

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования

«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»

Политехнический институт

Заочный факультет

Кафедра промышленной теплоэнергетики

Направление подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Рецензент,
Начальник КТЦ ЧГРЭС

Заведующий кафедрой,
к.т.н., доцент

_____ О.С. Ивлев
« ____ » _____ 2017г.

_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2017г.

М.П.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПГУ
ЧЕЛЯБИНСКОЙ ГРЭС ЗА СЧЕТ УСТАНОВКИ ПУСКОВОГО
КОТЛА ДЕ-25-14-ГМ**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2017.056.08 ПЗ ВКР

Консультант
по разделу «Экономика и управление»,
старший преподаватель

_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2017г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент

_____ С.В.Пашнин
« ____ » _____ 2017г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель

_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2017г.

Автор работы,
студент группы ПЗ–580с

_____ П.А. Уморин
« ____ » _____ 2017г.

Челябинск 2017

АННОТАЦИЯ

Уморин П.А. Повышение энергоэффективности ПГУ Челябинской ГРЭС за счет установки пускового котла ДЕ-25-14-ГМ-Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-580с; 2017, 90 с., 4 ил., библиогр. список - 49 наименований, 6 листов чертежей ф. А1.

В выпускной квалификационной работе (ВКР) бакалавра предложен вариант повышения энергоэффективности ПГУ Челябинской ГРЭС за счет установки пускового котла. В качестве парогенератора предусмотрен газомазутный паровой котел ДЕ-25-14-ГМ, для выработки насыщенного или слабо перегретого пара с абсолютным давлением 14 кгс/см^2 , паропроизводительностью 25 т/ч, выпускаемый ООО «Бийская энергетическая компания», г. Бийск.

Целью ВКР является обеспечение надежной и эффективной работы энергоблоков ГРЭС. Повышение экономичности за счет сокращения времени простоя (при ремонтах), затрат на ремонты и количества ремонтов энергетического оборудования ГРЭС.

Пояснительная записка к выпускной квалификационной работе содержит 10 разделов, в которых изложены основные расчеты парового котла с выбором вспомогательного оборудования, сравнение отечественных и зарубежных передовых технологий и решений, приведено технико-экономическое обоснование установки пускового котла, а также рассмотрены вопросы экологии при работе теплоэнергетического оборудования, автоматизации и безопасности жизнедеятельности.

Графическая часть выпускной квалификационной работы выполнена с применением чертежной программы AutoCAD - системы автоматизированного проектирования на 6 листах формата А1.

					<i>13.03.01.2017.056.08 ПЗ</i>							
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	<i>Повышение энергоэффективности ПГУ Челябинской ГРЭС за счет установки пускового котла ДЕ-25-14-ГМ</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Выполнил</i>	<i>Уморин П. А.</i>							<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>	<i>3</i>	<i>90</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Пащинин. С.В.</i>							<i>ЮУрГУ Кафедра промышленной теплоэнергетики</i>				
<i>Н.контр.</i>	<i>Алабугина Р.А.</i>											
<i>Зав.каф.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>											

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ УСТАНОВКИ ПАРОВОГО КОТЛА ДЕ-25-14-ГМ.....	8
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	10
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	14
3.1 Описание котла ДЕ-25-14-ГМ.....	14
3.2 Описание иностранного аналога котла UNIVERSAL UL-SX 24200.....	17
4 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ПАРОВОГО КОТЛА ДЕ-25-14-ГМ.....	19
4.1 Тепловой поверочный расчет.....	24
4.2 Расчет конструктивных характеристик топки.....	26
4.3 Расчет теплообмена в топке.....	26
4.4 Расчет первого конвективного пучка.....	29
4.5 Расчет первого конвективного пучка	32
4.6 Расчет экономайзера.....	34
4.7 Расчет невязки теплового баланса.....	36
5 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	37
5.1 Питательные насосы.....	37
5.2 Деаэратор.....	38
6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	41
6.1 Очистка дымовых газов от окислов азота.....	41
6.2 Определение объемов продуктов сгорания топлива.....	42
6.3 Расчет выбросов оксидов азота.....	44
6.4 Определение высоты дымовой трубы графическим методом при летнем режиме работы ГРЭС.....	45
6.5 Расчет концентрации вредных выбросов от котла ДЕ-25-14.....	49
6.6 Расчет расстояния максимальной концентрации вредных веществ у поверхности земли.....	49
7 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	51
8 АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	53
9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	60
9.1 Анализ потенциально опасных и вредных факторов.....	60
9.2 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса.....	62
9.3 Световая среда.....	65

9.4 Виброакустические факторы.....	66
9.5 Безопасность производственных процессов и оборудования.....	69
10 ЭКОНОМИКО-УПРАВЛЕНЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	76
10.1 Расчет капитальных затрат на установку пускового котла	76
10.2 Расчет текущих затрат.....	79
10.3 SWOT – анализ для реализации проекта установки пускового котла ДЕ-25-14-ГМ.....	82
10.4 Планирование целей предприятия и проекта.....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	86
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	87

ВВЕДЕНИЕ

Целью энергетической политики нашей страны является максимально эффективное использование энергетических ресурсов и потенциала данного сектора для устойчивого роста экономики России, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее позиций на мировом рынке.

Несмотря на бурное развитие отраслей нетрадиционной энергетики в последние десятилетия большая часть производимой в мире электрической энергии по-прежнему приходится на долю энергии, получаемой на тепловых и гидроэлектростанциях. Возрастающая с каждым годом потребность в электричестве оказывает сильное воздействие на развитие тепловой энергетики. Энергетики во всём мире работают в сторону усовершенствования работы ГРЭС, повышения их надёжности, экологической безопасности и эффективности. Теплоэнергетика – это отрасль энергетики, в центре внимания которой находятся процессы преобразования тепла в другие виды энергии. Современные теплотехники и теплоэнергетики, основываясь на различных теориях горения и теплообмена, занимаются изучением и усовершенствованием существующих энергетических установок, исследуют теплофизические свойства теплоносителей и стремятся минимизировать вредное экологическое воздействие от работы тепловых и гидроэлектростанций[5].

Тепловая энергетика невозможна без теплоэлектростанций. Тепловые энергоустановки функционируют по определенной схеме. Сначала топливо подаётся в топку, где оно сжигается и нагревает, проходящую по трубам воду. Вода, нагреваясь, преобразуется в пар, а он в свою очередь заставляет вращаться турбину. А благодаря вращению турбины активизируется электрогенератор, благодаря которому вырабатывается электрический ток. В качестве топлива в тепловых электростанциях используется: газ, нефть, уголь и другие невозобновляемые источники энергии.

Важнейшее место в современных разработках тепловой энергетики должно отводиться изобретениям и инновациям, способным усовершенствовать ГРЭС в сторону их безопасности с точки зрения экологии. Речь идёт о новых технологиях предочистки топлива, используемого ГРЭС, создании, производстве и установке на ГРЭС специальных очистительных фильтров, строительства новых тепловых электростанций, спроектированных изначально с учётом современных экологических требований.

Теплоэнергетические устройства являются, и ещё очень долго будут являться основным источником электрической энергии для всего человечества. Поэтому теплоэнергетики мира продолжают усиленно развивать данную перспективную

									лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				5

отрасль энергетики. Их усилия, прежде всего, направлены на повышение эффективности тепловых и гидроэлектростанций, необходимость которого диктуется как экономическими, экологическими и другими внешними факторами.

Разработанные жёсткие требования мирового сообщества к экологической безопасности энергетических объектов, заставляют инженеров разрабатывать технологии, снижающие выбросы ГРЭС и ТЭС до предельно допустимых концентраций [25].

Главная роль теплоэнергетики в обеспечении мировых человеческих потребностей в электричестве будет сохраняться ещё длительное время. Ведь, несмотря на стремление более развитых стран скорее перейти на более безопасные с экологической точки зрения и доступные (что немаловажно ввиду приближающегося кризиса истощения органического топлива) источники энергии, быстрый переход к новым способам получения энергии невозможен. А это означает, что теплоэнергетика и теплотехника будут активно развиваться и дальше, но, разумеется, с учётом новых требований к экологической безопасности используемых технологий.

									лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				6

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ УСТАНОВКИ ПУСКОВОГО КОТЛА ДЕ-25-14-ГМ

Очень важным процессом на тепловых и гидроэлектростанциях, являются пуски и остановы паровой турбины, это наиболее ответственные этапы эксплуатации паротурбинной установки. Технология пуска турбины в большей степени зависит от температурного состояния оборудования перед пуском. В соответствии с этим различают пуски из холодного, неостывшего и горячего состояний. Эта классификация (для энергоблоков) производится по температуре турбины и главных паропроводов перед пуском. Все эти операции связаны со значительными изменениями механического и термического состояния элементов турбины и паропроводов. Правильное проведение режимов пуска и останова существенно зависят эксплуатационная надежность и долговечность турбоагрегата на ГРЭСи ТЭС. Огромный опыт эксплуатации турбин большой мощности показал, что значительная часть аварий с турбинным оборудованием происходит при пуске из-за неправильного режима прогрева, ошибочных действий персонала, а также некоторых недостатков в конструкции агрегата. Можно отметить, что если некачественный пуск или останов турбины и не приведет непосредственно к аварии в данный момент эксплуатации, то это обстоятельство не пройдет бесследно, а скажется в дальнейшем. Проанализировав режимы работы современных турбоагрегатов можно понять, что появление трещин в корпусах турбин, клапанов, регуляторов и в паропроводах, прогиб роторов и цилиндров турбин, коробление фланцев горизонтального разъема, ослабление посадочных соединений, изменение структурного состояния металла, повышенный износ подшипников, а также ряд других неполадок, выявившихся в начальной стадии эксплуатации, являются прямым следствием некачественных пусков [21].

Возрастание экономичности за счет сокращения времени простоя (при ремонтах), затрат на ремонты и количества ремонтов теплотехнического оборудования ГРЭС в значительной степени зависят от процессов и скорости протекания коррозионно-эрозионных повреждений металла в период эксплуатации, а особенно при пусках и остановах энергоблоков.

Чтобы защитить пароводяной тракт от коррозии, в том числе стояночной, используются различные известные методы, среди которых применяется технология защиты при отказе от использования недеаэрированной воды.

Использование технологии последовательного пуска энергоблока предполагает последовательное заполнение конденсатно-питательного тракта (КПТ) деаэрированной водой и подготовка котла-утилизатора к работе. В составе рабочего

									лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				7

проекта электростанции должен сводиться баланс потребления пара от постороннего источника с учетом числа одновременно пускаемых энергоблоков, а также работающих на нижнем пределе регулировочного диапазона нагрузок. С учетом этого должны выбираться производительность пусковой котельной и пропускная способность редуционных или редуционно-охладительных установок от отборов турбин, присоединенных к общестанционной магистрали собственных нужд. Допустимое превышение расхода отборного пара (сверх отбора в систему регенерации) в зависимости от нагрузки энергоблока должно быть согласовано с заводом — изготовителем турбины. Характер пара, подаваемого от пусковой котельной, должно обеспечивать соответствующий водный режим [28].

Пусковой паровой котел предназначен для обеспечения паром пусковых операций и должен быть введен в эксплуатацию до пуска первого энергоблока.

Учитывая это обстоятельство потребителями пара при пусковых операциях являются:

- атмосферный деаэратор (пусковой);
- вакуумный деаэратор энергоблока;
- уплотнения паровой турбины;
- подогреватель сырой воды;
- паровые эжектора.

Деаэрация питательной воды, необходимой для заполнения котла-утилизатора осуществляется в вакуумном деаэраторе блока паром с давлением $6,0 \text{ кг/см}^2$ и температурой $220 \text{ }^\circ\text{C}$.

Расход пара на деаэрацию при заполнении котла-утилизатора рассчитывается из условия, обеспечения его 30 %-ной производительности.

Количество пара необходимое для деаэрации при этом составляет 11 т/ч.

Расход пара, который необходимо подать на уплотнения паровой турбины составляет примерно 3 т/ч.

Расход пара на подогреватель сырой воды составляет примерно 4 т/ч.

Таким образом, суммарное количество пара, необходимое для пусковых операций составляет 18 т/ч. Исходя изданной величины, а также необходимости обеспечения расхода пара на собственные нужды парового котла (до 10%), принимаем паропроизводительность парового котла 22 т/ч.

По требуемым параметрам выбираем к установке в качестве парового пускового котла котел DE -25-14-ГМ.

									лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					8

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

При написании данной работы были использованы научная и учебно-методическая литература, статьи в периодических изданиях Российской Федерации, нормативно-законодательные акты Российской Федерации.

При проектировании котельных большой производительности основным документом является СП 89.13330.2012 «Котельные установки». В нем изложены основные правила, которые следует соблюдать при проектировании, реконструкции, новом строительстве, капитальном ремонте, расширении и техническом перевооружении котельных, работающих на любом из видов топлива, с паровыми, водогрейными и пароводогрейными котлами, включая установки для комбинированной выработки электроэнергии для собственных нужд.

Так же для разработки тепломеханической части пусковой котельной основную документацию о котлах и их комплектующих берем с официального сайта ООО «Бийская энергетическая компания», на нем содержится основная информация о заводе и техническая документация на устанавливаемые котлы.

Важными источниками, которые раскрывают теоретические основы при проектировании тепломеханической части котельных, тепловых и гидроэлектростанций являются книги – «Производственные и отопительные котельные» - Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис; «Тепловые электрические станции» - Э.Я. Берзиньш, Буров В.Д., Дорохов Е.В., Елизаров Д.П.; «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника» - Клименко, А.В.; «Котельные установки и парогенераторы» - Липов, Ю.М.; «Котельные установки промышленных предприятий» - Сидельковский Л.Н., Юренев В.Н.; «Теплоэнергетика и теплотехника» Кн. 1,2 - А.В. Клименко; «Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций» - Цанев С.В.; «Проектирование котельных» - Палей, Е.Л.; «Источники теплоснабжения промышленных предприятий» - Васильев, С.В. В данной литературе мы можем найти все интересующие нас вопросы о конструкции котлов и горелок различных типов, в книгах содержатся все необходимые материалы для разработки принципиальных схем котельных, тепловых и гидроэлектростанций. Авторы книг рекомендуют различные методики по выбору размеров котлов, топочных камер, поверхностей нагрева и в целом компоновки котельных, работающих на различных видах топлива. В этой литературе приведены способы усовершенствования тепловых схем котельных и повышения эффективности их. Данная информация необходима для инженеров-теплоэнергетиков, которые занимаются проектированием, монтажом и эксплуатацией.

При рассмотрении вопросов экологии в выпускном квалификационном

									лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

проекте использовалась следующая литература: «Повышение экологической безопасности тепловых электростанций» - Абрамов, А.И.; «Методы защиты окружающей среды» - Росляков П.В.; «Дымовые трубы» - Ижорин, М.Н. В данной литературе рассмотрены основные вопросы по экологической безопасности работы тепловых и гидроэлектростанций на современных предприятиях, уделено большое внимание применяемому оборудованию, благодаря которому можно создавать экологически безопасную тепловую энергию, а также приведены методики по выбору дымовых труб, их основные конструкции и расчеты высот и диаметров.

В вопросах энергосбережения использовалась следующая литература – «Основы энергосбережения» - Арутюнян, А.А.; «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях» - Данилов О.Л.; «Энергосбережение» - Полонский, В.М.; Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации; «Энергосбережение при производстве и распределении тепловой энергии» - Гаряев А.Б. В данном перечне книг рассматриваются вопросы энергосбережения на промышленных предприятиях, предлагаются методики внедрения энергосберегающих мероприятий на тепловых и гидроэлектростанциях, а так же приведены примеры по применению энергосберегающих технологий и их результаты при использовании на предприятии.

Основным расчетом в выпускной квалификационной работе является расчет парового котла, основные методики приведены в следующей литературе: «Теплофизические свойства рабочих веществ теплоэнергетики» - Александров, А.А.; «Тепловой расчет котельных агрегатов» - Таймаров М.А.; Ривкин, «Тепловой расчет котлоагрегата» А.С.; «Компоновка и тепловой расчет парового котла» - Липов Ю.М. В данной литературе приведены основные расчеты парогенераторов и водогрейных котлов, их частей, помогают студентам разобраться в сложных конструкциях данных агрегатов, а также приведены методики использования современных технологий для расчетов котлов.

Для сравнения отечественных котлов с иностранными аналогами использована литература – «Котлы и котельные установки зарубежных фирм производителей, представленные на рынке России» - Бакланова, Н.Н.; официальный сайт сравниваемых котлов фирмы «Bosch».

При выборе вспомогательного оборудования мы использовали следующие источники: «Расчет и эксплуатация теплоэнергетического оборудования котельных» - Фокин, В.М.; «Водоподготовка в энергетике» - Копылов А.С., Очков В.Ф., Лавыгин В.М. В данных источниках рассмотрены основные вопросы по подбору

								лист
								10
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ			

вспомогательного оборудования на тепловых электростанциях и в котельных, изложены основные методики их подбора, а также приведены примеры по использованию этого оборудования.

При изучении вопроса автоматизации технологического процесса мы пользовались следующей литературой: «Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике» - Плетнев, Г.П.; «Теплотехнические измерения и приборы» - Буров А.Л., Назаров В.И., Чиж В.А. В данных источниках подробно рассмотрены вопросы автоматизации технологических процессов в теплоэнергетики и теплотехнологиях, большое внимание уделено системам защиты и управления котлов, горелок котлов, деаэраторов и других элементов тепловой схемы, указана расстановка показывающих и управляющих процессом приборов.

В вопросах безопасности жизнедеятельности на предприятии мы использовали литературу: «Безопасность жизнедеятельности» - С.В. Белов; «Охрана труда» - Девисилов, В.А.; СП 52.13330.2011 "СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение»; СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»; СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Требования пожарной безопасности»; «Снижение шума от энергетического оборудования» - Тупов В.Б.; «Шумовое воздействие энергетических объектов на окружающую среду и методы его снижения» - Тупов В.Б. В данных учебниках рассмотрены основные проблемы безопасности на промышленных предприятиях и их воздействие на персонал, обслуживающий эти предприятия, а также приведены методики по повышению безопасности и разработки различных мер по улучшению работы персонала.

Для расчета экономической части выпускной работы нам необходимы цены на оборудование и тарифы на использование невозобновляемых источников, которые представлены на сайте - Министерство тарифного регулирования и энергетики Челябинской области. - <http://www.tarif74.ru/>, а цены представлены на сайтах производителя применяемого оборудования.

Для разработки чертежей приложенных к выпускной квалификационной работе мы использовали: «Атлас конструкций деталей турбин» - Трухний А.Д., Крупенников Б.Н., Троицкий А.Н.; СП 18.13330.2011 «СНиП II-89-80* Генеральные планы промышленных предприятий»; СП 90.13330.2012 Электростанции тепловые. Актуализированная редакция СНиП II-58-75; ГОСТ 20995-75* Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества питательной воды и пара; ПБ 10–574–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. В данных источниках указаны все нормы и правила по

										лист
										11
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					

расположению основного и вспомогательного оборудования на промышленных предприятиях, указаны необходимые расстояния для безопасного обслуживания агрегатов.

					<i>13.03.01.2017.056.08 ПЗ</i>	<i>лист</i>
						12
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Для подбора оптимального варианта парогенератора для пусковой котельной необходимо сравнение его с иностранным аналогом. Рассмотрим сравнение отечественного котла ДЕ-25-14-ГМ с котлом аналогичной паропроизводительности UNIVERSAL UL-SX 24200.

3.1 Описание котла ДЕ-25-14-ГМ

Бийский котельный завод освоил выпуск паровых котлов серии ДЕ (Е) паропроизводительностью 4,0; 6,5; 10,0; 16,0; 25,0 и 50,0 т/ч давлением 1,3 и 2,3 МПа с 1978 года. Увеличение доли газа и мазута в топливном балансе в 60-х годах прошлого века приводит к резкому спросу на газомазутные котлы. В 1972 году специалисты Бийского котельного завода приступают к разработке специализированных котлов для сжигания газа и мазута паропроизводительностью 4,0; 6,5; 10,0; 16,0 и 25,0 т/ч на уравновешенной тяге.

