

На правах рукописи



Зиганшина Светлана Камиловна

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ
ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ**

Специальность: 05.14.14 – Тепловые электрические станции,
их энергетические системы и агрегаты

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Казань – 2021

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Самарский государственный технический университет» на кафедре «Тепловые электрические станции».

Научный консультант: **Кудинов Анатолий Александрович**
доктор технических наук, профессор,
ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции», г. Самара.

Официальные оппоненты: **Аминов Рашид Зарифович**
Заслуженный деятель науки и техники РФ, доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Саратовский научный центр Российской академии наук, руководитель отдела энергетических проблем, Главный научный сотрудник, г. Саратов;

Ледуховский Григорий Васильевич
доктор технических наук, доцент,
ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции», г. Иваново;

Щинников Павел Александрович
доктор технических наук, профессор,
ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет», профессор кафедры «Тепловые электрические станции», г. Новосибирск.

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва.

Защита состоится « 3 » июня 2021 г., в 14 час. 00 мин. на заседании диссертационного совета Д 212.082.02 при ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет» по адресу: 420066, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Красносельская, д. 51, ауд. Д-224.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, с указанием контактных данных и заверенные печатью организации, просим направлять по адресу: 420066, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Красносельская, д. 51, Ученому секретарю диссертационного совета Д 212.082.02.

С диссертацией можно ознакомиться в научной библиотеке ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет» и на официальном сайте КГЭУ <https://kgeu.ru/Diss/Dissertant/199?idDiss=113>

Автореферат разослан « ____ » _____ 2021 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д 212.082.02,
кандидат технических наук, доцент



Власов
Сергей Михайлович

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Проблемы эффективного использования топливно-энергетических ресурсов в энергетике и промышленности всегда являлись актуальными. Особенностью современного хозяйствования в энергетике является формирование оптового рынка электрической энергии (мощности), выход на который для предприятий, вырабатывающих энергию, возможен лишь при способности конкурировать, что обеспечивается за счет снижения себестоимости продукции. Для снижения себестоимости электроэнергии и теплоты особое внимание уделяется малозатратным технологиям, которые могут быть внедрены в кратчайшие сроки. К ним относятся технологии повышения экономичности котельных установок путем использования тепловых вторичных энергоресурсов. Энергетической стратегией РФ на период до 2035 г. в области теплоэнергетики предусматривается высокоэффективное использование традиционных энергоресурсов и новых углеводородных и других источников энергии с сохранением приоритета выработки электрической и тепловой энергии в комбинированном режиме, реконструкция котельных и тепловых энергоустановок, модернизация ТЭЦ на базе газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ и ПГУ).

Разработка технологий повышения энергоэффективности котельных установок ТЭС и систем теплоснабжения путем утилизации теплоты уходящих газов, горячего воздуха вентилируемых дымовых труб, теплоты конденсации отработавшего в турбине пара, снижения потерь теплоты и теплоносителя с непрерывной продувкой барабанных котлов и потерь энергии при дросселировании водяного пара, повышения качества деаэрации подпиточной воды, является актуальной проблемой в области теплоэнергетики как в научном, так и в практическом отношении.

Актуальность темы диссертации подтверждается ее соответствием приоритетному направлению развития науки, технологии и техники в Российской Федерации «Энергоэффективность, энергосбережение, ядерная энергетика» (указ Президента РФ № 899 от 07.07.2011 г.), критической технологии «Технологии энергоэффективного производства и преобразования энергии на органическом топливе».

Степень разработанности темы работы. Значимые результаты в области повышения эффективности котельных установок ТЭС и систем теплоснабжения путем использования вторичных энергоресурсов представлены в работах И.З. Аронова, Ю.П. Соснина, Е.Н. Бухаркина, Л.Г. Семенюка, Д.Ю. Бухонова, Ю.А. Кузьмы-Кичты, В.Р. Ведрученко, З.Л. Захарова, А.И. Гладунцова, И.Н. Ильина, Д.М. Блумберга, В.И. Моисеева, А.С. Попова, А.А. Кудинова, М.Ф. Портнова, А.А. Клокова, А.П. Баскакова, Ю.В. Ванькова, М.А. Таймарова, R.S. Chinangad, B.I. Master, J.R. Thome, G.A. Dreizer, Shi. Xiaojun, D. Hazell и др. Обобщены результаты экспериментальных исследований в области глубокого охлаждения уходящих газов котлоагрегатов в контактных аппаратах с пассивной и активной насадками, где нагреваемым теплоносителем является вода. При этом остаются не изученными важные аспекты в области разработки конденсационных теплоутилизаторов (КТ) поверхностного типа, инженерных методик их расчета на основе критериальных уравнений для случаев охлаждения газов воздухом, предназначенным для осуществления процесса горения топлива и отопления зданий ТЭС, отсутствуют математические модели расчетов процессов тепло- и массообмена в дымовых трубах ТЭС при отводе охлажденных в КТ газов.

Научные разработки в области повышения эффективности технологий термической деаэрации теплоносителей обобщены в работах С.С. Кутателадзе, В.М. Боришанского, А.А. Захарова, Р.Г. Черной, В.А. Пермякова, И.И. Оликера, И.К. Гришука, М.П.

Белоусова, А.П. Мамета, А.Г. Лаптева, В.И. Шарапова, Е.В. Барочкина, Г.В. Ледуховского, В.С. Галустова, Б.А. Зимина, А.Г. Шемпелева, П.В. Егорова и др. Однако в эксплуатационной практике требуются новые научно-технические решения по совершенствованию вакуумных струйно-барботажных и кавитационных деаэраторов подпиточной воды систем теплоснабжения.

Повышение энергоэффективности паротурбинных и парогазовых ТЭС достигается путем повышения начальных и понижения конечных параметров рабочего тела, применения регенеративного подогрева воды и промежуточного перегрева водяного пара, использования вторичных энергоресурсов, в том числе теплоты отработавшего в турбине пара. Научные разработки в этой области изложены в известных изданиях российских ученых А.А. Александрова, А.И. Андрющенко, И.И. Кириллова, В.В. Клименко, Е.В. Фортова, Г.Г. Ольховского, Н.Д. Рогалева, В.С. Агабабова, Д.П. Елизарова, А.Д. Трухня, А.Г. Костюка, С.В. Цанева, А.С. Седлова, В.Д. Бутова, В.А. Мунца, Р.З. Аминова, П.А. Щинникова, Н.А. Зройчикова, Н.Д. Чичировой и др. Анализ результатов экспериментальных исследований оборудования ТЭЦ показал, что значимые результаты в области использования вторичных энергоресурсов на ТЭЦ могут быть получены за счет регенерации теплоты отработавшего в цикле рабочего тела путем подогрева низкопотенциальных теплоносителей теплотой отработавшего в турбине пара, уходящих газов энергетических котлоагрегатов и котлов-утилизаторов ГТУ, отвода уходящих газов котлов-утилизаторов ГТУ в атмосферу через вытяжную башню градирни с естественной вентиляцией воздуха.

Цель работы заключается в разработке комплекса новых научно обоснованных технических и технологических решений, позволяющих повысить эффективность работы котельных установок тепловых электрических станций применительно к решению крупной народнохозяйственной задачи энергосбережения, экономии материальных ресурсов и органического топлива и охраны окружающей среды путем использования тепловых вторичных энергоресурсов.

Задачи исследования:

- проведение натурных испытаний конденсационного теплоутилизатора поверхностного типа, анализ и обобщение результатов опытов, разработка критериального уравнения подобия для условий теплообмена при конденсации водяных паров из уходящих газов на поверхности КТ;
- построение аналитических зависимостей, позволяющих рассчитывать температуру охлажденных ниже точки росы в КТ продуктов сгорания, движущихся в газоотводящей трубе с прижимной футеровкой, температурные поля и термические напряжения в стенках газоотводящих труб для различных условий их работы;
- разработка методик теплового расчета конденсационного теплоутилизатора поверхностного типа и расчета экономической эффективности от внедрения КТ в котельных установках теплоэнергетических объектов;
- анализ влияния влагосодержания дутьевого воздуха, коэффициента избытка воздуха в уходящих газах и температуры газов на выходе из КТ на количество конденсата водяных паров, выделяющегося из продуктов сгорания при их охлаждении ниже точки росы, разработка схемы котельной установки с комплексным использованием тепловых вторичных энергоресурсов и способов подогрева охлажденных ниже точки росы в КТ уходящих газов;
- разработка способов предварительного подогрева дутьевого воздуха котла уходящими газами при их охлаждении ниже точки росы водяных паров в конденсационном теплоутилизаторе поверхностного типа и за счет использования в цикле ТЭС части

теплоты конденсации отработавшего в турбине водяного пара;

- анализ схем утилизации воды непрерывной продувки энергетических котлов Безымянской ТЭЦ, Саранской ТЭЦ-2 и паровых котлов ООО «Самараоргсинтез», создание методики экономического расчета потерь теплоносителя и теплоты с непрерывной продувкой барабанного котла, оценка влияния величины непрерывной продувки энергетических котлов на экономичность ТЭЦ;

- разработка способа совершенствования процесса непрерывной продувки барабанного котла и устройства для его реализации, обеспечивающих повышение экономичности и надежности работы котлоагрегатов;

- проведение обследования и выполнение анализа работы технологического оборудования ООО «Самараоргсинтез», разработка методики оценки потерь энергии при дросселировании водяного пара в редуцированных установках системы парового теплоснабжения предприятия;

- выполнение экспериментальных исследований энергетических котлов Безымянской ТЭЦ и Саранской ТЭЦ-2, оценка влияния коэффициента избытка воздуха в уходящих газах на КПД котла;

- проведение обследования и выполнение анализа работы вакуумных деаэраторов подпитки тепловой сети Самарской ТЭЦ, разработка научно-технических решений и совершенствование конструкции вакуумного струйно-барботажного горизонтального деаэратора типа ДВ конструкции НПО ЦКТИ-СЗЭМ;

- разработка научно-технических решений и совершенствование конструкции вакуумно-кавитационного деаэратора подпиточной воды тепловой сети, принцип действия которого основан на применении явления кавитации в движущемся потоке жидкости;

- разработка схем утилизации теплоты подогретого воздуха газоотводящих труб ТЭС с вентилируемым воздушным зазором, численное моделирование процессов теплообмена продуктов сгорания, движущихся в газоотводящей трубе с вентилируемым воздушным каналом, для различных условий работы дымовой трубы;

- разработка и обоснование научно-технических решений по совершенствованию работы парогазовой тепловой электрической станции.

Научная новизна результатов диссертационной работы состоит в разработке комплекса новых научно обоснованных технических и технологических решений, направленных на повышение эффективности работы котельных установок тепловых электрических станций. При этом разработаны и получены следующие научные результаты.

1. Проведен комплекс расчетно-экспериментальных исследований процессов теплообмена, протекающих в КТ поверхностного типа при охлаждении уходящих газов ниже точки росы, по результатам которых получено критериальное уравнение теплоотдачи. Разработаны методики теплового расчета КТ поверхностного типа и расчета экономической эффективности от внедрения КТ в котельных установках теплоэнергетических объектов.

2. Получены аналитические зависимости, позволяющие рассчитывать температуру охлажденных ниже точки росы в КТ продуктов сгорания, движущихся в газоотводящей трубе с прижимной футеровкой, температурные поля и термические напряжения в стенках дымовых труб для различных условий их работы. Построены номограммы, позволяющие устанавливать оптимальную долю байпасируемых газов, исходя из условий надежной защиты дымовых труб от гидратной коррозии.

3. Разработаны технологии предварительного подогрева дутьевого воздуха котла, заключающиеся в охлаждении ниже точки росы водяных паров части уходящих газов газифицированной котельной установки в КТ поверхностного типа и в использовании в

цикле ТЭС теплоты конденсации отработавшего в турбине водяного пара.

4. Предложены технологии подогрева охлажденных ниже точки росы в КТ уходящих продуктов сгорания котельной установки перед отводом их в газоотводящую трубу, позволяющие повысить производительность КТ.

5. В результате обобщения экспериментальных данных разработана и теоретически обоснована методика экономического расчета потерь теплоносителя и теплоты с непрерывной продувкой барабанного котла. Произведена оценка влияния величины непрерывной продувки паровых котлов на экономичность работы тепловых электростанций. Предложены способы совершенствования процесса непрерывной продувки барабанных котлов и устройства для их реализации, по которым регулирование расхода продувочной воды осуществляется по содержанию котловой воды первой ступени испарения или по содержанию вырабатываемого котлом водяного пара.

6. Проведен комплекс экспериментальных исследований процессов деаэрации подпиточной воды системы теплоснабжения, на основе которых предложены и разработаны научно-технические решения по совершенствованию конструкции вакуумного струйно-барботажного горизонтального деаэратора типа ДВ конструкции НПО ЦКТИ-СЗЭМ.

7. Предложены и разработаны: научно-технические решения по совершенствованию конструкции вакуумно-кавитационного деаэратора подпиточной воды тепловой сети путем установки в паровом пространстве корпуса деаэратора напротив каждого кавитационно-разгонного устройства (КРУ) отражательного экрана, конического сопла в конфузорном участке КРУ для дополнительного подвода перегретой воды и ступенчатой камеры Эйфеля между диффузорным участком КРУ и корпусом деаэратора; способ совершенствования процесса деаэрации подпиточной воды тепловой сети посредством вакуумно-кавитационного деаэратора, основанный на изменении расхода перегретой воды, подаваемой через коническое сопло деаэратора.

8. Разработаны и исследованы схемы утилизации теплоты подогретого воздуха газоотводящих труб ТЭС с вентилируемым воздушным зазором. Предложено осуществлять рециркуляцию вентилируемого воздуха в воздушном канале дымовой трубы или направлять его в котлоагрегат для осуществления процесса горения топлива. Проведено численное моделирование процессов теплообмена продуктов сгорания, движущихся в газоотводящей трубе с вентилируемым воздушным каналом, для различных условий работы, включая рециркуляцию воздуха в канале.

9. Предложены обоснованные научно-технические решения по совершенствованию работы парогазовой ТЭС путем отвода уходящих газов котла-утилизатора (КУ) газотурбинной установки в атмосферу через вытяжную башню градирни с естественной вентиляцией воздуха, промежуточного перегрева водяного пара в двухконтурном котле-утилизаторе ГТУ.

Теоретическая значимость работы

Разработаны научно-технические основы создания конденсационных теплоутилизаторов поверхностного типа: по результатам натурных испытаний КТ получено критериальное уравнение теплоотдачи для условий конденсации водяных паров из продуктов сгорания, доказана целесообразность предварительного подогрева дутьевого воздуха котла уходящими газами при их охлаждении ниже точки росы водяных паров в рекуперативном теплообменнике, на основе законов сохранения получены аналитические зависимости расчета процессов тепло- и массообмена в газоотводящих трубах с прижимной футеровкой, разработаны способы подогрева газов, охлажденных ниже точки росы в КТ, и методика теплового расчета КТ поверхностного типа. **Изложены** результаты экспериментальных исследований котельных установок, использованные для разработки методики экономического расчета потерь теплоты и теплоносителя с

непрерывной продувкой барабанных котлов и способов регулирования расхода продувочной воды, методики оценки потерь энергии при дросселировании водяного пара в редуционных установках систем парового теплоснабжения. **Разработаны** обоснованные научно-технические решения по совершенствованию вакуумных струйно-барботажных и кавитационных деаэраторов подпиточной воды тепловой сети, на основе которых проведена модернизация вакуумных деаэраторов двух типов. **Доказаны:** на основе численного моделирования процессов теплообмена целесообразность утилизации в цикле котельной установки теплоты подогретого воздуха газоотводящих труб ТЭС с вентилируемым воздушным каналом, целесообразность предварительного подогрева дутьевого воздуха энергетического котла путем регенерации теплоты конденсации отработавшего в турбине водяного пара. **Сформулированы** обоснованные научно-технические решения по совершенствованию работы парогазовой ТЭС путем отвода уходящих газов котла-утилизатора ГТУ в атмосферу через вытяжную башню градирни с естественной вентиляцией воздуха, промежуточного перегрева потока водяного пара, отработавшего в цилиндре высокого давления турбины, в двухконтурном КУ.

Практическая значимость и реализация результатов работы

1. На Ульяновской ТЭЦ-3 внедрены результаты НИР «Экономия тепловой энергии за счет конденсационных теплоутилизаторов в газифицированных котельных и ТЭЦ»: а) теплоутилизационная установка на базе биметаллического калорифера КСк-4-11 ХЛЗ для охлаждения ниже точки росы уходящих продуктов сгорания парового котла ДЕ-10-14 ГМ ст. № 2 (патент на изобретение РФ № 2556478); б) методики и программа расчетов на ПЭВМ конденсационного теплоутилизатора и процесса теплообмена при движении продуктов сгорания в газоотводящих трубах.

2. На Самарской ТЭЦ приняты к внедрению способ утилизации теплоты вентилируемого воздуха дымовой трубы, заключающийся в его рециркуляции и использовании в котельном агрегате для осуществления процесса горения топлива (патенты на изобретения РФ №№ 2254428, 2257513, 2299377, 2303198); методика экономического расчета потерь теплоносителя и теплоты с непрерывной продувкой и способ регулирования процесса непрерывной продувки барабанного котла (патенты на изобретения РФ №№ 2214557, 2214559).

3. На Самарской ТЭЦ внедрены научно-технические решения по совершенствованию конструкции вакуумного струйно-барботажного горизонтального деаэратора типа ДВ конструкции НПО ЦКТИ-СЗЭМ (патент на изобретение РФ № 2558109).

4. На Центральной отопительной котельной Самарской ГРЭС принята к внедрению усовершенствованная конструкция вакуумно-кавитационного деаэратора подпиточной воды тепловой сети (патенты на изобретения РФ №№ 2476767, 2488741).

5. На Безымянской ТЭЦ приняты к внедрению результаты НИР «Повышение экономичности барабанных котлов ТЭС»: а) методика экономического расчета потерь теплоносителя и теплоты с непрерывной продувкой барабанного котла; б) способ регулирования расхода воды непрерывной продувки барабанного котла (патент на изобретение РФ № 2214559).

6. Результаты научных разработок автора широко используются в учебном процессе при чтении курсов «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях», «Водоподготовка» для студентов и «Современные технологии подготовки воды и топлива на тепловых электростанциях» для магистрантов в СамГТУ, организации научно-исследовательской работы студентов и аспирантов.

Использование результатов работы подтверждается справками и актами о внедрении. Суммарный экономический эффект в ценах 2020 г. составляет более 192 млн.руб/год.

