

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет  
(национальный исследовательский университет)»  
Политехнический институт  
Энергетический факультет  
Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»  
Направление подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

ВЫПУСКНАЯ  
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ  
РАБОТА ПРОВЕРЕНА  
Рецензент,  
Заместитель начальника ПТО  
АО «Теплоэнергооборудование»  
\_\_\_\_\_ И.С. Гареев  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой  
«Промышленная теплоэнергетика»,  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ К.В. Осинцев  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

**Повышение эффективности ТЭЦ АО «ЕВРАЗ НТМК» путем реконструкции котельного агрегата ПК-14-2 с заменой горелочных устройств**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ПО ПРОГРАММЕ МАГИСТРАТУРЫ  
«ОПТИМИЗАЦИЯ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ»  
ЮУрГУ–13.04.01.2019.151.09.ПЗ ВКР

Руководитель магистерской  
программы д.т.н., профессор  
\_\_\_\_\_ Е.В. Торопов  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Руководитель работы  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ А.И. Грибанов  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Автор работы,  
магистрант группы П-289  
\_\_\_\_\_ И.Е. Рейман  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Челябинск 2019

## АННОТАЦИЯ

Рейман И.Е. Повышение эффективности ТЭЦ АО «ЕВРАЗ НТМК» путем реконструкции котельного агрегата ПК-14-2 с заменой горелочных устройств. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2019, 118 с., 6 ил., библиогр. список – 50 наим., 2 прил., 5 листов чертежей ф. А1, 2 дем. листа ф. А1.

В выпускной квалификационной работе (ВКР) магистранта предложен вариант реконструкции котельного агрегата ПК-14-2 АО «ЕВРАЗ НТМК» с заменой горелочных устройств.

Целью ВКР является повышение степени утилизации побочных продуктов металлургического производства (доменного и коксового газа) путем использования в качестве топлива для сжигания в топке парового котла ПК-14-2.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, 10-ти глав, заключения и библиографического списка.

Первая глава выпускной квалификационной работы посвящена обоснованию и актуальности проведения реконструкции котельного агрегата ПК-14-2. Дана краткая характеристика котла и установленных горелочных устройств.

Во второй главе описаны нормативно-правовые акты Российской Федерации, учебно-методическая литература, а также интернет ресурсы, необходимые для выполнения выпускной квалификационной работы.

Проведено сравнение отечественных и зарубежных передовых технологий и решений в области эксплуатации горелочных устройств.

Четвертая глава ВКР посвящена тепловому расчету котельного агрегата ПК-14-2, расчету горелочных устройств типа МПВСр. В главе, посвященной научно-исследовательским решениям, рассмотрен вариант сжигания смеси доменного и коксового газа с увеличенным расходом доменного газа, сделаны соответствующие выводы об изменении характеристик и режима работы котла.

В шестой главе описаны основные энергосберегающие мероприятия при эксплуатации котла, рассмотрены пути решения по увеличению его энергоэффективности.

Произведен расчет выбросов окислов азота и окиси углерода после проведения реконструкции котла ПК-14-2. В главе семь рассмотрены контрольно-измерительные приборы и схема автоматизации котельного агрегата.

В главе «Безопасность жизнедеятельности» рассмотрены вредные факторы, влияющие на технический персонал котельного цеха, а также способы их снижения.

В десятой главе произведено экономическое обоснование проекта реконструкции.

					<i>13.04.01.2019.151.09 ПЗ</i>					
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	Повышение эффективности ТЭЦ АО «ЕВРАЗ НТМК» путем реконструкции котельного агрегата ПК-14-2 с заменой горелочных устройств					
<i>Выполнил</i>	<i>Рейман И.Е.</i>							<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Грибанов А.И.</i>							<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>
<i>Н.контр.</i>	<i>Грибанов А.И.</i>							3 118		
<i>Зав.каф.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>				ЮУрГУ Кафедра «Промыш-ленности»					

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА ПК-14-2 ТЭЦ АО «ЕВРАЗ НТМК» С ЗАМЕНОЙ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ И ЕЕ АКТУАЛЬНОСТЬ.....	7
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	9
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	11
4 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА ПК-14-2	
4.1 Тепловой расчет котельного агрегата ПК-14-2 ТЭЦ «ЕВРАЗ НТМК» с заменой горелочных устройств.....	13
4.1.1 Краткое описание котельного агрегата ПК-14-2.....	14
4.1.2 Исходные данные и состав топлива.....	15
4.1.3 Расчет энтальпий воздуха и продуктов сгорания.....	23
4.1.4 Расчет расхода топлива и теплового баланса.....	26
4.1.5 Поверочный расчет топочной камеры.....	27
4.1.6 Поверочный расчет фестона котла ПК-14-2.....	30
4.1.7 Расчет II ступени пароперегревателя котла ПК-14-2.....	33
4.1.8 Расчет I ступени пароперегревателя котла ПК-14-2.....	35
4.1.9 Расчет II ступени экономайзера котла ПК-14-2.....	38
4.1.10 Расчет II ступени воздухоподогревателя котла ПК-14-2.....	40
4.1.11 Расчет I ступени экономайзера котла ПК-14-2.....	43
4.1.12 Расчет I ступени воздухоподогревателя котла ПК-14-2.....	45
4.2 Расчет горелочных устройств МПВСр.....	48
5 ИССЛЕДОВАНИЕ СЖИГАНИЯ СМЕСИ ГАЗОВ В КОТЛЕ ПК-14-2	
5.1 Расчет расхода топлива и теплового баланса.....	60
6 ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ И МЕРОПРИЯТИЯ.....	65
7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	
7.1 Расчет выбросов окислов азота и окиси углерода.....	68
7.2 Поверочный расчет дымовой трубы.....	71
8 АВТОМАТИЗАЦИЯ КОТЛА ПК-14-2.....	75
9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
9.1 Выявление опасных и вредных производственных факторов при эксплуатации оборудования.....	80
9.2 Требования охраны труда и организации работ при реконструкции котла ПК-14-2.....	81
9.3 Электробезопасность.....	83
9.4 Пожаровзрывобезопасность.....	84
10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	
10.1 Техничко-экономический расчет.....	87

