

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет  
(национальный исследовательский университет)»  
Политехнический институт  
Заочный факультет  
Кафедра промышленной теплоэнергетики  
Направление подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,  
главный энергетик АО «Первый Хлебокомбинат»  
\_\_\_\_\_ Т.М. Дубок  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой  
промышленной теплоэнергетики,  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ К.В. Осинцев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ КОТЕЛЬНОЙ  
АО «ПЕРВЫЙ ХЛЕБОКОМБИНАТ» ПУТЕМ ЗАМЕНЫ КОТЛОВ  
С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА  
ЮУрГУ–13.03.01.2017.833.07 ПЗ ВКР

Консультант  
по разделу «Экономика и управление»,  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_ Р.А. Алабугина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Руководитель работы,  
д.т.н., профессор  
\_\_\_\_\_ Е.В. Горопов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Нормоконтролер,  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_ Р.А. Алабугина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Автор работы  
студент группы ПЗ–579  
\_\_\_\_\_ Е.А. Пономарев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Челябинск 2017.

## АННОТАЦИЯ

Пономарев Е.А. Реконструкция технологической котельной АО «Первый Хлебокомбинат» путем замены котлов с целью повышения энергоэффективности предприятия – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-579; 2017, 77 с., 9 ил., библиогр. список – 50 наим., 1 прил., 7 листов чертежей ф. А1, 1 лист плаката ф. А1.

Объектом выпускной квалификационной работы является котельная, расположенная на территории АО «Первый Хлебокомбинат». В работе рассматриваются вопросы реконструкции котельной в связи с заменой котлов Е-1-0,9 на Е-2,5-0,9.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, 9-ти глав, заключения и библиографического списка.

В первой главе дана характеристика объекта, описана необходимость реконструкции.

В главе №2 рассмотрены литературные источники, к которым необходимо обратиться при написании ВКР.

Третья глава приводит сравнение выбранных горелок ГГВ-2 с отечественными ГГ-2 и зарубежными аналогами Oilon.

В четвертой части сделаны основные расчеты: тепловых нагрузок потребителей, расход пара, подобрано вспомогательное оборудование.

В пятой главе рассмотрены мероприятия по энергосбережению.

Шестая глава содержит поверочный расчет дымовой трубы.

В седьмой главе приведено описание функциональной схемы автоматизации.

В восьмой главе произведен анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и предложены мероприятия по охране труда.

В девятой главе выполнен технико-экономический расчет, сделан SWOT-анализ для реализации проекта, а также представлено поле сил Курта Левина.

В заключении подведены итоги технических решений.

Графическая часть выполнена на 7-ми листах формата А1.

<i>13.03.01.2017.833.07 ПЗ</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Пономарев Е.А.</i>		
<i>Пров.</i>		<i>Торопов Е.В.</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Алабугина Р.А.</i>		
<i>Утв.</i>		<i>Осинцев К.В.</i>		
<i>Реконструкция технологической котельной АО «Первый Хлебокомбинат» путем замены котлов с целью повышения энергоэффективности предприятия</i>				
		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
			3	85
<i>ЮУрГУ Кафедра промышленной теплоэнергетики</i>				

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ЗАМЕНЫ КОТЛОВ С НИЗКИМ КПД НА БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ .....	8
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	10
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ГАЗОВЫХ ГОРЕЛОК .....	13
4 УСТАНОВКА КОТЛОАГРЕГАТОВ ТИПА Е-2,5-0,9 ГМН .....	20
4.1 Расчет тепловых нагрузок потребителей .....	21
4.2 Выбор еденичной мощности и числа устанавливаемых котлов ...	26
4.3 Расчет и выбор вспомогательного оборудования .....	27
4.3.1 Питательный насос.....	27
4.3.2 Конденсатный насос.....	28
4.3.3 Подпиточный насос.....	29
4.3.4 Водоподогреватель .....	30
4.4 Определение диаметров трубопровода.....	33
4.5 Определение часового и годового расхода топлива.....	37
5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	40
5.1 Технологические решения.....	43
6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ .....	45
7 АВТОМАТИЗАЦИЯ – ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА .....	50
7.1 Разработка структурной схемы сигнализатора оксида углерода СОУ-1 .....	50
7.2 Разработка функциональной схемы сигнализатора оксида углерода СОУ-1 .....	51
7.3 Спецификация оборудования автоматики .....	52
7.4 Построение схемы автоматики .....	53
8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	55
8.1 Описание анализируемого производственного объекта .....	55
8.2 Описание опасных факторов .....	56

8.3	Оценка степени риска .....	57
8.4	Мероприятия по уменьшению риска .....	58
9	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ .....	60
9.1	Технико-экономический расчет .....	62
9.2	SWOT-анализ для реализации проекта строительства .....	67
9.3	Планирование целей предприятия и проекта .....	68
9.4	Планирование мероприятий по реализации проекта (график Ганта) .....	69
9.5	Оценка движущихся и сдерживающихся сил и ресурсов .....	70
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	71
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	72
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. План-график Ганта по реализации целей проекта...	77

## ВВЕДЕНИЕ

Промышленные предприятия потребляют большое количество энергии. значительную часть этой энергии составляет тепловая энергия. Она вырабатывается на производственных или производственно-отопительных котельных. Такие котельные должны обеспечивать бесперебойную подачу тепловой энергии.

Строительство новых промышленных объектов сопряжено с большими трудностями, если вообще строительство возможно. Но в любое время, при любой экономической ситуации существует целый ряд отраслей промышленности, без развития которых невозможно функционирование народного хозяйства, невозможно обеспечение необходимых санитарно-гигиенических условия населения. К таким отраслям и относится энергетика, которая обеспечивает комфортные условия жизнедеятельности населения, как в быту, так и на производстве.

Увеличение цен на топливо и энергоресурсы, а так же наращивание производственного потенциала предприятия создают необходимость совершенствования энергетической составляющей, внедрению энергосберегающих технологии и экономии топлива.

Последние исследования показали экономическую целесообразность сохранения значительной доли участия мелких производственных котельных установок в покрытии общего потребления тепловой энергии.

Наряду с крупными производственными, отопительными котельными мощностью в сотни тонн пара в час или сотни МВт тепловой нагрузки установлены большое количество котельных с агрегатами до 1 МВт и работающих почти на всех видах топлива.

В данной работе представлен расчет тепловой схемы котельной с выбором числа и типа устанавливаемых котлов, тепловой расчет и аэродинамический расчет котельных агрегатов, а также расчет и выбор водоподготовительной установки. Рассмотрены вопросы оснащения котельной автоматикой, вопросы охраны труда и экологии. Произведен расчет организационно-экономических показателей реконструируемой котельной, в результате чего были рассчитаны годовые эксплуатационные расходы котельной и себестоимость отпускаемой теплоты.

В работе ставятся следующие задачи:

– определение необходимой тепловой мощности;

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- выполнение тепловых расчетов нового оборудования;
- общее газоснабжение котельной;
- выбор основного и вспомогательного оборудования для расчетной мощности;
- определение экономической эффективности для предложенной схемы котельной;

В работе необходимо соблюдать последовательность, логичность и точность изложенных расчетов и исследований.

					<i>13.03.01.2017.833.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						7
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

# 1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНОЙ ПУТЕМ ЗАМЕНЫ КОТЛОВ

При замене котлов с низким КПД на высокоэкономичные котлы экономический эффект достигается за счет снижения потребления топлива при более эффективном процессе его сжигания для получения тепловой энергии.

Предприятие «Первый Хлебокомбинат» является крупнейшим производителем хлебобулочных и кондитерских изделий в Уральском регионе. На предприятии производится более 200 наименований продукции, которая всегда востребована и пользуется неизменным спросом у жителей города и области.

В ближайших планах предприятия – дальнейшее расширение присутствия на региональных рынках страны. Темпы роста с каждым годом увеличиваются в среднем примерно в два раза. При этом география продаж активно расширяется и набирает все большие и большие обороты.

Достижению таких целей помогает стремительное технологическое развитие и оптимизация производственных процессов. Модернизация позволяет наиболее полно удовлетворить постоянно меняющийся спрос населения. Поэтапное обновление оборудования решает вопросы оптимизации затрат и повышения эффективности. Грамотная организация процессов обеспечивает взаимодействие всех элементов производства, создает условия для решения экономических задач и позволяет постоянно повышать качество продукции.

Газифицированная котельная расположена на территории предприятия АО «Первый Хлебокомбинат».

Она предназначена для покрытия технологических потребностей предприятия в качестве насыщенного пара. Так же в летний период в котельной происходит подогрев сетевой воды за счет парового теплообменника, которая потом распределяется по цехам.

В летний период в технологической котельной сетевая вода подогревается только для нужд горячего водоснабжения.

В качестве топлива для котельной используется природный газ. В котельной будут установлены 2 котла типа Е-2,5-0,9ГМН, оснащенные горелочным устройством ГГБ 2. Так же в качестве резервного котла остается агрегат типа Е-1-0,9.

Котельная работает по температурному графику 90/70 °С. Система теплоснаб-

жения закрытая; котельная является отопительной. Нагрузки на горячее водоснабжение отсутствуют.

Водоотвод осуществляется от стен котельной по спланированному проезду на пониженные места рельефа.

В котельной планируется демонтировать 4 котла типа Е-1-0,9 из 5-ти существующих, один оставить как резервными, так же использовать существующую дымовую трубу.

Котельная автоматизированная с присутствием обслуживающего персонала. Автоматизация котлоагрегата Е-2,5-0,9ГМН выполнена на базе автоматикой управления АМКО с блоками БУРС-2П.

					<i>13.03.01.2017.833.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						9
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



## 2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

Основным источником для проектирования является задание на проектирование АО «Первый Хлебокомбинат», в котором указаны исходные параметры реконструируемой котельной (мощность, вид котлов, отопительный и производственный периоды), объем проектных работ и дополнительные условия.

Котельная на газообразном топливе является опасным промышленным объектом (сокращенно ОПО), поэтому на любой стадии – от проектирования до окончания эксплуатации вся документация, а также само оборудование подвергается регулярным проверкам и освидетельствованиям контролирующими органами исполнительной власти.

При проектировании ОПО такого рода в первую очередь следует руководствоваться официальными источниками, утвержденными специальными постановлениями Правительства РФ. Обязательно проверять актуальность изданий и статус: документ действующий или отменен.

В настоящее время действуют следующие основные нормативные документы, которые были использованы в настоящей работе:

1. Федеральный закон от 21.07.2011 г. № 256-ФЗ. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса, который устанавливает организационные и правовые основы в сфере обеспечения безопасности объектов топливно-энергетического комплекса в Российской Федерации, за исключением объектов атомной энергетики.

2. СП 56.13330.2011 «Котельные установки» содержит указания по нормам проектирования котельных и требования, предъявляемые к оборудованию.

3. СП 124.13330.2012 (СНиП 41-02-2003) «Тепловые сети» устанавливает правила проектирование теплопроводов.

4. СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» определяет требования к типам и материалам изоляции технологического оборудования котельной и трубопроводов горячей воды и пара.

Для глубокого понимания механизмов работы такого сложного объекта как га-

					<i>Лист</i>
					10
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	

13.03.01.2017.833.07 ПЗ

зовая котельная недостаточно знаний, почерпнутых только из нормативной литературы.

Территория Российской Федерации всегда отличалась суровым климатом, поэтому в отечественной литературе накоплено большое количество технических книг по тематике котельного оборудования, тепловых сетей и особенностям теплоснабжения объектов. Конечно, значение таких книг как «Теплоснабжение» и «Газоснабжение» под ред. А.А. Ионина, «Проектирование тепловых сетей» (Справочник проектировщика) под редакцией А.А. Николаева трудно переоценить.

Современные технологии котельных позволяют полностью автоматизировать производство тепловой энергией, управлять оборудованием дистанционно. Новейшие приборы безопасности также являются сложными устройствами. На второй план уходят умение производить расчеты вручную.

Среди ученых, разрабатывающих актуальную литературу для студентов можно отметить:

1. Клименко А .В. – выдающийся ученый, член-корреспондент РАН выпустил серию книг, как монографий так и в соавторстве. Справочная серия «Теплоэнергетика и теплотехника» в 4-х книгах, в частности «Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы. Книга 1» раскрывает общие вопросы в области теплоэнергетики и теплотехники.

2. Расчет тепловой схемы выполнен в соответствии с рекомендациями Кириллова В.В., которые он излагает в учебном пособии для студентов «Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий». В пособии рассмотрены вопросы расчета теплового потребления, регулирования тепловых нагрузок, проектирования и расчета тепловых схем источников теплоснабжения.

3. Соколов Е.Я. «Теплофикация и тепловые сети» – изложены энергетические основы теплофикации. Даны классификация и методика расчета тепловой нагрузки городов и промышленных районов. Описаны системы централизованного теплоснабжения и режимы их регулирования. Приведены методика гидравлического и теплового расчетов тепловых сетей, схемы, конструкции и методы расчета теплофикационного оборудования ТЭЦ, тепловых сетей, групповых и местных тепловых подстанций. Рассмотрены основные задачи и структура организации экс-

					<i>13.03.01.2017.833.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

плутации систем централизованного теплоснабжения.

4. Липатников Г.А., Гузев М.С. «Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики» – приведены краткие сведения по теории автоматического регулирования, методам математического моделирования объектов и систем регулирования объектов теплоэнергетики; дано описание современных средств автоматизации, применяемых законов регулирования и их реализации; представлены схемы автоматического регулирования и защиты основного и вспомогательного оборудования тепловых электростанций, в том числе при блочной ее компоновке, а также отопительных и производственных котельных.

При разработке раздела по энергосбережению необходимо изучить книги Фокина В.М. У данного автора серия книг, посвященных энергосбережению в вопросах теплоснабжения и выработки тепловой энергии.

Для разработки данного проекта были использованы также многочисленные каталоги оборудования как российских, так и зарубежных производителей.

При написании отдельных разделов проекта были изучены статьи, опубликованные в сети Интернет.

Итоговый состав литературных источников, использованных при написании данной выпускной квалификационной работы представлен в библиографическом списке.

					<i>13.03.01.2017.833.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						12
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### 3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ГАЗОВЫХ ГОРЕЛОК

Котельная промышленность России – одна из самых больших отраслей энергетической промышленности страны: более двадцати крупных котельных заводов. Российской промышленностью в 80-е годы освоено производство котлоагрегатов сверхкритических параметров, которые без существенных изменений выпускаются до настоящего времени [43].

Рассматриваемая котельная выполнена с установкой котлоагрегатов Е-2,5-0,9. Существует возможность оборудовать данный котел горелкам зарубежных производителей «Oilon» или отечественными горелками ГГ-2 или ГГБ-2. ГГБ-2 исполняется с плавным регулированием мощности.

#### Финская горелка Oilon

Финские горелки Oilon серии 300-700 – крайне надежные в работе полностью автоматические устройства. Данная серия включает в себя газовые и жидкотопливные горелки, а также модели комбинированного типа, отличающиеся простотой в эксплуатации и обслуживании. Кроме того, модели данной серии очень экологичны и экономичны, так как эти характеристики были одними из главных при их конструировании.

Жидкотопливные горелки Oilon 300-700 отвечают стандартам EN-230 и EN-267, газовые соответствуют стандарту EN-676, а комбинированные соответствуют всем стандартам, приведенным выше.

Горелки Oilon серии 300-700 выпускаются мощностью 770-9700 кВт.