Связь диссертационной работы с планами научных исследований. Работа вы-

полнена по гранту (шифр А 03-3.14-435) для поддержки НИР аспирантов ВУЗов Минобразования России, направление «Энергетика и электротехника» (тема «Повышение эффективности работы котельных установок путем глубокого охлаждения уходящих газов», № темы 909/03, 2003-2004 г.г.); НИР СамГТУ на проведение энергоаудита ТЭС, выполненным в 2004-2007 г.г. в соответствии с Программой энергетических обследований предприятий РАО «ЕЭС России» (Постановление РАО «ЕЭС России» № 297 от 26.05.2000 г.); по НИОКР: № 569 СамГТУ от 08.04.2008 г. № 462 ОАО «СПРП» от 25.03.2008 г. «Исследование режимов работы вакуумных деаэраторов сетевой воды Самарской ТЭЦ с целью увеличения их производительности и улучшения ВХР»; по договорам: № 339/08 СамГТУ, № 216-2008 Безымянская ТЭЦ от 30.05.2008 г. «Испытание тепловой изоляции и составление паспорта тепловой изоляции котла ТП-230 и турбины ПТ-25-90/13»; № 331/10-Н от 18.10.2010 г. "Проведение энергоаудита на ООО «Самараоргсинтез»; № 386/12 СамГТУ от 01.10.2012 г. «Испытание тепловой изоляции и составление паспорта тепловой изоляции котла ТГМ-84 ст. № 5 и турбины ПТ-60-130/13 ст. № 5 Новокуйбышевской ТЭЦ-2»; № 256/20 СамГТУ от 02.11.2020 г. на оказание услуг по подготовке экспертного заключения: «Отбор проб при определении концентраций взвешенных частиц (пыли) в выбросах энергетических котлов предприятий «Самарская ГРЭС», «Гольяттинская ТЭЦ», «Новокуйбышевская ТЭЦ-1».

Достоверность и обоснованность полученных результатов и выводов диссертационной работы обеспечиваются: применением методик исследования, основанных на фундаментальных законах технической термодинамики, гидрогазодинамики, теории тепломассообмена, математического моделирования и сертифицированного программного обеспечения; комплексным подходом и полнотой экспериментальных исследований; сходимостью результатов теоретических и экспериментальных исследований; экспериментальной проверкой предложенных технических решений в составе действующего оборудования ТЭС и длительным положительным опытом эксплуатации конденсационного теплоутилизатора на Ульяновской ТЭЦ-3, вакуумного струйно-барботажного горизонтального деаэратора типа ДВ на Самарской ТЭЦ, вакуумно-кавитационного деаэратора подпиточной воды тепловой сети на Центральной отопительной котельной Самарской ГРЭС; патентной чистотой разработанных технических решений.

Методология и методы исследований. В работе использованы методы вычислительной математики, теории тепло- и массообмена, технико-экономических расчетов в энергетике, натурный физический эксперимент, математико-статистические методы при обработке экспериментальных данных. Для автоматизации выполнения численных расчетов и построения графических зависимостей использовались пакеты прикладных программ Microsoft Excel, Q-Basic и Delphi. Финансово-экономический анализ инвестиционных проектов на базе новых технических решений производился с использованием программы "Альт-Инвест-Прим".

Положения, выносимые на защиту:

1. Обобщенные результаты экспериментальных и численных исследований процессов тепло- и массообмена продуктов сгорания в КТ поверхностного типа. Методики теплового расчета КТ и расчета экономической эффективности от внедрения КТ в котельных установках теплоэнергетических объектов.

2. Технологии предварительного подогрева дутьевого воздуха котла уходящими продуктами сгорания при их охлаждении ниже точки росы водяных паров в КТ поверхностного типа и путем использования в цикле ТЭС части теплоты конденсации отработавшего в турбине водяного пара.

3. Результаты численного исследования процесса теплообмена охлажденных ниже точки росы в КТ продуктов сгорания, движущихся в дымовой трубе с прижимной фу-

теровкой, направленные на создание оптимальных режимов работы газоотводящих труб. Способы подогрева охлажденных в КТ уходящих газов.

4. Способ совершенствования процесса непрерывной продувки барабанного котла и устройство для его реализации, обеспечивающие повышение надежности и экономичности работы котлоагрегата за счет поддержания требуемого качества котловой воды и обеспечения требуемого качества пара при минимальных затратах. Методику оценки потерь теплоносителя и теплоты с непрерывной продувкой барабанного котла.

5. Обобщенные результаты экспериментальных и численных исследований влияния коэффициента избытка воздуха в уходящих газах на КПД энергетических котлов тепловых электростанций.

6. Научно-технические решения по совершенствованию конструкции вакуумного струйно-барботажного деаэрата типа ДВ конструкции НПО ЦКТИ-СЗЭМ, обеспечивающие нормативную концентрацию кислорода в деаэрированной воде в широком диапазоне нагрузок деаэрата, в том числе превышающих номинальную.

7. Научно-технические решения по усовершенствованию конструкции вакуумно-кавитационного деаэрата подпиточной воды тепловой сети, работа которого основана на применении явления кавитации в движущемся потоке жидкости.

8. Способ совершенствования процесса деаэрации подпиточной воды посредством вакуумно-кавитационного деаэрата, путем изменения расхода перегретой воды, подаваемой через коническое сопло, в зависимости от скорости движения пароводяного потока в цилиндрическом участке сопла переменного поперечного сечения и концентрации растворенного кислорода в деаэрированной воде на выходе из деаэрата.

9. Схемы утилизации теплоты подогретого воздуха газоотводящих труб ТЭС с вентилируемым воздушным зазором. Результаты численного моделирования процессов теплообмена продуктов сгорания, движущихся в газоотводящей трубе с вентилируемым воздушным каналом, для различных условий работы, включая рециркуляцию воздуха в канале дымовой трубы.

10. Результаты научно-технического обоснования отвода уходящих газов котла-утилизатора ГТУ парогазовой ТЭС через вытяжную башню градирни с естественной вентиляцией воздуха, промежуточного перегрева водяного пара в зоне высоких температур двухконтурного котла-утилизатора ПГУ.

Личный вклад автора. Основные научные результаты диссертации, выносимые на защиту, получены автором лично. Постановка задач исследования и научная проблематика разрабатывались автором как самостоятельно, так и при участии д.т.н., профессора Кудинова А.А. Автор внес определяющий вклад в разработку новых научно-технических и технологических решений и методик расчета, математическое моделирование и написание программ расчета теплоэнергетического оборудования. Натурные испытания оборудования и обследования энергетических котлов проведены совместно с сотрудниками кафедры ТЭС СамГТУ (г. Самара) д.т.н. Кудиновым А.А., к.т.н. Калмыковым М.В., к.т.н. Обуховым Д.В. Обработка, анализ и обобщение результатов исследований, подготовка публикаций выполнены автором диссертации самостоятельно.

С соавторами согласовано представление изложенных в диссертации и выносимых на защиту результатов, полученных в совместных исследованиях.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались и обсуждались на следующих научно-технических конференциях и семинарах: научно-технических семинарах НИЛ «Теплоэнергетические системы и установки» (г. Ульяновск, УлГТУ, 2000–2002 г.г.); 3, 4, 5, 6, 7 Российских научно-технических конференциях «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности» (г. Ульяновск, УлГТУ, 2001, 2003, 2006, 2013, 2017 г.г.); X и XII Международных научно-технических конференциях «Со-

стояние и перспективы развития электротехнологии» (Бенардосовские чтения) (г. Иваново, ИГЭУ, 2001, 2005 г.г.); Национальной конференции по теплоэнергетике (г. Казань, 2006 г.); X–XXIII Международных научно-технических конференциях студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» (г. Москва, МЭИ, 2004–2017 г.г.); 5 и 6 Международных конференциях молодых ученых и студентов «Актуальные проблемы современной науки» (г. Самара, СамГТУ, 2004, 2005 г.г.); II, III и XIII Международных молодежных научных конференциях «Тинчуринские чтения» (г. Казань, КГЭУ, 2007, 2008, 2018 г.г.); IX Международном симпозиуме «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение в Республике Татарстан» (г. Казань, 2008 г.); V Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы и перспективы развития авиации, наземного транспорта и энергетики «АНТЭ-2009» (г. Казань, 2009 г.); Всероссийских научных конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» (г. Новосибирск, НГТУ, 2006, 2008, 2009, 2011–2016 г.г.); V, VI, XII Международных научно-технических конференциях «Современные научно-технические проблемы теплоэнергетики. Пути решения» (г. Саратов, 2008, 2011, 2014 г.г.); XIII, XIV, XV Международных научно-технических конференциях «Совершенствование энергетических систем и теплоэнергетических комплексов» (г. Саратов, 2016, 2018, 2020 г.г.); II, III, IV, V Всероссийских научно-практических конференциях «Энергетика и энергосбережение: теория и практика» (г. Кемерово, 2015, 2017, 2018, 2020 г.г.); на расширенном заседании кафедры «Тепловые электрические станции» МЭИ (г. Москва, 2019 г.).

Соответствие паспорту специальности. Диссертация является научно-квалификационной работой, соответствует паспорту специальности научных работников 05.14.14 – Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты: *в части формулы специальности* – «...работы по совершенствованию действующих и обоснованию новых типов и конструкций основного и вспомогательного оборудования тепловых электрических станций»; *в части области исследования* – пункту 1: «Разработка научных основ методов расчета, выбора и оптимизации параметров, ... , систем и тепловых электростанций в целом» – соответствуют разработанные научные основы математического моделирования тепло- и массообменных процессов в КТ поверхностного типа, методики расчетов конденсационных теплоутилизаторов и процесса теплообмена в газоотводящих трубах, экономического расчета потерь теплоносителя и теплоты с непрерывной продувкой барабанных котлов; пункту 2: «Исследование и математическое моделирование процессов, протекающих в агрегатах, системах и общем цикле тепловых электростанций» – соответствуют эксперимент, исследование и математическое моделирование процессов тепло- и массообмена в КТ поверхностного типа, процессов десорбции коррозионно-активных газов в деаэрационных установках ТЭС, математическое моделирование процессов теплообмена в дымовых трубах, в котлах-утилизаторах ГТУ, в градирне ПГУ, тепловые испытания энергетических котлов; пункту 4: «Разработка конструкций теплового и вспомогательного оборудования и компьютерных технологий их проектирования и диагностирования» – соответствуют запатентованные конструкции вакуумного струйно-барботажного горизонтального деаэратора типа ДВ и вакуумно-кавитационного деаэратора подпиточной воды тепловой сети, тепловые схемы котельных установок с охлаждением уходящих газов ниже точки росы водяных паров, схемы утилизации теплоты подогретого воздуха газоотводящих труб ТЭС с вентилируемым воздушным каналом, технологии отвода уходящих газов ГТУ парогазовой ТЭС через вытяжную башню градирни с естественной вентиляцией воздуха и промперегрева водяного пара в котле-утилизаторе.

Публикации. Основное содержание диссертации опубликовано в 120 печатных

работах, в том числе в 4 монографиях, 36 статьях в рецензируемых журналах по списку ВАК РФ (включая 6 статей в журнале «Электрические станции»), 12 статьях в изданиях, индексируемых в международных базах *Scopus* и *Web of Science*, 32 патентах на изобретения РФ, 5 учебных пособиях. Получено 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, восьми глав, представленных в трех частях, выводов, списка литературы из 417 наименований и 6 Приложений. Изложена на 449 страницах, из них основной текст – 368 страниц, список литературы – 42 страницы и Приложения – 39 страниц. Содержит 131 иллюстрацию и 67 таблиц.

2. СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы исследования, обозначены цель и основные задачи работы, указаны научная новизна, теоретическая и практическая значимость полученных в работе результатов, перечислены основные положения и результаты, выносимые автором на защиту, представлены сведения об апробации материалов научных исследований и личном вкладе автора, описана структура и дано краткое содержание диссертации.

В первой главе представлены обзор и анализ научных работ отечественных и зарубежных ученых в области повышения экономичности котельных установок и ТЭС за счет снижения потерь теплоты с уходящими газами, непрерывной продувкой барабанных котлов, десорбции растворенных газов из подпиточной воды тепловых сетей, теплоты конденсации отработавшего в турбине пара тепловых электростанций и совершенствования циклов паросиловых и парогазовых установок.

Анализ состояния проблемы в области энергосбережения в котельных установках показывает, что перспективным направлением является использование КТ, позволяющих охлаждать уходящие газы ниже точки росы и дополнительно использовать скрытую теплоту конденсации части содержащихся в газах водяных паров и конденсат водяных паров из продуктов сгорания. При этом снижаются содержание в уходящих газах и выбросы в окружающую среду водяного пара (H_2O) на 50–60%. Однако широкое внедрение установок для глубокого охлаждения уходящих газов сдерживается отсутствием теоретических разработок в области создания КТ поверхностного типа.

В числе основных задач эксплуатации котлоагрегатов стоит выработка пара требуемого качества, которое зависит от концентрации солей в котловой воде. Для поддержания заданной концентрации солей в котловой воде производят непрерывную продувку барабанных котлов. Продувка связана с затратами на подготовку добавочной воды.

На отечественных ТЭЦ для десорбции растворенных газов из подпиточной воды тепловых сетей открытого типа получили распространение вакуумные струйно-барботажные горизонтальные деаэраторы типа ДВ производительностью 400-1200 м³/ч конструкции НПО ЦКТИ-СЗЭМ. Следует отметить, что деаэраторы конструкции НПО ЦКТИ-СЗЭМ обладают пониженной эффективностью работы при повышенных нагрузках. Поэтому разработка мероприятий, направленных на снижение потерь теплоносителя и теплоты с непрерывной продувкой барабанных котлов, совершенствование конструкций вакуумных деаэраторов типа ДВ является актуальной задачей.

Развитие комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в предстоящие годы на базе паротурбинных ТЭС в настоящее время связывается с новыми направлениями на базе газотурбинных и парогазовых циклов. При этом наиболее перспективной с точки зрения экономичности и возможности практической реализации

является парогазовая установка бинарного типа, работающая по комбинированному циклу Брайтона–Ренкина.

На основании проведенного анализа научных работ сформулированы цель и задачи диссертационного исследования.

Во второй главе представлены результаты натурных испытаний конденсационного теплоутилизатора (КТ) поверхностного типа, смонтированного в газоходе за котлом ДЕ-10-14 ГМ ст. № 2 Ульяновской ТЭЦ-3 (рисунок 1). КТ выполнен на базе биметаллического калорифера КСк-4-11-02 ХЛЗ и предназначен для нагрева исходной воды перед подачей ее на химводоочистку.

Теплообменник смонтирован в существующем вертикальном газоходе диаметром 500 мм после водяного экономайзера по ходу потока газов и перед дымососом. Для изменения расхода продуктов сгорания через теплообменную поверхность калорифера смонтирован дополнительный (байпасный) газоход на расстоянии 3000 мм от центра основного вертикального газохода. Регулирование расхода газов, направляемых в имеющийся и дополнительный газоходы, осуществляется установленными на них регулирующими клапанами, приводимыми в действие исполнительными механизмами МЭО-250/25-0,25. Для проверки состояния рабочих трубок теплообменника на диффузорном участке газохода смонтирован люк диаметром 450 мм.



Рисунок 1 – Конденсационный теплоутилизатор за котлом ДЕ-10-14 ГМ Ульяновской ТЭЦ-3

На поворотном участке существующего (основного) газохода внизу смонтирован сосуд цилиндрической формы – конденсатосборник, высотой 400 мм. К конденсатосборнику присоединен трубопровод диаметром 32 мм для непрерывного отвода конденсата (обессоленной воды) в бак чистых стоков, расположенный на нулевой отметке котельного цеха.

Для измерения параметров работы установки по утилизации теплоты потока газов она была оснащена следующими приборами: 1. Стандартной диафрагмой для определения расхода исходной воды, подаваемой в КТ; 2. Ртутным термометром с ценой деления 0,1 °С для определения температуры нагретой в КТ воды; 3. Ртутными термометрами с ценой деления 0,1 °С для измерения температуры потоков газов в сечениях газоходов перед КТ, после него и перед дымососом.

Температура исходной воды, поступающей в поверхностный утилизатор, определялась по штатному прибору U 001, установленному на тепловом щите химводоочистки, а температура газового потока на входе в теплообменник – по штатному прибору 2К-6, установленному на ГРЦУ-1. Штатными приборами 2К-75 и 2К-67 определялись соответственно расход топлива на котел и расход вырабатываемого котлом пара. Переносным газоанализатором определялось

содержание оксидов азота в уходящих газах до охлаждения газов, т.е. перед теплоутилизатором, и на выходе из него. Для измерения количества обессоленной воды, выделившейся из газов, применялся мерный способ. Для определения возможности использования полученного из газов конденсата в цикле станции, в ходе испытаний КТ выполнялся химический анализ проб конденсата. Значение коэффициента избытка воздуха в уходящих газах перед теплообменником устанавливалось расчетным путем на основании показаний кислородомера 2К-76.

Произведена математическая обработка результатов исследования. Ряд результатов расчетов представлен на рисунках 2–5.