										Лист
										4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

10.1.1	Смета капитальных затрат проекта реконструкции котла ПК-14-2 .....	87
10.1.2	Смета текущих затрат эксплуатации котла до реконструкции..	88
10.1.3	Смета текущих затрат эксплуатации котла после реконструкции .....	92
10.1.4	Расчет срока окупаемости проекта реконструкции котла .....	93
10.2	SWOT-анализ проекта модернизации котельной .....	94
10.3	Построение матрицы ранжирования проблем реконструкции .....	96
10.4	Построение модели причинно-следственной диаграммы .....	97
10.5	Построение модели пирамиды целеполагания и дерева целей.....	98
10.6	Модель поля сил эффективности реализации проекта .....	101
10.7	Планирование мероприятий по реализации проекта. График Ганта..	103
10.8	Основные показатели энергетической, экологической и экономической эффективности проекта .....	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....		105
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....		106
ПРИЛОЖЕНИЯ		
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Приборы и средства автоматизации.....		106
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. График Ганта.....		118

## ВВЕДЕНИЕ

Постоянный прирост населения и улучшение качества жизни непрерывно связаны с повышением потребления энергетических ресурсов.

В связи с этим, основным направлением государственной энергетической политики в странах является эффективное использование энергетических ресурсов. Оно основано на повышении энергосбережения во всех сферах деятельности человека, анализе технико-экономического состояния промышленного и сельскохозяйственного комплекса, жилищно-коммунального хозяйства, строительной индустрии.

В России это отражено в Указе Президента РФ №889 от 4 июня 2008 года, который предусматривает снижение к 2020 году энергетической емкости внутреннего валового продукта РФ не менее чем на 40% по сравнению с 2007 годом [6].

В перспективе на первый план выдвигается технологическая экономия энергии, в отношении которой успехи России пока недостаточны. В 2000–2008 годах за счет внедрения новых технологий при новом строительстве и модернизации энергоемкость валового внутреннего продукта снижалась в среднем только на 1 процент в год, или примерно так же, как и во многих развитых странах, что не позволило существенно сократить технологический разрыв с этими странами. Эффект от внедрения новых технологий частично перекрывался деградацией и падением эффективности старого изношенного оборудования и зданий [6].

Энергоемкость валового внутреннего продукта России в 2,5 раза выше среднемирового уровня и в 2,5–3,5 раза выше, чем в развитых странах.

В настоящее время при наращивании мощностей в области изготовления металлоконструкций остро стоит вопрос о максимальном использовании побочных продуктов металлургического производства. На АО «ЕВРАЗ НТМК» ведется активная работа по усовершенствованию методов утилизации доменного, коксового, конвертерного газа.

В выпускной квалификационной работе предлагается провести реконструкцию котельного агрегата ПК-14-2 АО «ЕВРАЗ НТМК» с заменой горелочных устройств для совместного сжигания доменного и коксового газа. Это позволит продлить ресурс котельного агрегата, повысить его КПД. Также это должно решить ряд экологических вопросов, так как доменный газ является токсичным, поэтому его утилизация является приоритетным направлением работы предприятия.

В работе выполнены следующие задачи:

- рассмотрены существующие горелочные устройства, установленные на котле;
- произведен тепловой расчет котла ПК-14-2, а также определены изменения параметров его работы при различном соотношении доменного и коксового газа;
- описана схема и принцип автоматизации котельного оборудования;
- выявлены воздействия выбросов на окружающую среду;
- определена экономическая эффективность проекта.

										Лист
										6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.151.09 ПЗ					

# 1 ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА ПК-14-2 ТЭЦ АО «ЕВРАЗ НТМК» С ЗАМЕНОЙ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ И ЕЕ АКТУАЛЬНОСТЬ

В настоящее время ЕВРАЗ Нижнетагильский металлургический комбинат (НТМК) является одним из крупнейших в России металлургических комбинатов с полным производственным циклом, включающим в себя коксохимическое, доменное и конвертерное производства, а также несколько сталепрокатных цехов.