Все модели серии имеют стандартизацию согласно нормам и требованиям ЕС. Оборудование, которое поставляется в Россию, имеет сертификат соответствия требованиям Гостехнадзора и Госстандарта РФ.

Корпус горелки Oilon 300 700 изготавливается из листовой стали, покрытой качественной краской, устойчивой к воздействию высоких температур. В корпусе установлен трехфазный двигатель, приводящий в движение вентилятор, а также отдельный трехфазный двигатель, отвечающий за подачу топлива. Направление расположения горелки можно изменять влево или вправо, используя поворотный

										Лист
										13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2017.833.07 ПЗ

фланец на шарнирах, который оборудован концевыми выключателями.

Данный поворотный фланец позволяет осуществлять обслуживание или ремонт форсунки, горелочной головки, а также системы зажигания прямо на месте, без демонтажа самой горелки 300 700. Диффузор и горелочная головка изготавливаются из нержавеющей стали и способны выдержать температуру нагрева до 1200 градусов.

Для того чтобы параметры горения достигали своих оптимальных значений при любой мощности работы горелки, интенсивность потока нагнетаемого воздуха можно регулировать. В корпусе горелки 300 700 имеется специальное смотровое стекло, позволяющее осуществлять контроль горения факела.

Подача воздуха и топлива регулируется автоматически при помощи воздушной заслонки, соединенной с сервомотором и расположенной с засасывающей стороны нагнетающего вентилятора. Регулировка осуществляется в соответствии с необходимой мощностью горелки.

Горелки Oilon серии 300-700 разработаны для использования в калориферах, водогрейных котлах и других типах нагревательного оборудования. Данная серия подходит для топок с высокими показателями противодавления.

Горелка 300 700 может быть установлена в положении вертикально вниз, горизонтально или вертикально вверх. Конструкция моделей данной серии, класс защиты, а также материалы, используемые при производстве, позволяют эксплуатировать горелку при температуре окружающей среды не выше +50 градусов.

Горелки Oilon 300-700 выпускаются в разных моделях, готовых работать с различными видами топлива.

Регулировка мощности, в зависимости от модели горелки, может осуществляться одним из следующих вариантов:

- М, модулирующий;
- Т, трехступенчатый.

Трехступенчатая горелка оборудована сервоприводом воздушной заслонки, интервал переключения которого составляет 5 сек.

В зависимости от величины нагрузки, горелка может работать с тройной, двойной или одинарной мощностью.

Технические характеристики горелок Oilon 300 – 700 представлены в таблице 3.1.

					<i>13.03.01.2017.833.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 3.1 – Основные характеристики горелок Oilon G300M

Наименование параметра	Oilon G300M
1	2
Мощность, кВт	770 – 4000
Двигатель вентилятора: 3~ 400 В 50 Гц	
Мощность, кВт	5,5
Ток, А	11,0
Число оборотов, об/мин	2865
Вес, кг	305

### Газовая горелка ГГ-2

В горелки ГГ-2 часть потока воздуха поступает помимо завихрителя через кольцевую щель, образованную внешней обечайкой завихрителя и газовым коллектором.

Внутри коллектора имеется перегородка, предназначенная для равномерного распределения газа через 18 газовыпускных отверстий [50].

На рисунке 3.1 представлен чертеж горелки ГГ-2.

Базовая комплектация горелки ГГ-2:

- корпус горелки ГГ-2;
- короб воздушный горелки ГГ-2;
- завихритель для горелки ГГ-2;
- шиберная заслонка горелки ГГ-2;
- воздуховод к горелочному блоку для горелки ГГ-2.

Дополнительная комплектация для горелки ГГ-2:

- исполнительный механизм «Belimo» (служит для плавного или ступенчатого регулирования положения шиберной заслонки);
- автоматика для горелки ГГ-2;
- запально-регулирующая арматура горелки ГГ-2;
- запально-защитное устройство (ЗЗУ-МП2/350).

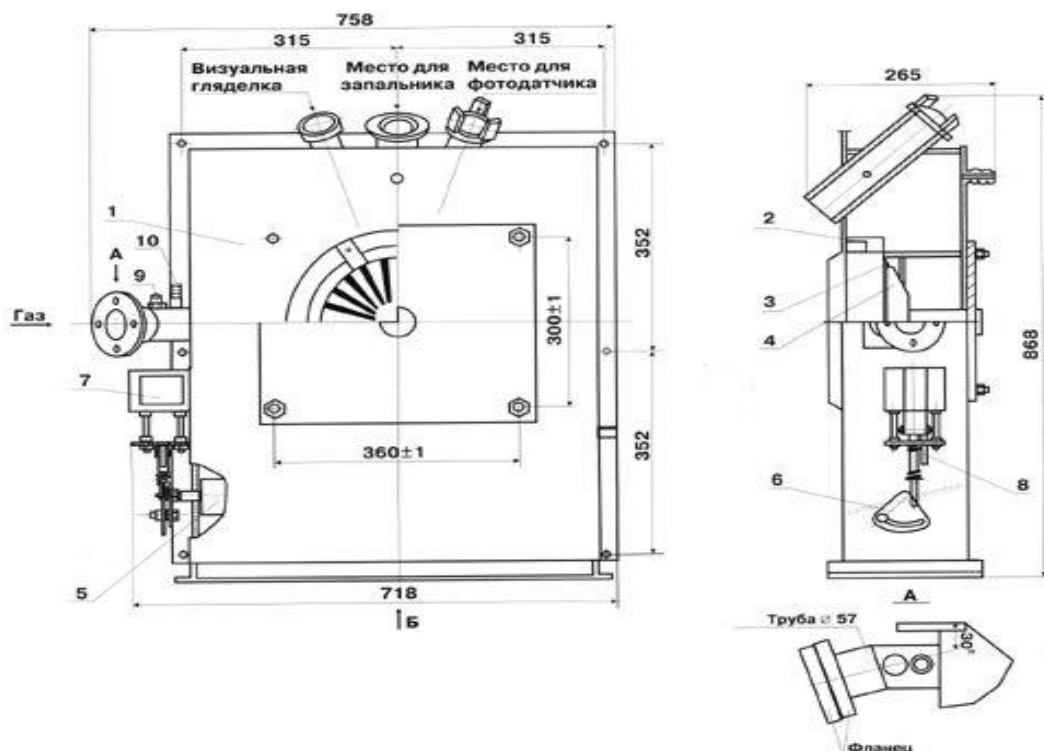


Рисунок 3.1 – Горелка ГГ-2

Основные технические характеристики горелки ГГ-2 представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные характеристики горелок ГГ-2

Наименование параметра	ГГ-1
1	2
Номинальная тепловая мощность горелки, МВт	2,2
Коэффициент рабочего регулирования горелки, не менее	4
Номинальное давление газа перед горелкой, кПа	$3,15 \pm 0,63$
Номинальная температура воздуха перед горелкой, °С	$20 \pm 20$
Температура газа перед горелкой, °С	0 – 40
Минимальный коэффициент избытка воздуха при номинальной тепловой мощности, не более (на газе)	1,1
Номинальный расход топлива: газа, м <sup>3</sup> /ч	238
Масса, кг, не более	60
Потребляемая мощность электродвигателя, кВт, не более	2,0
Номинальное напряжение питания, В	3N-380

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.01.2017.833.07 ПЗ

Лист

16

Газовые горелки обеспечивают стабильность горения и являются одной из важнейших частей котельного оборудования, так как они, собственно, и обеспечивают нагрев. Низкая стоимость газа, предельная простота и стопроцентная надежность газовых горелок обеспечивает их широкое распространение не только в быту, но и в промышленности.

По типу смешивания топлива и воздуха различают два вида горелок: атмосферные и наддувные. Первые обладают более низким уровнем шума, просты и компактны, а вторые позволяют значительно увеличить КПД, но требуют дополнительных расходов электроэнергии.

Преимущества горелок ГГ-2:

- соответствие российским стандартам;
- экономичный расход топлива;
- сниженные выбросы в атмосферу;
- безопасность и долговечность;
- простота и точность настройки.

### **Горелка газовая блочная ГГБ-2**

Горелки газовые блочные серии ГГБ, выпускаемые на среднее и низкое давление газа, предназначены для установки в котлах, в печах обжига кирпича, в установках для приготовления асфальтно-бетонных смесей, металлургических печах и других целей.

Горелки управляются автоматикой безопасности и не требуют постоянного присутствия оператора. По требованию заказчика горелки могут быть укомплектованы релейной или электронной автоматикой безопасности.

Пуск в работу и выключение горелки производится дистанционно.

Для экономии газа предусмотрены два режима работы горелки: «большое горение» с номинальным расходом газа и «малое горение» с расходом газа 50% от номинального.

Автоматика горелки обеспечивает: поддержание температуры теплоносителя в заданных пределах; пуск и выход на рабочий режим по заданной программе; работу горелки в рабочем режиме с установленными параметрами; отключение горелки в рабочем режиме с установленными параметрами; отключение горелки

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17



при возникновении аварийных ситуаций; звуковую и световую сигнализацию с указанием первопричины защитного отключения горелки.

Природный газ среднего давления поступает на вход газооборудования и через систему автоматических и ручных запорных и регулирующих органов подается на основную и запальную горелки. Воздух для сжигания природного газа подается в горелку через воздухозаборник, смонтированный на корпусе вентилятора. В горелке газ и воздух смешиваются до состояния горючей газозвдушной смеси, которая поджигается при помощи запальной горелки и сгорает в тепловом агрегате. Образовавшиеся после сгорания газозвдушной смеси продукты сгорания отдают тепло поверхностям нагрева теплового агрегата, после чего удаляются в дымоотводящую систему через шибер. Управление горелкой и тепловым агрегатом в целом осуществляется со щита контроля и управления.

Преимущества:

- большой диапазон мощности и области применения;
- автоматический процесс работы;
- предварительная продувка топочной камеры;
- надежный контроль пламени;
- регулирование топлива и воздуха в зависимости от типа горелки осуществляется: двухступенчатое и плавно- двухступенчатое, что исключает возможность ударов давления в газовой сети и внутри топочного пространства;
- простота монтажа, регулирования и обслуживания, благодаря удобной для сервиса конструкции;

Комплект поставки:

- горелка газовая;
- газооборудование;
- вентилятор горелки ВР;
- подающий вентилятор;
- щит управления;
- щит силовой;
- панель приборная;
- автоматика безопасности.

Каменский завод газоиспользующего оборудования занимает одно из лидирующих положений на рынке производства газовых блочных горелок, зарекомен-

довав себя как надежный партнер с безупречной репутацией. Горелки производства ООО «КЗГО» предназначены для установки на различных теплоагрегатах, таких как: отопительные и паровые котлы, промышленные нагреватели, а также в различных нагревательных печах металлургического и других производств [49].

На рисунке 3.2 представлен общий вид горелки ГГБ-2.



Рисунок 3.2 – Горелка ГГБ-2

В таблице 3.3 представлены общие характеристики горелки ГГБ-2.

Таблица 3.3 – Основные характеристики горелки ГГБ-2

Наименование параметра	ГГБ-2
Номинальная мощность, МВт	2,2
Номинальный расход газа, м <sup>3</sup> /ч	238
Присоединительное давление газа, кПа	3,15
Диапазон давлений в камере горения теплового агрегата, от/до, Па	-10/+600
Размеры горелки, д/ш/в, мм	710/760/1690
Масса горелки, кг	120
Длина факела, м	1,5

Учитывая вышесказанное, принято решение об установке котлов российского производства ГГБ-2 как наиболее соответствующим условиям эксплуатации, отличающимся надежностью, и ценой, ниже, чем у аналогичных котлоагрегатов других производителей.

#### 4 УСТАНОВКА КОТЛОАГРЕГАТОВ ТИПА Е-2,5-0,9 ГМН

Исходные данные для расчета:

Пар на технологические нужды:

$P = 0,5$  МПа;

$t = 140$  °С;

$D = 3,3$  т/ч.

Возврат конденсата потребителями:

$\beta = 30\%$ ;

$t_K = 90$ °С.

Тепловые нагрузки с водой:

на горячее водоснабжение  $Q_{ГВ} = 0,55$  МВт;

$t_{гор} = 90$ °С.

Температурный график 90 – 70 °С.

Тип системы горячего водоснабжения – циркуляционный.

Тип устанавливаемых котлов Е – 2,5 – 0,9 ГМ.

Вид топлива – газ природный.

Насыщенный пар с рабочим давлением  $P = 0,5$  МПа поступает в паровую магистраль котельной, из которой часть пара отбирается на оборудование установленное в котельной, а именно на: подогреватель сетевой воды; подогреватель горячей воды. Другая часть пара направляется на производственные нужды предприятия.

Конденсат от производственного потребителя самотёком возвращается, в размере 30% при температуре 70 °С, в конденсатосборник и далее конденсатным насосом направляется в бак подпиточной воды.

Подогрев сетевой воды, производится паром в пароводяном подогревателе. Нагретая вода через распределительный коллектор расходится по цехам, где стоят теплообменники для горячего водоснабжения.

Периодическая продувка из котлов в размере 3 % направляется в барботер.

Вода с температурой 55-60 °С питательным насосом нагнетается в экономайзер и далее поступает в котел.

Питательная вода для системы теплоснабжения и технологического водоснабжения забирается подпиточным насосом из бака подпиточной воды.

										Лист
										20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2017.833.07 ПЗ

Основной целью расчёта тепловой схемы являются:

- определение общих тепловых нагрузок, состоящих из внешних нагрузок и расхода пара на собственные нужды,
- определение всех тепловых и массовых потоков необходимых для выбора оборудования,
- определение исходных данных для дальнейших технико-экономических расчётов (годовых выработок тепла, топлива и т.д.).

