

На правах рукописи



СУХОРУКОВ Юрий Германович

**РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
РЕШЕНИЙ, ПОВЫШАЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ
СИСТЕМЫ РЕГЕНЕРАЦИИ ПАРОВЫХ ТУРБИН ТЭС И АЭС**

2.4.5. Энергетические системы и комплексы

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Санкт-Петербург
2024

Работа выполнена в отделении теплообменного и схемного оборудования ТЭС и АЭС открытого акционерного общества «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И. И. Ползунова» (ОАО «НПО ЦКТИ»), Санкт-Петербург.

Научный консультант:

доктор техн. наук, доцент **Григорьев Константин Анатольевич**

Официальные оппоненты:

Ледуховский Григорий Васильевич – доктор техн. наук, профессор, ректор федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», г. Иваново;

Рябчиков Александр Юрьевич – доктор техн. наук, старший научный сотрудник, главный научный сотрудник кафедры «Турбины и двигатели» федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург;

Култышев Алексей Юрьевич – доктор техн. наук, директор по развитию машиностроения общества с ограниченной ответственностью «Ренова-Холдинг Рус», г. Москва.

Ведущая организация – открытое акционерное общество «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ»), г. Москва.

Защита состоится **22 октября 2024 г. в 14:00** на заседании диссертационного совета **У.2.4.5.45** федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» по адресу: 195251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, 29, Гидрокорпус № 2, ауд. 411.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте <https://www.spbstu.ru/science/the-department-of-doctoral-studies/defences-calendar/> федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого».

Автореферат разослан «10» июля 2024 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета У.2.4.5.45,
доктор техн. наук, с.н.с.



Куколев Максим Игоревич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Основу энергетического потенциала России составляют энергоблоки ТЭС и АЭС мощностью 200–1200 МВт.

Согласно Энергетической стратегии Российской Федерации и Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, в теплоэнергетике упор сделан на техническое перевооружение действующих ТЭС. Этому способствуют реализуемые на федеральном уровне Программы на основе договоров о предоставлении мощности (ДПМ).

В атомной энергетике основным направлением является внедрение энергоблоков с реакторными установками (РУ) типа ВВЭР-ТОИ; также планируется сооружение инновационного энергоблока с РУ типа БН-1200 на Белоярской АЭС и энергоблока с РУ БРЕСТ-ОД-300 на Северской АЭС.

Одним из направлений повышения надёжности и экономичности энергоблоков является использование комбинированных схем регенерации паротурбинной установки (ПТУ) с применением подогревателей низкого давления смешивающего типа (ПНС). Отечественный и зарубежный опыт широкого внедрения ПНС подтвердил эффективность этих аппаратов и позволил обосновать переход на бездеаэрационные тепловые схемы (БТС) турбоустановок с применением ПНС вместо деаэратора.

В ряде случаев перспективным представляется включение в тракт питательной воды в качестве замыкающего аппарата подогревателя высокого давления смешивающего типа (ПВС). Эти подогреватели могут найти применение в тепловых схемах ПТУ, как энергоблоков ТЭС на супер- и ультрасверхкритические параметры пара (ССКП и УСКП), так и перспективных энергоблоков АЭС нового поколения с жидкометаллическими реакторами, где имеются ограничения снизу по температуре питательной воды на входе в парогенератор (ПГ).

Работа выполнена в рамках отраслевых программ Минэнерго СССР, ГК «Росатом», федеральной целевой программы «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007–2010 годы и на перспективу до 2015 года», стратегического отраслевого проекта «Прорыв» и др.

Степень разработанности темы. Большой вклад в теорию, разработку и исследования комбинированных схем регенерации и подогревателей смешивающего типа внесли С.С. Кутателадзе, М.А. Стырикович, Б.Ф. Балун, В.Ф. Ермолов, М.М. Сидоров, В.А. Пермяков, А.Л. Шварц, Г.И. Ефимочкин, Н.Н. Трифонов, Г.В. Ледуховский и многие другие учёные. Результаты их исследований доказали целесообразность применения комбинированных схем регенерации ПТУ, позволили обосновать принципиальные конструкции смешивающих подогревателей и схемы их включения, разработать методики расчёта, проектирования и эксплуатации ПНС.

Однако наряду с положительными результатами внедрения ПНС были отмечены и отдельные недостатки: низкая деаэрационная способность некоторых

конструкций, недостаточная надёжность защитных устройств. Противоречивые результаты давали различные методики расчёта нестационарных режимов работы ПНС. Для более широкого внедрения комбинированных схем регенерации ПТУ требовалась разработка новых конструкций ПНС и технологических схем их включения с учётом возросших требований к надёжности и безопасности, а также особенностей эксплуатации. Аппараты ПВС в энергетике ранее не применялись, а методики их расчёта и опыт проектирования отсутствовали.

Цель работы заключается в повышении надёжности и эффективности комбинированных систем регенерации ПТУ при модернизации действующих и разработке новых энергоблоков ТЭС и АЭС.

Поставлены и решены следующие задачи:

1) Проведение экспериментальных исследований на модели ПНС процесса вскипания конденсата при декомпрессии с целью определения условий, при которых сохраняется физический уровень пароводяной смеси и допустимый транспортируемый унос капельной влаги;

2) Разработка и обоснование методики теплового расчёта ПВС;

3) Проведение теплогидравлических испытаний полновысотной модели отсека нагрева ПВС на натуральных параметрах теплообменивающихся сред (4,2–15,2 МПа, 253–413 °С) с целью обоснования конструктивных решений при создании ПВС для ПТУ АЭС с РУ БРЕСТ-ОД-300, а также апробации методики теплового расчёта ПВС с рабочим давлением до 15 МПа;

4) Проведение экспериментальных исследований на модели, имитирующей выполненные по заводской технологии кольцевые зазоры в перегородках подогревателей вертикального исполнения, с целью определения соотношений для расчёта гидравлического коэффициента трения в этих зазорах;

5) Разработка новых технических и технологических решений для систем регенерации ПТУ, внедрение которых позволяет повысить надёжность и эффективность энергоблоков ТЭС и АЭС;

6) Разработка и апробация в промышленных условиях новых конструкций ПНС и схем их включения при модернизации и техническом перевооружении действующих и создании новых энергоблоков ТЭС; обобщение опыта освоения БТС;

7) Разработка и апробация в промышленных условиях новых технологических схем и конструкций подогревателей (ПНД, ПНС, ПВД) в комбинированных системах регенерации ПТУ современных АЭС;

8) Определение путей совершенствования систем регенерации ПТУ ТЭС и АЭС при модернизации действующего оборудования и в перспективных проектах.

Соответствие паспорту специальности. Работа соответствует паспорту специальности *в части направлений исследований* по пунктам: 1. Разработка ... методов расчёта ... вспомогательного оборудования энергетических установок; 2. Математическое моделирование, натурные исследования рабочих про-

цессов, протекающих во вспомогательном оборудовании энергетических установок; 3. Разработка, исследование, совершенствование действующих и освоение новых технологий и оборудования для производства электрической и тепловой энергии, ... повышения надёжности и ресурса ... энергетических установок; 4. Разработка научных подходов, методов, алгоритмов, технологий конструирования и проектирования, контроля и диагностики, оценки надёжности основного и вспомогательного оборудования ... энергетических установок; 6. Теоретический анализ, экспериментальные исследования, физическое и математическое моделирование, проектирование энергоустановок ... с целью исследования и оптимизации их параметров, режимов работы, экономии ... топлива.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1) На основании результатов экспериментальных исследований, проведённых на крупномасштабной модели отсека нагрева ПНС при натуральных значениях начального давления (18–170 кПа¹) и высоты уровня конденсата на главной (горизонтальной) перегородке (0,2–0,4 м), установлены закономерности вскипания конденсата при декомпрессии, определена зависимость повышения уровня вскипевшего конденсата от динамики падения давления в модели, определены условия, при которых сохраняется физический уровень пароводяной смеси и допустимый транспортируемый унос капельной влаги;

2) Разработана и апробирована на экспериментальных данных (в диапазоне изменения параметров теплообменивающихся сред 5–15,2 МПа, 253–413 °С) методика теплового расчёта смешивающего (контактного) подогревателя с безнапорным (гравитационным) водораспределением на основе капельной модели, адекватно описывающей физику теплогидравлических процессов в узле нагрева воды;

3) На основании результатов экспериментальных исследований получены соотношения для расчёта гидравлического коэффициента трения $\lambda = f(Re)$ однофазного потока в кольцевых зазорах, имеющих высокую относительную шероховатость 0,04–0,21 их внешней поверхности, в диапазоне чисел Рейнольдса $Re = 4–2500$;

4) Разработаны, запатентованы и апробированы в промышленных условиях новые технические и технологические решения для систем регенерации ПТУ, внедрение которых позволило повысить надёжность и эффективность энергоблоков ТЭС и АЭС.

Теоретическая значимость работы обоснована следующим.

Доказаны: преимущество капельной модели в описании теплогидравлических процессов в узле нагрева смешивающего подогревателя с гравитационным водораспределением при давлении более 5 МПа по сравнению со струйной моделью, используемой для расчёта атмосферных и вакуумных ПНС. **Установлены:** особенности процесса вскипания конденсата при декомпрессии в диапазоне начального давления (18–170)·10⁻³ МПа; предельное значение увеличения

¹ Здесь и далее абсолютное значение давления.

относительной высоты физического уровня вскипевшего конденсата при сохранении устойчивости газожидкостной системы в режиме резкого сброса давления равно 5; взаимосвязь и количественная зависимость между транспортируемым уносом капельной влаги и критерием Кутателадзе в диапазоне давлений $(18-170) \cdot 10^{-3}$ МПа; зависимости для расчета среднего диаметра капель воды и скорости их падения в паровой среде в пределах 5–15 МПа; верхняя граница ламинарного режима однофазного потока в кольцевых зазорах, имеющих высокую относительную шероховатость 0,04–0,21 их внешней поверхности, снижается до $Re_{кр} = 200$. **Подтверждена** на основании результатов экспериментальных исследований степенная зависимость транспортируемого уноса влаги с физического уровня вскипевшей пароводяной смеси при сбросе давления от скорости пара, в том числе в условиях вакуума; при этом высота зоны сепарации (возвратного уноса) не превышает 0,8 м. **Изучена:** структура вскипающей пароводяной смеси в отсеках нагрева смешивающих подогревателей при декомпрессии.

Практическая значимость результатов заключается в следующем:

Данные, полученные при испытаниях крупномасштабных моделей узлов нагрева ПНС и ПВС, могут быть использованы в качестве базы экспериментальных данных для валидации расчётных физических и математических моделей.

Предложен алгоритм и расчётные соотношения для оценки динамики процесса вскипания конденсата в ПНС при аварийном сбросе нагрузки ПТУ, использование которых позволяет обосновать на стадии проектирования безопасность работы оборудования в аварийных ситуациях, эффективность принятия тех или иных технических и технологических решений.

Разработанная методика теплового расчёта смешивающего подогревателя на основе капельной модели была использована при разработке ПВС для ПТУ АЭС с РУ БРЕСТ-ОД-300. Её также можно использовать для проектирования аналогичных аппаратов.

Полученные соотношения для расчёта гидравлического коэффициента трения $\lambda = f(Re)$ в кольцевых зазорах можно использовать для оценки протечек конденсата или пара через зазоры в перегородках подогревателей вертикального исполнения и их влияния на теплоотдачу на внешней поверхности труб, на эффективность теплообмена в зоне охлаждения конденсата (ОК).

Разработаны и апробированы на действующем оборудовании новые технологические схемы и конструкции подогревателей системы регенерации ПТУ для энергоблоков мощностью от 200 до 1200 МВт на ТЭС и АЭС.

Предложена и апробирована в промышленных условиях модернизированная система защиты и регулирования уровня воды в паровом пространстве ПВД, внедрение которой позволяет повысить надёжность и безопасность системы регенерации ПТУ на ТЭС и АЭС.

На основе обобщения результатов исследований и опыта эксплуатации энергоблоков с БТС предложены рекомендации по реализации БТС при модернизации действующих и проектировании новых энергоблоков ТЭС.

Разработаны рекомендации по совершенствованию теплообменного оборудования систем регенерации перспективных ПТУ для ТЭС и АЭС.

Методы исследования. Для получения результатов работы использованы методы экспериментальных исследований, математического моделирования, теории вероятностей и математической статистики, теории подобия процессов тепломассообмена, балансовых расчетов технологических схем энергоустановок.

Достоверность и обоснованность результатов работы подтверждается: физической обоснованностью разработанных математических моделей и исходных предпосылок для расчетов; использованием апробированных методик исследований; применением предварительно поверенных приборов и средств измерений, детальной оценкой погрешностей определения измеряемых величин, контрольными градуировками; использованием специализированного программного обеспечения для обработки и обобщения экспериментальных данных; результатами испытаний (в т. ч. межведомственных) и опытом эксплуатации модернизированных и новых образцов теплообменного оборудования; удовлетворительным согласованием расчётных данных с экспериментальными данными автора и других исследователей.

Положения, выносимые на защиту:

1. Результаты анализа и обобщения опыта освоения комбинированных систем регенерации ПТУ, проектирования, исследований и эксплуатации теплообменного оборудования этих систем;

2. Методики и результаты экспериментальных исследований теплогидравлических процессов в моделях узлов нагрева регенеративных подогревателей смешивающего типа и имитаторах кольцевых зазоров в перегородках вертикальных подогревателей поверхностного типа;

3. Алгоритм и расчётные соотношения для оценки динамики процесса вскипания конденсата в ПНС при аварийном сбросе нагрузки ПТУ;

4. Методика теплового расчёта смешивающего подогревателя на основе капельной модели, результаты её апробации на экспериментальных данных;

5. Соотношения для расчёта гидравлического коэффициента трения в кольцевых зазорах в перегородках вертикальных подогревателей поверхностного типа;

6. Комплекс технических и технологических решений, апробированных и внедрённых в практику создания новых конструкций подогревателей смешивающего и поверхностного типов. Схемные решения включения подогревателей в тепловые схемы ПТУ;

7. Модернизированная система защиты и регулирования уровня воды в паровом пространстве ПВД;

8. Результаты испытаний теплообменного оборудования в промышленных условиях;

9. Рекомендации по совершенствованию теплообменного оборудования систем регенерации перспективных ПТУ ТЭС и АЭС.