ЕВРАЗ НТМК – крупнейшее в мире предприятие по переработке обогащенных ванадием титаносодержащих руд с последующим извлечением ванадия в кислородных конвертерах по специальным технологиям. В 2018 году ЕВРАЗ НТМК произвел 4,8 млн тонн чугуна, 4,2 млн тонн стали, 4 млн стальной продукции.

Установленная мощность ТЭЦ, снабжающая комбинат энергоресурсами, составляет 149,9 МВт. На ТЭЦ установлено 9 паровых и 3 водогрейных котлов, которые обеспечивают предприятие собственной электрической энергией (на 50,1 %), горячей водой и паром.

Одной из задач экологической безопасности предприятия является метод утилизации отработанных промышленных газов. Горючие газы промышленных производств (доменный, коксовый и другие) являются побочным продуктом основного цикла и затраты на их получение входят в стоимость основной продукции. Основным способом утилизации отработанных газов металлургического производства является их сжигание в топках паровых котлов с предварительным обогащением их природным газом.

В качестве энергетических котлов на электростанциях предприятий черной металлургии использовались типовые однотопливные котлы за счет оснащения дополнительными горелками для сжигания других топлив. Эти горелки устанавливались самым случайным образом, основываясь на общих соображениях, в результате чего эксплуатация котлоагрегатов сопровождалась рядом серьезных недостатков:

- ограничение паропроизводительности до 60 – 70% номинальной по условиям перегрева пара и тяги дымососов;
- недостаточное потребление доменного газа из-за избыточного перегрева пара;
- нарушение воздушного режима топочной камеры из-за необходимости охладить неработающие горелки;
- повышенная температура уходящих газов, особенно при сжигании доменного газа; при высоких коэффициентах избытка воздуха это приводит к снижению КПД.

Неизбежно раздельное сжигание природного, коксового, доменного газов и твердого топлива должно было перейти на совместное: все виды топлива в каждом горелочном устройстве. В настоящее время в котле ПК-14-2 №8 ТЭЦ «ЕВРАЗ НТМК» установлено 20 многотопливных плоскофакельных горелок типа МПФГ.

						13.04.01.2019.151.09 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			7

Горелки МПФГ в топке котла располагаются следующим образом:

1) На боковых стенах топки по 2 встречно в ряд:

– на отметке 9650 мм - 4 комбинированные горелки для сжигания коксового и природного газов;

– на отметках 13400 мм и 14500 мм - по 4 горелки для сжигания мазута и природного газа.

2) На фронтальной стене топки по 4 в ряд:

– на отметке 11250 мм – горелки доменного газа;

– на отметке 16800 мм - горелки для сжигания природного газа и мазута.

Принцип сжигания смеси топлив в горелках типа МПФГ с резко отличающимися теплофизическими характеристиками основан на использовании направленных под углом друг к другу воздушных струй, в результате взаимодействия которых образуется плоский факел, ядро которого можно опускать или поднимать по высоте топочной камеры за счет изменения соотношения расходов воздуха на верхнее и нижнее сопла.

Нужно отметить, что данные горелки были установлены на котел ПК-14-2 №8 в 1998 году в результате модернизации топочной камеры с заменой ее радиационной площади и установкой подогревателя доменного газа. Из этого можно сделать вывод о том, что данные горелки физически и морально изношены.

В данной работе рассмотрен проект замены 20 существующих горелок МПФГ на 4 многотопливных прямоточно-вихревых горелочных устройств типа МПВСр с аэродинамическим саморегулированием положения факела в топке и отдельными начальными участками горения высококалорийных топлив (в нижнем горизонтальном канале) и доменного газа (верхний канал с наклоном под углом 35 ° к оси нижнего).

Принятый диапазон изменения соотношений количеств движения потоков на выходе из верхнего и нижнего каналов горелки позволяет регулировать интенсивность заполнения топочными газами нижней части топки при изменении расхода доменного газа. При малых расходах доменного газа зона максимальных температур в топке располагается на уровне горелок.

Возрастание расхода доменного газа приводит к опусканию факела и образованию вихревых зон в нижней части топочной камеры, что способствует интенсификации теплообмена в этой зоне и соответствующему уменьшению температуры на выходе из топки. Таким образом, реализуется принцип целенаправленного саморегулирования положения факела и теплообмена в топке.

Отличия МПФГ и МПВсР состоят в следующем

- оптимальный коэффициент избытка воздуха за пароперегревателем для МПФГ составляет 1,1-1,15, для МПВсР – 1,05-1,08;

- при наличии в сжигаемой смеси твердого топлива МПФГ предпочтительнее, при сжигании газообразного топлива целесообразнее применять МПВсР [47].

Так как котел ПК-14-2 №8 работает на смеси газообразных топлив без использования твердого топлива, целесообразнее использовать горелки типа МПВсР.

										Лист
										8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

## 2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Выпускная квалификационная работа сделана согласно «Энергетической стратегии России до 2035 года» от 13 ноября 2009 года [1], а также «Стратегии социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года» от 26 марта 2014 года [2].

Энергетическая стратегия должна обновляться не реже одного раза в пять лет. В связи с этим Правительством Российской Федерации было принято решение о корректировке Энергетической стратегии России на период до 2030 года с ее пролонгацией до 2035 года.