#### 4.1 Расчет тепловой нагрузки

Расчёт тепловой схемы позволяет определить суммарную паропроизводительность котельной установки при нескольких режимах её работы. Расчёт производится для летнего режима:

Расход пара на производство, т/ч:  $D_m = 3,3$  т/ч

Расход воды на подогреватель сетевой воды т/ч\* $10^3$  (4.1):

$$G = \frac{Q_{г.в.}}{(t_1 - t_2) \cdot C_в} \quad (4.1)$$

где  $Q_{г.в.}$  – расход теплоты на горячее водоснабжение = 0,55МВт = 0,473 Гкал/ч;

$t_1$  – расчётная температура воды в подающей линии тепловой сети, °С;

$t_2$  – расчётная температура воды в обратной линии тепловой сети, °С;

$C_в$  – теплоёмкость воды, Ккал/т·°С

$$G = \frac{0,473}{(90 - 70) \cdot 1} = 0,0236$$

Расход пара на подогреватель сетевой воды, т/ч (4.2):

$$D_{п.с.в.} = \frac{G \cdot C_в \cdot (t_1 - t_2)}{(i_n - i_k^l) \cdot \eta} \quad (4.2)$$

где  $i_k^l$  – энтальпия конденсата с пролётным паром, Гкал/т;

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\eta$  – КПД подогревателя сетевой воды.

$$D_{n.c.v.} = \frac{0,0236 \cdot 1 \cdot (90 - 70)}{(0,6616 - 0,1562) \cdot 0,9} = 1,039$$

Расход подпиточной воды на восполнение утечек в системе теплоснабжения, т/ч(4.3):

$$G_{ум.} = 0,01 \cdot K_{ум.} \cdot G \quad (4.3)$$

где  $K_{ум.}$  – потери воды в закрытой системе теплоснабжения, %.

$$G_{ум.} = 0,01 \cdot 2 \cdot 0,0236 = 0,00047$$

Возврат конденсата от технологического потребителя, т/ч (4.4):

$$G_{к}^m = D_m \cdot \beta \cdot 0,01 \quad (4.4)$$

где  $\beta$  – возврат конденсата производственным потребителем, %.

$$G_{к}^m = 3,3 \cdot 30 \cdot 0,01 = 0,99$$

9. Расход сырой воды на бак подпиточной воды, т/ч (4.5):

$$G_{c.v.}^{z.v.} = G_{z.v.} + G_{ум.} - G_{к}^m \quad (4.5)$$

где  $G_{ГВ.}$  – расход воды на горячее водоснабжение. (4.6)

$$G_{c.v.}^{z.v.} = 3,44 + 0,00047 - 0,99 = 2,45$$

$$G_{z.v.}^T = \frac{0,258 \cdot 10^3}{(90 - 15) \cdot 1} = 3,44 \quad (4.6)$$

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Средняя температура воды в баке подпиточной воды, °С (4.7):

$$t_4 = \frac{G_K^m \cdot t_K + G_{c.v.}^{z.v.} \cdot t_{c.v.}}{G_K^m + G_{c.v.}^{z.v.}} \quad (4.7)$$

где  $t_K$  – температура конденсата от производственного потребителя, °С;

$t_{c.v.}$  – температура сырой водопроводной воды, °С;

$$t_4 = \frac{0,99 \cdot 90 + 2,45 \cdot 0,8 \cdot 15}{0,99 + 2,45 \cdot 0,8} = 40,17$$

Расход пара на подогреватель горячей воды, т/ч (4.8):

$$D_{n.z.v.} = \frac{G_{z.v.} \cdot C_v \cdot (t_3 - t_4)}{(i_n - i_K) \cdot \eta} \quad (4.8)$$

где  $t_3$  – температура горячей воды, °С

$\eta$  – КПД подогревателя ГВС.

$$D_{n.z.v.} = \frac{3,44 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot (65 - 40,17)}{(2583,2 - 720,9) \cdot 0,9} = 0,035$$

Расход пара внешними потребителями, т/ч (4.9):

$$D_{вн.} = D_m + D_{n.c.v.} + D_{n.z.v.} \quad (4.9)$$

$$D_{вн.} = 3,3 + 0,035 = 3,335$$

Расход пара на собственные нужды котельной, т/ч (4.10):

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$D_{с.н.} = D_{в.н.} \cdot 0,01 \cdot K_{с.н.} \quad (4.10)$$

где  $K_{с.н.}$  – расход пара на собственные нужды котельной, %.

$$D_{с.н.} = 3,335 \cdot 0,01 \cdot 5 = 0,166$$

Суммарная производительность котельной, т/ч, (4.11):

$$D_{к}^I = D_{в.н.} + D_{с.н.} \quad (4.11)$$

$$D_{к}^I = 3,335 + 0,166 = 3,5$$

Потери пара у потребителя, т/ч (4.12):

$$D_{ном.} = D_{к}^I \cdot 0,01 \cdot K_{ном.} \quad (4.12)$$

где  $K_{пот.}$  – потери пара в котельной и у потребителя, %.

$$D_{ном.} = 3,5 \cdot 0,01 \cdot 2 = 0,07$$

Расход воды на периодическую продувку, т/ч (4.13):

$$G_{пер. пр.} = D_{к}^I \cdot 0,01 \cdot \rho_{пр.} \quad (4.13)$$

где  $\rho_{пр.}$  – продувка периодическая, %.

$$G_{пер. пр.} = 3,5 \cdot 0,01 \cdot 3 = 0,105$$

Расход сырой воды на ХВО, т/ч (4.14):

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G_{c.в.}^{xob.} = G_{xob} \cdot K_{xbo} \quad (4.14)$$

где  $K_{xbo}$  – коэффициент расхода сырой воды на собственные нужды ХВО.

$$G_{c.в.}^{xob.} = (3,3 + 0,07 + 0,105) \cdot 1,25 = 4,343$$

Расход сырой воды, т/ч (4.15):

$$G_{c.в.} = G_{c.в.}^{xob.} + G_{c.в.}^{z.в.} \quad (4.15)$$

$$G_{c.в.} = 4,343 + 2,45 \cdot 0,8 = 5,43$$

Действительная производительность котельной, т/ч (4.16):

$$D_{\kappa} = D_{вн} + D_{\delta} + (D_{вн} + D_{\delta}) \cdot K_{ном} \cdot 0,01 \quad (4.16)$$

$$D_{\kappa} = 3,335 + 0 + (3,335 + 0) \cdot 2 \cdot 0,01 = 3,421$$

Невязка с предварительно принятой производительностью, % (4.17):

$$\Delta D = \frac{|3,421 - 3,335|}{3,335} \cdot 100 = 2,57 \quad (4.17)$$

Невязка получилась меньше 3 %, то есть расчёт тепловой схемы считается законченным. Все полученные значения сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Расчёт тепловой схемы

Физическая величина	Обозначение	Значение величины



1	2	3
1. Расход пара на производство, т/ч:	$D_T$	3,3
3. Температура воды в подающей линии тепловой сети, °С:	$t_1$	90

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3
3. Температура воды в обратной линии тепловой сети, °С:	$t_2$	70
4. Расход пара на подогреватель сетевой воды, т/ч:	$D_{п.с.в.}$	1,039
5. Расход подпиточной воды на восполнение утечек в системе теплоснабжения, т/ч:	$G_{ут.}$	0,00047
6. Возврат конденсата от технологического потребителя, т/ч:	$G_{к}^T$	0,99
7. Расход сырой воды на бак подпиточной воды, т/ч:	$G_{с.в.}^{г.в.}$	2,45
8. Средняя температура воды в баке подпиточной воды, °С:	$t_4$	40,17
9. Расход пара на подогреватель горячей воды, т/ч:	$D_{п.г.в.}$	0,035
10. Расход пара внешними потребителями, т/ч:	$D_{вн}$	3,335
12. Расход пара на собственные нужды котельной, т/ч:	$D_{с.н.}$	0,166
13. Суммарная паропроизводительность котельной, т/ч,:	$D'_{к}$	3,5
14. Потери пара у потребителя, т/ч:	$D_{пот.}$	0,07
16. Расход воды на периодическую продувку, т/ч:	$G_{пер.пр}$	0,105
17. Расход сырой воды на ХВО, т/ч:	$G_{с.в.}^{хоб}$	4,343
18. Расход сырой воды, т/ч:	$G_{с.в.}$	5,43
19. Действительная паропроизводительность котельной, т/ч:	$D_{к}$	3,421
20. Невязка с предварительно принятой паропроизводительностью котельной, %:	$\Delta D$	2,57
21. Уточнённая паропроизводительность котельной, т/ч	$D_{к}^{\parallel}$	3,42

#### 4.2 Выбор единичной мощности и числа устанавливаемых котлов

В соответствии со СНиП “Котельные установки” расчётная мощность котельной определяется суммой мощности требующихся потребителям на технологические процессы, отопление, вентиляцию и горячие водоснабжение при максимальном режиме.

При определении мощности котельной должны также учитываться мощности, расходуемые на собственные нужды котельной и покрытия потерь в котельной и тепловых сетях.

Количество и единичную производительность котлоагрегата устанавливаемого в котельной следует выбирать по расчётной производительности котельной

На отопление и ГВС в количестве, определяемом режимом наиболее холодном месяце.

Количество и единичную производительность котлоагрегата устанавливаемого в котельной, шт. (4.18)

$$N_{\text{котлов}} = \frac{D_{\text{к}}}{D_{\text{котла}}} \quad (4.18)$$

$$N = \frac{3,42}{2,5} = 1,368$$

Округляем количество котлов до 2 шт.

В технологической котельной АО «Первый Хлебокомбинат» должно быть установлено 2 котлоагрегата типа Е-2,5-0,9ГМН с газовой горелкой плавного регулирования ГГБ-2, регулировка мощности у которой составляет в диапазоне от 30 до 100% мощности.

При летнем режиме горячее водоснабжение и пароснабжение потребителей будет обеспечено двумя котлами, один котел будет загружен на 40%.

При этом один котёл Е-1-0,9 находится в резерве и в случае выхода из строя работающего котла его можно использовать для пароснабжения потребителей.

## 4.2 Расчет и выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы

Котельное оборудование — это сложный и слаженный механизм. Все оборудование условно делят на основное и вспомогательное. Котельная может быть оборудована в одном помещении, или же некоторое оборудование может располагаться в других помещениях на предприятии.

### 4.3.1 Питательный насос

										Лист
										27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2017.833.07 ПЗ

Питание котлов водой должно быть надёжным. При снижении уровня воды ниже пределов кипятильные трубы могут оголиться и перегреться.

Производительность насосов определяется по формуле, т/ч (4.19):

$$G_{п.н.} = D_{макс} * k \quad (4.19)$$

где  $k$  – коэффициент запаса

$D_{макс}$  – максимальный расход питательной воды, т/ч (4.20):

$$D_{макс} = D_k + G_{п.р} \quad (4.20)$$

где  $D_k$  – расход пара при номинальной нагрузке, т/ч,

$G_{п.р.}$  – количество продувочной воды при номинальной нагрузке, т/ч,

$$D_{макс} = 3,42 + 0,105 = 3,525 \text{ т/ч,}$$

$$G_{п.н.} = 5,43 \cdot 1,1 = 5,97 \text{ т/ч.}$$

Номинальная подача одного питательного насоса 2,72 т/ч.

В котельной должны быть установлены два питательных насоса НГ 3,2 на каждой котел, запитанных от разных источников электроэнергии.

Технические характеристики насоса НГ 3,2:

1. Номинальная подача: 3,2 м<sup>3</sup>/ч.
2. Напор насоса при номинальной подаче: 13 кгс/см<sup>2</sup>,
3. Электродвигатель:
  - мощность: 4 кВт,
  - частота: 1370 об/мин,
4. Масса: 28 кг.

#### 4.3.2 Конденсатный насос

Производительность конденсатного насоса равна часовому расходу конденсата от технологического потребителя. К этому расходу следует прибавить расход

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

конденсата от сетевого подогревателя отопления, так как в случаи повышения жёсткости конденсат сбрасывают в конденсатный бак на нужды ГВС. Повышение жёсткости может быть вызвано разрывом нескольких латунных трубок в самом подогревателе и вследствие чего попадания сетевой воды с довольно большой жёсткостью ( $0,7 \div 1,5$  мг-экв/кг) в конденсат.

Производительность конденсатного насоса, кгс/см (4.21):

$$G_{к.н.} = G_{к}^m + D_{п.с.в.} \quad (4.21)$$

$$G_{к.н.} = 0,48 + 0,922 = 1$$

Напор конденсатного насоса определяется геодезической заразностью конденсатного насоса и бака питательной воды, а также сопротивлением сети. В котельной установлен один конденсатный насос марки Кс – 1,5 – 4. Данный насос установлен на нулевой отметке и подаёт конденсат в бак подпиточной воды установленный на нулевой отметке.

Техническая характеристика насоса Кс – 1,5 – 1,5:

1. Производительность:  $1,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,
2. Напор: 4 м. вод. ст.,
3. Электродвигатель:
  - мощность: 2,2 кВт,
  - частота: 2900 об/мин,
4. Габаритные размеры: 420x250x300 мм,
5. Масса: 18 кг

### 4.3.3 Подпиточный насос

Предназначены для восполнения утечки воды из системы теплоснабжения, количество воды необходимое для покрытия утечек определяется в расчёте тепловой схемы. Производительность подпиточных насосов выбирается равной удвоенной величине полученного количества воды для восполнения возможной аварийной подпитки:

Расход воды на подпитку т/ч, (4.22):

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G_{\text{подн.}} = 2 \cdot G_{\text{ут.}} = 0,008 \quad (4.22)$$

Необходимый напор подпиточных насосов определяется давлением воды в обратной магистрали и сопротивлением трубопроводов и арматуры на линии подпитки, число подпиточных насосов должно быть не менее 2-х, один из которых резервный.

В котельной должно быть установлено два подпиточных насоса марки ВК-0,5/16К, один из которых резервный. Насосы установлены на нулевой отметке и подают подпиточную воду из бака подпиточной воды в обратную линию тепловой сети.

Техническая характеристика насоса ВК-0,5/16К:

1. Производительность: 0,8 м<sup>3</sup>/ч,
2. Напор: 18 м. вод. ст.,
3. Электродвигатель:
  - мощность: 0,55кВт,
  - частота: 2700 об/мин,
4. Масса: 8 кг.

#### 4.3.4 Водоподогреватель

В качестве пароводяного подогревателя принят подогреватель ПП 2-6-2 П.

Техническая характеристика подогревателя ПП 2-6-2 П:

Площадь поверхности нагрева: 6,3 м<sup>2</sup>,

Диаметр корпуса:  $d_H = 325$  мм,  $d_{BH} = 314$  мм,

Количество трубок: 68 шт.,

Диаметр латунных трубок 16мм,

Длина трубок: 2000 мм,

Длина подогревателя: 2550 мм,

Давление пара: 0,6 МПа,

Приведенное количество трубок в вертикальном ряду  $Z_{\text{пр}}=8$  шт.

Площадь живого сечения межтрубного пространства  $f_{\text{мтр}}=0,102\text{м}^2$

Число ходов по воде: 2 шт.,

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Тепловая производительность номинальная: 0,538 Гкал/ч

Расход воды номинальный: 29,2 т/ч

Масса: 380 кг.

Скорость воды в трубках:

$$\omega_{\text{тр}} = 0,023 / (0,0151 \cdot 1000) = 0,3473 \text{ м/с}$$

Средняя температура нагреваемой воды

$$t_{\text{ср}} = (55 + 16,86) / 2 = 35,93^\circ\text{C}$$

Среднелогарифмическая разность температур между паром и водой:

$$\Delta t = (104,61 - 85) / (104,61 / 85) = 15,93^\circ\text{C}$$

где  $\Delta t_6$  - большая разность температур

$$\Delta t_6 = 140 - 35,39 = 104,61^\circ\text{C}$$

$\Delta t_m$  - меньшая разность температур

$$\Delta t_m = 140 - 55 = 85^\circ\text{C}$$

Средняя температура стенок трубок (4.26)

$$t_{\text{ср}}^{\text{ст}} = (T_{\text{ср}} + t_{\text{ср}}) / 2 \quad (4.26)$$

$$t_{\text{ср}}^{\text{ст}} = (140 + 35,39) / 2 = 87,7^\circ\text{C}$$

Коэффициент теплоотдачи от пара к стенкам трубок (4.27)

$$\alpha_1 = A_2 \cdot 1,163 / (Z_{\text{пр}} \cdot d_{\text{н}} \cdot (T - t_{\text{ср}}^{\text{ст}})) \quad (4.27)$$

$$\alpha_1 = 2 \cdot 8231,6 \cdot 1,163 / (8 \cdot 0,325 \cdot (140 - 87,7)) = 140,8$$

где  $A_2$  – температурный множитель, определяемый по формуле

$$A_2 = 4320 + 47,54 \cdot T - 0,14 \cdot T^2$$

$$A_2 = 4320 + 47,54 \cdot 140 - 0,14 \cdot 140^2 = 8231,6$$

Коэффициент теплоотдачи от стенок трубок к воде (4.28):

$$\alpha_2 = A_1 \cdot 1,163 \cdot \omega_{\text{тр}}^{0,8} / d_{\text{вн}}^{0,2} \quad (4.28)$$

										Лист
										31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2017.833.07 ПЗ					

$$\alpha_2 = 2001,6 \cdot 1,163 \cdot 0,3473^{0,8} / 0,314^{0,2} = 1259,32 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

где  $A_1$  – температурный множитель, определяемый по формуле

$$A_1 = 1400 + 18 \cdot 35,93 - 0,035 \cdot 35,93^2 = 2001,6$$

Коэффициент теплопередачи (4.29):

$$K_0 = 1 / (1/\alpha_1 + 0,001/\lambda + 1/\alpha_2) \quad (4.29)$$

$$K_0 = 1 / (1/140,8 + 0,001/105 + 1/1259,32) = 126,5 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

Коэффициент теплопередачи с учетом коэффициента загрязнения поверхности нагрева:

$$K = 126,5 \cdot 0,75 = 94,9 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

где 0,75 – поправочный коэффициент на загрязнение и неполное смывание поверхности нагрева,  $m = 0,75$

Поверхность нагрева пароводяного подогревателя :

$$H = 0,09 \cdot 10^6 / (94,9 \cdot 15,93) = 6 \text{ м}^2$$

Количество подогревателей  $N = 6/6,3 = 0,95$

Принимаем 1 рабочий и 1 резервный.

