

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

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

Политехнический институт
Энергетический факультет

Кафедра промышленной теплоэнергетики

Направление подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Рецензент,
Начальник котельной, ООО «Мечел-Энерго»

Заведующий кафедрой
промышленной теплоэнергетики
к.т.н., доцент

_____ А.А. Федотов
« ____ » _____ 2018 г.

_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2018 г.

**РЕКОНСТРУКЦИЯ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА КВГМ-50
НА ПАО «УРАЛЬСКАЯ КУЗНИЦА» С ЗАМЕНОЙ ГОРЕЛОК
ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2018.070.01.ПЗ ВКР**

Консультант по разделу
«Экономика и управление»,
старший преподаватель

_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2018 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент

_____ Т.Б. Жиргалова
« ____ » _____ 2018 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель

_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2018 г.

Автор работы,
студент группы П-479

_____ Д.И. Бабилова
« ____ » _____ 2018 г.

АННОТАЦИЯ

Бабикова Д.И. Реконструкция котельного агрегата КВГМ-50 на ПАО «Уральская кузница» с заменой горелок. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2018, 81 с., 6 ил., библиографический список – 54 наим., 1 прил., 6 листов чертежей ф.А1, 1 демонстрационный лист ф.А1

В выпускной квалификационной работе предложена реконструкция котельного агрегата КВГМ-50 в связи с моральным и физическим износом оборудования.

Проведен анализ отечественной и зарубежной литературы по теме реконструкции котельного агрегата КВГМ с заменой горелочных устройств. Исходя из анализа выбрано горелочное устройство типа Baltur TBG 2000 ME. Выполнен расчет горелочного устройства.

Выполнен тепловой расчет котельного агрегата КВГМ-50 при избытке воздуха $\alpha=1,05$.

Проведено сравнение максимальной приземной концентрации загрязняющих веществ с предельно допустимой концентрацией для региона.

Выполнен экономический расчет, который подтверждает целесообразность реконструкции котла.

Графическая часть включает в себя: функциональную схему автоматизации котла КВГМ-50, принципиальную схему теплопроводов котельной, горелочное устройство Baltur TBG 2000 ME, поперечный разрез котельного агрегата КВГМ-50, продольный разрез котельного агрегата КВГМ-50, плакат по экономико-управленческой части работы.

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА	10
2 ОПИСАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОЙ	12
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПО ВОПРОСАМ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА ТИПА КВГМ.....	15
4 ВЫБОР И ОПИСАНИЕ ГОРЕЛОЧНОГО УСТРОЙСТВА	18
5 РАСЧЕТ ГОРЕЛОЧНОГО УСТРОЙСТВА.....	20
6 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА.....	24
6.1 Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания.....	25
6.2 Энтальпии воздуха и продуктов сгорания.....	27
6.3 Тепловой баланс котла.....	29
6.4 Расчет топочной камеры.....	31
6.5 Расчет конвективной части котла.....	37
7 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	41
8 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА.....	43
8.1 Назначение и возможности.	43
8.2 Функции автоматики.....	43
8.3 Автоматика безопасности и система розжиг.....	44
8.4 Автоматическое регулирование.....	45
8.5 Контрольно-измерительные приборы.....	45
9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	47
9.1 Вредные производственные факторы, влияющие на персонал.....	47
9.2 Общие положения, должностные обязанности и права оператора котельной	47
9.3 Электробезопасность	49
9.4 Пожаровзрывоопасность	51
10 ЭКОЛОГИЯ	54
10.1 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы при сжигании мазута	54
10.1.1 Расчет выбросов окислов азота при сжигании мазута	56
10.1.2 Расчет выбросов окислов серы при сжигании мазута.....	59
10.2 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы при сжигании природного газа	61
10.2.1 Расчет выбросов окислов азота при сжигании природного газа....	62
11 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	67
11.1 Смета капитальных затрат.....	67
11.2 Текущие затраты на эксплуатацию комбинированных горелок РГМГ-20	69
11.3 Текущие затраты на эксплуатацию газовых горелок Baltur TBG 2000 ME.....	68

					<i>13.03.01.2017.070.01 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

11.4 Ранжирование проблем.....	71
11.5 Причинно-следственная диаграмма	71
11.6 SWOT-анализ вариантов	72
11.7 Модель пирамиды целеполагания ПАО «Уральская кузница».....	73
11.8 Дерево целей проекта повышения энергетической эффективности.....	74
11.9 Оценка движущих и сдерживающих сил.....	75
11.10 Ленточный график мероприятий по разработке и реализации проекта.....	76
11.11 Основные показатели энергетической, экологической и экономической эффективности	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	797
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	78
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	81
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Экспликация функциональной схемы котла КВГМ-50	81

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

ПАО «Уральская кузница» является лидером в России по производству горячештампованных заготовок из конструкционных, углеродистых, легированных и нержавеющей сталей, жаропрочных сплавов на Никелевой основе, а также из сплавов титана для всех отраслей промышленности: ракетостроения и космической; авиастроения; тяжелого, транспортного, энергетического и нефтегазового машиностроения; производства подъемно-транспортных машин; химической, пищевой, горнорудной и многих других отраслей.

Основным видом деятельности энергетической составляющей компании является выработка и реализация тепловой энергии. Потребителями подразделения являются сам ПАО «Уральская кузница» и город Чебаркуль, потребляющие около 70% производимой энергии. Целью создания обособленного подразделения является эксплуатация производственных объектов, сетей тепло- и электроснабжения, обеспечение энергоресурсами потребителей энергоресурсов, производимых предприятиями группы «Мечел», а также реализации закупаемых энергоресурсов по прямым договорам для абонентов, подключенных к сетям данных предприятий. Штатная численность подразделения 81 человек. Основными видами деятельности энергетической составляющей предприятия являются:

- поставка тепловой энергии в виде горячей воды;
- поставка тепловой энергии в виде пара;
- техническое обслуживание трубопроводов различного назначения;
- производство электроэнергии;
- производство доменного дутья;
- производство сжатого воздуха.

В настоящее время топливно-энергетические ресурсы истощаются, происходит рост их мирового потребления, усложняются условия добычи и поэтому характерной чертой современного этапа развития мировой энергетики является быстрый рост цен на основные виды органического топлива. По климатическим условиям затраты топлива как на обеспечение населения теплом, так и на выпуск продукции в России наиболее высоки. Россия опережает все страны мира как по длительности отопительного периода, так и по доле населения, проживающего в областях, где наблюдается отрицательная среднегодовая температура. Обогрев, снабжение горячей водой и теплым вентиляционным воздухом каждого жителя России требуют больших затрат топлива. Больших затрат требует обогрев общественных зданий и промышленных предприятий. Добываемое в холодное время года природное топливо и сырьевые ресурсы имеют более низкую температуру, что приводит к большим затратам энергии в технологических процессах [15].

Задачи государственной политики в области энергосбережения отражены в проекте Энергетической стратегии России на период до 2030 года. Одним из аспектов энергосбережения является аспект, который включает в себя реализацию потенциала организационного и технологического энергосбережения, т.е. внедрение передовых технологий, техническое перевооружение существующих производств, внедрение энергосберегающих мероприятий [15].

						13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			8

Экономия энергии неразрывно связана со сбережением ресурсов. Российская энергетика в современном состоянии не может обеспечить значительных темпов роста промышленного производства. Для обновления ее установок нужны огромные средства и значительное время. Частично выходом из этой ситуации является как можно более рациональное использование энергетических ресурсов. Согласно федеральному закону «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» на предприятии должны быть соблюдены принципы: эффективное и рациональное использование энергетических ресурсов, поддержка и стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности, системность и комплексность проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, планирование повышения энергетической эффективности, использование энергетических ресурсов с учетом ресурсных, производственно-технологических, экологических условий [15].

В условиях развивающейся экономики проблема экономии топлива и сокращение затрат на производство является наиболее актуальной. Одной из задач, стоящих при создании программ энергосбережения, является разработка энерго-сберегающих мероприятий, которые должны обеспечить снижение расхода топливно-энергетических ресурсов. В связи с этим на ПАО «Уральская кузница» должны быть произведены энергосберегающие мероприятия, которые обеспечат повышение эффективности работы котельных агрегатов, безопасность использования оборудования, улучшат экологическую обстановку в регионе. Одним из этих мероприятий является реконструкция основного оборудования, а именно замена горелочных устройств на котельном агрегате КВГМ–50, так как установленные горелочные устройства имеют повышенный избыток воздуха до $\alpha=1,3$, физически и морально устарели, имеют повышенные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, имеют неэффективное сжигание топлива.

					<i>13.03.01.2017.070.01 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						9
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

Вопрос реконструкции и модернизации котельного оборудования является востребованным. В Российской Федерации существует большое количество объектов теплоснабжения, которые демонстрируют не только физический, но и моральный износ: установленное теплоэнергетическое оборудование выработало свой ресурс и требует замены. Вместе с тем, закупка нового оборудования требует многочисленных денежных вложений, а выбор реконструкции или модернизации является оптимальным как с экономической, так и с технической точки зрения: повышается надежность, экологические показатели оборудования и промышленная безопасность, помимо этого достигается энергосбережение.

Водогрейные котлы являются самыми распространенными источниками тепловой мощности. Поддержание тепловой нагрузки в нашей стране осуществляется в основном при помощи водогрейных котлов отечественных производителей, которые просты в эксплуатации и относительно дешевы. Водогрейные котлы предназначены для подогрева воды, поступающей на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Существующие водогрейные котлы рассчитаны на подогрев воды от 70 °С до 150 °С и удовлетворяют распространенному графику работы теплофикационной системы. В настоящее время на водогрейных котельных используется большое количество котлов типа КВГМ. Данный вид котла используется на ПАО «Уральская кузница». Из-за установленных на нем устаревших горелочных устройств котельный агрегат имеет ряд недостатков и не удовлетворяет современным требованиям. К числу таких недостатков относятся:

- пониженный коэффициент полезного действия котельного агрегата;
- работа горелочных устройств с повышенным избытком воздуха;
- неудовлетворение экологических норм по выбросам окислов азота NO_x.

На ПАО «Уральская Кузница» в качестве основного топлива используется природный газ и в качестве дополнительного топлива используется мазут.

В условиях развивающейся экономики проблема экономии топлива и сокращение затрат на производство является наиболее актуальной. В конце 20 начале 21 века доля производственных предприятий использующих природный газ в виде основного топлива для производства значительно возросла. Поэтому в развитых странах стала актуальной проблема экономии природного газа на производстве, для этого необходим правильный выбор газогорелочных устройств. Именно от правильного выбора горелочного устройства зависит экономия топлива в технологическом процессе. Поэтому для устранения указанных выше недостатков и повышения эффективности работы котельного агрегата необходимо установить на котел два современных горелочных устройства, отвечающих современным требованиям:

- эффективное сжигание топлива (практически полное отсутствие химического и механического недожога при умеренном коэффициенте избытка воздуха в топке);
- устойчивость горения;

											13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								10

- удобство розжига и регулирования (современные горелки должны менять производительность в широких пределах);
- отсутствие сильного шума и вибрации (эти факторы не только оказывают негативное воздействие на обслуживающий персонал, но и могут стать причиной разрушения элементов котла в случае, если колебания столба горячих продуктов сгорания попадают в резонанс с собственной частотой колебания горелки);
- безопасность и долговечность в работе; выходные части горелок не должны обгорать из-за высокой температуры факела.

Установка современных горелочных устройств поможет добиться снижения расхода топлива, затрат электроэнергии, уменьшения вредных выбросов, увеличения общего коэффициента полезного действия оборудования.

					<i>13.03.01.2017.070.01 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						11
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2 ОПИСАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОЙ

Котельная предприятия ПАО «Уральская кузница» снабжает теплом и паром предприятие и осуществляет теплоснабжение города. Котельная оборудована котлами, вспомогательным оборудованием, водоподготовкой, деаэрационно-питательной, сетевой, подпиточной установками. В котельной установлены следующие котельные агрегаты:

- два водогрейных котла типа КВГМ-50;
- три водогрейных котла типа ТВГМ-30;
- четыре паровых котла типа ДКВР-10-13-250.

Технические характеристики водогрейных котельных агрегатов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики водогрейных котельных агрегатов [48, 49]

Наименование параметра	КВГМ-50	ТВГМ-30
Теплопроизводительность, МВт	58,2	35
Рабочее давление, МПа	2,5	2,5
Температурный график воды, °С	70-150	70-150
Расход воды через котел, т/ч	618	370
КПД, %	91	89

Технические характеристики парового котла ДКВР-10-13-250 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики парового котла ДКВР-10-13-250 [47]

Наименование параметра	Значение параметра
Паропроизводительность, МВт	7,27
Рабочее давление, МПа	1,3
Температура пара, °С	250
КПД, %	87

Для подачи воздуха в топочные камеры котлоагрегатов ТВГМ-30 используются дутьевые вентиляторы ВД-15,5, а для котлоагрегатов КВГМ-50 используются дутьевые вентиляторы ВДН-17.

Для отсасывания дымовых газов из топок котлов ТВГМ-30 используются центробежный дымосос Д-20, а для котлов КВГМ-50 дымосос ДН-19.

В котельной установлен турбогенератор ТГ-3,5-Р-12/1,2 и подогреватель сетевой воды ПСВ 200У, предназначенный для подогрева сетевой воды паром.

Технические характеристики турбогенератора представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики турбогенератора ТГ-3,5-Р-12/1,2 [54]

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальная мощность, МВт	3,5
Частота вращения ротора турбины, об/мин	3000
Частота вращения ротора генератора, об/мин	3000
Номинальный расход пара, т/ч	45
Частота, Гц	50

В котельной используются сетевые насосы типа 3В200 в количестве двух штук и насосы типа СЭ 800-100-11 в количестве пяти штук. Технические характеристики этих насосов представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики сетевых насосов [50, 53]

	3В200	СЭ 800-100-11
Наименование параметра	Значение параметров	
Подача м ³ /ч	400	800
Напор, м	105	100
Частота вращения об/мин	1500	1500
Мощность двигателя, кВт	200	315

Для каждого котельного агрегата КВГМ-50 установлено по два рециркуляционных насоса типа НКУ-250. На котельных агрегатах ТВГМ-30 установлено по одному на каждый котел рециркуляционному насосу типа Кс-90. Технические характеристики этих насосов представлены в таблице 5.

Таблица 5 – технические характеристики рециркуляционных насосов [51, 52]

	Кс-90	НКУ-250
Наименование параметра	Значение параметров	
Подача м ³ /ч	90	250
Напор, м	220	32
Частота вращения об/мин	3000	1450
Мощность двигателя, кВт	110	35,3

Химическая водоподготовка предприятия включает в себя:

- бак промывочной воды для механических фильтров;
- бак промывочной воды для Na-катионитовых фильтров;
- два бака слабого раствора соли и сульфата аммония;
- два механических фильтра;
- три Na-катионитовых фильтра;
- два деаэрата атмосферного типа.

Механическая очистка осуществляется фильтром АГ (в этом фильтре используется антрацит - кварцевый песок). Для ХВО используются насосы Мс-50.

Мазутное хозяйство предприятия включает в себя одну емкость на 2000 т в открытом пространстве и две емкости по 500 т, которые находятся под землей. Этого количества мазута достаточно для поддержания работы котельных агрегатов и теплоснабжения.

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПО ВОПРОСАМ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА ТИПА КВГМ

Анализ отечественного и зарубежного опыта по реконструкции котельного агрегата с заменой горелочных устройств является важным процессом при выборе горелок.

Основным предложением по реконструкции в статьях В.В. Барабаша, В.А. Овчинникова [5] и А. Жигурса, А.Церса, С.Плескачева [17] являются замена горелочных в котельных агрегатах с целью повышения эффективности котлов.

Причиной замены горелочных устройств является моральное, физическое устаревание оборудования и ужесточение норм уровня вредных выбросов в атмосферу.

Одним из наиболее успешных мероприятий по реконструкции оборудования является замена существующих горелок на современные, которые обеспечивают: уменьшение уровня вредных выбросов в атмосферу при сжигании природного газа, стабильную работу котельного оборудования. По Латвийским и Европейским нормам и правилам содержание вредных выбросов в атмосферу не должно превышать следующих показателей: оксиды азота 150 мг/нм^3 , окись углерода 60 мг/нм^3 [17].

Следующим мероприятием для обеспечения надежной работы котлов является реконструкция автоматизированной системы управления (АСУ) с интеграцией в существующие системы.

Вышеупомянутые реконструкции были проведены на принадлежащих АО «Ригас Силтумс» теплоисточниках ТЦ «Vecmilgravis» (один котел КВГМ-100), ТЦ «Imanta» (три котла КВГМ-100), а также ТЦ «Ziepniekkalns» (два котла КВГМ-50) [17].

В.В. Барабаш и В.А. Овчинников в своей статье, помимо замены горелочных устройств предлагают установку двухсветного экрана и двухрядного расположения горелочных устройств для увеличения поверхности нагрева и снижения температуры факела.

Проведенные реконструкции с установкой современных горелок за период эксплуатации показали свою эффективность: экономия природного газа, расширение диапазона нагрузок котлов, существенным уменьшением уровня вредных выбросов в атмосферу, продлением срока надежной эксплуатации котлов.

Специалистами ОАО «ЗиО-Подольск» разработана концепция совершенствования конвективной поверхности нагрева водогрейных котлов. Основные ее положения заключаются в следующем: применение труб увеличенного диаметра; использование наружного продольного и поперечного спирального оребрения, что повысит; тепловую эффективность поверхности нагрева; выполнение секций из однозаходных U-образных панелей, что позволит увеличить в два раза поперечный шаг труб в пучке и повысить надежность благодаря сокращению также в два раза числа приварок труб к стоякам секций. Замена физически и морально устаревшей традиционной конвективной поверхности нагрева новой,

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

обеспечивает экономию топлива при номинальной тепловой производительности не менее чем на 2,4 % (температура уходящих газов снижается примерно на 50 0С относительно расчетного значения), снижение затрат на ремонт и восстановление (расчетный ресурс конвективных пучков в газовом котле 100 тыс.ч.). Недостатком оребренных конвективных поверхностей нагрева является возможность только кратковременной работы на мазуте как аварийном топливе (непрерывно в течение не более 30 часов с последующим переходом на сжигание природного газа).