Энергетическая стратегия России включает в себя цели:

- максимально эффективное использование топливно-энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики;
- повышение качества жизни населения страны и содействие укреплению ее внешнеэкономических позиций;
- интеграция в мировую энергетическую систему [1].

В ходе исследования Энергетической стратегии России на период до 2030 года была подтверждена адекватность большинства ее утверждений реальному положению.

Цель стратегии социально-экономического развития Челябинской области заключается в росте благосостояния и качества жизни населения за счет динамичного развития и повышения конкурентоспособности экономики Челябинской области [2].

При написании раздела «Энергосбережение» использовался Федеральный закон от 23.11.2009 №261-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [8].

Тепловой расчет котельного агрегата выполнен с помощью литературы: [32], [34], СП 89.13330.2012 Котельные установки [9].

Основным документом при написании раздела «Вопросы экологии» является Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ [7]; Расчет выбросов окислов азота и поверочный расчет дымовой трубы выполнен на основе [27].

При написании раздела «Безопасность жизнедеятельности» использовался Приказ Министерства энергетики РФ от 24 марта 2003 г. №115 [3], а также следующие нормативные документы:

- ГОСТ 12 0 003-80. Опасные и вредные производственные факторы [17];
- ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность [18];
- СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности [12].

При описании контрольно-измерительных приборов и систем автоматизации котла в разделе «Автоматизация котла ПК-14-2» использовались следующие нормативные документы и литература.

					<i>13.04.01.2019.151.09 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

1) ГОСТ 21.208-2013 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» [19];

2) пособие «Проектирование функциональных схем систем автоматического контроля и регулирования» Волошенко А.В. и Горбунова Д.Б. [26].

Также приведены технические характеристики средств автоматизации по [52].

Экономико-управленческая часть выполнена на основе методики, изложенной в пособии А.А. Алабугина «Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ» [21].

Пояснительная записка выпускной работы оформлена согласно СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению [20].

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

*13.04.01.2019.151.09 ПЗ*

### 3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Решающую роль в организации топочного процесса котельных агрегатов играют горелочные устройства: от их конструктивных особенностей, места и высоты размещения в топке котла, режима работы зависят надежность воспламенения топлива, характер смесеобразования и аэродинамические характеристики зоны активного горения в топке котельного агрегата. Данные факторы в свою очередь определяют скорость и полноту сгорания топлива, а также количество вредных выбросов в атмосферу [47].

Перечислим основные требования, предъявляемые к современным горелкам котельного агрегата:

1) максимально эффективное сжигание топлива – практически полное отсутствие химического и механического недожога при умеренном коэффициенте избытка воздуха в топке;

2) устойчивость горения – фронт пламени должен быть стабильным, исключая срыв и проскок пламени при всех режимах работы котла;

3) удобство розжига и регулирования – современные горелочные устройства должны иметь функции изменения своей производительности в широких пределах;

4) отсутствие сильного шума и вибрации – это необходимо для предотвращения разрушения элементов котельного агрегата в случае, если колебания столба горячих продуктов сгорания попадают в резонанс с собственной частотой колебания горелки, также шум и вибрация оказывают негативное влияние на обслуживающий персонал;

5) горелочные устройства должны быть просты в изготовлении, монтаже и ремонте;

6) безопасность и долговечность в работе – выходные части горелок должны обладать необходимой жаропрочностью и стойкостью к коррозии [32].

На российском рынке широко представлены прямоточно-вихревые горелки иностранного производства. Среди них можно выделить прямоточно-вихревые горелки на совместное сжигание смеси топлив производства компании Foster Wheeler (Швейцария). В таблице 3.1 приведена сравнительная характеристика горелок Foster Wheeler и МПВСр.

Таблица 3.1 – Сравнение характеристик горелочных устройств

Наименование	Foster Wheeler [49]	МПВСр [48]
Расход смеси топлива, т/ч	3,5–6	4,7–5
Коэффициент избытка воздуха	1,03–1,10	1,05–1,08
Давление воздуха, кПа	1,25-1,84	0,8
Стоимость, тыс. руб.	764,4	526

Как видно из сравнения, зарубежные горелочные устройства имеют более широкий настраиваемый расход топлива, а также широкий диапазон коэффициента избытка воздуха.

Большое значение в выборе горелочных устройств для парового котла имеет цена, у российских горелок МПВСр она ниже. Также следует учитывать, что существенные капитальные вложения будут затрачены на транспортировку горелочных устройств из-за границы.

С другой стороны, возникает проблема эксплуатации котла, связанная с недостаточной квалификацией персонала в обращении с данным оборудованием. То есть, персоналу требуется обучение для безаварийной эксплуатации зарубежных горелочных устройств. Также возникает проблема переоборудования систем автоматизации и защиты, установка необходимого программного обеспечения для эксплуатации данных горелочных устройств.

Российские же горелочные устройства просты в управлении, неприхотливы в эксплуатации. Обслуживающий персонал с учетом многолетней практики использования горелочных устройств МПВСр на ТЭЦ металлургических предприятий имеет опыт их эксплуатации. Использование российских горелок не требует инвестиций на переоборудование помещения котельного цеха под требования зарубежных горелочных устройств, что также существенно снижает капитальные затраты.