Потери напора в трубках пароводяного подогревателя определяются по формуле (4.32):

$$\Delta h = \Delta h_{\text{тр}} + \Delta h_{\text{мс}} = (\lambda \cdot L / d_{\Delta} \cdot Z + \sum f) \cdot \omega_{\text{тр}} \cdot \rho / 2 \quad (4.32)$$

$$\Delta h = (0,04 \cdot 2 / 0,014 \cdot 2 + 9,5) \cdot 0,3473 \cdot 1000 / 2 = 2145,8 \text{ Па}$$

где  $\Delta h_{\text{тр}}$  – потери напора на трение

$\Delta h_{\text{мс}}$  – потери напора на местные сопротивления

$\lambda$  - коэффициент трения, принимаемый при средних значениях чисел Рейнольдса и коэффициенте шероховатости = 0,0002 м равным 0,04

$\rho$  - плотность воды, 1000 кг/м<sup>3</sup>

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

L – длина одного хода пароводяного подогревателя, принимаем 2м

Z – количество ходов подогревателя, в данном дипломном проекте рассчитывается двухходовой пароводяной подогреватель

$\sum \xi$  - сумма коэффициентов местных сопротивлений.

Коэффициент местных сопротивлений для двухходового пароводяного подогревателя

вход в камеру = 1,5; вход из камеры в трубки 1x2 = 2; выход из трубок в камеру 1x2 = 2; поворот на 180° в камере = 2,5; выход из камеры = 1,5

Сумма коэффициентов местных сопротивлений для двухходового пароводяного подогревателя марки ПП 2-6-2 П будет составлять  $\sum \xi = 9,5$

#### 4.4 Определение диаметров и типоразмеров основных магистральных трубопроводов

Определение диаметров трубопроводов проводим по таблице для гидравлического расчета трубопроводов (8).

Паропровод (4.34):

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4D_{\text{ном}}}{\omega\rho\pi}} \text{ м}, \quad (4.34)$$

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4*1,6}{25*21,3*3,14}} = 0,062$$

подбираем самый близкий диаметр в сторону увеличения:

$d_{\text{вн}} \times s - 76 \times 3,5 \text{ мм};$

Остальные трубопроводы рассчитаны по той же схеме.

Питательный трубопровод (4.35):

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4G_{\text{ном}}}{\omega\rho\pi}} \text{ м}, \quad (4.35)$$

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4*0,355}{20*9,83*3,14}} = 0,048$$



$d_{ВН} \times s$ , мм – 50 x 2,5;

Трубопроводы системы отопления и вентиляции (4.36):

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{4G_{НО.М}}{\varpi\rho\pi}} \quad (4.36)$$

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{4*0,42}{25*9,83*3,14}} = 0,052$$

$d_{ВН} \times s$ , мм – 57 x 2,5;

Трубопровод системы горячего водоснабжения (4.37)

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{4G_{НО.М}}{\varpi\rho\pi}} \quad (4.37)$$

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{4*0,198}{25*9,83*3,14}} = 0,035$$

$d_{ВН} \times s$ , мм – 44,5 x 2,5.

#### 4.5 Определение часового и годового расхода топлива котлов

Часовой расход топлива, определяется по формуле, м<sup>3</sup>/ч (4.38):

$$B = \frac{D_{расч.} \cdot \Delta i + G_{пр.} \cdot i_{пр.}}{Q_n^p \cdot \eta_k} \quad (4.38)$$

$D_{расч.}$  – максимальный часовой расход пара вырабатываемый котлом, кг/ч,

$D_{расч} = 3420$  кг/ч.

$G_{пр.}$  – максимальный часовой расход продувочной воды, кг/ч (4.39):

$$G_{пр} = D_{расч} * 0,01 * \rho_{пр.} \quad (4.39)$$

$$G_{пр} = 3420 * 0,01 * 3 = 102,6 \text{ кг/ч}$$

$\rho_{пр}$  – процент на периодическую продувку, %,

$\Delta i$  – разность энтальпий между питательной водой и вырабатываемым паром,

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ккал/кг (4.40):

$$\Delta i = i_n - i_{n.в.}, 2 \quad (4.40)$$

$$\Delta i = 661,6 - 104,4 = 557 \text{ ккал/кг.}$$

где  $i_n$  – энтальпия насыщенного пара, ккал/кг,

$i_{п.в.}$  – энтальпия питательной воды, ккал/кг,

$i_{пр.}$  – энтальпия котловой воды, ккал/кг,

$Q_n^p$  – низшая теплота сгорания топлива, ккал/м<sup>3</sup>,

$\eta_k$  – КПД котла,

$$B = \frac{2657 \cdot 557,2 + 102,6 \cdot 171,9}{8550 \cdot 0,9} = 339,3 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Годовой расход топлива, определяется по формуле, м<sup>3</sup>/год (4.41):

$$B^{год.} = \frac{D_{расч.}^{год.} \cdot \Delta i + G_{пр.}^{год.} \cdot i_{пр.}}{Q_n^p \cdot \eta_k} \quad (4.41)$$

$D_{расч.}^{год.}$  – расчётный годовой расход пара, кг/год (4.42):

$$D_{расч.}^{год.} = D_{н.с.в.}^{год.} + D_{н.г.в.}^{год.} + D_m^{год.} + D_{\delta}^{год.} + D_{ном.}^{год.} \quad (4.42)$$

$D_{н.с.в.}^{год.}$  – годовой расход пара на подогреватель сетевой воды, кг/год (4.43):

$$D_{н.с.в.}^{год.} = D_{н.с.в.} \cdot \frac{(t_{вн} - t_{ср.от.})}{(t_{вн} - t_n)} \cdot 24 \cdot n_o \quad (4.43)$$

где  $D_{н.с.в.}$  – максимальный расход пара на подогреватель сетевой воды, кг/ч,

$t_{вн}$  – средняя внутренняя температура отапливаемых помещений, °С,

$t_n$  – расчетная температура наружного воздуха, °С,

$t_{ср.от.}$  – средняя температура наружного воздуха,

$n_o$  – продолжительность отопительного периода,

										Лист
										35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2017.833.07 ПЗ

$$D_{п.с.в.}^{год.} = 922 \cdot \frac{(18 + 5,9)}{(18 + 37)} \cdot 24 \cdot 213 = 2048127,44 \text{ кг/ГОД.}$$

$D_{п.г.в.}^{год.}$  — годовой расход пара на подогреватель горячей воды, кг/год (4.44):

$$D_{п.с.в.}^{год.} = D_{п.с.в.}^{м.з.} \cdot 24 \cdot n_o + D_{п.с.в.}^{л.} \cdot 24 \cdot (n_{с.в.} - n_o) \quad (4.44)$$

где  $D_{п.г.в.}^{м.з.}$  — расход пара на подогреватель горячей воды в максимально-зимний период, кг/ч,

$D_{п.г.в.}^{л.}$  — расход пара на подогреватель горячей воды в летний период, кг/ч,  
 $n_{г.в.}$  — число дней в году работы системы горячего водоснабжения (350),

$$D_{п.с.в.}^{год.} = 83 \cdot 24 \cdot 213 + 48 \cdot 24 \cdot (350 - 213) = 582120 \text{ кг/ГОД.}$$

$D_{т.}^{год.}$  — годовой расход пара на производство, кг/год (4.45):

$$D_m^{год.} = D_m \cdot 24 \cdot 365800 \quad (4.45)$$

$$D_m^{год.} = 2605 \cdot 24 \cdot 365 = 2281980 \text{ кг/ГОД.}$$

$D_{пот.}^{год.}$  — годовые потери пара, кг/год (4.46):

$$D_{пот.}^{год.} = (D_m^{год.} + D_{п.с.в.}^{год.} + D_{п.г.в.}^{год.} + D) \cdot 0,01 \cdot K_{пот.} \quad (4.46)$$

где  $D_{п.г.в.}^{л.}$  — расход пара на подогреватель горячей воды в летний период, кг/ч,  
 $K_{пот.}$  — потери пара у потребителя, %.

$$D_{пот.}^{год.} = (2048127,44 + 582120 + 2281980) \cdot 0,01 \cdot 2 = 509001 \text{ кг/ГОД.}$$

$$D_{расч.}^{год.} = 2048127,44 + 582120 + 2281980 + 509001 = 25959048,44 \text{ кг/ГОД.}$$

$$G_{np.}^{год} = D_{расч.}^{год} \cdot 0,01 \cdot \rho_{np.} = 25959048,44 \cdot 0,01 \cdot 2 = 519181 \text{ кг/год.}$$

$$B^{год} = \frac{25959048,44 \cdot 557,2 + 519181 \cdot 171,9}{8550 \cdot 0,9} = 2961309,8 \text{ м}^3/\text{год.}$$

#### 4.6 Выбор схемы топливоснабжения и ее оборудования

В качестве основного вида топлива в производственно-отопительной котельной АО «Первый Хлебокомбинат» используется природный газ.

Газоснабжение котельной осуществляется через ГРУ, установленный на нулевой отметке в котельной. Входное давления газа на ГРУ составляет 0,6 МПа. Горелка котла снабжается газом от ГРУ низкого давления (необходимое давление газа перед горелкой 0,0038 МПа, 380 кгс/м<sup>2</sup>).

ГРУ – газораспределительный узел для автоматического снижения и поддержания давления газа на заданном уровне.

Функции ГРУ:

1. Снижение давления до заданных параметров,
2. Поддержание в автоматическом режиме этого давления на выходе из ГРУ,
3. Отключение и прекращение подачи газа при давлениях превышающих заданные параметры,
4. Отчистка газа от существенных механических примесей.
5. Учёт расхода газа.

В комплект ГРУ входят:

1. Фильтр газовый – для очистки газа от механических примесей (пыли, окислины, грязи).

Очистка газа необходимо для того, чтобы предотвратить стирание уплотняющих поверхностей запорных устройств, острых кромок измерительных диафрагм, импульсных трубок и дросселей от загрязнения.

Степень чистоты фильтра характеризуется перепадом давления, которое в процессе эксплуатации не должно превышать заданных параметров.

2. Предохранительно-запорный клапан (ПЗК) – для полного автоматического отключения подачи газа при повышении или понижении давления газа за регулятором на 25 %.

На верхнюю заданную границу давления клапан настраивается сжатием пружины верхней границы, а на нижнюю – сжатием пружины нижней границы.

Клапан установлен после фильтра перед регулятором.

3. Регулятор давления – для обеспечения автоматического снижения давления газа и поддержания его значения на определённом уровне независимо от изменения и колебания давления во входном газопроводе.

По требованию правил “Безопасности в газовом хозяйстве” колебание давления за регулятором не должно превышать 10 % от заданного значения.

В роли регулятора в котельной использован пилотный регулятор РДУК-2 (регулятор давления универсальный Казанцева). Для получения давления после регулятора 0,0038 МПа использован пилот КН-2.

Для получения необходимого давления после регулятора нужно:

- для повышения давления – стакан пилота вкручивать;
- для уменьшения давления – стакан пилота выкручивать.

4. Предохранительно-сбросной клапан (ПСК) – для сброса некоторого количества газа в атмосферу при возможных кратковременных повышениях давления (на 10 % от рабочего) за регулятором, во избежание отключения газа на котельную предохранительно-запорным клапаном (ПЗК). Регулирование ПСК на срабатывание производится регулировочным болтом.

5. Баипас – обводной газопровод для подачи по нему газа во время ревизии или ремонта оснащения ГРУ.

6. Измерительные приборы – манометры показывающие, для измерения давления к фильтру, регулятора и за ними; термометры для измерения температуры газа.

7. Сбросные и продувочные линии – для сброса газа в атмосферу от предохранительно сбросного клапана и продувки газопроводов и оснащения от освобождения их в необходимых случаях от воздуха или газа.

8. Импульсные трубки – для соединения отдельных элементов оснащения между собой с контролируемыми точками газопроводов, а также для присоединения средств измерения к газопроводам в контролируемых точках.

9. Узел учёта – для учёта затрат газа.

Учёт затраты газа в котельной производится самопишущим устройством, который получает импульс от дифференциального манометра. Дифманометр, в свою

очередь берёт импульсы от сужающего устройства – диафрагмы.

Принцип работы дифманометра основан на изменении перепада давления до, и после диафрагмы и дальнейшей фиксации этого перепада на самописце. Диафрагма представляет из себя кольцо из высокопрочной стали, тщательно обработанной кромкой внутреннего кольца – чтобы не создавать значительного местного сопротивления. Диаметр внутреннего кольца меньше диаметра проходной трубы, поэтому в этом месте создаётся дроссельный эффект, т.е. сужение диаметра прохода приводит к увеличению скорости потока, в результате чего за диафрагмой понижается давление и поскольку данное сужающие отверстия при определённом входном давлении может пропустить только определённое количество газа, значит и снижение давления за диафрагмой будет строго дозированным. Каждому значению входного давления соответствует своё определённое снижение давления – этому соответствует определённый расход.  $\Delta P$  фиксируется на дифманометре, который снабжён самописцем.

Внутренние газопроводы в котельной проложены открыто, ответвления к котлам имеют по два отключающих устройства одно из которых установлено непосредственно у газовых горелок.

Котельная снабжена системами автоматики безопасности СА – ГВК, которые обеспечиваю контроль за горением газа и нормативного функционирование производственных процессов.

Газогорелочные устройства.

На котлах установлены газовые горелки марки Г – 1,0К работающие на низком давлении газа.

Номинальный расход газа =  $100 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Газогорелочное устройство Г – 1,0К предназначено для сжигания природного газа. Горелка состоит из газовоздушной части, лопаточных завихрителей первичного и вторичного воздуха, монтажной. Закрутка воздуха в горелке обоими регистрами производится в одну сторону. Стабилизатором пламени служит конический керамический туннель.

Розжиг горелки производят при закрытых воздушных шибах: плавно открывают запорное устройство на газопроводе, после воспламенения газа — шибер первичного воздуха, а затем с помощью шибера вторичного воздуха и регулирующего устройства на газопроводе устанавливают заданный режим. Во избежа-

										Лист
										39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ние срыва факела при пуске тепловая мощность горелки не должна превышать 25—50 % от номинальной, а давление газа должно быть больше давления вторичного воздуха. Угол раскрытия факела 67—75 °С.