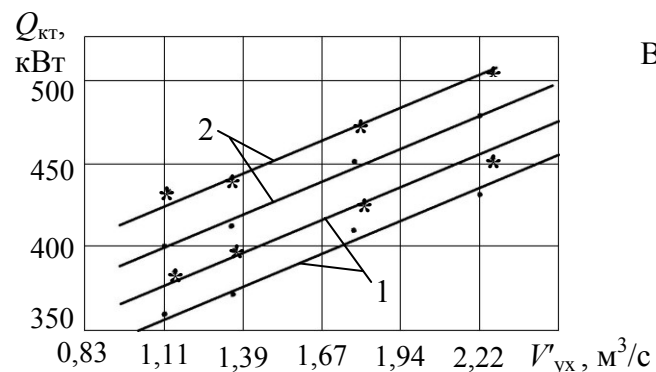


Рисунок 2 – Зависимость теплопроизводительности $Q_{КТ}$ от расхода газов $V'_{уx}$: 1 – выпар направлен в атмосферу; 2 – выпар направлен в утилизатор; ●●● – $D_к = 8$ т/ч; *** – $D_к = 10$ т/ч

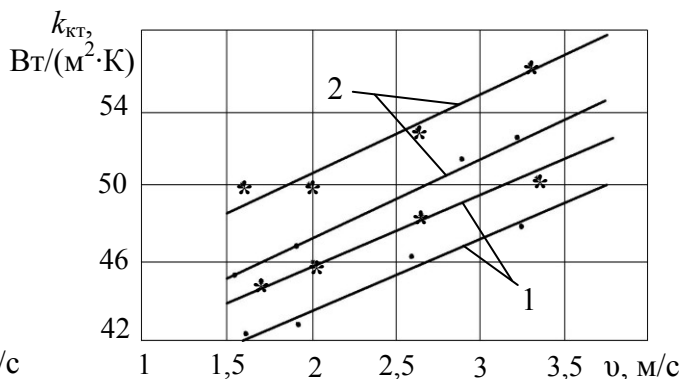


Рисунок 3 – Зависимость $k_{КТ}$ от скорости газов v : 1 – выпар направлен в атмосферу; 2 – выпар направлен в утилизатор; ●●● – $D_к = 8$ т/ч; *** – $D_к = 10$ т/ч

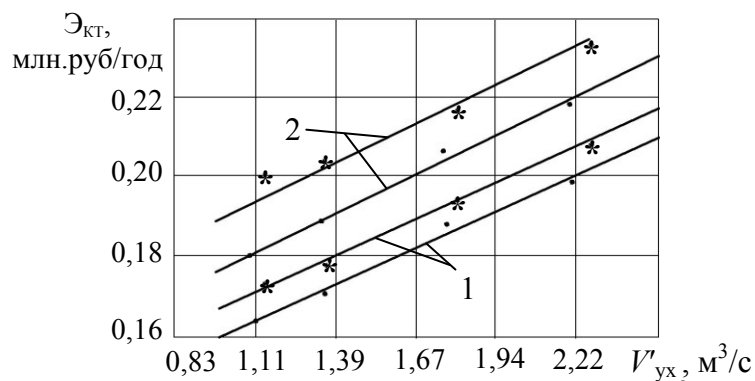


Рисунок 4 – Зависимость экономической эффективности $\mathcal{E}_{КТ}$ от расхода газов $V'_{уx}$: 1 – выпар направлен в атмосферу; 2 – выпар направлен в утилизатор; ●●● – $D_к = 8$ т/ч; *** – $D_к = 10$ т/ч

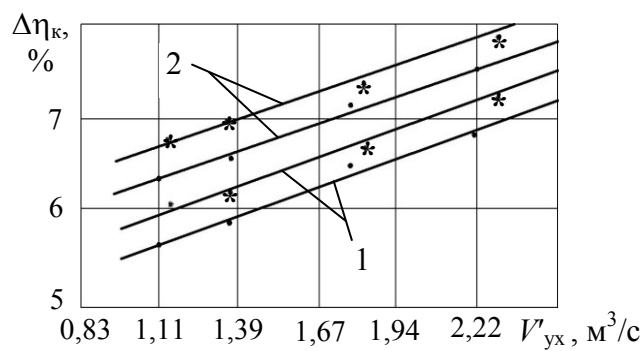


Рисунок 5 – Зависимость повышения к.и.т. котла $\Delta\eta_к$ от расхода газов $V'_{уx}$: 1 – выпар направлен в атмосферу; 2 – выпар направлен в утилизатор; ●●● – $D_к = 8$ т/ч; *** – $D_к = 10$ т/ч

Анализ результатов экспериментальных исследований и опыт эксплуатации КТ на Ульяновской ТЭЦ-3 позволяют установить следующие показатели работы: 1) на номинальной нагрузке котла ДЕ-10-14 ГМ теплопроизводительность КТ составляет 0,46–0,51 МВт, дополнительная экономия получена за счет использования в схеме котельной установки конденсата водяных паров из продуктов сгорания в количестве 420–460 кг/ч при температуре 42–45 °С и снижения потребляемой электродвигателем дымососа мощности на 0,563 кВт; 2) коэффициент теплопередачи КТ $k_{КТ}$ при скоростях газов 1,75–3,5 м/с составляет 44,85–50,82 Вт/(м²·К); 3) содержание оксидов азота в уходящих продуктах сгорания после КТ уменьшается на 27–29%; 4) суммарный экономический эффект от внедрения КТ и использования выпаров двух атмосферных деаэраторов ДСА-25 при номинальной производительности котла равен 1,323 млн.руб/год по ценам 2018 г. Срок окупаемости приведенных затрат составляет менее одного года.

Предложены способы подогрева охлажденных ниже точки росы в КТ уходящих газов котельной установки, позволяющие повысить производительность КТ и количество получаемого из газов конденсата водяных паров (патенты на изобретения РФ №№ 2181939, 2556478, 2565948, 2620611).

В третьей главе рассматриваются вопросы обобщения результатов экспериментальных исследований КТ поверхностного типа, изложены методики тепловых расчетов конденсационных теплоутилизаторов, представлена математическая модель и результаты численных исследований теплообмена охлажденных в КТ продуктов сгорания, движущихся в газоотводящей трубе с прижимной футеровкой.

Для установления вида критериального уравнения теплоотдачи использовался метод анализа размерностей.

$$\frac{\alpha D}{\lambda} = B \left(\frac{vD}{\mu/\rho} \right)^m \cdot \left(\frac{WD}{\mu} \right)^R \cdot \left(\frac{\mu/\rho}{\lambda/(c\rho)} \right)^n; \quad (1)$$

$$\text{Nu} = B \cdot \text{Re}^m \cdot \text{K}^R \cdot \text{Pr}^n, \quad (2)$$

где α – коэффициент теплоотдачи; D – геометрический параметр; v – скорость движения потока газов; ρ, μ, λ и c – плотность, вязкость, теплопроводность и теплоемкость продуктов сгорания соответственно; W – плотность орошения наружной поверхности теплообменника конденсатом водяных паров из продуктов сгорания; Nu – число Нуссельта; Re , K и Pr – критерий Рейнольдса, орошения и Прандтля соответственно.

Произведена математическая обработка опытных данных. Рассмотрен процесс теплоотдачи от газов к наружной поверхности теплообменника при условии конденсации водяных паров из продуктов сгорания (при охлаждении газов ниже точки росы).

Создана математическая модель, позволяющая рассчитывать поля температур продуктов сгорания t_{yx} , стенки дымовой трубы t_{ct} и точку росы t_p водяных паров в зависимости от доли δ байпасируемых неохлажденных газов и устанавливать оптимальную долю байпасируемых газов из условий надежной защиты газоотводящих труб от гидратной коррозии. Температура внутренней поверхности (стенки) дымовой трубы $t_{ct}^B(y)$ и точка росы рассчитываются по следующим формулам:

$$t_{ct}^B(y) = t_H + \left[\delta \frac{c'_{yx}}{c_{очн}} t'_{yx} + (1-\delta) \frac{c''_{yx}}{c_{очн}} t''_{yx} - t_H \right] \left(1 - \frac{k_l}{\alpha_B d_B} \right) \exp \left(- \frac{k_l \pi y}{G_{\Gamma} c_{\Gamma}} \right). \quad (3)$$

Здесь t_H – температура наружного воздуха; k_l – линейный коэффициент теплопередачи от газов через цилиндрическую стенку трубы в наружный воздух; α_B – коэффициент теплоотдачи от газов к внутренней поверхности трубы; индексы «'» и «''» означают параметры продуктов сгорания перед КТ и после него.

$$t_p = 37,1 \text{lg} \left[10^3 (\delta (0,13 + X_B \alpha_{yx}) / (\alpha_{yx} - 0,058) + (1-\delta) X''_{yx}) / (3,77 + 0,085 \alpha_{yx}) \right], \quad (4)$$

где X_B и X''_{yx} – влагосодержание дутьевого воздуха и газов после теплоутилизатора.

Разработана программа для ПЭВМ (алгоритмический язык Delphi), выполнены варианты расчеты для железобетонной дымовой трубы высотой 150 м, а также для кирпичных и металлических труб высотой соответственно 30, 60, и 32, 44,2 м. Результаты одного из расчетов для железобетонной (ж/б) дымовой трубы (для различных режимов работы КТ) представлены на рисунках 6, 7.

Выполнен анализ результатов расчетов, установлено: повышение температуры наружного воздуха t_n оказывает слабое влияние на изменение полей температур $t_r(y)$, $t_{ct}^B(y)$; использование КТ в 2,0–2,5 раза снижает температурный перепад и температурные напряжения в кладке, что повышает надежность и долговечность работы дымовой трубы; для кирпичных труб при $t_n = -30$ °С, $t'_{yx} = 150$ °С, $t''_{yx} = 40$ °С для $\Delta t = 10$ – 15 °С доля δ байпасируемых продуктов сгорания составляет 0,2–0,3; металлические газоотводящие трубы при $v_o \leq 7$ м/с и $t_n \leq -30$ °С эксплуатируются в условиях конденсации водяных паров на внутренних поверхностях при любых значениях δ ; абсолютное охлаждение газов в железобетонной дымовой трубе высотой 150 м составляет 3 °С и 1,2 °С соответственно при работе котлоагрегатов в обычных условиях и при установке КТ.

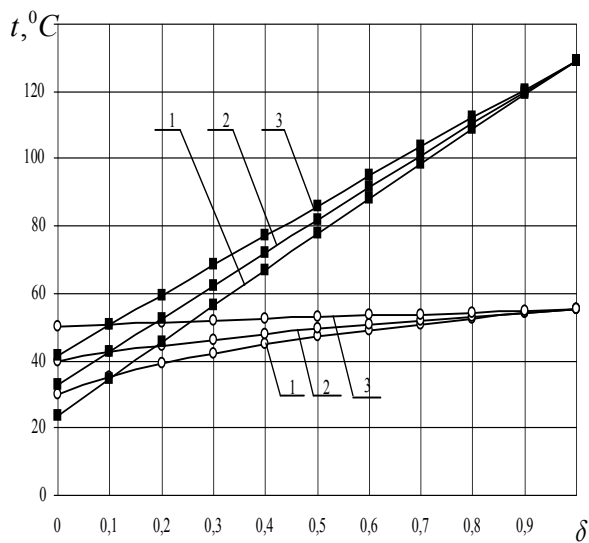


Рисунок 6 – Зависимость t_p и $t_{ct}^{ог}$ от δ для ж/б трубы при $v_o = 10$ м/с, $t'_{yx} = 150$ °С и $t_n = -30$ °С:

1 – $t''_{yx} = 30$ °С; 2 – $t''_{yx} = 40$ °С; 3 – $t''_{yx} = 50$ °С;

■ ■ ■ – стенка трубы, $H_{тр} = 150$ м;
○ ○ ○ – точка росы

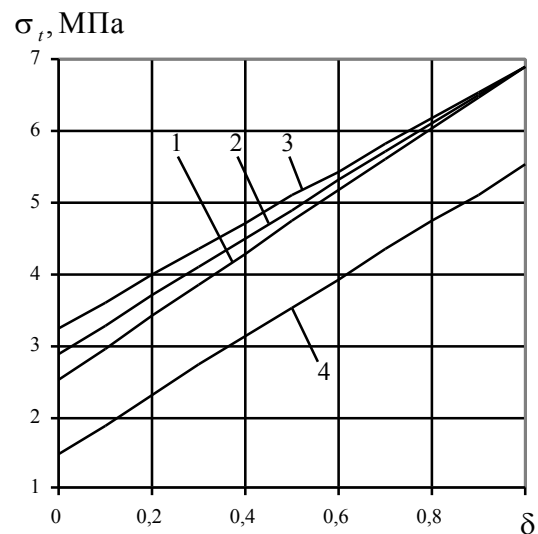


Рисунок 7 – Зависимость σ_t , МПа, от доли δ байпасируемых газов для железобетонной трубы: $H_{тр} = 150$ м; $v_o = 10$ м/с; $t'_{yx} = 150$ °С; $t_n = -30$ °С: 1 – $t''_{yx} = 30$ °С; 2 – $t''_{yx} = 40$ °С; 3 – $t''_{yx} = 50$ °С; 4 – $t''_{yx} = 40$ °С; $t_n = 0$ °С

В четвертой главе изложены научно-технические и технологические решения по использованию тепловых вторичных энергоресурсов в газифицированных котельных установках тепловых электростанций и систем теплоснабжения.

Выполнен анализ влияния влагосодержания дутьевого воздуха X_B , коэффициента избытка воздуха α_{yx} в уходящих газах на влагосодержание X'_{yx} продуктов сгорания, поступающих в теплоутилизатор, и температуры t''_{yx} отводимых из теплоутилизатора охлажденных продуктов сгорания на их влагосодержание X''_{yx} после КТ. Установлено, что основным путем повышения количества выделяющегося из продуктов сгорания природного газа конденсата водяных паров Δg_w является повышение влагосодержания поступающих в теплоутилизатор продуктов сгорания, например, за счет увлажнения дутьевого воздуха (повышения X_B). Показано, что увеличение X_B с 0,01 до 0,07 кг/кг с.в. позволяет повысить X'_{yx} с 0,115 до 0,178 кг/кг с.г. (при $\alpha_{yx} = 1,3$ и $t''_{yx} = 40$ °С), при этом Δg_w возрастает с 1,0282 до 1,9689 кг/м³ газа для $Q_H^p = 35684$ кДж/м³.

С целью энергоресурсосбережения и сокращения выбросов в окружающую среду разработана схема котельной установки, в которой производится подогрев дутьевого воздуха котла в контактном воздухоподогревателе, утилизируются теплота уходящих газов (физическая и конденсации водяных паров) в контактном теплообменнике с активной насадкой, выпары декарбонизатора и деаэрата, что позволяет значительно снизить расход подпиточной воды тепловой сети.

На рисунке 8 представлены зависимости расхода воды G_B , подогреваемой в КТ, и расхода конденсата G_K водяных паров, получаемого из продуктов сгорания природного газа в КТ, от расхода топлива B на котел при разных значениях доли δ байпасируемых газов. Результаты получены при $t''_{yx}=40\text{ }^\circ\text{C}$, $\alpha_{yx}=1,3$, $X_B=0,01\text{ кг/кг с.в.}$

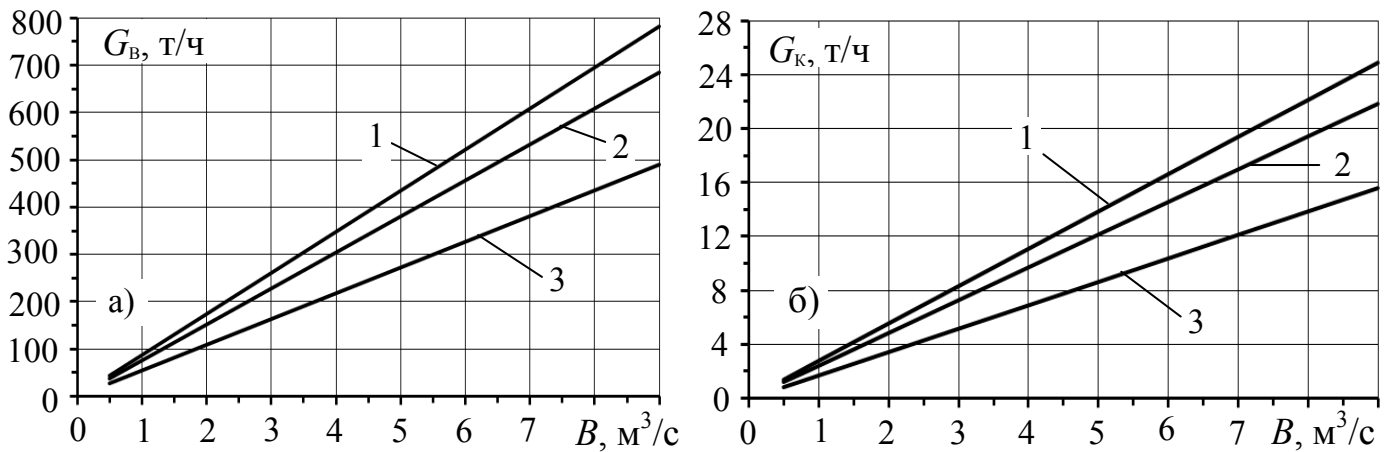


Рисунок 8 – Зависимость расхода подогреваемой в КТ воды (а), расхода конденсата водяных паров из газов (б) от расхода топлива на котел: 1 – $\delta=0,2$; 2 – $\delta=0,3$; 3 – $\delta=0,5$

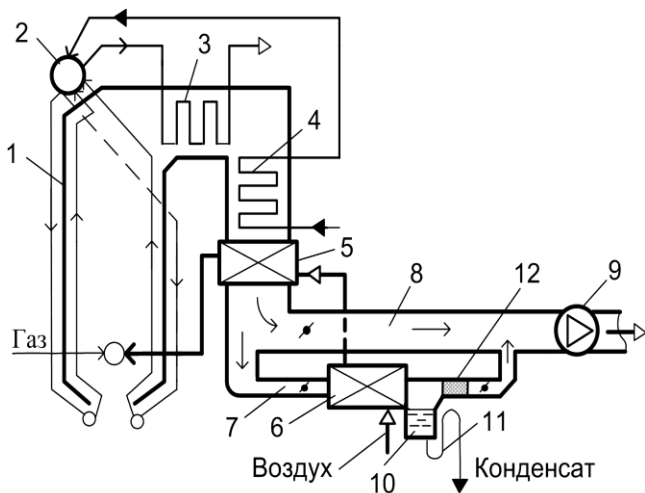


Рисунок 9 – Схема котельной установки: 1 – котел; 2 – барабан котла; 3 – пароперегреватель; 4 – водяной экономайзер; 5 – воздухоподогреватель; 6 – конденсационный теплообменник; 7 – дополнительный газоход; 8 – основной газоход; 9 – дымосос; 10 – сборник конденсата водяных паров; 11 – гидрозатвор; 12 – каплеуловитель

Предложены газифицированные котельные установки (патенты на изобретения РФ №№ 2620619, 2701285), в которых предварительный подогрев дутьевого воздуха котла производится уходящими газами с их охлаждением ниже точки росы водяных паров в поверхностном конденсационном теплообменнике (рисунок 9). Выполнены варианты расчетов КТ, установленного за паровым котлом БКЗ-420-140 НГМ (ряд результатов расчетов приведен в таблице 1 и на рисунке 10). Установлено, что при понижении температуры наружного воздуха t_n от $+10\text{ }^\circ\text{C}$ до $-30\text{ }^\circ\text{C}$ повышаются значения доли газов β , направляемых в КТ, от 7,6 до 24,4%, тепловой мощности КТ Q_T от 2,592 до 8,344 МВт, расхода конденсата G_K водяных паров из газов от 2,37 до 7,62 т/ч и коэффициента теплопередачи k от 18,53 до 36,25 Вт/($\text{m}^2\cdot\text{K}$). Экономическая эффективность за счет работы КТ за котлом БКЗ-420-140 НГМ Самарской ТЭЦ составляет

12,693 и 17,246 млн.руб/год соответственно при подогреве воздуха до $20\text{ }^\circ\text{C}$ и до $30\text{ }^\circ\text{C}$.