В соответствии с приведенными выше пунктами целесообразно остановить свой выбор на горелочных устройствах типа МПВСр российского производства.

					13.04.01.2019.151.09 ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 4 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА ПК-14-2

### 4.1 Тепловой расчет котельного агрегата ПК-14-2 ТЭЦ «ЕВРАЗ НТМК» с заменой горелочных устройств

Рассмотрим работы по реконструкции котла ПК-14-2. №8 АО «ЕВРАЗ НТМК». Разработка новых конструкций горелочных устройств для котлов предприятий черной металлургии в серьезном масштабе началась в 60-е годы прошлого столетия [23].

В качестве энергетических котлов на электростанциях предприятий черной металлургии использовались типовые однотопливные котлы за счет оснащения дополнительными горелками для сжигания других топлив. Эти горелочные устройства устанавливались самым случайным образом, основываясь на общих соображениях, в результате чего эксплуатация котлоагрегатов сопровождалась рядом серьезных недостатков.

Подробно эти вопросы были рассмотрены на конференции в ПТП «Уралэнергочермет», состоявшейся в 1980 году по результатам обследования состояния топочно-горелочных устройств котлов на 17-и предприятиях черной металлургии [23].

Впервые в отрасли были разработаны специальные котлы для сжигания четырех видов топлива; при этом применены оригинальные технические решения, увеличена радиационная составляющая пароперегревателя до 50% (соответственно изменилась конструкция ПФГ).

Усиление эффекта саморегулирования топочного процесса было достигнуто благодаря новым многотопливным прямоточно-вихревым горелочным устройствам, получившим аббревиатуру МПВсР. При сохранении принципа соударения струй все топлива, кроме доменного газа, поступают в топку через горизонтальное горелочное устройство с использованием всех известных приемов по эффективному их сжиганию.

Доменный газ, как и в МПФГ, подается через верхнее сопло под углом. Причем, если в МПФГ доменный газ подается одним большим соплом (кольцевым или прямоугольным, огибающим воздушный канал), то в многотопливных прямоточно-вихревых горелках доменный газ подается через множество мелких сопел, насадки на которых имеют коническую форму [48].

Выполним тепловой поверочный расчет котельного агрегата ПК-14-2 после замены 20 горелок типа МПФГ на 4 горелки типа МПВсР, предназначенных для сжигания смеси горючих газов: доменного, коксового.

Целью теплового поверочного расчета является выявление тепловых характеристик котла при различных нагрузках и возможностей его регулирования, определение температуры воды, воздуха и продуктов сгорания на границах между поверхностями нагрева на выходе из котла, коэффициент полезного действия котельного агрегата, расход топлива.

На основании поверочного расчета устанавливается экономичность котла.

										Лист
										13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

#### 4.1.1 Краткое описание котельного агрегата ПК-14-2

Котельный агрегат ПК-14-2 (ст. №8) ТЭЦ ОАО «ЕВРАЗ НТМК», изготовления Подольского котельного завода введён в эксплуатацию в 1965 году и предназначен для получения перегретого пара с параметрами  $t_{ne} = 540 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $P_{ne} = 100 \text{ кг/см}^2$  при температуре питательной воды  $t_{ne} = 220 \text{ }^\circ\text{C}$ . Номинальная проектная паропроизводительность котла составляет 220 т/ч [23].

Котёл имеет П-образную компоновку и состоит из топочной камеры, поворотного газохода и опускной конвективной шахты. Конвективный трехступенчатый пароперегреватель размещен в поворотном газоходе. В вертикальной конвективной шахте последовательно по ходу газов расположены:

- водяной экономайзер 2-ой ступени;
- воздухоподогреватель 2-ой ступени;
- водяной экономайзер 1-ой ступени;
- воздухоподогреватель 1-ой ступени.

Топочная камера объёмом  $1210 \text{ м}^3$  экранирована трубами  $\text{Ø}76 \times 6 \text{ мм}$  с шагом 95 мм. Ширина топки в свету 9900 мм, глубина - 7715 мм. Трубы заднего экрана в верхней части образуют 4-х рядный фестон с поверхностью нагрева  $146 \text{ м}^2$ .

Пароперегреватель – конвективный, 3-х ступенчатый, с перебросом пара с одной стороны на другую, общей поверхностью нагрева  $2360 \text{ м}^2$ .

Насыщенный пар по потолочным трубам подводится к первому коллектору пароперегревателя (поверхностному пароохладителю), откуда пар проходит по 104 двойным змеевикам (потолок поворотной камеры и 7 конвективных петель в переходном газоходе), которые образуют 1-ю противоточную ступень пароперегревателя проектной поверхностью  $1180 \text{ м}^2$  и поступает во 2-й по ходу пара коллектор.

Из 2-го коллектора по 8-и соединительным трубам с перебросом по сторонам пар поступает во входные (крайние по ширине газохода) коллекторы 2-й по ходу пара ступени пароперегревателя. Из этих коллекторов по 56 двойным змеевикам общей поверхностью нагрева  $635 \text{ м}^2$  пар подводится к крайним частям 4-го по ходу пара коллектора пароперегревателя, который разбит на 3 части.