## 5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Энергетическая эффективность работы котельных обычно оценивается по значениям КПД котлов с учетом потерь топлива и теплоты при ее производстве и отпуске, а также затрат электроэнергии на привод механизмов и другие нужды, определяемых по данным приборов контроля и учета расхода ТЭР. При решении задач повышения эффективности использования ТЭР в котельной серьезное внимание должно уделяться организации работ по реализации программ энергосбережения, повышению квалификации обслуживающего персонала и внедрению систем стимулирования экономии ТЭР.

Достижение более высоких технико-экономических показателей возможно путем реализации энергосберегающих мероприятий, направленных как на совершенствование условий эксплуатации котлов, так и на реконструкцию котельных на основе передовых технологий.

Основные мероприятия:

- применение горелочных устройств, обеспечивающих низкий выход оксидов азота и других токсичных компонентов;
- внедрение эффективной и надежной автоматики регулирования и защиты котлоагрегатов, вспомогательного и общекотельного оборудования;
- внедрение автоматизированных систем контроля и управления технологическими процессами производства и отпуска теплоты, учета потребления топлива и электроэнергии, отпуска тепловой энергии потребителям на базе современной микропроцессорной техники;
- корректировка управления процессами горения топлива по оптимальной сумме потерь теплоты с химическим недожогом и уходящими газами на основе внедрения регулируемого электропривода тягодутьевых машин;
- применение современных технологий химической подготовки подпиточной, сетевой и котловой воды;
- внедрение высокоэффективной технологии приготовления и сжигания в топках котлов водомазутных эмульсий, позволяющей сжигать высоковязкие и не-

					<i>13.03.01.2017.833.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

кондиционные обводненные мазуты;

- внедрение электронасосных установок с широким диапазоном рабочих характеристик и применением регулируемого электропривода;
- оборудование котельных эффективными утилизаторами теплоты уходящих дымовых газов, сбрасываемых потоков воды, пара и конденсата.

Значительная экономия ТЭР может быть получена за счет сокращения потерь в тепловых сетях через теплоизоляцию и с утечками теплоносителя. При длительной эксплуатации трубопроводов, их внутренней и наружной коррозии происходит разрушение стенок трубопроводов и увеличиваются утечки теплоносителя. Кроме того, теплопроводность изоляционного материала из-за увлажнения и разрушения увеличивается, что приводит к росту тепловых потерь. Для снижения этих потерь необходимо организовать своевременное проведение диагностики состояния трубопроводов современными инструментальными методами без вскрытия теплотрасс, регулярно производить тепловые испытания с целью определения фактических тепловых потерь и реального состояния трубопроводов, выявления и оперативного устранения нарушений, а также планирования ремонтов тепловых сетей и оборудования систем теплоснабжения.

Снижение не менее чем на 15–20% расхода электроэнергии сетевыми насосами при поддержании расчетных значений перепада давления и расхода воды в сети может быть достигнуто и при существующем состоянии оборудования тепловых сетей.

Экономия электроэнергии, затрачиваемой на привод насосов и тягодутьевых установок, может быть получена от следующих мероприятий, не требующих значительных капитальных затрат:

- приведение в соответствие напорной характеристики насосов (дымососов, вентиляторов);
- и сопротивления водяного (газо-воздушного) тракта (экономия электроэнергии – до 20%);
- осуществление регулирования производительности сетевых насосов на всасывающей патрубке вместо регулирования на напорном (экономия электроэнергии – 10–15%);
- систематическая проверка плотности (герметичности) подсоединений воздухопроводов к вентиляторам (дымососам).



В последние годы на промышленных предприятиях и энергообъектах на оборудовании с переменным режимом работы широко применяется регулируемый электропривод, позволяющий сократить электропотребление на 15-40%, в зависимости от условий эксплуатации. Внедрение рассматривается как эффективное энергосберегающее мероприятие и – для приводов насосов, вентиляторов и дымососов котлов, вентиляционных установок. Однако решение о применении следует принимать по результатам технико-экономического обоснования.

Следует отметить, что эффективность топливоиспользования на может быть повышена при внедрении в эксплуатацию средств технической диагностики состояния отдельных узлов котлоагрегатов и тепловых сетей, при оптимизации топочных режимов, режимов работы основного и вспомогательного оборудования, а также путем совершенствования метрологического обеспечения средств измерений технологических параметров.

Основной резерв повышения экономичности паровых и водогрейных котлов в снижении потерь теплоты с уходящими газами. Направления работ по сокращению этих потерь общеизвестны и заключаются, главным образом, в поддержании оптимальных значений коэффициента избытка воздуха по газовому тракту котлов за счет снижения присосов воздуха, своевременной очистки внутренних и наружных поверхностей нагрева от загрязнений. Экономичная работа котельных установок зависит от соблюдения оптимальных режимов эксплуатации и обеспечения расчетных значений технологических параметров.

По условиям надежности работы в котлах, проработавших 20 и более лет, снижается рабочее давление до 0,6–0,8 МПа, а реально при эксплуатации на многих котлах поддерживается давление 1,2 атм. Работа паровых котлов на таких низких давлениях отрицательно сказывается на устойчивости циркуляции, из-за снижения температуры насыщения и увеличения доли парообразования, в экранных трубах наблюдается интенсивное накипеобразование и увеличивается вероятность пережога труб. Кроме того, при работе котла на давлении от 1 до 3 атм из-за низкой температуры насыщения необходимо отключать чугунный водяной экономайзер, т. к. там может наблюдаться парообразование, что недопустимо. Эти и другие особенности приводят к тому, что КПД этих паровых котлов не превышает 80÷82 %, а в некоторых случаях, когда трубы сильно загрязнены, КПД котла уменьшается до 70÷75 %.

Переведенные в водогрейный режим паровые котлы в эксплуатации не уступают специализированным водогрейным, а по ряду показателей и возможностям превосходят их, например, в части:

- доступности для внутреннего осмотра, контроля, ремонта, улавливания шлама и очистки, благодаря наличию барабанов;
- возможности более гибкого регулирования теплопроизводительности (качественного – по температуре сетевой воды и количественного – по ее расходу, в допустимых пределах);
- универсальности конструкции по отношению к выбору теплоносителя, что, в основном, относится к моноблочным котлам, которые допускают работу, как в паровом, так и водогрейном режимах;
- улучшения работы отдельных элементов конструкции, например, труб рециркуляции и обогреваемых опускных трубных пучков, для которых исчезает опасность, захвата и сноса пара, в связи с чем открываются возможности для большего форсирования;
- повышения КПД котлоагрегатов с переводом в водогрейный режим от 1,5 до 10÷12% [28, 35, 36].

## 5.1 Технологические решения

Энергосберегающие технологии позволяют исключить механические и электрические перегрузки оборудования, увеличить моторесурс, снизить затраты на обслуживание и ремонт, улучшить параметры технологического процесса.

Разработаем ряд мероприятий для котельной АО «Первый хлебокомбинат»:

1. Восстановление теплоизоляции помещения котельной путем облицовки сэндвич панелями АМК-СПСТ-МВУ 100мм.

2. Установка частотных преобразователей на насосы подпиточной и исходной воды Vacon 100 и ПЧВ2 (Овен). Частотные преобразователи электронного типа часто применяют для плавного регулирования скорости асинхронного электродвигателя или синхронного двигателя за счет создания на выходе преобразователя электрического напряжения заданной частоты. Частотные преобразователи установить на насосное оборудование, запорно-регулирующее оборудование.

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

3. Перевод забора воздуха с наружного на внутренний.

4. Устранение присосов у котлов, работающих с разрежением в топке.

Применение автоматического управления и регулирования для снижения расходов топлива, эффективного использования энергоресурсов, уменьшение воздействия человеческого фактора. Мероприятия по данному варианту технологий изложены в разделах «Автоматизация» и «Безопасность жизнедеятельности».

					<i>13.03.01.2017.833.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

## 6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Основными показателями экологических характеристик работы печи является величины общих и вредных выбросов с продуктами сгорания топлива. В агрегатах величины выбросов определяются, с одной стороны, спецификой работы этих агрегатов, и с другой, – характеристиками развития факела в рабочем пространстве агрегата. Основными вредными выбросами с продуктами сгорания природного и колошниковых газов являются оксиды азота. Условиями, способствующими образованию и сохранению оксидов азота, являются высокие температуры, высокие начальные концентрации азота и свободного кислорода в газовой смеси, увеличение времени пребывания смеси при высокой температуре, быстрое охлаждение смеси.

Расчет концентрации загрязняющих веществ. Количество дымовых газов, проходящих через дымовую трубу за единицу времени.

Расчет выбросов окиси углерода (6.1):

$$M_{CO} = 0,001C_{00}B(1 - \frac{q_4}{100}) \quad (6.1)$$

где  $C_{00}$  – выход окиси углерода при сжигании 1 т топлива, кг/т, определяется по формуле (6.2):

$$C_{00} = \frac{q_3 R Q_H^P}{1013} \quad (6.2)$$

где  $R$  – коэффициент для природного газа = 0,5;

$$Q_H^P = 35590 \text{ кг/м}^3; q_4 = 0; q_3 = 0,5.$$

$$C_{00} = \frac{0,5 * 0,5 * 35590}{1013} = 8,78$$

$$M_{CO} = 0,001 * 8,78 * 194,176 * (1 - \frac{0}{100}) = 1,7 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Расчет выбросов окислов азота (6.3):

$$M_{NO_2} = 0,001BQ_H^P K_{NO_2} (1 - \beta) \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \quad (6.3)$$

где  $K_{NO_2}$  - количество окислов азота = 0,05;  $\beta$  - коэффициент, учитывающий степень сжигания выбросов азота, для малых котлов = 0.

$$M_{NO_2} = 0,001 * 194,176 * 35,59 * 0,05 * (1 - 0) \left(1 - \frac{0}{100}\right) = 0,35 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Выбросы SO<sub>2</sub> для природного газа принято считать равными 0.

Расчет объема дымовых газов без влаги при нормальных условиях (6.4):

$$V_{\Gamma}^H = \alpha V_0^H, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (6.4)$$

где  $V_0^H = \frac{1,12Q_H^P}{1000} = \frac{1,12 * 8500}{1000} = 9,52$ ,

где  $Q_H^R$  ккал/м<sup>3</sup>.

$$V_{\Gamma}^H = 1,27 * 9,52 = 12,09 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Расчет объемной концентрации (6.5):

$$C_{об\ i} = \frac{22,4M_i}{B\mu_i V_{\Gamma}^H} 10^6; \quad (6.5)$$

$$C_{об\ CO} = \frac{22,4 * 1,7}{194,176 * 28 * 12,09} 10^6 = 579,318$$

$$C_{об\ NO_2} = \frac{22,4 * 0,35}{194,176 * 46 * 12,09} 10^6 = 72,6$$

Расчет и выбор дымовой трубы:

В котельных обычно устанавливают железобетонные, кирпичные и металлические одноствольные трубы с вентиляционным зазором.

Согласно НТП устанавливают одну трубу на три котла.

Расчёту подлежат высота и диаметр устья трубы. Высота зависит от объема дымовых газов и от концентрации в них SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub>.

Высота трубы (6.6):

$$H = P_n \sqrt{A \cdot F \cdot m \cdot n \left( \frac{M_{SO_2}}{ПДК_{SO_2}} + \frac{M_{NO_x}}{ПДК_{NO_x}} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{N}{V_{CEK} \cdot \Delta T}}}, \text{ м} \quad (6.6)$$

где:

$P_n$  - коэффициент, зависящий от конструкции трубы. Для одноствольных труб  $P_n = 1$ ;

$A$  - коэффициент, зависящий от географического положения котельной = 200;

$F$  - коэффициент, учитывающий скорость осаждения токсичных выбросов.

$F_{SO_2, NO_x} = 1$ ;

$m$  - коэффициент, зависящий от скорости выброса дымовых газов из устья.

$W_{опт.} = 3,04$  м/с (скорость выбросов дымовых газов), тогда  $m = 0,85$ ;

$V_{CEK}$  - секундный расход дымовых газов, м<sup>3</sup>/с (6.7):

$$V_{CEK} = \frac{12,09 \cdot 73,1 \cdot 2}{3600} = 0,49 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.7)$$

$n_k$  - количество котлов на трубу.  $n_k = 2$

$\Delta T$  - разность между температурой уходящих газов и средней температурой самого жаркого месяца в полдень (6.8):

$$\Delta T = V_{ух} - t_{ж.м} \quad (6.8)$$

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист 47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$t_{ж.м}$  - температура самого жаркого месяца в полдень

$$\Delta T = 120 - 24,2 = 95,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$n$  – коэффициент, зависящий от параметра  $U_M$

$$U_M = 0,63 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_{\text{СЕК.}} \cdot \Delta T}{h}} \quad (6.9)$$

$h$  – предварительно принятая высота трубы

$$h = 30 \text{ м}$$

$$U_M = 0,63 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,49 \cdot 95,8}{30}} = 0,73 \quad (6.9)$$

$n = 3 \text{ N}$  – количество дымовых труб.

В соответствии с НТП  $N = 3$

$$ПДК_{NOx} = 0,035 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$ПДК_{CO} = 0,21 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

- секундный расход топлива (6.10):

$$B_{\text{СЕК.}} = \frac{B \cdot 2}{3600} \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.10)$$

$$B_{\text{СЕК.}} = \frac{73,1 \cdot 2}{3600} = 0,04 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$K = \frac{12D}{200 + D} \quad (6.11)$$

где  $D$  – паропроизводительность одного котла, т/ч;

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K = \frac{12 \cdot 1}{200 + 1} = 0,06$$

$Q_H^P = 35,59$  МДж/кг – низшая теплота сгорания топлива;

$$H = 1 * \sqrt{200 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot 1 \left( \frac{0,64}{0,21} + \frac{0,13}{0,035} \right) \cdot \sqrt[3]{\frac{3}{0,49 \cdot 95,8}}} = 29 \quad (6.11)$$

$h = 29$  м

Диаметр устья (6.12):

$$D_y = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{CEK.}}{W \cdot N \cdot \pi}} \text{ м} \quad (6.12)$$

где:

$V_{CEK.}$ ;  $N$ ;  $W$  – смотри выше.

$$D_y = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,49}{3,04 \cdot 3 \cdot 3,14}} = 0,45 \text{ м}$$

В соответствии с рекомендациями выбирается кирпичная труба:

$H = 29$  м;  $D_y = 0,445$  м

Существующая дымовая труба диаметром 0,5 м. и высотой 31 подходит под условие ПДК и производительности котлов.

						13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
							49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			



## **7 АВТОМАТИЗАЦИЯ – ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА**

Автоматизация технологических процессов является одним из главных направлений технического прогресса, повышения производительности труда и создания материально-технической базы построения развитого общества.

Согласно постановлению ФГ и ПН России от 07.02.2000 г. №2 с 01.05.2000 г. введена в действие «Инструкция по контролю за содержанием окиси углерода в помещении котельной РД 12-341-10». По требованиям главы 4, в качестве прибора по контролю за содержанием оксида углерода был подобран сигнализатор оксида углерода СОУ-1. В данной главе основные характеристики прибора, функциональная схема, схема режимов работы световой, звуковой и релейной сигнализации. Приводится методика проверки СОУ-1.

Сигнализатор оксида углерода СОУ-1 предназначен для сигнализации превышения предельно-допустимых концентраций (ПДК) оксида углерода в воздухе котельных, производственных и жилых помещений и формирования управляющего воздействия для включения (отключения) исполнительных устройств посредством контактов реле. Тип сигнализатора- стационарный, режим работы сигнализатора непрерывный, способ забора пробы диффузионный.

