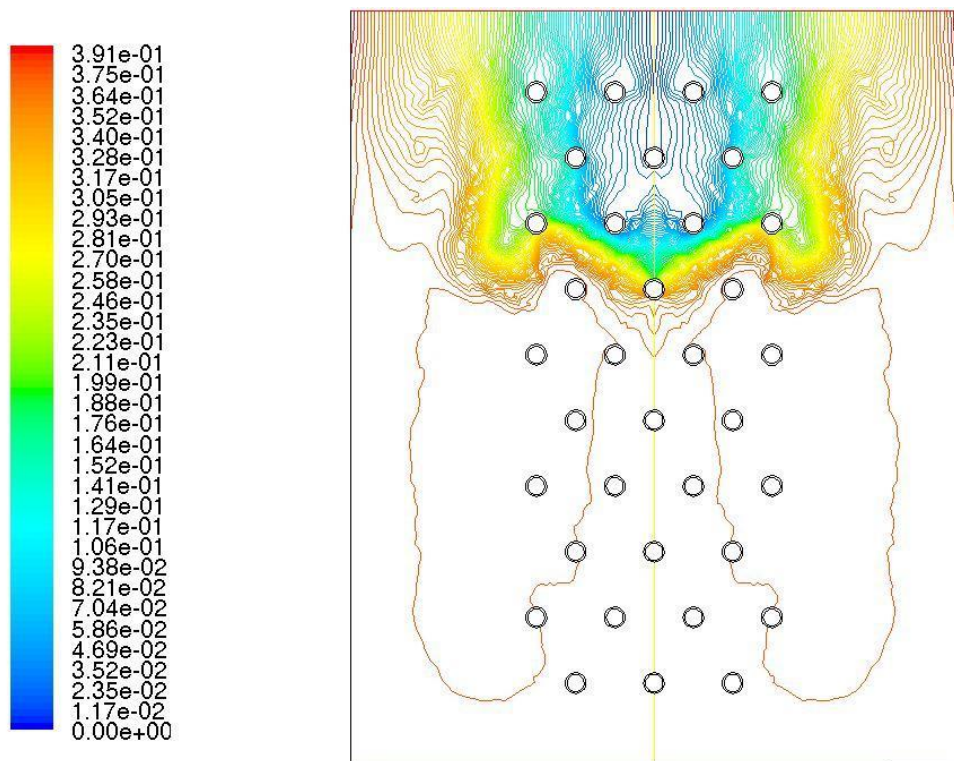


Рисунок 1.9 – Линии тока пара

При больших высотах парового пространства унос мелких капель, транспортируемых потоком пара, неизбежен, но крупные капли при достаточной высоте парового пространства выпадают обратно на зеркало испарения.

С ростом давления разность удельных весов пара и воды уменьшается и транспортирующая способность пара возрастает. Кроме того, при высоких давлениях уменьшается поверхностное натяжения и вода легче дробится на мелкие капли. Поэтому с ростом давления та же влажность достигается при меньших скоростях пара.

При нормальных условиях работы современные парогенерирующие агрегаты дают пар с влажностью $0,01 \div 0,03 \%$. Влажность такого порядка сама по себе не оказывает никакого влияния на работу пароперегревателя и даже не учитывается при расчете его поверхности нагрева. Существенное значение имеет только влияние влажности на загрязнение пара.

Концентрации хорошо растворимых веществ в капельках влаги, механически захваченным паром, и во всей массе котловой воды с достаточной степенью можно считать равными, то есть содержание веществ в паре определяется только уносом капелек влаги. В этом случае коэффициент выноса вещества может быть принят равным влажности пара:

$$K = \omega$$

Таким образом, закономерности капельного уноса могут быть установлены по коэффициентам выноса хорошо растворимых в воде веществ.

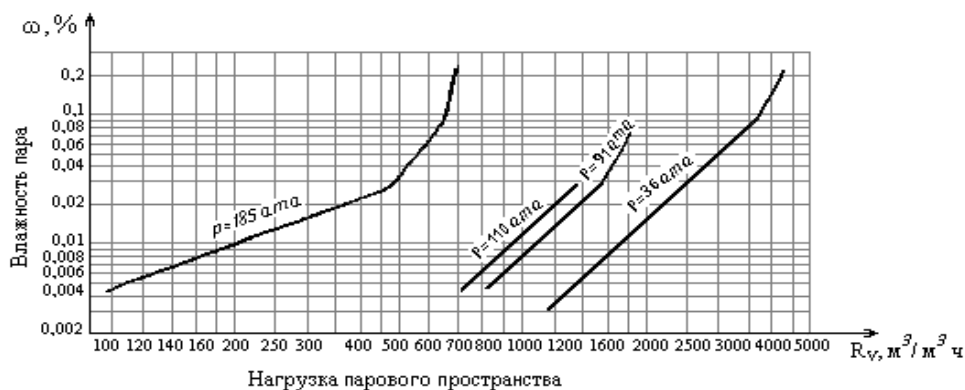


Рисунок 1.10 – Зависимость влажности пара от нагрузки парового пространства

1.2 Обоснование конструктивных решений по модернизации сепарационных устройств ПГВ-1000М

1.2.1 Конструкции сепарационных систем горизонтальных ПГ реакторов типа ВВЭР

В настоящее время в парогенераторах АЭС с ВВЭВ используется, как известно, гравитационная система сепарации. На станциях первого поколения (ВВЭР-210, -365, -440) были приняты относительно невысокие нагрузки зеркала испарения, ранее апробированные в котельной технике. На станциях последующих поколений с более мощным реактором ВВЭР-1000 эта нагрузка была увеличена почти в 2 раза, в том числе по условиям обеспечения транспортабельности. Острота проблемы состояла в том, что не только не имелось опыта работы оборудования с такой нагрузкой, но и сама эта нагрузка считалась предельной для гравитационной сепарации как таковой. Все это потребовало организации широкомасштабных исследований, в том числе и на действующем оборудовании АЭС.

В парогенераторах типа ПГВ-1000 блока ВВЭР-1000 в отличие от ПГ предыдущего поколения дополнительно использован погруженный дырчатый лист (ПДЛ), предназначенный для выравнивания нагрузки зеркала испарения и являющийся в этой связи одним из основных элементов сепарационной схемы.

Комплекс исследований в обосновании сепарационной схемы ПГВ-1000 был проведен при натуральных параметрах среды на экспериментальном стенде, оборудованном установкой γ -просвечивания. Так как опыты проводились на стадии разработки проекта ПГВ-1000, исследовались различные варианты организации сепарационной схемы, отличающиеся схемой включений ПДЛ в контур циркуляции, его живым сечением, длиной закраины, конструктивной высотой парового объема, наличием или отсутствием жалюзийного сепаратора.

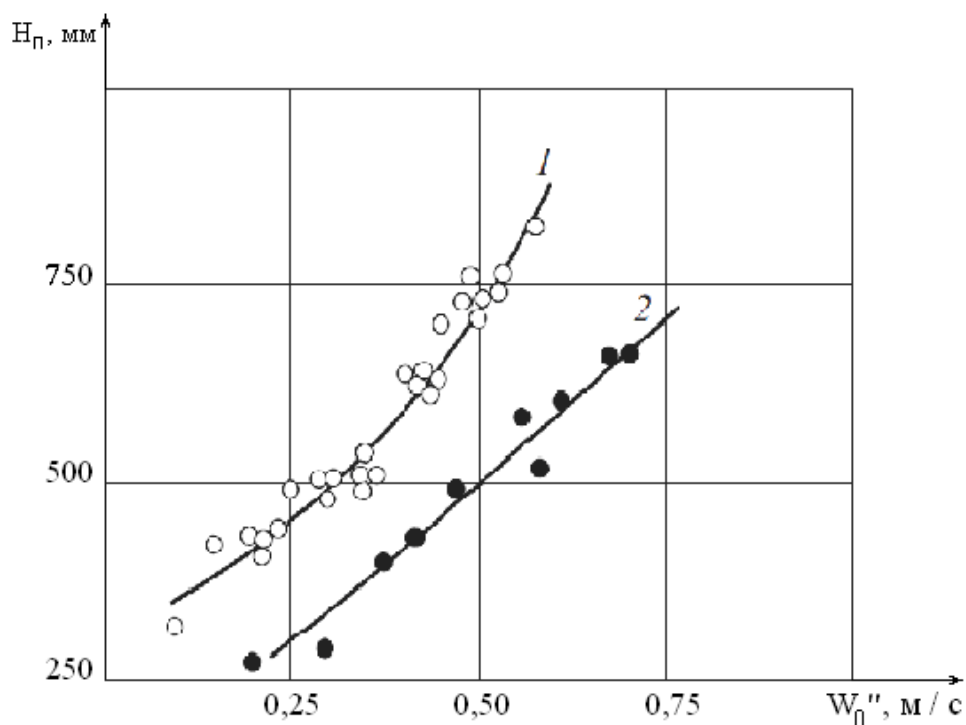


Рисунок 1.11 – Графики зависимости высоты парового объема, соответствующей влажности 0,2% от приведенной скорости пара на зеркале испарения при давлении 6,4 МПа: 1 – горизонтальный парогенератор (профилированный паровой объем); 2 – вертикальный парогенератор

К наиболее важным результатам этих исследований следует отнести установленную возможность существенного форсирования нагрузки зеркала испарения при гравитационной сепарации (до 0,7 м/с) по сравнению с ее общепринятыми значениями (до 0,3 м/с) за счет увеличения конструктивной высоты парового объема. Впервые были разграничены условия паросепарации в вертикальных и горизонтальных парогенераторах, существенно отличающиеся вследствие различной конфигурации парового объема. Применительно к парогенератору ПГВ-1000 было показано, что принятая в нем форсированная нагрузка зеркала испарения может быть реализована без использования жалюзийного сепаратора даже с учетом остаточной неравномерности после ПДЛ. Позднее эти результаты были подтверждены при испытаниях полноразмерной модели ПГВ-1000 на стенде опытно-конструкторского бюро "Гидропресс".

Использование метода γ -просвечивания позволило разработать уточненную методику расчета ПДЛ, являющегося основным элементом

гравитационных схем сепарации. В данной методике были учтены схема включения ПДЛ в контур циркуляции, длина закраины, вынос влаги с паром через отверстия ПДЛ. По этой методике был рассчитан ПДЛ для ПГВ-440 Кольской АЭС. Цель испытаний ПГВ-440 с ПДЛ состояла в том, чтобы показать что ПДЛ, эффективно работающий в котельных барабанах диаметром $1400 \div 1600$ мм, также эффективен и в парогенераторах АЭС, имеющих более чем в 2 раза больший диаметр. По разработанной методике рассчитан также ПДЛ парогенератора ПГВ-1000.