В статье В.А. Арсирия и А.И. Соляника [3] предложена реконструкция дутьевой системы, за счет которой реализуется энергосбережение. За счет снижения сопротивлений воздушного тракта, то есть за счет снижения напора, подача воздуха в котел увеличена на 40%. При этом затраты энергии на дутье не увеличены, а даже снижены с 28 кВт при 38 тыс. м³/час до 26кВт при 52 тыс м³/час (при этом традиционные затраты мощности должны были составить 74 кВт). В существующей методике проектирования первый критерий – это обеспечение требуемого расхода и второй критерий – вентилятор должен обеспечивать такой напор, при котором обеспечивается максимальный КПД вентилятора. В новой концепции вторым критерием предлагается обеспечивать в системе минимальные сопротивления. На основе нового физического метода визуализации были определены зоны отрыва потока от стенок каналов или зоны максимальных потерь энергии. Замещение этих зон вставками-лекалами позволило существенно снизить сопротивление. На основе новой геометрии типовых элементов были разработаны математические модели расчета размеров вставок-лекал поворота и входного патрубка. Размеры, для изготовления вставок, рассчитываются относительно ширины канала. Для повышения тепловой мощности котлов необходимо снижение сопротивлений, поэтому разработаны два новых типовых элемента проточных частей: во входном патрубке вентиляторов ВДН-15 установлены вставки-лекала, которые уменьшили сопротивление входного патрубка в 4 раза. Также установлены горелки современного типа (сопротивление которых в 3 раза ниже, чем у существующих горелок). Снижение сопротивлений дутьевого тракта увеличивает подачу вентилятора на 40%. Тогда зона работы вентилятора ВДН-15 существенно правее точки максимального КПД вентилятора, где с увеличением расхода характеристика мощности уменьшается. То есть зона целесообразной производительности смещается на 30–50% в сторону увеличения расхода по сравнению с зоной максимального КПД вентилятора.

Над техническим перевооружением водогрейных котлов, разработкой новых конструкций работают как котельные заводы, так и проектные и научные организации. При этом предпочтение отдается не строительству новых котельных, что требует значительных денежных средств, а модернизации/реконструкции, которая позволяет повысить надежность, промышленную безопасность и экологические показатели оборудования без расширения площадей тепловых станций и котельных при ресурсосбережении и экономии энергозатрат и эксплуатационных расходов. На основе многолетнего мониторинга эксплуатации установленного оборудования, с учетом новейших технологий специалистами ОАО «Дорогобужкотломаш» была разработана программа с предложениями по совершен-

ствованию водогрейных котлов серий КВГМ и ПТВМ [1, 5, 6]. Основные ключевые аспекты программы – это повышение единичной тепловой мощности при сохранении размеров котловой ячейки; улучшение технико-экономических и экологических характеристик до соответствия европейским требованиям; установка новых низкотоксичных горелочных устройств; применение современных систем автоматизации; сохранение типовой номенклатуры труб; увеличение расхода воды через котел. К настоящему времени ОАО «Дорогобужкотломаш» разработаны, испытаны и внедрены различные варианты модернизации/реконструкции, практические результаты которых демонстрируют десятки реализованных проектов для крупных объектов систем теплоснабжения и порядка ста модернизированных котлов мощностью 50 МВт и выше. При разработке решений по модернизации / реконструкции особое внимание ОАО «Дорогобужкотломаш» уделяется улучшению экологических показателей выпускаемого оборудования. Так, внедряются мероприятия по снижению содержания вредных выбросов (установка двухсветного экрана и двухрядное расположение горелок для увеличения поверхности нагрева и снижения температуры факела). Данное усовершенствование позволило довести выбросы оксидов азота до 100-110 мг/м³, что меньше требований европейских норм. Одновременно с улучшением экологии котлы повысили КПД на 2% [26].

Проведя анализ зарубежной и отечественной литературы по реконструкции котельных агрегатов типа КВГМ можно сделать вывод о том, что наиболее эффективным методом для повышения КПД котла, улучшения экологической обстановки района и энергосбережения является замена устаревших горелочных устройств на современные.

					<i>13.03.01.2017.070.01 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						17
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4 ВЫБОР И ОПИСАНИЕ ГОРЕЛОЧНОГО УСТРОЙСТВА

Проведя анализ отечественной и зарубежной литературы по вопросам реконструкции котельного агрегата КВГМ с заменой горелочных устройств было выбрано горелочное устройство Baltur TBG 2000 ME. Эти горелки оснащены высокой стабильностью пламени, абсолютной безопасностью и высокой производительностью. Горелка оснащена электронным кулачком, управляемым микропроцессором для чередующейся работы, для управления и надзора за газовыми горелками с наддувом воздуха. Электронная модуляция, выполняемая с помощью двух пошаговых регулировочных движков (воздух/газ). Функция проверки герметичности клапанов включена в горелку [29].

Горелочное устройство Baltur TBG 2000 ME имеет двухступенчатый прогрессивный/модуляционный режим работы за счет которого достигается стабильность пламени. Функционирование на двух прогрессивных ступенях мощности заключается в постепенном переходе воздуха горения и топлива из минимального режима первой ступени к максимальному второй ступени, получая значительные преимущества для стабильности давления в сети питания газа. Двухступенчатое регулирование подразумевает наличие двух термостатов, настроенных на разную температуру и в этом случае есть промежуточная ступень на которую горелка переходит при отключении одного из термостатов (термостат замкнут когда теплоноситель остывает). При прогрессивно-двухступенчатом режиме работы переход с первой ступени на вторую происходит плавно, это достигается за счет того, что сервопривод изменяет положение воздушной заслонки и газового дросселя постепенно и пламя постепенно увеличивается или уменьшается.

Под модуляционным режимом работы подразумевается, что горелка может менять мощность между первой и второй ступенью не переходя однозначно на первую или на вторую ступень, т.е. будут находиться промежуточные значения. В модуляционном режиме работе регулирование происходит за счет сигналов датчика давления, выдающего сигналы в В или А.

Розжигу предшествует продувка камеры сгорания. Стадия продувки камеры сгорания осуществляется с воздушной заслонкой в положении максимального открытия. По окончанию стадии продувки воздушная заслонка помещается в положение розжига. В случае, если реле давления воздуха обнаруживает достаточное давление, в конце фазы вентиляции включается трансформатор розжига и, три секунды спустя, открываются клапан безопасности и главный клапан один за другим. Газ доходит до головки горения, смешивается с воздухом, поступающим из крыльчатки, и загорается. Газовый дроссельный клапан регулирует подачу. Через три секунды после включения клапанов трансформатор розжига выключается.

Присутствие пламени детектируется посредством соответствующего контрольного устройства, погруженного в пламя (зонда ионизации). Реле программатора пропускает положение блокировки и помещает сервоприводы регулировки подачи воздуха и газа вместе с инвертором (в случае наличия) в

					<i>13.03.01.2017.070.01 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

минимальную точку. Если позволяет зонд модуляции (температура или давление настроены на значение, большее существующего в котле), автоматика управляет вращением сервоприводов регулировки подачи воздуха/газа и регулирует число оборотов двигателя (в случае наличия инвертора), постепенно увеличивая мощность сгорания, до тех пор, пока не будет достигнут максимальный расход, на который настроена горелка.

Горелка состоит из:

- вентилируемого кожуха из легкого алюминиевого сплава;
- центробежного вентилятора с высокими эксплуатационными характеристиками;
- окошка для наблюдения за пламенем;
- трехфазного электрического двигателя привода вентилятора;
- реле давления воздуха, обеспечивающего наличие воздуха горения;
- газовой рампы с клапаном регулирования, функционирования и безопасности, блоком контроля герметичности, реле минимального и максимального давлений, регулятором давления и газовым фильтром;
- контроля наличия пламени посредством электрода ионизации;
- щита управления с выключателями пуска/останова и выключения горелки, селектором топлива, контрольными лампочками функционирования и блокировки.

При необходимости доступа к узлу смешивания на горелке имеется шарнир, который открывается влево и вправо и обеспечивает удобный доступ к узлу смешивания без отсоединения горелки от котла [29].

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 РАСЧЕТ ГОРЕЛОЧНОГО УСТРОЙСТВА

Горелка Baltur TBG 2000 ME является компактной и легкой с высокоэффективной вентиляцией, низким электропотреблением и уровнем шума. Она имеет небольшие выбросы загрязняющих веществ, функционирует на небольшом избытке воздуха (вследствие чего большой КПД).

Основные характеристики горелки приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные характеристики горелки Baltur TBG 2000 ME [29]

Наименование параметра	Baltur TBG 2000 ME
Максимальная тепловая мощность горелки, МВт	31,3
Минимальная тепловая мощность горелки, МВт	2,7
Давление природного газа перед горелкой, кПа	50
Давление воздуха перед горелкой, Па	490
Расход воздуха, м ³ /с	6,2
Температура воздуха перед горелкой, °С	20
Масса горелки, кг	830

Расход воздуха на горелку [18] (5.1):

$$G_b = \alpha \cdot V^0 \cdot B, \quad (5.1)$$

где α – коэффициент избытка воздуха горелки, $\alpha=1,05$;

V^0 – теоретически необходимое количество воздуха, $V^0=9,541 \text{ м}^3_{\text{возд}}/\text{м}^3_{\text{топл}}$;

B – расход газа на одну горелку из теплового расчета, $B=0,647 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$G_b = 1,05 \cdot 9,541 \cdot 0,647 = 6,48 \text{ м}^3/\text{с}$$

Площадь сечения для прохода воздуха [18] (5.2):

$$F_b = \frac{\pi}{4} \cdot (D_1^2 - D_2^2), \quad (5.2)$$

где D_1 – диаметр корпуса горелки в месте прохода воздуха, $D_1=600 \text{ мм}$;

D_2 – диаметр центрального газового коллектора, либо трубы для установки форсунки, $D_2=120 \text{ мм}$;

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F_B = \frac{3,14}{4} \cdot (0,6^2 - 0,12^2) = 0,27 \text{ м}$$

Площадь сечения для прохода газа [18] (5.3):

$$F_r = n \cdot \frac{\pi \cdot d_{отв}^2}{4}, \quad (5.3)$$

где n – число газоразрядных отверстий, $n=6$ шт.;
 $d_{отв}$ – диаметр газоразрядных отверстий, $d_{отв}=42$ мм.

$$F_r = 6 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,042^2}{4} = 0,008 \text{ м}$$

Скорость истечения воздуха и газа с учетом поправки [18] (5.4), (5.5):

$$w_г = \frac{G_г \cdot \frac{273 + t_г}{273}}{F_г}, \quad (5.4)$$

$$w_в = \frac{B \cdot \frac{273 + t_в}{273}}{F_в}, \quad (5.5)$$

где $t_в$ – температура воздуха, $t_в=30$ °С;
 $t_г$ – температура газа, $t_г=30$ °С;

$$w_г = \frac{6,48 \cdot \frac{273 + 30}{273}}{0,27} = 26,5 \text{ м/с}$$

$$w_в = \frac{0,647 \cdot \frac{273 + 30}{273}}{0,008} = 14,4 \text{ м/с}$$

Давление воздуха и газа перед горелкой [18] (5.6), (5.7):

$$p_г = \zeta_г \cdot \frac{\rho_г \cdot w_г^2}{2}, \quad (5.6)$$

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\rho_r = \zeta_r \cdot \frac{\rho_r \cdot w_r^2}{2}, \quad (5.7)$$

где ζ_b – коэффициент сопротивления по воздушному тракту, $\zeta_b=1$;

ζ_r – коэффициент сопротивления по газовому тракту, $\zeta_r=1,5$;

ρ_b – плотность воздуха;

ρ_r – плотность газа.

Плотность воздуха при нормальных условиях [18] (5.8):

$$\begin{aligned} \rho_{г.н.у.} = \sum r_i \cdot \rho_i = & \frac{CH_4}{100} \cdot \frac{16}{22,4} + \frac{C_2H_6}{100} \cdot \frac{30}{22,4} + \frac{C_3H_8}{100} \cdot \frac{44}{22,4} + \frac{C_4H_{10}}{100} \cdot \frac{58}{22,4} + \\ & + \frac{C_5H_{12}}{100} \cdot \frac{72}{22,4} + \frac{C_6H_{14}}{100} \cdot \frac{86}{22,4} + \frac{N_2}{100} \cdot \frac{28}{22,4} + \frac{H_2}{100} \cdot \frac{2}{22,4} \end{aligned} \quad (5.8)$$

Состав топлива приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Компонентный состав природного газа

Компонент	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	N ₂	CO ₂	O ₂
Процентное содержание, %	97,04	0,99	0,381	0,1116	0,02623	0,00741	1,3	0,129	0,0148

$$\begin{aligned} \rho_{г.н.у.} = \sum r_i \cdot \rho_i = & \frac{97,04}{100} \cdot \frac{16}{22,4} + \frac{0,99}{100} \cdot \frac{30}{22,4} + \frac{0,381}{100} \cdot \frac{44}{22,4} + \frac{0,1116}{100} \cdot \frac{58}{22,4} + \\ & + \frac{0,02623}{100} \cdot \frac{72}{22,4} + \frac{0,00741}{100} \cdot \frac{86}{22,4} + \frac{1,3}{100} \cdot \frac{28}{22,4} + 0 = 0,734 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$

Действительная плотность газа [18] (5.9):

$$\rho_r = \rho_{г.н.у.} \cdot \frac{273}{t_g + 273} \quad (5.9)$$

$$\rho_r = 0,734 \cdot \frac{273}{30 + 273} = 0,662 \text{ кг/м}^3.$$

Действительная плотность воздуха [18] (5.10):

$$\rho_b = \rho_{в.н.у.} \cdot \frac{273}{t_b + 273} \quad (5.10)$$

где $\rho_{в.н.у.}$ – плотность воздуха при нормальных условиях, $\rho_{в.н.у.}=1,29$ кг/м³;

$$\rho_{в} = 1,29 \cdot \frac{273}{30 + 273} = 1,162$$

Определим по найденным значениям давление воздуха и газа перед горелочным устройством по (5.6) и (5.7):

$$p_{г} = 1 \cdot \frac{1,162 \cdot 26,5^2}{2} = 408,2 \text{ Па,}$$

$$p_{г} = 1,5 \cdot \frac{0,662 \cdot 14,4^2}{2} = 102,8 \text{ Па,}$$

Глубина проникновения газовых струй в поток воздуха [18] (5.11):

$$h = d \cdot k \cdot k_{\beta} \cdot \frac{w_{г}}{w_{в}} \sqrt{\frac{\rho_{г}}{\rho_{в}}} \quad (5.11)$$

где k_{β} – коэффициент, который учитывает угол между направлением потока и газовых струй, $k_{\beta}=\sin\beta=1$;

k – коэффициент, зависящий от s/d , $k=1,4$.

$$h = 0,018 \cdot 1,4 \cdot 1 \cdot \frac{14,4}{26,5} \sqrt{\frac{0,662}{1,162}} = 0,02 \text{ м.}$$

Диаметр струи [18] (5.12):

$$D = 0,75 \cdot h \quad (5.12)$$

$$D = 0,75 \cdot 0,02 = 0,018 \text{ м.}$$

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

Водогрейный котел КВГМ-50 предназначен для получения горячей воды с температурой 150°C, используемой в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения промышленного и бытового назначения, а также для технологических целей.

Топочная камера экранирована трубами диаметром 60x3 мм, входящими в камеры диаметром 273x10 мм.

Конвективная поверхность нагрева котла состоит из трех пакетов, расположенных в вертикальной шахте, набирается из U-образных труб диаметром 28x3 с шагом S=64 мм.

Включение котлов по воде выполняется по противоточной схеме: вода подводится в конвективные поверхности нагрева, отводится из поверхностей нагрева топочного блока.

Котел КВГМ-50 выполняется в облегченной обмуровке [48].

Технические показатели котла КВГМ-50 представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические показатели КВГМ-50 [48]

Наименование показателя	Единицы измерения	Значения
Номинальная теплопроизводительность	Гкал/час	58,2
Температура воды на выходе из котла	°С	150
Температура воды на входе в котел	°С	70
Расход воды	т/ч	618
Температура уходящих газов при работе на природном газе	°С	180
Объем топочной камеры	м ³	251
Поверхность нагрева	м ²	1473
Диаметр и толщина стенки труб экранов	мм	60x3
Диаметр и толщина стенки змеевиков конвективной части	мм	28x3
Шаги труб экранов	мм	64
Шаги труб конвективной части	мм	64

6.1 Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания

Топливом является природный газ. Компонентный состав природного газа представлен в таблице 9. Низшая теплота сгорания природного газа $Q_n^p = 33,52$ МДж/м³. Температура уходящих газов $t_{yx} = 180$ °С.

Таблица 9 - Компонентный состав природного газа

Компонент	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	N ₂	CO ₂	O ₂
Процентное содержание, %	97,04	0,99	0,381	0,1116	0,02623	0,00741	1,3	0,129	0,0148

Рассчитаем теоретический объем воздуха, необходимый для сжигания 1 м³ топлива [23] (6.1.1):

$$V^0 = 0,0476 \cdot (0,5 \cdot (CO + H_2) + 2CH_4 + 1,5H_2 + \sum (m + 0,25n) \cdot C_m H_n - O_2), \quad (6.1.1)$$

$$V^0 = 0,0476 \cdot (0,5 \cdot (0 + 0) + 2 \cdot 97,04 + 1,5 \cdot 0 + (2 + 0,25 \cdot 6) \cdot 0,99) + \\ + 0,0476 \cdot ((3 + 0,25 \cdot 8) \cdot 0,381 + (4 + 0,25 \cdot 10) \cdot 0,1068 + (5 + 0,25 \cdot 12) \cdot 0,0516) + \\ + 0,0476 \cdot ((1 + 0,25 \cdot 4) \cdot 97,04 + (6 + 0,025 \cdot 14) \cdot 0,0136 - 000148) = 9,54 \left[\frac{M^3}{M^3} \right].$$

Рассчитаем теоретические объемы продуктов сгорания топлива [23]:

1. Объем двухатомных газов (6.1.2):

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + 0,01N_2, \quad (6.1.2)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,54 + 0,01 \cdot 1,3 = 7,55 \left[\frac{M^3}{M^3} \right].$$

1. Объем трехатомных газов (6.1.3):

$$V_{RO_2}^0 = 0,01(CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_m H_n), \quad (6.1.3)$$

$$V_{RO_2}^0 = 0,01(0,129 + 0 + 0 + 1 \cdot 97,04 + 2 \cdot 0,99 + 3 \cdot 0,381 + 4 \cdot 0,1116 + 5 \cdot 0,02623) + \\ + 0,01 \cdot (6 \cdot 0,00741) = 1,01 \left[\frac{M^3}{M^3} \right].$$

2. Объем водяных паров (6.1.4):

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,01(H_2S + H_2 + \sum 0,5 \cdot C_m H_n + 0,124d_r) + 0,0161 \cdot V^0, \quad (6.1.4)$$

где d_r – влагосодержание топлива. При $t_r = 10 \text{ }^\circ\text{C}$ $d_r = 10 \text{ г/м}^3$ [23].