### **7.1 Разработка структурной схемы сигнализатора оксида углерода СОУ-1**

Структурная схема контроля за содержанием СО в помещении котельных (рисунок 7.1) является первоначальной для разработки функциональной схемы.

Сигнализатор является стационарным прибором и состоит из электрохимического датчика (ЭХД) и устройства обработки сигнала. В основу принципа действия сигнализатора положен электрохимический метод. Электрохимический датчик (ЭХД) включает в себя чувствительный элемент- электрохимическую ячейку (ЭХЯ) и плату, на которой расположены терморезистивные цепи.

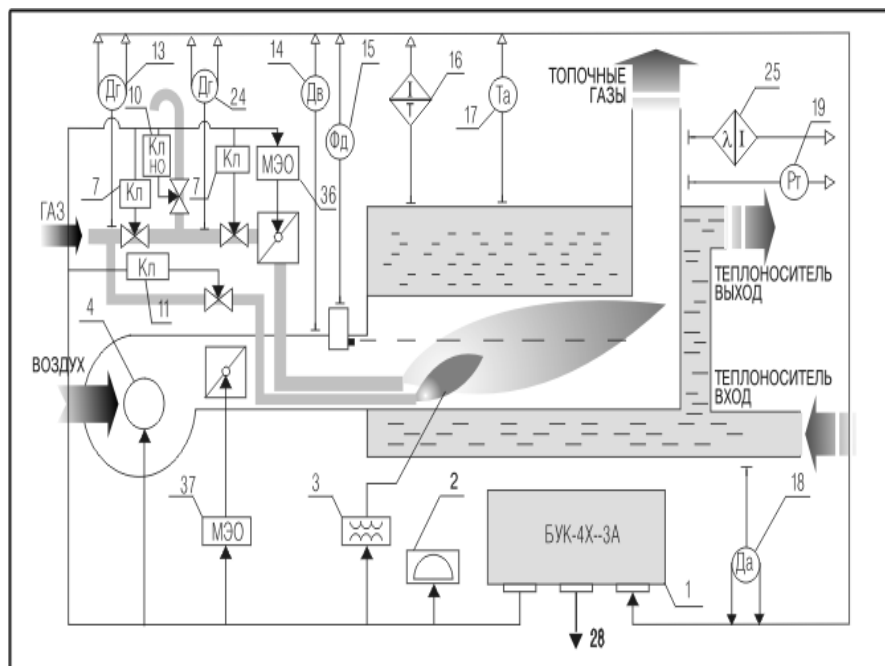
Индивидуальные для каждой ячейки и обеспечивающие совместно с устройством аналоговой обработки сигнала компенсацию температурных изменений чувствительности ЭХЯ. При попадании детектируемого газа через пористую подложку на металлический катализатор рабочего электрода происходит окисление

					<i>Лист</i>
					50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	

13.03.01.2017.833.07 ПЗ

газа с выделением свободных электронов. ЭХЯ формирует токовый сигнал, пропорциональный концентрации измеряемого компонента в воздухе.

Электрохимическая ячейка является чувствительным элементом сигнализатора и состоит из рабочего электрода, изготовлены путем нанесения металлического катализатора на пористую фторопластовую пленку.



1. - блок управления котлом
2. - сирена сигнальная
3. - трансформатор розжига
4. - дутьевой вентилятор
5. - привод воздушной заслонки
7. - отсечной клапан
10. - клапан запальника
11. - клапан безопасности
13. - датчик-реле давления газа двухуровневый
14. - датчик-реле давления воздуха
15. - датчик пламени
16. - датчик регулирования температуры
17. - датчик температуры аварийный
18. - датчик давления воды в системе
19. - датчик разрежения в топке
24. - датчик контроля герметичности
25. - датчик концентрации  $O_2$  в топочных газах
28. - интерфейс RS 485
36. - МЭО газовой заслонки
37. - МЭО воздушной заслонки

Рисунок 7.1 – Структурная схема контроля за содержанием CO

Электрический сигнал ЭХД поступает в устройство обработки сигнала, где усиливается с установленным порогом сигнализации.

## 7.2 Разработка функциональной схемы сигнализатора оксида углерода COУ-1

Функциональная схема сигнализатора оксида углерода COУ-1 является основным техническим документом, которая поясняет принцип работы сигнализатора и его составных частей. Функциональные схемы являются основанием для составления ведомостей (перечней) и заказных спецификаций приборов и средств автоматизации. Функциональная схема сигнализатора оксида углерода COУ-1 представлена на рисунке 7.2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2017.833.07 ПЗ

Лист

51

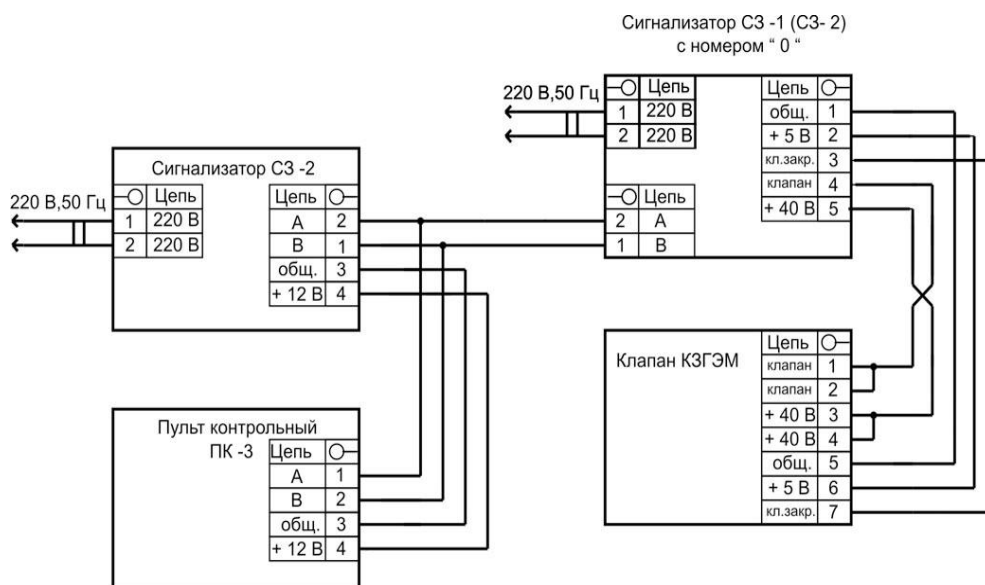


Рисунок 7.2 – Функциональная схема сигнализатора оксида углерода СОУ-1

Для того, чтобы сложная функциональная схема не была загромождена, применяется адресный метод. То есть линии связи разрываются, обрывы выводятся на свободное поле чертежа. Обрывы одной и той же линии связи нумеруются одинаковыми цифрами.

При концентрации оксида углерода, превышающих уровень срабатывания сигнализации «Порог 1», срабатывает звуковая сигнализация указанного порога и одновременно осуществляется коммутация внешних цепей одной группой нормально разомкнутых «сухих» контактов реле для автоматического включения (отключения) исполнительных устройств.

При концентрации оксида углерода, превышающих уровень срабатывания сигнализации «Порог 2», срабатывает звуковая сигнализация указанного порога и одновременно осуществляется коммутация внешних цепей двумя группами нормально разомкнутых «сухих» контактов реле для автоматического включения (отключения) исполнительных устройств.

### 7.3 Спецификация оборудования автоматики

Согласно разработанной функциональной схеме составлена спецификация с указанием перечня оборудования и приборов сигнализатора оксида углерода СОУ-1, которая приведена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Спецификация приборов и средств автоматизации

По-зи-ция	Наименование, техническая характеристика приборов и средств автоматизации	Тип и марка прибора	Кол-во
1а, 1б	Сигнализатор оксида углерода: электрохимический датчик, электрохимическая ячейка	СОУ -1	1
1в	Прибор регулирующий программируемый микропроцессорный вход сигналы: аналоговый 0-5, 0-20, 4-20мА	Протар 100	1
1и	Задатчик	РЗД	1
1г	Блок ручного управления	БРУ – 2К	1
1д	Пускатель бесконтактный реверсивный	ПБР – 2М	1
1е	Исполнительный механизм	МЭО – 84	1
1ж	Блок указателей положения	ДУП – М1	1

#### 7.4 Построение схемы автоматики

Общая функциональная схема автоматики котельной предназначена для отображения в виде основных технических решений по оснащению объектов управления приборами и средствами автоматизации. В процессе разработки данной схемы формируется структура созданной системы и функциональные связи между объектом управления и аппаратом, который обеспечивает автоматизацию этого процесса. Функциональная схема представляет собой чертеж, на котором в упрощённом виде изображается технологическая схема автоматизированных установок и средства автоматизации.

При построении схемы автоматики будем руководствоваться развернутым методом. В данном методе каждый прибор или блок, входящий в единый измерительный, регулирующий или управляющий комплект средств автоматизации, на схеме указывается отдельным условным обозначением.

Котельная включает в себя два котла Е-2,5-0,9 ГМН с горелками газовыми ГГБ-2 и один котел Е-1-0,9 с неизменным комплектом газогорелочного оборудо-

вания, насосов, систему очистки ХВО. Приборы контроля и регулирования, поставляемые комплектно с котлами и горелками, обеспечивают автоматический розжиг котлов и контроль процессов горения. При погасании факела, отключении дымохода или понижения давления газа перед горелкой произойдет немедленное отключение подачи газа на котёл. Так, например, при погасании факела разорвётся электрическая цепь между контрольным электродом КЭ и корпусом горелки. Датчик пламени ДПУ при этом разорвёт электрическую цепь промежуточного реле. При этом замкнутся два контакта в цепи световой и звуковой сигнализации, и разорвётся электрическая цепь питания электромагнитного клапана. Подача газа на котёл прекратится.

Принятая система автоматики котельной обеспечивает:

- автоматический и ручной режим работы котельной;
- каскадное управление котлами Е-2,5-0,9 с поддержанием давления пара на выходе из котла;
- автоматическое поддержание давление пара на выходе из котлов за счет плавного регулирования пламени горелок;
- отключение газовых горелок на котлах в случае достижения заданного давления;
- регулирование расхода теплоносителя с поддержанием заданного перепада давления за счет применения преобразователей частоты;
- защиту насосов от работы в сухую и от перегрева;
- звуковую и световую сигнализацию при аварии;
- автоматическую подпитку котельной с контролем наличия воды в баке;
- прекращение подачи газа при срабатывании сигнализаторов загазованности, расположенных в помещении котельной, или при появлении сигнала о пожаре с прибора охранно-пожарной сигнализации;
- вывод информации о состоянии системы автоматики на графическую текстовую панель.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Анализ риска аварий на опасных производственных объектах является частью управления промышленной безопасностью.

Анализ риска заключается в систематическом использовании всей доступной информации для идентификации опасностей и оценки риска возможных нежелательных событий.

Объектом анализа являются котельная, площадка узла улавливания конденсата и сети газоснабжения.

Основные поражающие факторы аварии - открытое пламя, тепловое излучение и ударная волна. Кроме этого возможно поражение людей осколками оборудования, обломками сооружений и конструкций при их обрушении под действием ударной волны.

Необходимость проведения анализа диктуется пожаровзрывоопасностью указанного объекта.

Целью и задачами анализа риска проектируемого объекта является:

- выявление опасностей и априорная количественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, имущество и окружающую природную среду;
- обеспечение информацией для разработки инструкций, технологического регламента и планов ликвидации (локализации) аварийных ситуаций.

Таким образом, основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленного объекта лицам, принимающим решения в отношении безопасности объекта.

### 8.1 Описание анализируемого производственного объекта

В объем проектирования входят следующие объекты:

- трасса газопровода до узла улавливания конденсата;
- узел улавливания конденсата;
- ГРП;
- сети тепло-газоснабжения;
- внутреннее газоснабжение котельной.

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

– В соответствии с техническими условиями, основным топливом для котельной служит попутный нефтяной газ из газопровода ДНС-1-ГТЭС.

## 8.2 Описание опасных факторов

Проектируемый объект является взрывопожароопасным производством.

Опасность проектируемого объекта определяется способностью газа образовывать взрывоопасные смеси с воздухом.

На проектируемых объектах может возникнуть опасность, связанная с разгерметизацией системы с выбросом углеводородов, пожаром, взрывом или иными явлениями, опасными для эксплуатации объекта и ее персонала.

В результате возникновения аварий возможно образование «огненного шара» (например, при полном разрушении аппарата, объятых пламенем), воспламенение с последующим горением или взрывом парогазового облака топливо-воздушной смеси углеводородов.

Основные поражающие факторы аварии - открытое пламя, тепловое излучение и ударная волна. Кроме этого возможно поражение людей осколками оборудования, обломками сооружений и конструкций при их обрушении под действием ударной волны.

Наиболее вероятными причинами возникновения и развития аварийных ситуаций могут быть следующие:

- коррозионное разрушение оборудования и трубопроводов;
- нарушение регламентированных параметров технологического процесса;
- нарушение техники безопасности при выполнении ремонтных работ;
- негерметичность фланцевых соединений и затвора запорной арматуры;
- механическое разрушение оборудования и трубопроводов.

По результатам проведенного анализа в работе рассматриваются проектируемые участки газопровода на входе в ГС-1, перед ГРП и в котельной.

Вероятность нарушения регламентированных параметров технологического процесса, которые могут привести к чрезвычайным аварийным ситуациям на площадке котельной, маловероятна при выполнении проектных решений по автоматизации технологических процессов (регулирование параметров, предупредительная и аварийная сигнализация.).

Вероятность коррозионного разрушения трубопроводов, выполненных в соответствии с проектом, также мала. Наибольшую опасность представляют механические разрушения трубопроводов, являющиеся результатом наезда техники или производства земляных работ с нарушениями требований безопасности.

Для взрыва паро-воздушной смеси внутри оборудования должны быть соблюдены три условия: наличие парогазовой смеси горючих веществ, окислителя и источника зажигания. Такая ситуация возможна только при нарушении регламента ремонтных работ.

Серьезная аварийная ситуация, которая может возникнуть, на площадке котельной связана с выбросом газообразных углеводородов, который происходит в результате разрушения газопроводов, при этом образуется облако ТВС. Взрыв облака ТВС приводит к различной степени разрушения трубопроводов, сепаратора, ГРП, оборудования в котельной и самого здания котельной.

При анализе риска имеется ряд неопределенностей (исходных параметров и предложений), которые влияют на результаты анализа риска. Основные источники неопределенностей это:

- «человеческий фактор» (информация по человеческим ошибкам);
- информация по надежности оборудования;
- допущения применяемых моделей аварийного процесса.

Неправильные действия обслуживающего персонала, несоблюдение ими правил и инструкций по эксплуатации, нарушение режима эксплуатации установки, недостаточная профессиональная подготовка могут привести к изменению параметров установки (давления, температуры, уровня) до критического значения, что ведет к созданию аварийной ситуации.

Недостаточная противоаварийная подготовка обслуживающего персонала может привести к увеличению «коллективного риска».

### 8.3 Оценка степени риска

В данной работе в качестве поражающих факторов аварий рассматриваются действие ударной волны при взрыве облака ТВС, тепловое излучение и действие избыточного давления в помещении котельной.

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2017.833.07 ПЗ					



Время, необходимое для автоматического срабатывания запорно-отключающих устройств принято равным 120 сек, для ручного 300 сек.

Масса веществ, способных участвовать в аварии, определялась исходя из объема оборудования и трубопроводов, питающих данный участок.