Таблица 1 – Результаты теплового расчета КТ для случая предварительного подогрева в нем дутьевого воздуха энергетического котла БКЗ-420-140 НГМ до 30 °С

$t_{\text{н}}, ^\circ\text{C}$	$\beta, \%$	$v_1, \text{м/с}$	$v_2, \text{м/с}$	$\alpha_1, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$	$\alpha_2, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$	$k, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$	$\Delta t_{\text{ср}}, ^\circ\text{C}$	$G_{\text{к}}, \text{т/ч}$	$Q_{\text{т}}, \text{МВт}$
-30	24,37	12,0	7,0	73,486	79,378	36,251	77,990	7,618	8,344
-20	19,94	9,82	7,13	62,524	79,5652	33,261	72,509	6,232	6,83
-10	15,67	7,72	7,26	51,359	80,301	28,192	66,691	4,896	5,365
0	11,55	5,69	7,38	39,004	80,4752	23,644	60,424	3,611	3,956
10	7,57	3,73	7,51	27,636	80,793	18,533	53,522	2,365	2,592

Примечание. Расчетные данные получены для площади поверхности нагрева теплообменника $F=2950 \text{ м}^2$. β – доля газов, направляемых в КТ; v_1 и v_2 – скорость движения уходящих газов и подогреваемого воздуха в теплообменнике соответственно.

$$\beta = \frac{10^5 V_{\text{вз}} \rho_{\text{вз}} c_{\text{вз}} (t_{\text{вз}}'' - t_{\text{н}})}{B V_{\text{Г}} [0,33(t'_{\text{yx}} - t''_{\text{yx}}) + 435(X'_{\text{yx}} - X''_{\text{yx}})/(0,6 + X'_{\text{yx}})] \cdot 1,163 \cdot 0,98} \quad (5)$$

Здесь B – расход газа на котел, $\text{м}^3/\text{ч}$; $V_{\text{Г}}$ – объем влажных продуктов сгорания газообразного топлива.

В 2004 г. было произведено обследование энергетических котлов среднего давления ст. №№ 1, 2 типа КО-III-200; ст. № 3 типа ТКП-3-200; ст. №№ 4, 5 типа KSG-140 Безымянской ТЭЦ (БТЭЦ) и энергетических котлов I и II очереди соответственно ст. №№ 1–4 типа ПК-19 и ст. №№ 5, 6 типа ТП-47 Саранской ТЭЦ-2.

Результаты обследований показали, что имеются превышения величины непрерывной продувки p котлов ст. №№ 1, 3, 4 БТЭЦ в среднем на 1,92% и котлов ст. №№ 2–6 Саранской ТЭЦ-2 – на 1,93%. Максимальное превышение p для котла ст. № 4 БТЭЦ составляет 5,19%, а для котла ст. № 5 Саранской ТЭЦ-2 – 3,5%. Повышение p одного котла паропроизводительностью 180–200 т/ч на 1% увеличивает расход добавочной воды цикла ТЭЦ с учетом работы расширителя непрерывной продувки на 1,26–1,4 т/ч или 5670–6300 т/год при наработке котла 4500 ч/год.

Для оценки влияния величины непрерывной продувки барабанных котлов на экономичность ТЭЦ разработана методика определения потерь теплоносителя и теплоты с непрерывной продувкой котлов. Произведена оценка влияния величины непрерывной продувки котлов на экономичность БТЭЦ и Саранской ТЭЦ-2.

Суточная потеря количества воды и ее теплоты с непрерывной продувкой паровых котлов в денежном выражении $\Pi_{\text{сут}}$, руб/сут, равна:

$$\Pi_{\text{сут}} = 24nDp(1-d_1)(1-d_2) \left(\frac{S_{\text{B}}}{100} + \frac{h_{\text{B2}} 10^{-6} S_{\text{T}}}{418,7} \right); \quad (6)$$

$$d = (h_{\text{пр}} \eta - h_{\text{в}}) / (xr). \quad (7)$$

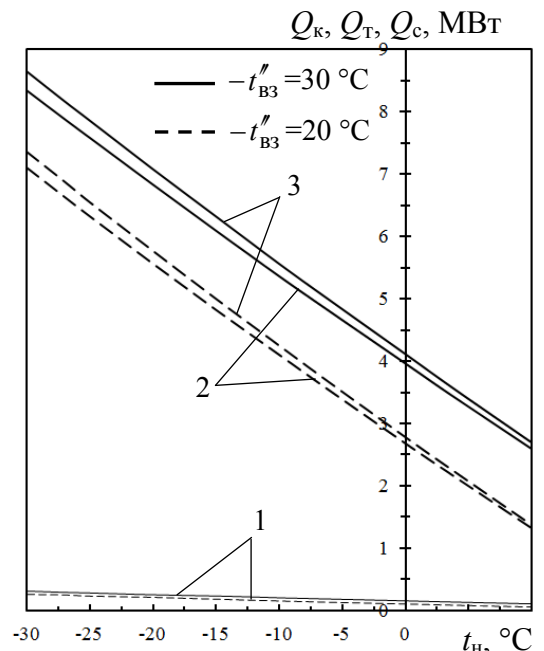


Рисунок 10 – Зависимости расхода теплоты конденсата водяных паров $Q_{\text{к}}$ (1), тепловой мощности КТ $Q_{\text{т}}$ (2) и суммарного количества утилизируемой теплоты $Q_{\text{с}}$ (3) от $t_{\text{н}}$

Здесь n – количество котлов; D – паропроизводительность котла, кг/ч; S_B – себестоимость химочищенной воды, руб/кг; S_T – себестоимость тепловой энергии, руб/Гкал; d_1 и d_2 – количество пара, образующегося из 1 кг кипящей воды в расширителе непрерывной продувки (РНП) первой и второй ступени, кг/кг; $h_{пр}$ и h_B – энтальпия воды при давлении в барабане котла и в РНП, кДж/кг; η – коэффициент, учитывающий потери теплоты через трубы и РНП; x – степень сухости пара, получаемого в РНП; r – теплота парообразования при давлении в РНП, кДж/кг.

Установлено, что при $p_{норм}=5\%$ потеря с непрерывной продувкой котлов БТЭЦ составляет 32,1 тыс.руб/сут, при этом превышение $p_{норм}$, например, на 0,5% приводит к дополнительной потере 4 тыс.руб/сут. Разработаны рекомендации по снижению потерь с непрерывной продувкой котлов среднего давления БТЭЦ.

Получена формула для расчета величины ε , %, отношения годовой потери с непрерывной продувкой котлов к стоимости сожженного в них за год топлива.

$$\varepsilon = \frac{Dp}{10BC_{топл}} (1-d_1)(1-d_2) \left(\frac{S_B}{100} + \frac{h_{B2}10^{-6} S_T}{418,7} \right), \quad (8)$$

где B – расход топлива на котел, м³/ч; $C_{топл}$ – стоимость топлива, тыс.руб/м³.

Установлено, что для энергетических котлов I и II очереди Саранской ТЭЦ-2 при $p_{норм}$ значение ε составляет соответственно 1,6% и 1,55% (рисунок 11).

Произведена оценка влияния величины непрерывной продувки p на экономичность паровых котлов различного давления (рисунок 12). Установлено, что для котлов одинаковой паропроизводительности и при одном и том же значении p потеря теплоты с концентратом и химочищенной воды будет тем больше, чем ниже давление в барабане котла.

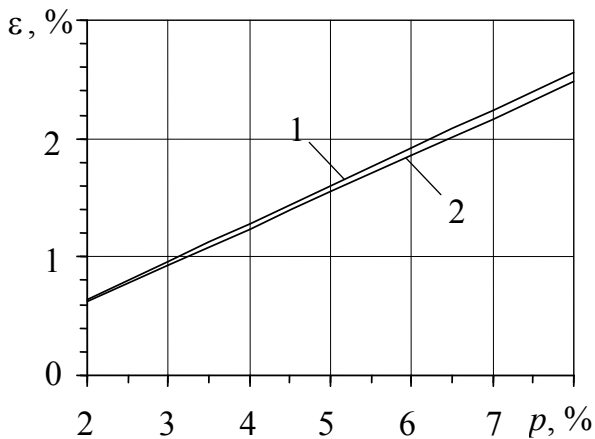


Рисунок 11 – Графики зависимости ε для котлов I очереди (1) и котлов II очереди (2) от величины непрерывной продувки p

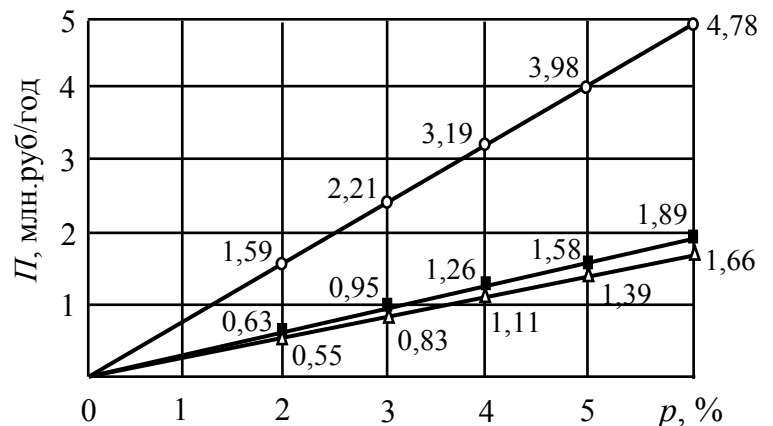


Рисунок 12 – Зависимость суммарной потери Π воды и теплоты от значения непрерывной продувки p :
 ○ – для котла Е-120/100 ГМ; ■ – для котла ДКВР-35-13-250; ▲ – для котла Е-35/40

Разработаны способы совершенствования процесса непрерывной продувки котловой воды (патенты на изобретения РФ №№ 2214558, 2214559) и устройства для их реализации (патенты на изобретения РФ № 2214556, 2214557).

Представлены результаты теплового расчета КТ для подогрева исходной воды перед подачей ее на ВПУ за котлом БКЗ-420-140 НГМ и оценки экономической эффективности варианта расширения Самарской ТЭЦ котлом БКЗ-420-140 НГМ и устанавливаемым за ним КТ поверхностного типа с использованием программы «Альт-Инвест-Прим». Установлено, что простой срок окупаемости капитальных вложений составляет 4,9 года, дисконтированный срок окупаемости – 5,9 года (при индексе дисконтирования

$E=10\%$). Чистый дисконтированный доход (ЧДД) составляет 1230311 тыс.руб, рентабельность инвестиций 66,3%, внутренняя норма прибыли 26,2%.

Результаты теплового расчета КТ и расчета экономической эффективности при доле байпасирования $\delta=0,2; 0,3$ и $0,5$ обобщены для котлов разной тепловой мощности. Результаты расчетов при $\delta=0,5$ представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты теплового расчета КТ при наработке котла 5000 ч/год и $\delta=0,5$

$B, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{КТ}}, \text{ МВт}$	$G_{\text{В}}, \text{ т/ч}$	$G_{\text{К}}, \text{ т/ч}$	$Q_{\text{К}}, \text{ МВт}$	$Q_{\text{С}}, \text{ МВт}$	$\mathcal{E}_{\text{Т}}^{\text{ГОД}}$	$\mathcal{E}_{\text{Х.В}}^{\text{ГОД}}$	$\mathcal{E}_{\text{КТ}}^{\text{ГОД}}$
						млн.руб/год		
$\delta=0,5$								
0,5	0,96769	27,181	0,864	0,0352	1,00289	2,62455	0,13825	2,7628
1	1,93539	54,362	1,728	0,0704	2,00579	5,2491	0,2765	5,5256
3	5,80617	163,085	5,184	0,21119	6,01736	15,7473	0,82945	16,57675
5	9,67695	271,809	8,64	0,35199	10,02894	26,24555	1,3824	27,62795
7	13,54773	380,532	12,132	0,49425	14,04198	36,7476	1,9411	38,6887
8	15,48312	434,894	13,86	0,56465	16,04777	41,9967	2,2176	44,2143
9	17,4185	489,256	15,588	0,63505	18,05355	47,2458	2,4941	49,7399

Примечание. Здесь $\mathcal{E}_{\text{Т}}^{\text{ГОД}}$, $\mathcal{E}_{\text{Х.В}}^{\text{ГОД}}$ – стоимость сэкономленной тепловой энергии и химочищенной воды.

В пятой главе представлены результаты выполненных в 2004 г. обследований энергетических котлов Безымянской ТЭЦ (БТЭЦ) и Саранской ТЭЦ-2 при работе на природном газе. Проанализирована работа 12 котлов паропроизводительностью от 100 до 500 т/ч.

Произведены исследования влияния коэффициента избытка воздуха α_{yx} на КПД энергетических котлов БТЭЦ и Саранской ТЭЦ-2. Выполнен анализ численных расчетов зависимостей $\eta_{\text{к}}=f(\alpha_{\text{yx}})$ (ряд результатов вариантных расчетов представлен на рисунке 13). Установлена следующая зависимость $\eta_{\text{к}}$ от α_{yx} (при $t_{\text{х.в}}=+30$ °С) при разных паропроизводительностях котла: с увеличением α_{yx} от 1,2 до 1,5 значение $\eta_{\text{к}}$ уменьшается в среднем от 93,3 до 92% (на 1,3%) при $D_{\text{пе}}=100-150$ т/ч; от 94,2 до 93,1% (на 1,1%) при $D_{\text{пе}}=200-230$ т/ч; от 94,1 до 93,1% (на 1%) при $D_{\text{пе}}=500$ т/ч, то есть при увеличении паропроизводительности котла влияние α_{yx} на $\eta_{\text{к}}$ уменьшается. Общая потеря топлива в денежном выражении в 2003 г. за счет снижения КПД шести котлов БТЭЦ составила 1,287 млн.руб/год; шести котлов Саранской ТЭЦ-2 – 3,0042 млн.руб/год.

В 2011 г. выполнено первичное энергетическое обследование оборудования ООО «Самараоргсинтез». На предприятии в котлах вырабатывается перегретый водяной пар двух параметров $p=21$ кгс/см², $t=310$ °С и $p=12$ кгс/см², $t=240$ °С. В технологических аппаратах используется пар давлением 21, 16, 12 и 6 кгс/см². Потери воды и пара в цикле котельной установки и аппаратах потребителей восполняются обессоленной водой, ко-

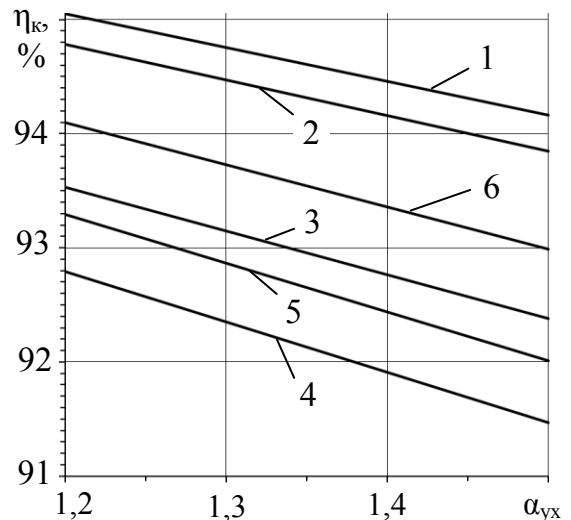


Рисунок 13 – Зависимость КПД $\eta_{\text{к}}$ котла БТЭЦ от α_{yx} : 1 – котёл КО-III-200 ст. № 1; 2 – ТКП-3-200 ст. № 3; 3, 4 – KSG-140 ($D_{\text{пе}}=100$ т/ч) ст. №№ 3, 4, 5 соответственно; 5 – ТП-230-2 ст. № 7; 6 – БКЗ-220-100 ($D_{\text{пе}}=220$ т/ч) ст. № 9

торая готовится на Новокуйбышевской ТЭЦ-2, то есть тепловая схема котельной связана с ТЭЦ. Для снижения давления водяного пара у потребителей установлены семь редуцирующих установок (РУ). Рассчитаны потери энергии при дросселировании водяного пара в РУ и даны рекомендации по их сокращению. Разработаны рекомендации по совершенствованию работы оборудования системы парового теплоснабжения ООО «Самараоргсинтез», при внедрении которых экономия составит 4 млн. 544 тыс.руб/год.

В шестой главе изложены научно-технические решения по совершенствованию вакуумного струйно-барботажного горизонтального деаэрата типа ДВ конструкции НПО ЦКТИ-СЗЭМ и вакуумно-кавитационного деаэрата, разработанного кафедрой ТЭС СамГТУ.

В 2008 г. было проведено обследование вакуумных деаэраторов Самарской ТЭЦ и установлено, что деаэраторы устойчиво работают в диапазоне нагрузок от 40 до 70% от номинальных. Возникла необходимость в проведении их реконструкции с целью повышения производительности и соблюдения нормативных требований по качеству деаэрированной воды. Для проведения реконструкции выполнен конструктивный тепловой расчет деаэрата ДВ-800 для двух вариантов его работы: 1) расход деаэрируемой химочищенной воды (ХОВ) равен 800 т/ч; 2) расход деаэрируемой ХОВ равен 1100 т/ч. Предложены и выполнены изменения в конструкции деаэрата по патенту на изобретение РФ № 2558109 (реконструкции подвергся ДВ-800 ст. № 5) (рисунок 14).