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,01(0 + 0 + 0,5 \cdot 4 \cdot 97,04 + 0,5 \cdot 6 \cdot 0,99 + 0,5 \cdot 8 \cdot 0,381 + 0,5 \cdot 10 \cdot 0,1116) + \\ + 0,01(0,5 \cdot 12 \cdot 0,02623 + 0,5 \cdot 14 \cdot 0,00741 + 0,124 \cdot 10) + 0,0161 \cdot 9,541 = 2,16 \left[\frac{\text{М}^3}{\text{М}^3} \right].$$

Объем водяных паров при коэффициенте избытка воздуха $\alpha=1,05$ [23] (6.1.5):

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161(\alpha - 1) \cdot V^0, \quad (6.1.5)$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 2,16 + 0,0161 \cdot (1,05 - 1) \cdot 9,541 = 2,17 \left[\frac{\text{М}^3}{\text{М}^3} \right].$$

Объем азота при коэффициенте избытка воздуха $\alpha=1,05$ [23] (6.1.6):

$$V_{\text{N}_2} = V_{\text{N}_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0, \quad (6.1.6)$$

$$V_{\text{N}_2} = 7,55 + (1,05 - 1) \cdot 9,541 = 8,03 \left[\frac{\text{М}^3}{\text{М}^3} \right].$$

Объем дымовых газов при коэффициенте избытка воздуха $\alpha=1,05$ [23] (6.1.7):

$$V_r = V_{\text{R}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}, \quad (6.1.7)$$

$$V_r = 1,01 + 8,03 + 2,17 = 11,2 \left[\frac{\text{М}^3}{\text{М}^3} \right].$$

Значения присосов воздуха по газоходам и расчетные коэффициенты приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Присосы воздуха по газоходам $\Delta\alpha$ и расчетные коэффициенты избытка воздуха в газоходах α''

Участки газового тракта	$\Delta\alpha$	α''
Топка	0	1,05
Конвективные пучки	0,5	1,25

Наличие присосов воздуха приводит к тому, что объем продуктов сгорания будет отличаться от теоретического, поэтому необходимо рассчитать действительные объемы газов и объемные доли газов. Так как присосы воздуха не содержат трехатомных газов, то объем этих газов от коэффициента избытка воздуха не зависит и во всех газоходах остается постоянным и равным теоретическому.

Объем газов рассчитывается по формулам (6.1.5), (6.1.6), (6.1.7).

Объемные доли трехатомных газов рассчитываются по формулам [23] (6.1.8), (6.1.9), (6.1.10):

$$r_{\text{RO}_2} = \frac{V_{\text{RO}_2}}{V_{\Gamma}}, \quad (6.1.8)$$

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_{\Gamma}}, \quad (6.1.9)$$

$$r_{\text{n}} = r_{\text{RO}_2} + r_{\text{H}_2\text{O}}. \quad (6.1.10)$$

Показатели продуктов сгорания приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Показатели продуктов сгорания

Величина	Газоходы	
	Топка, фестон	Конвективные пучки
Коэффициент избытка воздуха	1,05	1,25
Среднее значение	1,05	1,15
$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161(\alpha - 1) \cdot V^0$	2,17	3,59
$V_{\Gamma} = V_{\text{R}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}$	11,2	13,58
$r_{\text{RO}_2} = \frac{V_{\text{RO}_2}}{V_{\Gamma}}$	0,09	0,07
$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_{\Gamma}}$	0,19	0,26
$r_{\text{n}} = r_{\text{RO}_2} + r_{\text{H}_2\text{O}}$	0,28	0,34

6.2 Энтальпии воздуха и продуктов сгорания

Удельные энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания топлива определяют по формулам [23] (6.2.1), (6.2.2):

$$I_{\text{B}}^0 = V_{\text{B}}^0 \cdot (ct)_{\text{B}}, \quad (6.2.1)$$

$$I_{\Gamma}^0 = V_{\text{RO}_2}^0 \cdot (cv)_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 \cdot (cv)_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 \cdot (cv)_{\text{H}_2\text{O}}, \quad (6.2.2)$$

где $(ct)_{\text{B}}$, $(cv)_{\text{RO}_2}$, $(cv)_{\text{N}_2}$, $(cv)_{\text{H}_2\text{O}}$ – удельные энтальпии воздуха, трехатомных газов, азота и водяных паров соответственно.

Энтальпию продуктов сгорания на 1 м³ топлива при $\alpha > 1$ рассчитываем по формуле [23] (6.2.3):

$$I_{\Gamma} = I_{\Gamma}^0 + (\alpha - 1) \cdot I_{\text{B}}^0, \quad (6.2.3)$$

Итоги расчетов энтальпии сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания

$t, \text{ }^{\circ}\text{C}$	$I_{\text{B}}^0 = V^0 \cdot (ct)_{\text{B}}$	$I_{\text{RO}_2} = V_{\text{RO}_2} \cdot (cv)_{\text{RO}_2}$	$I_{\text{N}_2}^0 = V_{\text{N}_2}^0 \cdot (cv)_{\text{N}_2}$	$I_{\text{H}_2\text{O}}^0 = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 \cdot (cv)_{\text{H}_2\text{O}}$	$I_{\Gamma}^0 = I_{\text{RO}_2} + I_{\text{N}_2}^0 + I_{\text{H}_2\text{O}}^0$
30	372,1	–	–	–	–
100	1259,41	170,5447	981,549	326,07277	1478,166
200	2528,361	360,263	1963,098	656,46439	2979,825
300	3845,016	564,1093	2959,748	999,81254	4523,67
400	5171,213	779,0562	3979,049	1351,7984	6109,903
500	6526,033	1005,104	5013,45	1714,5813	7733,135
600	7919,017	1233,169	6070,503	2088,1614	9391,834
700	9340,623	1474,354	7142,657	2476,8574	11093,87
800	10781,31	1719,575	8252,562	2882,8288	12854,97
900	12222	1968,832	9385,119	3290,9596	14644,91
1000	13700,85	2222,127	10525,23	3725,0035	16472,36
1100	15217,87	2479,457	11665,33	4156,888	18301,68
1200	16734,89	2741,834	12797,89	4601,729	20141,45
1400	18423,64	3003,201	13968,2	5061,686	22033,08
1600	19807,08	3269,614	15168,71	5523,8023	23962,12
1800	21362,26	3536,027	16339,02	6001,0347	25876,08
2000	22926,98	3801,431	17539,53	6480,4264	27821,38

Энтальпии продуктов сгорания в газоходах представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Энтальпии продуктов сгорания в газоходах

$t, ^\circ\text{C}$	I_r^0	I_b^0	Участки газового тракта и коэффициенты избытка воздуха			
			1,05		1,25	
			I	ΔI	I	ΔI
100	1259,41	1478,166	1604,107	1628,5541	1793,019	1818,897
200	2528,361	2979,825	3232,662	1675,5098	3611,916	1873,008
300	3845,016	4523,67	4908,171	1718,8533	5484,924	1917,783
400	5171,213	6109,903	6627,025	1758,714	7402,707	1961,937
500	6526,033	7733,135	8385,739	1797,9969	9364,644	2006,944
600	7919,017	9391,834	10183,74	1844,1947	11371,59	2057,436
700	9340,623	11093,87	12027,93	1905,1667	13429,02	2121,27
800	10781,31	12854,97	13933,1	1934,0139	15550,29	2150,117
900	12222	14644,91	15867,11	1975,3303	17700,41	2197,158
1000	13700,85	16472,36	17842,44	1981,0238	19897,57	2208,576
1100	15217,87	18301,68	19823,46	1991,4756	22106,15	2219,028
1200	16734,89	20141,45	21814,94	4127,8917	24325,17	4588,721
1400	19807,08	23962,12	25942,83	4171,2495	28913,89	4639,235
1600	22926,98	27821,38	30114,08	4247,3615	33553,13	4713,916
1800	26037,34	31757,71	34361,44	4306,3897	38267,04	4785,824
2000	29233,57	35744,48	38667,83	–	43052,87	–

6.3 Тепловой баланс котла

Составление теплового баланса котла заключается в установлении равенства между поступившим в котел количества тепла, называемым располагаемым теплом и суммой полезно использованного тепла и тепловых потерь. На основании теплового баланса вычисляются коэффициент полезного действия и необходимый расход топлива.

Тепловой баланс составляется применительно к установившемуся тепловому состоянию котла на 1 кг жидкого или 1 м³ газообразного топлива при 0 °С и 760 мм.рт.ст. Общее уравнение баланса в тепловых единицах имеет вид [23] (6.3.1):

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_5, \quad (6.3.1)$$

где Q_p^p – располагаемое тепло на рабочую массу $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$;

Q_1 – полезное тепло на нагрев сетевой воды $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$;

Q_2 – потери тепла с уходящими газами $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$;

Q_3 – потери тепла с химическим недожогом топлива $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$;

Q_5 – потери тепла в окружающую среду $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$.

Определение КПД котла [23] (6.3.2):

$$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_5), \quad (6.3.2)$$

где η – коэффициент полезного действия котла, %;

q_2, q_3, q_5 – соответственно удельные потери тепла с уходящими газами, с химическим недожогом топлива в окружающую среду (через обмуровку).

Потери тепла с уходящими газами зависят от температуры газов, покидающих котел, их энтальпии, типа топлива и от расхода воздуха [22] (6.3.3):

$$q_2 = \frac{I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{yx}}{Q_p^p}, \quad (6.3.3)$$

$$q_2 = \frac{2679,5 - 1,15 \cdot 372,1}{33520} = 6,72\%.$$

Потери тепла с химическим недожогом $q_3 = 0,1\%$.

Потери тепла от наружного охлаждения (через обмуровку) принимаются при заданной тепловой производительности Q_k . При производительности котла отличной от номинальной более, чем на 25%, величина подсчитывается по [23] (6.3.4):

$$q_5 = q_5^H \frac{I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{yx}}{Q_p^p}, \quad (6.3.4)$$

q_5^H определяется в %, по рисунку [23].

$$q_5^H = 0,7\%.$$

т.к. производительность котла не отлична от номинальной, более чем на 25%:

$$q_5 = q_5^H = 0,7\%.$$

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тогда:

$$\eta = 100 - (6,72 + 0,1 + 0,7) = 93\%$$

Расход топлива на котел определяется [23] (6.3.5):

$$B = \frac{G_c \cdot c_p \cdot (t_1 - t_2)}{Q_p \cdot \eta}, \quad (6.3.5)$$

$$B = \frac{618 \cdot 4,19 \cdot (150 - 70)}{33520 \cdot 0,9189} = 1,25 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

6.4 Расчет топочной камеры

Поверочный расчет топки заключается в определении температуры газов на выходе на основании характеристики топлива и основных геометрических размеров топки.

Безразмерная температура газов на выходе из топочной камеры определяется по формуле [23] (6.4.1):

$$\theta'' = \frac{T''}{T_T} = \frac{B_0^{0,6}}{M \cdot Bu + B_0^{0,6}}, \quad (6.4.1)$$

Теплота излучения факела в топке идет на нагрев воды в экранных трубах, поэтому температура газов на выходе из топки будет меньше температуры ядра факела.

Определение геометрических размеров топки [23] (6.4.2):

$$F_{\text{ст}} = 6\sqrt[3]{V_T^2}, \quad (6.4.2)$$

Для расчета топки необходимо знать объем V_T [40]:

$$V_T = 251 \text{ м}^3,$$

$$F_{\text{ст}} = 6\sqrt[3]{251^2} = 238,75 \text{ м}^2.$$

Тепловой поверочный расчет топки:

В тепловом поверочном расчете температура газов на выходе в конце топки определяется по формуле [23] (6.4.3):

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$g_{\tau}'' = \frac{T_a}{1 + M \cdot B\tilde{u}^{0,3} \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot \psi_{\text{cp}} \cdot F_{\text{ст}} \cdot T_a^3}{\varphi \cdot B \cdot (Vc)_{\text{cp}}} \right]} - 273, \quad (6.4.3)$$

где T_a – абсолютная адиабатическая температура горения топлива, определяется из таблицы по Q_{τ} [23] (6.4.4):

$$Q_{\tau} = Q_p \frac{100 - q_3}{100}, \quad (6.4.4)$$

$$Q_{\tau} = 33520 \cdot \frac{100 - 0,1}{100} = 33486,48 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3},$$

Откуда $T_a = 1821 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

M – параметр, учитывающий влияние на интенсивность теплообмена относительного уровня расположения горелок [23] (6.4.5):

$$M = M_0 \cdot (1 - 0,4 \cdot x_{\tau}), \quad (6.5.5)$$

где x_{τ} – положение горелки относительно высоты топки [23] (6.4.6).

$$x_{\tau} = \frac{h_{\tau}}{H_{\tau}}, \quad (6.4.6)$$

где $h_{\tau} = 5380 \text{ мм}$, $H_{\tau} = 12780 \text{ мм}$. Отсюда:

$$x_{\tau} = \frac{5380}{12780} = 0,42,$$

$$M_0 = 0,4,$$

$$M = 0,4 \cdot (1 - 0,4 \cdot 0,42) = 0,33.$$

$B\tilde{u}$ – критерий эффективности Бугера [22] (6.4.7), (6.4.8):

$$B\tilde{u} = 1,6 \ln \left(\frac{1,4Bu^2 + Bu + 2}{1,4Bu^2 - Bu + 2} \right), \quad (6.4.7)$$

$$Bu = kps_{\tau}, \quad (6.4.8)$$

где k – коэффициент поглощения топочной среды, рассчитывается по температуре и составу газов на выходе из топки. При его определении учитывается излучение трехатомных газов и взвешенных в их потоке частиц сажи. Коэффициент поглощения топочной среды определяется по формуле [22] (6.4.9).

$$k = k_r + mk_c, \quad (6.4.9)$$

при сжигании природного газа $m = 0,1$ [22] (6.4.10):

$$k_r = k_r^0 \cdot r_n, \quad (6.4.10)$$

В формуле (43) k_r^0 определяется по рисунку или по формуле [22] (6.4.11):

$$k_r^0 = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{\text{H}_2\text{O}}}{\sqrt{10 \cdot p \cdot r_n \cdot s_r}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot T_r'') \cdot r_n. \quad (6.4.11)$$

где T_r'' – температура газов на выходе из топки принимается, $T_r'' = 1173$ К.

Сумма объемных долей трехатомных газов определяется по формуле [22] (6.4.12):

$$r_n = r_{\text{H}_2\text{O}} + r_{\text{RO}_2}, \quad (6.4.12)$$

$$r_n = 0,19 + 0,09 = 0,28,$$

$$k_r^0 = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot 0,19}{\sqrt{10 \cdot 0,1 \cdot 0,28 \cdot 3,79}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot 1054) \cdot 0,28 = 1,65 \text{ 1/(м} \cdot \text{МПа)} \quad (6.4.13)$$

где k_c – коэффициент поглощения лучей частицами сажи [22] (6.4.14):

$$k_c = 0,3 \cdot \left(1,6 \cdot \frac{T_r''}{1000} - 0,5 \right) \cdot (2 - \alpha_r) \frac{C^p}{H^p} \quad (6.4.14)$$

$$k_c = 0,3 \cdot \left(1,6 \cdot \frac{1054}{1000} - 0,5 \right) \cdot (2 - 1,05) \cdot 2,97 = 1,05 \text{ 1/(м} \cdot \text{МПа)},$$

$$k = 1,65 + 0,1 \cdot 1,05 = 1,75 \text{ 1/(м} \cdot \text{МПа)}.$$

P – давление в топке, $p = 0,1$ МПа.

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

S_T – эффективная толщина излучающего слоя топки, определяется по формуле [22] (6.4.15):

$$S_T = 3,6 \frac{V_T}{F_{ст}}, \quad (6.4.15)$$

$$S_T = 3,6 \frac{251}{238,75} = 3,79 \text{ м},$$

Рассчитаем критерий Бугера [22] (6.4.16):

$$Bu = 1,75 \cdot 0,1 \cdot 3,79 = 0,66,$$

По формуле (6.4.7):

$$B\tilde{u} = 1,6 \ln \left(\frac{1,4 \cdot 0,66^2 + 0,66 + 2}{1,4 \cdot 0,66^2 - 0,66 + 2} \right) = 0,83,$$

Рассчитаем среднюю суммарную теплоемкость продуктов сгорания 1 м^3 топлива в интервале температур $(g_a - g''_T)$ [22] (6.4.16):

$$(Vc)_{ср} = \frac{Q_T - I''_T}{(g_a - g''_{тприн})}, \quad (6.4.16)$$

Предварительно принимаем:

$$g''_{тприн} = 1100^\circ \text{С},$$

тогда по таблице 12:

$$I''_T = 19062,57 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Адиабатическая температура горения g_a принимается по таблице 6 по полезному тепловыделению в топке Q_T :

$$g_a = 1821^\circ \text{С}$$

$B\tilde{u}^{0,3}$ определяется в соответствии с рисунком 1 [22].