Реализация результатов работы. Результаты работы внедрены на Туркменбашинской ТЭЦ (Туркменистан), Харанорской ГРЭС, Черепетской ГРЭС, Среднеуральской ГРЭС, Каширской ГРЭС, Сургутской ГРЭС-2, Пермской ГРЭС, Белоярской АЭС, Калининской АЭС, Нововоронежской АЭС-2, Ленинградской АЭС-2, Белорусской АЭС, АЭС «Тяньвань» (Китай), АЭС «Куданкулам» (Индия), АЭС «Бушер» (Иран), АЭС «Козлодуй» (Болгария), приняты к реализации на строящихся энергоблоках и в перспективных проектах ПТУ на АЭС «Руппур» (Бангладеш), Курской АЭС-2, Белоярской АЭС (блок БН-1200), Северской АЭС (блок БРЕСТ-ОД-300), используются в учебном процессе.

Личный вклад автора в получении результатов работы заключается в постановке задач исследований, их планировании и организации, обобщении экспериментальных данных, разработке методики теплового расчёта ПВС, разработке технических заданий на проектирование, руководстве и участии в проектировании, авторском надзоре за монтажом, организации пуско-наладочных работ и специальных испытаний головных образцов теплообменного оборудования систем регенерации ПТУ. Дополнительные уточнения о вкладе автора отмечены в тексте диссертации.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались и обсуждались на XIV Минском международном форуме по тепло- и массообмену (Минск, Белоруссия, 2012); Международном конгрессе по машиностроению «ASME 2013» (Сан-Диего, Калифорния, США, 2013); IX и X Международной научно-технической конференции «Проблемы энергосбережения и пути их решения» (Харьков, Украина, 2013 и 2014); XXII Международной конференции по атомной энергетике «ICONE-22» (Прага, Чехия, 2014); Национальном конгрессе по энергетике (Казань, 2014); VI Российской национальной конференции по теплообмену «РНКТ-6» (Москва, 2014); Всероссийской конференции XXXI «Сибирский теплофизический семинар» (Новосибирск, 2014); XXIII Международной конференции по атомной энергетике «ICONE-23» (Чиба, Япония, 2015); VII Балтийской конференции по теплопередаче (Таллин, Эстония, 2015); Научно-практической конференции «Энергетика – Экология – Энергосбережение» (Калуга, 2016); VII Международной конференции по моделированию закрученных потоков «ICVFM 2016» (Росток, Германия, 2016); IV Международной научно-технической конференции «Инновационные проекты и технологии ядерной энергетике» (Москва, 2016); Международной конференции по энергетике «Power Plants 2016» (Златибор, Сербия, 2016); II Международной конференции по энергетике «AIGE–ПЕТА 2017» (Генуя, Италия, 2017); II Всероссийской специализированной научно-практической конференции «Современные технологии в энергетике» (Москва, 2018); XI Международной научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной

энергетики» (Москва, 2018); III Международной конференции по энергетике «AIGE–ПЕТА 2018» (Реджо-Калабрия – Мессина, Италия, 2018); V Международной конференции по защите окружающей среды и биоэнергетике «ICEBE 2019» (Сингапур, 2019); VIII Международной конференции по энергетике и устойчивому развитию (Коимбра, Португалия, 2019); XIV Международной научно-практической конференции по атомной энергетике «Безопасность, эффективность, ресурс» (Севастополь, 2019); V Международном семинаре по теплообмену (IWHТ2019) (Новосибирск, 2019); Научном совете РАН по проблеме «Энергомашиностроение» (Санкт-Петербург, 2015) и Научном совете РАН по проекту БРЕСТ-ОД-300 в части оборудования турбинного острова (Москва, 2019); отраслевых совещаниях начальников турбинных цехов (2013–2017); в ОАО «ВТИ» (2015 и 2020), ЛМЗ – ПАО «Силовые машины» (2018, 2019), ХТЗ (АО «Турбоатом»), АЭП (АО «Атомпроект»), ОАО ТКЗ «Красный котельщик» и на НТС ОАО «НПО ЦКТИ» в 1983–2023 гг.

Публикации. По результатам выполненных исследований опубликовано 52 работы, в т. ч.: 1 монография; 21 статья в изданиях, входящих в перечень ВАК, среди которых 12 работ имеют переводные версии в журналах, индексируемых базой данных RSCI; 4 работы в изданиях, индексируемых международными базами Web of Science и Scopus; 17 работ в материалах международных и всероссийских конференций, в отраслевых научных изданиях; получено 9 авторских свидетельств и патентов на изобретения.

Структура и объём работы. Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения, списка литературы, включающего 382 источника. Она содержит 108 рисунков и 47 таблиц. Общий объём диссертации – 315 с.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы, сформулированы цель и задачи работы, отмечены научная новизна, теоретическая ценность и практическая значимость полученных результатов и основные положения, выносимые на защиту; обоснована принадлежность диссертации заявленной научной специальности, достоверность результатов; приведены сведения об апробации и реализации результатов работы.

Глава 1 посвящена анализу освоения и развития комбинированных систем регенерации ПТУ, опыта проектирования, исследований и эксплуатации теплообменного оборудования этих систем.

На первом этапе освоения отечественных блоков СКД с системой регенерации ПТУ, укомплектованной регенеративными подогревателями только поверхностного типа (камерными ПНД и коллекторно-спиральными ПВД), имели место отказы системы, связанные с недостатками конструкций подогревателей и схем их включения. Наиболее проблемная ситуация была с подогревателями конденсатного тракта, где недогрев воды в вакуумных аппаратах (ПНД-1 и ПНД-2) достигал 10–15 °С и более вследствие отрицательного влияния на теплообмен завоздушивания парового пространства аппаратов из-за больших при-

сосов в разветвлённую вакуумную систему турбоустановки. При этом последующие подогреватели (особенно ПНД-3) работали с повышенной относительно расчётной тепловой нагрузкой, что привело к превышению в 1,5–2 раза расчётной скорости парового потока внутри аппаратов, вызывающей вибрацию и, в конечном итоге, разрыв трубок. В процессе эксплуатации коллекторно-спиральных ПВД также были выявлены недостатки: эрозионно-коррозионный износ входных участков спиральных змеевиков и, как следствие, разрыв трубок в этих местах, разрушение сварного соединения «ПСТЭ – коллектор», нарушение герметичности фланцевого разъёма на корпусах подогревателей и др.

Разрывы теплообменных труб в подогревателях приводили к серьёзным авариям, что снижало надёжность работы блока, уменьшало срок службы подогревателей, создавало опасность заброса воды в турбину и т. д. Высокий недогрев в вакуумных аппаратах снижал КПД турбоустановки.

Разработка новых подогревателей и модернизация уже установленных аппаратов и связанных с ними систем позволили заметно улучшить работу ПНД поверхностного типа, однако достигнуть требуемых значений недогрева воды в вакуумных аппаратах не удалось.

Внедрение прогрессивных конструктивных решений в сочетании с улучшением технологии изготовления коллекторно-спиральных ПВД позволили существенно повысить надёжность и тепловую эффективность подогревателей. Однако даже современные коллекторно-спиральные ПВД по сравнению с ПВД камерного типа (широко применяемыми за рубежом) имеют повышенное (в 3–5 раз) гидравлическое сопротивление, габариты и массу. Ремонтопригодность коллекторно-спиральных ПВД является самой низкой из всех аппаратов тепловой схемы ПТУ, а их ремонт в условиях электростанции является дорогостоящим и требует привлечения квалифицированных специалистов.

Внедрение на отечественных блоках ТЭС и АЭС комбинированных схем регенерации на основе применения ПНС в вакуумной части конденсатного тракта позволило обеспечить:

стабильный нагрев основного конденсата практически до температуры насыщения греющего пара в вакуумных ступенях подогрева;

надёжную работу без перегрузки последующих подогревателей поверхностного типа;

дополнительную ступень деаэрации основного конденсата в ПНС и др.

Комбинированные схемы регенерации позволили повысить надёжность и экономичность ПТУ и энергоблоков в целом.

Положительный опыт эксплуатации комбинированных тепловых схем ПТУ позволил перейти к освоению их модификации – БТС. Переход к БТС помимо повышения экономичности блока на 0,5–1 % способствует значительному упрощению тепловой схемы, из которой исключаются деаэратор, бустерные насосы и большое количество арматуры, и, соответственно, обеспечивает повышение надёжности блока и снижение затрат на эксплуатацию. Результаты

всесторонних испытаний БТС блоков 250, 300 и 800 МВт показали устойчивость работы турбины и целесообразность применения данной схемы при модернизации действующих и проектировании новых турбоустановок.

Тем не менее, наряду с положительными результатами внедрения ПНС были отмечены и отдельные недостатки: низкая деаэрационная способность некоторых конструкций, недостаточная надёжность защитных устройств.

Техническое перевооружение действующих и создание новых турбоустановок для блоков ТЭС и АЭС в рамках отечественных отраслевых программ развития энергетики и на фоне жёсткой конкуренции на международном энергетическом рынке требует разработки новых образцов оборудования и для систем регенерации ПТУ. При этом новые регенеративные подогреватели должны иметь улучшенные технико-экономические показатели, повышенную надёжность при одновременном уменьшении эксплуатационных и ремонтных затрат. Разработка новых аппаратов и схем их включения должна опираться на предыдущий опыт проектирования и эксплуатации аналогичного оборудования и апробированные методики расчёта.

Действующие методики расчёта тепло- и массообмена в струйных и барботажных ступенях вакуумных ПНС апробированы на промышленных образцах и показали хорошее согласование расчёта с экспериментальными данными. Однако формулы для теплогидравлического расчёта ПНС представляют собой чисто эмпирические соотношения, полученные экспериментально при давлении пароводяной среды не более 0,13 МПа. Для обоснования конструкции ПНС, предназначенного для работы при рабочем давлении до 15 МПа, требуется апробированная при таком давлении методика расчёта.

Кроме того, различные методики расчёта нестационарных режимов работы ПНС давали существенное расхождение в оценках набухания уровня вскипающей воды в аппаратах при резком сбросе нагрузки ПТУ.

Глава 2 посвящена экспериментальным исследованиям теплогидравлических процессов в элементах и узлах регенеративных подогревателей.

Исследования на модели ПНС были проведены с целью определения параметров набухания вскипевшего слоя конденсата в отсеке нагрева ПНС при декомпрессии, характерной для режима аварийного сброса нагрузки ПТУ, и определения граничных условий допустимого транспортируемого уноса капельной влаги.

Модель ПНС представляла собой экспериментальную камеру (ЭК), выполненную в виде цилиндра диаметром 0,53 м и высотой 3,2 м (рисунок 1). В нижний отсек ЭК был заведен паровой коллектор 5, над которым установлена перфорированная перегородка 4 (с 30-ю отверстиями диаметром 6 мм). В верхней части среднего отсека расположен кольцевой коллектор 6 для подвода воды. В отсеке были окна для подсветки 3, для визуального наблюдения и киносъёмки 2. По высоте отсека с интервалом 100 мм было установлено 22 специально разработанных кондуктометрических датчика объёмного паросодержания 1, пред-

назначенных для регистрации изменения физического уровня пароводяной смеси. Верхний отсек имел боковой патрубок диаметром 0,3 м для отвода пара из ЭК в конденсатор смешивающего типа. На отводящем трубопроводе были установлены сменная ограничительная диафрагма (ОД) и регулирующий клапан (КР) с пневматическим приводом. Расходная характеристика КР обеспечивала близкую к реальным ПНС кинетику падения давления в ЭК. В конденсаторе с помощью пароструйного эжектора поддерживали вакуум $p_k = 5-8$ кПа.

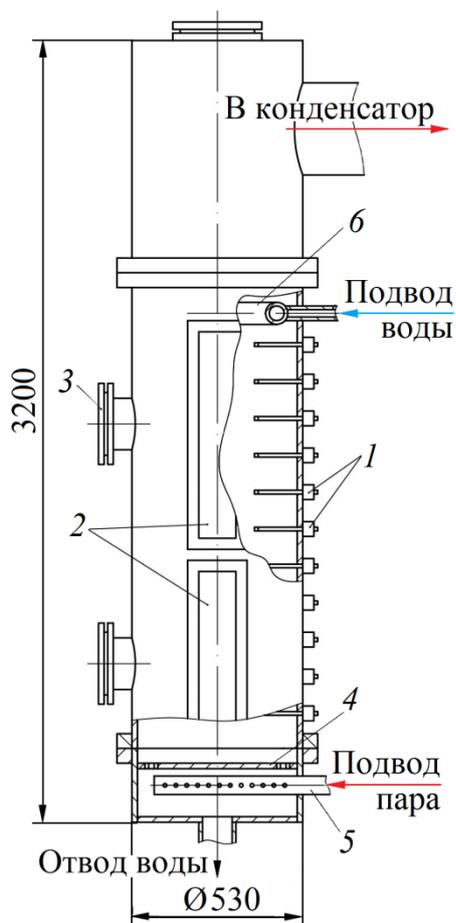


Рисунок 1 – Экспериментальная камера

Исходные параметры в опытах изменялись в следующих пределах: высота уровня конденсата над перегородкой $h_0 = 0,2-0,4$ м, давление в объеме ЭК $p_0 = 18-170$ кПа. Опыты включали три серии, которые различались диаметрами ОД (0,1, 0,15 и 0,2 м). Всего было проведено 164 опыта.

Визуальные наблюдения и измерения показали, что можно классифицировать три фазы набухания высоты физического уровня $h_{1т}$ в ЭК (рисунок 2). Первая фаза (I) длится 0,1–0,2 с. Высота физического уровня $h_{1т}$ почти не изменяется. Во второй фазе (II) происходит бурное вскипание воды, физический уровень поднимается с h_0 до h_{1max} со средней скоростью 0,2–0,6 м/с, достигающей в максимуме 1–1,5 м/с. Темп падения давления замедляется. Длительность второй фазы варьируется в пределах 1,5–3 с. В третьей фазе (III) по мере снижения разности давления в ЭК и конденсаторе физический уровень также снижается.

В структуре кипящей пароводяной смеси можно выделить три зоны (рисунок 3):

носок 3):

первая – *пузырьково-эмульсионная зона 1* высотой h_1 , – представляет собой форму распределения паровых структур в воде;

вторая – *зона фонтанирования 2* высотой h_f , – состоит из фонтанов брызг, подбрасываемых потоком пара;

третья – *зона возвратного капельного уноса 3* высотой h_k , – состоит из отдельных подбрасываемых капель (размером до 3–6 мм), выше которых могут подниматься лишь транспортируемые паром мелкие капли.