#### 8.4 Мероприятия по уменьшению риска

При анализе риска имеется ряд неопределенностей (исходных параметров и предложений), которые влияют на результаты анализа риска.

Для обеспечения безопасной работы производства предусмотрены следующие мероприятия:

1. Аппараты, трубопроводы, арматура выполнены герметичными.
  2. Система автоматизации обеспечивает контроль и сигнализацию основных параметров, а также автоматическое отключение при аварийных режимах.
  3. Для продувки оборудования перед пуском и остановкой котельной предусмотрена свеча, оборудованная огнепреградителем.
  4. На трубопроводах для продувки предусмотрены продувочные свечи.
  5. Система автоматизации обеспечивает контроль и сигнализацию основных параметров, а также автоматическое отключение котельной при аварийных режимах работы.
  6. Установки оснащены датчиками ДВК, обеспечивающими подачу предупреждающего сигнала при концентрации газов 20% от нижнего концентрационного предела.
  7. Оборудование снабжено площадками и лестницами для свободного и безопасного доступа обслуживающего персонала и ремонтных рабочих к арматуре и приборам КИП.
  8. Трубопроводы сырого газа, углеводородного конденсата и дренажные трубопроводы обогреваются и теплоизолируются.
- Анализируя данные расчетов количественных характеристик вредного воздействия источников опасности всех рассматриваемых объектов, можно отметить, что возможные аварии не считаются крупными, поскольку ожидаемые безвозвратные людские потери составляют менее 10 человек.

Исходя из того, что абсолютную безопасность достичь невозможно, необходимо, чтобы обслуживающий персонал владел вопросами безопасности, спецификой решений проблем в аварийных ситуациях, методами локализации аварий, навыками оказания медицинской помощи пострадавшим.

					<i>13.03.01.2017.833.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

## 9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Экономическая часть проекта включает в себя оценку выбранного варианта технического решения на основе показателей экономической эффективности. Управленческая часть проекта выполняется для создания структуры реализации проекта.

### 9.1 Технико-экономический расчет

Исходными данными для работы служат результаты, полученные при расчете тепловых нагрузок. Суммарная тепловая мощность при максимальном режиме:  $\Sigma Q = 2,77$  МВт. Суммарная тепловая мощность складывается из тепловых нагрузок на ГВС и теплоты, необходимой для технологических нужд предприятия, при максимальном режиме.

#### 9.1.1 Расчет капитальных затрат на реконструкцию котельной АО «Первый хлебокомбинат»

Производитель котла ООО «Котломаш» предлагает поставку котла в полной комплектации.

Объем поставки включает в себя:

- Котел паровой;
- Горелка с плавным регулированием ГГБ-2;
- Питательный насос с электроприводом;
- Дутьевой вентилятор с электроприводом;
- Трубопровод и арматура в пределах котла;
- Система автоматического управления;
- Приборы КИПиА;
- Лестница с площадкой;

Завод-изготовитель ООО «Котломаш» предлагает доставку и монтаж котельного оборудования.

Стоимость оборудования и монтажных работ определяется по прейскуранту завода-изготовителя и сведена в таблицу 9.1 [48, 49].

					<i>13.03.01.2017.833.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						<i>60</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 9.1 – Стоимость оборудования и монтажных работ

Наименование оборудования	Количество	Стоимость единицы, тыс. руб.		Общая стоимость, тыс. руб.	
		Оборудования	Монтажных работ	Оборудования	Монтажных работ
1	2	3	4	5	6
Паровой котел	2	1300	216	2600	432
Комплектация к котлу	2	650	108	1300	216
Итого		1950	324	3900	648

Определим остальные составляющие капитальных затрат:

– транспортные расходы на доставку и складирование оборудования (9.1):

$$K_{\partial} = 0,05 \cdot K_1 \quad (9.1)$$

где  $K_1$  – итоговая стоимость оборудования, тыс. руб.;

0,05 – расходы на грузовые перевозки 5 % (по данным ООО «Деловые линии»).

$$K_{\partial} = 0,05 \cdot 3900 = 195 \text{ тыс. руб.}$$

– расходы на проектирование составят 400 тыс. руб. (по данным ООО «Котломаш»).

– расходы на демонтаж составляют 50 тыс.руб. (по данным ООО «Котломаш»)

Общие капитальные вложения в реконструкцию котельной (9.2):

$$K = K_1 + K_m + K_{\partial} + K_{np} \quad (9.2)$$

где  $K_m$  – итоговая стоимость монтажных работ, тыс. руб.;

$K_{np}$  – стоимость проектных работ, тыс. руб.

$K_{др}$  – стоимость демонтажных работ, тыс.руб.

$$K = 3900 + 648 + 195 + 400 + 50 = 5193 \text{ тыс. руб.}$$

### 9.1.2 Расчет текущих затрат обслуживания котельной АО «Первые Хлебокомбинат»

Для определения некоторых статей текущих расходов необходимо знать стоимость оборудования котельной. Стоимость оборудования определяется по балансовой стоимости исходя из данных бухгалтерии АО «Первые Хлебокомбинат» и составляет  $K_2 = 12675,00$  тыс. руб.

Годовые затраты на природный газ (9.3):

$$I_T = C_T \cdot V_{год} \quad (9.3)$$

где  $C_T$  – тариф на природный газ, руб./м<sup>3</sup> ( $C_T = 4,6$  руб./м<sup>3</sup> – по данным ООО «Новатек Челябинск»); [50]

$V_{год}$  – годовой расход газа, млн.м<sup>3</sup>/год.

$$I_T = 13,622 \text{ тыс. руб./год}$$

Годовой фонд основной и дополнительной зарплаты всех категорий персонала составит  $C_3 = 1635,4$  тыс. руб./год (по данным бухгалтерии АО «Первые Хлебокомбинат»).

Отчисления на социальные нужды (9.4):

$$I_{соц} = H_C \cdot C_3 \quad (9.4)$$

где  $H_C$  – процент отчислений на социальные нужды, % (34%).

$C_3$  – годовой фонд основной и дополнительной зарплаты всех категорий персонала, тыс. руб./год.

$$I_{соц} = 0,34 \cdot 1635,4 = 452,2 \text{ тыс.руб./год}$$

Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт (9.5):

$$I_9 = 0,01 \cdot C + 0,1 \cdot K_2 \quad (9.5)$$

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

где 0,01 – 1% на содержание и эксплуатацию энергооборудования;  
0,1 – 10% на амортизацию энергооборудования.

$K_2$  – общая балансовая стоимость оборудования всей котельной, тыс.руб

$$I_9 = 0,01 \cdot 12675,0 + 0,1 \cdot 12675,0 = 1741,4 \text{ тыс.руб./год}$$

Цеховые расходы, включая зарплату персонала управления цеха, содержание и текущий ремонт цеховых зданий и сооружений (9.6):

$$I_p = 0,0025 \cdot K_{об} \quad (9.6)$$

где 0,0025 – 0,25% на цеховые расходы;

$K_{об}$  – общая балансовая стоимость оборудования всей котельной, тыс. руб.

$$I_p = 0,0025 \cdot 12675,0 = 696,7 \text{ тыс.руб./год}$$

Прочие производственные расходы (9.7):

$$I_{пр} = 0,1 \cdot \Sigma I_3 \quad (9.7)$$

где 0,1 – 10% на прочие производственные расходы;

$\Sigma I_3$  – сумма зарплат всех категорий персонала, тыс.руб./год.

$$I_{пр} = 0,1 \cdot 1635,4 = 163,5 \text{ тыс.руб./год}$$

Сумма всех затрат (9.8):

$$I_{\Sigma} = \Sigma I_i = I_m + I_3 + I_{соц} + I_9 + I_p + I_{пр} \quad (9.8)$$

где  $\Sigma I_i$  – сумма всех затрат, тыс. руб./год;

$$I_{\Sigma} = 13622 + 1741,4 + 452,2 + 163,5 + 696,7 = 16675,8 \text{ тыс. руб/год}$$

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Себестоимость 1 МВт тепловой энергии (9.9):

$$C_{mэ} = \frac{\sum I_i}{Q} \quad (9.9)$$

где Q – годовое производство тепла, МВт/год (Q = 2412МВт/год );

$$C_{mэ} = 16675,8/2412 = 6913 \text{ тыс.руб / МВт}$$

Сводная таблица результатов расчетов калькуляции текущих затрат на энергетическое обслуживание котельной АО «Первый Хлебокомбинат» с учётом реконструкции представлена в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Сводная таблица результатов расчетов калькуляции текущих затрат на энергетическое обслуживание котельной с учетом реконструкции

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
1. Годовые затраты на природный газ	тыс.руб./год	13622
2. Основная и дополнительная зарплата всех категорий персонала	тыс.руб./год	1635,4
3. Отчисления на социальные нужды	тыс.руб./год	425,2
4. Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт, амортизацию оборудования	тыс.руб./год	1741,4
5. Цеховые расходы, включая зарплату персонала управления цеха, содержание и текущий ремонт цеховых зданий и сооружений	тыс.руб./год	696,7
6. Прочие производственные расходы	тыс.руб./год	163,5
7. Итого затрат	тыс.руб./год	16675,8
8. Годовое производство тепла	МВт/год	2412
9. Себестоимость 1 МВт тепловой энергии	руб./МВт	6913

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.01.2017.833.07 ПЗ

Лист

64

Проведем расчет текущих затрат на энергетическое обслуживание котельной до реконструкции.

Годовые затраты на газ (9.10):

$$I_T = C_T \cdot B_{год} \quad (9.10)$$

где  $C_T$  – тариф на природный газ, руб./м<sup>3</sup> ( $C_T = 4,6$  руб./м<sup>3</sup> – по данным ООО «Новатек Челябинск»); [50]

$B_{год}$  – годовой расход газа, млн.м<sup>3</sup>/год.

$$B_{год} = 3284 \text{ тыс.м}^3/\text{год}$$

$$I_T = 4,6 * 3284 = 15109 \text{ тыс. руб./год}$$

Сумма всех затрат:

$$I_{\Sigma} = 15109 + 1741,4 + 452,2 + 163,5 + 696,7 = 18162 \text{ тыс. руб./год}$$

Себестоимость 1 МВт тепловой энергии:

$$C_{мэ} = 18162/2412 = 7529 \text{ руб./МВт}$$

Сводная таблица результатов расчетов калькуляции текущих затрат на энергетическое обслуживание котельной АО «Первый Хлебокомбинат» до реконструкции представлена в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание котельной до реконструкции

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
1. Годовые затраты на газ	тыс.руб./год	15109
2. Основная и дополнительная зарплата всех категорий персонала	тыс.руб./год	1635,4
3. Отчисления на социальные нужды	тыс.руб./год	425,2



Продолжение таблицы 9.3

1	2	3
4. Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт, амортизацию оборудования	тыс.руб./год	1741,4
5. Цеховые расходы, включая зарплату персонала управления цеха, содержание и текущий ремонт цеховых зданий и сооружений	тыс.руб./год	696,7
6. Прочие производственные расходы	тыс.руб./год	163,5
7. Итого затрат	тыс.руб./год	18162
8. Годовое производство тепла	МВт/год	2412
9. Себестоимость 1 МВт тепловой энергии	руб./МВт	7529

### 9.1.3 Расчет экономической эффективности проекта

Экономия текущих затрат составит (9.11):

$$\Delta C = C_2 - C_1, \quad (9.11)$$

где  $C_1$  – общая сумма затрат на обслуживание котельной после проведения реконструкции;

$C_2$  – общая сумма затрат на обслуживание котельной до реконструкции.

$$\Delta C = 18162 - 16675,8 = 1486,2 \text{ тыс. руб./год}$$

Экономическая эффективность принятых технических решений может быть определена таким показателем, как срок окупаемости. Для определения срока окупаемости проекта реконструкции используют формулу (9.4):

$$T = K / \Delta C \quad (9.4)$$

где  $K$  – капитальные затраты ( $K = 5193$  тыс. руб. – по формуле 9.2);

$\Delta C$  – экономия текущих затрат, тыс. руб./год.

$$T = 5193 / 1486,2 = 3,49 \text{ года}$$

Вывод: по результатам расчета получили срок окупаемости проекта менее 5 лет, соответственно данный проект реконструкции экономически эффективен. Основная экономия текущих затрат достигается за счет снижения затрат на топливо (природный газ).

## 9.2 SWOT-анализ для реализации проекта реконструкции

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

1. Сильные стороны (Strengths) – преимущества предприятия (проекта);
2. Слабые стороны (Weaknesses) – недостатки предприятия (проекта);
3. Возможности (Opportunities) – факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества предприятия на рынке;
4. Угрозы (Threats) – факторы, которые могут потенциально ухудшить положение предприятия на рынке.

Так как дипломный проект посвящен реконструкции котельной с заменой котлов, то производится для двух вариантов. «Котельная со старыми котлами Е-1-0,9» представлена в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – SWOT-анализ без проведения реконструкции по замене котлов.

Strengths:	Weaknesses:
1) Опыт работы с существующим оборудованием; 2) Отсутствие затрат на разработку проекта и переобучение персонала; 3) Отсутствие затрат на покупку нового оборудования;	1) Затраты на текущий ремонт оборудования; 2) Менее надежная автоматизация оборудования; 3) Возможность отказа старого оборудования;
Opportunities:	Threats:
1) Устойчивый спрос на готовую продукцию;	1) Увеличение цен на природный газ;

А для варианта «Установки котлов Е 2,5-0,9» – в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – SWOT-анализ с проведением реконструкции

Strengths:	Weaknesses:
1) Эффективное использование природного газа; 3) Повышение уровня автоматизации производства; 4) Увеличение межремонтного периода; 5) Бесперебойная работа оборудования;	1) Поиск новых поставщиков оборудования; 2) Затраты на переоборудование печи и цеха КИПиА; 3) Затраты на разработку проекта;
Opportunities:	Threats:
1) Устойчивый спрос на готовую продукцию; 2) Существование новых технологий в сфере АСУ ТП;	1) Задержки с поставкой нового оборудования и материалов;

Таким образом замена старых, морально и технически устаревших котлов с низким КПД является наилучшим вариантом для повышения энергоэффективности предприятия.

### 9.3 Планирование целей предприятия и проекта

Дерево целей представляет структурную модель, показывающую подчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. При построении дерева целей используются такие их свойства, как соподчиненность, развертываемость и относительная важность.

На рисунке 9.1 изображено дерево целей проекта реконструкции Технологической котельной АО «Первый Хлебокомбинат».