Для данной серии котлов было избрано "D"-образное сечение, топка в котле располагалась сбоку от конвективного пучка труб, соединяющего верхний и нижний барабаны. Обмуровку котла заменили газоплотные панели.

Газоплотная панель, разделяющая топочный объём и конвективный пучок, расположена внутри газохода, что способствует более компактному размещению конвективных поверхностей нагрева. Это дало возможность обеспечить наивыгоднейшую скорость прохождения горячих газов через конвективный пучок труб.

Такая конструкция котла позволила в корне изменить условия сжигания топлива. Котёл мог работать под наддувом, что ещё больше увеличивало производительность котла, его экономичность, повышало КПД.

В 1978 году завод освоил серийное производство котлов серии ДЕ в блочнотранспортабельном исполнении. В 1988 году - серийное освоение котлов ДЕ в изоляции и обшивке. На сегодняшний день Бийский котельный завод изготавливает все модификации котлов серии ДЕ (Е), а также котельно-вспомогательного оборудования к ним: вентиляторы, дымососы, экономайзеры, оборудование водоподготовки.

Газомазутные котлы ДЕ предназначены для выработки насыщенного или слабо перегретого пара с абсолютным давлением 14 кгс/см², паропроизводительностью 25т/ч и сжигания газообразного и жидкого топлива. Котлы изготавливаются на заводе в виде одного транспортабельного блока, смонтированного на опорной

									лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

раме и включающего в себя: барабаны, трубную систему, пароперегреватель (для котлов с перегревом пара), каркас, изоляцию и обшивку.

Котельные агрегаты состоят из верхнего и нижнего барабанов одинаковой длины, которые соединены между собой коридорно-расположенными вертикальными изогнутыми трубами и образуют соответственно первый и второй газоходы конвективной поверхности нагрева. В котлах паропроизводительностью 25 т/ч газы идут по всему сечению газохода к фронту котла, выходят из котла, а затем по газовому коробу, размещенному над топочной камерой, направляются в водяной экономайзер, расположенный в хвостовой части котла [46].

Для всех типоразмеров газомазутных котлов ДЕ:

- диаметры верхнего и нижнего барабанов – 1000 мм;
- расстояние между барабанами по осям – 2750 мм;
- ширина топочной камеры всех котлов по осям экранных труб – 1790 мм;
- средняя высота топочной камеры – 2400 мм.

Барабаны котлов изготавливают из стали 16 ГС или 09Г2С толщиной стенки 13 и 22 мм. Все трубы радиационной и конвективной поверхности нагрева развальцованы в барабанах и имеют наружный диаметр 51 × 2,5 мм. Для доступа внутрь барабанов в переднем и заднем днищах имеются лазы.

Топочная камера котла находится сбоку (справа) от конвективного пучка и отделена от него слева газоплотной перегородкой из труб, сваренных между собой металлическими полосками. В задней части газоплотного экрана, на расстоянии 700 мм от задней стенки котла, имеется окно для выхода топочных газов из топки в конвективный пучок. Подовый, правый боковой топочный экран и потолок топки согласно своей конструкции образуются длинными изогнутыми трубами концы которых соединяются непосредственно с верхним и нижним барабанами на вальцовке. Нижняя часть топки выкладывается слоем огнеупорного кирпича.

Для производства перегретого пара устанавливают пароперегреватель. На котлах 25 т/ч пароперегреватель выполнен двухрядным из труб 51 × 2,5 мм. В качестве хвостовых поверхностей нагрева применяются стандартные чугунные водяные экономайзеры ЭЧБ 2.

Обмуровка котла снаружи покрывается металлической листовой обшивкой для уменьшения присосов воздуха в газовый тракт. Каждый котел ДЕ снабжен двумя пружинными предохранительными клапанами, один из которых является контрольным. На котлах без пароперегревателя оба клапана устанавливаются на верхнем барабане котла и любой из них может быть выбран как контрольный. На котлах с пароперегревателем контрольным клапаном является клапан выходного коллектора пароперегревателя.

										лист
										14
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					

Диапазон регулирования 30-100% от номинальной паропроизводительности. Допускается кратковременная работа с нагрузкой 110%. Поддержание температуры перегрева у котлов с пароперегревателями обеспечивается в диапазоне нагрузок 70-100%.

Средний срок службы котлов между капитальными ремонтами при числе часов использования установленной мощности 2500 ч/г - 3 года, средний срок службы до списания - 20 лет.

Минимальная нагрузка котлов по пару в зависимости от состояния горелки 20-30% от расчетной.

Максимальная нагрузка котлов по пару с учетом достаточного дутья и тяги (кратковременная) - 110% от расчетной.

Температура питательной воды - 100°C (+10; -10).

Температура дутьевого воздуха перед горелкой – не ниже 10°C.

Основные технические характеристики котла приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики котла ДЕ-25-14-ГМ

Наименование	Ед. изм.	ДЕ-25-14
Паропроизводительность	т/ч	25
Рабочее давление пара на выходе	МПа	1,3
Температура перегретого пара на выходе	°С	194
Температура питательной воды	°С	100
Расчетный КПД (на газовом топливе)	%	93
Расход топлива (газ)	м ³ /ч	1765
Общая поверхность нагрева котла	м ²	262
Водяной объем котла	м ³	16,4
Паровой объем котла	м ³	2,6
Общее количество труб конвективного пучка	шт.	703
Габариты транспортабельного блока, ДхШхВ	мм	9390х3090х4032
Габариты компоновки ДхШхВ	мм	10095х5240х6072
Длина котла (с лестницами и площадками)	мм	11500
Ширина котла	мм	5770
Высота котла	мм	4720
Масса котла в объеме заводской поставки	кг	27850

3.2 Описание иностранного аналога котла UNIVERSAL UL-SX 24200

Паровые котлы UL-SX в основном применяются в перерабатывающей промышленности, в промышленном диапазоне или в коммунальных системах. Интуитивное управление котлом с максимальной прозрачностью эксплуатационных данных. Высокий КПД благодаря трехходовой технологии, встроенному экономайзеру и эффективной теплоизоляции. Высокое постоянство давления и качество пара даже при сильных колебаниях потребности в паре. Котел может быть оборудован отдельной четвертой тягой для использования избыточного тепла. Корпус котла может также использоваться как чистый котел-утилизатор после газовых турбин. Устройство автоматического пуска, приведения в готовность и отключения. Подходит для многих систем горелок. Снижение выбросов вредных веществ при горении путем использования современных топочных систем и тщательного подбора лучшей комбинации горелки и котла. Простота пуска в эксплуатацию с помощью системы управления котлом с предварительно заданными параметрами. Простота прокладки проводки на месте монтажа благодаря наличию разъемов, готовых к подключению [4].

Патент на трехходовую технологию, выданный в 1952 году, является основой выдающегося успеха данного типоряда, существующего и по сей день. Жаровая труба (первая тяга) и два пучка дымогарных труб (вторая и третья тяга) идеально встроены в емкость под давлением вместе с задней поворотной камерой, промываемой водой. Благодаря боковому расположению жаровой трубы, а также повороту дымовых газов в горизонтальном направлении сзади и в вертикальном направлении спереди большая лучистая и конвекционная поверхность нагрева с большой паровой камерой сочетается с минимальными внешними размерами. Днище стабильно закреплено благодаря большой жаровой трубе, проходящей насквозь, а за счет разумного использования угловых анкеров для распределения нагрузки оно надежно соединено с обшивкой котла.

Если вместо насыщенного пара требуется перегретый пар, то на переднюю поворотную камеру можно установить модуль перегревателя. Байпасный клапан постоянно регулирует температуру перегретого пара в большом диапазоне нагрузок. К поверхности дымовых труб имеется удобный доступ через открывающуюся дверцу поворотной камеры. Модульная система, регулируемая со стороны выхлопных газов. Для регулировки температуры перегретого пара не требуется распыленная вода. Легкость монтажа и технического обслуживания: простота очистки второго и третьего хода котла. Длительный срок службы благодаря малой тепловой нагрузке на связку «перегреватель-теплообменник» [49].

									лист
									16
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

13.03.01.2017.056.08 ПЗ

Технические характеристики котла UNIVERSAL UL-SX:

- Теплоноситель – перегретый пар высокого давления;
- Оснащен трехходовой технологией;
- Мощность работы от 2600 до 28000 кг/ч с давлением до 30 бар и максимальной температурой 300 С.

Основные преимущества котлов ДЕ:

- высокая надежность и безопасность эксплуатации;
- повышенный ресурс;
- КПД достигающий 93%;
- возможность работы котла в двух режимах: нагрева воды и парообразования;
- простота транспортировки и монтажа оборудования, подключения к инженерным коммуникациям.

Паровые котлы ДЕ - экономичное, надежное в эксплуатации оборудование с высокой степенью ремонтпригодности. Котлы ДЕ различных модификаций неизменно демонстрируют эффективную работу в широком диапазоне температур.

									лист
									17
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

4 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ПАРОВОГО КОТЛА

Пусковой паровой котел предназначен для обеспечения паром пусковых операций и должен быть введен в эксплуатацию до пуска первого энергоблока [26].

Учитывая это обстоятельство потребителями пара при пусковых операциях являются:

- атмосферный деаэратор (пусковой)
- уплотнения паровой турбины
- подогреватель сырой воды
- паровые эжектора

Деаэрация питательной воды, необходимой для заполнения котла-утилизатора осуществляется в вакуумном деаэраторе блока паром с давлением $6,0 \text{ кг/см}^2$ и температурой $220 \text{ }^\circ\text{C}$.

Расход пара на деаэрацию при заполнении котла-утилизатора рассчитывается из условия, обеспечения его 30 %-ной производительности.

Количество пара необходимое для деаэрации составляет - 11 т/ч.

Расход пара, который необходимо подать на уплотнения паровой турбины составляет приблизительно - 3 т/ч.

Расход пара на подогреватель сырой воды составляет примерно - 4 т/ч.

Таким образом, суммарное количество пара, необходимое для пусковых операций составляет 18 т/ч. Исходя изданной величины, а также необходимости обеспечения расхода пара на собственные нужды парового котла (до 10%), принимаем паропроизводительность парового котла 22 т/ч.

По требуемым параметрам выбираем к установке в качестве парового пускового котла котел DE 25-14-ГМ.

Исходные данные для расчёта

Котёл DE-25-14 паропроизводительностью 25 т/ч вырабатывает насыщенный пар с рабочим абсолютным давлением $P=1,4 \text{ МПа}$. Питательная вода поступает при температуре $t_{\text{пв}}=100^\circ\text{C}$. Котёл оборудован индивидуальным экономайзером системы ВТИ БВЭС-IV-I. Непрерывная продувка котла составляет 3%. Основным и резервным топливом является природный газ, газопровод «Бухара-Урал».

Характеристика топлива:

CH_4 – 97,85 %

C_2H_6 – 0,561 %

C_3H_8 – 0,226 %

C_4H_{10} – 0,085 %

C_5H_{12} – 0,019 %

C_6H_{14} – 0,019 %

										лист
										18
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					

$N_2 - 1,194 \%$

$CO_2 - 0,046 \%$

$O_2 - 0,013 \%$

Низшая теплота сгорания газа:

$$Q_H^P = 33,52 \text{ МДж} / \text{м}^3$$

Плотность газа при 0°C и 760 мм. рт. ст. :

$$\rho_u = 0,69 \text{ кг} / \text{м}^3$$

Влажесодержание на 1 м^3 абсолютно сухого газа при $t=10^\circ\text{C}$ принимаем $d_r=10 \text{ г} / \text{м}^3$ [24].

Определение присосов воздуха в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Определение присосов воздуха

Участки газового тракта	$\Delta\alpha$	α''
Топка	0,1	1,1
Первый конвективный пучок	0,05	1,15
Второй конвективный пучок	0,1	1,25
Экономайзер	0,1	1,35

Расчёт объёмов воздуха и продуктов сгорания

Теоретический объём воздуха необходимого для полного сгорания топлива определяется по формуле (4.1):

$$V^0 = 0,0476 \cdot \left[0,5(CO + H_2) + 2CH_4 + 1,5H_2S + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \cdot CmHn - O_2 \right] \quad (4.1)$$

где m – число атомов углерода,

n – число атомов водорода.

$$V^0 = 0,0476 \cdot \left[2 \cdot 97,85 + \left(2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 0,561 + \left(3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 0,226 + \left(4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0,085 + \left(5 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0,019 + \left(6 + \frac{14}{4} \right) \cdot 0,006 - 0,013 \right] \\ = 9,498 \text{ (м}^3 / \text{м}^3 \text{)}.$$

Теоретический объём азота в продуктах сгорания определяется по формуле (4.2):

$$V^0_{N_2} = 0,79 \cdot V^0 + 0,008 \cdot N^P = 0,79 \cdot 9,498 \cdot 1,194 = 7,509 \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (4.2)$$

С учётом избыточного воздуха, определенного по формуле (4.3):

$$V_{R2} = V_{N_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V_0 = 7,509 + (1,35 - 1) \cdot 9,498 = 10,827 \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (4.3)$$

(теоретический объём двухатомных газов равен теоретическому объёму азота).

Объём водяных паров по формуле (4.4):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + \Sigma 0,5n \cdot C_m H_n + 0,12d_{z.mn}) + 0,016V_0 \quad (4.4)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \left[\frac{4}{2} \cdot 97,85 + \frac{6}{2} \cdot 0,561 + \frac{8}{2} \cdot 0,226 + \frac{10}{2} \cdot 0,085 + \frac{12}{2} \cdot 0,019 + \frac{14}{2} \cdot 0,006 + 0,124 \cdot 10 \right] + 0,0161 \cdot 9,5 = 2,16 \text{ (м}^3/\text{м}^3)$$

С учётом избыточного воздуха по формуле (4.5):

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha - 1) \cdot V_0 = 2,183 + 0,0161 \cdot (1,35 - 1) = 2,189 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \quad (4.5)$$

Объём трёхатомных газов определяется по формуле (4.6):

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \Sigma m C_m H_n) \quad (4.6)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [0,046 + 1 \cdot 97,85 + 2 \cdot 0,561 + 3 \cdot 0,226 + 4 \cdot 0,85 + 5 \cdot 0,19 + 6 \cdot 0,006] = 1,0017 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Определяем объёмы продуктов сгорания, объёмные доли трёхатомных газов и другие характеристики продуктов сгорания в участках нагрева котла.

Результаты сводим в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристики продуктов сгорания в участках нагрева котла

Наименование величины	Расчётная формула	топка	1-й конв. пучок	2-й конв. пучок	Экономайзер
1	2	3	4	5	6
Коэффициент избытка воздуха за газоходом, α	см. таблица 2[24]	1,1	1,15	1,25	1,35

Окончание таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6
Коэффициент избытка воздуха средний, α_{cp}	$\frac{\alpha' + \alpha''}{2}$	1,1	1,125	1,2	1,3
Избыточное количество воздуха, $V_{изб}^0, \frac{м^3}{кг}$	$V_0 \cdot (\alpha_{cp} - 1)$	0,973	1,217	1,947	2,92
Действительный объём водяных паров, $V_{H_2O}, \frac{м^3}{м^3}$	$V_{H_2O}^0 + 0,016(\alpha_{cp} - 1) \cdot V_0$	2,199	2,202	2,214	2,23
Действительный суммарный объём продуктов сгорания, V_{Γ}	$V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}$	11,903	12,15	12,89	13,88
Объёмная доля трёхатомных газов, V_{RO_2}	$\frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}}$	0,087	0,085	0,08	0,074
Объёмная доля водяных паров, V_{H_2O}	$\frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}}$	0,185	0,181	0,172	0,161
Суммарная объёмная доля трёхатомных компонентов	$(V_{RO_2} + V_{H_2O})/V_{\Gamma}$	0,271	0,266	0,252	0,235

Энтальпии теоретического объёма воздуха и продуктов сгорания приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Энтальпии теоретического объёма воздуха и продуктов сгорания

Температура, °С	$V_0=9,73$ ($м^3$)	$V_{RO_2}=1,034$ ($м^3$)	$V_{N_2}^0=7,697$ ($м^3$)	$V_{H_2O}^0=2,18$ ($м^3$)	$I_{\Gamma 0} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}$ $м^3$
	$I_{B0} = V_0 \cdot (ct)$	$I_{RO_2} = V_{RO_2} \cdot (cv)_{RO_2}$	$I_{ON_2} = V_{N_2} \cdot (cv)_{N_2}$	$I_{OH_2O} = V_{H_2O} \cdot (cv)_{N_2}$	
1	2	3	4	5	6
30	379,63				
100	1284,89	174,75	1000,61	329,63	1504,99
200	2589,24	369,14	2001,22	663,63	3033,99
300	3922,8	578	3017,22	1010,73	4605,96
400	5275,83	798,25	4056,32	1366,56	6221,13

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

13.03.01.2017.056.08 ПЗ

лист
21

Окончание таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6
500	6658,06	1029,86	5110,81	1733,3	7873,97
600	8079,22	1263,55	6188,39	2110,96	9562,89
700	9529,59	1510,67	7281,36	2503,9	11295,94
800	10999,42	1761,94	8412,82	2914,30	13089,06
900	12469,25	2017,33	9567,37	3326,89	14911,59
1000	13978,02	2276,87	10729,62	3765,68	16772,16
1100	15525,73	2540,54	11891,87	4204,46	18636,86
1200	17073,43	2809,38	13046,42	4651,97	20507,77
1300	18796,35	3077,18	14239,45	5116,96	22433,59
1400	20207,78	3350,16	15463,27	5584,11	24397,55
1500	21794,42	3623,14	16656,3	6066,56	26346
1600	23390,80	3895,08	17880,13	6551,18	28326,39
1700	24977,44	4172,19	19103,95	7044,54	30320,69
1800	26564,09	4449,3	20335,47	7548,81	32333,59
1900	28199,39	4726,41	21590,09	8050,9	34367,4
2000	29824,98	5007,66	22813,9	8570,46	36392,03
2100	31528,43	5288,91	24068,52	9083,46	38440,89
2200	33085,87	5570,16	25323,13	9603,02	40496,31

Энтальпии продуктов сгорания при $\alpha > 1$ приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Энтальпии продуктов сгорания при $\alpha > 1$

	$I_{\alpha=1,1}$ кДж/м ³	$\Delta I_{\alpha=1,1}$ кДж/м ³	$I_{\alpha=1,15}$ кДж/м ³	$\Delta I_{\alpha=1,15}$ кДж/м ³	$I_{\alpha=1,25}$ кДж/м ³	$\Delta I_{\alpha=1,25}$ кДж/м ³	$I_{\alpha=1,35}$ кДж/м ³	$\Delta I_{\alpha=1,35}$ кДж/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9
100	-	-	-	-	-	-	1955	-
200	-	-	-	-	3681	-	3940	1986
300	-	-	-	-	5587	1905	5979	2039
400	-	-	7013	-	7540	1953	8068	2089
500	-	-	8873	1860	9539	1998	10204	2137
600	-	-	10775	1902	11583	2044	12391	2186
700	-	-	12725	1951	13687	2096	14631	2241
800	14189	-	14739	2014	15839	2161	16939	2308
900	16158	1970	16782	2043	18029	2190	19276	2337
1000	18169	2012	18869	2087	20267	2238	21665	2389
1100	20189	2020	20966	2097	22518	2252	24071	2406
1200	22215	2026	23069	2103	24776	2258	26484	2413
1300	24313	2098	25253	2184	27133	2357	29012	2529
1400	26418	2105	27429	2176	29450	2317	31470	2458
1500	28525	2107	29615	2186	31795	2345	33974	2504
1600	30665	2140	31835	2220	34174	2379	36513	2539
1700	32818	2153	34067	2232	36565	2391	39063	2550

Окончание таблицы 4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1800	34990	2172	36318	2251	38975	2410	41631	2568
1900	37187	2197	38597	2279	41417	2443	44237	2606
2000	39374	2187	40866	2269	43848	2431	46831	2594
2100	41593	2219	43170	2304	46323	2475	49476	2645
2200	43805	2211	45459	2289	48768	2445	52076	2601

4.1 Тепловой поверочный расчет

Тепловой баланс составляем в расчёте на 1 м³ топлива с располагаемой тепловой сгорания Q_р^р. При определении Q_р^р учитываем предварительный подогрев воздуха в паровом калорифере [24].