Вторая и третья зоны представляют собой формы распределения водных структур в потоке пара и вместе образуют *зону сепарации* высотой h_c , выше которой находится *зона транспортируемого капельного уноса 4*.

На высоте h_1 происходит резкий скачок паросодержания ϕ , о чём свидетельствовали результаты измерений кондуктометрическими датчиками.

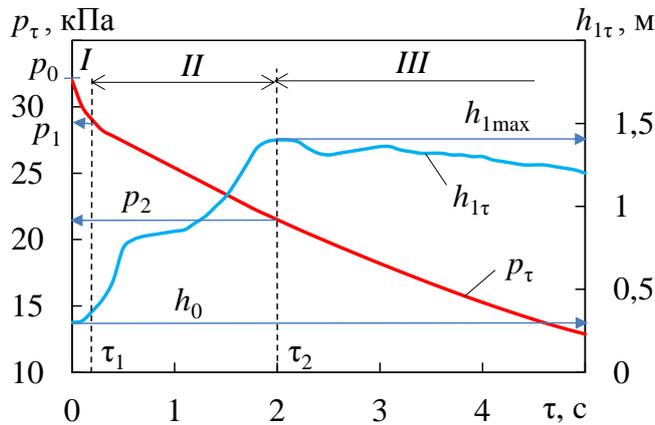


Рисунок 2 – Изменение давления p_τ и физического уровня $h_{1\tau}$ в ЭК от времени τ ($h_0 = 0,3$ м, $p_0 = 32$ кПа, $p_k = 5-8$ кПа, $p_2 = 21,5$ кПа и $h_{1max} = 1,4$ м):
I–III – фазы набухания физического уровня

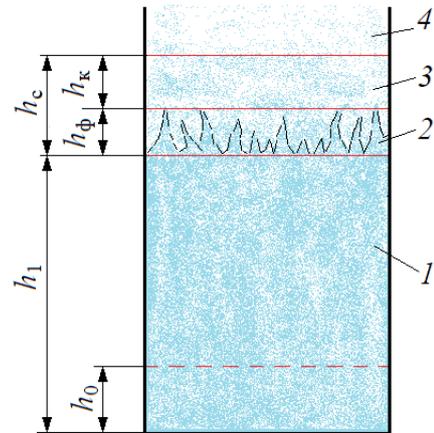


Рисунок 3 – Схема структуры кипящей пароводяной смеси.
Зоны: 1 – пузырьково-эмульсионная; 2 – фонтанирования; 3 – возвратного капельного уноса; 4 – транспортируемого уноса. h_0 – начальная высота слоя воды; h_1 – высота физического уровня; h_c – высота зоны сепарации

Среднюю массовую скорость пара $(\rho''w_0'')$ _{ср}, проходящего через физический уровень пароводяной смеси за период $\tau_1 \rightarrow \tau_2$, определяли на основе решения следующей системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned} M_1'' &= M_2'' + M_3''; \\ M_1'' &\approx \rho'(p_1)h_0x(p_2); \\ M_2'' &\approx \rho''(p_2)(h_{1max} - h_0); \\ M_3'' &\approx (\rho''w_0'')_{ср}(\tau_2 - \tau_1); \\ x(p_2) &\approx \frac{i'(p_1) - i'(p_2)}{r(p_2)}. \end{aligned} \right\} (1)$$

Здесь M_1'' , M_2'' , M_3'' – приведённая к площади сечения ЭК удельная масса пара, образовавшегося за период $\tau_1 \rightarrow \tau_2$, оставшегося под физическим уровнем и прошедшего через уровень соответственно, кг/м²; $\rho'(p_1)$, $\rho''(p_2)$ – плотность воды и пара на линии насыщения при соответствующем давлении, кг/м³; $x(p_2)$ – массовое паросодержание; $i'(p_1)$, $i'(p_2)$ – энтальпия воды на линии насыщения при соответствующем давлении, кДж/кг; $r(p_2)$ – удельная теплота парообразования, кДж/кг.

Учитывая малую продолжительность достижения $h_{1\max}$ к моменту τ_2 ($\Delta\tau = \tau_2 - \tau_1 = 1,5-3$ с) и малую массовую долю образовавшегося в этот период пара [для основной части опытов она составляла $(1\pm 0,5)$ % от исходной массы воды], значения массового уровня при τ_2 в расчётах были приняты равными h_0 .

С ростом давления степень набухания физического уровня $h_{1\max}/h_0$ увеличивалась в пределах от 3 до 5. Значение $h_{1\max}/h_0 = 5$ можно считать пределом сохранения физического уровня, т.к. в этом случае значения ϕ под уровнем приближаются к верхней границе сохранения дисперсно-вспененной структуры пароводяной смеси ($\phi = 0,8$), при превышении которого начинается переход к спутному течению двухфазного потока.

Для определения транспортируемого капельного уноса (ω , кг воды/кг пара) автор использовал методику, предложенную А.М. Розеным с сотрудниками, согласно которой:

$$\omega = 0,7[A(w_0'' d_{\text{вит}})^{0,5} + B(w_0'' d_{\text{вит}})^{2,1}], \quad (2)$$

$$A = \frac{3,8 \cdot 10^{-5}(\rho' - \rho'')^{0,625}}{(\rho'')^{0,25}(10^3 \sigma)^{0,375} g^{0,25}}, \quad (3)$$

$$B = \frac{2 \cdot 10^{-2}(\rho'')^{0,55}(\rho' - \rho'')^{1,025}}{(10^3 \sigma)^{1,575} g^{1,05}}, \quad (4)$$

где w_0'' – приведённая скорость пара, м/с; $d_{\text{вит}}$ – диаметр витания (диаметр капли, скорость осаждения которой равна скорости w_0''), мм; A , B – коэффициенты, зависящие от физических свойств пара и воды; σ – коэффициент поверхностного натяжения, Н/м; g – ускорение свободного падения, м/с².

Представление результатов определения ω и w_0'' в логарифмических координатах показало (рисунок 4), что данные можно аппроксимировать степенными функциями с характерным переходом при $w_0'' = 7$ м/с:

$$\omega = 3 \cdot 10^{-5}(w_0'')^{2,55}, \text{ при } w_0'' < 7 \text{ м/с}; \quad (5)$$

$$\omega = 4 \cdot 10^{-8}(w_0'')^{5,6}, \text{ при } w_0'' \geq 7 \text{ м/с}. \quad (6)$$

Следует отметить, что формулы (5), (6) соответствуют общепринятым представлениям о степенной зависимости капельного уноса от скорости пара.

Взаимосвязь между ω и критерием Кутателадзе K_1 , определяемым динамическим напором проходящего через физический уровень пароводяной смеси парового потока, приведена на рисунке 5, из которого следует, что допустимый уровень транспортируемого уноса (ω не более 10 %) в исследованном диапазоне давлений (18–170 кПа) можно обеспечить при условии

$$K_1 = \frac{w_0'' \sqrt{\rho''}}{\sqrt[4]{\sigma g (\rho' - \rho'')}} \leq 1. \quad (7)$$

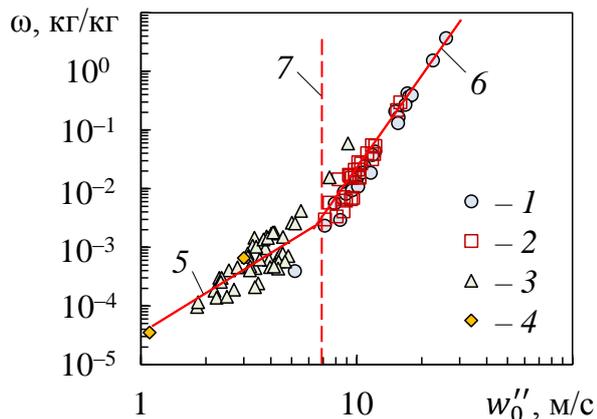


Рисунок 4 – Изменение транспортируемого уноса ω в зависимости от приведённой скорости пара w''_0 в опытах с ОД диаметром, м: 1 – 0,2; 2 – 0,15; 3 – 0,1; 4 – опыты Розена и Голуба при барботаже (0,1 МПа); Аппроксимации: 5 – формулой (5); 6 – формулой (6); 7 – $w''_0 = 7$ м/с

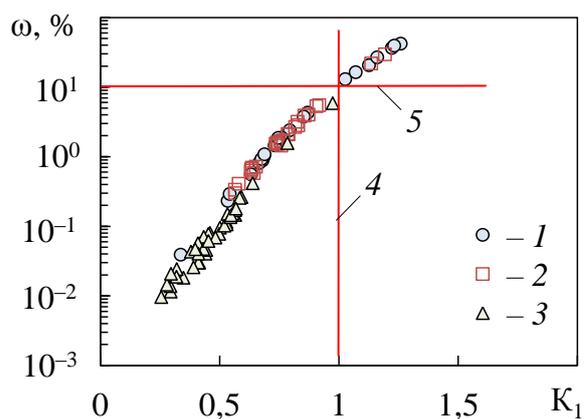


Рисунок 5 – Изменение транспортируемого уноса ω в зависимости от K_1 в опытах с ОД диаметром, м: 1 – 0,2; 2 – 0,15; 3 – 0,1; 4 – $K_1 = 1$; 5 – $\omega = 10$ %

Максимальное увеличение относительной высоты физического уровня $h_{1\max}/h_0$, в первую очередь, определяется максимальной скоростью падения относительного давления, т. е. $h_{1\max}/h_0 = f [dp/(p_1 d\tau)]$. На рисунке 6 в этих координатах представлены опытные данные, которые можно обобщить приближённым выражением (с достоверностью аппроксимации $R^2 = 0,85$):

$$\frac{h_{1\max}}{h_0} \approx 10,2 \left(\frac{dp}{p_1 d\tau} \right)^{0,43} \quad (8)$$

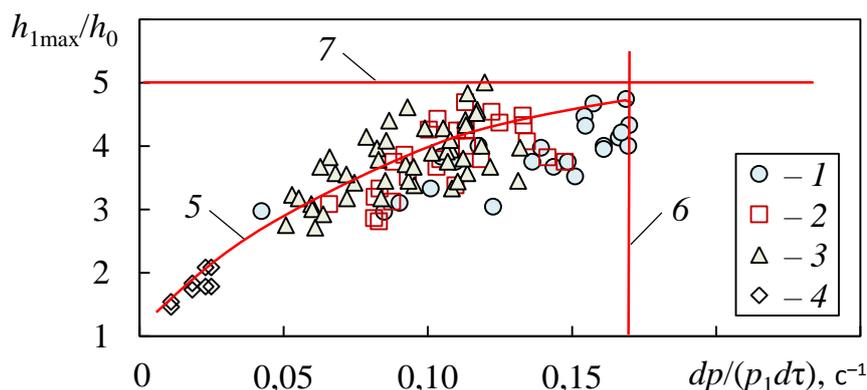


Рисунок 6 – Изменение $h_{1\max}/h_0$ в зависимости от $dp/(p_1 d\tau)$ в опытах с ОД, м: 1 – 0,2; 2 – 0,15; 3 – 0,1; 4 – экспериментальные данные Б.Ф. Балунова; 5 – линия аппроксимации опытных данных формулой (8); 6 – $dp/(p_1 d\tau) = 0,17$ с⁻¹; 7 – $h_{1\max}/h_0 = 5$

На этом же рисунке приведены данные (точки 4), полученные Б.Ф. Балунным в экспериментах при паровом разуплотнении сосуда (диаметром 325×15 мм и высотой 13,84 м) с кипящей водой при начальных параметрах:

$p_0 = 5\text{--}7$ МПа, $h_0 = 4,5\text{--}6$ м и начальном темпе падения давления $dp/d\tau = 72\text{--}176$ кПа/с. Эти данные находятся в тренде уравнения (8), что свидетельствует об универсальности этой формулы и возможности её применения в широком диапазоне давлений – от $18 \cdot 10^{-3}$ до 7 МПа.

Условие

$$dp/(p_1 d\tau) \leq 0,17 \text{ с}^{-1} \quad (9)$$

можно использовать в качестве ориентира в расчётных оценках увеличения высоты физического уровня в ПНС при декомпрессии. Однако условие (9) необходимо рассматривать совместно с условием (7). На рисунке 7 приведены опытные данные в координатах $dp/(p_1 d\tau)$, K_1 , на котором линиями 4 [$dp/(p_1 d\tau) = 0,17 \text{ с}^{-1}$] и 5 ($K_1 = 1$) выделена область безопасных для ПТУ режимов вскипания конденсата в ПНС.

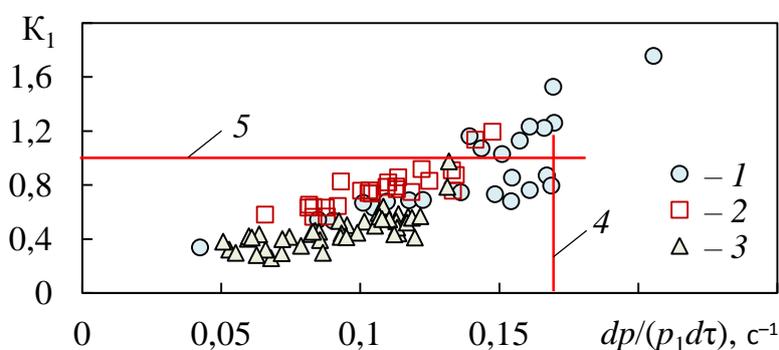


Рисунок 7 – Изменение критерия K_1 в зависимости от $dp/(p_1 d\tau)$ в опытах с ОД диаметром, м: 1 – 0,2; 2 – 0,15; 3 – 0,1; 4 – $dp/(p_1 d\tau) = 0,17 \text{ с}^{-1}$; 5 – $K_1 = 1$

Для расчётных оценок высоты зоны сепарации h_c при вскипании конденсата в ПНС при сбросе давления получено приближённое соотношение:

$$\frac{h_c}{h_0} \approx 15,6 \frac{dp}{p_1 d\tau}. \quad (10)$$

Полученные выше результаты можно использовать при расчёте ПНС в режиме аварийного сброса нагрузки ПТУ. При этом динамика давления в отсеке нагрева аппарата определяется теплогидродинамическим расчётом ПНС по соответствующим динамическим кодам с выбором требуемых значений приведённых суммарных коэффициентов гидравлического сопротивления $\Sigma(\xi/F^2)_i$; линии «ПНС – камера отбора давления турбины» и линии «аварийного сброса среды из ПНС в конденсатор». Эти значения $\Sigma(\xi/F^2)_i$ должны обеспечить максимальный темп падения относительного давления в ПНС не более $dp/(p_1 d\tau) \approx 0,17 \text{ с}^{-1}$ и условие $K_1 \leq 1$ (во избежание превышения массовой влажности пара, поступающего из ПНС в турбину, более 10 %).