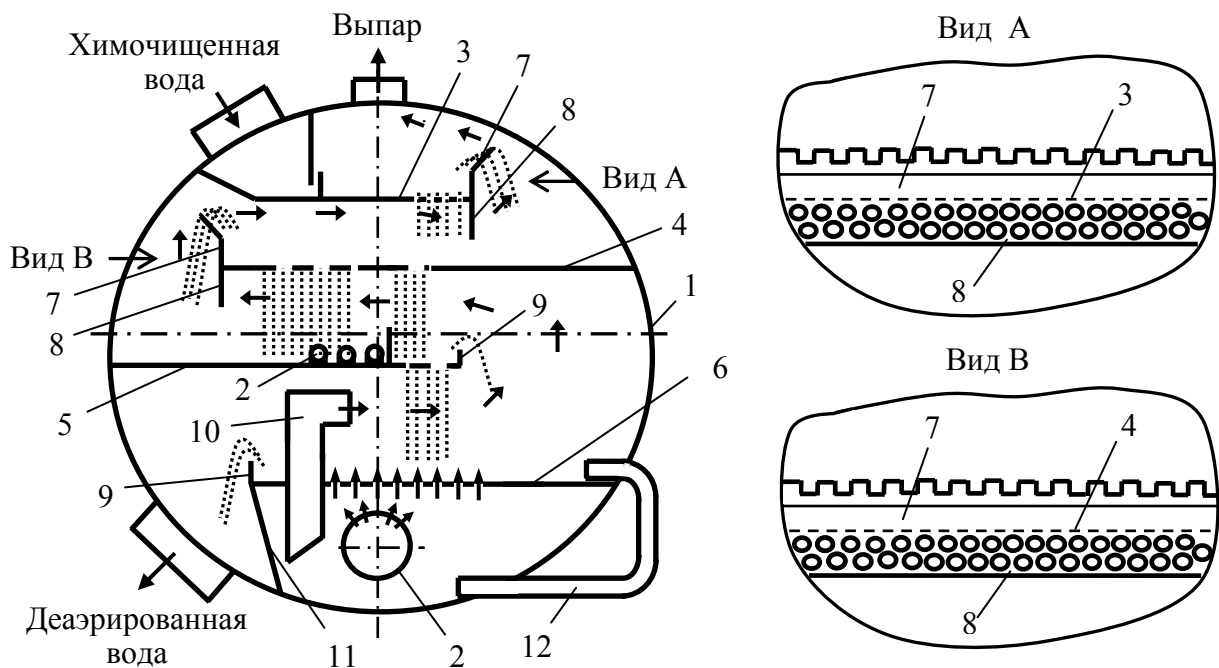


Рисунок 14 – Схема деаэрата ДВ-800 после реконструкции:

1 – корпус; 2, 12 – трубопровод подвода и перелива греющей воды; 3, 4 – первая и вторая струйные тарелки; 5 – перепускная тарелка; 6 – барботажный лист; 7 – гребенчатый переливной порог; 8 – перфорированный пароотводящий лист; 9 – переливной порог; 10 – корб перепуска греющего пара; 11 – перегородка

В ноябре 2008 г. были произведены натурные тепловые испытания деаэрата ДВ-800 ст. № 5 Самарской ТЭЦ после проведения реконструкции. Установлено, что деаэратор после реконструкции работает в диапазоне нагрузок 300-1100 т/ч, при этом концентрация O_2 в деаэрированной воде не превышает нормированное значение (50 мкг/дм^3).

На Центральной отопительной котельной (ЦОК) Самарской ГРЭС дегазация подпиточной воды тепловой сети открытого типа производится посредством вакуумно-

кавитационных деаэраторов (рисунок 15). Для интенсификации процессов турбулизации и массообмена в потоке и повышения интенсивности процесса десорбции газов из воды усовершенствована конструкция вакуумно-кавитационного деаэратора за счет дополнительной установки в паровом пространстве корпуса деаэратора напротив каждого кавитационно-разгонного устройства (КРУ) отражательного экрана и конического сопла на входе в конфузорный участок КРУ для дополнительного подвода перегретой воды (патенты на изобретения РФ №№ 2476767, 2321545).

Для повышения эффективности деаэрации воды в вакуумно-кавитационном деаэраторе на переменных режимах его работы предложено между диффузорным участком КРУ и корпусом деаэратора установить ступенчатую камеру Эйфеля (патент на изобретение РФ № 2488741) (см. рисунок 16) и осуществлять регулирование расхода подаваемой через коническое сопло перегретой воды (патент РФ № 2450976).

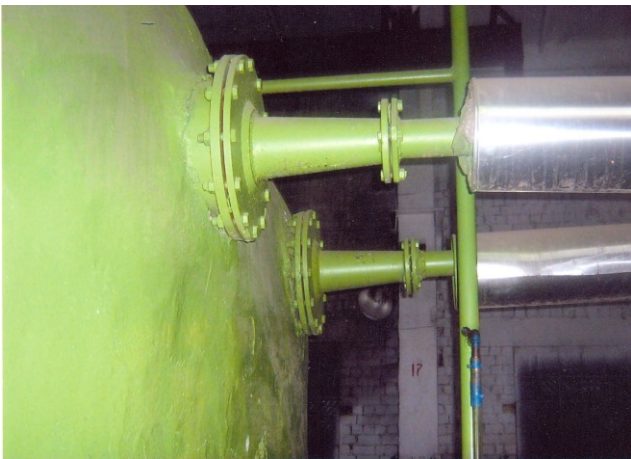


Рисунок 15 – Вакуумно-кавитационный деаэратор ЦОК Самарской ГРЭС

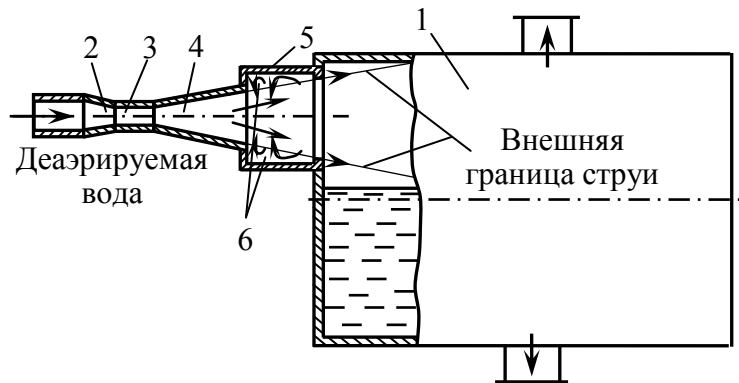


Рисунок 16 – Схема вакуумно-кавитационного деаэратора: 1 – корпус; 2, 3, 4 – конфузорный, цилиндрический и диффузорный участки КРУ; 5 – камера Эйфеля; 6 – область пониженного давления

В 2009 г. было проведено обследование вакуумно-кавитационных деаэраторов, результаты которого представлены в таблице 3. Установлено, что средние значения концентраций O_2 в деаэрированной воде составляют: 5,9; 5,0; 29,7; 11,75 мкг/дм³ соответственно для деаэратора ст. № 1, 2, 3, 4.

Таблица 3 – Концентрации O_2 , мкг/дм³, и CO_2 , мкг/дм³, в деаэрированной воде

Номер деаэратора	Ст. № 1		Ст. № 2		Ст. № 3		Ст. № 4	
	O_2	CO_2	O_2	CO_2	O_2	CO_2	O_2	CO_2
Дата обследования								
21.10.2009 г.	7,0	0,0	4,5	0,0	36,5	0,0	17,0	0,0
28.10.2009 г.	2,0	0,0	2,0	0,0	-	0,0	11,5	0,0
11.11.2009 г.	5,0	0,0	8,0	0,0	23,0	0,0	13,0	0,0
17.11.2009 г.	9,5	0,0	5,5	0,0	29,5	0,0	5,5	0,0

В седьмой главе рассматриваются схемы утилизации теплоты подогретого воздуха газоотводящих труб ТЭС с вентилируемым воздушным зазором (патенты на изобретения РФ №№ 2254428, 2257513, 2299377, 2303198). Предложено выходящий из воздушного канала дымовой трубы подогретый воздух направлять в короб подвода воздуха к калориферу, то есть осуществлять его рециркуляцию, или направлять в котельный агрегат для горения топлива (рисунок 17). Результаты расчетов показали, что экономия составляет 5 млн. 297 тыс.руб/год.

Проведено численное моделирование процессов теплообмена продуктов сгорания, движущихся в газоотводящей трубе с вентилируемым воздушным каналом, для раз-

личных условий работы, включая рециркуляцию воздуха в канале. Тепловой расчёт дымовой трубы с вентилируемым воздушным каналом (рисунок 18) производился методом итераций последовательно по зонам высотой 5–10 м сверху вниз. Физические параметры, зависящие от температуры, для воздуха и дымовых газов в пределах каждой зоны принимались постоянными.

Математическая постановка задачи имеет вид:

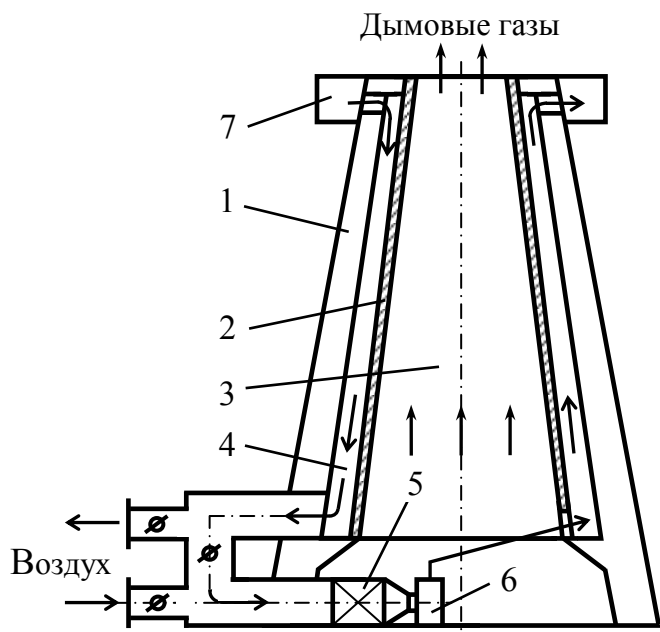


Рисунок 17 – Дымовая труба с воздушным каналом: 1 – железобетонный ствол; 2 – футеровка; 3, 4 – газоотводящий и воздушный каналы; 5 – калорифер; 6 – вентилятор; 7 – кольцевой короб

$$\left. \begin{aligned} Q_2 &= Q_{2k} + Q_4; Q_{2k} = Q_3 + Q_{3k}; \\ Q'_2 &= Q'_{2k} + Q'_4; Q'_{2k} = Q'_3 + Q'_{3k}; \\ Q_5 &= Q_4 + Q_{3k}; Q'_5 = Q'_4 + Q'_{3k}, \end{aligned} \right\} (9)$$

где Q_1, Q'_1 – тепловой поток от газов к футеровке; Q_2, Q'_2 – тепловой поток через футеровку; Q_{2k}, Q'_{2k} – тепловой поток от внутренней стенки воздушного канала (футеровки) к воздуху; Q_3, Q'_3 – теплота, затраченная на нагрев воздуха; Q_{3k}, Q'_{3k} – тепловой поток от воздуха к наружной стенке воздушного канала (бетону); Q_4, Q'_4 – тепловой поток от внутренней стенки воздушного канала (футеровки) к наружной стенке воздушного канала (бетону); Q_5, Q'_5 – тепловой поток через бетон, Вт.

Подставляя $t_{2,ср.}, t_{в,ср.}, t'_{в,ср.}, \alpha_{2л}, \alpha'_{2л}$ (см. рисунок 18) в (9), получим систему уравнений в развёрнутом виде (10). Система уравнений (10) нелинейная (имеются искомые величины $\tau_2, \tau_3, \tau'_2, \tau'_3$ в 4-ой степени), содержит шесть уравнений с семью неизвестными $t_{2,x+1}, t_{в,x+1}, \tau_2, \tau_3, t'_{в,x+1}, \tau'_2, \tau'_3$. Для решения нелинейной системы уравнений (10) использовался метод Ньютона, температура газов $t_{2,x+1}$ в конце расчётной зоны задавалась, с последующей проверкой. Точность вычислений температур теплоносителей и стенок железобетонного ствола трубы и футеровки принималась равной 0,01 °С.

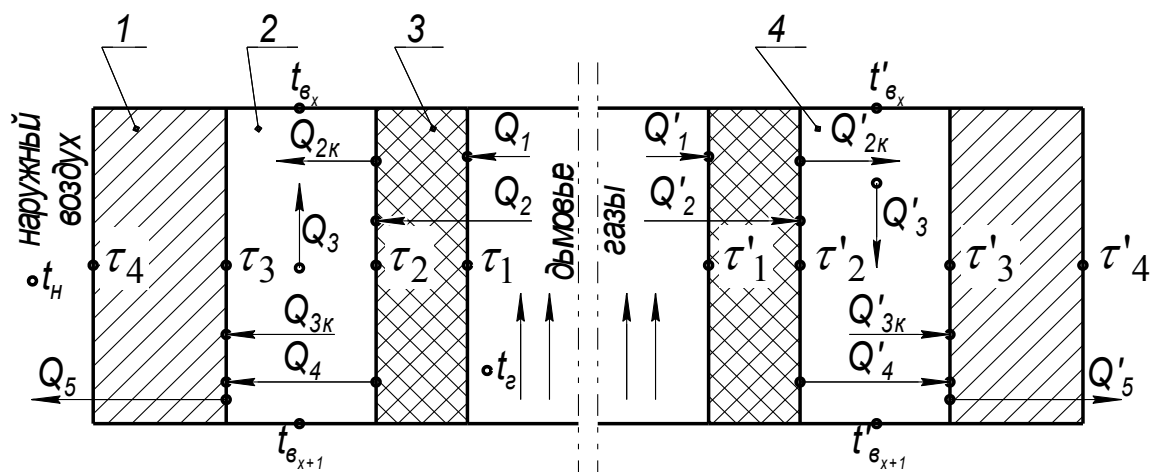


Рисунок 18 – Схема теплообмена в дымовой трубе с воздушным каналом: 1 – железобетонный ствол; 2 – воздушный канал I; 3 – футеровка; 4 – воздушный канал II

$$\left. \begin{aligned}
k_1 \cdot \left(\frac{t_{2x} + t_{2x+1}}{2} - \tau_2 \right) \cdot \frac{F_1}{2} &= \alpha_{2k} \cdot \left(\tau_2 - \frac{t_{\theta x} + t_{\theta x+1}}{2} \right) \cdot \frac{F_2}{2} + A_{л} \left[\left(\frac{273 + \tau_2}{100} \right)^4 - \left(\frac{273 + \tau_3}{100} \right)^4 \right] \cdot \frac{F_2}{2} \\
\alpha_{2k} \cdot \left(\tau_2 - \frac{t_{\theta x} + t_{\theta x+1}}{2} \right) \cdot \frac{F_2}{2} &= G_{\theta} \cdot c_p \cdot (t_{\theta x} - t_{\theta x+1}) + \alpha_{3k} \cdot \left(\frac{t_{\theta x} + t_{\theta x+1}}{2} - \tau_3 \right) \cdot \frac{F_3}{2} \\
k_2 \cdot (\tau_3 - t_H) \cdot \frac{F_4}{2} &= A_{л} \left[\left(\frac{273 + \tau_2}{100} \right)^4 - \left(\frac{273 + \tau_3}{100} \right)^4 \right] \cdot \frac{F_2}{2} + \alpha_{3k} \cdot \left(\frac{t_{\theta x} + t_{\theta x+1}}{2} - \tau_3 \right) \cdot \frac{F_3}{2} \\
k_1 \cdot \left(\frac{t'_{2x} + t'_{2x+1}}{2} - \tau'_2 \right) \cdot \frac{F_1}{2} &= \alpha'_{2k} \cdot \left(\tau'_2 - \frac{t'_{\theta x} + t'_{\theta x+1}}{2} \right) \cdot \frac{F_2}{2} + A_{л} \left[\left(\frac{273 + \tau'_2}{100} \right)^4 - \left(\frac{273 + \tau'_3}{100} \right)^4 \right] \cdot \frac{F_2}{2} \\
\alpha'_{2k} \cdot \left(\tau'_2 - \frac{t'_{\theta x} + t'_{\theta x+1}}{2} \right) \cdot \frac{F_2}{2} &= G_{\theta} \cdot c'_p \cdot (t'_{\theta x+1} - t'_{\theta x}) + \alpha'_{3k} \cdot \left(\frac{t'_{\theta x} + t'_{\theta x+1}}{2} - \tau'_3 \right) \cdot \frac{F_3}{2} \\
k_2 \cdot (\tau'_3 - t_H) \cdot \frac{F_4}{2} &= A_{л} \left[\left(\frac{273 + \tau'_2}{100} \right)^4 - \left(\frac{273 + \tau'_3}{100} \right)^4 \right] \cdot \frac{F_2}{2} + \alpha'_{3k} \cdot \left(\frac{t'_{\theta x} + t'_{\theta x+1}}{2} - \tau'_3 \right) \cdot \frac{F_3}{2},
\end{aligned} \right\} (10)$$

где k_1, k_2 – неполные коэффициенты теплопередачи; $\alpha_{2k}, \alpha'_{2k}$ – коэффициенты теплоотдачи конвекцией от внутренней стенки (футеровки) воздушного канала I и II к воздуху; $\alpha_{2л}, \alpha'_{2л}$ – коэффициент теплоотдачи излучением от футеровки канала I и II к наружной стенке (бетону) воздушного канала I и II; $\alpha_{3k}, \alpha'_{3k}$ – коэффициент теплоотдачи конвекцией от воздуха к бетону канала I и II, Вт/(м²·К); $t_{2,ср}$ – средняя температура газов в расчётной зоне, °С; $t_{\theta x+1}, t_{\theta x}$ – температура воздуха соответственно на входе и на выходе из расчётной зоны воздушного канала I; $t'_{\theta x}, t'_{\theta x+1}$ – то же для воздушного канала II; $t_{\theta,ср}, t'_{\theta,ср}$ – средняя температура воздуха в расчётной зоне воздушного канала I и II; τ_2, τ_3 – температура соответственно поверхности футеровки и бетона со стороны воздушного канала I; τ'_2, τ'_3 – то же со стороны воздушного канала II, °С; F_1, F_2, F_3, F_4 – соответственно площадь внутренней и наружной поверхности футерованной стенки и внутренней и наружной поверхности бетонной стенки дымовой трубы, м²; G_{θ} – расход воздуха в воздушном канале, кг/с; c_p, c'_p – теплоёмкости воздуха в воздушном канале I и II, Дж/(кг·К).

На рисунке 19 представлены графики температур вентилируемого воздуха по высоте (240 м) дымовой трубы Самарской ТЭЦ для случаев, когда воздух из канала трубы направляется в котельный агрегат для горения топлива и рециркуляции воздуха в канале.