Расчёт теплового баланса котельного агрегата и расхода топлива приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Тепловой баланс котельного агрегата

Наименование	Обознач	Расчетная формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Располагаемая теплота сгорания топлива	Q _р ^р	Q _н ^р + Q _{в.н} , где $Q_{в.н} = \beta' \left[(I_{в}^0)' - I_{х.в.}^0 \right]$	кДж/ м ³	33520+1·(50)=33570
Потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива	q ₃	Данные для горелки ГМП-16 [24]	%	0,5
Потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива	q ₄	-	%	0
Температура уходящих газов	υ _{ух}	Данные котла [46]	°С	160
Энтальпия уходящих газов	I _{ух}	По I-υ таблице	кДж/ м ³	1985,52
Температура воздуха в котельной	t _{х.в.}	Принимаем по проекту ПГУ	°С	30
Теоретическая энтальпия воздуха в котельной	I _{0х.в.}	По I-υ таблице	кДж/ м ³	39·9,734=379,63

Окончание таблицы 4.5

1	2	3	4	5
Потеря теплоты с уходящими газами	q_2	$\frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} I_{xв}^0)(100 - q_4)}{Q_p^p}$	%	$\frac{(1985,52 - 1,35 \cdot 379,63) \cdot 100}{33570} = 4$
Потеря теплоты от наружного охлаждения	q_5	В зависимости от обмуровки [46]	%	1,3
Сумма тепловых потерь	Σq	$q_5 + q_4 + q_3 + q_2$	%	$1,3 + 0 + 0,5 + 4 = 5,8$
КПД котла	$\eta_{ка}$	$100 - \Sigma q$	%	$100 - 7,06 = 94,2$
Коэффициент сохранения теплоты	φ	$1 - \frac{q_5}{\eta_{ка} + q_5}$	—	$1 - \frac{1,3}{94,2 + 1,3} = 0,986$
Паропроизводительность котла	D	По заданию	кг/с	6,94
Давление пара в барабане	$p_б$	$p \cdot 1,1$	МПа	1,1
Температура пара	$t_{пп}$	По технич. характеристикам котла [46]	°С	194
Температура питательной воды	$t_{пв}$	По технич. характеристикам котла [46]	°С	100
Энтальпия насыщенного пара	$i_{пп}$	f(t), Табл. VI-8 [24]	кДж/м ³	2780,4
Энтальпия питательной воды	$i_{пв}$	f(t), Табл. VI-6 [24]	кДж/м ³	419,8
Значение продувки	p	Зависит от требований по качеству воды	%	3
Энтальпия воды ($p_б, t_н$)	$i_{кип}$	Табл. VI-7 [24]	кДж/м ³	781,1
Полезно использованная теплота	$Q_{пол}$	$D(i_{пп} - i_{пв}) + 0,01D(i_{кип} - i_{пв})p$	кВт	$6,94 \cdot (2780,4 - 419,8) + 0,03 \cdot 6,94(781,1 - 419,8) = 16460$
Полный расход топлива	B	$\frac{Q_{пол} \cdot 100}{Q_p^p \cdot \eta_{ка}}$	м ³ /с	$\frac{16460 \cdot 100}{33570 \cdot 94,2} = 0,475$
Расчётный расход топлива	B_p	$B \cdot 0,01 \cdot (100 - q_4)$	м ³ /с	$0,475 \cdot 0,01 \cdot (100 - 0) = 0,475$

4.2 Расчет конструктивных характеристик топки

					13.03.01.2017.056.08 ПЗ	лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

По конструктивным размерам принимаем активный объем топочной камеры $V_T = 29 \text{ м}^3$ (по конструктивным размерам котла). Допустимое тепловое напряжение объема топки, $f(t)$ в соответствии с табл. 4–5 [24], равно $q_V = 700 \text{ кВт/м}^3$.

Расчет конструктивных характеристик приведен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Расчет конструктивных характеристик топки

Наименование	Величина		Единица	Расчёт
	обозначение	Расчётная формула или способ определения		
Активный объём топки	V_T	По конструктивным размерам	м^3	29
Тепловое напряжение топки расчётное допустимое	q_V	$\frac{B \cdot Q_n^p}{V_m}$	кВт/м^3	$\frac{0,475 \cdot 33570}{29} = 601,12$
	q_V	По табл. 4-3[24]	кВт/м^3	700
Количество горелок	n	По паспортным данным	шт.	1
Теплопроизводительность горелки	$Q_{Г}$	$\frac{B \cdot Q_n^p}{1,25 \cdot n \cdot 10^{-3}}$	МВт	$1,25 \cdot \frac{0,475 \cdot 33570}{1} \cdot 10^{-3} = 21,79$
Тип горелки	-	По паспортным данным	-	ГМП16

4.3 Расчет теплообмена в топке

Топка котла ДЕ-25-14 полностью экранирована трубами диаметром 51 мм с толщиной стенки 2,5 мм и шагом 55 мм. По конструктивным размерам топки рассчитываем полную площадь ее стен и площадь лучевоспринимающей поверхности топки. По конструктивным размерам и характеристикам топки выполняем поверочный расчет теплообмена в топке в таблице 4.7. Расчет производится методом последовательных приближений. При этом учитываем что вся площадь лучевоспринимающей поверхности открытая [23].

Таблица 4.7 – Поверочный расчет теплообмена в топке

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ	лист
						25

Величина	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Суммарная площадь лучевоспр. поверхности	$H_{л}$	по конструктивным характеристикам	m^2	60,46
Площадь лучев. поверхности открытых экранов	$H_{л.отк}$	по конструктивным характеристикам	m^2	60,46
Полная площадь стен топки и камеры догорания	$F_{ст}$	по конструктивным размерам	m^2	64,22
Кэф. тепловой эффект-ти лучевосп. поверхности	$\Psi_{ср}$	$\frac{\zeta_{от} \cdot H_{л.отк}}{F_{ст}}$	—	$\frac{0,65 \cdot 60,46}{64,22} = 0,61$
Эффективная толщина излуч. слоя пламени	s	$\frac{3,6 \cdot V_m}{F_{ст}}$	m	$\frac{3,6 \cdot 29}{64,22} = 1,63$
Полная высота топки	H_T	по конструктивным размерам	m	2,4
Высота расположения горелки	h_T	по конструктивным размерам	m	1,8
Относительный уровень расположения горелок	x_T	$\frac{h_T}{H_T}$	—	$\frac{1,8}{2,4} = 0,75$
Параметр, учитыв. характер распределения т-ры в топке	M	$0,54 - 0,2 \cdot x_m$	—	$0,54 - 0,2 \cdot 0,3 = 0,48$
Кэф. избытка воздуха на выходе из топки	α_T	Табл. 1–1	—	1,1
Присос воздуха в топке	$\Delta\alpha_T$	Табл. 2–2 [24]	—	0,1
Температура подаваемого воздуха	$t_{ГВ}$	По выбору	$^{\circ}C$	30
Энтальпия подаваемого воздуха	$I_{0ГВ}$	по i_v таблице	$\frac{kJ}{m^3}$	379,63
Температура воздуха в помещении котельной	$t_{хв}$	По выбору	$^{\circ}C$	30

Продолжение таблицы 4.7

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ	лист
						26

1	2	3	4	5
Энтальпия присосов воздуха	$I_{0прс}$	Табл. 1–3	кДж / м ³	379,6
Кол-во теплоты, вносимое в топку воздухом	Q_B	$I_{гв}^0 (\alpha_T - \Delta\alpha_T) + I_{прс}^0 \cdot \Delta\alpha_T$	кДж / м ³	379,63 (1,1 – 0,1) + 379,6·0,1 = 383,43
Полезное тепловыделение в топке	Q_T	$Q_p^0 \cdot \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_B - Q_{в.вн}$	Дж / м ³	$33570 \cdot \frac{100 - 0,5}{100} + 383,43 = 36950$
Адиабатическая температура горения	v_a	по iv таблице	°С	1889
Температура газов на выходе из топки	v''_T	По выбору, табл. 5–3 [24]	°С	1000
Энтальпия газов на выходе из топки	I''_T	по iv таблице	кДж / м ³	18169,96
Средняя суммарная теплоем. продуктов сгорания	$V_{ср}$	$\frac{Q_T - I''_T}{v_a - v''_T}$	$\frac{кДж}{м^3 \cdot K}$	$\frac{36950 - 18169,96}{1889 - 1000} = 21,125$
Объемная доля: Водяных паров	r_{H_2O}	Определено расч.	–	0,185
Трехатомных газов	r_{RO_2}	Определено расч.	–	0,087
Суммарная объемная доля трехатомных газов	r_n	Определено расч.	–	0,27
Произведение	$pr_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$	м·М Па	0,1 · 0,27 · 1,63 = 0,044
Коэф. ослабления лучей: трехатомными газами золотыми частицами и частицами кокса	k_T $k_{зл}$ $k_{кок}$	f(t). По номограммам [24]	1/ м·М Па	3 0 0
Безразмерные параметры	χ_1 χ_2	Стр. 31 [24] Стр. 31 [24]	– –	– –
Коэф. ослабления лучей топочной средой	k	$K = K_T \cdot r_n + K_{саж}$	1/ м·М Па	$0,27 \cdot 3 + \left[0,3(2 - 1,1) \left(1,6 \cdot \frac{1273}{1000} - 0,5 \right) \right]$ 2,998 = 2,045
Суммарная сила поглощения топочного объема	k_{ps}	$k \cdot p \cdot s$	–	2,045 · 0,1 · 1,63 = 0,33

Окончание таблицы 4.7

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ	лист 27
------	------	----------	-------	------	-------------------------	------------

1	2	3	4	5
Степень черноты факела	a_{ϕ}	$1 - e^{-kps}$	–	$1 - e^{-0,326} = 0,283$
Степень черноты топки	a_{τ}	$\frac{a_{\phi}}{a_{\phi} + (1 - a_{\phi}) \cdot \psi_{cp}}$	-	$\frac{0,283}{0,283 + (1 - 0,283) \cdot 0,61} = 0,393$
Тепловая нагрузка стен топки	q_F	$\frac{B_p \cdot Q_{\tau}}{F_{ст}}$	кВт/ м ²	$\frac{0,475 \cdot 36750}{64,22} = 273,3$
Температура газов на выходе из топки	ν''_{τ}	Рис. 5–8 [24]	°С	907,84
Энтальпия газов на выходе из топки	I''_{τ}	по $i\nu$ таблице	кДж/ м ³	16320
Общее тепловосприятие топки	$Q_{лт}$	$\varphi \cdot (Q_{\tau} - I''_{\tau})$	кДж/ м ³	$0,986 \cdot (36950 - 16320) = 20340$
Средняя тепловая нагрузка лучевосп. поверхности топки	$q_{срл}$	$\frac{B_p \cdot Q_{лт}}{H_{л}}$	кВт/ м ³	$\frac{0,475 \cdot 20340}{60,46} = 159,8$

4.4 Расчёт первого конвективного пучка

Расчет первого конвективного пучка произведен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Расчет первого конвективного пучка

Наименование	Величина		Единица	Расчёт
	Обознач	Расчётная формула или способ определения		
1	2	3	4	5
Площадь поверхности нагрева.	H	По конструктивным размерам	м ²	16,36
Площадь поверхности труб		По конструктивным размерам	м ²	16,36
Диаметр труб	d	По конструктивным размерам	мм	51x2,5
Относительный шаг труб поперечный продольный	s1/d s2/d	По конструктивным размерам	-	2,157 1,765

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4	5
Площадь сечения для прохода газов	F	По конструктивным размерам	м ²	1,245
Эффективная толщина излучающего слоя	s	$0,9 \left(\frac{4s_1 \cdot s_2}{\pi d^2} - 1 \right) \cdot d$	м	0,18
Температура газов перед 1-м конвективным пучком	v'	Из расчёта топки	°С	907,84
Энтальпия газов перед 1-м конвективным пучком	I'	Из расчёта топки	кДж/кг	16320
Температура газов за 1-м конвективным пучком	v''	По предварительному выбору	°С	800
Энтальпия газов за 1-м конвективным пучком	I''	по iv таблице	кДж/кг	14738,97
Количество теплоты отданное 1-му конвективному пучку	Q _{1п}	$\varphi \cdot (I' - I'')$	кДж/кг	$0,986(16320 - 14738,97) = 1559$
Температура кипения при давлении в барабане	t _{кип}	по таблице	°С	185
Средняя t-ра газов	v _{ср}	$0,5 \cdot (v' + v'')$	°С	$0,5 \cdot (907,84 + 800) = 853,92$
Средний температурный напор	Δt	$v_{ср} - t_{кип}$	°С	$853,92 - 185 = 668,92$
Средняя скорость газов	ω	$\frac{B_p \cdot V_z (g_{ср} + 273)}{F \cdot 273}$	м/с	19,135
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	α _к	по рис. 6-5 [24]	кВт/м ² ·К	78,98

Окончание таблицы 4.8

					13.03.01.2017.056.08 ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		29

1	2	3	4	5
Суммарная поглощ. способность трёх-ых газов	ρ_{rms}	ρ_{rms}	м·МПа	$0,1 \cdot 0,266 \cdot 0,18 = 0,0048$
Суммарная оптическая толщина газового потока	$k \cdot p \cdot s$	$(k_{г \cdot m} + k_{эл \cdot \mu эл}) \cdot p \cdot s$	-	$2,045 \cdot 0,1 \cdot 0,18 = 0,037$
Степень черноты излучающей среды	a	$f(t)$, по таблице [24]		$1 - e^{-0,037} = 0,036$
Температура загрязнённой стенки трубы	$t_{ст}$	$t_{кип} + \Delta t$	°С	$185 + 25 = 210$
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_{л}$	По рис. 6-11 ($\alpha_{л} = \alpha_{н} \cdot a$)	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$118 \cdot 0,036 = 5,48$
Коэффициент использования поверхности нагрева	ξ	По § 6-2 [17]	-	1
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	α_1	$\xi \cdot (\alpha_{к} + \alpha_{л})$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$78,989 + 5,48 = 84,47$
Коэффициент тепловой эффективности поверхности	ψ	Таблица 6-2 [17]	$\frac{м^2 \cdot К}{В \cdot т}$	0,8
Коэффициент теплопередачи	k	$\alpha_1 \cdot \psi$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$84,47 \cdot 0,8 = 67,58$
Тепловосприятие 1-го конвективного пучка	$Q_{к1}$	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	кДж/кг	1557
Расхождение расчётных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_m - Q_e}{Q_m}$	%	$\frac{1559 - 1557}{1559} \cdot 100\% = 0,13$

4.5 Расчёт второго конвективного пучка

В таблице 4.9 произведен расчет второго конвективного пучка.

Таблица 4.9 – Расчет второго конвективного пучка

Наименование	Величина		Единица	Расчёт
	Обозначение	Расчётная формула или способ определения		
1	2	3	4	5
Площадь поверхности нагрева.	H	По конструктивным размерам	м ²	196
Диаметр труб	d	По конструктивным размерам	мм	51x2,5
Относительный шаг труб поперечный продольный	s1/d s2/d	По конструктивным размерам	-	2,157 1,765
Площадь живого сечения для прохода газов	F	По конструктивным размерам	м ²	0,851
Эффективная толщина излучающего слоя	s	$0,9 \left(\frac{4s_1 \cdot s_2}{\pi d^2} - 1 \right) \cdot d$	м	0,18
Температура газов перед 2-м конвективным пучком	v'	Из расчёта 1-го конвективного пучка	°C	800
Энтальпия газов перед 2-м конвективным пучком	Г'	Из расчёта 1-го конвективного пучка	кДж/кг	14738,97
Температура газов за 2-м конвективным пучком	v''	По предварительному выбору	°C	280

Продолжение таблицы 4.9

1	2	3	4	5
Энтальпия газов за 2-м конвективным пучком	I''	по i_v таблице	кДж/кг	5206
Количество теплоты отданное 2-му конвективному пучку	$Q_{1п}$	$\varphi \cdot (I' - I'')$	кДж/кг	$0,986(14738,97 - 5206) = 9400$
Температура кипения при давлении в барабане	$t_{кип}$	по таблице, [24]	°С	185
Средняя температура газов	$v_{ср}$	$0,5 \cdot (v' + v'')$	°С	$0,5 \cdot (800 + 280) = 520$
Средний температурный напор	Δt	$v_{ср} - t_{кип}$	°С	$520 - 185 = 335$
Средняя скорость газов	ω	$\frac{B_p \cdot V_z (g_{ср} + 273)}{F \cdot 273}$	м/с	16,026
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	α_k	по рис. 6-5 [17]	кВт/м ² ·К	81,69
Суммарная поглощательная способность трёхатомных газов	$p_{гms}$	$p_{гms}$	м·МПа	$0,1 \cdot 0,252 \cdot 0,18 = 0,0045$
Суммарная оптическая толщина запылённого газового потока	$k \cdot p \cdot s$	$(k_{г \cdot rn} + k_{эл \cdot \mu эл}) \cdot p \cdot s$	-	$2,045 \cdot 0,1 \cdot 0,18 = 0,037$
Степень черноты излучающей среды	a	по рис. 5.4 или по формуле 5.22 [24]		$1 - e^{-0,037} = 0,036$
Температура загрязнённой стенки трубы	$t_{ст}$	$t_{кип} + \Delta t$	°С	$185 + 25 = 210$

Окончание таблицы 4.9

1	2	3	4	5
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_{\text{л}}$	По рис. 6-11 ($\alpha_{\text{л}} = \alpha_{\text{н}} \cdot \alpha$)	Вт/м ² ·К	118·0,036=3,43
Коэффициент использования поверхности нагрева	ξ	По § 6-2 [17]	-	1
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	α_1	$\xi \cdot (\alpha_{\text{к}} + \alpha_{\text{л}})$	Вт/м ² ·К	81,69+3,43=85,12
Коэффициент тепловой эффективности поверхности	ψ	По формуле (6-37) и рис. 6-13, [17]	м ² ·К/Вт	0,8
Коэффициент теплопередачи	k	$\psi \cdot \alpha_1$	Вт/м ² ·К	68,1
Тепловосприятие 2-го конвективного пучка	$Q_{\text{к}2}$	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	кДж/кг	9414
Расхождение расчётных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_m - Q_z}{Q_m}$	%	$\frac{9414 - 9400}{9414} \cdot 100\% = 0,149$

4.6 Расчёт экономайзера

В таблице 4.10 произведен расчет экономайзера.

Таблица 4.10 – Расчет экономайзера

Величина	Обознач	Формула или способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Температура газов на входе в ступень	ν'	Из расчёта второго конвективного пучка.	°С	280
Энтальпия газов на входе в ступень	Γ'	Из расчёта второго конвективного пучка	кДж/м ³	5206

Окончание таблицы 4.10

1	2	3	4	5
Температура газов на выходе	v''	$v''=t_{yx}$	°C	150
Энтальпия газов на выходе из ступени	I''	по $i v$ таблице	кДж/ м ³	2947
Тепловосприятие ступени	Q_{Γ}	$\varphi(I' - I'' + \Delta\alpha \cdot I^0_{nrc})$	кДж/ м ³	2365
Температура воды на входе в ступень	t'	$t' = t_{п.в}$	°C	100
Удельная энтальпия воды на входе в ступень	i'	f(t), Табл. VI-6 [24]	кДж/ кг	419,8
Удельная энтальпия воды на выходе из ступени	i''	$i' + \frac{Q_{\Gamma} \cdot B_p}{D_{\text{эк}}}$	°C	581,67
Температура воды на выходе из ступени	t''	f(i), Табл. VI-6 [24]	кДж/ кг	138,5
Средняя температура воды	$t_{\text{ср}}$	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°C	$0,5 \cdot (100 + 138,5) = 119,25$
Объем воды при средней температуре	$v_{\text{в}}$	f(i), Табл. VI-6 [24]	м ³ /кг	0,00106
Средняя скорость воды	$w_{\text{в}}$	$\frac{D_{\text{эк}} \cdot v_{\text{в}}}{f}$	м/с	0,37
Средняя температура газов в ступени	$v_{\text{ср}}$	$0,5 \cdot (v' + v'')$	°C	$0,5 \cdot (280 + 150) = 215$
Средняя скорость газов в ступени	w_{Γ}	$\frac{B_p \cdot V_{\Gamma} \cdot (273 + v_{\text{ср}})}{273 \cdot F}$	м/с	9,82
Коэффициент теплопередачи	k	$k = k_n \cdot C_v$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	15,75
Наибольшая разность температур	$\Delta t_{\text{б}}$	$v' - t''$	°C	$280 - 138,5 = 141,5$
Наименьшая разность температур	$\Delta t_{\text{м}}$	$v'' - t'$	°C	$150 - 100 = 50$
Температурный напор при противотоке	$\Delta t_{\text{прт}}$	$\frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln(\Delta t_{\text{б}} / \Delta t_{\text{м}})}$	°C	87,96
Тепловосприятие экономайзера H=808,2 м2	Q_{Γ}	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 1000}$	кДж/ м3	2357
Расхождение расчетных тепловосприятий	ΔQ	$\frac{Q_m - Q_{\text{э}}}{Q_m} \cdot 100$	%	$\frac{2357 - 2365}{2357} \cdot 100 = 0,33$

4.7 Расчёт невязки теплового баланса

В таблице 4.11 произведен расчет невязки теплового баланса.