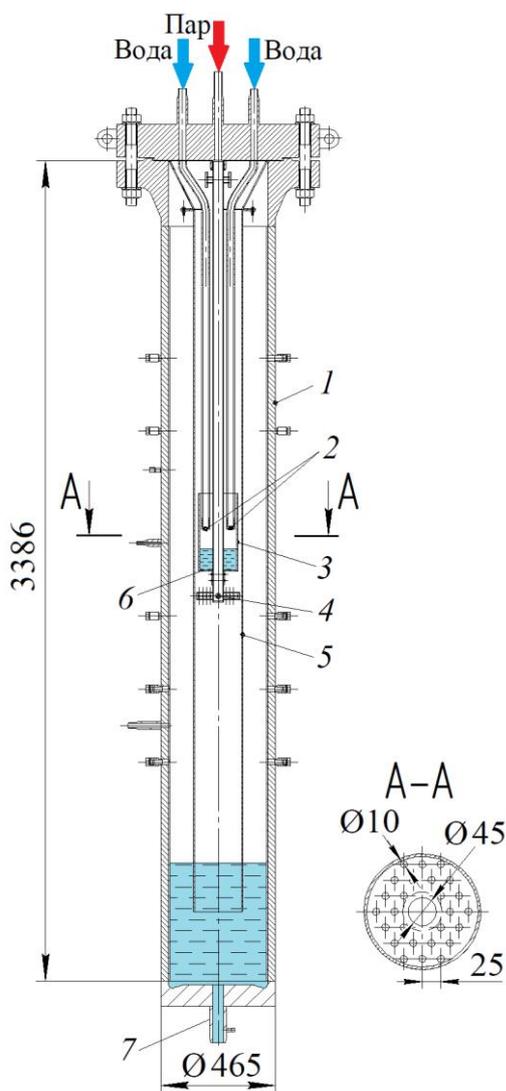


Рисунок 8 – Модель ПВС с одной тарелкой: 1 – корпус; 2 – трубы водоподводящие; 3 – стакан; 4 – парораздающий «крест»; 5 – выгородка; 6 – тарелка водораспределительная; 7 – патрубок водоотводящий

двумя ступенями нагрева дополнительно устанавливали верхнюю тарелку на расстоянии 0,72 м от нижней тарелки.

В 95 опытах, проведённых в диапазоне давлений 5,2–15,2 МПа, температуры греющего пара 253–413 °С и питательной воды 109,5–243,3 °С на входе в модель при различном расстоянии от уровня воды до нижней тарелки l (до 1,46 м), получены недогревы:

$\delta t = 1,1 \pm 0,9$ °С – в варианте с одной ступенью нагрева при $l > 0,7$ м. При $l < 0,7$ м значения δt увеличивались;

$\delta t = 0,5 \pm 0,4$ °С – в варианте с двумя ступенями нагрева.

Обобщение экспериментальных данных показало преимущество капельной модели в описании теплогидравлических процессов в ПВС по сравнению со

Исследования на модели ПВС были проведены в рамках отработки конструкции смешивающего подогревателя, предназначенного для установки в качестве последней ступени подогрева питательной воды в тепловой схеме второго контура АЭС с РУ БРЕСТ-ОД-300 для обеспечения температуры питательной воды на входе в парогенератор не ниже 340 °С (по условиям исключения потери текучести свинцового теплоносителя в межтрубном пространстве парогенератора) во всех режимах эксплуатации.

Для обоснования конструктивных решений и уточнения методики теплогидравлического расчета ПВС при рабочем давлении до 15 МПа в ЦКТИ проведены стендовые исследования на полновысотной модели ПВС в вариантах с одной и двумя ступенями нагрева при безнапорном водораспределении.

Модель ПВС (рисунок 8) имела натурные высоты, относительные высотные отметки расположения отдельных элементов участка смешивания, диаметры и шаги расположения отверстий в тарелках; расходы теплообмениваемых сред и количество отверстий в тарелках соответствовали масштабу моделирования 1/245. В варианте с

струйной моделью, используемой для расчёта ПНС.

Исходя из условий работы ПВС, можно полагать, что высокая плотность насыщенного пара ρ'' и низкое поверхностное натяжение кипящей воды σ способствуют разбиению струй на капли при выходе их из отверстий в тарелках. Капли теряют свою скорость до величины, которая характерна для скорости свободного падения капли воды U_∞ плотностью не менее ρ' в паровой среде плотностью ρ'' .

Согласно известным моделям двухфазных систем, наиболее вероятный диаметр капли D можно оценить соотношением

$$D \approx k_1 b, \quad (11)$$

где $k_1 = 0,56$; b – капиллярная постоянная, определяемая по формуле

$$b = \sqrt{\frac{\sigma}{g(\rho' - \rho'')}}, \quad (12)$$

а установившуюся скорость падения капли –

$$U_\infty = k_2 \sqrt[4]{\sigma g (\rho' - \rho'') / (\rho'')^2}, \quad (13)$$

где $k_2 = 1,6-1,8$.

Экспериментально определённый период прогрева капли $\tau_3 = l/U_\infty$ сопоставляли с расчётом τ_p по комплексу ANSYS (в предположении прогрева сферической капли теплопроводностью по воде). Первое приближение дало существенное превышение τ_3 над τ_p . Для исключения расхождения между τ_3 и τ_p в расчётные формулы (11)–(13) были внесены поправки: коэффициент k_1 в формуле (11) был повышен до 0,66; при расчёте b по формуле (12) значение σ определяли при начальной температуре воды, т.е. в условиях формирования капель, а не при средней температуре \bar{t} , как ранее; коэффициент k_2 преобразован в функцию от симплекса (ρ''/ρ') , что позволило привести формулу (13) к виду

$$U_\infty = 3,74(\rho''/\rho')^{0,514} \sqrt[4]{\sigma g (\rho' - \rho'') / (\rho'')^2}. \quad (14)$$

Расчёты при $l \geq 0,7$ м с использованием формулы (11) при $k_1 = 0,66$ и соотношения (14) дали удовлетворительное соответствие значений τ_3 и τ_p в диапазоне $p = 5,2-15$ МПа при $D = 1-1,6$ мм и $U_\infty = 0,4-0,48$ м/с.

В опытах при $l > 0,7$ м не было отмечено заметного влияния на значения δt изменений давления, степени перегрева пара, расхода питательной воды и величины её подогрева в модели, что можно объяснить разбиением выходящих из отверстий струй воды на мелкие капли и увеличением на порядки их теплообменной поверхности по сравнению со струями воды. Общая поверхность капель пропорциональна их расходу, скорость падения является функцией их физических свойств, а продолжительность прогрева капель до приведённых низ-

ких значений δt , в основном, определяют их размер и теплопроводность воды в них.

Эксперименты подтвердили возможность обеспечения требуемого нагрева питательной воды при переходе к натурному образцу (аппарату для ПТУ энергоблока БРЕСТ-ОД-300).

Исследования на модели промежуточной перегородки (ПП) вертикального кожухотрубного подогревателя были проведены с целью экспериментального определения гидравлического сопротивления кольцевых зазоров, выполненных по заводской технологии.

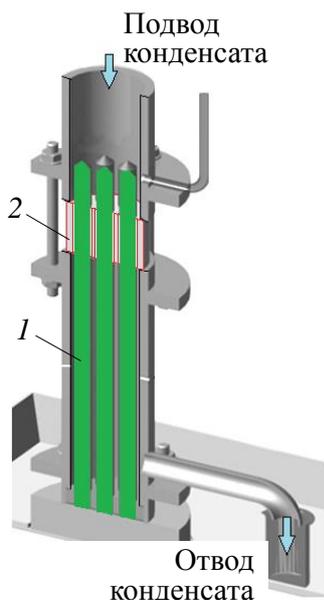


Рисунок 9 – Экспериментальная установка

Отверстия в перегородках, просверливаемые в заводских условиях, имеют абсолютную шероховатость $\Delta = (25-30) \cdot 10^{-6}$ м, которая лишь на порядок отличается от эквивалентного диаметра зазора $d_3 = 4F/\Pi = d_{отв} - d_{тр} = 2\delta$. При столь высоких значениях относительной шероховатости канала $\Delta/d_3 = 0,05-0,22$ отсутствуют рекомендации по расчёту гидравлического коэффициента трения λ , что не позволяет определить расход среды через зазоры в перегородках и оценить эффективность работы подогревателя.

Модель (рисунок 9) представляла собой фрагмент узла прохода теплообменных труб 1 вертикального подогревателя через ПП 2. При создании этого узла использовались натурные материалы как для перегородки (сталь 20), так и для трубок (сталь 12Х18Н10Т или латунь марки Л68). Натурными были и геометрические размеры элементов: диаметр

трубок $d_{тр}$ (15,99 мм), толщина перегородок $H_{ПП}$ (16 или 60 мм), диаметр отверстий в них $d_{отв}$ (16,13–16,59 мм). В экспериментах использовались шесть имитаторов перегородок, отличающихся толщиной и диаметром отверстий в них (таблица 1). Каждая ПП имела семь отверстий, расположенных по гексагональной разметке с шагом 22 мм. Сверление отверстий в ПП были выполнены по заводской технологии.

Таблица 1 – Геометрические характеристики исследованных ПП

Номер ПП	$H_{ПП}$, мм	$d_{отв}$, мм
1	16	16,54
2		16,13
3		16,31
4		16,59
5	60	16,52
6		16,33

Геометрические характеристики исследуемых зазоров изменялись в пределах: $d_3 = 0,14-0,6$ мм; $\Delta/d_3 = 0,042-0,214$ ($d_3/\Delta = 4,7-24$). В экспериментах был охвачен диапазон чисел Рейнольдса $Re = 4,6-2400$. Опыты проводились на турбинном конденсате с температурой 9,5–54 °С.

При обработке экспериментальных данных использовались формулы:

$$\Sigma\zeta = 2\Delta p/(\rho u^2) = [2gF^2\rho^2(h + H_{\text{ПП}})]/G^2, \quad (15)$$

$$\lambda = (\Sigma\zeta - \zeta_{\text{вх}} - \zeta_{\text{вых}})d_3/H_{\text{ПП}}, \quad (16)$$

$$\text{Re} = ud_3/\nu = 4G/(\text{П}\rho\nu), \quad (17)$$

где $\Sigma\zeta$ – суммарный коэффициент гидравлических сопротивлений зазора; Δp – перепад давления, Па; u – средняя скорость жидкости в зазоре, м/с; g – ускорение свободного падения, м/с²; F – площадь проходного сечения зазора, м²; ρ – плотность воды, кг/м³; h – уровень воды над ПП, м; $H_{\text{ПП}}$ – толщина ПП, м; G – массовый расход воды через зазор, кг/с; $\zeta_{\text{вх}} = 0,5$, $\zeta_{\text{вых}} = 1$ – коэффициенты гидравлических сопротивлений входа потока в зазор и выхода из него; П – периметр кольцевого зазора, м; ν – кинематический коэффициент вязкости воды, м²/с.

Обобщение результатов экспериментов (174 опытов) проводилось в виде функции $\lambda = f(\text{Re})$ (рисунок 10).

Установлено, что верхняя граница ламинарного режима однофазного потока снижается до $\text{Re}_{\text{кр}} = 200$ для исследованных кольцевых зазоров по сравнению с трубами с естественной шероховатостью ($\text{Re}_{\text{кр}} = 2000\text{--}2300$). Столь ранняя турбулизация потока обусловлена повышенной шероховатостью поверхности отверстия.

В справочной литературе для зоны ламинарного режима течения в кольцевых щелях рекомендуется формула

$$\lambda = 96/\text{Re}. \quad (18)$$

Обобщение результатов наших экспериментов в диапазоне $\text{Re} = 4,6\text{--}200$ привело формулу (18) к виду

$$\lambda = 75/\text{Re}. \quad (19)$$

Максимальные значения $\text{Re} = 2400$ имели место в экспериментах с ПП1 и ПП4, для которых отношение $d_3/\Delta = 18\text{--}24$. Для трубы с неравномерной шероховатостью и близким значением $d/\Delta = 22$ Л.А. Самойленко была получена графическая зависимость $\lambda = f(\text{Re})$, которая соответствует линии 4 на рисунке 10. В области $\text{Re} = 2500\text{--}6000$ эта линия имеет слабое снижение значения λ с ростом Re и описывается соотношением

$$\lambda = 0,014\text{Re}^{-0,092}. \quad (20)$$

При $\text{Re} > 6000$ зависимость $\lambda = f(\text{Re})$ выходит на автомодельное значение (линия 5) относительно числа Рейнольдса

$$\lambda = 0,061. \quad (21)$$

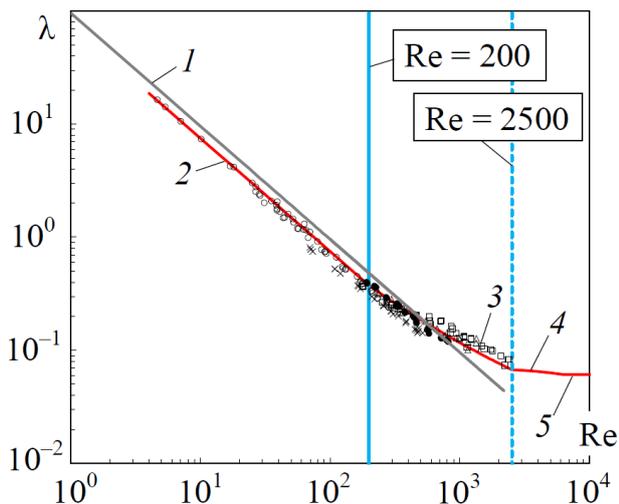


Рисунок 10 – Зависимость $\lambda = f(Re)$.
Обобщение результатов экспериментов:

□ – ПП1; ○ – ПП2 и ПП6; × – ПП3;
△ – ПП4; ● – ПП5.