Расчет произведен по разработанной программе на ПЭВМ для трех вариантов:

- 1) $t_{нар.воз.} = -27$ °С; температура подогрева воздуха в калорифере $t_{во} = 70$ °С; расход газов $G_{газов/мах} = 900$ м³/с; температура газов $t_{газов/мах} = 180$ °С; расход воздуха $G_{возд} = 7,5$ м³/с;
- 2) $t_{нар.воз.} = -6,1$ °С; $t_{во} = 56$ °С; $G_{газов/ном} = 700$ м³/с; $t_{газов/ном} = 170$ °С; $G_{возд} = 7,5$ м³/с;
- 3) $t_{нар.воз.} = 28$ °С; $t_{во} = 35$ °С; $G_{газов/мин} = 400$ м³/с; $t_{газов/мин} = 135$ °С; $G_{возд} = 7,5$ м³/с.

Анализ результатов расчетов показывает, что летом и в осенне-весенний период при движении в канале дымовой трубы нагретый в калорифере воздух дополнительно подогревается за счет передачи теплоты от газов через футеровку к воздуху, а зимой охлаждается вследствие более интенсивной передачи теплоты от воздуха, движущегося в канале, через железобетонный ствол к наружному воздуху. В стационарном режиме

подогрев воздуха при движении в канале осуществляется с 35-55 °С до 72-74 °С в зависимости от режима работы дымовой трубы, причем наибольший подогрев происходит в летний период работы трубы, когда расчетная температура наружного воздуха равна +28 °С (рисунок 19, а). Для случая, когда осуществляется рециркуляция воздуха в канале трубы (рисунок 19, б), после установления стационарного режима, подогрев воздуха в калорифере не требуется, так как его температура изменяется от 59-72 °С до 64-74 °С соответственно в оголовке и в основании дымовой трубы. Эти значения температур превышают значение минимально допустимой температуры подогрева воздуха, равной 30-35 °С, по условию надежной работы дымовой трубы.

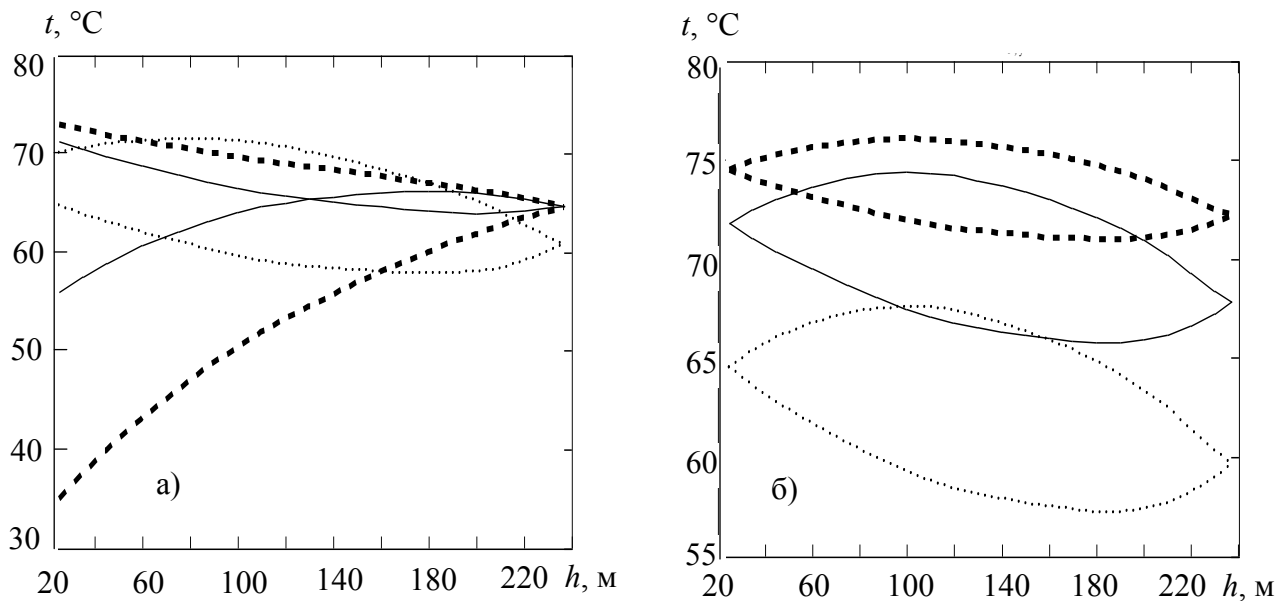


Рисунок 19 – Изменение температуры воздуха по высоте дымовой трубы: а) воздух из канала направляется в котельный агрегат; б) осуществляется рециркуляция воздуха в канале; – вариант 1; ——— – вариант 2; - - - - - вариант 3

В восьмой главе излагаются научно-технические решения по использованию вторичных энергоресурсов на ТЭС за счет регенерации теплоты отработавшего в цикле установки рабочего тела, отвода уходящих газов котла-утилизатора ГТУ в атмосферу через вытяжную башню градирни с естественной вентиляцией воздуха (патент на изобретение РФ № 2453712) и промежуточного перегрева водяного пара парогазовой ТЭС.

Для повышения экономичности ТЭС предлагается часть теплоты конденсации отработавшего в турбине пара использовать для предварительного подогрева дутьевого воздуха котла, то есть осуществлять регенеративный подогрев дутьевого воздуха теплотой отработавшего в турбине пара. Повышение экономичности цикла Ренкина паросиловой установки в этом случае достигается за счет снижения потерь теплоты в холодном источнике. При этом водяной пар совершает работу во всей проточной части турбины. Здесь эффект от регенерации значительно выше по сравнению с регенеративным подогревом питательной воды, так как не происходит снижения выработки электрической энергии электрогенератором турбоустановки. Выполнены расчеты для котла БКЗ-420-140 НГМ (рисунок 20). Расход дутьевого воздуха на котел принимался $V_{д.вз}=107,02 \text{ м}^3/\text{с}$. Экономия тепловой энергии в денежном выражении в среднем составляет 9,156 млн.руб/год (при $t''_{вз}=15 \text{ °С}$) и 13,244 млн.руб/год (при $t''_{вз}=20 \text{ °С}$).

Предложено осуществлять отвод уходящих газов котла-утилизатора (КУ) газотурбинной установки в атмосферу через вытяжную башню градирни с естественной

вентиляцией воздуха (рисунок 21). Приведены методика и результаты расчетов процессов тепло- и массообмена газозвушной смеси, движущейся в башенной градирне ПГУ-200 Сызранской ТЭЦ. Предложенное решение позволяет отказаться от строительства и эксплуатации дымовой трубы, повысить эффективность работы градирни, паротурбинной установки и ПГУ. Установлено, что при отводе газов от двух КУ в атмосферу через вытяжную башню градирни ПГУ-200 Сызранской ТЭЦ, температура циркуляционной воды на выходе из градирни дополнительно снижается на 1,31 °С (с 28,08 до 26,77 °С), что позволяет увеличить вакуум в конденсаторе паровой турбины и повысить КПД парогазовой установки с 50,74 до 50,82% (на 0,08%).

Для повышения надежности и экономичности работы парогазовой ТЭС предложено в двухконтурном КУ после пароперегревателя высокого давления (ПЕВД) по ходу газов расположить теплообменную поверхность для промежуточного перегрева водяного пара, отработавшего в цилиндре высокого давления паровой турбины (рисунок 22). Размещение промежуточного пароперегревателя (ПП) после ПЕВД по ходу газов упрощает выбор марки стали для теплообменной поверхности ПП по прочностным и технологическим свойствам металла. Разработана программа для ПЭВМ расчета тепловой схемы ПГУ для двух вариантов ее работы: без промпрегрева водяного пара и с учетом промежуточного перегрева. Выполнены расчеты для парогазовых установок ПГУ-170 и ПГУ-450.

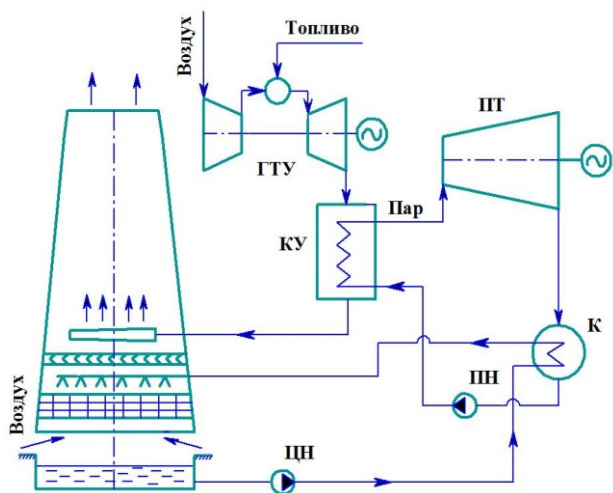


Рисунок 21 – Тепловая схема ПГУ с отводом входящих газов от КУ в атмосферу через вытяжную башню градирни

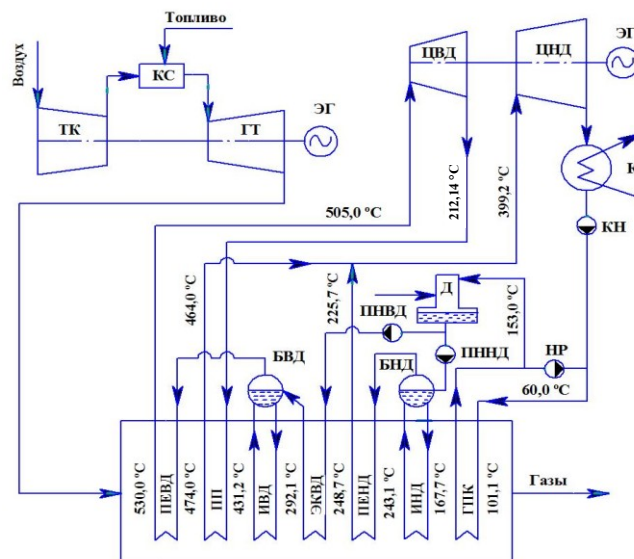


Рисунок 22 – Схема ПГУ-170 с промежуточным перегревом водяного пара в двухконтурном КУ

Энтальпии газов после пароперегревателей высокого и низкого давлений и промежуточного пароперегревателя (ПЕВД, ПЕНД, ПП) рассчитывались из уравнений теплового баланса для этих поверхностей нагрева котла-утилизатора.

$$h''_{\text{певд}} = h'_{\text{ку}} - D_0^{\text{ВД}}(h_0^{\text{ВД}} - h''_{\text{s(ВД)}})/G_{\text{Г}}; \quad (11) \quad h''_{\text{пенд}} = h''_{\text{эквд}} - D_0^{\text{НД}}(h_0^{\text{НД}} - h''_{\text{s(НД)}})/G_{\text{Г}}; \quad (12)$$

$$h''_{\text{ух.пп}} = h''_{\text{певд}} - D_0^{\text{ВД}}(h''_{\text{пп}} - h'_{\text{пп}})/G_{\text{Г}}, \quad (13)$$

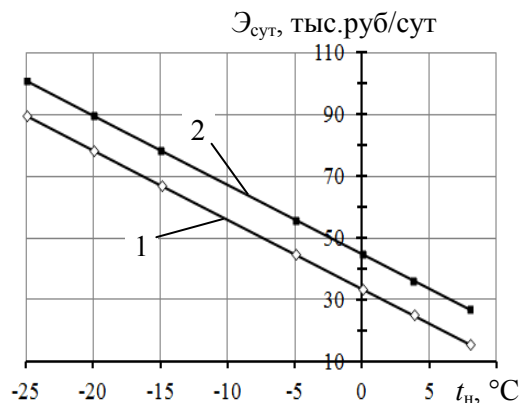


Рисунок 20 – Зависимость экономической эффективности $\mathcal{E}_{\text{сут}}$ за счет утилизации теплоты конденсации отработавшего в турбине пара, от температуры наружного воздуха t_n при $t''_{\text{ВЗ}}=15^\circ\text{C}$ (1) и $t''_{\text{ВЗ}}=20^\circ\text{C}$ (2)

где $h_0^{\text{ВД}}$, $h_0^{\text{НД}}$, $h'_{\text{ПП}}$, $h''_{\text{ПП}}$ – энтальпия перегретого водяного пара высокого и низкого давления, на входе в промежуточный пароперегреватель и на выходе из него; $h''_{s(\text{ВД})}$, $h''_{s(\text{НД})}$ – энтальпия водяного пара при температуре насыщения в барабане высокого и низкого давления; G_{Γ} – массовый расход газов, поступающих в котел-утилизатор, кг/с.

$$G_{\Gamma} = N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} (\alpha_{\text{ух}} V^0 \rho_{\text{в.0}} + \rho_{\text{т.Г}}) / [\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} (Q_{\text{н}}^{\text{р}} + h_{\text{тл}})], \quad (14)$$

где $\alpha_{\text{ух}}$ – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах ГТУ; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания топливного газа, кДж/м³ т.г; $h_{\text{тл}}$ – энтальпия топливного газа, подаваемого в камеру сгорания ГТУ, кДж/м³ т.г.

Для удобства выполнения расчетов получены формулы, по которым определялись энтальпия газов в зависимости от их температуры и температура газов в зависимости от их энтальпии: $h_{\text{ух}} = 1,0038 t_{\Gamma}^{1,0136}$, $t_{\Gamma} = 0,9966 h_{\text{ух}}^{0,9865}$.

Расходы пара высокого и низкого давлений $D_0^{\text{ВД}}$ и $D_0^{\text{НД}}$ рассчитывались из уравнений теплового баланса для испарителя высокого давления и совокупной поверхности ПЕНД и ИНД:

$$D_0^{\text{ВД}} = G_{\Gamma} (h''_{\text{ух.ПП}} - h''_{\text{ивд}}) / (h''_{s(\text{ВД})} - h_1). \quad (15) \quad D_0^{\text{НД}} = G_{\Gamma} (h''_{\text{эквд}} - h''_{\text{инд}}) / (h_0^{\text{НД}} - h_{\text{д}}^{\text{НД}}). \quad (16)$$

Здесь $h''_{\text{эквд}}$ – энтальпия газов после экономайзера высокого давления; $h''_{\text{ивд}}$, $h''_{\text{инд}}$ – энтальпия газов после испарителей высокого и низкого давления; h_1 – энтальпия воды, поступающей в барабан высокого давления; $h_{\text{д}}^{\text{НД}}$ – энтальпия питательной воды контура низкого давления.

Для технических условий работы ПГУ-170 при установке промежуточного пароперегревателя после ПЕВД повышаются: КПД котла-утилизатора на 0,4% (с 83,5 до 83,9%), КПД паровой турбины на 2,4% (с 32,1 до 34,5%), степень сухости отработавшего в турбине пара на 0,082 (с 0,877 до 0,959), электрическая мощность ПГУ на 4,8 МВт (с 166 до 170,8 МВт), КПД ПГУ на 1,52% (с 52,82 до 54,34%). При этом, удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии снижается с 232,87 до 226,35 г/(кВт·ч) (на 2,8%), что обуславливает экономию условного топлива в денежном выражении при его стоимости 3700 руб/т.у.т. и наработке ПГУ-170 7500 ч/год 30,903 млн.руб/год. Для ПГУ-450 экономичность повышается на 47,254 млн.руб/год.

Выполнен финансово-экономический анализ работы ПГУ-170 и ПГУ-450 с использованием программного продукта «Альт-Инвест-Прим» для двух вариантов: при индексе дисконтирования E, равном 10 и 15% (см. таблицу 4).

Таблица 4 – Результаты расчетов экономических показателей работы ПГУ-170 и ПГУ-450

Экономические показатели работы парогазового блока	Значение параметра				
	Без промперегрева водяного пара	С промперегревом водяного пара	Без промперегрева водяного пара	С промперегревом водяного пара	
	ПГУ-170		ПГУ-450		
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	
Полные капитальные вложения, млрд.руб	5,433	5,529	14,676	14,950	
Себестоимость электроэнергии, руб/(кВт·ч)	1,66	1,62	1,69	1,67	
Простой срок окупаемости, лет	E=10%	6,0	5,8	6,1	6,0
	E=15%				
Дисконтированный срок окупаемости, лет	E=10%	7,9	7,5	8,1	7,9
	E=15%	9,9	9,1	10,2	9,8

1		2	3	4	5
Внутренняя норма прибыли, %	E=10%	17,7	19,2	17,3	17,8
	E=15%				
Чистый дисконтированный доход (ЧДД), млрд.руб	E=10%	1,646	2,002	4,212	4,622
	E=15%	0,478	0,7565	1,094	1,389
Рентабельность инвестиций, %	E=10%	31,3	37,4	29,6	31,9
	E=15%	9,2	14,3	7,8	9,7

Проведен анализ чувствительности, установлено, что ЧДД, внутренняя норма прибыли, рентабельность инвестиций и срок окупаемости чувствительны к объему инвестируемых средств и цене сбыта (тарифу на электроэнергию). Для ПГУ-450 с промперегревом водяного пара при возрастании тарифа на электроэнергию, например, на 12% (с 2,5 до 2,8 руб/(кВт·ч)) снижаются сроки окупаемости капитальных вложений: простой срок окупаемости с 6,0 до 4,8 лет (на 1,2 года), дисконтированный с 9,8 до 6,6 лет (на 3,2 года), при этом повышаются: внутренняя норма прибыли с 17,8 до 26,7% (на 8,9%), ЧДД с 1,389 до 5,661 млрд.руб (на 4,272 млрд.руб), рентабельность инвестиций с 9,7 до 39,7% (на 30%). Указанные значения оценочных показателей приведены при E=15%.

В заключении диссертационной работы сформулированы основные результаты и выводы.

3. ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Главным итогом диссертационной работы является разработка комплекса новых научно обоснованных технических и технологических решений, позволяющих повысить эффективность работы котельных установок тепловых электрических станций, внедрение которых вносит значительный вклад в развитие страны за счет экономии материальных ресурсов, органического топлива и охраны окружающей среды.

В работе получены следующие основные результаты.

1. Разработаны научные основы математического моделирования тепло- и массообменных процессов, протекающих при охлаждении продуктов сгорания ниже точки росы в конденсационных теплообменниках поверхностного типа.

Проведены экспериментальные исследования конденсационного теплоутилизатора, выполненного на базе биметаллического калорифера КСк-4-11, установленного за котлом ДЕ-10-14 ГМ Ульяновской ТЭЦ-3. Произведено обобщение результатов натурных испытаний, получено критериальное уравнение теплообмена для условий конденсации водяных паров из продуктов сгорания. Уравнение содержит критерий орошения, что позволяет устанавливать зависимость коэффициента теплоотдачи от плотности орошения поверхности теплообменника конденсатом водяных паров из уходящих газов. Установлено, что значения коэффициента теплопередачи $k_{кт}$ в условиях конденсации водяных паров из уходящих газов превышают значения k при "сухом" теплообмене для воздуха в 1,5–1,8 раза, а для водяных экономайзеров ВТИ и ЦККБ соответственно в 4,6 и 6,8 раза. При использовании КТ снижаются содержание в уходящих газах и выбросы в окружающую среду NO_x на 27–29% и водяного пара на 50–60%.