По рисунку 1 определим $B\tilde{u}^{0,3} = 0,95$,

					<i>13.03.01.2017.070.01 ПЗ</i>	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Адиабатическая температура горения ϑ_a принимается по таблице 6 по полезному тепловыделению в топке Q_T : $\vartheta_a = 1821$ °С.

$$(Vc)_{cp} = \frac{33486,48 - 19062,57}{(1821 - 1100)} = 20 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}},$$

Среднее значение тепловой эффективности экранов производится для 6 стен топочной камеры [22] (6.4.17):

$$\psi_{cp} = \frac{\sum \psi_i \cdot F_i}{F_{cr}}, \quad (6.4.17)$$

где ψ_i – коэффициент тепловой эффективности соответствующей площади экрана стены;

$F_1 = F_2 = F_3 = F_4 = 37,23$ м – площадь экрана стены (с учетом горелок, лючков и т.д., при отсутствии геометрических параметров топки определяется по масштабу чертежа), м²;

Для неэкранированных стен и участков $\psi = 0$, а для каждой стены в общем случае [23] (6.4.18):

$$\psi = \xi \cdot x, \quad (6.4.19)$$

где ξ – коэффициент, учитывающий тепловой сопротивление загрязнения или закрытия экрана изоляцией, определяется по таблице 14;

x – угловой коэффициент экрана, зависящий от s/d .

Коэффициенты теплового загрязнения экранов топки приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Коэффициенты теплового загрязнения экранов топки

Тип экрана	Топливо	$\xi = \frac{\psi}{x}$
Настенные гладкотрубные и мембранные цельносварные экраны в камерных топках	Газообразное	0,65
	Мазут	0,55
Ошипованные экраны, покрытые огнеупорной массой	Все топлива	0,2
Экраны, закрытые шамотным кирпичом	Все топлива	0,1

Определив коэффициенты $\xi = 0,65$ и $x=0,98$ м можем рассчитать коэффициент тепловой эффективности по (23) [6.4.19]:

$$\psi_1 = \psi_2 = \psi_3 = \psi_4 = 0,65 \cdot 0,98 = 0,64,$$

$$\psi_5 = \psi_6 = 0.$$

По формуле (6.4.17) определим среднее значение тепловой эффективности экранов:

$$\psi_{\text{cp}} = \frac{4 \cdot 0,64 \cdot 37,23}{238,7} = 0,61.$$

Рассчитаем коэффициент сохранения тепла. Он определяется по формуле [22] (6.4.20):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta - q_5}, \quad (6.4.20)$$

$$\varphi = 1 - \frac{0,7}{93 - 0,7} = 0,99,$$

По формуле (6.4.3):

$$g''_{\text{т}} = \frac{1821}{1 + 0,33 \cdot 0,95 \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot 0,61 \cdot 238,75 \cdot 1821^3}{0,99 \cdot 1,85 \cdot 20} \right]^{0,6}} - 273 = 1005 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Необходимо, чтобы выполнялось следующее условие (6.4.21):

$$|g''_{\text{т.п}} - g''_{\text{т.прин}}| \leq 100, \quad (6.4.21)$$

$$|1005 - 1100| = 95$$

принятое требование выполняется.

Удельное тепловое напряжение топочного объема [23] (6.4.22):

$$q_v = \frac{B \cdot Q_p^p}{V_{\text{т}}} \quad (6.4.221)$$

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_v = \frac{1,85 \cdot 33,520}{251} = 257,5 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$$

Среднее удельное напряжение поверхности нагрева экранов [23] (6.4.23), (6.4.24):

$$q_n = \frac{B \cdot Q_n}{V_T}, \quad (6.4.23)$$

$$Q_n = \varphi \cdot (Q_T - I_T^n) \quad (6.4.24)$$

$$Q_n = 0,99 \cdot (33486 - 17157,4) = 16206,4 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

Тогда:

$$q_n = \frac{1,85 \cdot 16206,4}{251} = 125,8 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$$

Расчетное значение q_v сравнивается с максимально допустимым для топки по таблице 15.

Таблица 15 – Расчетные характеристики при сжигании газа и мазута [23]

Топливо	Коэффициент расхода воздуха α_T	Допустимое тепло-напряжение топки $q_v, \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$	Потери от химического недожога $q_3, \%$
Мазут	1,03÷1,15	250÷350	0,6÷0,8
Природный газ	1,05÷1,15	250÷350	0,1÷0,5

$q_v = 257,5$ удовлетворяет требованиям.

Расчет топки проверяется по П 1 [23], проведенный расчет верен.

6.5 Расчет конвективной части котла

Балансовое количество тепла передается дымовыми газами воде, протекающей в трубах конвективного пучка. Расчет уравнения баланса тепла [23] (6.5.1):

$$Q_6 = \varphi \cdot (I' - I'' + \Delta\alpha_{пр} \cdot I_{хв}) \quad (6.5.1)$$

где φ – коэффициент сохранения тепла (из расчета топки;

I' – теплосодержание дымовых газов на входе в конвективные пучки (на выходе из топки) при температуре $\mathcal{G}'_{т.п} = \mathcal{G}'_{кт} = 1005,12 \text{ } ^\circ\text{C}$, $I' = 17154,4 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$;

I'' – теплосодержание газов на выходе из котла (конвективных пучков) при известной температуре $\mathcal{G}_{yx} = 180 \text{ } ^\circ\text{C}$, $I'' = 2679,5 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$;

$$Q_6 = 0,99 \cdot (17157,4 - 2679,5 + 1,25 \cdot 372,1) = 14830,8 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

Расчет уравнения теплопередачи [22] (6.5.2):

$$Q_k = \frac{k \cdot \Delta t \cdot H}{10^3 \cdot B}, \quad (6.5.2)$$

где k – коэффициент теплопередачи от дымовых газов к среде, текущей внутри труб конвективного пучка [22] (6.5.3):

$$k = \psi \cdot (\alpha_k + \alpha_l), \quad (6.5.3)$$

где $\alpha_k = 74,9 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$ – коэффициент теплоотдачи конвекцией для гладких труб, расположенных в шахматном порядке при поперечном омывании дымовыми газами;

$\alpha_l = 2,94 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$ – коэффициент теплоотдачи излучением трехатомных газов;

$\psi = 0,8$ – коэффициент загрязнения.

$$k = 0,8 \cdot (74,9 + 2,94) = 62,3 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Расчет температурного напора [23] (6.5.4), (6.5.5), (6.5.6):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_6}{\Delta t_m}}, \quad (6.5.4)$$

$$\Delta t_6 = \mathcal{G}'_{кт} - t_2, \quad (6.5.5)$$

$$\Delta t_m = g_{yx} - t_1, \quad (6.5.6)$$

где t_1, t_2 – температуры воды перед и после конвективного пучка;

$g'_{кп}, g_{yx}$ – температуры дымовых газов перед и после конвективного пучка;

$$t_1 = 150^\circ \text{C}, t_2 = 70^\circ \text{C}, g'_{кп} = 1005^\circ \text{C}, g_{yx} = 180^\circ \text{C}.$$

$$\Delta t_m = 180 - 70 = 110^\circ \text{C}$$

$$\Delta t_6 = 1005 - 150 = 855^\circ \text{C}$$

$$\Delta t = \frac{855 - 110}{\ln \frac{855}{110}} = 263,3^\circ \text{C}$$

Конвективная поверхность нагрева $H = 1223 \text{ м}^2$

Определим теплопередачу:

$$Q_k = \frac{62,3 \cdot 263,3 \cdot 1223}{10^3 \cdot 1,85} = 14932,5^\circ \text{C}$$

Разница в величинах Q_k и Q_6 должна быть менее или равна 5%, т.е. [23] (6.5.7):

$$\frac{Q_6 - Q_k}{Q_6} \leq 5\%; \quad (6.5.7)$$

$$\frac{14932,5 - 14830,8}{14932,5} \cdot 100 = 0,69\% \leq 5\%$$

Требуемое условие выполнено.

6.6 Определение невязки теплового баланса

Определим полезно используемое тепло от располагаемого [23] (6.6.1):

$$Q'' = Q_p \cdot \eta \cdot 0,01, \quad (6.6.1)$$

$$Q'' = 33520 \cdot 0,92 \cdot 0,01 = 31000,3 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

Полезно используемое тепло в топке из расчета:

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{\text{л}} = 16206,4 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

Полезно используемое тепло в конвективной части из расчета:

$$Q_{\text{к}} = 14932,5 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

Сумма полезно используемого тепла [22] (6.6.2):

$$Q = Q_{\text{к}} + Q_{\text{л}}, \quad (6.6.2)$$

$$Q = 16206,4 + 14932,5 = 31138,9 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

Расчетная невязка определяется по следующей формуле [23] (6.6.3):

$$\Delta Q = Q'' - Q, \quad (6.6.3)$$

$$\Delta Q = 31138,9 - 31000,3 = 138,7$$

Относительная невязка [23] (6.6.4):

$$\frac{\Delta Q}{Q_{\text{п}}} \cdot 100, \quad (6.6.4)$$

$$\frac{138,7}{33,52 \cdot 1000} \cdot 100 = 0,41$$

Полученное значение невязки не нарушает требуемых пределов, поэтому расчет можно считать законченным.

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Обострившиеся топливно-энергетический, а затем и экономический кризисы заставляют человечество задуматься о развитии энергетики с точки зрения энергоэффективности технических решений и экономической целесообразности их внедрения. Для стран постсоветского пространства ситуация усугубляется тем, что оборудование физически изнашивается и морально устаревает, и уже много лет на поддержание ТЭК выделяется крайне недостаточное количество ресурсов. Руководители теплогенерирующих компаний стоят перед непростым выбором: либо менять старое оборудование на новое, либо переходить на электродкотлы, либо закупать импортное оборудование.

В настоящее время в нашей стране идет активная модернизация парка тепло-технического оборудования. При том, что замена котельного оборудования проходит с использованием большей доли котлов российских производителей, то замена горелочного оборудования происходит за счет поставок горелок из-за рубежа. Производимые на территории бывшего СССР горелки для промышленных котлов обладают, однако высокими характеристиками и имеют оригинальные конструкции. Многие из этих горелок продолжают работать, и замены им не предвидится. Кроме того горелки разрабатывались для котлов совершенно определенных конструкций, и требование универсальности к ним не предъявлялось, зато в составе с данными котлами их характеристики достаточно высоки.

Собственно несоответствие сегодняшним требованиям определяется отсутствием современной автоматики управления и контроля на этих горелках. Такая эксплуатация горелок не надежна, не экономична, с повышенными вредными выбросами в атмосферу, требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. В результате появляется необходимость изменить положение, например, заменой горелки или всего котельного агрегата [19].

Повышение эффективности сжигания газового и жидкого топлива, уменьшение выбросов вредных веществ весьма актуальны в топливопотребляющих системах, где сжигание больших количеств топлива происходит с недостаточной полнотой и относительно низким КПД. К этой группе потребителей относятся отопительные котельные ЖКХ и промышленных предприятий. Для решения проблемы совершенствования сжигания топлива необходимо одновременное решение часто взаимоисключающих задач: повышения экономичности сжигания, уменьшения выбросов вредных веществ в атмосферу и капитальные затраты на их осуществление. Одновременное решение этих задач принято называть энергоэкологической оптимизацией сжигания топлива

Важной особенностью современных горелок является способность поддерживать устойчивость пламени при любом давлении газа.

Достоинствами замены устаревших горелочных устройств новыми являются:

- снижение удельных затрат природного газа от 5% до 10% за счет оптимизации топочного процесса, снижения потерь тепла и повышения КПД;
- снижение удельных затрат электроэнергии на привод тягодутьевых средств – за счет низкого аэродинамического сопротивления горелочного устройства;

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

- работа в широком диапазоне горения газа;
- снижение уровня выбросов токсичных веществ NO_x – за счет повышения качества сгорания и снижения потребления газа;
- снижение звукового давления (уровня шума) [15].

Замена устаревших горелочных устройств на современные является наиболее эффективным способом для экономии топлива и снижения вредных выбросов в атмосферу.

					<i>13.03.01.2017.070.01 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

8 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА

8.1 Назначение и возможности

Котел КВГМ-50 оснащен специализированным промышленным контроллером СПЕКОН СК 2-00. Контроллер сочетает в себе функции следующих устройств:

- измерения;
- автоматического управления техпроцессом
- регуляторов, обеспечивающих регулирование по выбранным законам – позиционному, импульсному или пропорционально–интегрально–дифференциальному;
- безопасности-блокировки, защиты и сигнализации о предупредительных и нештатных ситуациях;
- регистрации и архивации параметров, нештатных ситуаций и предупредительных ситуаций по времени и событиям;
- контроля доступа к управлению техпроцессом (доступ защищен паролями оператора, наладчика и руководителя);
- представления информации о значении параметров и ходе техпроцесса;
- связи с верхним уровнем (контроллер, компьютер и т.д.);
- диагностики оборудования и самодиагностики;
- коммутатора нагрузок переменного тока от 60 мА до 1 А, напряжением от 70 до 250 В, частотой 50 Гц.

8.2 Функции автоматики

Контроллер применяется для осуществления контроля и управления котлами (водогрейными и паровыми, работающими на газе или жидком топливе), обеспечивая при этом:

Контроллер как средство измерения преобразует электрические сигналы от датчиков в показания нижеуказанных параметров [13]:

- $T_{пв}$ - температуры прямой воды (на выходе из водогрейного котла - ВК), питательной воды для ПК;
- $T_{ов}$ - температуры обратной воды или окружающего (наружного) воздуха при выборе регулирования по температурному графику;
- $T_{уг}$ - температуры уходящих газов;
- $T_{топ}$ - температуры топлива;
- $P_{пв}$ - давления прямой воды (на выходе из ВК);
- P_t - давления (разрежения) в топке;
- $P_{вз}$ - давления воздуха перед горелкой (положения воздушной заслонки для подовой горелки);
- P_g - давления газа перед горелкой;
- P_m - давления мазута (жидкого топлива) перед горелкой;
- $P_{п}$ - давления пара в барабане парового котла - ПК;
- H_6 - уровня воды в барабане ПК;

										Лист
										43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2017.070.01 ПЗ					

- O₂ - содержание кислорода в уходящих газах;
- CO - содержание окиси углерода (угарного газа) в уходящих газах;
- Q - расхода прямой воды (через ВК) или питательной воды (для ПК);
- Q_т - расхода топлива.

8.3 Автоматика безопасности и система розжиг

Система автоматики (включая приборы и устройства, установленные на котле) во время работы выполняет защитное отключение горелки в следующих случаях [21]:

- при прекращении подачи электроэнергии;
- при погасании пламени горелки;
- при недопустимом понижении давления воздуха перед головкой горелки;
- при понижении на 30% от номинального значения давления газа за основным запорным органом горелки (перед автоматическими клапанами);
- при повышении на 10% от номинального значения давления газа за основным запорным органом горелки (перед автоматическими клапанами);
- при отключении дутьевого вентилятора горелки;
- при недопустимом отклонении любого из контролируемых параметров котла.

Горелки оснащены высокой стабильностью пламени, абсолютной безопасностью и высокой производительностью. Горелка оснащена электронным кулачком, управляемым микропроцессором для чередующейся работы, для управления и надзора за газовыми горелками с наддувом воздуха. Электронная модуляция, выполняемая с помощью двух пошаговых регулировочных движков (воздух/газ). Функция проверки герметичности клапанов включена в горелку. Функционирование на двух прогрессивных ступенях мощности заключается в постепенном переходе воздуха горения и топлива из минимального режима первой ступени к максимальному второй ступени, получая значительные преимущества для стабильности давления в сети питания газа.

Розжигу предшествует продувка камеры сгорания. Стадия продувки камеры сгорания осуществляется с воздушной заслонкой в положении максимального открытия. По окончании стадии продувки воздушная заслонка помещается в положение розжига. В случае, если реле давления воздуха обнаруживает достаточное давление, в конце фазы вентиляции включается трансформатор розжига и, три секунды спустя, открываются клапан безопасности и главный клапан один за другим. Газ доходит до головки горения, смешивается с воздухом, поступающим из крыльчатки, и загорается. Газовый дроссельный клапан регулирует подачу. Через три секунды после включения клапанов трансформатор розжига выключается.

Присутствие пламени детектируется посредством соответствующего контрольного устройства, погруженного в пламя (зонда ионизации). Реле программатора пропускает положение блокировки и помещает сервоприводы регулировки подачи воздуха и газа в минимальную точку. Если позволяет зонд модуляции (температура или давление настроены на значение, большее существующего в

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

котле), автоматика управляет вращением сервоприводов регулировки подачи воздуха/газа и регулирует число оборотов двигателя (в случае наличия инвертора), постепенно увеличивая мощность сгорания, до тех пор, пока не будет достигнут максимальный расход, на который настроена горелка.

8.4 Автоматическое регулирование

Системой защит предусматривается аварийный останов котла в следующих случаях [21]:

- повышение давления газа 10 % перед горелкой сверх установленного предела;
- понижение давления газа на 30% перед горелкой менее установленного предела;
- повышение давления воздуха перед горелкой сверх установленного предела;
- понижение давления воздуха перед горелкой менее установленного предела;
- понижение давления газа перед газовыми клапанами менее установленного предела;
- при нарушении герметичности автоматических запорных клапанов;
- потеря контроля пламени горелки;
- повышение давления воды за котлом сверх установленного предела;
- понижение давления воды за котлом менее установленного предела;
- понижение расхода сетевой воды через котел менее уставки защиты;
- высокая температура сетевой воды за котлом;
- низкое разряжение в топке котла;
- отключение дутьевого вентилятора;
- отключение дымоососа котла;
- неисправность цепей защиты автоматики;
- отключение электроэнергии.

При срабатывании любой из защит прекращается подача топлива к горелке, включается световая и звуковая сигнализации с запоминанием первопричины останова котла. С отсечкой топлива подается звуковой и световой сигнал (загорается табло). При аварийном отклонении одного из выше перечисленных параметров срабатывает соответствующее промежуточное реле, которое своим контактом размыкает цепь реле блокировки в результате срабатывания реле цепь электромагнитного отсечного клапана обесточится, что приведет к его срабатыванию и прекращению подачи газа(мазута) к котлу. Одновременно с этим включается табло, указывающее причину аварии и раздается звуковой сигнал, оповещающий обслуживающий персонал об аварии.