Таблица 4.11- Расчет невязки теплового баланса

Величина	Обознач	Формула или способ определения	Единица	Расчет
Расчетная температура горячего воздуха	$t_{г.в.}$		°С	30
Энтальпия горячего воздуха при расчетной температуре	$I_{г.в.}^0$		кДж/ м ³	379,63
Количество теплоты, вносимое в топку воздухом	Q_B	$I_{г.в.}^0 (\alpha_T - \Delta\alpha_T) + I_{прс}^0 \cdot \Delta\alpha_T$	кДж/ м ³	379,63 (1,05 - 0,05) + 379,63·0,05 = 383,43
Полезное тепловыделение	Q_T	$Q_p^p \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_B$	кДж/ м ³	36950
Лучистое тепловосприятие топки	$Q_{ТЛ}$	$\varphi(Q_T - I_T^r)$	кДж/ м ³	20340
Потеря теплоты с уходящими газами	q_2	$\frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} I_{x.в.}^0)(100 - q_4)}{Q_p^p}$	%	6,62
КПД парогенератора	$\eta_{ПГ}$	$100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5$	%	91,6
Расчетная невязка теплового баланса	ΔQ	$Q_p^p \eta_{нз} - (Q_l^m + Q_{к1} + Q_{к2} + Q_{эк})(1 - 0,01q_4)$	кДж/ м ³	-50
Невязка	—	$\frac{\Delta Q}{Q_p^p} \cdot 100$	%	0,136

Невязка теплового баланса составила 0,136 %, расчет считаем верным.

5 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для работы пускового котла необходимо дополнительное вспомогательное оборудование, а именно питательные насосы и деаэратор. Подбор оборудования приведен ниже.

5.1 Питательные насосы

Питательные насосы относятся к числу наиболее важного вспомогательного оборудования котельной, поскольку они должны обеспечивать непрерывную подачу воды в котел. Запас воды в современном котле незначителен, и прекращение питания его водой может привести к полному её испарению, интенсивному разогреву и разрушению поверхностей нагрева и котла в целом. В качестве современных питательных устройств применяют центробежные насосы высокого давления, рассчитанные на работу при температуре воды 105... 150 °С. Чтобы избежать кавитации, на входе в насос должен быть обеспечен подпор жидкости, достигаемый установкой деаэратора и насосов на разных отметках (этажах) котельной. Центробежные насосы имеют электрический (переменного тока) привод. Для работы в аварийном режиме может быть предусмотрен и паротурбинный привод[9].

Расчет производительности питательных насосов производят по максимальной нагрузке котельной $D_{расч}$ с запасом не менее 10 %. При определении требуемой подачи (производительности) питательных насосов следует учитывать расход воды на собственные нужды котельной. Суммарная подача всех питательных насосов должна быть такой, чтобы при выходе из строя одного из них остальные смогли обеспечить работу котлоагрегатов с номинальной нагрузкой.

Расход питательного насоса определим по формуле (5.1):

$$Q_{п.н.} = 1,1 \cdot D_{расч} / \rho, \quad (5.1)$$

$$Q_{п.н.} = 1,1 \cdot 25 \cdot 1000 / 950 = 28,9 \text{ м}^3/\text{ч}$$

где 1,1 – коэффициент запаса по паропроизводительности;

$D_{расч}$ - максимальная паропроизводительность котла, т/ч;

ρ - плотность питательной воды при давлении и температуре в деаэраторе.

Напор, который должен обеспечить питательный насос, определяется по формуле (5.2):

$$H_{п.н.} = 1,15 \cdot (p_{\sigma} - p_{\delta}) + \Delta h + h_2 \quad (5.2)$$

									лист
									36
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

$$H_{н.н.} = 1,15 \cdot (140 - 20) + 2 + 3,5 = 143,5 м$$

где 1,15 – коэффициент запаса по напору;

$p_б, p_д$ – избыточное давление пара в барабане котла и деаэраторе;

Δh - суммарное сопротивление всасывающего и напорного трактов питательной воды;

$h_г$ – геометрическая разность уровней воды в барабане котла и в деаэраторе.

По рассчитанным данным выбираем котел ЦНС 38-154. Данный насос предназначен для перекачивания воды, имеющей водородный показатель рН 7-8,5, температурой до +45°C, с массовой долей механических примесей не более 0,1%, размером твердых частиц не более 0,1 мм с микротвердостью не более 1,47 ГПа. Применяется в системах холодного водоснабжения промышленных, административных и жилых объектов; в системах водоотлива каменноугольных шахт; в системах подачи воды в нефтеносные пласты. Технические характеристики насоса приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Технические характеристики насоса ЦНС 38-154

Название агрегата	Но-мин. пода-ча, м³/ч	Но-мин. на-пор, м	Рабочая зона		Ка-вит. за-пас, м	Габаритные размеры агрегата, мм			Диаметр патрубков, мм		Мас-са насо-са, кг
			пода-ча, м³/ч	напор, м		L	B	H	вх	вы-ход	
ЦНСГ 38-154	38	154	28...48	117...179	3,6	1890	440	610	80	80	331

5.2 Деаэратор

Деаэратор подбирается по паропроизводительности котла, в данном случае мы выбрали деаэратор ДА 25/8. Данный деаэратор ДА-25/8 предназначен для удаления коррозионно-агрессивных газов (кислорода и свободной углекислоты) из питательной воды паровых котлов и подпиточной воды системы теплоснабжения и горячего водоснабжения при одновременном ее нагреве. Атмосферный деаэратор ДА 25/8 состоит из деаэраторного бака деаэрационной колонки и гидрозатвора. Деаэраторный бак представляет собой горизонтальный, цилиндрический сосуд с эллиптическими днищами (допускается конусные скошенной вершиной - сварные) и патрубками входа и выхода рабочей среды, подключения трубопроводов и арматуры. Деаэратор ДА 25/8 установлен на опорах, одна из которых неподвиж-

											лист
											37
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ						

ная. На баке деаэратор ДА-25/8 устанавливается деаэрационная колонка КДА-25. Деаэрационная колонка КДА 25 представляет собой цилиндрическую обечайку с эллиптическим днищем, патрубками для подвода и отвода рабочей среды. Для обеспечения безопасной эксплуатации деаэратора предусмотрено предохранительное устройство, гидрозатвор, защищающий его от опасного превышения давления и уровня воды в баке. Деаэратор ДА 25/8 с применением двухступенчатой схемы дегазации, первая - струйная, вторая - барботажная. Обе ступени дегазации размещены в деаэрационной колонке [20]. В деаэраторе ДА-25/8 предусмотрены патрубки для подключения комбинированного предохранительного устройства (гидрозатвора), состоящего из двух самостоятельных гидрозатворов, объединенных в общую гидравлическую систему и расширительного бачка. Технические характеристики деаэратора приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Технические характеристики деаэратора ДА-25/8

Наименование показателя	Значение
Абсолютное давление, МПа	0,12
Вместимость полезная, м ³	8
Среда	вода, пар
Температура среды, °С	104
Габариты (LxВxН), мм	6820x1616x3210
Масса, кг	2740

В деаэраторе ДА-25/8 применена двухступенчатая схема дегазации: первая ступень – струйная; вторая – барботажная, обе ступени дегазации размещены в деаэрационной колонке.

Потоки воды для деаэрации (из водоподготовительной установки, конденсат производства и др.) поступают в колонку в смесительный объём верхней тарелки и через водослив – на перфорированную её часть. Через отверстия вода стекает струями на нижерасположенную перепускную перфорированную тарелку, после которой струями сливается в барботажное устройство колонки.

Греющий пар подаётся в бак и, проходя к деаэрационной колонке, способствует вентиляции парового объёма бака. Температура пара, поступающего в бак, не должна превышать 250°С. В струйном отсеке колонки происходит нагрев воды (до температуры, близкой к температуре насыщения, соответствующей давлению в колонке), грубая дегазация воды и конденсация большей части пара.

В деаэраторе ДА-25/8 пар, поступая под непривальную тарелку барботажного устройства и проходя через её отверстия, подвергает воду на ней интенсивной обработке. Площадь отверстий принята такой, что при минимальной тепловой на-

грузке под тарелкой образуется устойчивая паровая подушка, исключая провал воды через отверстия. При давлении в паровой подушке 130 мм вод.ст. в работу включается пароперепускная труба, по которой в обвод барботажной тарелки отводится избыточный пар. Нижний конец пароперепускной трубы, погруженный в водяной объем поддона, образует гидрозатвор. Заливка гидрозатвора обеспечивается постоянной подачей части воды через водоперепускную трубу, соединяющую поддон с водяным объемом барботажной тарелки. Перелив деаэрируемой воды в бак с барботажной тарелки осуществляется по другой водоперепускной трубе. На барботажной тарелке осуществляется догрев воды до температуры насыщения и удаление микроколичеств газа, т.е. глубокая дегазация воды. Оставшаяся парогазовая смесь (выпар) отводится из верхней части колонки через патрубок.

Процесс дегазации завершается в деаэрационном баке, где происходит выделение из воды мельчайших пузырьков газов за счёт отстоя и разложения бикарбонатов.

					<i>13.03.01.2017.056.08 ПЗ</i>	<i>лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Защита воздушного бассейна от выбросов промышленных предприятий и энергетических объектов является одной из важнейших проблем современного производства. Загрязнение воздушной среды может вызвать нарушения экологических систем, ухудшить санитарно-гигиеническое состояние атмосферного воздуха и нанести ущерб экономике [1].

Выбросы в атмосферу при сжигании ископаемого топлива зависят не только от вида топлива, но и от того, насколько эффективно оно используется. Газообразное топливо обычно сжигается легче и эффективнее, чем уголь или нефть. Утилизация сбросной теплоты от отходящих газов в случае природного газа осуществляется также проще, так как топочный газ не загрязнен твердыми частицами или агрессивными соединениями серы. Благодаря химическому составу, простоте и эффективности использования природный газ может внести существенный вклад в снижение выбросов диоксида углерода путем замены им ископаемых видов топлив. Рассматриваемый в дипломном проекте котел будет работать на природном газе, поэтому в топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%).

Образование окислов азота в топках происходит главным образом в результате окисления азота воздуха при высоких температурах, а также при разложении и окислении азотосодержащих соединений, входящих в состав топлива. В дымовых газах котлоагрегатов окислы азота обычно состоят на 95...99% из окиси азота NO и лишь на 1...5% из двуокиси азота NO₂.

Методы подавления образования окислов азота в топках котлов:

- Снижение избытка воздуха;
- Рециркуляция дымовых газов;
- Двухстадийное (двухступенчатое) сжигание;
- Снижение подогрева воздуха;
- Организация факельного процесса горения;
- Подача воды и пара в зону горения. [13]

6.1 Очистка дымовых газов от окислов азота

Окислы азота принципиально можно удалять из дымовых газов. Но это направление не получило широкого промышленного развития из-за большой сложности по сравнению с очисткой от окислов серы. Это связано с более низкой концентрацией окислов азота в дымовых газах и их более высокой химической ус-

									лист
									40
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

тойчивостью (особенно окиси азота). Очистку дымовых газов от окислов азота можно осуществить:

- 1) улавливанием окислов азота с последующей их переработкой в товарные продукты (азотная кислота, концентраты окислов азота и азотные соли);
- 2) восстановлением окислов азота до нетоксичных составляющих.

Первый вариант можно реализовать методами абсорбции и адсорбции. Одним из наиболее распространенных абсорбционных методов является щелочное поглощение окислов азота. В качестве щелочных поглотителей могут быть использованы Na_2CO_3 , $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Можно также в качестве поглотителя использовать окись магния.

Из адсорбционных методов очистки наиболее перспективны адсорбция силикагелем ($\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$) и торфощелочными сорбентами. В настоящее время все перечисленные методы находятся в стадии опытно-промышленных исследований. Наиболее перспективен метод адсорбции силикагелем. Он позволяет получить в качестве побочных продуктов азотную кислоту (HNO_3) и концентраты окислов азота.

Для очистки дымовых газов котлов от окислов азота применяют селективный некаталический (СНКВ) и каталический (СКВ) методы восстановления NO_x до молекулярного азота. В качестве восстановителя используют аммиак. Некаталические методы проще и дешевле. Аммиак (аммиачная вода, карбамид) вводится в высокотемпературную ($900 \dots 1100 \text{ }^\circ\text{C}$) область газохода котла с газами рециркуляции, воздухом или паром. Сочетание технологических методов подавления образования окислов азота с методом СНКВ при сжигании угля дает возможность снизить концентрацию окислов азота в дымовых газах до 300 мг/м^3 .

Система каталического восстановления NO_x является более эффективной. Химические реакции аммиака с NO и NO_2 эффективно протекают при температуре $900 \dots 1000 \text{ }^\circ\text{C}$. Наличие катализатора снижает температуру реакции до $340 \dots 380 \text{ }^\circ\text{C}$. В качестве катализатора используют следующие материалы: оксид титана, алюминия, кремния и смеси оксидов ванадия, молибдена, вольфрама.

Основным элементов СКВ-установки служит каталический реактор.

6.2 Определение объемов продуктов сгорания топлива

Повышение энергоэффективности ПГУ Челябинской ГРЭС планируется за счет установки парового котла ДЕ-25-14 и дымовой трубы. Котельный агрегат ДЕ-25-14-ГМ предназначенный для сжигания природного газа и мазута. Котел

									лист
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

предназначен для выработки 25 тонн в час перегретого пара используемого для нужд промышленного предприятия и выработки электрической энергии.

Так как тепловая нагрузка котельного агрегата для летнего режима не отличается от тепловой нагрузки зимнего режима, то рассчитанная для летнего режима высота дымовой трубы будет обеспечивать допустимую концентрацию выбросов и при зимнем режиме.

Исходные данные:

Температура дымовых газов на выходе из трубы – $t_{yx}=160\text{ }^{\circ}\text{C}$;

Расход топлива на котел – $V=0,49\text{ м}^3/\text{с}$;

Температура воздуха – в зимний период $t_{в} = - 34\text{ }^{\circ}\text{C}$

- в летний период $t_{в} = +22,8\text{ }^{\circ}\text{C}$;

Атмосферное давление – $P_{атм} = 101325\text{ Па}$.

Химический состав природного газа:

$\text{CH}_4=97,85\text{ \%}$

$\text{C}_2\text{H}_6=0,561\text{ \%}$

$\text{C}_3\text{H}_8=0,226\text{ \%}$

$\text{C}_4\text{H}_{10}=0,133\text{ \%}$

$\text{C}_5\text{H}_{12}=0,019\text{ \%}$

$\text{C}_6\text{H}_{14}=0,006\text{ \%}$

$\text{N}_2=1,194\text{ \%}$

$\text{CO}_2=0,046\text{ \%}$

$\text{O}_2=0,013\text{ \%}$

Низшая теплота сгорания газа: $Q_H^P = 33,52\text{ МДж/м}^3$. Давление природного газа на котел 0,06 МПа.

Объёмный расход дымовых газов при $\alpha=1,095$, определяются по формуле 6.1 ($\text{м}^3/\text{м}^3$) (данные берем из расчета котла):

$$V_2 = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}, \quad (6.1)$$

$$V_2 = 1,0017 + 8,41 + 2,174 = 11,59 (\text{ м}^3/\text{м}^3).$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании топлива при нормальных условиях по формуле 6.2:

$$V_{\text{нр}} = \frac{P_{\text{нр}} \cdot V_2 \cdot T}{P \cdot T_{\text{нр}}} \quad (6.2)$$

									лист
									42
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

где $T = 160 + 273 = 433 \text{ K}$ – температура уходящих газов.

$$V_{\text{гв}} = \frac{60000 \cdot 11,59 \cdot 433}{101325 \cdot 273} = 10,88 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Расход топлива на котел:

$$B_p = 0,49 \text{ (м}^3/\text{с)}$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе котла по формуле 6.3:

$$V = V_{\text{гв}} \cdot B_p \quad (6.3)$$

$$V = 10,88 \cdot 0,49 = 5,33 \text{ м}^3 / \text{с}$$

6.3 Расчет выбросов оксидов азота

В топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Образование двуокиси азота NO₂ за счет окисления NO происходит при низких температурах и требует значительного времени. Выброс окислов азота, г/с, рассчитывается по NO₂.

Суммарное количество оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами по формуле (6.4) [8]:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot B \cdot Q_p^u \cdot k \cdot \beta_1 \cdot (1 - \beta_2 \cdot r) \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta_3, \quad (6.4)$$

где:

$\beta_1 = 1$ – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления;

$\beta_2 = 0$ – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

$r = 0$ – степень рециркуляции инертных газов в процентах расхода дутьевого воздуха;

$\beta_3 = 0,85$ – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок, в данном случае коэффициент выбран для прямооточных горелок;

k – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 т сожженного условного топлива, кг/т.

									лист
									43
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

Для паровых котлов:

$$\kappa = 3,5 \frac{D_{\phi}}{70} = 3,5 \frac{25}{70} = 1,25, \text{ кг/т}$$

$$Q_n^p = 33,52 \text{ [МДж/кг]},$$

$q_4 = 0$ - потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива,

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 0,49 \cdot 33,52 \cdot 1,25 \cdot 1 \cdot (1 - 0) \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot 0,85 = 0,59 \text{ (г/с)}$$

6.4 Определение высоты дымовой трубы графическим методом при летнем режиме работы ГРЭС

Расчет рассеивания выбросов ведется в соответствии с СН-369-74, согласно которым минимальная высота трубы определяется из условия, что максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое C_m не превосходит максимально разовую ПДК этого вещества в атмосферном воздухе.

$$C_m \leq \text{ПДК}$$

В соответствии с этим уравнением минимально допустимая высота трубы H , м, при которой обеспечивается значение C_m , равное ПДК, при наличии Z труб одинаковой высоты и выброса при температуре выбрасываемых газов большей температуры атмосферного воздуха ($\Delta T > 0$), может быть рассчитана по формуле 6.5:

$$H = \sqrt{AFnm\eta \frac{M}{\text{ПДК}} \sqrt[3]{\frac{Z}{V_1 \Delta T}}}, \quad (6.5)$$

где:

M – расход выбрасываемого в атмосферу вещества, г/с;

ΔT – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

V_1 – полный расход дымовых газов на срезе (устье) трубы, м³/с;

$A=160$ – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, определяется климатической зоной;

F – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе. Для газообразных примесей $F = 1$;

m и n – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой;

									лист
									44
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

η – поправочный коэффициент на рельеф. Если перепад высот в местности размещения источника выбросов не превышает 50 м на 1 км или препятствия (откосы, каньоны, горная гряда и т.п.) удалены более чем на 50Н, то $\eta = 1$. [8]

При расчете высоты дымовой трубы в данном расчете фоновая концентрация окислов азота не учитывается.