Водяной экономайзер выполнен из труб сталь 20  $\text{Ø}32 \times 3,5 \text{ мм}$  общей поверхностью  $2880 \text{ м}^2$ , установлен в рассечку с воздухоподогревателем. Поверхность верхнего пакета  $990 \text{ м}^2$ , нижнего –  $1890 \text{ м}^2$ . Питательная вода поступает во входной коллектор нижнего пакета экономайзера 1-ой ступени после поверхностного пароохладителя и конденсатора.

Воздухоподогреватель котла ПК-14-2 выполнен из труб сталь 20  $\text{Ø}40 \times 1,5 \text{ мм}$  в двухступенчатом исполнении. Входная (по воздуху) двухходовая ступень имеет поверхность нагрева  $11080 \text{ м}^2$ . Выходная одноходовая –  $7380 \text{ м}^2$ .

Тягодутьевая установка котельного агрегата состоит из 2 дымососов Д20х2 ( $Q = 217000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;  $H = 400 \text{ мм.в.ст.}$  при  $n = 750 \text{ об/мин.}$ ) и двух вентиляторов типа ВД-20 ( $Q = 105000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ;  $H = 390 \text{ мм.в.ст.}$  при  $n = 590 \text{ об/мин.}$ ) [23].

Запишем исходные данные для выполнения теплового расчета котла ПК-14-2.

										Лист
										14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

#### 4.1.2 Исходные данные и состав топлива

В таблице 4.1 приведена характеристика топлива.

Таблица 4.1 – Характеристика топлива

	CH <sub>4</sub> , %	N <sub>2</sub> , %	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , %	O <sub>2</sub> , %	CO <sub>2</sub> , %	CO, %	H <sub>2</sub> , %
Доменный газ	0	51,80	0	0	18,30	22,40	7,50
Коксовый газ	24,50	5,12	1,75	1,0	2,80	7,50	57,33

Исходные данные:

- тепловая доля доменного газа  $q'_{дог} = 0,6$ ;
- тепловая доля коксового газа  $q'_{кз} = 0,4$ ;
- паропроизводительность котла среднеэксплуатационная  $D_{не} = 185$  т/ч;
- давление перегретого пара  $P_{не} = 95$  кгс/см<sup>2</sup>;
- температура перегретого пара  $t_{не} = 520$  °С;
- температура питательной воды  $t_{пв} = 145$  °С.

#### 5.1.2 Расчет теплоты сгорания, объемов воздуха и продуктов сгорания

Теплоту сгорания доменного, коксового газов определяют по формуле (4.1), кДж/м<sup>3</sup>:

$$Q_n^p = 126,44 \cdot CO + 107,6 \cdot H_2 + 358,18 \cdot CH_4 + 586,99 \cdot C_2H_6 + 231,11 \cdot H_2S, \text{ кДж/м}^3 \quad (4.1)$$

Определим теплоту сгорания доменного газа:

$$Q_{н1}^p = 126,44 \cdot 22,4 + 107,6 \cdot 7,5 + 358,18 \cdot 0 + 586,99 \cdot 0 + 231,11 \cdot 0 = 3639,3 \text{ кДж/м}^3$$

Определим теплоту сгорания коксового газа:

$$Q_{н2}^p = 126,44 \cdot 7,5 + 107,6 \cdot 57,33 + 358,18 \cdot 24,5 + 586,99 \cdot 1,75 + 231,11 \cdot 0 = 16919,7 \text{ кДж/м}^3$$

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.151.09 ПЗ				

Объемная доля доменного газа вычисляется по формуле (4.2), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>:

$$g'_{\text{дог}} = \frac{q'_{\text{дог}} \cdot Q_{\text{H}_2}}{q'_{\text{дог}} \cdot Q_{\text{H}_2} + (1 - q'_{\text{дог}}) Q_{\text{H}_1}} \quad (4.2)$$

$$g'_{\text{дог}} = \frac{0,6 \cdot 16919,7}{0,6 \cdot 16919,7 + (1 - 0,6) \cdot 3639,3} = 0,875 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объемная доля коксового газа определяется по формуле (4.3), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>:

$$g'_{\text{кг}} = (1 - g'_{\text{дог}}) \quad (4.3)$$

$$g'_{\text{кг}} = (1 - 0,875) = 0,125 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

#### Расчет теоретического объема воздуха и продуктов сгорания для доменного газа

Теоретически необходимый объем воздуха определяется по формуле (4.4), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>:

$$V^0 = 0,0476 \cdot [0,5 \cdot \text{CO} + 0,5 \cdot \text{H}_2 + 1,5 \cdot \text{H}_2\text{S} + \sum (m + 0,25 \cdot n) \cdot \text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2], \quad (4.4)$$

$$V^0_{\text{дог}} = 0,0476 \cdot [0,5 \cdot 22,4 + 0,5 \cdot 7,5 + 0] = 0,712 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем продуктов сгорания трехатомных газов определяется по формуле (4.5), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>:

$$V^0_{\text{RO}_2} = 0,01 \cdot [\text{CO}_2 + \text{CO} + \sum m \cdot \text{C}_m\text{H}_n] \quad (4.5)$$

$$V^0_{\text{RO}_2 \text{ дог}} = 0,01 \cdot [18,3 \cdot 22,4 + 0] = 0,407 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем двухатомных газов определяется формулой (4.6), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>:

$$V^0_{\text{N}_2} = 0,79 \cdot V^0 + 0,01 \cdot \text{N}_2, \quad (4.6)$$

$$V^0_{\text{N}_2 \text{ дог}} = 0,79 \cdot 0,712 + 0,01 \cdot 51,8 = 1,080 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