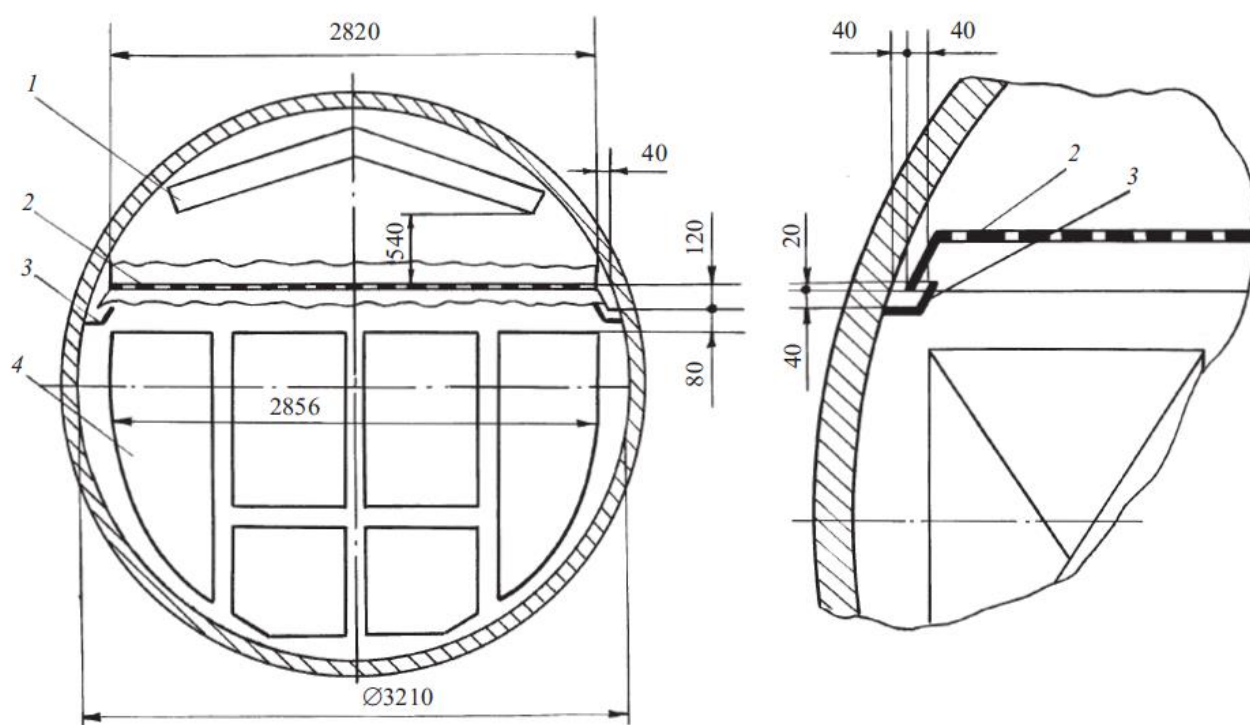


Рисунок 1.12 – Схема расположения погруженного дырчатого листа в парогенераторе ПГВ-4 Кольской АЭС: 1 – жалюзийный сепаратор; 2 – погруженный дырчатый лист; 3 – гидрозатвор; 4 – теплообменный пучок

В штатном парогенераторе ПГВ-1000 блока ВВЭР-1000 была принята сепарационная схема с ПДЛ, снабженным закраиной длиной 730 мм, частично охватывающей теплообменный пучок, и жалюзийным сепаратором, который использовался на всех ПГ блоков предшествующих поколений. Однако из-за увеличенной нагрузки зеркала испарения вертикальный размер сепаратора резко возрос и составил около 500 мм. Конструктивная высота парового объема от ПДЛ до нижней кромки жалюзи оказалась равной при этом 750 мм.

Промышленные испытания ПГВ-1000 головного блока ВВЭР-1000 выявили нерасчетный выброс пароводяной смеси в паровой объем из зазора между корпусом ПГ и закраиной щита со стороны "горячего" коллектора, вследствие чего влажность при мощности $80 \div 85\%$ оказалась выше нормируемой. Поскольку жалюзийный сепаратор не обеспечил сушку пара, чтобы реализовать номинальную мощность блока, крайние ряды жалюзи со стороны "горячего" коллектора были закрыты отражателем. Это решение по существу явилось оперативным, так как оно устранило последствия выброса, а не причины, и к тому же привело к появлению в паровом объеме парогенератора отраженного поперечного потока пара, ухудшающего эффективность сепарации.

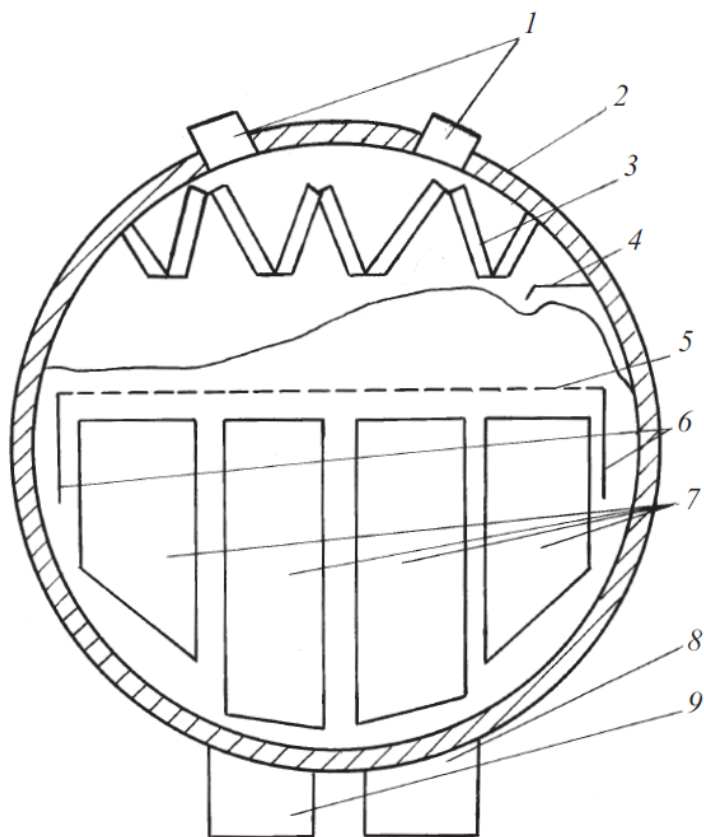


Рисунок 1.13 – Парогенератор со штатной сепарационной схемой с ПДЛ и жалюзийным сепаратором: 1 – патрубки отвода пара; 2 – корпус; 3 – жалюзийный сепаратор; 4 – отражатель; 5 – погруженный дырчатый лист; 6 – закраины ПДЛ; 7 – пакеты теплообменного пучка; 8 – "горячий" коллектор; 9 – "холодный" коллектор

Испытания ПГ головного блока показали также, что запас по паропроизводительности ПГ не превышает $8 \div 10\%$, что приблизительно соответствует теплогидравлической неравноценности циркуляционных петель, вследствие чего уже при номинальной мощности блока отдельные ПГ работают на пределе по возможностям сепарационной схемы. Кроме того, оказалось, что допустимый интервал изменения уровня над ПДЛ, непосредственно влияющего на безопасность турбоустановки, крайне ограничен, поэтому эксплуатацию ПГ пришлось осуществлять по косвенному параметру – уровню в зазоре между закраиной ПДЛ и корпусом ПГ в его торце. Положение этого уровня не превышает отметки ПДЛ, что ограничивает запас воды в ПГ.

Высказанные рядом организаций предложения по поводу причин выброса пароводяной смеси в паровой объем сводились к недостаточному сечению ПДЛ. Однако опыты с увеличением его живого сечения с 3, 7 до 8, 12 и 20 % показали, что выброс не изменился, а снятие ПДЛ вообще не позволило взять номинальную нагрузку блока. Существовало также мнение, что выброс связан не с недостаточным живым сечением ПДЛ, а с его компоновкой относительно трубного пучка и, в частности, с отсутствием гидрозатвора. Поэтому пар, вынесенный опускным потоком теплоносителя и генерируемый частью пучка, не охваченной закраиной, свободно попадает в упомянутый зазор, что и приводит к выбросу. Лучшим способом предотвращения выброса при существующей компоновке ПДЛ является закрытие зазора между корпусом ПГ и закраиной ПДЛ со стороны "горячего" коллектора дополнительными перфорированными листами при одновременном их открытии предусмотренных проектом люков в закраине для свободного перетока пара. При этом слив воды с ПДЛ осуществлялся бы только по его торцам и со стороны "холодного" коллектора, что по существу соответствует фактической картине движения потоков. В перспективе целесообразен отказ от закраины в этой части ПГ, что увеличит живое сечение опускного канала и улучшит гидродинамику водяного объема.

Указанное изменение компоновки ПДЛ было реализовано на ПГ-4 блока № 1 Калининской АЭС (КалАЭС). Для проверки эффективности предложенных конструктивных решений ПГ-4 был оснащен системой экспериментального контроля, включающей пробоотборники пара, гидростатические датчики паросодержания и турбинные расходомеры для определения скоростей и направления потока.

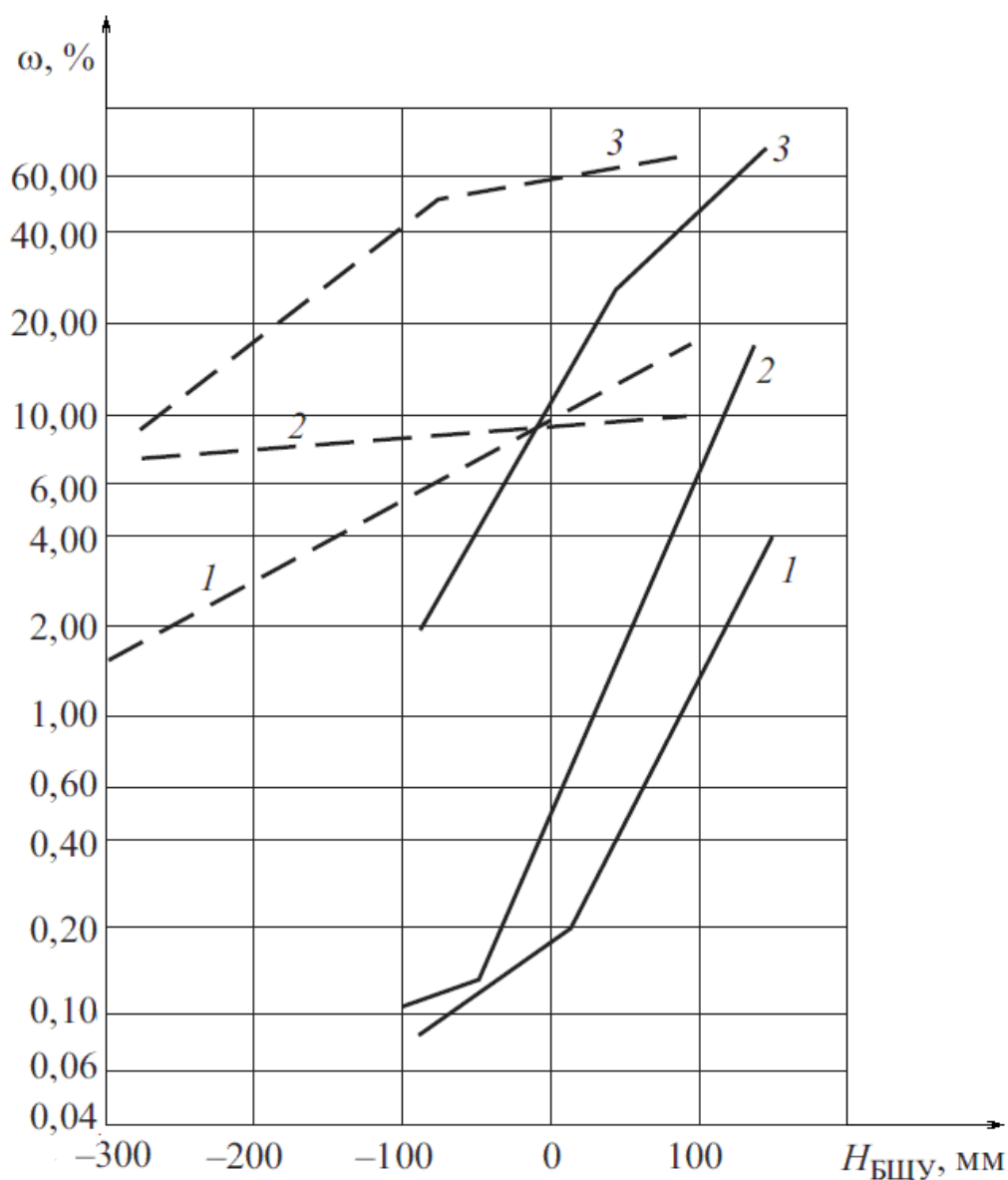


Рисунок 1.14 – Графики зависимости влажности в паровом объеме парогенератора № 4 КалАЭС (—) и парогенератора № 3 пятого блока НВАЭС (— · —) от положения уровня по уровнемеру БЦУ при электрической мощности блока 1000 МВт 1,2,3 – соответственно влажность на нижней кромке жалюзи, под отражающим экраном, в паровом объеме на отметке 180 мм ниже жалюзи

Полученные при исследовании данные истинных объемных паросодержаний и скоростей циркуляции в характерных зонах водяного объема ПГ-4 и влияние на эти характеристики мощности и уровня воды в целом согласуется с данными, полученными ранее на штатных ПГ головного блока ВВЭР-1000. Дополнительно был получен положительный результат, заключающийся в снижении паросодержания в зазоре между закраиной ПДЛ и теплообменным пучком в районе "горячего" коллектора с 0,8 до 0,53, что улучшает условия циркуляции в этой зоне ПГ.