Расчёт: 1 – по формуле (18);

2 – по формуле (19);

3 – по формуле (22);

4 – по формуле (20);

5 – по формуле (21)

Характер функции $\lambda = f(Re)$ дает основание полагать, что для каналов, имеющих такую же относительную шероховатость, область $Re > 2500$ является турбулентной; в ней значение λ слабо зависит от формы канала и допустимо применение соотношений (20), (21) для расчета значения λ в рассматриваемых здесь зазорах при $Re > 2500$.

В диапазоне $Re = 200-2500$ экспериментальные данные можно аппроксимировать формулой

$$\lambda = 14,4 / (\lg Re)^{4,4}. \quad (22)$$

Согласно исследованиям МЭИ и МО ЦКТИ, сжимаемость газов в области чисел Маха $M < 0,8$ мало влияет на зависимость $\lambda = f(Re)$, полученную для несжимаемой жидкости. Таким образом, используя выражения (19)–(22), можно найти $\lambda = f(Re)$ для реаль-

ных кольцевых зазоров (при $d_3/\Delta = 4-24$), а затем, используя формулы (15) и (16), определить величину протечек G (как воды, так и пара) через эти зазоры.

В главе 3 приведены результаты разработок технологических схем и оборудования систем регенерации ПТУ ТЭС и АЭС.

1. Предложены и защищены патентом новые технические и технологические решения по организации гравитационной схемы включения ПНС в систему регенерации низкого давления ПТУ, реализация которых позволяет повысить надёжность ПТУ (обеспечить защиту турбины от заброса воды в её проточную часть), уменьшить высоту гидрозатвора на трубопроводе аварийного перелива из нижнего подогревателя и тем самым расширить диапазон давлений при использовании ПНС, повысить экономичность установки за счёт снижения расхода подпиточной воды на «захолаживание» гидрозатворов, а также снизить капитальные затраты и металлоёмкость. Предложенная технологическая схема была внедрена на ПТУ типа К-800-12,8/50 ЛМЗ (блок № 4 Белоярской АЭС).

2. На основе анализа развития конструкций и опыта эксплуатации ПНС была разработана и запатентована конструкция смешивающего подогревателя вертикального исполнения (ПНСВ), отличающегося повышенной деаэрационной способностью.

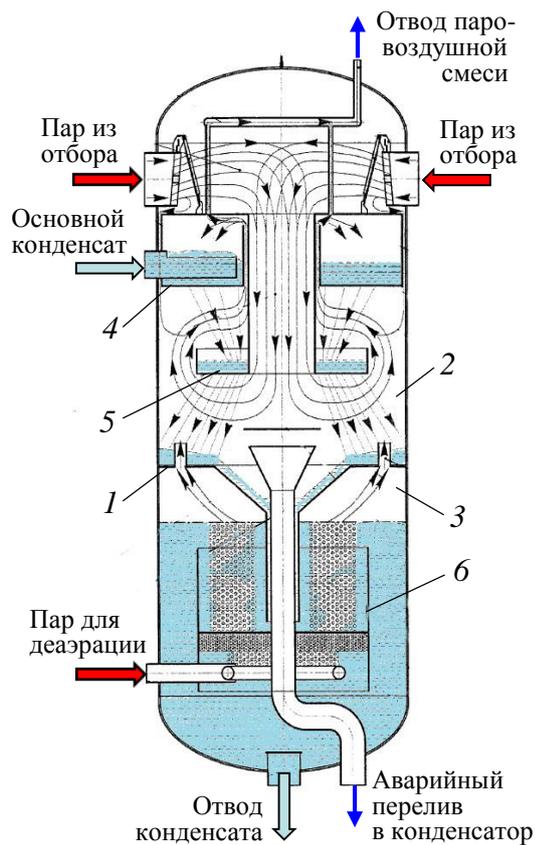


Рисунок 11 – Схема ПНСВ

Корпус подогревателя (рисунок 11) разделён главной перегородкой 1 на собственно отсек нагрева 2 и конденсатосборник 3. В отсеке нагрева реализован традиционный принцип двухкаскадного гравитационного дробления воды на струи с использованием перфорированных тарелок 4, 5 и перекрёстно-противоточной схемы движения теплообменивающихся сред. В конденсатосборнике установлено затопленное барботажное устройство 6 для повышения деаэрационной способности ПНС.

На основе предложенной концепции ПНСВ разработана и внедрена серия аппаратов (9 типоразмеров и их модификаций) для ПТУ современных энергоблоков ТЭС и АЭС мощностью 200–1200 МВт (на 17 действующих и 6 находящихся в стадии строительства или проекта блоках). Результаты испы-

таний и опыт эксплуатации этих аппаратов показали, что их использование в системе регенерации ПТУ позволяет улучшить водно-химический режим, повысить надёжность и эффективность работы энергоблока в целом.

3. Разработана, защищена патентами и апробирована в промышленных условиях модернизированная система защиты ПВД на основе новых технических решений по узлу измерения уровня воды в паровом пространстве аппарата и конструкции впускного и обратного клапанов быстродействующего защитного устройства (БДЗУ). Внедрение этой системы на более чем на 10 энергоблоках АЭС позволило повысить качество регулирования уровня воды в ПВД и резко снизить вероятность ложного (необоснованного) срабатывания защиты ПВД от повышения в них уровня воды, что повысило надёжность и безопасность системы регенерации ПТУ.

Глава 4 посвящена модернизации систем регенерации энергоблоков ТЭС на основе внедрения комбинированных схем ПТУ с ПНС.

Необходимость модернизации систем регенерации ПТУ **К-210-12,8-3** ЛМЗ (энергоблоков 11, 12) на Туркменбашинской ТЭЦ (ранее – Красноводская ТЭЦ-2) была связана с большими недогревами (8–10 °С) в кожухотрубных ПНД-2 и низкой надёжностью сливных насосов, установленных на линиях отвода конденсата греющего пара (КГП) от ПНД-3 в ПНД-2.

Для замены ПНД-2 на смешивающий подогреватель был разработан аппарат ПНСВ-600-2 и технологическая схема его включения. Промышленные испытания и опыт эксплуатации подтвердили надёжность и эффективность принятых конструктивных и технологических решений.

В ходе реализации проектов были разработаны и экспериментально протестированы трёхпетлевая конструкция составного гидрозатвора, позволяющая по сравнению с типовой конструкцией уменьшить заглубление устройства на 10–15 м, а также оригинальная конструкция водо-водяного эжектора-смесителя, которая позволяет эффективно регулировать параметры рабочей среды.

Модернизация оборудования систем регенерации ПТУ позволила повысить надёжность работы энергоблоков и их экономичность на 0,22 %.

Для систем регенерации ПТУ **К-225-12,8-3Р** ЛМЗ и **К-225-12,8-4Р** ЛМЗ инновационных энергоблоков на Харанорской ГРЭС (блок 3) и Черепетской ГРЭС (блоки 8, 9) был разработан подогреватель типа ПНСВ-500-2, конструктивная схема которого соответствует рисунку 11. Испытания и данные эксплуатации подтвердили надёжность и проектные показатели аппаратов, которые целесообразно использовать при техническом перевооружении и модернизации энергоблоков мощностью 200 МВт.

Внедрение БТС на блоках мощностью 300–330 МВт.

Для энергоблоков с ПТУ типа **К-300-23,5-1** ЛМЗ и **К-310-23,5-1** ЛМЗ была разработана комбинированная БТС, из которой исключались деаэратор, бустерные насосы, значительное количество арматуры. В качестве ПНД-5 был использован ПВД-6. В качестве смешивающего подогревателя был разработан аппарат ПНСВ-800-2-М1 с повышенной деаэрационной способностью. В нём также был предусмотрен подогрев и деаэрация воды паром от коллектора собственных нужд для предпусковой отмывки конденсатно-питательного тракта и котла. Результаты испытаний и многолетний (более 30 лет) опыт эксплуатации ПТУ с БТС подтвердили надёжность и эффективность технических и технологических решений, реализованных при модернизации трёх энергоблоков мощностью 300, 310 МВт на Среднеуральской ГРЭС.

На Каширской ГРЭС впервые в России в рамках программы технического перевооружения пылеугольный дубль-блок мощностью 300 МВт был замещён новым энергоблоком мощностью 330 МВт с ПТУ **К-330-23,5-2М** ЛМЗ. В комплексном проекте модернизации системы регенерации турбоустановки ЦКТИ под руководством автора принимал участие в разработке и поставке аппарата ПНСВ-2 (тип ПНСВ-800-2-М2), системы регулирования уровня в ПНСВ-2 и узла смешения потоков основного конденсата и КГП из группы ПВД на входе в ПТН. Опыт эксплуатации подтвердил надёжность нового оборудования. КПД (нетто) энергоблока в варианте БТС на номинальной нагрузке 330 МВт составил 37,6 % при работе на угле и 39,7 % при работе на газе.

Обобщение опыта использования БТС привело к следующим основным выводам:

1. Оптимизация структуры тепловой схемы ПТУ, уменьшение количества аппаратов, насосов, арматуры и трубопроводов, упрощение алгоритма эксплуатации и сокращение времени пуска энергоблока и другие меры позволяют повысить манёвренность и экономичность (в зависимости от особенностей тепловой схемы – до 1 %) энергоблока, существенно снизить металлоёмкость и капитальные затраты на стадии строительства энергоблока, а также повысить надёжность и безопасность системы регенерации ПТУ.

2. Наличие деаэрационного устройства, расположенного в конденсаторно-сборнике ПНС-2, при НКВР обеспечивает $p_{H_{25}}$ на уровне 6,8–7,4 и удельную электропроводность не более 0,3 мкСм/см², что соответствует требованиям ПТЭ по водно-химическому режиму (7,0±0,5 и 0,3 мкСм/см² соответственно). При отсутствии этого устройства $p_{H_{25}}$ снижается до 6,4–6,6, а удельная электропроводность составляет 0,3–0,4 мкСм/см², что не вполне соответствует требованиям ПТЭ.

3. Применение нагрева и деаэрации основного конденсата в ПНС-2 сторонним паром в пусковых режимах повышает эффективность отмывки, сокращает время прогрева и пуска оборудования из различных тепловых состояний.

4. Подача окислителя в БТС при НКВР осуществляется в одну точку – после ПНС-2, что сокращает расход окислителя в 2–2,5 раза по сравнению с деаэрационной схемой.

На основе обобщения результатов исследований и опыта эксплуатации энергоблоков с БТС предложены рекомендации по реализации БТС при модернизации действующих и проектировании новых энергоблоков ТЭС.

Глава 5 посвящена разработке и тестированию в промышленных условиях новых технологических схем и конструкций подогревателей смешивающего и поверхностного типов (ПНД, ПНС, ПВД) в комбинированных системах регенерации, а также промежуточной сепарации и перегрева пара (ПСПП) ПТУ современных АЭС.

Для ПТУ **К-1000-5,9/50** ЛМЗ (блок № 4 Калининской АЭС) с гравитационной схемой включения ПНС были разработаны аппарат горизонтального исполнения ПНСГ-4000-2А-М, группа ПВД в камерном исполнении (включая модифицированную систему их защиты), а также оптимизирована технологическая схема системы ПСПП. Результаты испытаний показали, что в статических и динамических режимах оборудование системы регенерации и ПСПП обеспечивает проектные теплогидравлические характеристики.

Для ПТУ **К-800-12,8/50** ЛМЗ (блок № 4 Белоярской АЭС) были разработаны и внедрены конструкции смешивающих подогревателей (ПНСГ-2400-2А и ПНСВ-2500-3А) и модернизированная гравитационная схема их включения. Результаты испытаний и данные эксплуатации подтвердили тепловую эффективность и эксплуатационную надёжность аппаратов, а также работоспособность технологической схемы их включения.

конденсатора. Количество корпусов аппаратов соответствовало количеству выхлопных патрубков ЦНД турбины. Это позволило сократить длину подводящих паропроводов, уменьшить гидравлические потери в тракте подачи пара в корпуса аппаратов, снизить вероятность поступления в них воздуха и освободить место в турбинном цехе. В аппаратах были протестированы оригинальные схемы отвода КГП в конденсатор.

ПНСВ-2. Для блоков нового поколения 1000 и 1200 МВт разработан смешивающий подогреватель типа ПНСВ-4000-2А и его модификации (ПНСВ-4000-2А-М1 и ПНСВ-4000-2А-М2), адаптированные для условий работы конкретных ПТУ. Аппараты расширили линейку подогревателей серии ПНСВ улучшенной конструкции (см. рисунок 11).

Группа ПНД-3 и ПНД-4. Разработка этих подогревателей явилась новым этапом эволюционного развития поверхностных ПНД вертикального исполнения. В отличие от аппаратов-прототипов (ПН-3200-30-16-1А, -1А) с трубной системой, набранной из прямых труб, и «плавающей» водоперепускной камерой, в новых аппаратах (рисунок 13, а) поверхность нагрева набрана из П-образных труб (вместо прямых), что позволило отказаться от «плавающей» водяной камеры.