8.5 Контрольно-измерительные приборы

В системе автоматического контроля, регулирования и управления котельным агрегатом КВГМ-50 используются датчики давления типа Метран-100. Эти датчики предназначены для преобразования давления рабочих сред: жидкости, пара,

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

газа в унифицированный токовый выходной сигнал. Время обновления данных не превышает 80 мс. Измеряемая входная величина подается в камеру сенсорного блока и преобразуется в деформацию чувствительного элемента (тензопреобразователя), вызывая при этом изменение электрического сопротивления его тензорезисторов. Электронный преобразователь датчика преобразует это изменение сопротивления в токовый выходной сигнал. Чувствительным элементом тензопреобразователя является пластина из монокристаллического сапфира с кремниевыми пленочными тензорезисторами, прочно соединенная с металлической мембраной тензопреобразователя.

В качестве прибора, регулирующего расход газа в зависимости от температуры прямой воды используется термопреобразователь сопротивления платиновый типа ТСП-1088.

Для регулирования давления воздуха в зависимости от расхода топлива и содержания O₂ в дымовых газах, в качестве измерительного преобразователя давления воздуха используется преобразователь Сапфир-22ДИ-2120.

Прибором для непрерывного контроля и регистрации (мониторинга) изменения концентрации - CO, NO, NO₂, O₂, CH₄ в дымовых газах котлоагрегатов является многокомпонентный стационарный газоанализатор МАК-2000/МАК-2000-UMS с электрохимическими или ИК-сенсорами. Количество одновременно измеряемых компонентов от 1 до 7.

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

9.1 Вредные производственные факторы, влияющие на персонал

В выпускной квалификационной работе бакалавра рассматривается котельная, в которой установлены водогрейные котлы (2 котла КВГМ-50 и 3 котла типа ТВГМ-30) и паровые котлы (4 котла типа ДКВР-10-13-250), оборудованных автоматикой безопасности, топливом является природный газ, резервным топливом является мазут. За работой котельных агрегатов, насосного оборудования, трубопроводами пара и горячей воды, сосудов работающих под избыточным давлением следят и обслуживают операторы котельной. На оператора котельной в процессе работы действуют опасные и вредные факторы.

При выполнении работ на оператора котельной могут воздействовать следующие опасные и вредные производственные факторы:

- повышенная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная влажность воздуха;
- повышенная загазованность воздуха;
- недостаточная освещенность рабочего места;
- воздействие открытого огня;
- физические перегрузки.

9.2 Общие положения, должностные обязанности и права оператора котельной

Оператор котельной подчиняется непосредственно начальнику цеха / руководителю структурного подразделения. На время отсутствия оператора котельной его права и обязанности переходят к другому должностному лицу, о чем объявляется в приказе по организации. На должность оператора котельной назначается лицо, отвечающее следующим требованиям: лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское обследование на возможность обслуживания данного технологического оборудования и аттестацию на право обслуживания паровых котлов, работающих на газообразном топливе. Оператор котельной должен знать [25]:

- правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, инструкции по эксплуатации паровых котлов;
- правила безопасной эксплуатации газового оборудования;
- действие на человека опасных и вредных факторов, возникающих во время работы;
- требования производственной санитарии, электробезопасности, пожарной безопасности;
- назначение средств индивидуальной защиты.

Оператор котельной руководствуется в своей деятельности:

- законодательными актами РФ;
- Уставом организации, Правилами внутреннего трудового распорядка, другими нормативными актами компании;

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

- приказами и распоряжениями руководства.

Оператор котельной выполняет следующие должностные обязанности [25]:

- принимает все меры по бесперебойному обеспечению производства пара в необходимом количестве и в установленных параметрах.

- ведет сменный журнал и своевременно отмечает в нем все замечания, возникшие в процессе работы.

- ежедневно следить за расходом газа и записывать показания счетчика котельной.

- проводит профилактический осмотр котлов, их вспомогательных механизмов, контрольно-измерительных приборов и участвует в планово-предупредительном ремонте котлоагрегатов.

Оператор котельной имеет право:

- требовать от руководства своевременного обеспечения необходимыми материалами, оборудованием, инструментами, спецодеждой, противопожарными средствами и средствами индивидуальной защиты.

- не выполнять распоряжения руководства, если эти распоряжения противоречат правилам техники безопасности, которые могут привести к аварии или повреждениям котла и оборудования, а также вызвать угрозу жизни, здоровью и безопасности людей.

- вносить на рассмотрение руководства предложения по совершенствованию работы, связанной с предусмотренными настоящей инструкцией обязанностями.

Оператор котельной несет ответственность:

- за невыполнение и/или несвоевременное, халатное выполнение своих должностных обязанностей.

- за несоблюдение действующих инструкций, приказов и распоряжений по сохранению коммерческой тайны и конфиденциальной информации.

- за нарушение правил внутреннего трудового распорядка, трудовой дисциплины, правил техники безопасности и противопожарной безопасности.

Дежурному оператору запрещается:

- оставлять без надзора работающее оборудование;

- отвлекаться во время работы на посторонние дела;

- курить и пользоваться открытым огнем в помещении котельной;

- допускать в помещение котельной посторонних лиц;

- сушить одежду и другие предметы на обмуровке котла.

Заступающая смена должна прибыть на рабочее место за 15 минут до начала работы. Смена, сдающая дежурство, должна обеспечить работу агрегатов в соответствии с заданным режимом и обеспечить чистоту и порядок на рабочем месте.

Смена, заступающая на дежурство, должна:

- ознакомиться с записями в журнале, которые были сделаны за время, прошедшее после предыдущего дежурства;

- произвести обход котельной и убедиться в отсутствии утечек и запаха газа, исправности газового и теплотехнического оборудования;

- проверить состояние и убедиться в исправности вентиляции, аварийного освещения, КИПиА;

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2017.070.01 ПЗ					48

- проверить исправность световой и звуковой сигнализации;
- проверить визуальную целостность взрывных клапанов;
- получить сведения о работе оборудования, за которым необходимо вести особо тщательное наблюдение;
- выяснить, какие ремонтные работы проводятся по нарядам и распоряжениям;
- проверить и принять оперативную документацию, оформить прием-сдачу смены, с записью в оперативном журнале о выявленных недостатках в работе оборудования и подписью сначала принимающей, а потом сдающей смены.

Дежурная смена обязана:

- обеспечить бесперебойный отпуск пара(тепла) с заданными параметрами;
- вести режим работы котлов в соответствии с режимными картами. Отступления допускаются на основании письменного распоряжения ответственного лица;
- производить своевременное снятие и запись показаний КИП;
- проводить контроль за работой систем автоматики безопасности;
- записывать в оперативном журнале замечания о работе оборудования, о розжиге и остановке котлов;
- при аварийной ситуации обеспечить остановку котлов и котельной, сообщить ответственному лицу, принять меры по устранению аварийной ситуации в соответствии с Планом локализации и ликвидации аварийных ситуаций.

Оператор во время дежурства несет ответственность за нарушение правил, инструкций по безопасной эксплуатации оборудования котельной, а также за соблюдением правил внутреннего трудового распорядка, санитарного состояния помещений котельной и нарушения трудовой дисциплины. В зависимости от степени и характера нарушения оператор может быть подвергнут административному или дисциплинарному наказанию или иной ответственности.

9.3 Электробезопасность

В котельной применяют различные электрические установки. Электроустановки эксплуатируются в помещении с большой влажностью и повышенной температурой воздуха.

Статистические данные показывают, что от 1 до 3 % от всех несчастных случаев приходится на поражения током. Причинами электротравм могут являться [11]:

- случайное прикосновение или приближение к частям под напряжением;
- появления напряжения на металлических конструкциях из-за пробоя;
- ошибочные действия персонала;
- шаговые напряжения.

Действие тока на организм человека:

- термическое действие вплоть до обугливания;
- электролитическое - разложение крови в организме человека;
- биологическое воздействие - судорожное сокращение мышц при прохождении тока через жизненно-важные органы, нервные части.

Для предотвращения поражения током на все электросиловое оборудование в

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

котельной предусмотрено заземление в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление» [11]. Заземлители применяются искусственные в виде труб диаметром 30 мм и длиной 3 м. Защитному заземлению подлежат металлические токоведущие части электрооборудования, которые могут из-за неисправности изоляции оказаться под напряжением и к которым возможно прикосновение людей.

Защитное зануление предусмотрено на нулевом проводе питающей сети электрооборудования и других металлических конструктивных частей корпусов, которые нормально не находятся под напряжением, но вследствие повреждения изоляции могут оказаться под напряжением. В качестве защиты при занулении используются плавкие предохранители.

Существуют классы и маркировки электротехнических изделий по способу защиты человека от поражения электрическим током.

К классу 0 должны относиться изделия, имеющие рабочую изоляцию и не имеющие элементов для заземления, если эти изделия не отнесены к классу II или III.

К классу I должны относиться изделия, имеющие рабочую изоляцию и элемент для заземления. В случае, если изделие класса I имеет провод для присоединения к источнику питания, этот провод должен иметь заземляющую жилу и вилку с заземляющим контактом.

К классу II должны относиться изделия, имеющие двойную или усиленную изоляцию и не имеющие элементов для заземления.

К классу III следует относить изделия, предназначенные для работы при безопасном сверхнизком напряжении, не имеющие ни внешних, ни внутренних электрических цепей, работающих при другом напряжении.

Изделия, получающие питание от внешнего источника, могут быть отнесены к классу III только в том случае, если они присоединены непосредственно к источнику питания, преобразующему более высокое напряжение в безопасное сверхнизкое напряжение, что осуществляется посредством разделительного трансформатора или преобразователя с отдельными обмотками.

При использовании в качестве источника питания разделительного трансформатора или преобразователя его входная и выходная обмотки не должны быть электрически связаны и между ними должна быть двойная или усиленная изоляция.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);
- изоляцию рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;

- предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциала;
- система защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети;
- малое напряжение;
- контроль изоляции;
- компенсация токов замыкания на землю;
- средства индивидуальной защиты.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

К работе в электроустановках должны допускаться лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью применительно к выполняемой работе с присвоением соответствующей квалификационной группы по технике безопасности и не имеющие медицинских противопоказаний.

9.4 Пожаровзрывоопасность

Основным топливом для котельной является природный газ, резервным и аварийным топливом служит топочный мазут. Метан, являющийся основным компонентом в составе природного газа, является горючим газом, легче воздуха – плотность 0,7 кг/м³.

Основным топливом для котельной является природный газ, резервным и аварийным топливом служит топочный мазут. Метан, являющийся основным компонентом в составе природного газа, является горючим газом, легче воздуха – плотность 0,7 кг/м³, имеет концентрационные пределы распространения пламени (нижний КПП и верхний КПП) 3,7÷17,8 % объема, температура самовоспламенения 537 °С.

Метан, как горючий газ, отнесен ко 2 классу опасных веществ, подкласс 2.3. По ГОСТ 19433-88 Газы опасные. Классификация и маркировка (с Изменением №1) концентрация метана в воздухе производственных помещений, превышающая 20% от нижнего КПП, считается опасной концентрацией. Топочный мазут имеет плотность 948 кг/м³, температурные пределы распространения пламени 138-145°С (температура вспышки 140°С), температуру самовоспламенения 380°С. В соответствии с градацией в правилах устройства электроустановок (ПУЭ) по температуре вспышки - более 61 °С - мазут отнесен к горючей жидкости.

Поскольку мазут подогревается до температуры 130°С, что ниже температуры

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

вспышки, то и в подогретом состоянии мазут характеризуется как горючая жидкость. Котельная по пожарной безопасности относится к категории «Г», по огнестойкости строительных конструкций степень огнестойкости здания котельной II, класса В – 1А [25].

Категория «Г» означает негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, горючие газы и жидкости, которые сжигаются в качестве топлива. Класс В – 1А – зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов или паров легко воспламеняющихся жидкостей с воздухом не образуется, а образование таких смесей возможно только в результате аварий и неисправностей. Источниками пожара могут быть утечка и скопление газа в котельной; неисправности электрооборудования, осветительных приборов; выход из строя приборов автоматики. При нарушении целостности газопроводов уходящих газов, или при разрушении обшивки и обмуровки котла, уходящие газы, имеющие высокую температуру, могут послужить причиной пожара. Для предупреждения образования взрывоопасных газоздушных смесей большое значение имеет контроль воздушной среды производственного помещения. Наиболее прогрессивен контроль воздушной среды производственных помещений автоматическими сигнализаторами до взрывных концентраций. При включении предупредительной сигнализации и аварийной вентиляции предусматривается автоматическое или ручное отключение всего или части технологического оборудования.

Предотвращение образования горючей среды должно обеспечиваться одним из следующих способов или их комбинаций:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов;
 - максимально возможным по условиям технологии и строительства ограничением массы и (или) объема горючих веществ, материалов и наиболее безопасным способом их размещения;
 - изоляцией горючей среды (применением изолированных отсеков, камер, кабин и т.п.);
 - поддержанием безопасной концентрации среды в соответствии с нормами и правилами и другими нормативно-техническими, нормативными документами и правилами безопасности;
 - достаточной концентрацией флегматизатора в воздухе защищаемого объема (его составной части);
 - поддержанием температуры и давления среды, при которых распространение пламени исключается;
 - максимальной механизацией и автоматизацией технологических процессов, связанных с обращением горючих веществ;
 - установкой пожароопасного оборудования по возможности в изолированных помещениях или на открытых площадках, применением устройств защиты производственного оборудования с горючими веществами от повреждений и аварий.
- Предотвращение образования в горючей среде источников зажигания долж-

но достигаться применением одного из следующих способов или их комбинацией:

- применением в конструкции быстродействующих средств защитного отключения возможных источников зажигания;
- применением машин, механизмов, оборудования, устройств, при эксплуатации которых не образуются источники зажигания;
- применением электрооборудования, соответствующего пожароопасной и взрывоопасной зонам, группе и категории взрывоопасной смеси в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.011;
- применением технологического процесса и оборудования, удовлетворяющих требованиям электростатической искробезопасности по ГОСТ 12.1.018;
- устройством молниезащиты зданий, сооружений и оборудования;
- поддержанием температуры нагрева поверхности машин, механизмов, оборудования, устройств, веществ и материалов, которые могут войти в контакт с горючей средой, ниже предельно допустимой, составляющей 80% наименьшей температуры самовоспламенения горючего;
- исключением возможности появления искрового разряда в горючей среде с энергией, равной и выше минимальной энергии зажигания;
- применением неискрящего инструмента при работе с легковоспламеняющимися жидкостями и горючими газами;

Для борьбы с пожаром котельная оборудована противопожарным инвентарем по существующим нормам противопожарной охраны. В состав этого инвентаря входят:

- углекислотные огнетушители;
- порошковые огнетушители;
- гидранты;
- ящики с песком;
- лопаты;
- ведра.

Весь инвентарь расположен в доступных местах на входе в котельную, в котельном зале.

					<i>13.03.01.2017.070.01 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

11 ЭКОЛОГИЯ

В результате полного сгорания топлива образуется углекислый газ CO_2 , водяные пары H_2O , азот N_2 , окислы серы SO_2 (сернистый ангидрид), SO_3 (серный ангидрид), зола. К числу токсичных компонентов относятся оксиды серы и зола.

При высоких температурах в ядре факела топок котлов происходит частичное окисление азота воздуха и топлива с образованием оксидов азота NO .

При неполном сгорании топлива также могут образовываться окиси углерода CO , углеводороды и другие компоненты.

При современной технологии сжигания топлива образование продуктов неполного сгорания можно свести к минимуму и даже исключить.

11.1 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы при сжигании мазута

Т.к. на котел КВГМ-50 установлены горелки газового типа, то при возникновении аварийной ситуации, в результате которой будет прекращена подача газа вся нагрузка перейдет на три котла типа ТВГМ-30. Поэтому необходимо рассчитать приземную концентрацию выбросов при работе котлов ТВГМ-30 на мазуте. Характеристики дымовой трубы приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристики дымовой трубы

Наименование параметра	Значение
Высота, м	80
Диаметр, м	3

В таблице 17 представлен компонентный состав и характеристики мазута М100.

Таблица 17 – Компонентный состав и характеристика мазута М100

Наименование параметра	Значение
Углерод, %	86,49
Водород, %	10,03
Сера, %	2,81
Азот, %	0,36
Кислород, %	0,3
Содержание ванадия на сухую массу	-
Теплота сгорания, МДж/кг	39,60
Теоретический расход воздуха, $\text{м}^3/\text{кг}$	10,39
Полный объем газов, $\text{м}^3/\text{кг}$	11,11

В таблице 18 приведены основные характеристики водогрейного котельного агрегата ТВГМ-30.

Таблица 18 – Основные характеристики водогрейного котла ТВГМ-30 [23]

Наименование параметра	Значение
Номинальная теплопроизводительность, МВт	34,8
Температура воды на входе в котел, °С	110
Температура воды на выходе из котла, °С	150
Давление воды на входе, МПа	2
Расход воды, т/с	750
Расход мазута, кг/с	1,03
Расход воздуха, м ³ /ч	51100
Температура уходящих газов при работе на мазуте, °С	237
Температура уходящих газов при работе на газе, °С	190
Коэффициент полезного действия при работе на мазуте, %	88,1

Объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 кг мазута при условиях выхода (11.1.1):

$$V_{yx} = \frac{P_{ny} \cdot V_r \cdot T_{yx}}{P_{yx} \cdot T_{ny}}, \quad (11.1.1)$$

где T_{yx} – температура уходящих газов;

P_{yx} – давление уходящих газов;

T_{ny} – температура воздуха при нормальных условиях;

P_{ny} – давление при нормальных условиях;

V_r – объем продуктов сгорания.

$$V_{yx} = \frac{101325 \cdot 11,11 \cdot (237 + 273)}{98000 \cdot 273} = 20 \text{ м}^3/\text{кг}$$

В летний период работает один котел ТВГМ-30 и расход мазута составляет $B = 1,03$ кг/с.