На рисунке показаны графики зависимости от положения массового уровня в ПГ в трех характерных зонах парового объема ПГ-4 Калининской АЭС и для сравнения в тех же зонах штатного ПГ-3 блока №5 НВАЭС. Массовый уровень в ПГ измерялся в зазоре между закраиной ПДЛ и корпусом ПГ в его торце со стороны "холодного" коллектора. Нижний отбор уровнемера располагался на 320 мм ниже горизонтальной пластины ПДЛ, положения которой принято за нулевую отметку уровня.

В штатном ПГ под отражателем, на нижней кромке жалюзи и на 180 мм ниже жалюзи значение влажности высокое, обусловленное выбросом пароводяной смеси в паровой объем. Для ПГ-4 с модернизированным ПДЛ влажность в указанных зонах существенно снизилась, что свидетельствует о ликвидации выброса пароводяной смеси. Принципиально важным является тот факт, что в определенном диапазоне изменения уровня воды влажность на нижней кромке жалюзи стала ниже ее нормируемого значения, то есть установка жалюзийного сепаратора не является обязательной. Снижение уровня влажности на нижней кромке жалюзи объясняет также более низкую влажность в паропроводе на выходе из ПГ-4 по сравнению с другими парогенераторами штатного исполнения (рисунок 1.11, график 5).

Устранение выброса пароводяной смеси в паровой объем открыло возможность дальнейшего совершенствования сепарационной схемы ПГВ-1000 и, в частности, замены жалюзийного сепаратора потолочным пароприемным дырчатым листом.

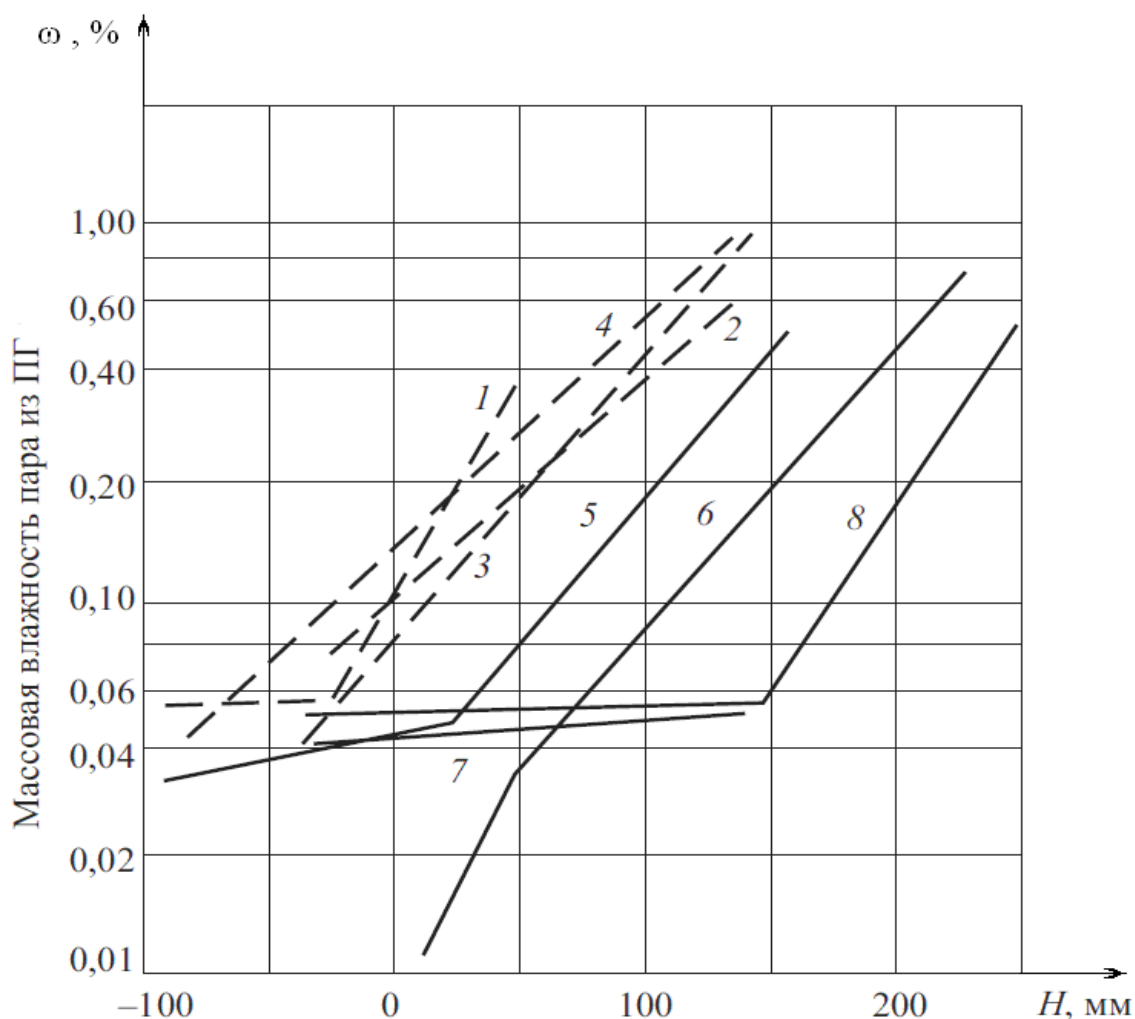


Рисунок 1.15 – Сравнение сепарационных характеристик ПГ со штатной и модернизированной сепарационной схемой: 1 – ПГ-3, пятый блок Нововоронежской АЭС, штатные сепарационные устройства; 2 – ПГ-1, первый блок Запорожской АЭС, штатные сепарационные устройства; 3 – ПГ-3, первый блок Калининской АЭС, штатные сепарационные устройства; 4 – ПГ-3, первый блок Запорожской АЭС, штатные сепарационные устройства; 5 – ПГ-4, первый блок Калининской АЭС, закрыт опускной канал между ПДЛ и корпусом на горячей стороне; 6 – ПГ-4, четвертый блок Калининской АЭС, закрыт опускной канал между ПДЛ и корпусом на горячей стороне, вместо жалюзи пароприемный щит, оставлены металлоконструкции крепления жалюзи; 7 – ПГ-4 второй блок Калининской АЭС, плоский пароприемный щит, металлоконструкции удалены; 8 – ПГ-4, первый блок Волгодонской АЭС, плоский пароприемный щит, металлоконструкции удалены

Как известно, схема с ПДЛ была разработана теоретически и экспериментально в ЦКТИ им. И. В. Ползунова К. А. Белиновым и Г.Н.

Кружилиным в 1938 г. Применительно к судовым паровым котлам и с самого начала не предполагалось использования жалюзийного сепаратора. Отвод пара по этой схеме производился с помощью паротборной трубы, установленной вдоль барабана и рассчитанной на равномерный отбор пара по его длине. В дальнейшем ПДЛ широко применялся ОРГРЭС и в стационарных барабанных котлах, причем для обеспечения равномерного отбора пара вдоль барабана использовался потолочный пароприемный дырчатый лист. Попытка ОРГРЭС дополнительно установить в барабанах жалюзийный сепаратор себя не оправдала.

Экспериментальные исследования на моделях, а также опыт эксплуатации парогенерирующего оборудования АЭС подтвердили, что при использовании гравитационной сепарации в сочетании с ПДЛ нет прямой необходимости в дополнительной установке жалюзийного сепаратора. Без жалюзийного сепаратора работают, как известно, барабаны-сепараторы АЭС с РБМК, где сепарационная схема организована с помощью ПДЛ и пароприемного щита. При этом в рабочем диапазоне изменения уровня над ПДЛ барабаны-сепараторы выдают пар с влажностью $0,01 \div 0,03\%$.

Возможный негативный результат при использовании жалюзийного сепаратора связан с тем, что при его установке уменьшается располагаемая высота парового объема, понижается отметка отбора пара и тем самым увеличивается его исходная влажность. Применительно к парогенератору ПГВ-1000 замена жалюзийного сепаратора потолочным пароприемным дырчатым листом и увеличение за счет этого конструктивной высоты парового объема с 750 до 1200 мм приводят к уменьшению влажности пара, увеличению запаса по паропроизводительности и расширению допустимого интервала изменения уровня по сравнению со штатным вариантом сепарационной схемы. Отказ от установки жалюзи в парогенераторах АЭС с ВВЭР позволяет уменьшить расход дорогой нержавеющей стали до 8 т на один парогенератор ПГВ-1000 и сократить трудозатраты на изготовление паросепарации на 2500 нормо-часов, что составляет около 4% всех трудозатрат на изготовление парогенератора.

Важным является при этом также существенное улучшение условий контроля и ремонта внутренней поверхности парогенератора.

1.2.2. Сепарационные характеристики ПГ, критерии (нормы) качества генерируемого пара

Одной из важнейших проектных характеристик ПГ является влажность генерируемого пара. Ее обеспечение связано с особенностями распределения тепловой нагрузки (парообразования) внутри ПГ, циркуляции пароводяной смеси, выравниванием паровой нагрузки, обеспечением достоверного измерения уровня и рядом других факторов. Зависимость влажности генерируемого пара от уровня в ПГ называют сепарационной характеристикой. Из практики известно, что сепарационные характеристики однотипных ПГ могут существенно отличаться. Причины этих различий не вполне изучены. Одной из причин может служить недостаточная воспроизводимость показаний, контролирующих уровень в опускном канале на холодном торце ПГ. Там в пределах измерения уровня имеется некоторое количество пара в результате захвата его водой, сливающейся с ПДЛ.

Котловая вода из которой производится рабочий пар, содержит различные летучие (газообразные) и нелетучие вещества, в большинстве случаев растворенные в ней. Наличие нелетучих веществ в количестве, превышающем предел их растворимости при данных параметрах, приводит к выпадению этих веществ в виде твердой фазы – накипи или шлама. Рабочий пар уносит с собой все летучие и часть растворенных в воде нелетучих веществ. Шлам концентрируется в нижних сечениях элементов парогенератора, в связи с чем затруднен вынос его из испарительных элементов в паротводящие. Получить совершенно чистый, свободный от загрязнения пар невозможно. Снижение количества уносимых с паром веществ до уровня, при котором обеспечивается надежная и экономичная работа основных агрегатов АЭС, технических трудностей не вызывает. Чем выше чистота пара, тем больше

капитальные и эксплуатационные затраты на систему водоподготовки и очистки пара.

В соответствии с Основными правилами обеспечения эксплуатации (ОПЭ) для АЭС содержание примесей в паре, вырабатываемом в барабанных парогенераторах, не должно превышать предельно допустимых значений $S_{\text{п}}^{\text{доп}}$, которые зависят от давления пара: при p более 4 МПа $S_{\text{п}}^{\text{доп}} = 60,1$ мкг/кг; при $p = 4,10$ МПа $S_{\text{п}}^{\text{доп}} = 15,25$ мкг/кг; при p более 10 МПа $S_{\text{п}}^{\text{доп}} = 10,15$ мкг/кг. Указанные значения $S_{\text{пдоп}}$ нормируются по содержанию соединений натрия (в пересчете на натрий).