Задаем скорость газа на выходе из трубы:

$$w_2 = 20 \text{ м/с}$$

Диаметр трубы по формуле (6.6):

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{w \cdot \pi}}, \quad (6.6)$$

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot 5,33}{20 \cdot 3,14}} = 0,58 \text{ м}$$

Принимаем диаметр устья дымовой трубы из стандартного ряда стальных труб $d_0 = 800 \text{ мм}$, тогда скорость газа:

$$w_2 = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_o^2}$$

$$w_2 = \frac{4 \cdot 5,33}{3,14 \cdot 0,8^2} = 10,6 \text{ м/с}$$

1) Задаем высоту трубы $h_3 = 10 \text{ м}$ и находим значения коэффициентов m и n .

$$f = \frac{v^2 \cdot d}{h^2 \cdot \Delta T}$$

$$\Delta T = 160 - 22,8 = 137,2 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 10,6^2 \cdot 0,8}{10^2 \cdot 137,2} = 6,55$$

Т.к. $f = 6,55 \leq 200$, то:

$$m = \frac{1}{0,670 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{6,55} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{6,55}} = 0,64;$$

						лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ	

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T / h_1}$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{5,33 \cdot 137,2 / 10} = 2,72 \text{ м/с}$$

Т.к. $v_m > 2$, то:

$$n = 1$$

$$h_3^p = \sqrt{\frac{160 \cdot 0,59 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,64}{0,085}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{5,33 \cdot 137,2}} = 8,84 \text{ м}$$

2) Задаем высоту трубы $h_3 = 20 \text{ м}$ и находим значения коэффициентов m и n .

$$f = \frac{v^2 \cdot d}{h^2 \cdot \Delta T}$$

$$\Delta T = 160 - 22,8 = 137,2 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 10,6^2 \cdot 0,8}{20^2 \cdot 137,2} = 1,64$$

Т.к. $f = 1,64 \leq 200$, то:

$$m = \frac{1}{0,670 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{1,64} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,64}} = 0,83$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{5,33 \cdot 137,2 / 20} = 4,65 \text{ м/с}$$

Т.к. $v_m > 2$, то:

$$n = 1$$

$$h_3^p = \sqrt{\frac{160 \cdot 0,59 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,83}{0,085}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{5,33 \cdot 137,2}} = 10,1 \text{ м}$$

3) Задаем высоту трубы $h_3 = 30 \text{ м}$ и находим значения коэффициентов m и n .

$$f = \frac{v^2 \cdot d}{h^2 \cdot \Delta T}$$

$$\Delta T = 160 - 22,8 = 137,2 \text{ } ^\circ\text{C};$$

						лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ	

$$f = \frac{10^3 \cdot 10,6^2 \cdot 0,8}{30^2 \cdot 137,2} = 0,73$$

Т.к. $f = 0,73 \leq 200$, то:

$$m = \frac{1}{0,670 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{0,73} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,73}} = 0,94$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{5,33 \cdot 137,2 / 30} = 2,1 \text{ м/с}$$

Т.к. $v_m > 2$, то:

$$n = 1$$

$$h_3^p = \sqrt{\frac{160 \cdot 0,59 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,94}{0,085}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{5,33 \cdot 137,2}} = 10,8 \text{ м}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Оптимальная высота дымовой трубы

Режим	H_3 , м	H_p , м
Летний	10	8,84
	20	10,1
	30	10,8

Для определения истинной высоты дымовой трубы строим график, смотреть рисунок 6.1.

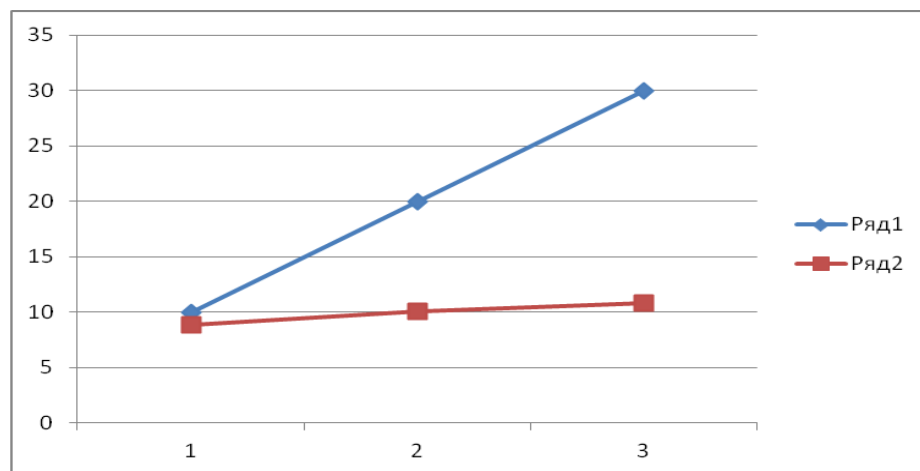


Рисунок 6.1 – Графоаналитический метод определения минимальной высоты дымовой трубы.

Исходя из графика $H_{\text{НОМ}} = 11,0$ м.

Принимаем стандартную высоту стальной трубы 20 м ($D_0 = 0,8$ м) [8].

6.5 Расчет концентрации вредных выбросов от котла ДЕ-25-14

В качестве проверки выбранной высоты рассчитываем значение максимальной концентрации вредного вещества.

Определим максимальную приземную концентрацию выбросов NO_2 по формуле (6.7):

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{h^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}} \quad (6.7)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 10,6^2 \cdot 0,8}{20^2 \cdot 137,2} = 6,86 \text{ м};$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{6,86} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{6,86}} = 0,64;$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{5,33 \cdot 137,2 / 20} = 2,1 \text{ м/с}$$

Т.к. $v_m > 2$, то:

$$n = 1$$

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{160 \cdot 0,59 \cdot 1 \cdot 0,64 \cdot 1}{20^2 \cdot \sqrt[3]{5,33 \cdot 137,2}} = 0,017 \text{ мг/м}^3.$$

$\text{ПДК} \geq C'_{\text{NO}_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$ - расчет произведен, верно.

Высота дымовой трубы обеспечивает рассеивание загрязняющих веществ, концентрация которых не превышает предельно-допустимой.

6.6 Расчет расстояния максимальной концентрации вредных веществ у поверхности земли

Возведение дымовой трубы не позволяет полностью избавиться от влияния вредных веществ, содержащихся в продуктах сгорания топлива. В связи с этим необходимо определить расстояние по оси дымового факела, на котором концентрация вредных веществ будет максимальна. Расстояние x_m от дымовой трубы, на котором приземная концентрация вредных веществ при неблагоприятных ме-

									лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

теоретических условиях достигает максимального значения, вычисляют по формуле (6.8):

$$x_m = \frac{5-F}{4} \cdot d \cdot H, \text{ м} \quad (6.8)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{h}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{5,33 \cdot 137,2}{20}} = 2,16 \text{ м/с},$$

d – безразмерный коэффициент, определяемый из соотношений:
при $v_m > 2$

$$d = 7 \cdot \sqrt{v_m} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{f})$$

$$d = 7 \cdot \sqrt{2,16} \cdot (1 + 0,28 \cdot \sqrt[3]{6,86}) = 15,7$$

$$x_m = \frac{5-1}{4} \cdot 15,7 \cdot 20 = 314 \text{ м}$$

Максимальная концентрация диоксида азота в приземном слое атмосферы будет наблюдаться на расстоянии 314 метра от трубы по оси дымового факела.

						лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ	

7 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

В современных экономических условиях, когда большинство предприятий находятся на грани выживания, в том числе из-за резкого повышения цен на топливо, необходимо искать нетрадиционные технические решения, позволяющие экономить топливо.

При выборе котельного агрегата ДЕ-25-14-ГМ учитывалось применение энергосберегающих технологий, позволяющих существенно снизить затраты и потребление энергии [3].

Внедрение газоплотности топки и газоходов позволяет уменьшить присосы, повысить экономичность котла, снизить затраты на обмуровку. Изоляция котла выполняется из высокоэффективного облегченного теплоизоляционного материала.

Применение системы впрыска собственного конденсата позволяет снизить инерционность систем, регулирующих температуру пара.

Внедрение вторичного дутья воздуха снижает количество вредных выбросов и улучшает выгорание топлива.

Котельный агрегат оборудован хвостовыми поверхностями, что является эффективным способом снижения потерь тепла с уходящими газами и увеличением КПД агрегата. Экономия топлива при этом составляет не менее 4-7% [7].

Автоматическая система управления технологическим процессом имеет трехуровневую структуру. Средний уровень реализуется на основе программируемого логического контроллера. Фирма является признанным лидером в разработке и производстве компонентов для построения систем промышленной автоматизации. Разработанная система обеспечивает автоматическое управление технологическим процессом без участия оператора с оптимальными материальными и энергетическими затратами. Внедрение такой системы позволило обеспечить:

- выполнение требований правил безопасности ПБ 12-529-03;
- повышение технологической дисциплины обслуживающего персонала;
- поддержание оптимальных режимов работы оборудования;
- предупреждение возникновения аварийных ситуаций.

Одним из основных потребителей электроэнергии являются насосы. Чем больше электроэнергии тратится на привод насосов, тем выше себестоимость воды, и тем больше приходится платить потребителю воды. Количество электроэнергии, затрачиваемой на подачу одного кубометра воды, зависит от напора, создаваемого насосом, и от коэффициента полезного действия насоса. Высокое значение КПД насоса закладывается на стадии проектирования насоса при разработке профилей его проточной части. Спроектированные профили необходимо

									лист
									50
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

изготовить с высокой степенью точности, так как отклонения реального профиля от заданного сведут на нет все усилия по его разработке и не позволят получить высоких значений КПД насоса. Такие фирмы, как Grundfos, Kolmekс, Wilo и другие ведущие европейские производители насосов, с целью улучшения качества поверхностей каналов используют для изготовления рабочих колес высококачественное чугунное литье, пластмассы или изготавливают их методом штампования из нержавеющей сталей [47]. При этом используются дорогостоящие технологии, что позволяет изготавливать профили с высокой степенью точности и с гладкой поверхностью. Все это обеспечивает высокое значение КПД, а также высокую стабильность и повторяемость характеристик насосов [12].

Улучшение конструкций насосов, связанное с повышением требований к экономичности, развивается по следующим направлениям:

- применение многоступенчатых насосов, имеющих более благоприятные, чем у одноступенчатых насосов, профили гидравлических каналов ступени для заданных условий;

- общее улучшение конструкции всех типов насосов, с гидравлической точки зрения;

- важным фактором, способствовавшим повышению КПД и сохранению высокого значения его при длительной эксплуатации насоса, является недопущение кавитации, достигаемое путем соответствующего улучшения конструкции насоса, а также недопущением коррозии за счет применения соответствующих материалов;

- оснащение насосов электродвигателями с электронными преобразователями частоты тока, позволяющими изменять характеристику насосов по заданному алгоритму.

Высокое значение КПД насоса и устойчивые к коррозии материалы, примененные в насосе, послужат хорошим залогом энергосбережения.

Насосы комплектуются системой частотного регулирования, что позволяет дополнительно сэкономить до 50% электроэнергии и до 20% воды [22].

8 АВТОМАТИЗАЦИЯ

При автоматизации паровых котлов решают задачи теплового контроля и технологической сигнализации, автоматического управления, регулирования и защиты.

Организация теплового контроля и выбор приборов осуществляется в соответствии со следующими принципами:

- параметры, наблюдение за которыми необходимо для эксплуатации котельной, контролируются показывающими приборами;
- параметры, изменение которых может привести к аварийному состоянию оборудования, выводятся на экран «Контроль защит» панели оператора, где можно просмотреть состояние технологических защит. При этом индикатор красного цвета означает, что соответствующий параметр находится не в норме;
- параметры, учет которых необходим для анализа работы оборудования или хозяйственных расчетов, контролируется регистрирующими или суммирующими приборами.

Для паровых котлов требования к контролю теплотехнических параметров определяются рабочим давлением пара и расчетной производительностью. Паровые газомазутные котлы ДЕ-25-14-ГМ оборудованы показывающими приборами для измерения [10]:

- температуры питательной воды до и после экономайзера техническими термометрами;
- температуры пара за перегревателем до главной паровой задвижки техническим термометром;
- температуры уходящих газов техническим термометром;
- давления пара в барабане котла показывающим манометром;
- давления питательной воды на входе в экономайзер до регулирующего органа манометрами;
- давления газа к котлу напорометрами мембранными показывающими;
- давления газа к запальнику напорометрами мембранными показывающими;
- разрежения перед дымососом тягонапорометром дифференциальным жидкостным;
- расхода пара дифманометром;
- расхода газа дифманометром;
- уровня воды в барабане котла приборами: колонкой уравниваемой, блоком согласования кондуктометрических датчиков и панелью оператора;
- погасания факела в топке.

										лист
										52
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					

На экране «ГЛАВНЫЙ» мнемосхемы котла (рис. 8.1) отображаются параметры.

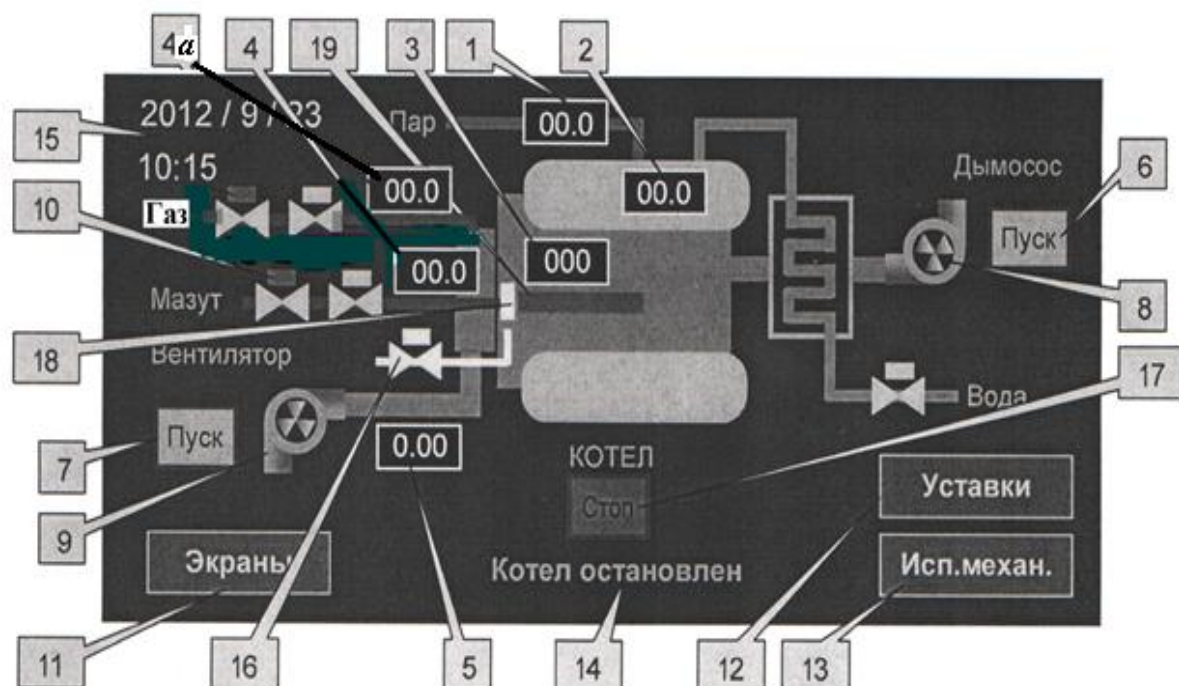


Рисунок 8.1 - Экран «ГЛАВНЫЙ» котла ДЕ-25-14ГМ: 1 – давление пара в барабане котла; 2 – уровень воды в барабане котла; 3 – разрежение в топке котла; 4 – давление мазута перед горелкой; 4а – давление газа пере горелкой; 5 – давление воздуха перед горелкой; 6 – управление дымососом; 7 – управление вентилятором; 8 – дымосос; 9 – вентилятор; 10 – отсечной клапан топлива; 11 – переход на экран «Экраны»; 12 – переход на окно «Уставки»; 13 – переход на окно «Исполнительные механизмы»; 14 – отображение этапов работы котла; 15 – дата и время; 16 - клапан запальника; 17 – останов котла; 18 – пламя запальника; 19 – пламя горелки.

Предусмотрены алгоритмы управления, регулирования и защит. Управление со щита автоматизации ЩУК в соответствии с руководством по эксплуатации системы управления котлом [30]:

1. Подготовка и пуск котла

Подготовка к пуску из состояния «Котел остановлен»:

1.1. С помощью окна «Исполнительные механизмы» установить управление ИМ регуляторов в режим «Автомат» (при этом все ИМ переводятся в исходное состояние: ИМ разрежения – в положение «ЗАКРЫТ»; ИМ нагрузки – в положение

ние «ЗАКРЫТ»; ИМ соотношения – в положения «Закрыт»; ИМ уровня воды - поддержание уровня воды в барабане котла).

1.2. Произвести пуск дымососа с экрана «Главный» кнопкой «Пуск», расположенной возле динамического изображения дымососа. При этом динамическая кнопка принимает красный цвет и меняет надпись на «СТОП».

После пуска дымососа регулятор разрежения переходит в режим поддержания разрежения в топке котла.

1.3. Произвести пуск вентилятора с экрана «Главный» кнопкой «Пуск», расположенной возле динамического изображения вентилятора.

1.4. Установить управление ИМ воздуха в «Ручной». Открыть НАВ (направляющий аппарат вентилятора до положения «Вентиляция топки». Произвести вентиляцию топки в течении 10 мин. После окончания вентиляции топки – закрыть НАВ и перевести управление ИМ воздуха в «Автомат».

2. Розжиг запальника

2.1. Если все сигналы защит соответствуют требованиям этапа «Розжиг запальника», а именно:

- давление пара в барабане котла в норме;
- уровень воды в барабане котла в норме;
- дымосос включен;
- вентилятор включен;
- связь с модулем МВ110.220-8АС присутствует,

то нажать кнопку «Пуск котла» на щите управления, при этом формируются сообщение «Розжиг запальника» и команды «Включить зажигание» и «Включить клапан запальника». При появлении сигнала «Факел запальника» через 4 сек. формируется сигнал и сообщение «Розжиг горелки».

2.2. Если факел запальника не появляется в течении 5 с, то розжиг прекращается, формируется аварийный сигнал «Факел запальника», формируется команда «Выключить клапан запальника». Сигнал «Пуск» сбрасывается.

3. Розжиг горелки

3.1. Если все сигналы защит соответствуют требованиям этапа «Розжиг горелки», а именно:

- давление пара в барабане котла в норме;
- уровень воды в барабане котла в норме;
- дымосос включен;
- вентилятор включен;
- связь с модулем МВ110.220-8АС присутствует

- наличие факела запальника, то формируется команда «Открыть

									лист
									54
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

клапан-отсекатель топлива», при этом начинается отсчет времени розжига горелки (45 с)

3.2. Если за это время не появится сигнал «Факел горелки», то формируется аварийный сигнал «Факел горелки». Розжиг прекращается. Формируется сигнал «Закрывать отсечной клапан топлива, клапан запальника». Сигнал «Пуск» сбрасывается.

3.3. Если за контрольное время появился сигнал «Факел горелки», то формируется команда отключить запальник и формируется сигнал и сообщение «Котел в работе». Регуляторы нагрузки и соотношения переходят в режим поддержания давления пара в котле и соотношения «топливо-воздух» соответственно.

4. Останов котла

При поступлении сигнала от кнопки «Останов котла» с экрана «Главный» панели оператора или от кнопки «Сброс» на щите управления котлом формируется сигнал «Штатный останов котла», снимается сигнал с клапана-отсекателя топлива и выводится сообщение «Котел остановлен». ИМ регуляторов нагрузки и соотношения переводятся в положение «Закрывает».

5. Регуляторы

Регуляторы нагрузки управляют исполнительными механизмами регулирующего клапана мазута или газа. Регулятор поддерживает заданное значение пара в барабане котла. Регулятор включается после розжига котла.

Регулятор соотношения «топливо-воздух» управляет исполнительным механизмом НАВ. Регулятор поддерживает давление воздуха в соответствии с давлением топлива по режимной карте. Регулятор включается после розжига котла.

Регулятор разрежения управляет исполнительным механизмом НАД. Регулятор поддерживает заданное разрежение в топке котла. Регулятор включается после пуска дымососа.

Регулятор уровня поддерживает заданный уровень в барабане котла. Регулятор включен всегда и управляет исполнительным механизмом регулирующего клапана питательной воды.