Расход дымовых газов, образующихся при работе одного котельного агрегата ТВГМ-30 (11.1.2):

$$V = V_{yx} \cdot B, \quad (11.1.2)$$

$$V = 20 \cdot 1,03 = 20,6 \text{ м}^3/\text{с}$$

11.1.1 Расчет выбросов оксидов азота при сжигании мазута

В топочной камере образуется окись азота NO. Образование двуокси азота NO₂ за счет окисления NO происходит при низких температурах. Выброс окислов азота, г/с, рассчитывается по NO₂.

Количество окислов азота в перерасчете на NO₂ г/с, выбрасываемых в атмосферу, рассчитывается по формуле (11.1.3):

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot B \cdot Q_H^p \cdot k_{NO_2} \cdot (1 - \beta), \quad (11.1.3)$$

где β – коэффициент, зависящий от степени снижения выбросов окислов азота в результате применения технических решений;

k_{NO_2} – параметр, характеризующий количество окислов азота, образующихся на 1 МДж теплоты. Определяется по графику зависимости k_{NO_2} от тепловой мощности;

B – расход топлива в летний период в котельном агрегате ТВГМ-30;

Q_H^p – низшая теплота сгорания мазута.

Диаметр трубы $D_0 = 3$ м, тогда скорость выхода газов из устья трубы (11.1.4):

$$\omega_r = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_0^2}, \quad (11.1.4)$$

$$\omega_r = \frac{4 \cdot 20,6}{3,14 \cdot 3^2} = 2,9 \text{ м/с}$$

Максимальная приземная концентрация окислов азота (11.1.5):

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_r \cdot \Delta T}}, \quad (11.1.5)$$

где A – коэффициент, определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосфере воздуха. Для Урала и Украины

$$A=160 \quad A=160 \left(\frac{\text{с}^{\frac{2}{3}} \cdot \text{мг}}{\left(\text{кг}^{\frac{1}{3}} \cdot \text{г} \right)} \right).$$

										Лист
										56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

M – суммарное количество вредного вещества, рассеиваемого в атмосферу;
 F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосфере воздуха. Для газообразных $F=1$.

H – высота дымовой трубы, $H=80$ м.

ΔT – разность температур уходящих газов и атмосферного воздуха;

m и n – коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса. Значения этих коэффициентов рассчитываются (11.1.6), (11.1.7), (11.1.8).

Рассчитаем разность температур для летнего и зимнего режима (11.1.6):

$$\Delta T = T_{yx} - T_{атм} \quad (11.1.6)$$

Для зимнего режима $T_{атм}=257,2$ К, для летнего $T_{атм}=295,8$ К, $T_{yx}=510$ К

$$\Delta T^3 = 510 - 257,2 = 252,8 \text{ К}$$

$$\Delta T^n = 510 - 295,8 = 214,2 \text{ К}$$

Выброс окислов азота в летний период котлов ТВГМ-30 при работе на мазуте рассчитывается по формуле (11.1.2):

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot 1,03 \cdot 39600 \cdot 0,08 \cdot (1 - 0) = 3,26 \text{ г/с}$$

Рассчитаем вспомогательные величины для коэффициентов m и n для летнего режима работы котлов ТВГМ-30 на мазуте (11.1.7), (11.1.8):

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{г} \cdot \Delta T^n}{H}}, \quad (11.1.7)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{11,11 \cdot 214,2}{80}} = 2 \text{ м/с}$$

$$f = \frac{10^3 \cdot w^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T^n}, \quad (11.1.8)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 2,9^2 \cdot 3}{80^2 \cdot 214,2} = 0,02$$

Коэффициент m рассчитывается по формуле (11.1.9):

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (11.1.9)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,02} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,02}} = 1,29$$

Коэффициент $n=1$.

Максимальная приземная концентрация окислов азота в летний период при работе котлов ТВГМ-30 на мазуте:

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{160 \cdot 2,9 \cdot 1 \cdot 1,29 \cdot 1}{80^2 \cdot \sqrt[3]{20,6 \cdot 214,2}} = 0,0008 \text{ мг/м}^3$$

В зимний период работают три котла ТВГМ-30 и их расход мазута составляет 3,09 кг/с, поэтому объем продуктов сгорания, образующихся при работе трех котлов рассчитывается по следующей формуле (11.1.10):

$$V^3 = V_{\text{yx}} \cdot B, \quad (11.1.10)$$

$$V^3 = 20 \cdot 3,09 = 61,8 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расход топлива на три котла ТВГМ-30 в зимний период составляет $B^3=3,09$ м³/с.

Выброс окислов азота (11.1.11):

$$M_{\text{NO}_2} = 0,001 \cdot B^3 \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}} \cdot k_{\text{NO}_2} \cdot (1 - \beta), \quad (11.1.11)$$

$$M_{\text{NO}_2} = 0,001 \cdot 3,09 \cdot 39600 \cdot 0,08 \cdot (1 - 0) = 9,8 \text{ г/с}$$

Диаметр трубы $D_0 = 3$ м, тогда скорость выхода газов из устья трубы и параметры для определения коэффициентов m и n определяются по формулам (11.1.12), (11.1.13), (11.1.14):

$$\omega_{\text{r}} = \frac{4 \cdot V^3}{\pi \cdot D_0^2}, \quad (11.1.12)$$

$$\omega_{\text{r}} = \frac{4 \cdot 61,8}{3,14 \cdot 3^2} = 8,75 \text{ м/с}$$

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{\Gamma} \cdot \Delta T^3}{H}}, \quad (11.1.13)$$

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{185,4 \cdot 252,8}{80}} = 5,2 \text{ м/с}$$

$$f = \frac{10^3 \cdot w^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T^3}, \quad (11.1.14)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 8,74^2 \cdot 3}{80^2 \cdot 252,8} = 0,14$$

Коэффициент m рассчитывается по формуле (11.1.15):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (11.1.15)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,5} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,5}} = 1,13$$

Коэффициент $n=1$

Максимальная приземная концентрация окислов азота в зимний период при работе котлов ТВГМ-30 на мазуте:

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{160 \cdot 9,8 \cdot 1 \cdot 1,13 \cdot 1}{80^2 \cdot \sqrt[3]{61,8 \cdot 252,8}} = 0,011 \text{ мг/м}^3$$

11.1.2 Расчет выбросов окислов серы при сжигании мазута

Выброс окислов серы при работе 1 котла ТВГМ-30 в летнем режиме работы, кг/с (11.1.16):

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot B \cdot S \cdot (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) \cdot (1 - \eta''_{\text{SO}_2}), \quad (11.1.16)$$

где S – содержание серы в топливе, %;

η'_{SO_2} – доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива;

η''_{SO_2} – доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителе;

B – расход топлива в котле ТВГМ-30.

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$M^{II}_{SO_2} = 0,02 \cdot 1,03 \cdot 1000 \cdot 2,81 \cdot 0,01 \cdot (1 - 0,02) \cdot (1 - 0) = 0,57 \text{ г/с}$$

Максимальная приземная концентрация окислов азота (11.1.17):

$$C_{SO_2} = \frac{A \cdot M_{SO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_r \cdot \Delta T}}, \quad (11.1.17)$$

где A – коэффициент, определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосфере воздуха. Для Урала и Украины

$$A = 160 \left(\frac{c^{\frac{2}{3}} \cdot \text{мг}}{\text{кг}^{\frac{1}{3}} \cdot \text{г}} \right)$$

M – суммарное количество вредного вещества, рассеиваемого в атмосферу, г/с;

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосфере воздуха. Для газообразных $F=1$.

H – высота дымовой трубы, $H=80$ м.

ΔT – разность температур уходящих газов и атмосферного воздуха;

m и n – коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса. Они рассчитываются по (11.1.18), (11.1.19).

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_r \cdot \Delta T^{II}}{H}}, \quad (11.1.18)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{11,11 \cdot 214,2}{80}} = 2 \text{ м/с}$$

$$f = \frac{10^3 \cdot w^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T^{II}}, \quad (11.1.19)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 2,9^2 \cdot 3}{80^2 \cdot 214,2} = 0,02$$

Коэффициент m рассчитывается по формуле (11.1.20):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (11.1.20)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,02} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,02}} = 1,29$$

Коэффициент $n=1$.

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Выброс оксидов серы при работе трех котлов ТВГМ-30 в зимнем режиме работы с расходом мазута $B^3=3,09$ кг/с (11.1.21):

$$M_{SO_2} = 3 \cdot 0,02 \cdot B^3 \cdot S \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}), \quad (11.1.21)$$

$$M^3_{SO_2} = 3 \cdot 0,02 \cdot 1,03 \cdot 1000 \cdot 2,81 \cdot 0,01 \cdot (1 - 0,02) \cdot (1 - 0) = 1,7 \text{ г/с}$$

Максимальная приземная концентрация оксидов серы при работе трех котлов ТВГМ-30 на мазуте в зимнем режиме (11.1.22):

$$C_{SO_2} = \frac{A \cdot M_{SO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_r \cdot \Delta T^3}}, \quad (11.1.22)$$

$$C^3_{SO_2} = \frac{160 \cdot 1,71 \cdot 1 \cdot 1,28 \cdot 1}{80^2 \cdot \sqrt[3]{20,6 \cdot 252,8}} = 0,003 \text{ мг/м}^3$$

Максимальная приземная концентрация оксидов серы при работе одного котла ТВГМ-30 в летнем режиме:

$$C^l_{SO_2} = \frac{160 \cdot 0,56 \cdot 1 \cdot 1,28 \cdot 1}{80^2 \cdot \sqrt[3]{20,6 \cdot 214,2}} = 0,001 \text{ мг/м}^3$$

Рассчитаем суммарную концентрацию оксидов азота и оксидов серы для летнего режима работы и для зимнего режима работы.

$$\frac{C^l_{SO_2}}{ПДК_{SO_2}} + \frac{C^l_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} = \frac{0,001}{0,5} + \frac{0,0008}{0,085} = 0,011$$

$$\frac{C^3_{SO_2}}{ПДК_{SO_2}} + \frac{C^3_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} = \frac{0,27}{0,5} + \frac{0,011}{0,085} = 0,7$$

Существующая дымовая труба удовлетворяет экологическим требованиям.

11.2 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы при сжигании природного газа в котлах КВГМ-50

Характеристики дымовой трубы для котлов ТВГМ-30 при сжигании газа приведены в таблице 19.

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 19 – Характеристики дымовой трубы

Наименование	Значение
Высота, м	120
Диаметр, м	3,8

Объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 м³ топлива при условиях выхода (11.2.1):

$$V_{yx} = \frac{P_{ny} \cdot V_r \cdot T_{yx}}{P_{yx} \cdot T_{ny}}, \quad (11.2.1)$$

где T_{yx} – температура уходящих газов [23];

P_{yx} – давление уходящих газов;

T_{ny} – температура воздуха при нормальных условиях;

V_r – объем продуктов сгорания.

$$V_{yx} = \frac{101325 \cdot 13,58 \cdot 453}{98000 \cdot 273} = 21,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

В летний период расход природного газа в котле КВГМ-50 составляет $B = 1,85 \text{ м}^3/\text{с}$.

Расход дымовых газов в летнем режиме работы при работе одного котельного агрегата КВГМ-50 (11.2.2):

$$V = V_{yx} \cdot B, \quad (11.2.2)$$

$$V = 21,7 \cdot 1,85 = 40,16 \text{ м}^3/\text{с}$$

11.2.1 Расчет выбросов окислов азота при сжигании природного газа в котле КВГМ-50

В топочной камере образуется окись азота NO. Образование двуокиси азота NO₂ за счет окисления NO происходит при низких температурах. Выброс окислов азота, г/с, рассчитывается по NO₂.

Количество окислов азота в перерасчете на NO₂ г/с, выбрасываемых в атмосферу, рассчитывается по формуле (11.2.3):

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot B \cdot Q_H^p \cdot k_{NO_2} \cdot (1 - \beta), \quad (11.2.3)$$

где β – коэффициент, зависящий от степени снижения выбросов окислов азота в результате применения технических решений;

k_{NO_2} – параметр, характеризующий количество окислов азота, образующихся на 1 МДж теплоты. Определяется по графику зависимости k_{NO_2} от тепловой мощности;

V – расход топлива в летний период в котельном агрегате КВГМ-50;

Q_{H}^{p} – низшая теплота сгорания газа.

Диаметр трубы $D_0 = 3,8$ м, тогда скорость выхода газов из устья трубы (11.2.4):

$$\omega_{\text{r}} = \frac{4 \cdot V^{\text{л}}}{\pi \cdot D_0^2}, \quad (11.2.4)$$

$$\omega_{\text{r}} = \frac{4 \cdot 40,16}{3,14 \cdot 3,8^2} = 2,9 \text{ м/с}$$

Максимальная приземная концентрация окислов азота (11.2.5):

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{A \cdot M_{\text{NO}_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_{\text{r}} \cdot \Delta T}}, \quad (11.2.5)$$

где A – коэффициент, определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосфере воздуха. Для Урала и Украины

$$A = 160 \left(\frac{\text{с}^{\frac{2}{3}} \cdot \text{мг}}{\text{кг}^{\frac{1}{3}} \cdot \text{г}} \right)$$

M – суммарное количество вредного вещества, рассеиваемого в атмосферу, г/с;

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосфере воздуха. Для газообразных $F=1$.

H – высота дымовой трубы, $H=120$ м.

ΔT – разность температур уходящих газов и атмосферного воздуха;

m и n – коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса. Значения этих коэффициентов рассчитываются (11.2.6), (11.2.7), (11.2.8).

Рассчитаем разность температур для летнего и зимнего режима (11.2.6):

$$\Delta T = T_{\text{yx}} - T_{\text{атм}} \quad (11.2.6)$$

Для зимнего режима $T_{\text{атм}}=257,2$ К, для летнего $T_{\text{атм}}=295,8$ К, $T_{\text{yx}}=453$ К.

$$\Delta T^{\text{л}} = 453 - 257,2 = 195,8 \text{ К}$$

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$$\Delta T^{\text{л}} = 453 - 295,8 = 157,2 \text{ К}$$

Выброс окислов азота в летний период котлов КВГМ-50 при работе на газе рассчитывается по формуле (11.2.2):

$$M_{\text{NO}_2} = 0,001 \cdot 1,85 \cdot 39600 \cdot 0,08 \cdot (1 - 0) = 4,9 \text{ г/с}$$

Рассчитаем вспомогательные величины для коэффициентов m и n для летнего режима работы котлов КВГМ-50 на газе (11.2.7), (11.2.8):

$$v_{\text{м}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{\text{г}} \cdot \Delta T^{\text{л}}}{H}}, \quad (11.2.7)$$

$$v_{\text{м}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{13,58 \cdot 157,2}{120}} = 1,7 \text{ м/с}$$

$$f = \frac{10^3 \cdot w^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T^{\text{л}}}, \quad (11.2.8)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 2,9^2 \cdot 3,8}{80^2 \cdot 157,2} = 0,032$$

Коэффициент m рассчитывается по формуле (11.1.9):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (11.2.9)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,032} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,032}} = 1,25$$

Коэффициент $n=1$.

Максимальная приземная концентрация окислов азота в летний период при работе котлов КВГМ-50 на газе:

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{160 \cdot 4,96 \cdot 1 \cdot 1,29 \cdot 1}{120^2 \cdot \sqrt[3]{40,16 \cdot 157,2}} = 0,004 \text{ мг/м}^3$$

В зимний период работают два котла КВГМ-50 и их расход газа составляет 3,7 м³/с, поэтому объем продуктов сгорания, образующихся при работе двух котлов рассчитывается по следующей формуле (11.2.10):

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V^3 = V_{yx} \cdot B, \quad (11.2.10)$$

$$V^3 = 21,7 \cdot 3,7 = 80,3 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расход топлива на два котла КВГМ-50 в зимний период составляет $B^3=3,7$ м³/с.

Выброс окислов азота (11.1.12):

$$M_{\text{NO}_2} = 0,001 \cdot B^3 \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}} \cdot k_{\text{NO}_2} \cdot (1 - \beta), \quad (11.2.12)$$

$$M_{\text{NO}_2} = 0,001 \cdot 3,7 \cdot 33520 \cdot 0,08 \cdot (1 - 0) = 9,9 \text{ г/с}$$

Диаметр трубы $D_0 = 3,8$ м, тогда скорость выхода газов из устья трубы и параметры для определения коэффициентов m и n определяются по формулам (11.2.12), (11.2.13), (11.2.14):

$$\omega_{\text{r}} = \frac{4 \cdot V^3}{\pi \cdot D_0^2}, \quad (11.2.12)$$

$$\omega_{\text{r}} = \frac{4 \cdot 80,3}{3,14 \cdot 3,8^2} = 7,1 \text{ м/с}$$

$$v_{\text{m}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{\text{r}} \cdot \Delta T^3}{H}}, \quad (11.2.13)$$

$$v_{\text{m}} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{80,3 \cdot 195,8}{120}} = 0,5 \text{ м/с}$$

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega_{\text{r}}^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T^3}, \quad (11.2.14)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 7,1^2 \cdot 3,8}{120^2 \cdot 195,8} = 0,07$$

Коэффициент m рассчитывается по формуле (11.2.15):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (11.2.15)$$

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,07} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,07}} = 1,13$$

Коэффициент $n=1$

Максимальная приземная концентрация окислов азота в зимний период при работе котлов КВГМ-50 на газе:

$$C_{\text{NO}_2} = \frac{160 \cdot 9,9 \cdot 1 \cdot 1,19 \cdot 1}{120^2 \cdot \sqrt[3]{80,3 \cdot 195,8}} = 0,005 \text{ мг/м}^3$$

Для зимнего режима при работе двух котлов КВГМ-50 на природном газе:

$$\frac{C_{\text{NO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} = \frac{0,005}{0,085} = 0,06 \leq 1$$

Для летнего режима при работе одного котла КВГМ-50 на природном газе:

$$\frac{C_{\text{NO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} = \frac{0,004}{0,085} = 0,047 \leq 1$$

Существующая дымовая труба удовлетворяет экологическим требованиям в зимний и летний период.