При давлениях пара p не менее 7 МПа накладывается дополнительное ограничение на $S_{\text{пдоп}}$ по кремниевой кислоте в связи с тем, что при повышенных давлениях пара наблюдается растворимость в нем солей кремниевой кислоты. При p не менее 7 МПа $S_{\text{пдоп}} = 15,25$ мкг/кг в пересчете на SiO_2 .

Для прямоточных парогенераторов в нормах регламентируется не чистота пара, а качество питательной воды. При повышенных требованиях к качеству питательной воды и p более 10 МПа содержание кремниевой кислоты в ней не должно превышать 15 мкг/кг (в пересчете на SiO_2), а содержание соединений натрия (в пересчете на натрий) – не более 5 мкг/кг. При выработке на АЭС насыщенного пара с относительно невысоким давлением (p не менее 7 МПа) унос примесей с паром связан в первую очередь с влажностью пара. При расширении насыщенного пара в турбине содержащиеся в нем примеси не отлагаются на элементах проточной части, а выводятся из нее, оставаясь растворенными в воде, количество которой непрерывно увеличивается, начиная с первой ступени турбины. Поэтому в АЭС с турбинами насыщенного пара регламентируется только начальная влажность пара. По термодинамическим и гидродинамическим условиям работы турбины начальная влажность не должна превышать 0,1 %.

Количество примесей в паре зависит от количества питательной воды и условий организации водного режима (продувки, накипеобразования) в самом парогенерирующем аппарате. Питательная вода должна иметь физико-

химические характеристики, которые позволили бы наиболее экономично для заданных параметров парогенератора обеспечить необходимую чистоту пара и допустимые интенсивности процессов коррозии и накипеобразования. В ОПЭ для АЭС с парогенераторами горизонтального типа с водным теплоносителем, теплообменная поверхность которых изготовлена из аустенитной нержавеющей стали 0X18H10T, нормы качества питательной воды предусматривают общую жесткость не более 0,25 ммоль/кг. При этом кремниевой кислоты (в пересчете на SiO₂) должно содержаться не более 25 мкг/кг, соединений железа (в пересчете на Fe) – не более 20 мкг/кг, соединений меди (в пересчете на Cu) – не более 10 мкг/кг, соединений кислорода – не более 10 мкг/кг. Показатель pH (при 25 °C) должен составлять $9,1 \pm 0,1$. Избыток гидразина (в пересчете на N₂H₄) не должен превышать 20 ÷ 60 мкг/кг. Масло и тяжелые нефтепродукты (до конденсатоочистки) должны присутствовать в количестве не более 0,1 мкг/кг.

Состав парогенераторной (продувочной) воды нормируется по содержанию двух составляющих: хлоридов (в пересчете на ион хлора Cl⁻¹) – не более 1000 мкг/кг; кремниевой кислоты (в пересчете на SiO₂) – не более 5000 мкг/кг.

Представленные нормы относятся к случаю, когда в схеме станции не предусмотрена установка стопроцентной конденсатоочистки. При очистке всего конденсата турбин нормы качества питательной и продувочной воды разрабатываются с учетом условий работы конкретной АЭС. Нормы гидразина в питательной воде обусловлены тем, что ОПЭ предусматривают обязательную обработку питательной воды этим химическим реагентом.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение

Целью данного раздела является проектирование и создание конкурентоспособных разработок и технологий, отвечающих предъявляемым требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- разработка общей экономической идеи проекта, формирование концепции проекта;
- организация работ по научно-исследовательскому проекту;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований;
- планирование научно-исследовательских работ;
- оценки коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

В данной диссертационной работе основной целью являлось проведение промышленных сепарационных испытаний парогенераторов типа ПГВ-1000М; исследование влияния на качество пара уровня рабочего тела, нагрузки парового объёма и подтверждение правильности конструктивных решений сепарационных устройств парогенераторов блока №1 Калининской АЭС на уровне мощности 104%, расчет сепарационной схемы для дальнейшего повышения единичной мощности блока.

3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Результатом исследования является возможность значительной экономии на производстве атомной энергии, увеличивая ее выработку без постройки дополнительных энергоблоков, при этом не снижая показателей ядерной и радиационной безопасности.

Целевым рынком данного исследования будут являться государственные корпорации по атомной энергетике, атомная и смежные отрасли научной промышленности РФ.

Сегментировать рынок услуг по использованию конкретной модели паропроизводящей установки можно относительно уровня выполнения эксплуатационных требований. Результаты сегментирования представлены в рисунке 3.1.

		Модели паропроизводящей установки		
		ПГВ-440	ПГВ-1000	ПГВ-1000М
Уровень выполнения эксплуатационных требований	Неудовлетворительный			
	Удовлетворительный			
	Высокий			

Рисунок 3.1 – Карта сегментирования рынка услуг относительно уровня выполнения эксплуатационных требований ПГВ

3.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Таким образом, для анализа конкурентных технических решений стоит рассмотреть перечисленные выше модели паропроизводящих установок: ПГВ-440 и ПГВ-1000.

Оценочная карта анализа представлена в таблице 3.1. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны

составлять 1. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 3.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
2. Удобство в эксплуатации	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
3. Энергоэкономичность	0,04	5	3	3	0,2	0,12	0,12
4. Надежность	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
5. Уровень шума	0,01	5	5	5	0,05	0,05	0,05
6. Безопасность	0,06	5	5	5	0,3	0,3	0,3
7. Потребность в материальных ресурсах	0,04	4	4	4	0,16	0,16	0,16
8. Функциональная мощность	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
9. Помехоустойчивость	0,07	5	3	3	0,35	0,21	0,21
10. Простота эксплуатации	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность метода	0,03	5	4	4	0,15	0,12	0,12
2. Стоимость разработки	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,2	5	4	4	1	0,8	0,8
4. Финансирование разработанного метода	0,1	5	3	3	0,5	0,3	0,3
Итого	1				4,96	3,86	3,66

На основании представленного выше анализа можно сделать вывод, что исследованная в данной диссертационной работе паропроизводящая установка

является наиболее пригодной для эксплуатации в заданных режимах. Конкурентные установки недостаточно удовлетворяют установленным режимам работы, вследствие устаревшей конструкции.

3.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта. Сильные стороны свидетельствуют о том, что у проекта есть отличительное преимущество или особые ресурсы, являющиеся особенными с точки зрения конкуренции. Другими словами, сильные стороны – это ресурсы или возможности, которыми располагает руководство проекта и которые могут быть эффективно использованы для достижения поставленных целей.

Слабые стороны – это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Это то, что плохо получается в рамках проекта или где он располагает недостаточными возможностями или ресурсами по сравнению с конкурентами.

Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию в настоящем или будущем, возникающую в условиях окружающей среды проекта, например, тенденцию, изменение или предполагаемую потребность, которая поддерживает спрос на результаты проекта и позволяет руководству проекта улучшить свою конкурентную позицию.

Угроза представляет собой любую нежелательную ситуацию, тенденцию или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют разрушительный или угрожающий характер для его конкурентоспособности в настоящем или будущем.

В таблице 3.2 представлена интерактивная матрица проекта, в которой показано соотношение сильных сторон с возможностями, что позволяет более подробно рассмотреть перспективы разработки.

Таблица 3.2 – Интерактивная матрица проекта

Возможности проекта	Сильные стороны проекта		
	C1	C2	C3
B1	+	+	+
B2	+	+	+
B3	+	+	–

В матрице пересечения сильных сторон и возможностей имеет определенный результат: «плюс» – сильное соответствие сильной стороны и возможности, «минус» – слабое соотношение.

В результате была составлена итоговая матрица SWOT-анализа, представленная в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны проекта:</p> <p>C1. Актуальность выбранной темы.</p> <p>C2. Применение современного оборудования.</p> <p>C3. Бюджетное финансирование.</p>	<p>Слабые стороны проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие возможности проверки всех типов ПГВ в заданных режимах работы.</p> <p>Сл2. Отсутствие возможности проверки исследуемого ПГВ в более длительных сроках эксплуатации.</p> <p>Сл3. Наличие режимов работы, при которых исследуемый ПГВ не соответствует проектным требованиям.</p>
--	---	---

Продолжение таблицы 3.3 – SWOT-анализ

<p>Возможности: В1. Возможность создания новых режимов работы. В2. Возможность и поддержка развития атомной энергетики со стороны государства. В3. Дополнительный спрос на результаты исследования.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы полей «Сильные стороны и возможности»: 1. Обеспечение условий проведения экспериментов. 2. Появление дополнительного спроса и финансирования, обеспеченных актуальностью тематики.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы полей «Слабые стороны и возможности»: 1. Возможность финансовой поддержки со стороны государства позволит как устранить проблему проверки всех типов ПГВ в любых режимах работы, так и решить вопрос рассмотрения исследуемого ПГВ при более длительных сроках эксплуатации. 2. Наличие дополнительного спроса на результаты расчетов также позволит устранить главные недостатки проекта.</p>
<p>Угрозы: У1. Возможность повреждения и последующего выхода из строя исследуемой паропроизводящей установки. У2. Вероятность наличия аналогичных разработок у конкурирующей стороны. У3. Задержка финансирования проекта.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы полей «Сильные стороны и угрозы»: 1. Возможность выхода из строя паропроизводящей установки приведет к сбою в плане проведения экспериментальных исследований, но поддержка бюджетным финансированием, обусловленным актуальностью темы проекта, и своевременная проверка состояния ПГВ способны снизить влияние перечисленных угроз.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы полей «Слабые стороны и угрозы»: 1. Проведение аналогичных экспериментов конкурирующими фирмами, возможность повреждения ПГВ, задержка финансирования вкупе с перечисленными слабыми сторонами проекта, способны довольно сильно повлиять на ход проведения научного исследования, однако перечисленные нами возможности способны в кратчайшие сроки предотвратить все негативные последствия.</p>

Таким образом, выполнив SWOT-анализ можно сделать вывод, что на данный момент преимущества использованного ПГВ преобладают над его недостатками. Все имеющиеся несовершенства можно легко устранить, воспользовавшись перечисленными выше возможностями.

3.2 Планирование управления научно-техническим проектом

3.2.1 Иерархическая структура работ проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ, представлена на рис. 3.2. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта.



Рисунок 3.2. – Иерархическая структура работ

3.2.2 Контрольные события проекта

Ключевые события исследовательского проекта, их даты и результаты приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Контрольные события проекта

№	Контрольное событие	Дата	Результат (подтверждающий документ)
1	Разработка технического задания на НИР	1.02.2016	Приказ по ФТИ
2	Составление и утверждение технического задания	3.02.2016	Задание на выполнение исследования
3	Выбор направления исследований	5.02.2016	

Продолжение таблицы 3.4 – Контрольные события проекта

№	Контрольное событие	Дата	Результат (подтверждающий документ)
4	Подбор и изучение материалов по теме	10.02.2016	Отчёт
5	Календарное планирование работ	12.02.2016	План работ
6	Ознакомление с особенностями работы РУ на 104%	13.02.2016- 23.02.2016	Отчёт
7	Изучение механизма перехода на 104%	23.02.2016- 28.02.2016	Отчёт
8	Проведение экспериментов	28.02.2016- 24.03.2016	Отчёт
9	Выполнение расчётов и анализ полученных данных	24.03.2016	Отчёт
10	Обобщение и оценка результатов	16.04.2016	Отчёт
11	Составление пояснительной записки	14.02.2016- 25.04.2016	Пояснительная записка
12	Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	26.04.2016	
13	Подготовка к защите	27.04.2016- 25.05.2016	

3.2.3 План проекта

В рамках планирования исследовательского проекта построен календарный план-график с помощью диаграммы Ганта. В данном случае работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Линейный график представлен в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Календарный план проекта

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Разработка технического задания	2	1.02.2016	3.02.2016	Руководитель
2	Составление и утверждение технического задания	2	3.02.2016	5.02.2016	Руководитель


Продолжение таблицы 3.5 – Календарный план проекта

3	Выбор направления исследований	5	5.02.2016	10.02.2016	Руководитель, студент
4	Подбор и изучение материалов по теме	2	10.02.2016	12.02.2016	Студент
5	Календарное планирование работ	1	12.02.2016	13.02.2016	Руководитель, студент
6	Ознакомление с особенностями работы РУ на 104%	10	13.02.2016	23.02.2016	Студент
7	Изучение механизма перехода на 104%	5	23.02.2016	28.02.2016	Студент
8	Проведение экспериментов	25	28.02.2016	24.03.2016	Студент
9	Выполнение расчётов и анализ полученных данных	17	24.03.2016	10.04.2016	Студент
10	Обобщение и оценка результатов	6	10.04.2016	16.04.2016	Руководитель, студент
11	Составление пояснительной записки	72	14.02.2016	25.04.2016	Студент
12	Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	1	26.04.2016	27.04.2016	Руководитель, студент
13	Подготовка к защите	29	27.04.2016	25.05.2016	Студент

В таблице 3.6 представлен календарный план-график проведения научного исследования.