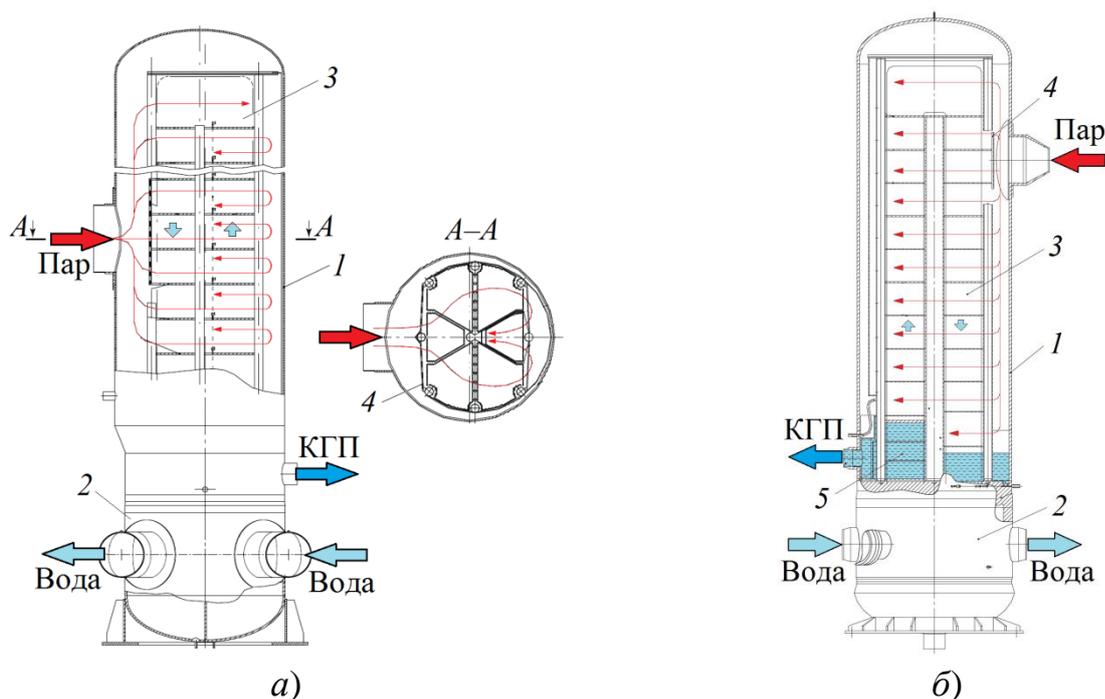


Рисунок 13 – Принципиальные конструкции ПНД-3, ПНД-4 (а) и ПВД (б) камерного типа: 1 – корпус; 2 – камера водяная; 3 – трубная система; 4 – паротбойный перфорированный щит; 5 – зона ОК

Группа ПВД (разработана совместно с ИК «ЗИОМАР») – аппараты камерного типа (рисунок 13, б) в вертикальном исполнении с нижним расположением распределительной водяной камеры 2 и встроенной зоной ОК 5. Поверхность нагрева 3 набрана из П-образных труб. Разработка этих подогревателей для блоков АЭС нового поколения была обусловлена недостаточно высокими

технико-экономическими показателями коллекторно-спиральных ПВД и конкуренцией на международном рынке (высокими требованиями зарубежных заказчиков к вспомогательному оборудованию турбоустановок).

Рациональные конструктивные решения, принятые для групп поверхностных подогревателей, позволили по сравнению с аппаратами-прототипами резко улучшить такие показатели, как металлоёмкость и компактность, а также обеспечить требования надёжности и безопасности. Результаты испытаний и данные эксплуатации подтвердили проектные характеристики подогревателей.

Разработанные и проверенные на практике технические и технологические решения для систем ПСПП и регенерации ПТУ К-1200-6,8/50 значительно повысили конкурентоспособность отечественной технологии ВВЭР на международном энергетическом рынке.

Глава 6 посвящена анализу тенденций и определению путей совершенствования систем регенерации ПТУ ТЭС и АЭС при модернизации действующего оборудования и в перспективных проектах.

Анализ показал, что в ближайшей перспективе в отечественной теплоэнергетике прослеживается тенденция к использованию комбинированных двух-подъёмных схем систем регенерации ПТУ, в т. ч. в варианте БТС, при модернизации действующих и создании новых энергоблоков, включая ССКП и УСКП.

В атомной энергетике перспективным направлением является разработка и внедрение энергоблоков проекта «ВВЭР-ТОИ» (следующий шаг в развитии проекта АЭС-2006) с тихоходной ПТУ К-1200-6,8/25 ЛМЗ. В планах также строительство инновационного энергоблока с реактором БН-1200 (ПТУ К-1200-16/50) на Белоярской АЭС и энергоблока БРЕСТ-ОД-300 (ПТУ К-306-15,7/50) на Северской АЭС в рамках стратегического отраслевого проекта «Прорыв», реализуемого Госкорпорацией «Росатом».

Одним из путей повышения экономической эффективности производства электроэнергии на действующих и перспективных энергоблоках АЭС является технико-экономическая оптимизация тепловой схемы и конструктивных решений по оборудованию ПТУ.

Для ПТУ **К-1200-6,8/25 ЛМЗ** в результате расчётных исследований были определены оптимальные значения параметров системы регенерации: давление в первом отборе (3,16 МПа), температура питательной воды перед ПГ (230 °С), недогревы в ПВД (от 1,7 до 2,7 °С) и др. Конструкции новых типоразмеров регенеративных подогревателей были разработаны на основе технических решений, ранее отработанных в проектах аналогичных аппаратов для ПТУ К-1200-6,8/50. Эти решения были немного изменены с учетом особенностей конструкции и условий работы подогревателей в данном проекте. Рекомендации по повышению эффективности тепловой схемы ПТУ К-1200-6,8/25 были приняты к внедрению на стадии её проектирования для энергоблоков 1 и 2 строящейся Курской АЭС-2.

Для ПТУ **К-1200-16/50** (энергоблока БН-1200) разработаны схемные реше-

ния, компоновки и конструкции оборудования систем ПСПП и регенерации, в частности:

ПНД-1 (ПНГ-830-1,7-0,25-1А) – аппарат камерного типа горизонтального исполнения, без зоны ОК, выполнен в трёх корпусах, размещённых на корпусах конденсатора между выхлопными патрубками ЦНД турбины;

ПНСВ-2 (ПНСВ-3000-2А) дополняет линейку подогревателей серии ПНСВ;

ПНД-3 (ПН-1970-3,15-0,18-1А) – аппарат камерного типа в вертикальном исполнении с нижним расположением водяной камеры. Конструктивная схема подогревателя принята в соответствии со схемой аналогичных аппаратов, разработанных для ПТУ энергоблоков с ВВЭР (см. рисунок 13, а);

ПНД-4 (ПНГ-2780-3,15-0,89-1А) – аппарат камерного типа в горизонтальном исполнении выполнен в блоке с сепаратором.

Обоснование выбора наиболее предпочтительного варианта ПВД было выполнено на основе сравнительного анализа проектных разработок различных конструкций ПВД в вертикальном и горизонтальном исполнении: коллекторно-спиральных, коллекторно-змеевиковых, коллекторно-ширмовых и камерных. По результатам анализа в окончательном варианте была принята схема с тремя параллельно включёнными в тракт питательной воды горизонтальными совмещёнными (две ступени в одном корпусе) ПВД камерного типа (рисунок 14). Этот выбор обусловлен требованиями к экономичности, надёжности, манёвренности и эргономичности и соответствует современным тенденциям конструирования теплообменных аппаратов на высокие параметры пара и воды.

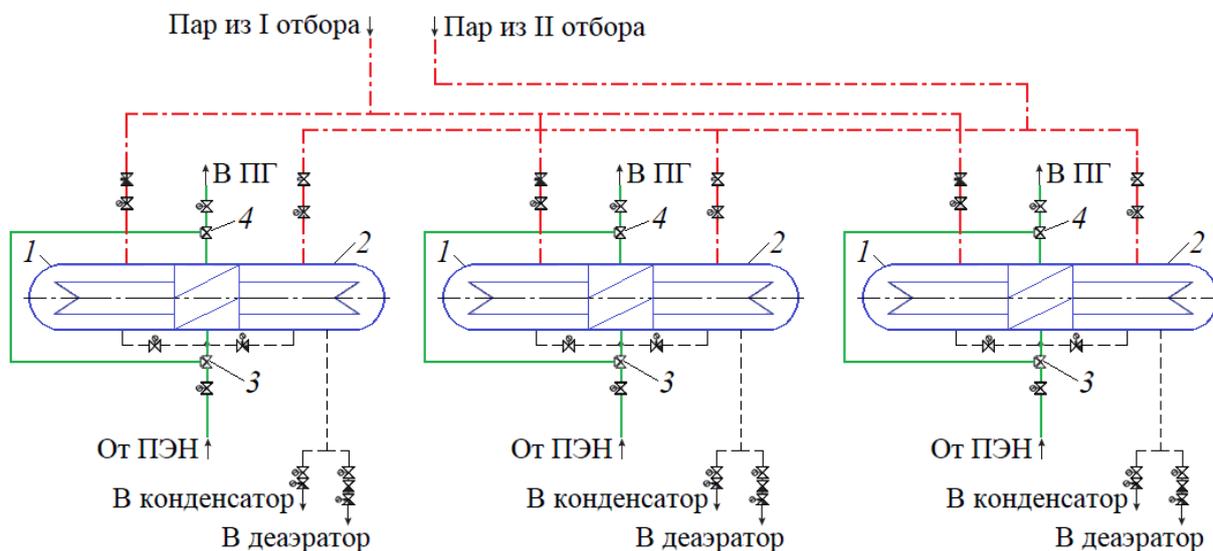


Рисунок 14 – Принципиальная схема компоновки трёх горизонтальных ПВД для ПТУ К-1200-16/50 энергоблока БН-1200: 1 – ПВД-6; 2 – ПВД-5; 3 – впускной клапан БДЗУ; 4 – обратный клапан БДЗУ

ПТУ К-306-15,7/50 (энергоблока БРЕСТ-ОД-300). В результате вариантных проработок, выполненных ПАО «Силовые машины» при участии ВТИ

(пусковые схемы второго контура блока) и под руководством автора ЦКТИ (схемные решения и конструкции оборудования системы регенерации и ПСПП), была принята двухподъёмная тепловая схема ПТУ в варианте без деаэратора (рисунок 15).

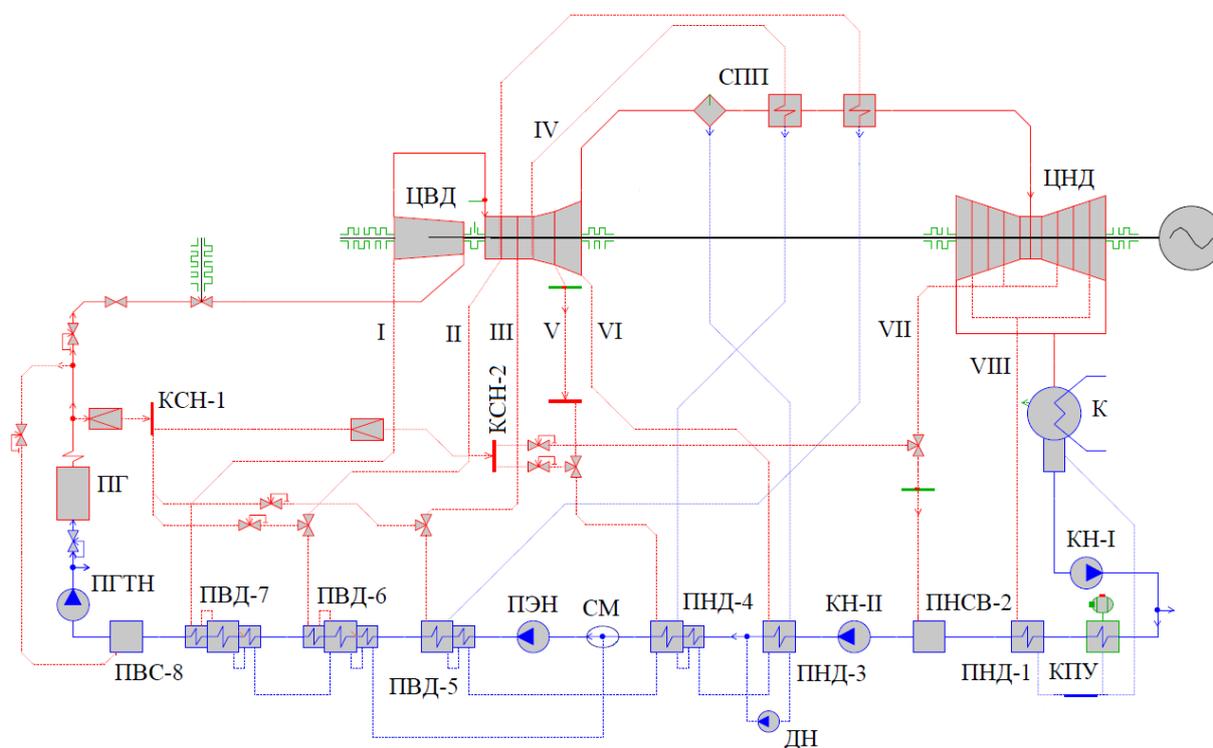


Рисунок 15 – Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-306-15,7/50 ЛМЗ для энергоблока с РУ БРЕСТ-ОД-300

Комбинированная система регенерации ПТУ включает в себя четыре ступени подогрева основного конденсата и четыре ступени подогрева питательной воды, причём две ступени (ПНСВ-2 и ПВС-8) – подогреватели смешивающего типа. ПНСВ-2 предназначен для подогрева и деаэрации основного конденсата, а ПВС-8 – для подогрева питательной воды до температуры на входе в парогенератор не ниже 340 °С (по условиям исключения потери текучести свинцового теплоносителя в межтрубном пространстве ПГ) во всех режимах эксплуатации.

Турбина имеет восемь отборов пара. Работу конденсатного тракта обеспечивают КН-I и КН-II, а тракта питательной воды – ПЭН и питательный гидротурбинный насос (ПГТН) конструкции ЦКТИ.

Все поверхностные подогреватели – камерного типа. Группа ПВД выполнена в двухкорпусном исполнении, все остальные подогреватели – в однокорпусном варианте.

ПНД-1 (ПН-665-1,5-0,25-IA) выполнен в горизонтальном исполнении, без зоны ОК и адаптирован для установки на корпусе конденсатора.

ПНСВ-2 (ПНСВ-1000-2A) дополняет линейку типоразмеров ПНСВ.

ПНД-3 (ПН-670-4,1-1,5-IA) и **ПНД-4** (ПН-985-4,1-1,5-IA) выполнены в вертикальном исполнении с нижним расположением распределительной водян-

ной камеры и четырьмя ходами по основному конденсату. В ПНД-4 организована зона ОК.

Группа ПВД представлена аппаратами ПВД-К-900-25-9-1А (ПВД-5), ПВД-К-1000-25-9-1А (ПВД-6), ПВД-К-1050-25-9-1А (ПВД-7), разработанными в горизонтальном исполнении. Подогреватели имеют выделенные зоны охлаждения пара (за исключением ПВД-5) и ОК.