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

12 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Неэффективность работы устаревших горелочных устройств на ПАО «Уральская кузница», которая возникла в результате их морального и физического износа и работы с повышенным избытком воздуха привела к необходимости замены горелок на современные. На котле КВГМ-50 были установлены горелочные устройства типа РГМГ-20, они являются газомазутными. Так как в настоящее время подвод мазута к данным горелкам не осуществляется было решено поменять устаревшие горелки на современные горелки Baltur TVG 2000 ME, с пониженным избытком воздуха и пониженными выбросами вредных веществ в атмосферу.

12.1 Смета капитальных затрат

Капитальные затраты на реконструкцию включают в себя:

- затраты на разработку проекта;
- стоимость оборудования;
- стоимость демонтажных работ;
- стоимость монтажных работ (при установке горелок Baltur стоимость наладки и монтажа входит в стоимость горелок);
- затраты на подготовку эксплуатационных кадров;
- транспортные затраты.

Капитальные вложения на реконструкцию котельного агрегата КВГМ-50 на ПАО «Уральская кузница» приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Капитальные вложения на реконструкцию котельного агрегата КВГМ-50 на ПАО «Уральская кузница»

Статьи затрат	Затраты	
	тыс. руб.	%
Разработка проекта [39]	100,0	1,950
Оборудование (горелки Baltur TVG 2000 ME, 2 шт.) [33]	5000,0	97,500
Демонтажные работы [34]	30,0	0,540
Подготовка кадров [38]	0,5	0,010
Транспортировка [35]	0,1	0,002
Итого	5131,0	100

Монтаж горелки заключается в:

- прочистке труб подачи топлива;
- подготовке монтажного фланца для новой горелки;
- замере посадочного места котла для установки монтажного фланца;
- подгонке фланца к посадочным местам горелки и котла
- подготовке жаростойкой прокладки;

- подготовке горелочной трубы горелки;

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

- установке горелки на котел;
- настройке качества горения топлива в горелке;
- контроле и управлении выбросами.

12.2 Текущие затраты эксплуатацию газовых горелок Baltur TBG 2000 ME

Годовые затраты на топливо (12.6):

$$I_T = C_T \cdot B_{\text{год}}, \quad (12.6)$$

где C_T – цена топлива. В 2018 году цена природного газа составляет 4,27 руб./м³ [40];

$B_{\text{год}}$ – годовой расход топлива, равный 58342 тыс. м³/год.

$$I_T = 4,27 \cdot 58342 = 249119 \text{ тыс.руб./год.}$$

Амортизация оборудования (12.7):

$$I_a = H_a \cdot O_{\text{об}}, \quad (12.7)$$

где $H_a = 10\%$ - норма амортизации;

$O_{\text{об}} = 5000$ тыс.руб. - общая стоимость оборудования.

$$I_a = 0,1 \cdot 5000 = 500 \text{ тыс.руб./год.}$$

Затраты на текущий ремонт (12.8):

$$I_{\text{тр}} = 0,005 \cdot O_{\text{об}}, \quad (12.8)$$

$$I_{\text{тр}} = 0,005 \cdot 5000 = 25 \text{ тыс.руб./год.}$$

Общепроизводственные и прочие расходы (12.9):

$$I_{\text{оп}} = 0,02 \cdot O_{\text{об}}, \quad (12.9)$$

$$I_{\text{оп}} = 0,02 \cdot 5000 = 100 \text{ тыс.руб./год,}$$

Сумма текущих затрат при эксплуатации (12.10):

$$I_2 = I_T + I_a + I_{\text{тр}} + I_{\text{оп}}, \quad (12.10)$$

$$I_2 = 249118 + 500 + 25 + 100 = 249744 \text{ тыс.руб./год,}$$

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Все результаты по текущим затратам сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Текущие затраты при эксплуатации горелки Baltur TBG 2000 ME

Статьи затрат	Единица измерения	Обозначение	Результат
Топливо	тыс.руб./год	I_T	249118
Амортизация оборудования	тыс.руб./год	I_a	500
Затраты на текущий ремонт	тыс.руб./год	$I_{тр}$	25
Общепроизводственные и прочие расходы	тыс.руб./год	$I_{оп}$	100
Итого	тыс.руб./год	I_1	249743

12.3 Текущие затраты на эксплуатацию комбинированных горелок РГМГ-20

Текущие затраты включают в себя:

- затраты на топливо;
- затраты на электричество;
- затраты на текущий ремонт оборудования;
- заработную плату обслуживающего персонала.

Годовые затраты на топливо (12.1):

$$I_T = C_T \cdot V_{год}, \quad (12.1)$$

где C_T – цена топлива. В 2018 году цена природного газа составляет 4,27 руб./м³ [40];

$V_{год}$ – годовой расход топлива, равный 59918 тыс. м³/год.

$$I_T = 4,27 \cdot 59918 = 255852 \text{ тыс.руб./год.}$$

Амортизация оборудования (12.2):

$$I_a = H_a \cdot O_{об}, \quad (12.2)$$

где $H_a = 10\%$ - норма амортизации;

$O_{об} = 1900$ тыс.руб.- общая стоимость оборудования [34].

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_a = 0,1 \cdot 1900 = 190 \text{ тыс.руб./год.}$$

Затраты на текущий ремонт (12.3):

$$I_{тр} = 0,005 \cdot O_{об}, \quad (12.3)$$

$$I_{тр} = 0,005 \cdot 1900 = 9,5 \text{ тыс. руб./год.}$$

Общепроизводственные и прочие расходы (12.4):

$$I_{оп} = 0,02 \cdot O_{об}, \quad (12.4)$$

$$I_{оп} = 0,02 \cdot 1900 = 38 \text{ тыс. руб./год,}$$

Сумма текущих затрат при эксплуатации (12.5):

$$I_1 = I_r + I_a + I_{тр} + I_{оп}, \quad (12.5)$$

$$I_1 = 255852 + 190 + 9,5 + 38 = 256089 \text{ тыс.руб./год,}$$

Все результаты по текущим затратам сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Текущие затраты при эксплуатации горелки РГМГ-20

Статьи затрат	Единица измерения	Обозначение	Результат
Топливо	тыс.руб./год	I_r	255851
Амортизация оборудования	тыс.руб./год	I_a	190
Затраты на текущий ремонт	тыс.руб./год	$I_{тр}$	9,5
Общепроизводственные и прочие расходы	тыс.руб./год	$I_{оп}$	38
Итого	тыс.руб./год	I_1	256089

12.4 Оценка срока окупаемости реконструкции котельного агрегата

Срок окупаемости определяется по формуле (12.11):

$$T = \frac{K - K_{ликв}}{\Delta I}, \quad (12.11)$$

где K – капитальные затраты на установку газовых горелок, тыс. руб.;

$K_{ликв}$ – продажа старого оборудования по ликвидационной стоимости, тыс. руб;
 ΔI – экономия текущих затрат, тыс. руб./год.

Рассчитаем ликвидационную стоимость демонтированного оборудования (12.12):

$$K_{ликв} = m \cdot x, \quad (12.12)$$

где m – масса демонтируемого оборудования, кг [34];
 x – стоимость за 1 кг оборудования [37].

$$K_{ликв} = 635 \cdot 14,2 = 9 \text{ тыс. руб.}$$

Экономия текущих затрат вследствие замены горелочного устройства (12.13):

$$\Delta I = I_1 - I_2, \quad (12.13)$$

$$\Delta I = 256089 - 249743 = 6345 \text{ тыс.руб./год,}$$

$$T = \frac{5131 - 9}{6345} = 0,8 \text{ года}$$

Срок окупаемости реконструкции составляет 10 месяцев.

По результатам расчета срока окупаемости можно сделать вывод о том что реконструкция котельного агрегата КВГМ-50 путем замены горелочных устройств является экономически эффективной, так как не превышает 6,7 года.

12.6 Причинно-следственная диаграмма

Причинно-следственная диаграмма позволяет наглядно проанализировать главную проблему, выявленную при ранжировании проблем. Причинно-следственная диаграмма приведена на рисунке 3.

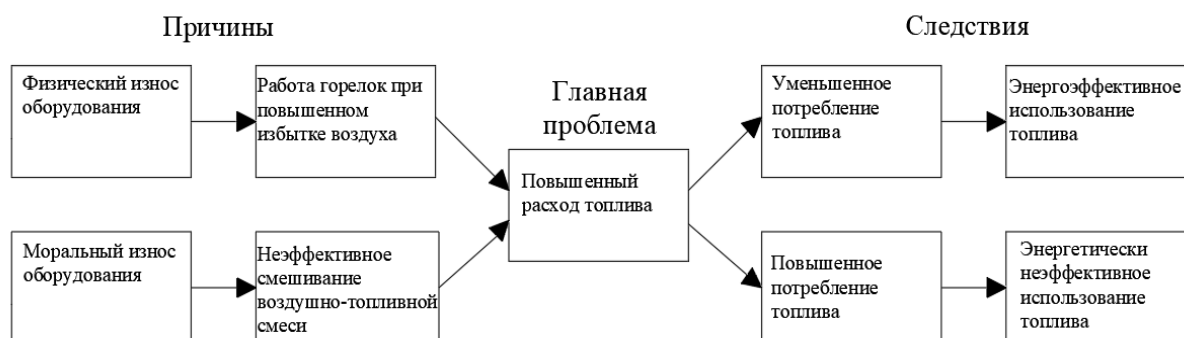


Рисунок 3 – Причинно-следственная диаграмма

12.5 Ранжирование проблем

Ранжирование проблем позволяет выявить главную проблему энергетической эффективности. Для ранжирования проблем оценивается степень важности и срочности решения проблем. Модель ранжирования проблем представлена на рисунке 2.

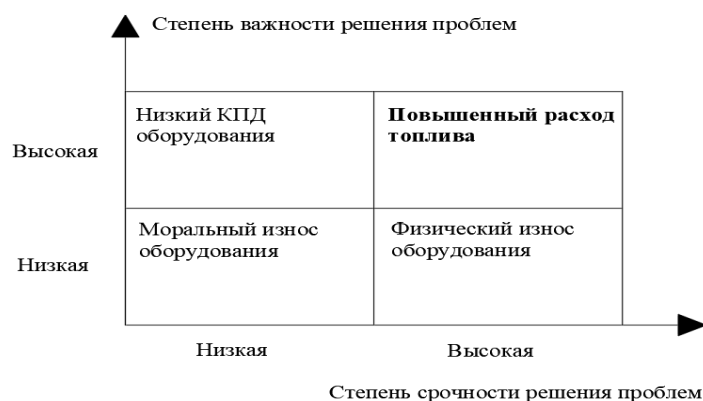


Рисунок 2 – Ранжирование проблем

Исходя из анализа ранжирования проблем можно сделать вывод о том, что главной проблемой является повышенный расход топлива.

12.7 SWOT-анализ вариантов

SWOT-анализ позволяет выявить и структурировать сильные и слабые стороны, а также потенциальные возможности и угрозы [18].

SWOT-анализ эксплуатации комбинированных горелок представлен в таблице 18.

Таблица 18 - SWOT-анализ эксплуатации комбинированных горелочных устройств РГМГ-20 (вариант эксплуатации котельного агрегата без проведения реконструкции)

S:	W:
<ul style="list-style-type: none"> 1) Оборудование отечественного производства 2) Отсутствие капитальных затрат 3) Возможность работы на двух видах топлива 	<ul style="list-style-type: none"> 1) Повышенный расход топлива 2) Физический и моральный износ оборудования
O:	T:
<ul style="list-style-type: none"> 1) Дешевые запасные части для ремонта 	<ul style="list-style-type: none"> 1) Запасные части для ремонта горелок низкого качества

SWOT-анализ эксплуатации газовых горелок представлен в таблице 19.

Таблица 19 - SWOT-анализ эксплуатации комбинированных горелочных устройств Baltur TBG 2000 ME (вариант эксплуатации котельного агрегата КВГМ-50 после реконструкции)

S:	W:
<ul style="list-style-type: none"> 1) Улучшенный процесс горения за счет эффективного смешивания топливно-воздушной смеси 2) Высокая безопасность труда 3) Длительный гарантийный срок на оборудование 4) Работа горелки на пониженном избытке воздуха 	<ul style="list-style-type: none"> 1) Высокая стоимость оборудования
O:	T:
<ul style="list-style-type: none"> 1) Близкое расположение поставщиков горелочных устройств 	<ul style="list-style-type: none"> 1) Рост цен на газ 2) Долгий срок доставки запасных частей

Проведя SWOT-анализ можно сделать вывод о том, что работа котельного агрегата КВГМ-50 на горелочных устройствах Baltur TBG 2000 ME является более целесообразной, чем работа на горелках типа РГМГ-20, так горелки Baltur имеют больше сильных сторон.

12.8 Пирамида целеполагания ПАО «Уральская кузница»

Для представления последовательности и разработки целевого инструментария долгосрочного повышения энергетической эффективности по уровням управления предприятия необходима модель пирамиды целеполагания.

Пирамида целеполагания строится по логической схеме: идеальное видение будущего состояния предприятия, миссия (реальное предназначение в настоящем времени), цели, стратегии реализации целей, планы осуществления стратегий.

В формулировке цели и стратегий используются названия методов и выбранных технических решений.

В определении видения учитывается основополагающая идея совершенствования процессов энергосбережения при использовании технических решений.

Пирамида целеполагания предприятия представлена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Модель пирамиды целеполагания ПАО «Уральская кузница»

12.9 Дерево целей проекта повышения энергетической эффективности

Дерево целей представляет структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения сверхзадача высшего уровня делится на проектные цели его подразделения.

Миссия – предназначение организации в условиях постоянно меняющихся факторах внешней среды. Модель целей организации содержит в себе как описание собственно целей и их характеристик, так и взаимосвязей между ними. В рамках этой модели между ее элементами устанавливаются иерархические отношения «цель-средство», предполагающие, что достижение каждой нижестоящей цели становится одним из средств для достижения вышестоящей.

Дерево целей представлено на рисунке 5.

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

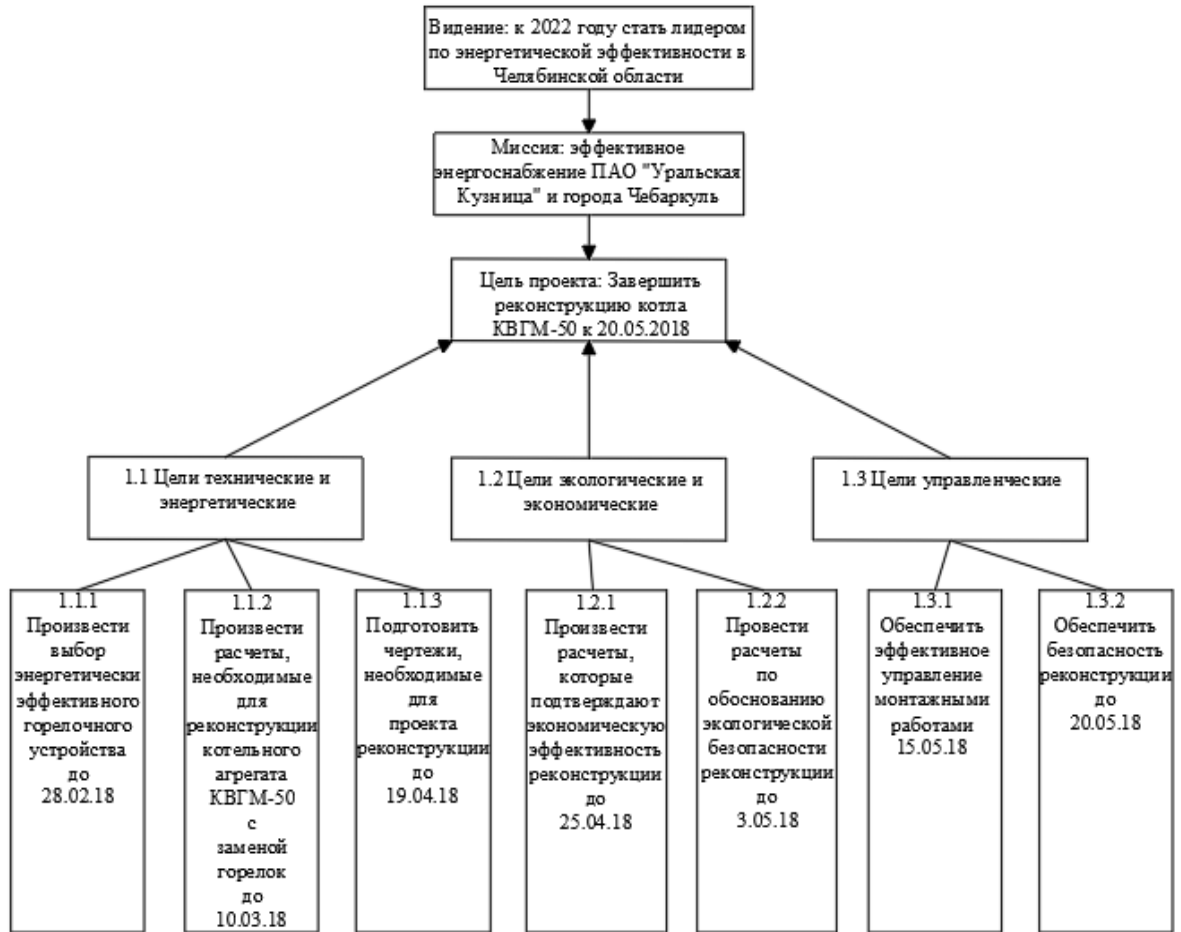


Рисунок 5 – Дерево целей проекта

12.10 Оценка движущих и сдерживающих сил

Модель поля сил реализации проекта позволяет наглядно оценить, приступая к реализации проекта, влияние различных факторов на достижение целей. На рисунке «мощность» сил показывается стрелками разной толщины. Так, главной проблемой в мире является экологическая и поэтому количество выбросов в атмосферу при сжигании топлива является сильной движущей силой. На количество выбросов в атмосферу и на КПД котельного агрегата влияет также и процесс горения топлива и этот фактор является следующей по «мощности» движущей силой.