Таблица 3.6 – Календарный план-график проведения научного исследования

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т _к , кал.дн.	Продолжительность выполнения работ													
				Февраль			Март			Апрель			Май			Июнь	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Разработка технического задания	Рук-ль	2	1	2												
2	Составление, утверждение технического задания	Рук-ль	2	1	2												
3	Выбор направления исследований	Рук-ль, студент	5	1	2	3											
4	Подбор и изучение материалов по теме	Студент	2		1	2											
5	Календарное планирование работ	Рук-ль, студент	1		1												
6	Изучение особенности и работы РУ на 104%	Студент	10		1	2	3	4	5	6							
7	Изучение механизма перехода на 104%	Студент	5			1	2	3	4	5							
8	Проведение экспериментов	Студент	25			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
9	Выполнение расчётов и анализ полученных данных	Студент	17							1	2	3	4	5	6	7	
10	Обобщение и оценка результатов	Рук-ль, студент	6								1	2	3				
11	Составление пояснительной записки	Студент	72			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12	Проверка ГОСТа пояснительной записки	Рук-ль, студент	1													1	
13	Подготовка к защите	Студент	29													1	2

 Руководитель

 Студент

3.3 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

3.3.1 Расчёт материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расxi} ,$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расxi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, принимаются в пределах 15-25 % от стоимости материалов.

Основными затратами в данной исследовательской работе являются затраты на электроэнергию и приобретение канцелярских товаров. Результаты расчётов по затратам на материалы приведены в таблице 3.7.

Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле:

$$C = C_{\text{эл}} \cdot P \cdot F_{\text{об}} = 2,05 \cdot 0,5 \cdot 960 = 984,$$

где $C_{\text{эл}}$ – тариф на промышленную электроэнергию (2,05 руб. за 1 кВт·ч);

P – мощность оборудования, кВт;

$F_{\text{об}}$ – время использования оборудования, ч.

Затраты на электроэнергию составили 984 рубля.

Таблица 3.7 – Материальные затраты

Наименование	Марка, размер	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Электричество	–	480 кВт·ч	2,05	984
Бумага	SvetoCopy	110	0,38	41,8
Печать на листе А4	–	110	1,5	165
Ручка	Pilot BPS-GP	1	50	50
Доступ в интернет	–	4 месяца	350	1400
Всего за материалы				2640,8
Транспортно-заготовительные расходы				0
Итого по статье C_m				2640,8

3.3.2 Расчёт затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных работ)

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования, необходимого для проведения работ по конкретной теме.

В данной исследовательской работе к спецоборудованию, необходимому для проведения экспериментальных работ, относится персональный компьютер, стоимость которого составляет 43000 рублей, назначенный срок службы – 4 лет.

Затраты на амортизацию оборудования рассчитываются по формуле:

$$C_{\text{аморт}} = C_{\text{об}} / T,$$

где $C_{\text{об}}$ – стоимость оборудования (руб);

T – срок службы (дней).

$$C_{\text{аморт}} = (43000 / 1460) = 29,45 \text{ руб/дн.}$$

Оборудование использовалось в течение 72 дней, таким образом, затраты на оборудование:

$$C_{\text{аморт(общ)}} = 29,45 \cdot 72 = 2120,4 \text{ руб.}$$

3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}},$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}},$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{раб}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн.

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле

$$Z_{\text{дн}} = (Z_{\text{м}} \cdot M) / F_{\text{д}},$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

– при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 3.8).

Таблица 3.8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
– выходные дни;	52	104
– праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени:		
– отпуск;	48	24
– невыходы по болезни	–	–
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	223

Студент во время прохождения преддипломной практики получает стипендию, равную 5070 руб/месяц. Среднедневная стипендия (оплата) составляет:

$$З_{\text{дн}} = (5070 \cdot 11,2) / 223 = 254,6 \text{ руб/день.}$$

Основной заработок студента за время преддипломной практики составляет:

$$З_{\text{осн}} = 254,6 \cdot 45 = 11457 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата научного руководителя рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

- оклад – определяется предприятием. В ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями, например, ассистент, ст. преподаватель, доцент, профессор.

- стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.

- иные выплаты: районный коэффициент.

Руководителем данной научно-исследовательской работы является сотрудник с должностью доцента. Оклад доцента составляет 23265 рубля.

Надбавки к заработной плате составляют 10000 рублей (надбавки учёного совета), также районный коэффициент по Томску равен 1,3.

Основная заработная плата научного руководителя:

$$Z_{\text{осн}} = 23265 \cdot 1,3 + 10000 = 40244,5 \text{ руб / месяц.}$$

Среднедневная заработная плата научного руководителя:

$$Z_{\text{дн}} = (40244,5 \cdot 10,4) / 251 = 1667,5 \text{ руб / день.}$$

3.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы;

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

Примем коэффициент дополнительной заработной платы равным 0,15 для научного руководителя и 0,1 для студента. Результаты расчёта основной и дополнительной заработной платы исполнителей научного исследования представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Заработная плата исполнителей исследовательской работы

Заработная плата, руб.	Руководитель	Студент
Основная зарплата	40244,5	11457
Дополнительная зарплата	6036,67	1145,7
Зарплата исполнителя	46281,17	12602,7
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	58883,87	

3.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

Размер отчислений во внебюджетные фонды составляет 27,1 % от суммы затрат на оплату труда работников, непосредственно занятых выполнением исследовательской работы.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Величина отчислений во внебюджетные фонды составляет:

$$C_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot (40244,5 + 6036,67) = 12542,2 \text{ руб.}$$

3.3.6 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, которые могут быть отнесены непосредственно на конкретную тему. Кроме того, сюда относятся расходы по содержанию, эксплуатации и ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и др.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов.

Накладные расходы в ТПУ составляют 25-35 % от суммы основной и дополнительной зарплаты работников, участвующих в выполнении темы. Примем $k_{\text{накл}} = 30 \%$.

Накладные расходы составляют:

$$C_{\text{накл}} = 0,3 \cdot (40244,5 + 6036,67) = 13884,3 \text{ руб.}$$

3.3.7 Формирование бюджета затрат исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Расчёт бюджета затрат исследовательского проекта

Наименование статьи	Сумма, руб
1. Материальные затраты исследования	2640,8
2. Затраты на специальное оборудование	2120,4
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	51701,5
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	7182,37
5. Отчисления во внебюджетные фонды	12542,2
6. Накладные расходы	13884,3
Бюджет затрат исследования	90071,37

3.4 Организационная структура проекта

Организационная структура проекта представляет собой временное структурное образование, создаваемое для достижения поставленных целей и задач проекта и включающее в себя всех участников процесса выполнения работ на каждом этапе.

Данной исследовательской работе соответствует функциональная структура организации. То есть организация рабочего процесса выстроена иерархически: у каждого участника проекта есть непосредственный руководитель, сотрудники разделены по областям специализации, каждой группой руководит компетентный специалист (функциональный руководитель). Организационная структура научного проекта представлена на рисунке 3.4.

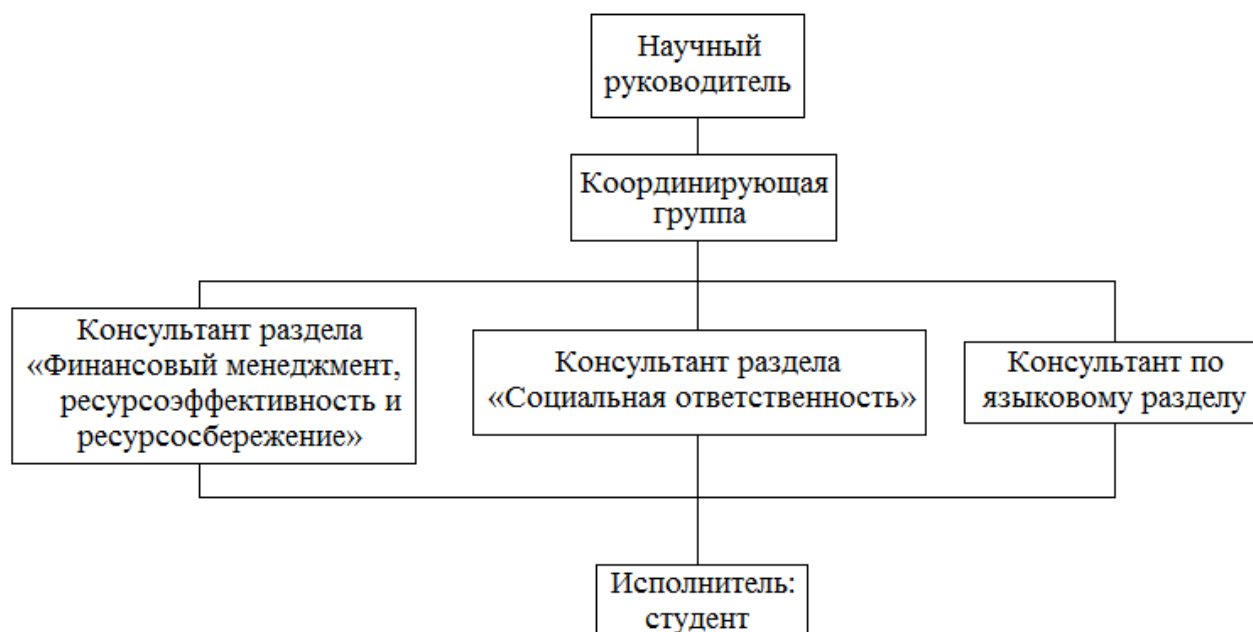


Рисунок 3.3 – Организационная структура научного проекта

3.5 Матрица ответственности

Степень ответственности каждого члена команды за принятые полномочия регламентируется матрицей ответственности. Матрица ответственности данного проекта представлена в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Матрица ответственности

Этапы проекта	Научный руководитель	Консультант раздела «Финансовый менеджмент»	Консультант раздела «Соцответственность»	Консультант по языковому разделу	Студент
Разработка технического задания	О				
Составление и утверждение технического задания	О				
Выбор направления исследований	О				И

Продолжение таблицы 3.11 – Матрица ответственности

Подбор и изучение материалов по теме	С				И
Календарное планирование работ	О				И
Изучение особенности и работы РУ на 104%					И
Изучение механизма перехода на 104%					И
Проведение экспериментов	О				И
Выполнение расчётов и анализ полученных данных	О				И
Выполнение оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения		С			И
Выполнение раздела по социальной ответственности			С		И
Выполнение перевода части работы на английский язык				С	И
Обобщение и оценка результатов	С				И
Составление пояснительной записки	С				И
Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	С				И
Подготовка к защите	О				И

Степень участия в проекте характеризуется следующим образом:

- ответственный (О) – лицо, отвечающее за реализацию этапа проекта и контролирующее его ход;
- исполнитель (И) – лицо (лица), выполняющие работы в рамках этапа проекта. Утверждающее лицо (У) – лицо, осуществляющее утверждение результатов этапа проекта (если этап предусматривает утверждение);
- согласующее лицо (С) – лицо, осуществляющее анализ результатов проекта и участвующее в принятии решения о соответствии результатов этапа требованиям.