					13.04.01.2019.151.09 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Теоретический объем водяных паров определяется по формуле (4.7),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ :

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,01 \cdot [\text{H}_2\text{S} + \text{H}_2 + \sum 0,5 \cdot n \cdot C_m \text{H}_n + 0,124 \cdot d_{z.мл.}] + 0,0161 \cdot V^0, \quad (4.7)$$

где  $d_{z.мл.}$  – влагосодержание топлива, отнесенное к  $1 \text{ м}^3$  сухого газа.

Принимаем  $d_{z.мл.} = 10 \text{ г/м}^3$  [23].

$$V_{\text{H}_2\text{O доом}}^0 = 0,01 \cdot [0 + 7,5 + 0,124 \cdot 10] + 0,0161 \cdot 0,712 = 0,098 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

### Расчет теоретического объема воздуха и продуктов сгорания для коксового газа

Аналогично проведем расчет теоретического объема воздуха и продуктов сгорания для коксового газа.

Теоретически необходимый объем воздуха по формуле (4.4):

$$V_{\text{кокс}}^0 = 0,0476 \cdot [0,5 \cdot 7,5 + 0,5 \cdot 57,33 + 0 + (1 + 0,25 \cdot 4) \cdot 24,5 + (2 + 0,25 \cdot 6) \cdot 1,75 - 1] = 4,119 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем продуктов сгорания трехатомных газов по формуле (4.5):

$$V_{\text{RO}_2\text{кокс}} = 0,01 \cdot [2,8 + 7,5 + 1 \cdot 24,5 + 2 \cdot 1,75] = 0,383 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем двухатомных газов по формуле (4.6):

$$V_{\text{N}_2\text{кокс}}^0 = 0,79 \cdot 4,119 + 0,01 \cdot 5,12 = 3,305 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем водяных паров по формуле (4.7):

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,01 \cdot [0 + 57,33 + 0,5 \cdot 4 \cdot 24,5 + 0,5 \cdot 6 \cdot 1,75 + 0,124 \cdot 10] + 0,0161 \cdot 4,119 = 1,195 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

									Лист
									17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

## Расчет теоретического объема воздуха и продуктов сгорания для смеси газов

Определим теоретический объем воздуха для смеси двух топлив по формуле (4.8),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ :

$$V_{\text{смеси}}^0 = g'_{\text{дог}} \cdot V_{\text{дог}}^0 + (1 - g'_{\text{дог}}) \cdot V_{\text{кокс}}^0, \quad (4.8)$$

где  $g'_{\text{дог}}$  – объемная доля доменного газа по формуле (4.2),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$V_{\text{дог}}^0$  – теоретически необходимый объем воздуха при сжигании доменного газа по формуле (4.4),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$V_{\text{кокс}}^0$  – теоретически необходимый объем воздуха при сжигании коксового газа по формуле (4.4),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

$$V_{\text{смеси}}^0 = 0,875 \cdot 0,712 + (1 - 0,875) \cdot 4,119 = 1,138 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Определим теоретический объем трехатомных газов для смеси топлив, по формуле (4.9),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ :

$$V_{\text{RO}_2 \text{ смеси}} = g'_{\text{дог}} \cdot V_{\text{RO}_2 \text{ дог}} + (1 - g'_{\text{дог}}) \cdot V_{\text{RO}_2 \text{ кокс}}, \quad (4.9)$$

где  $V_{\text{RO}_2 \text{ дог}}$  – теоретический объем трехатомных газов при сжигании доменного газа по формуле (4.5),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$V_{\text{RO}_2 \text{ кокс}}$  – теоретический объем трехатомных газов при сжигании коксового газа по формуле (4.5),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$$V_{\text{RO}_2 \text{ смеси}} = 0,875 \cdot 0,407 + (1 - 0,875) \cdot 0,383 = 0,404 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Определим теоретический объем двухатомных газов для смеси двух топлив по формуле (4.10),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ :

$$V_{\text{N}_2 \text{ смеси}}^0 = g'_{\text{дог}} \cdot V_{\text{N}_2 \text{ дог}}^0 + (1 - g'_{\text{дог}}) \cdot V_{\text{N}_2 \text{ кокс}}^0, \quad (4.10)$$

где  $V_{\text{N}_2 \text{ дог}}^0$  – теоретический объем двухатомных газов при сжигании доменного газа по формуле (4.6),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$V_{\text{N}_2 \text{ кокс}}^0$  – теоретический объем двухатомных газов при сжигании коксового газа по формуле (4.6),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