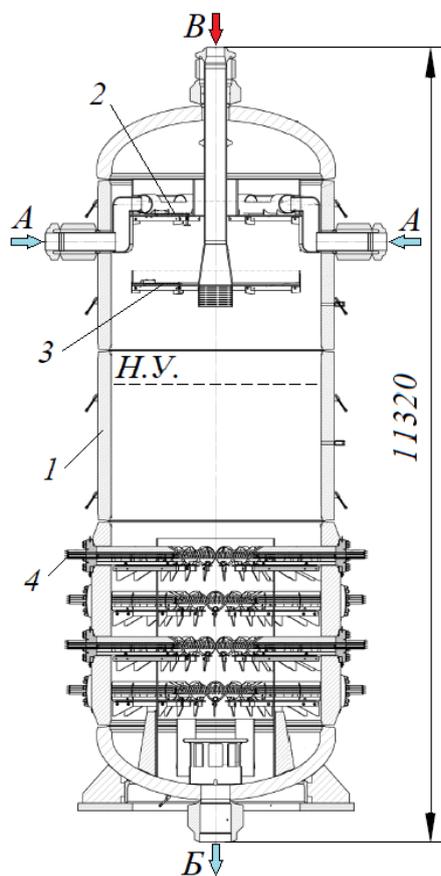


Рисунок 16 – ПВС-8:

1 – корпус; 2, 3 – верхняя и нижняя водораспределительные тарелки; 4 – ТЭН; А, Б – вход и выход питательной воды; В – греющий пар

ПВС-8 (СППВ-1500-16,5-А) – уникальный аппарат смешивающего типа, не имеющий аналогов в энергетике. Для обоснования выбора концептуальных решений по организации процесса конденсации пара на водных фрагментах при высоком давлении (до 15 МПа) был проведён ряд экспериментальных исследований на стендовых установках ВТИ и ЦКТИ с моделями ПВС (включая полномасштабное по высоте их исполнение) при использовании различных методов формирования водных структур. На основании результатов этих исследований для реализации в проекте рассматриваемого аппарата был принят предложенный ЦКТИ принцип безнапорного (гравитационного) водораспределения с помощью перфорированных тарелок в двух последовательно расположенных отсеках (ступенях) нагрева. Схема движения потоков греющего пара и питательной воды – перекрёстно-противоточная.

Аппарат (рисунок 16) имеет цилиндрический корпус 1 внутренним диаметром 2,99 м и высотой (в габаритах) 11,32 м. Отсеки нагрева расположены в верхней части корпуса. Высота верхнего отсека равна

748 мм, а расчётная высота нижнего отсека (от нижней тарелки 3 до нормального уровня воды) составляет 1300 мм. В нижней затопленной части корпуса установлен блок из 72 трубчатых электронагревателей 4 (ТЭН), которые предназначены для нагрева питательной воды в пусковых режимах работы турбоустановки и дополнительного подогрева и поддержания температуры воды на уровне не ниже 340 °С при работе на пониженных нагрузках.

Поддержание нормального уровня питательной воды в корпусе ПВС в регулировочном диапазоне нагрузок осуществляется регулятором уровня, установленным на напоре ПЭН.

Теплогидравлические расчёты аппарата были выполнены с использованием методики, приведённой в главе 2. Результаты расчётов показали, что в номинальном режиме, режиме отключения одной нитки ПВД и в пусковом режиме на мощности 30% температура питательной воды на выходе из аппарата удовлетворяет требованиям (не ниже 340 °С).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты работы сводятся к следующему.

1. На основании результатов экспериментальных исследований, проведённых на крупномасштабной модели отсека нагрева ПНС при натуральных значениях начального давления (18–170 кПа) и высоты уровня конденсата на главной (горизонтальной) перегородке (0,2–0,4 м):

установлены закономерности вскипания конденсата при декомпрессии;

получен большой объём экспериментальных данных, которые можно использовать для верификации расчётных кодов;

предложена универсальная формула для определения максимального увеличения относительного уровня вскипевшего конденсата в зависимости от скорости снижения относительного давления в аппарате $h_{1\max}/h_0 = f[dp/(p_1 d\tau)]$, апробированная на экспериментальных данных в диапазоне давлений от $18 \cdot 10^{-3}$ до 7 МПа, которую можно использовать для расчёта реальных аппаратов, включая ПНС вакуумного тракта системы регенерации ПТУ;

определены граничные условия для области безопасных для ПТУ режимов вскипания конденсата в ПНС при аварийном сбросе нагрузки ПТУ в диапазоне начальных давлений $(18–170) \cdot 10^{-3}$ МПа: допустимое значение темпа снижения относительного давления в аппарате $dp/(p_1 d\tau) \leq 0,17 \text{ с}^{-1}$; допустимое значение критерия Кутателадзе K_1 , определяемого динамическим напором проходящего через физический уровень пароводяной смеси парового потока, $K_1 \leq 1$;

предложена функциональная зависимость $h_c/h_0 = f[dp/(p_1 d\tau)]$, которую можно использовать для оценки высоты зоны сепарации h_c при вскипании конденсата в ПНС.

2. Предложен алгоритм расчётной оценки динамики процесса вскипания конденсата в ПНС при аварийном сбросе нагрузки ПТУ.

3. Разработана и апробирована на экспериментальных данных (в диапазоне изменения параметров теплообменивающихся сред 5–15,2 МПа, 253–413 °С) методика теплового расчёта смешивающего (контактного) подогревателя с безнапорным (гравитационным) водораспределением на основе капельной модели, адекватно описывающей физику теплогидравлических процессов в узле нагрева воды.

4. Результаты стендовых исследований модели ПВС в вариантах с одной и двумя ступенями нагрева при безнапорном водораспределении подтвердили возможность обеспечения требуемого нагрева питательной воды (не ниже 340 °С во всем диапазоне эксплуатационных режимов) при переходе к натур-

ному образцу (аппарату для ПТУ блока БРЕСТ-ОД-300). Обобщение экспериментальных данных в пределах 5–15 МПа показало преимущество капельной модели в описании теплогидравлических процессов в ПВС по сравнению со струйной моделью, используемой для расчёта ПНС. Уточнены зависимости для расчета среднего диаметра капель воды и скорости их падения в паровой среде. Установлено, что в пределах 5–15 МПа продолжительность прогрева капель в основном определяют их размер и теплопроводность воды в них. Минимальная высота отсека нагрева (зоны свободного падения капель воды в паровой среде) в ПВС должна составлять не менее 0,7 м.

5. На основании результатов экспериментальных исследований получены соотношения для расчёта гидравлического коэффициента трения $\lambda = f(Re)$ однофазного потока в кольцевых зазорах, имеющих высокую относительную шероховатость 0,04–0,21, в диапазоне чисел Рейнольдса $Re = 4–2500$; при этом установлено, что верхняя граница ламинарного режима движения воды снижается до $Re_{кр} = 200$. Полученные соотношения можно использовать для оценки протечек конденсата или пара через кольцевые зазоры в перегородках подогревателей вертикального исполнения и их влияния на эффективность теплообмена в зоне ОК.

6. Разработаны и апробированы на действующем оборудовании новые технологические схемы и конструкции подогревателей (смешивающего и поверхностного типов) системы регенерации ПТУ, внедрение которых позволило повысить надёжность, безопасность и эффективность энергоблоков мощностью от 200 до 1200 МВт на тепловых и атомных электростанциях.

7. На основе обобщения результатов исследований и опыта эксплуатации энергоблоков с БТС предложены рекомендации по реализации БТС при модернизации действующих и проектировании новых энергоблоков ТЭС.

8. Определены пути совершенствования теплообменного оборудования систем регенерации отечественных ПТУ при модернизации, техническом перевооружении действующих и создании новых энергоблоков ТЭС и АЭС на ближайшую перспективу. Разработаны, обоснованы и внедрены в проекты технические и технологические решения по оборудованию систем регенерации перспективных ПТУ К-1200-6,8/25 ЛМЗ, К-1200-16/50 ЛМЗ, К-306-15,7/50 ЛМЗ для инновационных энергоблоков АЭС.

Основные материалы диссертации опубликованы в следующих работах:

Ведущие рецензируемые научные журналы из перечня ВАК (WoS, Scopus)

1. Ермолов, В.Ф. Смешивающие подогреватели в системах регенерации турбоустановок ТЭС и АЭС / В.Ф. Ермолов, Ю.Г. Сухоруков, В.Ф. Модин, О.Б. Трофимова, М.И. Кондратьева // Тяжелое машиностроение. 2002. № 10. – С. 38–39.

2. Трифонов, Н.Н. Некоторые вопросы повышения экономичности системы регенерации низкого давления паровых турбин / Н.Н. Трифонов, Ю.Г. Сухоруков, Е.В. Коваленко // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2008. № 2(54). – С. 189–194.

3. Сухоруков, Ю.Г. Методика расчета набухания уровня воды и защитных средств, исключаяющих ее попадание в проточную часть турбины с обратным потоком пара из смешивающих подогревателей / Ю.Г. Сухоруков, В.Ф. Ермолов, Н.Н. Трифонов // Теплоэнергетика. 2008. № 2. – С. 72–76.
4. Сухоруков, Ю.Г. Некоторые вопросы повышения экономичности системы регенерации низкого давления паровых турбин / Ю.Г. Сухоруков, В.Ф. Ермолов, Н.Н. Трифонов // Теплоэнергетика. 2008. № 12. – С. 62–65.
5. Трифонов, Н.Н. Опыт и предложения по выбору технических решений при разработке и модернизации бездеаэрационных тепловых схем современных энергоблоков / Н.Н. Трифонов, Ю.Г. Сухоруков, В.Ф. Ермолов, Е.В. Коваленко // Теплоэнергетика. 2009. № 10. – С. 74–77.
6. Балун, Б.Ф. Расходы конденсата через кольцевые зазоры в перегородках пароводяных подогревателей / Б.Ф. Балун, М.П. Белоусов, В.А. Ильин, Е.Н. Сайкова, А.А. Щеглов, Ю.Г. Сухоруков // Теплоэнергетика. 2011. № 8. – С. 42–46.
7. Балун, Б.Ф. Гидросопротивление зазоров в перегородках регенеративных подогревателей / Б.Ф. Балун, Е.Н. Сайкова, Ю.Г. Сухоруков // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2013. Вып. 4-1 (183). – С. 105–110.
8. Готовский, М.А. Анализ возможности заброса влаги в турбину из смешивающего ПНД при аварийном сбросе нагрузки турбоустановки / М.А. Готовский, Ю.Г. Сухоруков, В.Ф. Ермолов, Н.Н. Трифонов // Надежность и безопасность энергетики. 2013. № 4 (23). – С. 50–58.
9. Gotovsky, M.A., Analysis of the Possibility of Water Induction in Turbine From Direct Contact Water Heater at Load Shedding Power / M.A. Gotovsky, V.F. Ermolov, V.E. Mikhailov, Yu.G. Sukhorukov and N.N. Trifonov // ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition, Proceedings (IMECE), 2013, Volume 8B: Heat Transfer and Thermal Engineering, Paper No. IMECE2013-63833, pp. V08BT09A011; 9 pages. DOI: 10.1115/IMECE2013-63833
10. Трифонов, Н.Н. Опыт разработки и результаты испытаний оборудования системы регенерации и ПСПП энергоблока № 4 Калининской АЭС / Н.Н. Трифонов, Ю.Г. Сухоруков, В.Ф. Ермолов, Ф.А. Святкин, Е.К. Николаенкова, Т.Г. Синцова, Е.Б. Григорьева, С.Б. Есин, М.Г. Уханова, Е.А. Голубев, С.П. Бик, В.Б. Тренькин // Теплоэнергетика. 2014. № 6. – С. 44–48. DOI: 10.1134/S0040363614060113
11. Gotovsky, M.A., On the Prospects of Using Deaeratorless Thermal Schemes With Direct Contact Low-Pressure Reheaters at New Nuclear Power Plants / M.A. Gotovsky, V.F. Ermolov, V.E. Mikhailov, Yu.G. Sukhorukov and N.N. Trifonov // International Conference on Nuclear Engineering, Proceedings, ICONE. 2014, Volume 5: Innovative Nuclear Power Plant Design and New Technology Application, Paper No. ICONE22-30487, pp. V005T16A003; 8 pages. DOI: 10.1115/ICONE22-30487
12. Есин, С.Б. Исследование системы регенерации бездеаэрационной тепловой схемы энергоблока 300 МВт при сниженной нагрузке / С.Б. Есин, Н.Н. Трифонов, Ю.Г. Сухоруков, А.Ю. Юрченко, Е.Б. Григорьева, И.П. Снегин, Д.А. Живых, А.В. Медведкин, В.А. Рябич // Теплоэнергетика. 2015. № 9. – С. 9–12. DOI: 10.1134/S0040363615090039
13. Gotovsky, M.A., Specific Features of Strongly Superheated Steam Condensation on the Surface of Highly Subcooled Water Jets Applied to New Design of High Pressure Reheater / M.A. Gotovsky, V.E. Mikhailov, Yu.G. Sukhorukov, N.N. Trifonov // Interna-

tional Conference on Nuclear Engineering, Proceedings, ICONE. 2015.23: Nuclear Power – Reliable Global Energy, Paper No. ICONE23-1011; 9 pages. DOI: 10.1299/ICONE23-1011

14. Юрченко, А.Ю. Анализ и выбор конструкции ПВД для АЭС нового поколения с реакторной установкой БН-1200 / А.Ю. Юрченко, Ю.Г. Сухоруков, Н.Н. Трифонов, Е.Б. Григорьева, С.Б. Есин, Ф.А. Святкин, Е.К. Николаенкова, П.Ю. Приходько, В.В. Назаров // Теплоэнергетика. 2016. № 9. – С. 36–43. DOI: 10.1134/S0040363616090083

15. Готовский, М.А. К вопросу о расчете теплообмена в смешивающих подогревателях / М.А. Готовский, Ю.Г. Сухоруков // Тепловые процессы в технике. 2016. № 2. – С. 81–91.

16. Трифонов, Н.Н. Вероятные причины повреждения теплообменных трубок ПВД-3 и способы их устранения / Н.Н. Трифонов, С.Б. Есин, Е.К. Николаенкова, Ю.Г. Сухоруков, Ф.А. Святкин, Т.Г. Синцова, В.С. Модестов // Теплоэнергетика. 2017. № 8. – С. 24–30. DOI: 10.1134/S0040363617080100

17. Кондуров, Е.П. Тепловые испытания турбоустановок АЭС: задачи и результаты / Е.П. Кондуров, П.А. Кругликов, Ю.Г. Смолкин, Ю.Г. Сухоруков // Надежность и безопасность энергетики. 2017. Т. 10. № 3. – С. 218–222. DOI: 10.24223/1999-5555-2017-3-10-218-222

18. Юрченко, А.Ю. Анализ и выбор конструкции ПВД для АЭС нового поколения с реакторной установкой БН-1200 / А.Ю. Юрченко, Ю.Г. Сухоруков, Н.Н. Трифонов, П.В. Егоров, Е.Б. Набагез, С.Б. Есин, Ф.А. Святкин, Е.К. Николаенкова, П.Ю. Приходько, В.В. Назаров // Надежность и безопасность энергетики. 2017. Т. 10. № 3. – С. 249–256. DOI: 10.24223/1999-5555-2017-3-10-249-256.