3.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (см. табл. 3.12). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}},$$

где $I_{финр}^{исп.i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Так как разработка имеет одно исполнение, то

$$I_{финр}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{max}} = \frac{90071,37}{90071,37} = 1;$$

Для аналогов соответственно:

$$I_{финал}^{a1} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{96376,4}{90071,37} = 1,07 \quad I_{финал}^{a1} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{105383,5}{90071,37} = 1,17$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности представлен ниже.

Таблица 3.12 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

ПО / Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,25	5	3	3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,2	5	3	3
3. Помехоустойчивость	0,05	5	3	2
4. Энергосбережение	0,2	5	2	2
5. Надёжность	0,15	5	4	3
6. Материалоёмкость	0,15	5	4	4
ИТОГО	1	5	3,1	2,9

$$I_{тп} = 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,05 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 = 5;$$

$$\text{Аналог 1} = 3 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,05 + 2 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 = 3,1;$$

$$\text{Аналог 2} = 3 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,05 + 2 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 = 2,9.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финаi}^{ai}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{финр}^p}; I_{финаi}^{ai} = \frac{I_m^{ai}}{I_{финаi}^{ai}};$$

В результате:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{финр}^p} = \frac{5}{1} = 5; I_{фина1}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{фина1}^{a1}} = \frac{3,1}{1,07} = 2,9; I_{фина2}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{фина2}^{a2}} = \frac{2,9}{1,17} = 2,5$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финаi}^{ai}}$$

Результат вычисления сравнительной эффективности проекта и сравнительная эффективность анализа представлены в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Аналог 1	Аналог 2	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1,07	1,17	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,1	2,9	5
3	Интегральный показатель эффективности	2,9	2,5	5
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,69	2	1

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о превосходстве выполненной разработки над аналогами.

Заключение

1. Проведен анализ факторов, определяющих качество генерируемого пара в горизонтальных парогенераторах типа ПГВ.

2. Существующие расчетные рекомендации не всегда отражают особенности гидродинамики рабочего тела и распределения примесей, что приводит к необходимости пусконаладочных и эксплуатационных испытаний по определению влажности.

3. Рассмотрены и сопоставлены методы определения влажности, выявлены их преимущества и недостатки.

4. Одним из важнейших параметров, влияющих на величину влажности пара, является высота парового пространства.

5. Рассмотрена история развития сепарационных схем на АЭС блоков с реакторами ВВЭР-1000.

6. По результатам натурных испытаний ПГВ-1000 без жалюзийного сепаратора с установкой потолочного пароприемного дырчатого листа, которые выявили определенные преимущества данной схемы сепарации. При этом удалось повысить запас по паропроизводительности ПГ, увеличить диапазон изменения уровня и снизить влажность пара на выхлопе до 0,05%.

7. Результаты испытаний указывают на возможность повышения эксплуатационного уровня воды в ПГ на 100 мм по сравнению с установленным в настоящее время на парогенераторах блока № 1 Калининской АЭС. Данные испытаний могут быть использованы для обоснования возможности повышения (относительно принятых в настоящее время) уставок защит и блокировок по повышению уровня в ПГ блока № 1 Калининской АЭС.

8. В связи с увеличением мощности блока сверх номинального до 104% и дальнейших планов увеличение мощности до 111% от номинальной произведен расчет сепарационной схемы повышенной мощности.

Список использованных источников

1. Хохрякова Е.А., Резник Я. Е. Водоподготовка. – М.: Аква-Терм, 2007. – 240 с.
2. Бараненко В.И., Гулина О.М., Докукин Д.А. Ядерная энергетика, 2008. – 156с.
3. Ковалев А.П., Лелеев Н.С., Виленский Т.В. Парогенераторы. – М.: Энергоатомиздат, 1985. –376 с.
4. Вихрев В.Ф., Шкроб М.С. Водоподготовка. – М.: Энергия, 1973. – 416с.
5. Нигматулин Б.И., Агеев А.Г., Блинков В.Н. Экспериментальное обоснование, испытания и внедрение новой сепарационной схемы на парогенераторах блоков АЭС с ВВЭР-1000. Электрические станции, 2003, № 3.
6. Сотсков В.В., Агеев А.Г., Васильева Р.В. Расчет сепарационной схемы парогенератора ПГВ-1000 повышенной мощности, 2003.
7. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции. – М.: «Высшая школа», 1994. – 360 с.
8. Крапивцев В.Г. Сепарационные устройства ядерных энергетических установок. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009. – 76 с.
9. Парогенераторы реакторных установок ВВЭР для атомных станций/ Б.И. Лукасевич, Н.Б. Трунов, Ю.Г. Драгунов, С.Е. Давиденко – М.: ИКЦ «Академкнига», 2004. – 391 с.
10. Рассохин И.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 384 с.
11. Термодинамические свойства воды и водяного пара. Справочник. С.Л. Ривкин, А.А. Александров, 1984. – 84с.
12. Рабочая программа Сепарационные испытания парогенераторов ПГВ-1000М после реконструкции внутрикорпусных устройств РП.1.УВ.ОИТПЭ/316

13. Отчет о проведении сепарационных испытаний парогенераторов 1УВ10, 20W01, 2010. – 21 с.
14. Отчет о проведении сепарационных испытаний парогенераторов 1УВ10, 20,30,40W01, 2008. – 16 с.
15. Мынкин К.П. Сепарационные устройства паровых котлов. – М.: «Энергия», 1971. – 190 с.
16. Программный комплекс для ЭВМ. Расчетный код для анализов безопасности РУ с ВВЭР, КОРСАР/ГП, ФГУП НИТИ им. А.П. Александрова, 2006.
17. О. Б. Самойлов, Г. Б. Усынин, А. М. Бахметьев. «Методы оценки и обеспечения безопасности ЯЭУ». – М.: Энергоатомиздат. – 1988. – 136 с.
18. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к ПЭВМ и организации работы».
19. Сибаров Ю.Б. Охрана труда в вычислительных центрах. – М.: Машиностроение, 1990. – 191 с.
20. Пожаро- и взрывобезопасность промышленных объектов. ГОСТ Р12.1.004-85 ССБТ Пожарная безопасность.
21. Фатхутдинов Р.А. Производственный менеджмент. – С.Пб.: Питер, 2003.
22. Шевелёв Я.В., Клименко А.В. Эффективная экономика ядерного топливно-энергетического комплекса. – М.: РГГУ, 1996. 736 с.
23. Нормирование труда/ Под ред. Б.М. Генкина. – М.: Экономика, 2003.

Приложение Ж

Section 1

Analysis of damaged welds no. 111 in the PGV-1000M steam generator and damage repair proposals

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
0AM4Г	Ишутин Александр Русланович		

Консультант кафедры ФЭУ ФТИ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ФЭУ ФТИ	Кузнецов М.С.			

Консультант – лингвист кафедры ИЯ ФТИ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ИЯ ФТИ	Демьяненко Н.В.			

Abstract

Reliability of complex facilities, such as nuclear power plants, under construction or in operation is fundamental to the safety of humans and the natural environment. The key reliability-related factors are absence of errors in structural design and calculations, proper selection of materials and the manufacturing technology, quality of the materials used and the onsite welding operations, conditions of operation and in-service inspection.

Despite the fact that much attention is given in the course of the NPP design and operation to ensuring reliability, the experience of operation has demonstrated that there is a potential for crack formation in welded joint No. 111 of the PGV-1000 M steam generator. The crack nucleation and growth mechanism has not been yet unambiguously identified.

This paper presents the results of a study into the causes for the metal damage in the region of welded joint No. 111 between the hot header and the steam generator vessel's nozzle of Dn1200

Keywords: Discontinuity; Steam generator (SG); Welded joint; Experimental research.

The reliability of the VVER-1000 NPP's main equipment, specifically in conditions of an extended service life, depends on the reliability of its individual components. The most critical item for the VVER-1000 steam generators (SG) is the welded joint between the primary coolant "hot" header and the steam generator vessel's Dn1200 nozzle (Fig. 1).

We shall consider the descriptions of recurring defects at nuclear power plants in Russia and Ukraine that manifest themselves as "cracks and discontinuities in the metal of welded joint No. 111 between the primary circuit header and the SG vessel" in the period of 1996 through 2013 (as of 2013) [1].

A through-the-thickness defect was detected in welded joint (WJ) No. 111 between the "hot" header and the SG allowance area at unit 1 of South-Ukrainian NPP during the 2001 preventive repair operations on SG-2. A non-through crack of the length 315 mm was detected at South-Ukrainian NPP's unit 2 during an ultrasonic (US) inspection of WJ 111 between the hot header and the SG-1 vessel, extending throughout the central portion of the Dn850 MCP bend. Inadmissible discontinuity flaws were detected in the WJ between the primary circuit "cold" header and the Dn1200 nozzle at unit 2 of Zaporozhye NPP during an US inspection of SG-2's WJ 111 in the course of the 2010 preventive repair operations. During a scheduled US inspection of WJ 77/1 in 1SG-3, using TsNIITMASH's methodology, in the period of the preventive maintenance at unit 1 of Kalinin NPP in 2006, discontinuity flaws of the length ~400 mm were detected along the WJ at a depth of up to 30 mm from the outer surface. An additional "manual" inspection of WJ 77/1's defective area proved that the discontinuity existed.

The presence of black loose deposition with a thickness up to 20 mm was detected at the defect point by a visual examination of the "cold" header "pocket". In the period of a medium repair at unit 2 of Balakovo NPP in 2006, a discontinuous chain of flaws was detected during a scheduled US inspection of the metal in 1SG-1's WJ, using TsNIITMASH's methodology, in the form of four areas of the length 20 to 30 mm each (total length ~470 mm) and of the width ~30 mm, extending along the WJ, at a depth of 45 to 50 mm from the outer surface. No inadmissible defects were detected

during the inspection of the same joint by the Avgur 4.2 automated US inspection system. An additional “manual” US inspection of the defective area in SG-1’sWJ

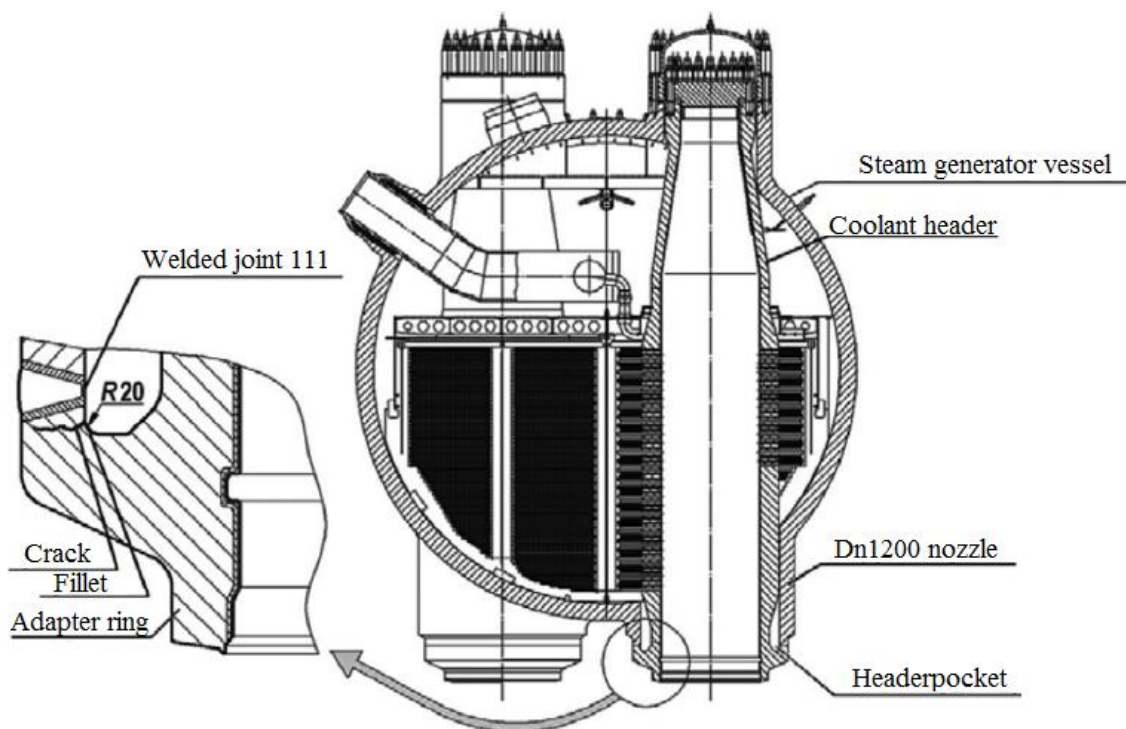


Fig. 1. PGV-1000 M steam generator

111-1 was conducted to update the US test results. It was confirmed that discontinuity flaws existed. After the measurement error was eliminated, another inspection was conducted using the Avgur 4.2 system based on the Avgur AUSI method. The inspection revealed discontinuity flaws of the size exceeding the permissible quality assessment standards under PNAE G-7-010-89.