Экраны «Регулятор уровня», «Регулятор нагрузки», «Регулятор соотношения», «Регулятор разрежения». На данных экранах отображаются статические и динамические параметры, а также изменяемые уставки, необходимые для управления (наблюдения за состоянием) регуляторами.

На рисунке 8.2 изображен экран «Регулятор уровня».

Перечень отображаемых параметров и функций экрана:

- 1 – регулятор остановлен (автоматический режим);
- 2 – регулятор остановлен (ручной режим);



Рисунок 8.2 - Экран «Регулятор уровня»

- 3 – выход регулятора «Заккрыть»;
- 4 – выход регулятора «Открыть»;
- 5 – вход «РО закрыт»;
- 6 – вход «РО открыт»;
- 7 – регулятор автомат (вкл/выкл);
- 8 – управление выходом «Заккрыть»;
- 9 – управление выходом «Открыть»;
- 10 – текущее значение параметра;
- 11 – задание;
- 12 – полоса пропорциональности;
- 13 – постоянная интегрирования;
- 14 – время пересчета (измеряется в тиках (циклы программы));
- 15 – зона нечувствительности;
- 16 – переход на экран «Регуляторы».
- 17 – переход на экран «Главный».

6. Аварийный останов котла

Сигнал «Аварийный останов» формируется при появлении любого аварийного сигнала или при нажатии кнопки «Аварийный останов котла» на щите управления котлом. При этом снимается сигнал с клапана-отсекателя топлива и включается окно «Первопричина аварии», на котором формируется сообщение первопричины аварийного останова.

7. Автоматика безопасности котла

Сигнал «Авария» формируется при несоответствии любого аварийного сигнала на этапах «Розжиг запальника», «Розжиг горелки», «Котел в работе».

Перечень аварийных сигналов приводящих к аварийному останову:

- связь по RS485 с MB110-220.8AC (отсутствует);
- датчик давления пара в барабане (неисправность, обрыв линии связи);
- датчик уровня воды в барабане котла (неисправность, обрыв линии связи);
- датчик давления мазута (неисправность, обрыв линии связи);
- датчик давления воздуха (неисправность, обрыв линии связи);
- датчик разрежения (неисправность, обрыв линии связи);
- давление пара в барабане котла (высокое значение);
- уровень воды в барабане котла (низкое или высокое значение);
- давление мазута перед горелкой (низкое значение);
- отключение магнитного пускателя вентилятора или дымососа;
- давление воздуха перед горелкой (низкое значение);
- разрежение в топке (низкое значение);
- нет факела горелки;
- кнопка "Аварийный останов".

8. Аварийная сигнализация и первопричина аварии

При аварийном останове котла включается аварийная световая и звуковая сигнализация и включается окно «Первопричина аварии» на панели оператора.

Для съема звукового сигнала кратковременно нажать кнопку «Сброс» (или кнопку «ОК» на панели оператора). Для сброса значения первопричины аварии нажать и удерживать кнопку «Сброс» » (или кнопку «ОК» на панели оператора) более 3 с, при этом окно «Первопричина аварии закрывается.

Для проверки аварийной сигнализации на щите управления котлом установлена кнопка «Опробование сигнализации».

Ожидаемый эффект от внедрения:

- повышение надежности работы котельного агрегата;
- своевременное обеспечение персонала информацией состояния всего технологического оборудования;
- снижение влияния человеческого фактора в технологическом процессе и вероятность возникновения аварийных режимов функционирования котла;
- экономия топлива за счет оптимального поддержания соотношения «топливо-воздух»;
- улучшение условий труда обслуживающего персонала;
- получение системы управления современного уровня, переход на качественно другой уровень [30].

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Безопасность жизнедеятельности – система знаний, обеспечивающая безопасность обитания человека в производственной и непроизводственной среде, и развитие деятельности по обеспечению безопасности в перспективе с учётом антропогенного влияния на среду обитания [33].

Цель БЖД:

- Достижение безаварийной ситуации и готовности к стихийным бедствиям и другим проявлениям природной среды;
- Предупреждение травматизма;
- Сохранение здоровья;
- Сохранение работоспособности;
- Сохранение качества полезного труда.

9.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов

В дипломном проекте рассматривается расширение энергоэффективности ПГУ Челябинской ГРЭС за счет установки пускового котла ДЕ-25-14-ГМ. Котел работает на природном газе и предназначен для получения насыщенного или слабо перегретого пара с абсолютным давлением 1,4 МПа, используемого для технологических и теплофикационных нужд предприятия. Резервным топливом тоже является газ, поступающей по дополнительной нитке газопровода. Котельный агрегат установлен на котельном участке главного корпуса ГРЭС, где располагается и другое основное и вспомогательное оборудование. За работой и обслуживанием котельных агрегатов, насосным оборудованием, трубопроводами пара смотрят операторы котельной.

На оператора котельной в процессе работы действуют опасные и вредные факторы. Опасные и вредные производственные факторы (ОВПФ) делятся на физические, химические, биологические и психофизические. В ГОСТ 12.0.003-80 «Опасные и вредные производственные факторы» [33] приводится классификация ОВПФ.

В зоне обслуживания паровых котлов имеют место:

Физические факторы:

- Параметры микроклимата
- Повышенный уровень постоянного шума
- Повышенный уровень вибрации
- Освещение

									лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

Химические факторы:

Основным источником является топливо – природный газ– метан, оксиды углерода, оксиды азота в дымовых газах.

3. Факторы трудового процесса:

- Тяжесть труда:
 - физическая динамическая нагрузка
 - статическая нагрузка
 - неудобная рабочая поза
- Напряженность труда:
 - сенсорные нагрузки
 - степень монотонности нагрузок
 - режим работы

4. Травмоопасные факторы:

- повышенное давление теплоносителя;
- разностное расположение оборудования, множество лестниц и площадок, в результате чего, возможны падения и травмирование;
- движущиеся и вращающиеся части механизмов могут вызвать механическое повреждение тела человека при попадании частей тела в поле действия этих частей механизмов;
- возможность поражения электрическим током;
- возможность поражения теплоносителем с высокой температурой;
- ожоги.

5. Аварийно возможные ситуации:

- Утечка топлива
- Взрыв котла
- Пожар
- Разрыв трубопровода вследствие повышения давления

Основной возможной причиной, способствующей возникновению аварий, является разгерметизация оборудования (газопроводы с арматурой, газовое оборудование, паропроводы, теплосиловое оборудование) вследствие:

- неплотности фланцевых и штуцерных соединений;
- разрушения труб вследствие коррозии, дефектов металла;
- некачественной сварки;
- преднамеренного воздействия;
- неправильного проведения пусковых операций (невыполнения продувок газопровода с вытеснением инертного газа).

Факторами, способствующими авариям, являются:

									лист
									59
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

- нарушение правил эксплуатации, правил противопожарной безопасности, правил безопасности в газовом хозяйстве;
- проведение огневых работ без предварительной оценки загазованности территории;
- складирование вблизи потенциальных мест возгорания горючих материалов;
- использование инструмента, не допустимого к работе на газовом оборудовании;
- нарушение сроков очередных профилактических осмотров оборудования;
- неудовлетворительная организация технического обслуживания технологического оборудования и производства работ;
- отсутствие производственного контроля, а также контроля работы оборудования;
- низкая производственная и технологическая дисциплина, нарушения производственных инструкций персоналом, отсутствие практических навыков или халатность;
- неработоспособность приборов контроля состояния оборудования и воздуха в рабочей зоне.

9.2 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса. Организация мероприятий защиты

Воздух рабочей зоны оценивается по метеорологическим и атмосферным условиям на рабочих местах, а именно параметрами микроклимата (температуры воздуха, относительной влажности, скорости движения воздуха, теплового облучения) и составом воздуха, которые определяется спецификой среды на производстве.

Микроклимат производственной среды определяется сочетанием следующих параметров: температуры воздуха, относительной влажности и скорости движения воздуха, интенсивности теплового облучения. При оптимальных сочетаниях параметров микроклимата работник испытывает состояние теплового комфорта, при неблагоприятных – его организм стремится сохранить постоянство температуры тела за счет терморегуляции, что может привести к ряду физиологических нарушений. На основании ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [34] установлены оптимальные метеорологические условия в рабочей зоне (пространство до 2 м над уровнем поля или площадки, где находятся рабочие места в котельном зале).

					<i>13.03.01.2017.056.08 ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		<i>60</i>

Работа оператора котельного агрегата по энергозатратам организма относится к категории Ia и Ib (легкий физический труд).

Согласно ГОСТ 12.1.005-88(1999) «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» допустимые величины показателей микроклимата в теплый период года:

- температура воздуха 20-24 °С;
- относительная влажность воздуха 15-75 %;
- скорость движения воздуха 0,1-0,4 м/с.

Допустимые величины показателей микроклимата в холодный период года:

- температура воздуха 23-25 °С;
- относительная влажность воздуха 40-60 %;
- скорость движения воздуха 0,1-0,3 м/с.

Нормы на содержание вредных примесей в воздухе рабочей зоны:

- оксид углерода: класс опасности – 4, допустимое значение концентрации – 20 мг/м³;
- оксиды азота в пересчёте на NO₂: класс опасности – 3, допустимое значение концентрации – 5 мг/м³;
- диоксид азота: класс опасности – 3, допустимое значение концентрации – 2 мг/м³;
- метан: ПДК метана в воздухе рабочей зоны составляет 7000 мг/м³.

Долгое время человек может переносить нагревание удовлетворительно, ощущая лишь нарастающую слабость. Но так как терморегуляция не безгранична, а при выделении пота организм теряет воду и соли, то кровь густеет, затрудняется работа кровеносной системы. В тяжелых случаях может наступить тепловой удар – резкое, внезапное расстройство нервной системы (обморок). Сильный перегрев тела человека происходит от воздуха, а также от стен помещения и оборудования и окружающих предметов. Эти факторы (температура воздуха, влажность, скорость движения воздушного потока) образуют микроклимат на рабочем месте.

Для защиты обслуживающего персонала от воздействия тепловой энергии эти тепловыделения должны быть устранены или уменьшены. Излучающие поверхности должны быть покрыты тепловой изоляцией, т.е. материалами с малой теплопроводностью: шамотом, изделиями из диатомитового кирпича, шлаковатой, минеральной ватой. Другой способ уменьшения лучистого теплообмена – применение отражающих экранов. Так, тепловую изоляцию облицовывают гладким, блестящим, светлым материалом с очень малой степенью черноты – белой жемчужной, листовым алюминием. Лучистая энергия при этом почти, полностью отражается в направлении к излучателям, она не проникает в окружающую среду.

									лист
									61
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

Возможность поражения теплоносителями с высокой температурой возникает в результате неправильного расчета и выбора толщины изоляции, когда температура на поверхности изоляции превышает 45 °С, наличия неизолированных частей трубопроводов, технически неграмотной эксплуатации оборудования.

Установленный котел ДЕ-25-14 подлежит обмуровке и изоляции. В качестве теплоизоляционного материала экранных поверхностей котла применяются маты минераловатные или БСТВЭ. Толщина изоляции топки (от образующей экранной трубы) равна 140 мм при двукратном уплотнении матами. При такой толщине обеспечивается условие, что температура наружной поверхности не превышает 55°С. Наружной облицовкой является слой асбестоperlитной штукатурки на жидком стекле, или иной облицовочный материал. Амбразуры горелок выполнены из огнеупорного кирпича марки ШБ. Изоляция потолка выполняется также, как и изоляция вертикальных стен. Под топки также закладывается слоем шамотного кирпича.

Избыточные тепловыделения создают условия, в которых человеку требуются дополнительные затраты энергии, что приводит к замедленной трудовой активности работающих и снижению производительности труда. При температуре воздуха более 30°С, и значительном тепловом излучении от нагревательных приборов, наступает нарушение терморегуляции человека, что может привести к перегреву организма. Наблюдается нарастающая слабость, головная боль, шум в ушах, изменение цветового восприятия, тошнота, рвота и другие подобные признаки. В самых тяжелых случаях наступает тепловой удар.

Для нормальной деятельности человека существенное значение имеет чистый естественный воздух, без различных примесей пыли, вредных аэрозолей, газов и паров. Отравление организма вызывает сильная загазованность рабочей зоны.

При работе ГРЭС на природном газе образуются оксиды углерода и азота, а так же углеводородные соединения. При увеличении концентрации в воздухе углекислого газа, возникает повышенная утомляемость, головная боль. Кроме углекислоты работники вдыхают вредные примеси, например, оксид углерода или угарный газ СО. Угарный газ, при попадании через легкие в кровь, вытесняет кислород из его соединений с гемоглобином. При этом нарушается поступление кислорода к тканям, все это ведет к развитию кислородной недостаточности. Оксиды азота сильно раздражают слизистые оболочки глаз, носа и остаются в легких в виде азотной или азотистой кислот. Опасность воздействия оксидов азота заключается в том, что отравление организма проявляется не сразу, а постепенно, причем каких либо нейтрализующих средств нет.

В цехе ГРЭС возможна загазованность метаном. Причинами возникновения

									лист
									62
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

повышенного содержания CH_4 в воздухе являются: нарушения в работе агрегатов, взаимного влияния установок, имеющих общий дымоотвод; разрушения дымоходов; появления течи из труб и других элементов поверхности нагрева; изменения настроек приборов и различных регуляторов; появление трещин на фланцевых, резьбовых, сварных соединений трубопроводов газа.

По своей физиологии метан нейтрален и может вызывать отравления только при больших концентрациях. При концентрации его в воздухе 25-30% объема появляются первые признаки отравления (учащение пульса, увеличение объема дыхания, нарушение координации движений). Дальнейшее повышение концентрации метана вызывает головную боль. Наиболее сильное токсическое действие проявляется при повышенном давлении (2-3 атм).

Основной опасностью метана для человека может быть гипоксия (кислородное голодание) и асфиксия (удушье), все это возникает при недостатке кислорода, который метан вытесняет из воздуха.

9.3 Световая среда

Для обеспечения нормальных условий работы все производственные, вспомогательные и бытовые помещения, проходы, проезды и некоторые другие участки территории предприятия должны освещаться. В помещениях, где постоянно пребывает персонал, предусмотрено применение газоразрядных ламп, наружное освещение основных дорог на территории котельной осуществляется с помощью неоновых ламп. В кабельных и теплофикационных тоннелях при установке светильников на высоте менее 2,5 м применяется освещение напряжением не выше 42 В, согласно технике безопасности.

Аварийное освещение предусматривает автоматическое резервирование питания от аккумуляторных батарей, оно обеспечивает действия персонала по ликвидации последствий аварий.

Аварийным освещением оборудованы следующие места:

- проходы (не более 25% нормируемой освещенности)
- водоуказательные и измерительные приборы;
- тепловые щиты и пульты управления;
- вентиляторная и дымососная установки.

Кроме комбинированного и аварийного освещения предусмотрено также дежурное, охранное и специальное во взрывозащищенном исполнении освещение. По СП* «Естественное и искусственное освещение» [37] разряд зрительных работ оператора котельной III. При системе общего освещения норма 300 лк, показатель

									лист
									63
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

ослепленности $P=40$, коэффициент пульсации $K_{II} = 15\%$.

9.4 Виброакустические факторы

Источником механического шума в котельном цехе являются насосы, дымососы, вентиляторы с приводом от электродвигателя, и горелки котельных агрегатов. Шум электрических машин образуется при одновременном действии следующих составляющих шумов: магнитный, то есть колебания ротора и статора под действием магнитных сил; аэродинамический – вращение ротора и движение воздушных потоков; механический – вибрация деталей и узлов машины. В трубопроводах и насосах может возникнуть кавитация. Кавитационный шум проявляется даже на ранней стадии кавитации. В воздуходувных аппаратах и горелках главной составляющей шума является аэродинамический шум, связанный с турбулентным течением газа или воздуха.

Шум ухудшает точность выполнения работ, затрудняет прием и восприятие информации, способствует быстрой утомляемости, что ведет к снижению производительности труда.

Повышенный уровень производственного шума на рабочем месте оказывает вредное воздействие на организм человека: снижается острота слуха, зрения, нарушается нормальная деятельность сердечно-сосудистой системы. Сильный производственный шум может быть причиной функциональных изменений нервной, кровеносной, а также пищеварительной систем организма человека.

Согласно ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования к безопасности» [12], средства коллективной защиты по отношению к источнику возбуждения шума, снижающие шум на пути его распространения реализуется в применении кожухов на источниках шума. Предельно допустимый уровень шума – 65 дБА. Чтобы ослабить проникающий шум, применяют звукоизолирующие преграды. Чем жестче, массивнее преграда тем труднее привести ее в колебание и тем лучше она изолирует звук. В качестве таких поверхностей используется стальные листы толщиной 0,7-2,0 мм с покрытием из вибродемпфирующей мастики ВД-17-58, снижающие уровень шума с частотной октавой от 63 до 8000 Гц на 20-45 дБ. стекло толщиной 4 мм ослабляет шум на 28 дБ. Ослабление звука преградой значительно повышается, если ее выполнить из двух или более слоев с воздушными промежутками или прослойками войлока, ваты, поглощающими звук. Слои преграды выполняются жесткими, но не связанными между собой. Пористые материалы – войлок, вата, пемза, ткань, пористая штукатурка и керамика значительно ослабляют силу звука, в особенности высоких тонов при частотах выше 500 Гц.

										лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					

Для ослабления низкочастотных шумов применяют гибкие панельные конструкции (из фанеры, ткани). При совпадении частот собственных колебаний панели и звуковой волны, т.е. в резонанс, происходит наибольшая потеря звуковой энергии на механические колебания панели. Для этой цели используют перфорированные панели – облицовки. отверстия являются резонаторами. Перфорированные панели с отверстиями Ø 5-8 мм располагаются на расстоянии 80 – 100 мм от стены. Шум оценивают по частотной характеристике, обеспечивающей согласование звуков различных уровней и частот с субъективными ощущениями.

Для уменьшения шума в трубопроводах и арматуре скорость воды принимается в пределах величины, при которой вибрация не будет создавать не допустимых шумовых явлений.

Вследствие невозможности установки звукоизолирующих перегородок, экранов для людей, которые в силу технологического процесса находятся в цехе, рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты: противозумные вкладыши (беруши).

Учитывая необходимость создания комфортных условий труда для персонала щита управления, последние вынесены в отдельные помещения (будки с двойным остеклением для машинистов котлов). Это позволяет обеспечить аэрацию и звукоизоляцию помещений щитов управления, а также избежать влияние на показания приборов.

Малые механические колебания, возникающие в упругих телах или телах, находящихся под воздействием переменного физического поля, называется вибрацией.

В производственных условиях длительное воздействие вибрации приводит к различным нарушениям здоровья человека. Общая вибрация оказывает неблагоприятное воздействие на нервную систему, наступают изменения в сердечно-сосудистой системе, вестибулярном аппарате, нарушается обмен веществ. Локальная вибрация вызывает различную степень нервно-мышечных, костно-суставных и других нарушений. При большой интенсивности и в определенном диапазоне частот вибрация может вызвать разрыв тканей, сотрясение головного мозга. Наиболее опасны для организма человека вибрации, частоты которых совпадают с частотами собственного колебания тела человека и его внутренних органов, так как такие вибрации могут вызвать резонансные явления в организме.

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования» [13], для снижения вибрации в котельном цехе применяются методы, снижающие параметры по типу ее распространения. Опоры трубопроводов выполняются гибкими с пружинными компенсаторами. Все агрегаты устанавлива-

										лист
										65
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					

ются на самостоятельные фундаменты, виброизолированные от пола и конструкции здания, либо на специальные амортизаторы в виде стальных пружин или упругих прокладок из резины, пробки, битуминизированного войлока. Упругие прокладки и пружины вследствие своей гибкости ослабляют передачу вибрации. Между стенами, несущими балками и каркасом здания так же установлены прокладки для того, чтобы вибрация не передавалась по зданию.

Чтобы вибрация не передавалась через грунт, между фундаментом здания и грунтом выполнен акустический разрыв, т.е. воздушный промежуток шириной не менее 70 мм, заполненный поглощающим звук материалом (войлоком, сухими опилками).

Вибрацию в оборудовании устраняют путем статической и динамической балансировки вращающихся деталей. В резине, войлоке, пробке внутреннее трение очень велико. Приводя материалы с большим внутренним трением в плотное соприкосновение с вибрирующими предметами, ослабляют вибрацию, а вместе с ней и шум.