Группа компаний «Мечел» занимает лидирующие позиции в России и Европе в металлургической и горнодобывающей отраслях. Акции компании размещены на Нью-Йоркской фондовой бирже. Наличие свободных денежных средств являются средней по «мощности» движущей силой, т.к. позволяют проводить реконструкции котельных агрегатов для снижения вредных выбросов в атмосферу и для повышения энергетической эффективности работы котельных агрегатов.

При реконструкции котельных агрегатов с заменой горелочных устройств снижается потребление топлива, это является малой по «мощности» движущей силой проекта реконструкции, т.к. позволяет снизить затраты на топливо.

Сильной по «мощности» сдерживающей силой является зависимость стоимости горелочного устройства от курса валют, т.к. производство горелок осуществляется в Европе. Следующей по «мощности» сдерживающей силой является высокая стоимость оборудования, т.к. по сравнению с отечественными производителями стоимость горелок существенно выше. Малой сдерживающей силой является долгая доставка запасных частей, т.к. производитель находится в Европе, но есть возможность приобретения запасных частей у поставщиков в России.

Дополняет воздействие движущих сил потенциал изменений: опыт работы группы компаний «Мечел» на рынке, что позволяет в случае необходимости в короткие сроки привлечь инвесторов.

Оценка дисбаланса сил при реализации проекта представлена на рисунке 6.

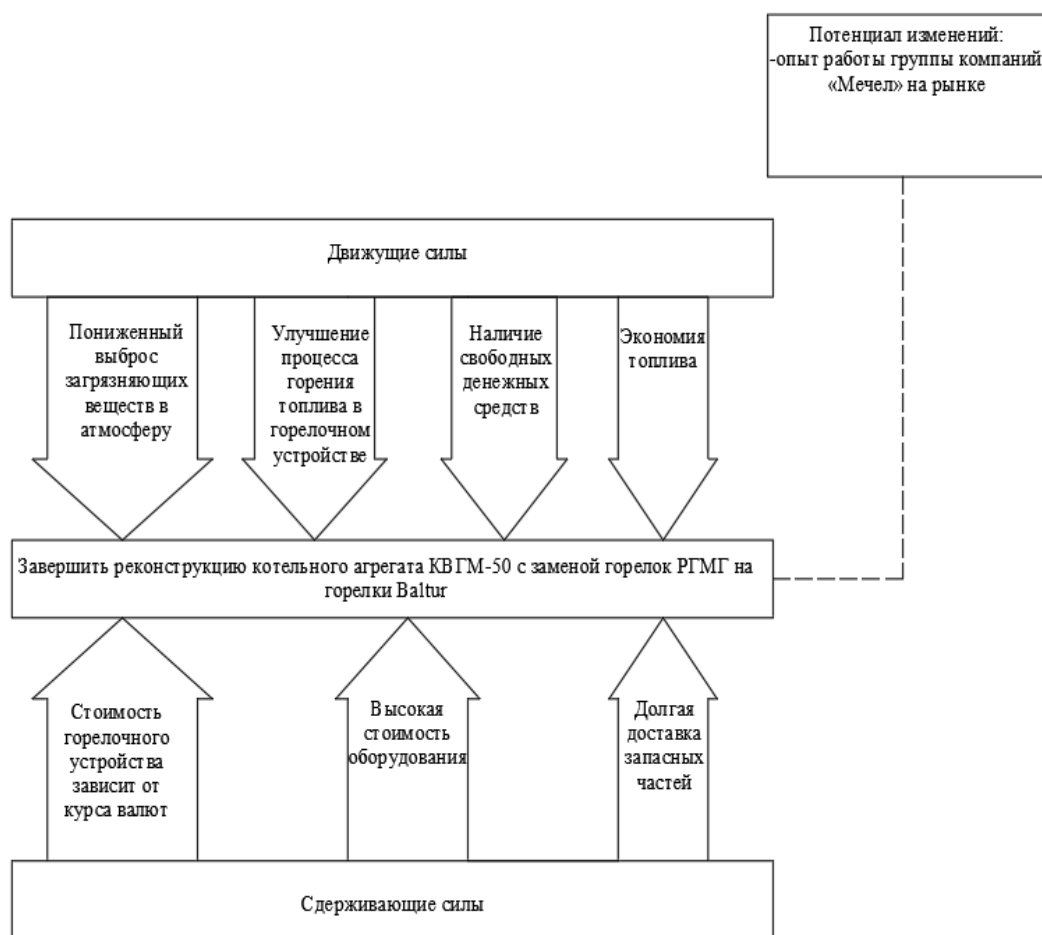


Рисунок 6 – Оценка дисбаланса сил при реализации проекта реконструкции

Вывод: из проведенного анализа поля сил изменений системы видно, что на данном предприятии преобладают движущие силы, следовательно, задача, поставленная перед предприятием выполнима.

12.11 Ленточный график мероприятий по разработке и реализации проекта

Комплекс работ может быть показан в виде ленточного графика по этапам работ при выполнении целей проекта. График Ганта позволяет визуально оценить последовательность задач, их протяженность и протяженность проекта в целом, сопоставить реальный и планируемый ход реализации проекта. Ориентировочная продолжительность работ определяется целями и стратегиями, определенными ранее.

График Ганта представлен в таблице 20.

Таблица 20 – График Ганта

Работы по проекту	Исполнители	Количество исполнителей	Продолжительность работ 2018 г., мес.			
			02	03	04	05
Выбор энергетически эффективного оборудования	Производственно-технический отдел	2				
Расчеты, необходимые для реконструкции котла по замене горелок	Производственно-технический отдел	2				
Подготовка чертежей	Инженер-проектировщик	1				
Произведение экономических расчетов	Плановый отдел	1				
Проверка экологической безопасности района	Центр экологических экспертиз	3				
Доставка оборудования и производство демонтажа и монтажа поставленного оборудования	Производственно-технический отдел	3				

12.12 Основные показатели энергетической, экологической и экономической эффективности

Определенные в работе показатели сведены в таблицу 21.

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Таблица 21 – Основные показатели эффективности проекта

Наименование показателей	Единицы измерения	Изменения показателей	
		до	после
Показатели энергетической эффективности:			
1.Расход топлива	м ³ /с	1,9	1,85
2.КПД котельного агрегата	%	91	93
3.Избыток воздуха	-	1,3	1,05
Показатели экологической эффективности			
1.Содержание вредных выбросов в атмосфере	мг/м ³	0,0035	0,0025
Показатели экономической эффективности:			
1.Капитальные затраты на реализацию проекта	тыс. руб.	–	5131
2.Годовые текущие затраты	тыс. руб./год	256,1	249,7
3.Экономия текущих затрат	тыс. руб./год	–	6,4
4.Экономия топлива после реконструкции	т.у.т./год	–	0,24
5.Срок окупаемости проекта	лет	–	0,8

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе произведен выбор газовых горелочных устройств для котельного агрегата КВГМ-50. На основе анализа отечественных и зарубежных литературных источников были выбраны 2 горелки Baltur TBG 2000 ME и произведен их расчет.

Произведен поверочный тепловой расчет котла работающего на природном газе при избытке воздуха $\alpha=1,05$. В результате были определены: расход топлива $0,85 \text{ м}^3/\text{с}$, коэффициент полезного действия котла. По итогам расчета КПД можно сделать вывод о том, что при использовании газовых горелочных устройств серии Baltur КПД котельного агрегата увеличился с 91% до 93%.

В работе были рассмотрены мероприятия по обеспечению безопасности персонала в производственных процессах, рассмотрены мероприятия по взрывопожаробезопасности и электробезопасности.

Для обеспечения экологической безопасности выполнены расчеты концентраций вредных выбросов и проверена высота установленной дымовой трубы. Она обеспечивает экологические требования. Приводится описание системы автоматизации устанавливаемого оборудования. В экономической части рассчитаны текущие и капитальные затраты на реконструкцию котельных агрегатов, а также рассчитан срок окупаемости работы по замене горелочных устройств, срок окупаемости составил 10 месяцев, что показывает экономическую эффективность данной работы. В управленческой части произведен анализ реконструируемого оборудования, выявлены недостатки горелочных устройств РГМГ-20 и достоинства горелочного устройства Baltur. Построен график Ганта и сведены в таблицу основные показатели эффективности реконструкции.

					<i>13.03.01.2017.070.01 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						79
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть дипломного проекта: учебное пособие по выполнению дипломного проекта студентов энергетического факультета/А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2018. – 46 с.
- 2 Алабугина, Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2018. – 43 с.
- 3 Арсирий В.А. Реконструкция котлов типа КВГМ/ В.А. Арсирий, А.И. Соляник// Вестник Киевского национального университета. – 2013. – №6. – с. 287-290.
- 4 Арутюнян, А.А. Основы энергосбережения/А.А. Арутюнян. – М.: Изд-во Энергосервис, 2007. – 600с.
- 5 Барабаш, В.В. Модернизация водогрейных котлов КВГМ и ПТВМ: о внедренных технических решениях и новых разработках/ В.В. Барабаш, В.А. Овчинников// Новости теплоснабжения. – 2013. – №04. – с. 18-22.
- 6 Бузников, Е.Ф. Производственные и отопительные котельные / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.И. Берзиньш. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 248 с.
- 7 Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов. Гриф МО РФ / А.Е. Булкин. – М.: Изд-во МЭИ, 2009. – 512 с.
- 8 Волощенко, А.В. Проектирование функциональных схем систем автоматического контроля и регулирования / А.В. Волощенко, Д.Б. Горбунов. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 109 с.
- 9 ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Изд-во стандартов, 2004. – 4 с.
- 10 ГОСТ 12.1.004 – 91 ССБТ. «Пожарная безопасность. Общие требования». – М.: Изд-во стандартов, 2006. – 5 с.
- 11 ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – М.: Изд-во стандартов, 2018. – 8 с.
- 12 ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Изд-во стандартов, 2001. –5 с.
- 13 ГОСТ 21.208-2013. СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. – М.: Стандартинформ, 2013. – 31 с.
- 14 Грибанов, А.И. Расчет дымовой трубы. Методическое пособие. / А.И. Грибанов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 23 с.
- 15 Данилов, Н.И. Основы энергосбережения: учебник / Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков; под ред. Н.И. Данилова. Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2006. – 564 с.
- 16 Должностная инструкция оператора котельной, должностные обязанности оператора котельной. – <https://goo.gl/ssruXV>
- 17 Жигурс, А. Опыт АО "Ригас Силтумс" в реконструкции водогрейных котлов КВГМ-50 и КВГМ-100/ А. Жигурс// Новости теплоснабжения. – 2009. – №9. – с. 34-39.
- 18 Карауш, С.А. Расчет газовых горелок: методические указания / С.А. Карауш. – Томск: Изд-во Том. Гос. Архит.-строит. Ун-та, 2014. – 36 с.

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

- 19 Колесников, А.И. Энергосбережение в промышленных и коммунальных предприятиях / А.И. Колесников, Ю.М. Варфоломеев, М.Н. Федоров. – М.: Инфра-М, 2008. – 124 с.
- 20 Кузнецов, Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод./ Н.В. Кузнецова, – 2е. изд. перераб. / РЕПРИНТ. – М.: ЭКОЛИТ, 2011. – 296с.
- 21 Липатников, Г.А. Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики / Г.А. Липатников, М.С. Гузеев. – Владивосток: ДВПИ им. Куйбышева, 2007. – 136 с.
- 22 Лисиенко, В.Г. Хрестоматия энергосбережения: справочное издание / В.Г. Лисиенко, Я.М. Щелоков, М.Г. Ладыгичев; под ред. В.Г. Лисиенко. – в 2-х книгах. – М.: Теплоэнергетик, 2005. – 688 с.
- 23 Лумми, А.П. Расчет водогрейного котла. Учебное электронное текстовое издание: методическое пособие / А.П. Лумми, В.А. Мунц. – М.: Изд-во МЭИ, 2009. – 38 с.
- 24 НПБ 10-574-03. «Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов». – М.: Стандартинформ, 2011 – 48.с
- 25 НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
- 26 Обязанности операторов котельной. –<https://goo.gl/YNWqY0>
- 27 Орумбаев, Р.К. Основные направления технического перевооружения водогрейных котлов типа ПТВМ и КВГМ/ Р.К. Орумбаев, А.А. Кибарин, М.С. Коробов, М.С. Кыдырхан// Новое слово в науке и практике: гипотезы и апробация результатов исследований. – 2017. – №06. – 98-104с.
- 28 Основные технические данные и характеристики горелки РГМГ-20. – <https://goo.gl/8uDxjQ>
- 29 Руководство с инструкциями по монтажу, эксплуатации и техобслуживанию горелки Baltur TVG 2000 ME. – 2017. – 30с. – <https://goo.gl/Eg4mq6>
- 30 Сидельковский, Л.Н. Котельные установки промышленных предприятий: Учебник для вузов по специальности "Промышленная теплоэнергетика / Л.Н. Сидельковский, В. Н. Юренев . – 4-е изд., репринт . – М.: БАСТЕТ, 2009 . – 528 с.
- 31 Соколов, Б.А. Устройство и эксплуатация паровых и водогрейных котлов: учебное пособие. – М.: Академия, 2008 – 64 с.
- 32 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник / Е.Я. Соколов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 472 с.
- 33 Цены и характеристики моделей Baltur. – <https://goo.gl/b1TgFA>
- 34 Цены на горелочные устройства типа РГМГ. – http://www.snabteplo.ru/view/multi-fuel_burners_rgmg_10_20_30/
- 35 Цены на грузоперевозки в Челябинске. – <http://www.tkvega.ru/geo/chebarkul/cheljabinsk/>
- 36 Цены на демонтажные работы горелочных устройств. – http://www.penzagorod.ru/download/doc2_text_306_47748_kniga13penzaree.pdf
- 37 Цены на металл в Чебаркуле. – <http://punktexpert.ru/metallolom-chebarkul.html>
- 38 Цены на подготовку кадров. – <http://www.olivinuc.ru/kursy-operator-kotelnoj.html>

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

39 Цены на проектные работы – стоимость проектирования. – <http://energostrom.ru/prays-na-proekt/>

40 Тарифы на природный газ. – <http://newtariffs.ru/tariff/tarify-optovye-tseny-na-prirodnyi-gaz-realizuemyi-gazprom-dlya-predpriyatii-i-prochikh-potr-60>

41 Тарифы на электроэнергию в Челябинске и Челябинской области. – <https://goo.gl/pBkN31>

42 Трухний, А.Д. Основы современной энергетики. В 2-х томах. Том 1. Современная теплоэнергетика. – М.: Изд-во МЭИ, 2008. – 472 с.: ил.

43 Федеральный закон РФ от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015). Технический регламент о требованиях пожарной безопасности // Введен в действие 1 августа 2008 года. Российская газета. – 2008. Вып. №4720(0).

44 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 // Введен в действие 29 ноября 2009 года. Российская газета. – 2009. – Вып. № 5050 (226).

45 Фокин, В.М. Расчет и эксплуатация теплоэнергетического оборудования котельных: Учеб.пособие с грифом УМО «Теплоэнергетика» / В.М. Фокин. – Волгоград: ВолгГАСУ, 2004

46 Фрог, Н.П. Водоподготовка: учебник / Н.П. Фрог, Г.Г. Первов. – М.: Изд-во АСВ, 2015. – 512 с.

47 Характеристики котельного агрегата ДКВР-10-13-250. – <https://goo.gl/a5Ge47>

48 Характеристики котельного агрегата КВГМ-50. – <https://goo.gl/28UzNe>

49 Характеристики котельного агрегата ТВГМ-30. – <https://goo.gl/4DmaHE>

50 Характеристики насоса 3В-200-2. – <https://goo.gl/dKc3oP>

51 Характеристики насоса Кс-90. – <https://goo.gl/3A1FYr>

52 Характеристики насоса Нку-250. – <https://goo.gl/33LSvv>

53 Характеристики насоса СЭ 800-100-11. – <http://www.rimos.ru/catalog/pump/12827>

54 Характеристики турбогенератора ТГ-3,5-Р-12. – <https://goo.gl/52CZbx>

					13.03.01.2017.070.01 ПЗ	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Экспликация функциональной схемы котла КВГМ–50

Таблица А.1 – Экспликация функциональной схемы котла КВГМ–50

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
FE	Первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения расхода, установленный по месту.	5	–
FT	Прибор для измерения расхода бесшкальный с дистанционной передачей показаний, установленный по месту.	10	–
PR	Прибор для измерения давления (разрежения) регистрирующий, установленный по месту.	1	–
PT	Прибор для измерения давления (разрежения) бесшкальный с дистанционной передачей показаний, установленный по месту.	2	–
NS	Пусковая аппаратура для управления электродвигателем (включение, выключение насоса; открытие, закрытие задвижки и т.д.).	5	–
TA	Прибор, для измерения температуры, снабженный устройством для сигнализации.	1	–
TI	Прибор для измерения температуры показывающий, установленный по месту.	5	–
TE	Первичный измерительный преобразователь (чувствительный элемент) для измерения температуры, установленный по месту.	8	–
QT	Прибор для измерения качества продукта показывающий, установленный по месту.	1	–
PIS	Прибор для измерения давления (разрежения) показывающий с контактным устройством, установленный на щите.	11	–
Н	Аппаратура, предназначенная для ручного дистанционного управления (включение, выключение двигателя; открытие, закрытие запорного органа, изменение задания регулятору), установленная на щите.	10	–
PIA	Прибор для измерения давления показывающий, сигнализирующий установленный на щите.	1	–
PIRA	Прибор для измерения давления показывающий, сигнализирующий, с контактным устройством, установленный на щите.	1	–
FIRA	Прибор для измерения расхода показывающий, сигнализирующий, с контактными устройством, установленный на щите.	1	–
BS	Прибор для контроля погасания факела в котле бесшкальный, с контактными устройством, установленный на щите.	2	–
HS	Переключатель электрических цепей измерения (управления), переключатель для газовых (воздушных) линий, установленный на щите	1	–

					<i>13.03.01.2017.070.01 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						84
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

					<i>13.03.01.2017.070.01 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

					<i>13.03.01.2017.070.01 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86