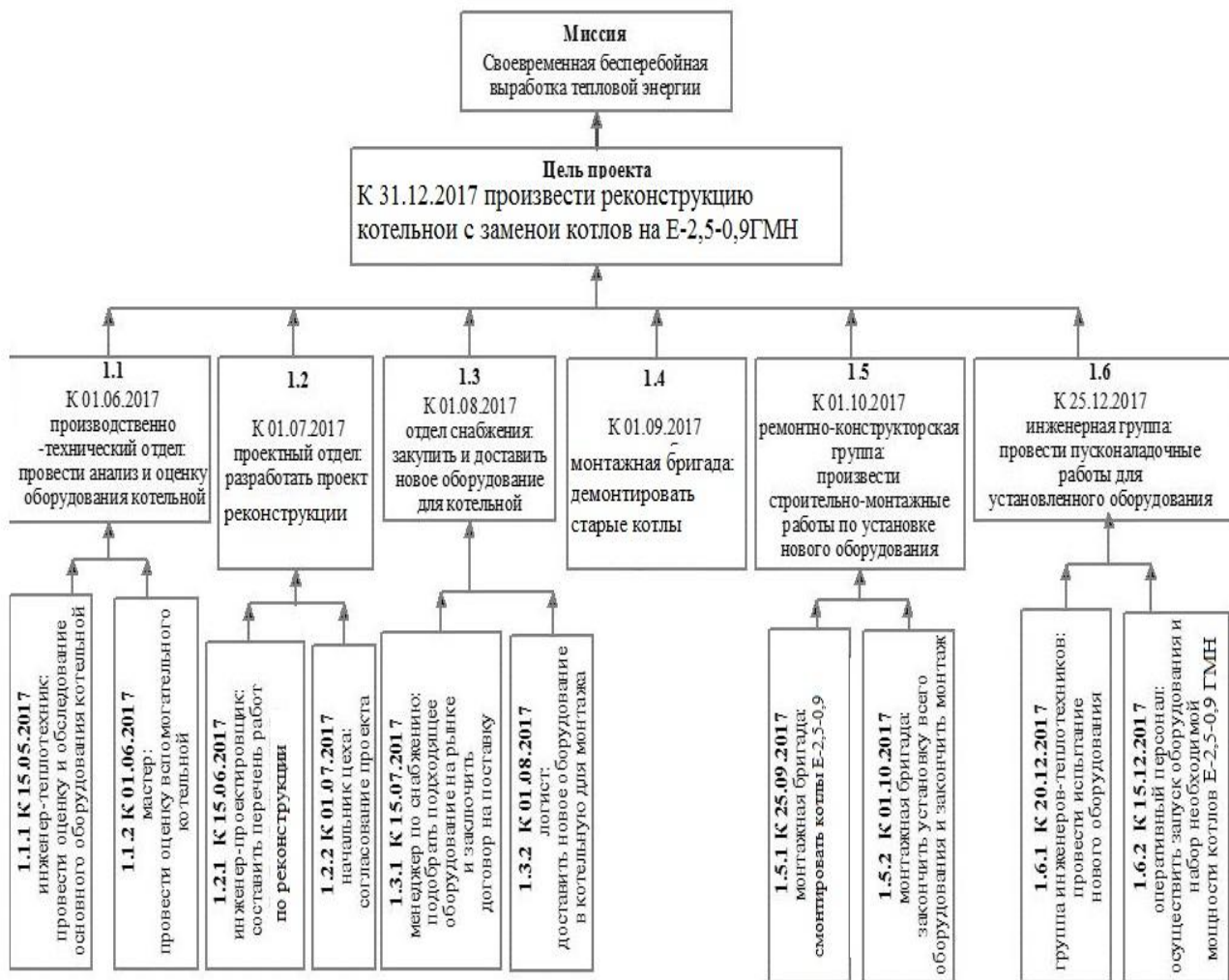


Рисунок 9.1 – Дерево целей проекта реконструкции котельной

#### 9.4 Планирование мероприятий по реализации проекта (график Ганта)

Небольшой комплекс работ может быть показан в виде ленточного графика по этапам проектных работ. График отражает примерное распределение процессов во времени и их логическую последовательность, должен быть скорректирован и дополнен при детальной проработке проекта изменений.

График Ганта позволяет:

- визуально оценить последовательность задач, их относительную длительность и протяженность проекта в целом;
- сравнить планируемый и реальный ход выполнения задач;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

– детально проанализировать реальный ход выполнения задач; на графике отображаются интервалы времени, в течение которых задача: выполнялась, была приостановлена, возвращалась на доработку и т.д.

График Ганта по реконструкции технологической котельной АО «Первый Хлебокомбинат» представлен в приложении А (таблица А 1).

### 9.5 Оценка движущих и сдерживающих сил и ресурсов

На схеме поля сил изменений системы представляется соотношений влияний движущих сил реализации целей и сдерживающих сил. Данное поле характеризует организационную надежность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития.

Для реализации проекта необходимо оценить влияние различных факторов на достижение цели проекта.

Поле сил показано на рисунке 9.2.

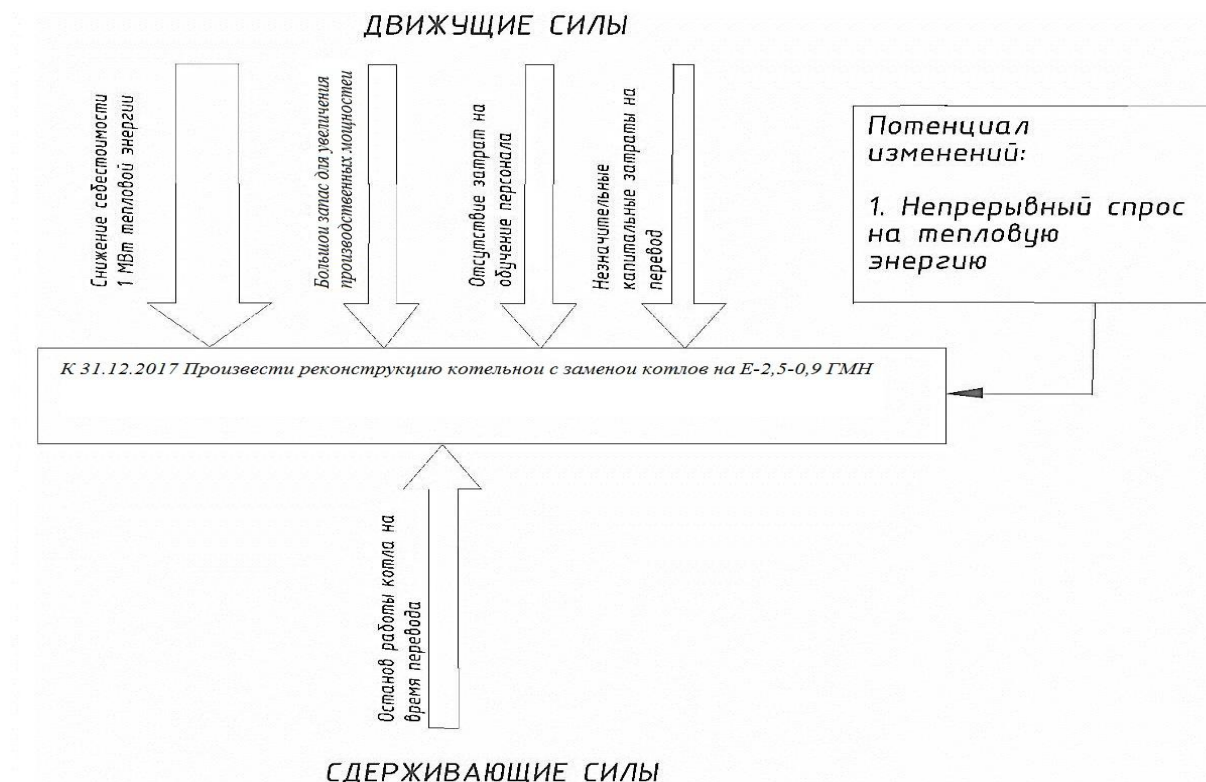


Рисунок 9.2 – Поле сил изменений системы «Проведение реконструкции с заменой КОТЛОВ»

К основной движущей силе проекта можно отнести снижение себестоимости 1МВт тепловой энергии, за счет значительного экономия топлива, после реконструкции.

Так же большой движущей силой является потенциал для увеличения производственных мощностей.

Отсутствие затрат на подготовку и обучения персонала помогает в кратчайшие сроки приступить к работе на новом оборудовании, что является большим плюсом в реализации проекта по реконструкции.

К сдерживающим силам можно отнести остановку работы котельной на время реконструкции.

Согласно предложенной схеме поля сил движущие силы в совокупности с потенциалом изменений преобладают над сдерживающими. Это значит, что проект может быть реализован, а после проведения реконструкции снизится себестоимость готовой продукции (хлебобулочных изделий) за счет уменьшения текущих затрат на топливо.

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании анализа проделанной работы можно сделать следующие выводы:

1. Реконструкция технологической котельной АО «Первый Хлебокомбинат» путем замены старых котлов Е-1-0,9 с низким КПД на новые энергоэффективные Е-2,5-0,9 повысит её надёжность, качество и экономичность её функционирования.
2. Значительно снизятся выбросы вредных веществ в атмосферу, снизятся затраты на оплату выбросов и, как следствие, улучшится экологическая обстановка в посёлке.
3. При реконструкции котельной мною рассматривалось и сравнивалось оборудование российских и зарубежных фирм.
4. При хороших технических характеристиках импортные горелочные устройства плохо совмещались с существующей автоматикой управления котлами. Стоимость их более чем на порядок больше, чем горелки Российского производителя.
5. Выбрано блочное горелочное устройство ГГБ-2 которое полностью совместимо с котлами Е-2,5-0,9 ГМН и автоматикой управления АМКО с блоками БУРС-2П.
6. В проекте произведён расчёт нагрузок потребителей, гидравлический расчёт тепловых сетей с определением диаметров дроссельных шайб, установка которых приведёт к уменьшению количества прокачиваемой сетевой воды и, как следствие, к уменьшению оплаты за электроэнергию.
7. Срок окупаемости проекта подсчитан в экономической части и составляет приблизительно 3,4 года.

В заключении хочется отметить, что проект показал, что реконструкция котельной с заменой котлов хороший способ увеличения энергоэффективности, он экономичен и экологически эффективен.

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации;

2 Федеральный закон РФ от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса;

3 Приказ Ростехнадзора от 25.03.2014 №116. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением;

4 Приказ Минтруда РФ от 17.08.2015 №551н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок;

5 Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. №328н. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок;

6 ГОСТ 12.1.019-79. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: Государственный стандарт СССР, 1996. – 13 с.;

7 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. М.: Государственный стандарт СССР, 1991. – 8 с.;

8 ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. М.: Государственный стандарт СССР, 1981. – 21 с.;

9 ГОСТ 12.1.038-82\* ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов». М.: Издательство стандартов, 2001. – 32 с.

10 ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. М.: Издательство стандартов, 2015. – 44 с.;

11 ГОСТ 31532-2012. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения. М.: Госстандарт России, 2012. – 64 с.;

12 ГОСТ 31607-2012. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. М.: Стандартинформ, 2013. – 28 с.;

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73



- 13 СН 423-71. Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в строительстве. М.: Минрегион России, 2013. – 37 с.;
- 14 СНиП II-4-79. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования. М.: Минрегион России, 2012. – 75 с.;
- 15 СП 124.13330.2012. Тепловые сети. Актуализированная редакция. М.: Минрегион России, 2012. – 31 с.;
- 16 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. М.: Минрегион России, 2012. – 113 с.;
- 17 СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. М.: Минрегион России, 2012. – 43 с.;
- 18 СП 89.13330.2012. Котельные установки. Актуализированная редакция. М.: Минрегион России, 2012. – 38 с.;
- 19 Стандарт НП АВОК 1.05.2012. Условные графические обозначения в проектах отопления, вентиляция, кондиционирование воздуха и теплоснабжения. М.: Москва, АВОК-пресс, 2012. – 24 с.;
- 20 СТО 024947335.4-02-2006. Стандарт организации. Расчет тепловых схем котельных. М.: СантехНИИпроект, 2006. – 84 с.;
- 21 СТО ЮУрГУ 04-2008. Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению. Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2008. – 57 с.;
- 22 МДК 4-03.2001. Методика определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения. М.: Госстрой России, 2004. – 51 с.;
- 23 МДК 4-05.2004. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения. М.: Госстрой России, 2004. – 48 с.;
- 24 Алабугин, А.А. Производственный менеджмент в энергетике предприятия: учебное пособие / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. Челябинск, Издательство ЮУрГУ, 1998. – 69 с.;
- 25 Александров, А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: справочник / А.А. Александров, Б.А. Григорьев. М.: Издательство МЭИ, 2004. – 98 с.;

					13.03.01.2017.833.07 ПЗ	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 26 Артунян, А.А. Основы энергосбережения / А.А. Артунян. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2007. – 600 с.;
- 27 Бузников, Е.Ф. Производственные и отопительные котельные / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.И. Берзиньш. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 248 с.
- 28 Бухмиров, В.В. Методические рекомендации по оценке эффективности энергосберегающих мероприятий / В.В. Бухмиров, Н.Н. Нурахов, П.Г. Косарев. – М.: Институт качества высшего образования НИТУ «МИСиС», 2014. – 96 с.;
- 29 Грибанов, А.И. Расчёт дымовой трубы / А.И. Грибанов. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2008. – 22 с.;
- 30 Делягин, Г.Н. Теплогенерирующие установки: учебник для вузов / Г.Н. Делягин, В.И. Лебедев, Б.А. Пермяков, П.А. Хаванов. – М.: Бастет, 2010. – 624 с.;
- 31 Зайцев, Н.Л. Экономика, организация и управление предприятием: учебное пособие / Н.Л. Зайцев. – М.: Инфра-М, 2008. – 455 с.;
- 32 Камфер, Г.М. Теплотехника: учебник для вузов / Г.М. Камфер, М.Г. Шатов, К.А. Морозов. – М.: Высшая школа, 2009. – 671 с.;
- 33 Кириллов, В.В. Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В.В. Кириллов. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2004. – 67 с.;
- 34 Клименко, А.В. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: справочник / А.В. Клименко, В.М. Зорина. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 327 с.;
- 35 Колесников, А.И. Энергосбережение в промышленных и коммунальных предприятиях / А.И. Колесников, Ю.М. Варфоломеев, М.Н. Федоров. – М.: Инфра-М, 2010. – 160 с.;
- 36 Кудинов, А.А. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях / А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина. – М.: Машиностроение, 2011. – 374 с.
- 37 Лумми, А.П. Расчет водогрейного котла / А.П. Лумми, В.А. Мунц. – Екатеринбург: Издательство ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2009. – 41 с.;
- 38 Манюк, В.И. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: справочник / В.И. Манюк, Каплинский Я.И., Хиж Э.Б. – М.: Либроком, 2009 г. – 432 с.;
- 39 Палей, Е.Л. Нормативные требования и практические рекомендации при проектировании котельных / Е.Л. Палей. – СПб.: Питер, 2014. – 144 с.;
- 40 Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов вузов / Г.П. Плетнев. – М.: Издательский

дом МЭИ, 2007. – 352 с.;

41 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков. – М.: Издательство МЭИ, 2007. – 336 с.;

42 Сидельковский, Л.Н. Котельные установки промышленных предприятий: учебник для вузов / Л.Н. Сидельковский, Ю.Б. Юренв. – Издательство Бастет, 2009. – 528 с.;

43 Соколов, Б.А. Паровые и водогрейные котлы малой мощности / Б.А. Соколов. – М.: Academia, 2008, – 64 с.;

44 Соколов, Б.А. Устройство и эксплуатация оборудования котельных, работающих на твердом топливе: учебное пособие / Б.А. Соколов. – М.: Academia, 2010. – 288 с.;

45 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е.Я. Соколов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 472 с.;

46 Трухний, А.Д. Основы современной энергетики / А.Д. Трухний. – М.: Издательство МЭИ, 2008. – 472 с.;

47 Фокин, В.М. Энергосбережение в производственных и отопительных котельных / В.М. Фокин. – М.: Машиностроение-1, 2004. – 288 с.;

48 Официальный сайт Oilon – <http://www.oilon.com/main/ru/>;

49 Официальный сайт ООО «Котломаш» – <http://cotlomash.ru/>;

50 Официальный сайт ПАО «НОВАТЕК» – <http://www.novatek74.ru/>.

					<i>13.03.01.2017.833.07 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76