Такое ослабление вибрации называется демпфированием. Крупное оборудование, вызывающее вибрацию, изолируется матами прошивными, безобкладочными из базальтового супертонкого волокна в несколько слоев с каркасом из сетки. Соударяющиеся детали смазывают вязкими жидкостями, а вибрирующие детали погружают в масляные ванны.

В нашем случае общая вибрация категории 3А. Предельно допустимый уровень – 92 дБ. Для локальной вибрации по оси Х – 112 дБ.

Монотонная работа отрицательно сказывается на эффективности производства: ухудшаются экономические показатели, повышаются травматизм и аварийность. При длительной работе, требующей эмоционального напряжения, могут возникнуть заболевания сердечно-сосудистой системы.

По тяжести работ, работа оператора относится к группе 1 «А», 1 «Б» легкой тяжести. Проектом предусмотрены следующие мероприятия для облегчения труда рабочих:

- технологическое оборудование имеет высокую степень механизации и автоматизации, предусмотрено автоматическое управление котлом и технологическим оборудованием котла, автоматическое регулирование и контроль технологических параметров котла;

- для обслуживания оборудования и трубопроводной арматуры предусмотрены безопасные проходы, металлические площадки, лестницы, имеющие ограждения и обеспеченные нормативными габаритами.

Для отдыха сменного персонала и приема пищи используется существующее

										лист
										66
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					

помещение сменного персонала котельного участка.

Для обеспечения доступа к элементам котла во время эксплуатации и ремонта котел комплектуется системой площадок обслуживания и лестницами. Площадки обслуживания крепятся к собственному каркасу. Каркас представляет собой пространственную металлическую конструкцию, состоящую из несущих колонн, опорных балок, вспомогательных стоек и ригелей.

9.5 Безопасность производственных процессов и оборудования

Возможность поражения электрическим током возникает в результате случайного прикосновения к неизолированным токоведущим частям, находящимся под напряжением, а также в результате появления напряжения на металлических не-токоведущих частях оборудования (корпусах, кожухах, ограждениях) вследствие повреждения изоляции.

Электрический ток может поражать отдельные участки тела или весь организм в целом, вызывать ожоги, электрометаллизацию кожи, электрический удар. Напряжение питающей сети на котельном участке №1 ~380/220 В. По степени надежности электроснабжения потребители котельной относятся к 1-й категории по ПУЭ (Правила устройства электроустановок).

Для приема и распределения электроэнергии предусмотрен щит вводно-распределительного устройства ВРУ. Для защиты от перегрузки по току и коротких замыканий, а также для обеспечения требований безопасности при проведении ремонтных работ. На вводах в щит установлены автоматические выключатели. Основной режим работы котельной – автоматический. Предусмотрены также режимы местного или дистанционного управления, при этом избирателем режима управления подается сигнал в систему автоматического управления. На случай выхода из строя преобразователя частоты (инвертора) предусмотрен режим прямого пуска от сети с регулированием направляющими аппаратами.

Распределительная сеть выполнена кабелем марки ВВГНГ и КВВГНГ, проложенным в полу в трубах и по кабельным конструкциям. Сечение кабеля выбиралось, исходя из условия допустимого нагрева, и проверялось по условию отключения однофазного короткого замыкания и падению напряжения.

Все металлические части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под токовым в результате повреждения изоляции, подлежат заземлению. Для заземления использовать контур существующий заземления, специальные жилы кабеля, металлические трубы и конструкции. Система заземления TN-S.

									лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

В блоках ГРЭС расположено электрооборудование, оно имеет различные категории:

1 категория: электроника (защищенное электрооборудование, оборудование присоединенное к цепям);

2 категория: однофазные подключаемые нагрузки, розетки и длинные отводы;

3 категория: трехфазное энергосбережение, в том числе однофазные линии освещения;

4 категория: любые воздушные линии, электропечи.

Всё оборудование, входящее в создаваемую систему и находящееся под напряжением, имеет защитное заземление в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 [14].

Согласно ГОСТ [39] пожаровзрывобезопасность обеспечивается разработкой мер по пожарной профилактике и защите.

Пожарная профилактика включает целый ряд мероприятий, которые направлены на заблаговременное предупреждение пожара или уменьшение его последствий.

Активная пожарная защита – меры, обеспечивающие борьбу с пожарами или взрывоопасной ситуацией. Существуют следующие мероприятия по пожарной профилактике:

- организационные;
- технические;
- режимные;
- эксплуатационные.

Организационные мероприятия включают в себя правильную эксплуатацию машин и внутрицехового транспорта, надлежащее содержание зданий, территории, проведение инструктажа рабочих и служащих, организацию пожарно – технических комиссий, издание различных приказов по вопросам усиления пожарной безопасности и т.д.

Основными техническими мероприятиями являются, соблюдение противопожарных правил, соблюдении норм при проектировании цехов, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования.

Мероприятия режимного характера – это запрещение курения в не установленных местах, производства сварочных и других огневых работ в пожароопасных помещениях и т.д.

Эксплуатационными мероприятиями являются своевременные профилактические осмотры, ремонты и испытания технологического оборудования.

										лист
										68
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					

По степени пожарной опасности [39] котельный цех в относится к категории «Г», по степени огнестойкости является объектом второй степени, класс пожароопасности П-1А.

Возможными источниками пожара в котельном цехе является система топливоподачи котла. Агентами в системе топливоподачи котла является природный газ. Утечки газа могут приводить к общему отравлению организма, вызывать удушье. Кроме того, в определенных концентрациях газо-воздушная смесь является взрывоопасной. Мазут является канцерогенным веществом, может способствовать появлению злокачественных опухолей.

Температуры, скорости газов и жидкостей выбраны исходя из требований технологического процесса, в местах соприкосновения металлических частей электрических машин с фундаментом установлены диэлектрические прокладки.

Изоляцию токоведущих частей выбирают с повышенной стойкостью против сырости и химических взаимодействий. Вращающиеся части, которые могут вызвать искрение при случайном задевании за другие части, изготавливают из цветного металла, либо защищают взрывопроницаемой оболочкой.

Включатели, нормально искрящие по условиям работы, удаляют от мест скопления горючих материалов или выносят за пределы помещений. Силовое электрооборудование, приборы, аппараты и проводки защищают от химических воздействий, а также сырости. Приборы выбирают в пыленепроницаемом исполнении, электропроводки выполняются защищенными проводами типа ВРГ или СРГ в трубах.

Все электрические установки защищены как от грозových, так и от коммуникационных перенапряжений. Газопроводы оборудуют водяными затворами или пламяпреградителями для защиты от попадания взрывной волны или пламени со стороны сети потребления, а также от проникновения кислорода.

Чтобы ограничить распространение огня во время взрыва или пожара и уменьшить их разрушительные последствия необходимо правильно спроектировать помещение и предотвратить все риски. Для этого устанавливаются прочные массивные стены из несгораемых материалов в тех направлениях, в которых взрыв или пожар приведет к наиболее разрушительным последствиям. Количество эвакуационных выходов из котлотурбинного цеха и подсобных помещений и с каждого этажа должно составлять по правилам не менее двух. Эвакуационные выходы должны располагаться рассредоточено. Достаточная ширина участков на путях эвакуации должна быть не менее 1,5м, а дверей на путях эвакуации не менее 0,8 м. Достаточная ширина наружных дверей лестничных клеток должна быть не менее марша лестницы, высота прохода на путях эвакуации – не менее 2м.

										лист
										69
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					

Для тушения пожара в нашем цехе предусмотрены следующие системы:

- парогенераторы воздушно – механической пены для тушения возгорания масла;
- система водяного пожаротушения закольцованная по цеху (пожарные гидранты);
- местные пожарные щиты, укомплектованные пожарным инвентарем (лопаты, ведра);
- углекислотные огнетушители для тушения возгорания электрооборудования.

Проектирование места установки оборудования системы осуществляется с учетом СНиП П-2-80 «Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений» [39].

Проект выполнен согласно требованиям:

- методические указания по объёму технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях СО 34.35.101-2003 [36];
- объём и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования электростанций с поперечными связями РД 153-34.1-35.116-2001.

В пусковой котельной предусмотрены узлы автоматического регулирования:

- регулирование тепловой нагрузки котла;
- регулирование соотношения «топливо-воздух» с коррекцией по содержанию кислорода в уходящих газах;
- регулирование давления разряжения в топке котла;
- регулирование питания котла;
- регулирования питания котла водой;
- регулирование температуры перегретого пара;
- регулирование непрерывной продувки котла.

Согласно СНиП П-35-76 [36] на подводящем газопроводе к пусковой котельной должны быть установлены:

- отключающее устройство с изолирующим фланцем на наружной стене здания на высоте не более 1,8 м;
- быстродействующий запорный клапан с электроприводом внутри помещения котельной;
- запорная арматура на отводе к каждому котлу или газогорелочному устройству.

При работе использующего топливо оборудования в воздухе производственных помещений может возникнуть избыточная концентрация оксида углерода

										лист
										70
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					

СО и метана CH_4 , способная привести к отравлениям персонала или угрозе возникновения взрывоопасной ситуации.

Чтобы этого не произошло широкое применение получили сигнализаторы загазованности и созданные на их базе различные системы автоматического контроля загазованности, все это обеспечивает непрерывное измерение концентрации указанных газов в воздухе; светозвуковую сигнализацию в случае если концентрация превысила максимальный уровень; выдачу сигналов аварии на диспетчерский пульт, на внешние устройства, на информационное табло; выдачу управляющих сигналов на клапан для перекрытия подачи газа, на исполнительное устройство для включения системы вентиляции. Согласно РД 204РСФСР 3.6-88 количество датчиков метана определяется по количеству возможных мест утечек и скопления метана.

Общие требования к приборам контроля содержания окиси углерода в помещениях котельных согласно [40].

1. Конструкция прибора должна удовлетворять требованиям ГОСТ 13320-81.

2. Приборы должны осуществлять непрерывный контроль содержания окиси углерода в рабочей зоне с сигнализацией о превышении установленных ГОСТ 12.1.005-88 и ГН 2.2.5.686-98 порогов концентрации.

2.1. Чувствительность приборов должна быть избирательной по окиси углерода и не иметь перекрестной чувствительности по другим токсичным и горючим газам.

3. Сигнализация должна срабатывать на двух порогах (уровнях) концентрации СО в рабочей зоне.

3.1. Сигнализация первого уровня «Порог 1» должна срабатывать при достижении предельно допустимой концентрации СО в рабочей зоне, равной 20 ± 5 мг/м³ (ПДК р.з.), при этом включается прерывистый световой сигнал.

3.2. Сигнализация второго уровня «Порог 2» должна предусматриваться при достижении концентрации СО, равной 95-100 мг/м³ (5 ПДК р.з.), при этом должны включаться непрерывный световой и звуковой сигналы.

3.3. Режим работы прибора должен предусматривать автоматическое снятие сигнализации «Порог 1» при снижении концентрации СО ниже ПДК р.з. Снять звуковую сигнализацию «Порог 2» оператор может нажатием кнопки «Сброс» при снижении концентрации СО до уровня не выше 2 ПДК р.з., световая сигнализация при этом снимается автоматически при достижении пороговых уровней концентрации.

4. Прибор контроля, в зависимости от принятой проектом схемы контроля СО в воздухе помещений котельной, должен иметь программу включения (отключе-

										лист
										71
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					

ния) аварийной вентиляции или автоматического отключения подачи топлива на котел до обеспечения нормальных концентраций СО на постоянных рабочих местах.

5. Звуковой и световой сигналы от нескольких приборов должны быть выведены на общий пульт сигнализации.

6. Устройство приборов контроля должно удовлетворять требованиям ПУЭ, предъявляемым к электрооборудованию во взрывоопасных зонах. Безопасность конструкции при этом должна удовлетворять требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75.

7. Приборы контроля СО, подключаемые к исполнительным механизмам газовых топливных систем, могут использоваться только при наличии сертификата установленного образца и разрешения на изготовление и применение этих приборов от Госгортехнадзора России.

8. Суммарная относительная погрешность измерений концентраций не должна превышать $\pm 25\%$.

9. Срок службы системы контроля концентрации окиси углерода в воздухе рабочей зоны должен быть не менее 10 лет.

10. Эксплуатационные характеристики приборов контроля должны предусматривать возможность нормального функционирования при температуре в помещении от 0 до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Требования к проектированию, монтажу (установке), наладке приборов контроля содержания СО в помещениях котельных согласно РД 12-341-00

1. В котельных с постоянным присутствием обслуживающего персонала датчики приборов контроля устанавливаются на расстоянии 150-180 см над уровнем пола или рабочей площадки там, где пребывание оператора вероятно и продолжительно во время рабочей смены. Это место за рабочим столом в зоне дыхания у фронта котла.

2. В котельных, полностью автоматизированных, обслуживание которых осуществляется периодически, датчики приборов контроля устанавливаются у входа в помещение, а сигнализация от прибора контроля выводится на пульт дежурного оператора.

3. При установке приборов в котельных залах с несплошными междуэтажными перекрытиями каждый этаж следует рассматривать как самостоятельное помещение.

4. На каждые 200 м^2 помещения котельного зала следует устанавливать 1 датчик к прибору контроля, но не менее 1 датчика на каждое помещение.

5. Датчики приборов контроля необходимо устанавливать не ближе 2 м от

										лист
										72
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					

мест подачи приточного воздуха и открытых форточек. При установке датчиков следует учитывать требования инструкции завода-изготовителя по монтажу, которой должно быть максимально исключено отрицательное влияние на точность измерения концентрации СО от движущихся потоков воздуха, относительной влажности в помещении котельной и тепловых облучений.

6. Датчики приборов контроля от попадания на них влаги необходимо защищать установкой защитного козырька.

7. В запыленных помещениях необходимо предусматривать установку датчиков с фильтрами от пыли. Периодическая очистка загрязненных фильтров должна осуществляться в порядке, предусмотренном производственной инструкцией.

										лист
										73
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					

10 ЭКОНОМИКО-УПРАВЛЕНЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В экономико-управленческой части дипломной работы мы рассматриваем два варианта установки пусковой котельной. Для выбора варианта котельной с минимальными затратами необходимо провести расчет капитальных и текущих затрат для обоих вариантов, а так же рассмотреть возможности и угрозы для реализации проекта.

10.1 Расчет капитальных затрат на установку пускового котла ДЕ-25-14 ГМ

Рассмотрим два варианта расчета капитальных затрат на установку пускового котла ДЕ-25-14-ГМ:

- первый вариант - работа пусковой котельной на природном газе;
- второй вариант - работа пусковой котельной на мазуте.

I вариант – работа пусковой котельной на природном газе

Стоимость оборудования и монтажных работ определяется по прейскуранту завода-изготовителя и сведена в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Стоимость основного оборудования для пускового котла [46]

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Стоимость единицы, руб.		Общая стоимость, руб.	
			Оборудования	Монтажных работ	Оборудования	Монтажных работ
Котел ДЕ-25-14-ГМ с горелкой ГМП-16	C_k	1	7493000	749300	7493000	749300
Экономайзер БВЭС-V-1	C_2	1	1708600	170860	1708600	170860
Вентилятор ВДН-11,2-1500	C_6^c	1	176800	17680	176800	17680
Дымосос ДН-12,5-1500	$C_о^p$	1	254900	25490	254900	25490
Деаэратор ДА-25/8		1	330000	33000	330000	33000
Питательные насосы ЦНСГ 38-154		2	72939	7294	145878	14588
ИТОГО:					10109178	1010918

Определим остальные составляющие капитальных затрат [26]:

- стоимость трубопроводов по формуле (10.1):

$$C_{mp} = 0,15 \cdot (C_k + C_z) \quad (10.1)$$

$$C_{mp} = 0,15 \cdot 7493000 = 1123950 \text{ руб.}$$

- стоимость КИПиА по формуле (10.2):

$$C_{КИПиА} = 0,05 \cdot (C_k + C_z) \quad (10.2)$$

$$C_{КИПиА} = 0,05 \cdot 7493000 = 374650 \text{ руб.}$$

- стоимость основного оборудования:

$$C_{осн} = C_{к,з} + C_э + C_в + C_д + C_{дэ} + C_{ин} = 10109178 \text{ руб.}$$

- транспортные расходы на доставку и складирование оборудования по формуле (10.3):

$$C_д = 0,05 \cdot C_{осн} \quad (10.3)$$

$$C_д = 0,05 \cdot 10109178 = 505459 \text{ руб.}$$

- общая стоимость строительно-монтажных работ:

$$C_{см} = C_m + C_д$$

$$C_{см} = 1010918 + 505459 = 1516377 \text{ руб.}$$

- затраты на разработку проекта по формуле (10.4):

$$C_n = 0,07 \cdot C_{осн} \quad (10.4)$$

$$C_n = 0,07 \cdot 10109178 = 707642 \text{ руб.}$$

									лист
									75
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

Общие капитальные вложения в пусковую котельную:

$$K_1 = C_{осн} + C_{см} + C_n$$

$$K_1 = 10109178 + 1516377 + 707642 = 12333,197 \text{ тыс. руб.}$$

II вариант – работа пусковой котельной на мазуте

Стоимость оборудования и монтажных работ определяется по прейскуранту завода-изготовителя и сведена в таблицу 10.2.

Таблица 10.2 – Стоимость оборудования и монтажных работ [46]

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Стоимость единицы, руб.		Общая стоимость, руб.	
			Оборудования	Монтажных работ	Оборудования	Монтажных работ
1	2	3	4	5	6	7
Котел ДЕ-25-14-ГМ с горелкой ГМП-16	C_k	1	7493000	749300	7493000	749300
Экономайзер БВЭС-V-1	C_2	1	1708600	170860	1708600	170860
Вентилятор ВДН-11,2-1500	C_6^c	1	176800	17680	176800	17680
Дымосос ДН-12,5-1500	C_9^p	1	254900	25490	254900	25490
Деаэратор ДА-25/8		1	330000	33000	330000	33000
Питательные насосы ЦНСГ 38-154		2	72939	7294	145878	14588
Подогреватель мазута		1	220000	22200	220000	22200
ИТОГО:					10329178	1032918

Определим остальные составляющие капитальных затрат:

- стоимость трубопроводов:

$$C_{тр} = 0,15 \cdot (C_k + C_2)$$

$$C_{тр} = 0,15 \cdot 7493000 = 1123950 \text{ руб.}$$

- стоимость КИПиА:

									лист
									76
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

$$C_{КППУА} = 0,05 \cdot (C_k + C_2)$$

$$C_{КППУА} = 0,05 \cdot 7493000 = 374650 \text{ руб.}$$

- стоимость основного оборудования:

$$C_{осн} = C_{к,э} + C_3 + C_6 + C_0 + C_{0э} + C_{нн} + C_{нм} = 10329178 \text{ руб.}$$

- транспортные расходы на доставку и складирование оборудования:

$$C_0 = 0,05 \cdot C_{осн}$$

$$C_0 = 0,05 \cdot 10329178 = 516459 \text{ руб.}$$

- общая стоимость строительно-монтажных работ:

$$C_{см} = C_m + C_0$$

$$C_{см} = 516459 + 1032918 = 1549377 \text{ руб.}$$

- затраты на разработку проекта:

$$C_n = 0,07 \cdot C_{осн}$$

$$C_n = 0,07 \cdot 10329178 = 723043 \text{ руб.}$$

Общие капитальные вложения в пусковую котельную:

$$K_2 = C_{осн} + C_{см} + C_n$$

$$K_2 = 10329178 + 1549377 + 723043 = 12601,598 \text{ тыс. руб.}$$

10.2 Расчет текущих затрат

После сооружения пусковой котельной начинается ее эксплуатация, которая требует ежегодных затрат материальных, топливно-энергетических и трудовых ресурсов. Рассмотрим два варианта расчета текущих затрат на эксплуатацию пусковой котельной:

									лист
									77
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

- первый вариант - работа котельной на природном газе;
- второй вариант – работа котельной на мазуте.