19. Есин, С.Б. Разработка и опыт совершенствования схем регенерации и её оборудования турбин мощностью 100–800 МВт / С.Б. Есин, Н.Н. Трифонов, Ю.Г. Сухоруков, П.В. Егоров, Е.Б. Набагез, Е.К. Николаенкова, Ф.А. Святкин, Т.Г. Синцова, К.А. Григорьев // Надежность и безопасность энергетики. 2017. Т. 10. № 4. – С. 340–347. DOI: 10.24223/1999-5555-2017-10-4-340-347.

20. Gotovskii, M., Specific Features of Strongly Superheated Steam Condensation on the Surface of a Strongly Subcooled Water Jet / M. Gotovskii, V. Mikhailov, Yu. Sukhurokov, N. Trifonov // International Journal of Energy for a Clean Environment. 2017. Vol. 18. No. 1. – pp. 39–59. DOI: 10.1615/InterJEnerCleanEnv.2017016381

21. Сухоруков, Ю.Г. Теплогидравлические испытания модели смешивающего подогревателя высокого давления / Ю.Г. Сухоруков, Б.Ф. Балунов, В.В. Лемехов, В.А. Когут, А.В. Проухин, А.А. Щеглов, Ф.А. Святкин, А.Ю. Юрченко, А.С. Матяш, А.О. Борисов, Н.А. Шорин, К.А. Григорьев // Теплоэнергетика. 2021. № 12. С. 68–75. DOI: 10.1134/S0040363621120092

22. Сухоруков, Ю.Г. Критерии оптимизации технических решений АЭС / Ю.Г. Сухоруков, П.А. Кругликов, Ю.В. Смолкин, Е.Н. Кулаков // Атомная энергия. 2021. Т. 131. № 4. – С. 223–227.

23. Кулаков, Е.Н. Повышение эффективности использования тепла конденсата пароперегревателей турбоустановок новых и действующих АЭС / Е.Н. Кулаков, В.Д. Гаев, Г.И. Казаров, Ю.Г. Сухоруков, А.В. Попов // Теплоэнергетика. 2023. № 1. – С. 30–39. DOI: 10.56304/S0040363623010034

24. Сухоруков, Ю.Г. Сравнительный анализ энергетических характеристик воздухоудаляющих устройств конденсаторов турбоустановок / Ю.Г. Сухоруков, Г.И. Ка-

заров, В.Д. Гаев, Ю.В. Смолкин, Е.Н. Кулаков // Теплоэнергетика. 2023. № 4. – С. 16–22. DOI: 10.56304/S0040363623040082

25. Попов, А.В. Разработка технических решений по повышению надёжности конденсатно-питательного тракта энергоблока БРЕСТ-ОД-300 / А.В. Попов, Е.Н. Кулаков, А.В. Проухин, Р.С. Тарасенко, И.Б. Денисова, С.Б. Есин, Ю.Г. Сухоруков // Электрические станции. 2023. № 4 (1101). С. 16–22. DOI: 10.34831/EP.2023.1101.4.003

Патенты и авторские свидетельства

26. А.с. 1211506 СССР, МПК F 22 D 1/32. Теплообменный аппарат / В.Ф. Ермолов, Н.Н. Трифонов, Е.П. Иванов, Ю.Г. Сухоруков, Б.Ф. Вакуленко. – № 3791894/24-06; заявл. 20.09.1984; опубл. 15.02.1986, Бюл. 6. – 2 с.

27. А.с. 1213307 СССР, МПК F 22 D 1/32. Теплообменный аппарат для подогрева конденсата паровой турбины / В.Ф. Ермолов, Н.Н. Трифонов, Ю.Г. Сухоруков, И.П. Козловских. – № 3765544/24-06; заявл. 28.06.1984; опубл. 23.02.1986, Бюл. № 7. – 2 с.

28. А.с. 1719778 СССР, МПК F 22 D 1/32. Смешивающий подогреватель системы регенерации паровой турбины / В.Ф. Ермолов, М.М. Сидоров, Ю.Г. Сухоруков, И.Ш. Бушлер, Ф.Я. Симма. – № 4790381/06; заявл. 09.02.1990; опубл. 15.03.1992, Бюл. № 10. – 4 с.

29. Пат. 2443939 Российская Федерация, МПК F 22 D 1/32, F 22 D 1/30. Устройство для регенеративного подогрева конденсата / В.Ф. Ермолов, Ю.Г. Сухоруков, Н.Н. Новик. – № 2010128848/06; заявл. 12.07.2010; опубл. 27.02.2012, Бюл. № 6. – 6 с.

30. Пат. 2568027 Российская Федерация, МПК F 22 D 1/32 (2006.01). Смешивающий подогреватель системы регенерации паровых турбин / В.Ф. Ермолов, О.Б. Трофимова, Ю.Г. Сухоруков, Н.Г. Юдина, Е.А. Сухорукова, В.В. Мухин, Е.А. Большаков. – № 2014148329/06; заявл. 01.12.2014; опубл. 10.11.2015, Бюл. № 31. – 4 с.

31. Пат. на пол. модель 140015 Российская Федерация, МПК F 22 D 1/32. Теплообменник / Н.Н. Трифонов, Ю.Г. Сухоруков, Т.Г. Синцова, А.Ю. Юрченко, Е.К. Николаенкова. – № 2013135927/06; заявл. 30.07.2013; опубл. 27.04.2014, Бюл. № 12. – 5 с.

32. Пат. на пол. модель 147420 Российская Федерация, МПК F 22 D 1/32. Пароводяной теплообменник / Ю.Г. Сухоруков, К.В. Пермяков, С.А. Иванов, О.М. Долгирев. – № 2014122813/06; заявл. 04.06.2014; опубл. 10.11.2014, Бюл. № 31. – 4 с.

33. Пат. на пол. модель 148801 Российская Федерация, МПК G 01 F 23/00. Устройство для измерения уровня в теплообменном аппарате / Н.Н. Трифонов, Ф.А. Святкин, Т.Г. Синцова, С.Б. Есин, Е.К. Николаенкова, Ю.Г. Сухоруков. – № 2014114455/28; заявл. 11.04.2014; опубл. 20.12.2014, Бюл. № 35. – 5 с.

34. Пат. на пол. модель 156252 Российская Федерация, МПК В 01 D 29/11, В 01 D 35/02. Фильтр / Ю.Г. Сухоруков, О.Б. Трофимова, Е.А. Сухорукова, Н.Г. Юдина, Е.А. Большаков. – № 2014150525/05; заявл. 12.12.14; опубл. 10.11.15, Бюл. № 31. – 4 с.

Публикации в материалах международных и всероссийских конференций, в научных изданиях

35. Сухоруков, Ю.Г. Модернизация системы регенерации низкого давления серийных турбоустановок К-210-130 с использованием ПНД-2 смешивающего типа / Ю.Г. Сухоруков, В.Ф. Модин, Е.П. Иванов, А.А. Шинкаренко // Новые технические решения в теплообменном оборудовании энергетических установок. – СПб., 1994. – С. 31–34. (Труды ЦКТИ ; вып. 277).

36. Ермолов, В.Ф. Опыт применения смешивающих подогревателей в системах регенерации турбоустановок ТЭС и АЭС / В.Ф. Ермолов, Ю.Г. Сухоруков, В.Ф. Модин, О.Б. Трофимова, М.И. Кондратьева // Теплообменное оборудование паротурбинных и теплоснабжающих установок. – СПб., 2002. С. 73–78. (Труды ЦКТИ; вып. 288).
37. Трифонов, Н.Н. Бездеаэрационные тепловые схемы: выбор решений / Н.Н. Трифонов, Ю.Г. Сухоруков, В.Ф. Ермолов, Е.В. Коваленко // Энергетика и промышленность России. – 10 октября 2008. – №19 (111). – С. 17.
38. Готовский, М.А. Анализ теплоотдачи при конденсации насыщенного пара на поверхности струй недогретой воды применительно к теплообменным аппаратам смешивающего типа для АЭС / М.А. Готовский, П.В. Егоров, Ю.Г. Сухоруков // XIV Минский международный форум по тепло- и массообмену (Минск, 10–13 сентября 2012 г.): сб. материалов. Т. 2, ч. 1. – Минск: Институт тепло- и массообмена им. А.В. Лыкова НАН Беларуси, 2012. – С. 262–266.
39. Синцова, Т.Г. Набухание уровня воды в теплообменных аппаратах / Т.Г. Синцова, Н.Н. Трифонов, Ю.Г. Сухоруков, Е.К. Николаенкова // Современная наука: исследования, идеи, результаты, технологии. 2013. № 1(12). – С. 359–362.
40. Готовский, М.А. Анализ возможности заброса влаги в турбину из смешивающего ПНД при аварийном сбросе нагрузки турбоустановки / М.А. Готовский, Ю.Г. Сухоруков, В.Ф. Ермолов, Н.Н. Трифонов // Вестник НТУ «ХПИ». 2013. № 12 (986). – С. 83–95.
41. Синцова, Т.Г. Расчетное обоснование безопасной работы турбины при обратном потоке пара из смешивающего подогревателя / Т.Г. Синцова, Н.Н. Трифонов, Ю.Г. Сухоруков, Е.К. Николаенкова // Сб. материалов докл. Национального конгресса по энергетике (г. Казань, 8–12 сентября 2014 г.) : в 5 т. Т. 2. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2014. – С. 409–414.
42. Готовский, М.А. Совершенствование подходов к построению зависимостей для теплоотдачи при конденсации насыщенного пара на струе недогретой жидкости / М.А. Готовский, П.В. Егоров, Ю.Г. Сухоруков // Труды Шестой Российской национальной конференции по теплообмену РНКТ-6 (Москва, 27–31 октября 2014 г.). – М.: Издательский дом МЭИ, 2014. – С. 697–700.
43. Готовский, М.А. Особенности конденсации сильно перегретого пара на поверхности недогретой воды / М.А. Готовский, Ю.Г. Сухоруков // Всероссийская конференция XXXI «Сибирский теплофизический семинар» (Новосибирск, 17–19 ноября 2014 г.): тез. докл. – Новосибирск: ИТ СО РАН, 2014. – С. 97.
44. Григорьев, Г.В. Разработка термических деаэраторов повышенного давления для турбоустановок энергоблоков АЭС мощностью 1200 МВт / Г.В. Григорьев, П.В. Егоров, М.В. Чупраков, А.С. Гиммельберг, Ю.Г. Сухоруков // Вестник НТУ «ХПИ». 2014. № 12 (1055). – С. 54–60.
45. Синцова, Т.Г. Расчетное и экспериментальное исследование устойчивой работы смешивающих ПНД для ТЭС и АЭС / Т.Г. Синцова, Н.Н. Трифонов, В.Ф. Ермолов, Ю.Г. Сухоруков // Вестник НТУ «ХПИ». 2014. № 12 (1055). – С. 61–68.
46. Григорьева, Е.Б. Модернизация системы регенерации турбоустановки при работе на пониженной нагрузке энергоблока 300 МВт с бездеаэрационной тепловой схемой / Е.Б. Григорьева, Н.Н. Трифонов, С.Б. Есин, Ф.А. Святкин, Е.К. Николаенкова, Е.А. Сухорукова, Ю.Г. Сухоруков // Вестник НТУ «ХПИ». 2014. № 13 (1056). – С. 29–34.

47. Ермолов, В.Ф. Бездеаэрационные тепловые схемы / В.Ф. Ермолов, Н.Н. Трифонов, Ю.Г. Сухоруков // *Машиностроение. Энциклопедия в 40 т.: Т. IV-19 Турбинные установки*. – М.: Машиностроение, 2015. – С. 165–174.
48. Trifonov, N.N., Complex Modernization of Power Units of Thermal Power Plants / N.N. Trifonov, K.A. Grigoryev, L.A. Homenok, Yu.G. Sukhorukov, I.A. Kovalev, V.V. Bozhko and V.G. Orlik // *Full Papers Proceedings of International Conference «Power Plants 2016» (Serbia, Zlatibor, 23–26 November, 2016)*. – pp. 457–481.
49. Есин, С.Б. Исследование бездеаэрационной тепловой схемы и её оборудования при переменных режимах работы энергоблока / С.Б. Есин, Н.Н. Трифонов, Ю.Г. Сухоруков, П.В. Егоров // *Всероссийская специализированная научно-практической конференции молодых специалистов (с международным участием) «Современные технологии в энергетике» (Москва, 29–30 марта 2018 г.): сб. докл. / под общ. ред. С.В. Сафронова*. – М.: ОАО «ВТИ», 2018. – С. 107–112.
50. Сухоруков, Ю.Г. Повышение экономической эффективности эксплуатации новых АЭС / Ю.Г. Сухоруков, Ю.В. Смолкин, К.В. Соколов // *Одиннадцатая международная научно-техническая конференция «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики» (Москва, 23–24 мая 2018 г.): Пленарные и секционные доклады*. – М.: АО «Концерн Росэнергоатом», 2018. – С. 579–586.
51. Готовский, М.А. Актуальные проблемы систем регенерации паротурбинных установок. Конструкторские и научные проблемы совершенствования систем регенерации питательной воды и результаты их решения: монография / М.А. Готовский, Ю.Г. Сухоруков. – LAP Lambert Academic Publishing, 2015. – 239 с.
52. *Машиностроение. Энциклопедия в 40 т.: Сер. IV Расчет и конструирование машин. Т. IV-10. Теплообменные аппараты технологических подсистем турбоустановок* / К.Э. Аронсон, В.И. Брезгин, Ю.М. Бродов, ..., Ю.Г. Сухоруков [и др.]; под общей ред. Ю.М. Бродова, О.О. Мильмана, В.Е. Михайлова, В.А. Рассохина, Л.А. Хоменка. – М.: Инновационное машиностроение, 2016. – 472 с.