A review into the experience of operation of Novovoronezh NPP’s unit 5 shows that there were major damages around WJ 111 in all four SGs [2]. The defects are found in the radius blend between the pocket and the metal of WJ 111-1.

During the period of operation, defects were detected in WJs111-1 on the following SGs: 5SG-1 in 1998 and in 2004; 5SG-2 in 2007; 5SG-3 in 2001; 5SG-4 in 2007 and in 2009, and 5SG-1 in 2013. The unit was in a “hot” state at 10:20 am on 6 June 2013 with the outage program being under way as part of the 2013 preventive repair. A steam leak was detected during the equipment inspection from beneath the thermal insulation in the region of the “hot” header in the bottom part of 5SG-1’s

vessel. A 25 mm long crack with a through-the-thickness defect, having an angle of $\sim 45^\circ$ to the weld axis, was detected at 7:30 am on 08.07.2013 as the result of a visual and liquid penetrant examination. After the reactor was brought into a cold state and thermal insulation was removed, a leak was detected at 10:40 the same day near WJ 111 of 5SG-1's "hot" header.

The 5SG-1 steam generator was commissioned in September 1989. Its operating time to the defect detection was 24 years.

The component was in repair in 1998 and 2005 and welding was used in areas of the length 575 and 285 mm respectively. The component was tested nondestructively as part of the 2012 preventive repair.

Crack-like discontinuity flaws in excess of the rejection level were revealed by a US inspection and an automated US inspection. The discontinuity flaws were located in the WJ area of 510 mm long.

Fig. 2 presents a graphic illustration of the recorded damages to the critical joint, namely the region of the SG hot header welding to the MCP nozzle (WJ 111). Rather long and high crack-like defects, including through-the-thickness defects, have been detected by now in nine SGs of the VVER-1000 NPPs.

As shown by the figure, the initial damage area is directed in all cases towards the MCP hot leg as seen from the short generatrix of the nozzle near the area with the greatest mechanical damage.

During the initial damage, the main crack is directed along the weld and has a great deal of crack kinking. Further defects of the same welds looked differently: there were five knife-like cracks along the nozzle axis (across the weld) on the side opposing the initial defect.

The defect of WJ 111 was caused by corrosion damage to the metal due to intensive corrosive processes resulting in the corrosion pit formation, the effects from heavy tensile loads in the fillet region, and the transcrystalline crack propagation in the metal up to the through-the-thickness defect formation after it developed and achieved critical dimensions.

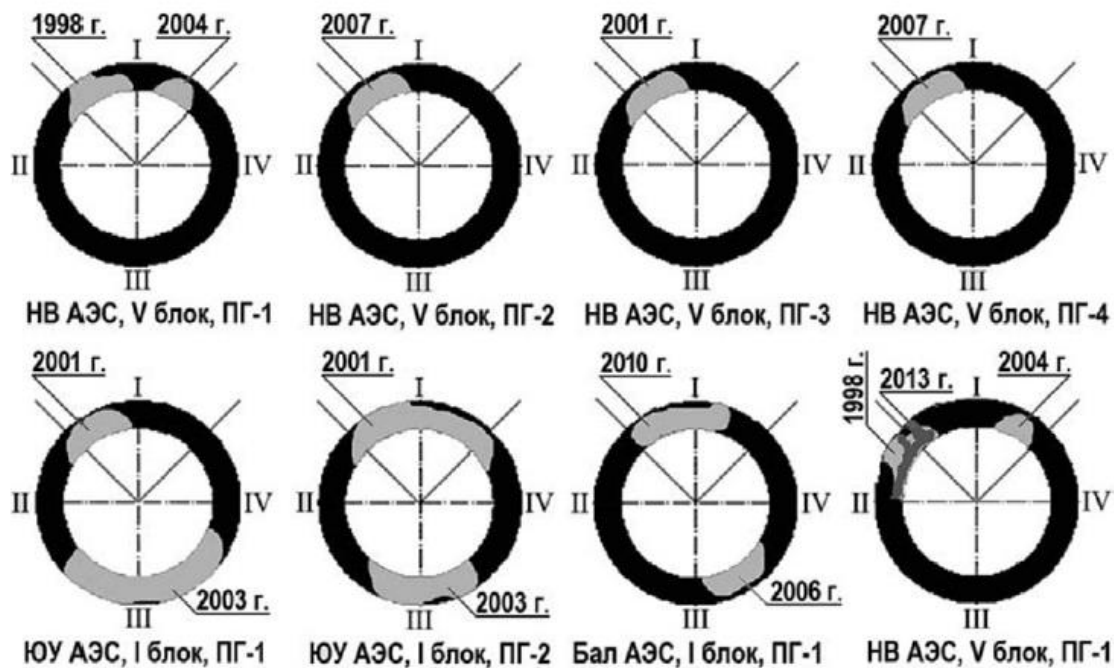


Fig. 2. WJ 111 defect areas: I – short generatrix of the Dn1200 nozzle; II – long generatrix of the Dn1200 nozzle; III – generatrix of the Dn1200 nozzle (that nearest to the “hot” bottom); IV – generatrix of the Dn1200 nozzle (that nearest one to the “cold” bottom); НВАЭС – Novovoronezh NPP, блок – unit, ЮУ АЭС – South-Ukrainian NPP, Бал АЭС – Balakovo NPP.

The solution to the problem of the WJ 111 cracking in steam generators at the VVER-1000 NPPs is one of the top priorities in the activities to improve the unit operation safety during the extended life period.

This problem is defined by a combination of temperature conditions, mechanical and corrosion impacts, is challenging and has not been solved to date. The following structural and operating features of the welded joint between the header and the Dn12900 nozzle can be identified:

- a complicated design of the header welding joint;
- a simultaneously complex thermal-power operating impact from the primary and secondary circuit coolant;

- a stagnant area at the defect point (a corrosively aggressive medium in the pocket);

A review into the cases involving in-service damages to WJ 111 has shown that:

- the detected degree of the actual operating loading and the potential levels of residual stresses in the crack nucleation and progression region are relatively low;
- the failure starts in the parent metal in the fillet region and extends throughout the thickness of the item while propagating up through the weld metal;
- the “pocket” region has unfavorable water chemistry (sludge formation);
- a similar failure mechanism – joint action of delayed strain corrosion cracking (DSCC) and corrosion fatigue (CF);
- the failure is preceded by a prolonged incubation period;
- repair areas are the last to “crack”.

Damage to the metal of the header – Dn1200 nozzle welded joint is immediately caused by the formation of multiple DSCC cracks as the result of stresses in the given joint, and by a combination of the MCP operating conditions, structural features and loading modes.

An attempt has been made in this study to analyze all root causes for the metal damage in the header – Dn1200 nozzle welded joint in the order of predominance. The top-priority factor is the secondary circuit water chemistry and the presence of corrosion deposits in the pocket area.

Until quite recently, the VVER NPPs had the secondary circuit water chemistry using corrective feedwater and condensate treatment by hydrazine-hydrate and ammonia. The secondary circuit fluid quality standards define requirements for the secondary circuit water quality, the restrictions on the unit operation when there are deviations of the SG feedwater and blowdown water quality indicators from the rated values, and the operating limit, as well as requirements to the scope and frequency of inspection, and to the secondary circuit water chemistry maintenance techniques.

To maintain the secondary circuit water chemistry, a salt compartment has been organized in the SG for blowdown with a flow rate of 10 to 15 t/h to remove soluble salts. Periodic blowdown with a flow rate of 15–20 t/h has been organized for the sludge removal from the SG vessel's lower generatrix, including from the SG "pockets".

Components of the condensate and feedwater line are known to contain copper-containing alloys due to which coppers and its oxides enter the steam generator together with feedwater, and deposits of these have been found in the header "pockets". After a template was cut out from the welded joint between the "hot" header and the Dn1200 nozzle of 5SG-1 (a through leak) in the period of the 2013 preventive repair, deposit samples were taken from the annulus and the chemical composition of the deposit was determined [3].

Loose deposits consist of small brown-colored plates. According to the visual examination results, the deposits from the annulus looked identically to the deposits from the secondary side steam generator's heat-exchange surface.

A major problem in maintaining the VVER NPP secondary circuit water chemistry is deposition control inside steam generators, and another important task is to reduce the rate of corrosion of all structural materials. And the permissible rate of corrosion is what defines the equipment life, which specifically depends as well on the concentration of corrosion products as the major feedwater impurities.

The peculiarities of water chemistry also require that perlite steels, austenitic stainless steel and copper-containing alloys, having different corrosive stability in fluids, to be used as materials for the secondary circuit components.

The most vulnerable secondary circuit component is the SG in which ionogenic impurities, coming in with feedwater, concentrate due to the boiler water evaporation. It is exactly the corrosive problems of the secondary circuit and the impossibility to maintain the optimum pH values in the SG feedwater and in two-phase fluids that has caused alternative additives to be searched for to adjust the pH value in the secondary circuit as a means of extending the steam generator life [4].

The measures developed and implemented in recent years to improve the secondary circuit water chemistry, including corrective treatment of the secondary circuit fluid by lithium hydroxide, morpholine and ethanolamine, along with the increase in the density of the turbine condensers and the condensate line's vacuum portion, and introduction of automatic chemical control, are expected to have a pronounced effect on the process of the deposit formation on the SG heat-exchange surfaces and of the deposit buildup in the SG pocket.

Morpholine is slightly aggressive to copper-containing alloys. The morpholine-based water chemistry in Rostov NPP unit 2's secondary circuit makes it possible to reduce the amount of corrosion products entering the steam generators by about 200 to 30 to 60 kg for the fuel life per one steam generator, and to improve the entrainment of iron with the SG blowdown water thanks to the loosening of earlier deposits as the result of the morpholine effect, this leading to a reduction in the contamination of the steam generator metal surface, and, consequently, to a decrease in the risk of corrosion.

A recent substitution to the morpholine water chemistry is ethanolamine water chemistry theoretically justified and practically tested for the PWR reactor secondary circuit. In Russia, this water chemistry was introduced at unit 2 of Balakovo NPP in 2007 [5]. Since the introduction of ethanolamine water chemistry, the content of copper in deposits on the SG's heatexchange surface has decreased by a factor of 3.3. It is shown in [5] that the substitution of the NPP secondary circuit hydrazineammonia water chemistry for ethanolamine water chemistry has led to a greatly decreased erosion and corrosion wear of essential secondary circuit components.

Following the 2010–2011 preventive repair, ethanolamine water chemistry is being introduced in the secondary circuit at unit 5 of Novovoronezh NPP. With this chemistry, the criterion for chemical washing to be undertaken is the specific contamination of the tube bundle to 100 g/m² and more detected by the SG corrosion inspection.