I вариант – работа котельной на природном газе

Рассчитываются следующие статьи текущих затрат:

- топливо:

$$I_m = C_m \cdot G_{год}$$

где – $C_m = 4,58 \text{ руб./ м}^3$ [48].

$$I_m = 4,58 \cdot 105720 = 484,498 \text{ тыс.руб./ год}$$

- вода:

$$I_g = C_g \cdot G_{год}$$

где – $C_g = 9,5 \text{ руб./ м}^3$ [48].

$$I_g = 11 \cdot 18000 = 171 \text{ тыс.руб./ год}$$

- электроэнергия:

$$I_y = C_y \cdot W_y$$

где – $C_y = 3,3 \text{ руб./ кВт} \cdot \text{ч}$ [48].

$$I_y = 3,3 \cdot 88515 = 292,1 \text{ тыс.руб./ год}$$

- амортизационные отчисления:

$$I_a = H_a \cdot K$$

$$I_a = 0,16 \cdot 11625555 = 1860 \text{ тыс.руб./ год}$$

- издержки на проведение текущего ремонта:

$$I_{mp} = 0,1 \cdot I_a$$

$$I_{mp} = 0,1 \cdot 1860000 = 186 \text{ тыс.руб./ год}$$

Полученные текущие затраты сводим в таблицу 10.3 – для котельной работающей на природном газе.

					13.03.01.2017.056.08 ПЗ	лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 10.3 - Калькуляция текущих затрат в котельной работающей на природном газе

Показатели и статьи затрат	Величина, тыс. руб./год
1. Годовой расход топлива	484,198
2. Сырая вода	171,0
3. Электроэнергия	292,0
4. Амортизационные отчисления	1860,0
5. Издержки на проведение текущего ремонта	186
ИТОГО	2993,2

II вариант – работа котельной на мазуте

Рассчитываются следующие статьи текущих затрат:

- топливо:

$$I_m = C_m \cdot G_{год}$$

где – $C_m = 10 \text{ руб./м}^3$ [48]

$$I_m = 10 \cdot 100200 = 1002 \text{ тыс.руб./год}$$

- вода:

$$I_g = C_g \cdot G_{год}$$

где – $C_g = 9,5 \text{ руб./м}^3$ [48]

$$I_g = 11 \cdot 18000 = 171 \text{ тыс.руб./год}$$

- электроэнергия:

$$I_y = C_y \cdot W_y$$

где – $C_y = 3,3 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$ [48]

$$I_y = 3,3 \cdot 88515 = 292,1 \text{ тыс.руб./год}$$

- амортизационные отчисления:

$$I_a = H_a \cdot K$$

$$I_a = 0,16 \cdot 11878555 = 1901 \text{ тыс.руб./год}$$

									лист
									79
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

- издержки на проведение текущего ремонта:

$$I_{mp} = 0,1 \cdot I_a$$

$$I_{mp} = 0,1 \cdot 1901000 = 190,1 \text{ тыс.руб./год}$$

Полученные текущие затраты сводим в таблицу 10.4 – для котельной работающей на мазуте.

Таблица 10.4 - Калькуляция текущих затрат в котельной работающей на мазуте

Показатели и статьи затрат	Величина, тыс. руб./год
1. Годовой расход топлива	1002
2. Сырая вода	171
3. Электроэнергия	292,1
4. Амортизационные отчисления	1901
5. Издержки на проведение текущего ремонта	190,1
ИТОГО	3556,2

Вывод:

Капитальные затраты:

I вариант (котельная, работающая на газе) - $K_1 = 11625,555 \text{ тыс.руб.}$

II вариант (котельная, работающая на мазуте)- $K_2 = 11878,55 \text{ тыс.руб.}$

Текущие затраты:

I вариант (котельная, работающая на газе) - $I_1 = 2993,2 \text{ тыс.руб./год}$

II вариант (котельная, работающая на мазуте)- $I_2 = 3556,2 \text{ тыс.руб./год}$

$$K_1 \leq K_2$$

$$I_1 \leq I_2$$

По результатам расчета капитальных и текущих затрат котельной на природном газе и мазуте можно сделать вывод, что экономически эффективнее использовать природный газ. Так как затраты по первому варианту (котельная на природном газе) меньше, чем затраты по второму варианту (котельная работающая на мазуте).

10.3 SWOT – анализ для реализации проекта установки пускового котла ДЕ-25-14-ГМ

SWOT-анализ – это определение сильных и слабых сторон предприятия, а также возможностей и угроз, исходящих из его окружения (внешней среды).

- Сильные стороны (Strengths) – преимущества предприятия;
- Слабости (Weaknesses) – недостатки предприятия;
- Возможности (Opportunities) – факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества предприятия на рынке;
- Угрозы (Threats) – факторы, которые могут потенциально ухудшить положение предприятия на рынке.

Сравнительный анализ проекта осуществляется методом SWOT, т.е. составляются четыре матрицы, в которых приводятся сильные (S), слабые (W) стороны, возможности (O), угрозы (T) каждой культуры на предприятии (оценка внешних и внутренних факторов).

В нашей работе мы рассматриваем SWOT-анализ для двух вариантов.

Для котельной работающей на газовом топливе рассмотрим SWOT анализ в таблице 10.5

Таблица 10.5 – SWOT-анализ проекта строительства котельной работающей на газовом топливе

<p>S: 1) Дешевое производство теплоэнергии; 2) Упрощенный технологический процесс; 3) Накопленный опыт в строительстве и эксплуатации котельных; 4) Высокий уровень автоматизации производства; 5) Большой межремонтный период; 6) Новое современное оборудование; 7) Отсутствие затрат на транспортировку топлива.</p>	<p>W: 1) Загрязнение окружающей среды 2) Пожаро-взрывоопасность газа 3) Затраты на разработку проекта 4) Большие капитальные вложения на строительство котельной.</p>
<p>O: 1) Спрос на тепловую энергию 2) Применение новых технологий и оборудования существующих на рынке; 3) Поддержка со стороны местных властей.</p>	<p>T: 1) Повышение цен на новые технологии 2) Нестабильность экономической обстановки на рынке энергоресурсов; 3) Задержки с поставкой оборудования. 4) Рост цен на топливо</p>

Для котельной работающей на мазуте рассмотрим SWOT-анализ в таблице 10.6

Таблица 10.6 – SWOT-анализ проекта строительства котельной работающей на мазуте

<p>S: 1) Возможность резервного хранения мазута 2) Накопленный опыт в строительстве и эксплуатации котельных; 3) Высокий уровень автоматизации производства 4) Новое современное оборудование</p>	<p>W: 1) Высокие транспортные издержки 2) Сложная система топливоприготовления 3) Затраты на подогрев мазута 4) Негативное воздействие на окружающую среду 5) Большие площади для хранения топлива 6) Высокая стоимость мазута</p>
<p>O: 1) Спрос на тепловую энергию 2) Применение новых технологий и оборудования существующих на рынке 3) Поддержка со стороны местных властей.</p>	<p>T: 1) Повышение цен на новые технологии 2) Нестабильность экономической обстановки на рынке энергоресурсов; 3) Задержки с поставкой оборудования. 4) Появление альтернативного топлива 5) Срывы в поставках топлива</p>

Вывод:

Проведя SWOT-анализ для двух вариантов, мы выяснили сильные и слабые стороны; возможности и угрозы проекта строительства котельной на природном газе и на мазуте, которые могут потенциально улучшить или ухудшить положение предприятия на рынке. Можно сделать вывод о том, что лучшим вариантом является котельная, работающая на природном газе, так как преобладают сильные стороны и возможности, использование которых создаст преимущества предприятия на рынке.

10.4 Планирование целей предприятия и проекта

Оценка движущих и сдерживающих сил и ресурсов. Анализ поля сил.

Поле сил характеризует организационную надежность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития. Наличие потенциала изменений, преобладание тех или иных сил определяет формулировки проблемы и целей. Схема поля сил котельной изображена на рисунке 10.1.

Приступая, к реализации проекта, оценим влияние различных факторов на достижение цели проекта реконструкции. Курт Левин предложил существование двух групп факторов противоположного типа, сохраняющих стабильность предприятия. Интегрированная схема и модель анализа устойчивости системы управления может быть построена на основе объединения способа оценки степени влияния внешних и внутренних факторов, схемы поля сил Левина и метода SWOT – анализа, на которой толщина стрелок означает мощность сил.

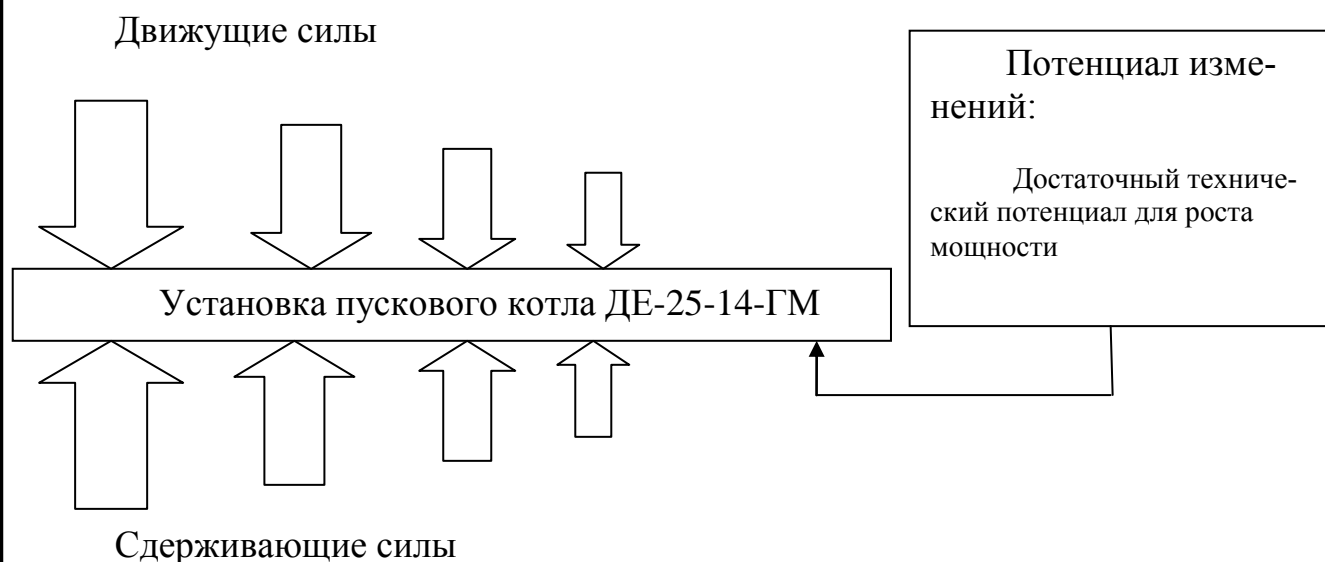


Рисунок 10.1 - Поле сил изменений системы

Факторы движущих сил:

1. Хорошее финансирование проекта
2. Наличие современного оборудования
3. Опытный и грамотный производственный и интеллектуальный персонал
4. Создание новых рабочих мест.

Факторы сдерживающих сил:

1. Дополнительные затраты на разработку проекта
2. Низкая мотивация персонала
3. Разногласия между подрядными строительными организациями
4. Сбои с поставками оборудования.

Вывод:

В данный момент времени преобладают движущие силы. Это значит, что проект может быть реализован, а после установки пускового котла будет эффективно обеспечивать паром потребителя.

					<i>13.03.01.2017.056.08 ПЗ</i>	<i>лист</i>
						<i>84</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте приведено обоснование актуальности темы, описание конструкции котла и технологического процесса, выполнен поверочный расчет для парогенератора ДЕ-25-14-ГМ. По имеющимся конструктивным характеристикам при заданной нагрузке и виде топлива определены температура воды, пара, воздуха и продуктов сгорания на границах между поверхностями нагрева, к.п.д. агрегата, расход топлива.

В разделе «КИПиА» рассмотрена система автоматического управления, предназначенная для автоматического, автоматизированного и ручного управления паровым котлом ДЕ-25-14-ГМ. Разработанная система обеспечивает автоматическое управление технологическим процессом без участия оператора с оптимальными материальными и энергетическими затратами.

В разделе «Вопросы экологии» выполнен расчет выбросов оксидов азота при сжигании природного газа и подобрана дымовая труба. Высота дымовой трубы обеспечивает рассеивание вредных примесей в приземном слое, концентрация которых не превосходит максимально разовую ПДК этого вещества в атмосферном воздухе.

В экономическом разделе рассмотрены два варианта работы котла на различных видах топлива и по наименьшим приведенным затратам выбран лучший вариант.

Раздел БЖД предусматривает все необходимые мероприятия по обеспечению безопасной работы, соблюдению правил техники безопасности, которые должны исключить случаи производственного травматизма при эксплуатации объекта.

В дипломном проекте также уделено внимание вопросам энергосбережения и приведено сравнение отечественного котельного оборудования с зарубежным.

									лист
									85
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Абрамов, А.И. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: учебное пособие для вузов/ А.И. Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н. Ремезов и др.; под ред. А.С. Седлова. – М.: Издательство МЭИ, 2001.-335с.

2 Александров, А.А. Теплофизические свойства рабочих веществ теплоэнергетики. – М.: Изд-во МЭИ, 2009.-128с.

3 Арутюнян, А.А. Основы энергосбережения. – Изд-во Энергосервис, 2007.-342с.

4 Бакланова, Н.Н. Котлы и котельные установки зарубежных фирм-производителей, представленные на рынке России: отраслевой каталог 04-03/ Авт.-сост. Н.Н. Бакланова, А.В. Васичкина, Г.Р. Побережский. – М.: Инпромкаталог, 2006.-128с.

5 Буров В.Д., Дорохов Е.В., Елизаров Д.П. Тепловые электрические станции. Учебник для вузов. Гриф МО РФ – М.: Изд-во МЭИ, 2009.-412с.

6 Буров А.Л., Назаров В.И., Чиж В.А. Теплотехнические измерения и приборы. – Белорусия, Техноперспектива, 2008. -68с.

7 Данилов О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник / Данилов О.Л. и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2010.-267с.

8 Ижорин, М.Н. Дымовые трубы. Справочник. – М.: Теплотехник, 2006.-146с.

9 Клименко, А.В. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник. (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн.4). Под общей ред. Клименко А.В. и Зорина В.М. – М.: Издательство МЭИ, 2004.- 436с.

10 Липов, Ю.М. Котельные установки и парогенераторы: учебник для вузов/ Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – М.: 2006.-227с.

11 Луканин, В.Н. Теплотехника: учеб. для вузов/ В.Н. Луканин, М.Г. Шатров, Г.М. Камфер и др.; под ред. В.Н. Луканина. – 5-е изд., стер. – М.: Высш. шкл., 2008.-430с.

12 Полонский, В.М. Энергосбережение / В.М. Полонский, М.С. Трутнева. – М.: Изд-во Издательство Ассоциации строительных вузов, 2005. – 344с.

13 Росляков П.В. Методы защиты окружающей среды. – М.: Изд-во МЭИ, 2007.

14 Сидельковский Л.Н., Юренев В.Н. Котельные установки промышленных предприятий: учебник для вузов. – Издательство Бастет, 2009.-235с.

15 Теплоэнергетика и теплотехника. Кн. 1: Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы / М.С. Алтухов; под общ. ред. А.В. Клименко, В.М. Зорина. – М.: МЭИ, 2007.-344с.

										лист
										86
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					

- 16 Теплоэнергетика и теплотехника. Кн. 2: Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент / А.А. Александров; под общ. ред. А.В. Клименко, В.М. Зорина. – М.: МЭИ, 2007.-345с.
- 17 Тепловой расчет котлов: нормативный метод – 3-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Издательство НПО ЦКТИ, 1998. – 256 с.
- 18 Трухний А.Д., Крупенников Б.Н., Троицкий А.Н. Атлас конструкций деталей турбин. В 2-х частях. Часть 1. Чертежи и конструкции. – М.: Изд-во МЭИ, 2007.-85с.
- 19 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации.
- 20 Фокин, В.М. Расчет и эксплуатация теплоэнергетического оборудования котельных: учеб. пособие с грифом УМО «Теплоэнергетика» / В.М. Фокин. – Волгоград: ВолгГАСУ, 2006. 136с.
- 21 Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов по направлению 140100 «Теплоэнергетика» / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов; под ред. С.В. Цанева. – М.: Издательство МЭИ, 2009. -244с.
- 22 Энергосбережение при производстве и распределении тепловой энергии (в примерах и задачах) : учеб. пособие / Горяев А.Б., Яковлев И.В., Шаповалова Г.П., Агабабов В.С. - М.: МЭИ, 2012. - 64 с.
- 23 Таймаров М.А. Тепловой расчет котельных агрегатов: учеб. пособие. - 2-е изд. - Казань: КГЭУ, 2005. - 155 с.
- 24 Ривкин, А.С. Тепловой расчет котлоагрегата: учеб. пособие. - Иваново: ИГЭУ, 2011. - 144 с.
- 25 Палей, Е.Л. Проектирование котельных: справ.-практ. пособие. - СПб.: Изд-во Петерб. ун-та, 2015. - 216 с.
- 26 Липов Ю.М., Самойлов Ю.Ф., Виленский Т.В. Компонировка и тепловой расчет парового котла: учеб. пособие для вузов / Репринтное воспроизведение издания 1988 г. - М.: Альянс, 2012. - 208 с.
- 27 ГОСТ Р 54405-2011. Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества пара. - Введ. 01.06.2012. - М., 2012. - 20 с.
- 28 Сазанов, Б. В. Промышленные теплоэнергетические установки и системы : учебное пособие для вузов МЭИ, 2014. – 256с.
- 29 Васильев, С.В. Источники теплоснабжения промышленных предприятий: учебн.пособие/ С.В.Васильев, В.Г.Арсенов, С.Н.Ярунин /ГОУВПО «Ивановский

					<i>13.03.01.2017.056.08 ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		<i>87</i>

государственный энергетический университет имени В.И.Ленина». - Иваново, 2008. - 168 с.

30 Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для вузов М.:Издательский дом МЭИ, 2009, 352 с.

31 Копылов А.С., Очков В.Ф., Лавыгин В.М. Водоподготовка в энергетике: Учебное пособие М.:Издательский дом МЭИ, 2006, 309 с.

32 Соколов Б.А. Паровые и водогрейные котлы малой и средней мощности. - М., «Академия», 2008. – 237с.

33 Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов / С.В. Белов, В.А. Девисилов, А.В. Ильницкая, и др.; Под общей редакцией С.В. Белова.— 8-е издание, стереотипное —М.: Высшая школа, 2009. — 616 с.

34 Девисилов, В.А. Охрана труда: учебник / В.А. Девисилов. – 4-е изд., перераб. и доп. –М.: ФОРУМ, 2009. -496 с.

35 СП 18.13330.2011 "СНиП II-89-80* Генеральные планы промышленных предприятий".

36 СП 90.13330.2012 Электростанции тепловые. Актуализированная редакция СНиП II-58-75.

37 СП 52.13330.2011 "СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение".

38 СП 61.13330.2012 "СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов".

39 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Требования пожарной безопасности.

40 ГОСТ 20995-75* Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества питательной воды и пара.

41 ГОСТ 21204-97 Горелки газовые промышленные. Общие технические требования.

42 ПБ 10–574–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. – М.:НПО ОБТ, 2003.

43 ПБ 10–573–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. – М.: НПО ОБТ, 2003.

44 Тупов В.Б. Снижение шума от энергетического оборудования. М.: Издательство МЭИ. 2005. - 232 с.

45 Тупов В.Б. Шумовое воздействие энергетических объектов на окружающую среду и методы его снижения. В справочнике: «Промышленная теплоэнерге-

										лист
										88
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ					

тика и теплотехника» / под общ.ред. А.В. Клименко, В.М. Зорина, Издательство МЭИ, 2004. Т. 4. С. 594-598.

46 Бийский котельный завод, официальный сайт. - <http://www.bikz.ru/?yclid=7555448697153391607>.

47 Официальный сайт фирмы «Grundfos». - <http://ru.grundfos.com/>

48 Министерство тарифного регулирования и энергетики Челябинской области. - <http://www.tarif74.ru/>.

49 Паровые котлы фирмы «Bosch». - <http://www.bosch-industrial.com/ru/product-page/steam-boilers/uls-ulsx.html>.

									лист
									89
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2017.056.08 ПЗ				