2. Созданы математическая модель и программа расчета на ПЭВМ (алгоритмический язык Delphi) процесса теплообмена охлажденных ниже точки росы в КТ продуктов сгорания, движущихся в газоотводящей трубе с прижимной футеровкой. Получены аналитические зависимости и построены номограммы, позволяющие определять температуру уходящих газов, температурные поля и термические напряжения в стенке газоотводящей трубы в зависимости от доли байпасируемых неохлажденных газов, теплофизических характеристик материалов стенки трубы и

продуктов сгорания, геометрических параметров трубы и интенсивности воздействия окружающей среды. Установлено, что использование КТ в 2,0–2,5 раза снижает температурный перепад, свободную температурную деформацию и термические напряжения в стенке газоотводящей трубы, что повышает ее долговечность.

3. На базе экспериментальных данных разработана методика теплового расчета КТ поверхностного типа, на основании которой по заданным параметрам котельной установки: теплопроизводительности котла; коэффициенту избытка воздуха в уходящих газах; КПД котла; температурам уходящих газов и нагреваемой воды на входе в теплоутилизатор и на выходе из него рассчитываются расходы воды и конденсата водяных паров из газов, тепловая мощность, коэффициент теплопередачи КТ и его геометрические параметры.

4. Разработана методика расчета экономической эффективности от внедрения КТ в котельных установках теплоэнергетических объектов. Результаты расчета экономической эффективности за счет работы КТ обобщены для котлов разной тепловой мощности. Произведена оценка эффективности проекта расширения Самарской ТЭЦ котлом БКЗ-420-140 НГМ и устанавливаемым за ним КТ с использованием программы «Альт-Инвест-Прим». Установлено, что при работе котла БКЗ-420-140 НГМ 5000 ч/год экономическая эффективность за счет установки теплоутилизатора составляет 49,889 млн.руб/год. Простой срок окупаемости капитальных вложений равен 4,9 года, дисконтированный срок окупаемости – 5,9 года (при внутренней норме прибыли 26,2% и индексе дисконтирования $E=10\%$). При этом чистый дисконтированный доход (ЧДД) составляет 1,23 млрд. рублей, рентабельность инвестиций 66,3%.

5. Для повышения эффективности работы котельной установки предложен и теоретически обоснован способ предварительного подогрева дутьевого воздуха котла, работающего на природном газе, уходящими продуктами сгорания с их охлаждением ниже точки росы в КТ поверхностного типа (патенты РФ №№ 2620619, 2701285). Выполнен тепловой расчет КТ, установленного за паровым котлом БКЗ-420-140 НГМ. Представлены результаты вариантных расчетов. Экономическая эффективность за счет работы КТ за энергетическими котлами Самарской ТЭЦ составляет 86,23 млн.руб/год при подогреве дутьевого воздуха до 30 °С.

6. Выполнен анализ влияния влагосодержания дутьевого воздуха, коэффициента избытка воздуха в уходящих газах и температуры уходящих газов на выходе из КТ на количество конденсата водяных паров, выделяющегося из газов при их охлаждении ниже точки росы.

6.1. Показано, что одним из основных путей повышения влагосодержания уходящих газов на входе в теплоутилизатор и, тем самым, повышения количества выделяющегося из газов конденсата водяных паров является увлажнение дутьевого воздуха. Увеличение влагосодержания дутьевого воздуха с 0,01 до 0,07 кг/кг с.в. позволяет повысить влагосодержание уходящих газов с 0,115 до 0,18 кг/кг с.г. и производство конденсата водяных паров из газов в 1,91 раза при их охлаждении до $t''_{yx} = 40$ °С, $\alpha_{yx}=1,3$.

6.2. Разработана схема котельной установки, в которой комплексно утилизируются теплота уходящих газов (физическая и конденсации водяных паров), выпары декарбонизатора и деаэратора. Установка снабжена контактным теплообменником с активной насадкой и контактным воздухоподогревателем, выпар декарбонизатора направляется во всасывающий короб дутьевого вентилятора котла, а выпар деаэратора – в газоподогреватель перед теплообменником, что позволяет снизить расход подпиточной воды тепловой сети.

6.3. Предложены технологии подогрева охлажденных ниже точки росы в КТ уходящих газов котельной установки (патенты РФ №№ 2181939, 2556478, 2620611), по-

звolyающие повысить производительность КТ.

7. Выполнены обследования энергетических котлов Безымянской ТЭЦ и Саранской ТЭЦ-2. Проанализирована работа 12-ти котлов паропроизводительностью от 100 до 500 т/ч. Установлено, что котлы этих ТЭЦ работают с пониженными КПД (η_k), что обусловлено в основном повышенными значениями коэффициентов избытка воздуха в уходящих газах α_{yx} . Общая потеря топлива в денежном выражении в 2003 г. за счет снижения η_k шести котлов БТЭЦ составила 1,287 млн. рублей, шести котлов Саранской ТЭЦ-2 – 3,0042 млн. рублей. Проведены численные исследования влияния α_{yx} на η_k энергетических котлов БТЭЦ и Саранской ТЭЦ-2. Установлена зависимость η_k от α_{yx} (при температуре дутьевого воздуха $t_{x,v} = +30$ °С) при разных паропроизводительностях $D_{пе}$ котла: с увеличением α_{yx} от 1,2 до 1,5 значение η_k уменьшается в среднем от 93,3 до 92% (на 1,3%) при $D_{пе} = 100-150$ т/ч; от 94,2 до 93,1% (на 1,1%) при $D_{пе} = 200-230$ т/ч; от 94,1 до 93,1% (на 1%) при $D_{пе} = 500$ т/ч, то есть при увеличении $D_{пе}$ котла влияние α_{yx} на КПД котла уменьшается.

8. По результатам обследований энергетических котлов Безымянской ТЭЦ ст. №№ 1, 2 типа КО-III-200; ст. № 3 типа ТКП-3-200; ст. №№ 4, 5 типа KSG-140 и котлов Саранской ТЭЦ-2 ст. №№ 1-4 типа ПК-19 и ст. №№ 5, 6 типа ТП-47 определены значения их непрерывной продувки.

Установлено, что имеются превышения величины непрерывной продувки p котлов ст. №№ 1, 3, 4 Безымянской ТЭЦ в среднем на 1,92% (по результатам обследования в марте 2004 г.) и котлов ст. №№ 2-6 Саранской ТЭЦ-2 – на 1,93% (по результатам обследования в январе – феврале и в июне – июле 2004 г.). Максимальное превышение p для котла ст. № 4 Безымянской ТЭЦ составляет 5,19%, а для котла ст. № 5 Саранской ТЭЦ-2 – 3,5%. Повышение величины p котла среднего давления паропроизводительностью 180–200 т/ч на 1% увеличивает расход добавочной воды цикла ТЭС на 1,8–2,0 т/ч. С учетом работы расширителя непрерывной продувки котла эта величина составляет 1,26–1,4 т/ч или 5670–6300 т/год при наработке котла 4500 ч/год.

9. Разработана методика оценки потерь теплоносителя и теплоты с непрерывной продувкой барабанного котла.

9.1. Установлено, что если работает расширитель непрерывной продувки и водяной пар, выделяющийся из продувочной воды в расширителе, утилизируется в котельной установке, то для котлов одинаковой паропроизводительности и при одном и том же значении величины продувки p потеря теплоты с концентратом и химочищенной воды будет тем больше, чем ниже давление в барабане котла. Энергетические потери в денежном выражении с непрерывной продувкой котла ДКВР-35-13-250 при $p=3\%$ и наработке $N=8000$ ч/год составляют 0,947 млн.руб/год, а с продувкой котла Е-35-40-440 при тех же значениях p и N – 0,831 млн.руб/год.

9.2. Произведена оценка влияния величины непрерывной продувки энергетических котлов на экономичность Безымянской ТЭЦ (БТЭЦ) и Саранской ТЭЦ-2. Показано, что при $p=5\%$ и $N=8000$ ч/год потеря с непрерывной продувкой котлов среднего давления БТЭЦ составляет 3,567 млн.руб/год, котлов I и II очереди Саранской ТЭЦ-2 – 6,167 млн.руб/год. Даны рекомендации по снижению потерь теплоносителя и теплоты с непрерывной продувкой котлов БТЭЦ и Саранской ТЭЦ-2.

Получена формула, позволяющая рассчитывать величину ε отношения годовой потери с непрерывной продувкой котлов к стоимости сожженного в них за год топлива. Для энергетических котлов I и II очереди Саранской ТЭЦ-2 при $p_{норм}$ значение ε составляет соответственно 1,6% и 1,55%.

9.3. Для повышения экономичности и надежности работы барабанного котла за счет поддержания требуемого качества котловой воды и обеспечения требуемого

качества водяного пара при минимальных затратах разработаны способы совершенствования процесса непрерывной продувки котловой воды (патенты РФ №№ 2214559, 2214558) и устройства для их реализации (патенты РФ №№ 2214557, 2214556). Предложено регулирование расхода продувочной воды осуществлять по солесодержанию котловой воды первой ступени испарения или по солесодержанию вырабатываемого котлом водяного пара.

10. Проведено обследование и выполнен анализ работы технологического оборудования, установленного на ООО «Самараоргсинтез». Разработана методика оценки потерь энергии при дросселировании водяного пара в редуционных установках (РУ) системы парового теплоснабжения предприятия. Рассчитаны потери энергии при осуществлении дросселирования водяного пара в РУ. Наибольшие потери энергии имеются в РК 12/6, цех № 8 отделение № 101 (1,318 млн.руб/год), в РК 21/12, цех № 7 отделение № 15 (1,838 млн.руб/год) и в РК 12/6, цех № 7 отделения №№ 14, 15, М-2 (1,388 млн.руб/год). Даны рекомендации по сокращению потерь энергии и реконструкции системы парового теплоснабжения предприятия.

11. Произведен комплекс экспериментальных исследований, разработаны новые научно-технические решения по совершенствованию конструкции вакуумного струйно-барботажного горизонтального деаэрата типа ДВ конструкции НПО ЦКТИ-СЗЭМ (патент РФ № 2558109). Произведена реконструкция деаэрата ДВ-800 ст. № 5 Самарской ТЭЦ. Выполнены натурные тепловые испытания вакуумного деаэрата после проведения реконструкции. Установлено, что после реконструкции деаэрат ДВ-800 работает в диапазоне нагрузок 300-1100 т/ч, при этом концентрация кислорода в деаэрированной воде не превышает нормированное значение 50 мкг/дм³.

12. Усовершенствована конструкция вакуумно-кавитационного деаэрата подпиточной воды тепловой сети, установленного на Центральной отопительной котельной (ЦОК) Самарской ГРЭС (патенты РФ №№ 2476767, 2321545). Анализ результатов обследования показал, что вакуумно-кавитационные деаэраты ЦОК работают достаточно эффективно. Средние значения концентраций кислорода в деаэрированной воде составляют: 5,9; 5,0; 29,7; 11,75 мкг/дм³ соответственно для деаэрата ст. № 1, 2, 3, 4.

12.1. Предложено между диффузорным участком кавитационно-разгонного устройства и корпусом деаэрата дополнительно установить ступенчатую камеру Эйфеля (патент РФ № 2488741). Это позволит увеличить интенсивность процессов турбулизации и массообмена в потоке и вследствие этого повысить интенсивность процесса десорбции газов из деаэрируемой воды на переменных режимах работы деаэрата.

12.2. Разработан способ совершенствования процесса деаэрации обрабатываемой воды (патент РФ № 2450976), основанный на изменении (установлении минимального) расхода перегретой воды, подаваемой через коническое сопло, в зависимости от скорости движения пароводяного потока в цилиндрическом участке кавитационно-разгонного устройства и концентрации растворенного кислорода в деаэрированной воде на выходе из деаэрата.

13. Разработаны и исследованы схемы утилизации теплоты подогретого воздуха газоотводящих труб ТЭС с вентилируемым воздушным каналом (патенты РФ №№ 2254428, 2257513, 2299377, 2303198). Предложено осуществлять рециркуляцию вентилируемого воздуха в воздушном канале дымовой трубы или направлять его в котел на горение топлива. При осуществлении рециркуляции вентилируемого воздуха в дымовой трубе ст. № 2 высотой 240 м Самарской ТЭЦ затраты на осуществление надежной работы трубы уменьшатся в среднем на 5,297 млн.руб/год. Экономия

тепловой энергии при подаче вентилируемого воздуха дымовой трубы в котел составляет 5880 МВт·ч/год (3,946 млн.руб/год).

14. Проведено численное моделирование процессов теплообмена продуктов сгорания, движущихся в газоотводящей трубе с вентилируемым воздушным каналом, для различных условий работы, включая рециркуляцию воздуха в канале. Выполнены расчёты дымовой трубы ст. № 2 высотой 240 м Самарской ТЭЦ для трех вариантов работы: при температуре наружного воздуха $t_{\text{нв}}=-27\text{ }^{\circ}\text{C}$; $t_{\text{нв}}=-6,1\text{ }^{\circ}\text{C}$; $t_{\text{нв}}=+28\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Установлено, что летом и в осенне-весенний период нагретый в калорифере воздух при движении в канале дымовой трубы дополнительно подогревается за счет передачи теплоты от газов через футеровку к воздуху, а зимой охлаждается вследствие более интенсивной передачи теплоты от воздуха, движущегося в канале, через железобетонный ствол к наружному воздуху. В стационарном режиме подогрев воздуха при движении в канале осуществляется с $35-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $72-74\text{ }^{\circ}\text{C}$ в зависимости от режима работы дымовой трубы, причем наибольший подогрев происходит в летний период, когда $t_{\text{нв}}=+28\text{ }^{\circ}\text{C}$.

15. Разработана технология предварительного подогрева дутьевого воздуха энергетического котла, заключающаяся в использовании в цикле ТЭС теплоты конденсации отработавшего в турбине водяного пара. Разработана методика, выполнены варианты расчетов. Установлено, что экономическая эффективность за счет предварительного подогрева дутьевого воздуха одного котла БКЗ-420-140 НГМ циркуляционной водой, нагретой в конденсаторе паровой турбины, в среднем составляет 9,156 млн.руб/год и 13,244 млн.руб/год соответственно при подогреве дутьевого воздуха до $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и до $20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

16. Для повышения экономичности парогазовой ТЭС предложено:

16.1. Отвод уходящих газов котла-утилизатора газотурбинной установки в атмосферу осуществлять через вытяжную башню градирни с естественной вентиляцией воздуха (патент РФ № 2453712). Разработаны методика и программа расчета на ПЭВМ процессов тепло- и массообмена при движении газозооушной смеси в вытяжной башне градирни. Выполнен расчет процессов тепло- и массообмена для башенной градирни ПГУ-200 Сызранской ТЭЦ для двух вариантов ее работы: без отвода и с отводом уходящих газов от двух котлов-утилизаторов в атмосферу. Предложенное техническое решение позволяет отказаться от строительства и эксплуатации дымовой трубы, дополнительно уменьшить температуру циркуляционной воды на выходе из градирни на $1,31\text{ }^{\circ}\text{C}$ (с $28,08$ до $26,77\text{ }^{\circ}\text{C}$) и повысить КПД парогазовой установки до $50,82\%$ (на $0,08\%$);

16.2. В двухконтурном котле-утилизаторе (КУ) после ПЕВД по ходу газов дополнительно разместить ступень промежуточного пароперегревателя для вторичного перегрева водяного пара, отработавшего в цилиндре высокого давления паровой турбины. Проведены расчеты тепловых схем ПГУ-170 и ПГУ-450, определены экономические показатели работы ПГУ. Показано, что для ПГУ-170 при установке промежуточного пароперегревателя в КУ после ПЕВД возрастают: степень сухости отработавшего в турбине водяного пара на $0,082$; электрическая мощность ПГУ на $4,8\text{ МВт}$ и КПД ПГУ по выработке электроэнергии на $1,52\%$. Экономический эффект составляет $30,903\text{ млн.руб/год}$ и $47,254\text{ млн.руб/год}$ соответственно для ПГУ-170 и ПГУ-450.

Выполнен анализ эффективности работы ПГУ-170 и ПГУ-450 с использованием программного продукта «Альт-Инвест-Прим». Установлено, что для ПГУ-170 при использовании промперегрева простой срок окупаемости капитальных вложений составляет $5,8$ лет, дисконтированный – $7,5$ и $9,1$ года при индексе дисконтирования E , равном 10 и 15% . Чистый дисконтированный доход и рентабельность инвестиций при $E=10\%$ составляют $2,002\text{ млрд.руб}$ и $37,4\%$, при $E=15\%$ эти показатели соответственно равны: $0,7565\text{ млрд.руб}$ и $14,3\%$.

Практическая реализация результатов диссертационной работы подтверждена

ремя актами внедрения и **пятью** справками об использовании результатов научных исследований. Суммарный экономический эффект в ценах 2020 года составляет более 192 млн.руб/год.

Рекомендации, перспективы дальнейшей разработки темы исследования диссертационной работы.

Направления научных исследований диссертационной работы планируется продолжить при выполнении инвестиционной программы по реконструкции вакуумных деаэраторов ДВ-800 на ООО «Автозаводская ТЭЦ» (2021 г.) и Самарской ТЭЦ филиала «Самарский» ПАО «Т Плюс».

Опыт внедрения КТ на Ульяновской ТЭЦ-3 будет использован при разработке научно-технических основ создания теплообменных аппаратов конденсационного типа за котлами, работающими на сжиженных углеводородных газах, и за котлами-утилизаторами парогазовых установок утилизационного типа в соответствии с энергетической стратегией России на период до 2030 г.

Научно-технические разработки в области повышения эффективности парогазовых тепловых электростанций путем отвода уходящих газов котлов-утилизаторов ГТУ через вытяжную башню градирни с естественной вентиляцией воздуха станут основой для создания новых конструктивных решений по отводу в атмосферу уходящих газов котлов на паротурбинных тепловых электростанциях.

4. ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Монографии

1. Кудинов, А.А. Энергосбережение в теплоэнергетических установках: монография / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2007. – 251 с. – ISBN 978-5-7964-0999-2.
2. Кудинов, А.А. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: монография / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**. – М.: Машиностроение, 2011. – 374 с. – ISBN 978-5-94275-558-4.
3. Кудинов, А.А. Энергосбережение в котельных установках ТЭС и систем теплоснабжения: монография / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**. – М: ИНФРА-М, 2016. – 320 с. – ISBN 978-5-16-011155-1 (print); ISBN 978-5-16-103236-7 (online).
4. Кудинов, А.А. Вращающиеся регенеративные воздухоподогреватели энергетических котлоагрегатов: монография / А.А. Кудинов, А.Ю. Губарев, **С.К. Зиганшина**. – Старый Оскол: ТНТ, 2021. – 320 с. – ISBN 978-5-94178-713-5.

Научные статьи, опубликованные в изданиях из перечня ВАК Минобрнауки России

5. Кудинов, А.А. Исследование режимов работы внутростанционной тепловой сети Тольяттинской ТЭЦ / А.А. Кудинов, В.В. Авинов, **С.К. Зиганшина** // Электрические станции. – 2006. – № 4. – С. 27-32.
6. **Зиганшина, С.К.** Анализ водно-химического режима котлов среднего давления Безымянской ТЭЦ / С.К. Зиганшина, А.А. Кудинов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2009. – № 5(61). – С. 16-20.
7. Кудинов, А.А. Расчет потерь с непрерывной продувкой на котлах Безымянской ТЭЦ / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина** // Энергетик. – 2009. – № 12. – С. 32-35.
8. Кудинов, А.А. Анализ работы дымовых труб с вентилируемым воздушным каналом / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**, И.Н. Горбачев // Энергетик. – 2010. – № 1. – С. 16-18.
9. **Зиганшина, С.К.** Анализ работы дымовой трубы высотой 240 метров Самарской ТЭЦ / С.К. Зиганшина, А.А. Кудинов, И.Н. Горбачев // Энергосбережение и водоподготовка. – 2010. – № 3(65). – С. 44-48.
10. Кудинов, А.А. Охлаждение продуктов сгорания природного газа в конденсацион-

ных теплоутилизаторах / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина** // Промышленная энергетика. – 2010. – № 4. – С. 39-43.

11. **Зиганшина, С.К.** Способы утилизации теплоты вентиляционного воздуха дымовых труб ТЭС / С.К. Зиганшина, А.А. Кудинов // Электрические станции. – 2010. – № 4. – С. 22-27.

12. **Зиганшина, С.К.** Автоматизация непрерывной продувки парогенераторов / С.К. Зиганшина, А.А. Кудинов // Промышленная энергетика. – 2010. – № 6. – С. 46-49.

13. Кудинов, А.А. Анализ работы энергетических котлов Безымянской ТЭЦ и Саранской ТЭЦ-2 / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина** // Энергетик. – 2010. – № 12. – С. 38-40.

14. Кудинов, А.А. Исследование режимов работы вакуумно-кавитационных деаэраторов Самарской ГРЭС / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**, Н.В. Борисова, Г.И. Шамшурина // Электрические станции. – 2011. – № 2. – С. 38-42.

15. **Зиганшина, С.К.** Анализ схемы утилизации воды непрерывной продувки энергетических котлов Саранской ТЭЦ-2 / С.К. Зиганшина // Энергосбережение и водоподготовка. – 2011. – № 3(71). – С. 25-28.

16. **Зиганшина, С.К.** Анализ схемы утилизации воды непрерывной продувки котлов среднего давления Безымянской ТЭЦ / С.К. Зиганшина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2011. – № 7-8. – С. 3-11.

17. **Зиганшина, С.К.** Оценка влияния потерь котловой воды в процессе непрерывной продувки котлов на экономичность Саранской ТЭЦ-2 / С.К. Зиганшина, А.А. Кудинов // Энергетик. – 2011. – № 9. – С. 40-42.

18. Кудинов, А.А. Анализ работы теплотехнического оборудования ООО «Самараоргсинтез» / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина** // Энергосбережение и водоподготовка. – 2012. – № 2(76). – С. 25-28.

19. Кудинов, А.А. Оценка потерь энергии при дросселировании водяного пара в редукционных установках ООО «Самараоргсинтез» / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина** // Промышленная энергетика. – 2012. – № 3. – С. 14-16.

20. **Зиганшина, С.К.** Анализ энергетических потерь с непрерывной продувкой котлов ООО «Самараоргсинтез» / С.К. Зиганшина, А.А. Кудинов // Промышленная энергетика. – 2012. – № 6. – С. 21-23.

21. **Зиганшина, С.К.** Анализ работы котельных установок ООО «Самараоргсинтез» / С.К. Зиганшина, А.А. Кудинов // Энергетик. – 2013. – № 4. – С. 60-62.

22. **Зиганшина, С.К.** Использование теплоты конденсации отработавшего в турбине пара на ТЭС / С.К. Зиганшина // Энергосбережение и водоподготовка. 2013. № 6(86). С. 35-37.

23. Кудинов, А.А. Двухпоточный двухходовой вращающийся регенеративный воздухоподогреватель / А.А. Кудинов, А.Ю. Губарев, **С.К. Зиганшина** // Электрические станции. – 2013. – № 10. – С. 50-55.

24. **Зиганшина, С.К.** О возможности модернизации котла БКЗ-420-140 НГМ Самарской ТЭЦ / С.К. Зиганшина // Энергетик. – 2014. – № 1. – С. 60-62.

25. Кудинов, А.А. Повышение надежности оборудования систем теплоснабжения путем использования вакуумно-кавитационного способа деаэрации воды / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина** // Надежность и безопасность энергетики. – 2014. – № 1(24). – С. 44-48.

26. **Зиганшина, С.К.** Конденсационный теплоутилизатор за котлом БКЗ-420-140 НГМ Самарской ТЭЦ / С.К. Зиганшина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2014. – № 1-2. – С. 3-10.

27. **Зиганшина, С.К.** Повышение эффективности котла БКЗ-420-140 НГМ путем охлаждения газов ниже температуры точки росы / С.К. Зиганшина, А.А. Кудинов // Промышленная энергетика. – 2014. – № 6. – С. 20-23.

28. Кудинов, А.А. Анализ работы дымовой трубы при глубоком охлаждении уходящих газов / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**, А.В. Федотенкова // Энергетик. – 2014. – № 8. – С. 60-62.

29. **Зиганшина, С.К.** Об одном способе подогрева дутьевого воздуха на тепловой электростанции / С.К. Зиганшина, А.А. Кудинов // Энергетик. – 2014. – № 9. – С. 48-50.

30. **Зиганшина, С.К.** Повышение эффективности работы ТЭС за счет использования теплоты воздуха дымовых труб с вентилируемым каналом / С.К. Зиганшина, А.А. Куудинов // Энергетик. – 2016. – № 2. – С. 38-41.

31. Куудинов, А.А. Экономический анализ проекта расширения Самарской ТЭС газотурбинной установкой / А.А. Куудинов, **С.К. Зиганшина**, Д.О. Чуугунов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2016. – № 6(104). – С. 53-57.

32. Куудинов, А.А. Повышение эффективности парогазовой ТЭС путем отвода уходящих газов котла-утилизатора ГТУ в атмосферу через вытяжную башню градирни с естественной вентиляцией воздуха / А.А. Куудинов, **С.К. Зиганшина**, С.П. Горланов // Промышленная энергетика. – 2017. – № 3. – С. 33-38.

33. **Зиганшина, С.К.** Техничко-экономическое обоснование расширения Самарской ТЭС котлом БКЗ-420-140 НГМ с конденсационным теплоутилизатором / С.К. Зиганшина, А.А. Куудинов // Энергетик. – 2017. – № 7. – С. 33-36.

34. **Зиганшина, С.К.** Анализ эффективности использования теплоты продуктов сгорания природного газа в процессе предварительного подогрева дутьевого воздуха котла / С.К. Зиганшина, А.А. Куудинов // Электрические станции. – 2018. – № 3. – С. 22-28.

35. Куудинов, А.А. Повышение экономичности ПГУ-450 путем подогрева исходной воды отработавшими газами газотурбинной установки / А.А. Куудинов, **С.К. Зиганшина**, К.Р. Хусаинов // Промышленная энергетика. – 2018. – № 12. – С. 16-22.

36. **Зиганшина, С.К.** Предварительный подогрев дутьевого воздуха котла в конденсационном теплообменнике продуктами сгорания природного газа / С.К. Зиганшина, А.А. Куудинов // Энергетик. – 2019. – № 2. – С. 40-44.

37. Куудинов, А.А. Использование теплоты отработавших газов газотурбинной установки ПГУ-200 Сызранской ТЭС для подогрева исходной воды / А.А. Куудинов, **С.К. Зиганшина**, К.Р. Хусаинов, А.Ю. Губарев // Энергосбережение и водоподготовка. – 2019. – № 2(118). – С. 25-30.

38. **Зиганшина, С.К.** Установка для предварительного подогрева дутьевого воздуха энергокотла теплотой отработавшего в турбине водяного пара / С.К. Зиганшина, А.А. Куудинов // Электрические станции. – 2019. – № 11. – С. 19-23.

39. Куудинов, А.А. Промежуточный перегрев водяного пара в двухконтурном котле-утилизаторе парогазовой установки / А.А. Куудинов, **С.К. Зиганшина**, К.Р. Хусаинов // Промышленная энергетика. – 2020. – № 2. – С. 7-16.

40. Куудинов, А.А. Повышение эффективности ПГУ-170 за счет промежуточного перегрева водяного пара / А.А. Куудинов, **С.К. Зиганшина** // Энергетик. – 2020. – № 7. – С. 11-16.

Публикации в научных изданиях, включенных в международную базу Scopus / Web of Science

41. **Ziganshina, S.K.** Methods for Utilization of the Heat in Smokestack Ventilator Air at Thermal Power Plants / S.K. Ziganshina, A.A. Kudinov // Power Technology and Engineering. – 2010. – Vol. 44. No. 3. – Pp. 231-236.

42. Obukhov, D.V. Deoxygenation of Chemically Treated Water by Catalytic Reduction of Oxygen Using a Palladium Catalyst / D.V. Obukhov, A.A. Kudinov, **S.K. Ziganshina** // Thermal Engineering. – 2010. – Vol. 57. No. 7. – Pp. 626-630.

43. Kudinov, A.A. Estimating the Efficiency of the Vacuum Deaerators Used for Treating Network Water at the Samara Cogeneration Station and Their Modernization / A.A. Kudinov, D.V. Obukhov, **S.K. Ziganshina** // Thermal Engineering. – 2010. – Vol. 57. No. 8. – Pp. 673-676.

44. **Ziganshina, S.K.** Thermal Gain of CHP Steam Generator Plants and Heat Supply Systems / S.K. Ziganshina, A.A. Kudinov // Thermal Engineering. – 2016. – Vol. 63. No. 8. – Pp. 587-591.

45. **Ziganshina, S.K.** Analysis of the Efficiency of Using the Heat of Natural Gas Combustion Products to Preheat Forced Air Supplied to the Boiler / S.K. Ziganshina, A.A. Kudinov // Power Technology and Engineering. – 2018. – Vol. 52. No. 3. – Pp. 319-324.

46. **Ziganshina, S.K.** On a certain method of power boiler blast air pre-heating / S.K. Ziganshina, A.A. Kudinov // Journal of Physics: Conference Series. IOP Publishing, 2018. – Vol. 1111. 012034.
47. Kudinov, A.A. Feedwaterheating in wasteheat boiler with exhaust gases from gas-turbine power unit / A.A. Kudinov, **S.K. Ziganshina**, K.R. Khusainov // Journal of Physics: Conference Series. IOP Publishing, 2018. – Vol. 1111. 012044.
48. **Ziganshina, S.K.** Preheating Boiler Blast Air with Exhaust Gases in Cooling Them Below the Dew Point / S.K. Ziganshina, A.A. Kudinov // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. – 2019. – 92 (5). – Pp. 1142-1149.
49. **Ziganshina, S.K.** The blast air preheating of an power boiler CHP ZIGM / S.K. Ziganshina, A.A. Kudinov // Journal of Physics: Conference Series. IOP Publishing, 2020. – Vol. 1652. 012011.
50. Kudinov, A.A. Economic assessment of the use of double-acting resuperheating of water vapor at the PGU-420 Cherepovets state district power station / A.A. Kudinov, **S.K. Ziganshina**, K.R. Khusainov // Journal of Physics: Conference Series. IOP Publishing, 2020. – Vol. 1652. 012016.
51. Gubarev, A.Y. Application of a small deviation method in the study of the influence of external factors on gas turbine unit operation / A.Y. Gubarev, A.A. Kudinov, A.V. Eremin, **S.K. Ziganshina** // Journal of Physics: Conference Series. IOP Publishing, 2020. – Vol. 1683. 042006.
52. Kudinov, A.A. Development of technologies to increase efficiency and reliability of combined cycle power plant with double-pressure heat recovery steam generator / A.A. Kudinov, **S.K. Ziganshina**, K.R. Khusainov, Yu.E. Demina // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 2020. – 791(1). 012014.

Патенты на изобретения РФ

53. Патент 2181939 РФ. МПК⁷ А 01 G 9/24. Устройство для отопления теплицы / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина** // Бюл. № 13, 2002. – 5 с.
54. Патент 2214557 РФ. МПК⁷ F 22 В 37/54, 35/02. Паровой котел / В.И. Шарапов, М.А. Сивухина, **С.К. Зиганшина** // Бюл. № 29, 2003. – 4 с.
55. Патент 2214558 РФ. МПК⁷ F 22 В 37/54, 35/02. Способ работы барабанного котла / В.И. Шарапов, М.А. Сивухина, **С.К. Зиганшина** // Бюл. № 29, 2003. – 4 с.
56. Патент 2254428 РФ. МПК⁷ Е 04 Н 12/28, F 23 J 11/00. Способ работы дымовой трубы / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина** // Бюл. № 17, 2005. – 8 с.
57. Патент 2257513 РФ. МПК⁷ F 22 В 33/18, F 23 J 15/08. Котельная установка / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**, В.В. Авинов // Бюл. № 21, 2005. – 7 с.
58. Патент 2299377 РФ. МПК⁷ F 23 J 11/00, Е 04 Н 12/28. Котельная установка / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина** // Бюл. № 14, 2007. – 8 с.
59. Патент 2303198 РФ. МПК⁷ F 23 L 15/00, Е 04 Н 12/28. Котельная установка / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина** // Бюл. № 20, 2007. – 7 с.
60. Патент 2321545 РФ. МПК⁷ С 02 F 1/20. Способ работы деаэратора перегретой воды / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**, А.С. Кувыкин // Бюл. № 10, 2008. – 6 с.
61. Патент 2453712 РФ. МПК⁷ F 01 К 23/10. Парогазовая установка электростанции / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**, С.П. Горланов // Бюл. № 6, 2012. – 6 с.
62. Патент 2450976 РФ. МПК⁷ С 02 F 1/20. Деаэратор перегретой воды / **С.К. Зиганшина**, А.А. Кудинов, Н.В. Борисова // Бюл. № 14, 2012. – 7 с.
63. Патент 2476767 РФ. МПК⁷ F 22 D 1/50. Деаэратор перегретой воды / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**, Н.В. Борисова // Бюл. № 6, 2013. – 6 с.
64. Патент 2488741 РФ. МПК⁷ F 22 D 1/50. Деаэратор перегретой воды / А.А. Кудинов, И.Н. Денисов, **С.К. Зиганшина** // Бюл. № 21, 2013. – 6 с.
65. Патент 2556478 РФ. МПК⁷ F 22 В 33/18. Способ работы котельной установки / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина** // Бюл. № 19, 2015. – 6 с.

66. Патент 2558109 РФ. МПК⁷ С 02 F 1/20. Вакуумный деаэратор / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина** // Бюл. № 21, 2015. – 8 с.
67. Патент 2565948 РФ. МПК⁷ F 22 В 33/00. Способ работы котельной установки / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина** // Бюл. № 29, 2015. – 6 с.
68. Патент 2620611 РФ. МПК⁷ F 22 В 33/18. Способ работы котельной установки / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина** // Бюл. № 16, 2017. – 8 с.
69. Патент 2620619 РФ. МПК⁷ F 22 В 31/08, F 22 В 33/18. Способ работы котельной установки / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина** // Бюл. № 16, 2017. – 9 с.
70. Патент 2693567 РФ. МПК⁷ F 01 К 23/10. Способ работы парогазовой установки электростанции / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**, Д.В. Зеленцов, Ю.Э. Демина // Бюл. № 19, 2019. – 9 с.
71. Патент 2698382 РФ. МПК⁷ F 22 В 33/18. Котельная установка / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**, Ю.Э. Демина // Бюл. № 24, 2019. – 9 с.
72. Патент 2701285 РФ. МПК⁷ F 22 В 33/18. Способ работы котельной установки / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**, Ю.Э. Демина // Бюл. № 27, 2019. – 9 с.
73. Патент 2738792 РФ. МПК⁷ F 01 К 23/10. Парогазовая установка электростанции / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**, Ю.Э. Демина // Бюл. № 35, 2020. – 6 с.

Программный продукт

74. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015615611/69 Российская Федерация. Программа теплового и аэродинамического расчетов вращающихся РВП / А.Ю. Губарев, А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**; заявл. 22.06.2015; опубл. 29.10.2015. – 8 с.

Учебные пособия

75. **Зиганшина, С.К.** Подготовка добавочной воды на тепловых электростанциях: учеб. пособие / С.К. Зиганшина. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2009. – 64 с.
76. **Зиганшина, С.К.** Практикум по водоподготовке: учеб. пособие / С.К. Зиганшина. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2015. – 70 с.
77. Кудинов, А.А. Основы централизованного теплоснабжения: учеб. пособие / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**. – 2-е изд., перераб. и доп. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2015. – 176 с. – ISBN 978-5-7964-1767-6.
78. Кудинов, А.А. Парогазовые установки тепловых электрических станций: учеб. пособие / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**. – 2-е изд., перераб. и доп. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2019. – 220 с. – ISBN 978-5-7964-2169-7.
79. Кудинов, А.А. Тепловые электрические станции. Практикум: учеб. пособие / А.А. Кудинов, **С.К. Зиганшина**. – 2-е изд., перераб. и доп. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2020. – 102 с. – ISBN 978-5-7964-2284-7.

Зиганшина Светлана Камиловна

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ
ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ**

АВТОРЕФЕРАТ диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук

Подписано в печать 25.02.2021 г.

Формат 60×84 1/16. Бумага офсетная.

Усл. печ. л. 2,09. Тираж 100 экз. Заказ № 124

Отпечатано в типографии Самарского государственного технического университета
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Корпус № 8.