No special chemical washing of the annuli is required by the secondary circuit water chemistry standard and design documentation, while the design SG blowdown pattern fails to ensure the efficient sludge removal from the header "pockets".

Steam generators have been chemically washed at unit 5 since 1997, as required by the working programs developed based on regulatory documents. The washing frequency of once in four years was defined by the standard “Water Chemistry of the VVER-1000 NPP Secondary Circuit. Fluid Quality Regulations and Compliance Tools”. The annuli were washed simultaneously with the tube bundle washing.

The most radical of the current techniques to prevent corrosive wear of the SG heat-exchange tubes and to remove sludge deposit from the SG pockets is periodic SG washing from the secondary circuit side.

Given the requirement for the contamination removal from the header “pockets”, Gidropress design bureau has developed and tested the SG flushing device which is inserted through a nozzle into the header “pocket” and washes off deposits when the unit is shut down, since the design blowdown system does not ensure efficient entrainment of deposits from the annulus.

The device has proved to be efficient by field tests at Novovoronezh NPP’s unit 5 [7]. The use of special flushing devices has helped to remove “traces” of deposits from inside the “hot” header “pocket” after the chemical washing.

The results of the DSCC process investigations at JSC TsNIITMASH [8,9] have shown that quasibrittle DSCC-type failure of specimens was recorded during tensile tests in conditions of the working surface contact with sludge (75 % Fe_2O_3 + 25 % CuO). The crack growth rate was $7 \cdot 10^{-6}$ mm/s or 221 mm/g. Ductile failure of specimens and no DSCC was recorded during tensile tests in conditions of the working surface contact with sludge with a CuOP content of less than 10%. No crack undergrowth was observed during tests with sludge (75 % Fe_2O_3 + 25 % CuO) on compact 20 mm thick specimens with an initial fatigue crack at a constant load other than causing ductility in metal.

A conclusion may be made based on the results obtained that no DSCC is observed when the copper oxide concentration in deposits is below 10 %. When the level of tensile stresses in metal is below the yield point (even when the copper oxide concentration is sufficient for DSCC), no DSCC is observed as well.

Corrective activities needed to exclude damage to WJ 111 include the following: substitution of the NPP secondary circuit hydrazine-ammonia water chemistry for morpholine or ethanolamine water chemistry; the SG header pockets shall be chemically washed during each preventive repair rather than once in four years; the metal in WJ 111-1 and WJ 111-2 of the steam generators shall be inspected by visual examination, penetrant tests and ultrasonic testing methods, as well as by phasedarray method as part of the preventive repair operations at the unit; replacement of the TPN condensers and main condensers for condensers with stainless-steel tubing.

Damage to WJ 111 is caused by electrochemical corrosion of the metal under the action of corrosively active impurities in water.

For units operating in the extended life conditions, it is required to introduce corrective measures to reduce the operating process effects on the dynamics of damageability in two ways:

- a reduction in the corrosive factor effects on damageability (introduction of the pocket passivation technology and a reduction in the level of impacts from electrochemical corrosion);
- optimization of operating conditions affecting the actual loading level for WJ 111 in the steam generators off the VVER-1000 NPPs.

It has been determined as the result of monitoring the heatstrain loading of WJ 111 that the reactor transients (heatup, cooldown) involve non-steady-state temperature processes inside the header “pocket”, and beyond-design-basis thermal “shocks” have been recorded, leading to high beyonddesign stresses, which is confirmed by results of field strainage tests by a continuous in-service damageability monitoring system (CIDMS).

An analysis of the 2011 and 2012 monitoring data shows that all of the temperature anomalies were taking place when the blowdown system was not active. And the most dangerous anomalies during the reactor operation were recorded at working parameters when non-steady-state heat-stress load were superimposed on operating loads. The data obtained allows demonstrating the overallscenario of how temperature anomalies arise: the SG blowdown is not active, all SGs are interconnected

through the periodic blowdown header, there is no flow in the blowdown lines of Dn20 and Dn8, the water therein is gradually cooled down (5–10 °C/h), and the amount of “stagnant” water in the blowdown pipeline of one SG is about 1–2 m³. When the pressure is increased in one of the SGs, the chilled water is transferred by pressure into the other SG with a lower pressure via the blowdown lines, and a thermal shock takes place in the region of WJ 111. It is shown in [2] that the highest stress concentration factor is in the fillet radius transition area.

Fig. 3 shows temperature and stress variations in the pocket fillet during a thermal shock [2]. A simulation of the temperature conditions in the region of WJ111 with different temperature variation rates in the fillet area has shown that, at high rates, the material life may be shortened by 10.7 % for 1000 cycles only thanks to temperature anomalies.

The fatigue version of crack formation [11] explains the delayed brittle stepped mechanism of the metal failure in WJ 111 as the result of the loading sequentially by three loads: from vibration (long-term load), from rigid low-cycle load (temperature compensation) and periodic loads. Rare high-stress cycles cause small vibration-induced microcracks to join and to form gradually (in the course of several years) the main crack beneath the SG bottom at the torsional (tangential) stress concentration point. Such pattern of the defect development in the region of WJ 111 is fairly well described in the statement of TsNIITMASH [12] concerning the crack formation in the region of WJ 111.

What can be done to exclude beyond-design-basis thermal shocks resulting from the blowdown system operation? This requires the primary circuit hydraulic test procedure to be updated with altering the procedure for switching over the periodic blowdown headers and adding to the safe operation manual instructions on the valve opening (closure) in the periodic blowdown lines. This will lead to a reduced level of the operating heat strain impacts on the metal of WJ 111 and to a decrease in the damageability level.

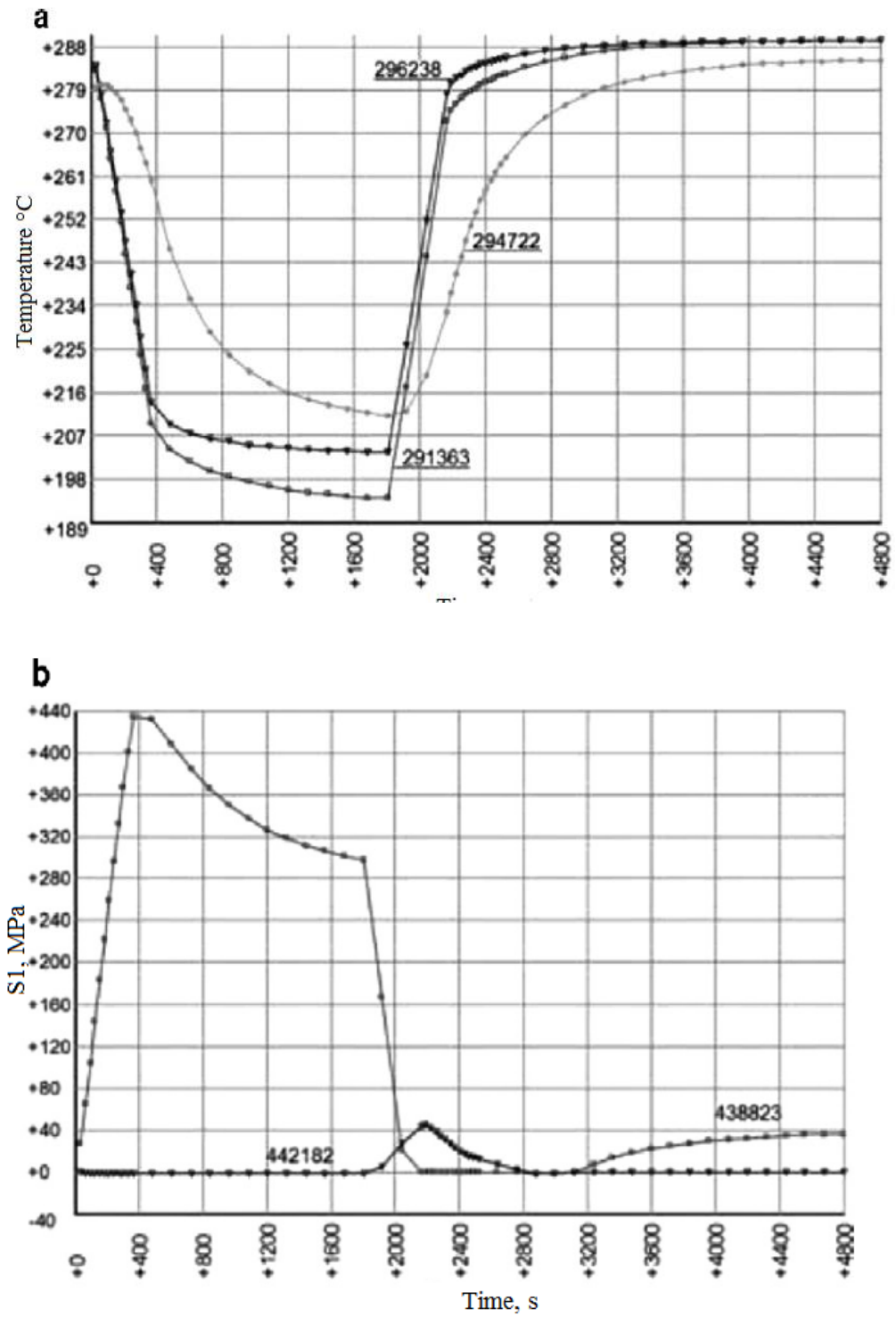


Fig. 3 – Thermal shocks in the pocket fillet area of WJ 111: (a) –temperature variation; (b) –stress variation.

Conclusions

1. An analysis into the malfunctions at the VVER-1000 NPPs makes it possible to state that actual risks of crack-like defect formation in the steam generator welded joints arise after about 20 years of operation. As a rule, these emerge in the welded joints between the Dn1200 hot nozzles and the SG vessels.

2. One of the causes for the development of such defects is the presence of copper oxide deposits in the SG pocket.

References

1. An analysis into the malfunctions at the VVER-1000 NPPs makes it possible to state that actual risks of crack-like defect formation in the steam generator welded joints arise after about 20 years of operation. As a rule, these emerge in the welded joints between the Dn1200 hot nozzles and the SG vessels.
2. Akt № 149/2013 (HC. Novovoronezhskaya AES. Rezul'taty kontrolya sostava otlozhenij, otobrannyh iz kol'cevogo zazora «goryachego» kollektora parogeneratora 5PG-1 v period PPR(2013. [The results of monitoring of silt taken from the annular gap «hot» collector steam 5PG-1 during the PPR-2013 outage] (in Russian).
3. B.M. Roschektaev , Vodno-Himicheskij Rezhim AES s Reaktorami VVER- 1000 i RBMK-1000. [Water (Chemical Mode of NPP with the Reactors of VVER(1000 and RBMK(1000)] Uchebnoe posobie, NIYaU MIFI Publ., Moscow, 2010, p. 132. (in Russian) .
4. Shutikov A.V., Savchenko V.E., Vigranenko YU.M., Khrustalev V.A.. Izvestiya Tomskogo politehnicheskogo universiteta. 2008, 312, 2 (in Russian).
5. Tehnicheskaya spravka №144/2013 (HC o vypolnenii himicheskikh promy-vok PG energobloka №5 NV AES (in Russian).
6. Trunov N.B., Kharchenko S.A., Korotaev N.F., Lyakishev S.L. Rezul'taty Rabot po Issledovaniyu Prichin Povrezhdeniya Metalla v Rajone Svarnogo Shva Privarki Kollektora Pervogo Kontura k Korpusu Parogeneratora i Razrabotka Kompensiruyuschich Meropriyatij. [Results of Works on Research of Reasons of Damage of Metal in the District of the Weld (Fabricated Guy (Sutures of Welding on of Collector of the first Contour to the Corps of Steam Generator and Development of Compensative Events]. Podol'sk. OAO OKB«Gidropress» Publ. (in Russian).