					13.04.01.2019.151.09 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

$$V_{N_2 \text{ смеси}}^0 = 0,875 \cdot 1,08 + (1 - 0,875) \cdot 3,305 = 1,358 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Определим теоретический объем водяных паров для смеси топлив по формуле (4.11),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ :

$$V_{H_2O \text{ смеси}}^0 = g'_{\text{дг}} \cdot V_{H_2O \text{ дом}}^0 + (1 - g'_{\text{дг}}) \cdot V_{H_2O \text{ кокс}}^0, \quad (4.11)$$

где  $V_{H_2O \text{ дом}}^0$  – теоретический объем водяных паров при сжигании доменного газа по формуле (4.7),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$V_{H_2O \text{ кокс}}^0$  – теоретический объем водяных паров при сжигании коксового газа по формуле (4.7),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

$$V_{H_2O \text{ смеси}}^0 = 0,875 \cdot 0,098 + (1 - 0,875) \cdot 1,195 = 0,235 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Рассчитаем общую теплоту сгорания при сжигании смеси газов с учетом их объемных долей по формуле (4.12),  $\text{кДж}/\text{м}^3$ :

$$Q_n^p = Q_{n1}^p \cdot g'_{\text{дг}} + Q_{n2}^p \cdot (1 - g'_{\text{дг}}), \quad (4.12)$$

где  $Q_{n1}^p$  – теплота сгорания доменного газа по формуле (4.1),  $\text{кДж}/\text{м}^3$ ;

$Q_{n2}^p$  – теплота сгорания коксового газа по формуле (4.1),  $\text{кДж}/\text{м}^3$ ;

$g'_{\text{дг}}$  – объемная доля доменного газа по формуле (4.5),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$$Q_n^p = 3639,3 \cdot 0,875 + 16919,7 \cdot (1 - 0,875) = 5299,4 \text{ кДж}/\text{м}^3$$

Для расчета действительных объемов продуктов сгорания применяется коэффициент избытка воздуха в топочном устройстве  $\alpha$ . Принимается в зависимости от типа топочного устройства и вида топлива [32, таблица XX]. Так как котел работает на смеси горючих газов, примем  $\alpha = 1,1$ .

По данным нормативных значений присосов воздуха по газоходам [32, таблица XXI] выбраны присосы воздуха для топочных камер и газоходов котлов с металлической обшивкой.

Коэффициент избытка воздуха за газоходами определяется нарастающим итогом, путем суммирования избытка воздуха за предшествующим газоходом с присосом очередного по ходу газов.

Определим коэффициент избытка воздуха в топке и фестоне.

										Лист
										19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

Коэффициент избытка воздуха в топке и фестоне определяется по формуле (4.13).

$$\alpha'_m = \alpha + \Delta\alpha_m, \quad (4.13)$$

где  $\Delta\alpha_m$  – присос воздуха в топке,  $\Delta\alpha_m = 0,05$  [32, таблица XVI].

$$\alpha'_m = 1,1 + 0,05 = 1,15$$

В таблице 4.2 приведены расчеты коэффициентов избытка воздуха в топочной камере и газоходах.

Таблица 4.2 – Коэффициенты избытка воздуха и присосы по газоходам

Наименование газохода	Присос воздуха в газоходе [6]	Избыток воздуха за газоходом	Средний избыток воздуха в газоходе
Топка и фестон	$\Delta\alpha_m = 0,05$	$\alpha'_m = 1,15$	$\alpha_m^{cp} = \alpha'_m = 1,15$
Пароперегреватель	$\Delta\alpha_{mn} = 0,03$	$\alpha'_{mn} = \alpha + \Delta\alpha_m + \Delta\alpha_{mn} = 1,1 + 0,05 + 0,03 = 1,18$	$\alpha_{mn}^{cp} = \alpha'_m + \alpha'_{mn} = (1,15 + 1,18) / 2 = 1,165$
Водяной экономайзер 2 ст.	$\Delta\alpha_{эк2} = 0,02$	$\alpha'_{эк2} = \alpha'_{mn} + \Delta\alpha_{эк2} = 1,18 + 0,02 = 1,2$	$\alpha_{эк2}^{cp} = \alpha'_{эк2} + \alpha'_{mn} = (1,18 + 1,2) / 2 = 1,19$
Воздухоподогреватель 2 ст.	$\Delta\alpha_{ен2} = 0,03$	$\alpha'_{ен2} = \alpha'_{эк2} + \Delta\alpha_{ен2} = 1,2 + 0,03 = 1,23$	$\alpha_{ен2}^{cp} = \alpha'_{ен2} + \alpha'_{эк2} = (1,23 + 1,2) / 2 = 1,215$
Водяной экономайзер 1 ст.	$\Delta\alpha_{эк1} = 0,02$	$\alpha'_{эк1} = \alpha'_{ен2} + \Delta\alpha_{эк1} = 1,23 + 0,02 = 1,25$	$\alpha_{эк1}^{cp} = \alpha'_{эк1} + \alpha'_{ен2} = (1,25 + 1,23) / 2 = 1,24$
Воздухоподогреватель 1 ст.	$\Delta\alpha_{ен1} = 0,03$	$\alpha'_{ен1} = \alpha'_{эк1} + \Delta\alpha_{ен1} = 1,25 + 0,03 = 1,28$	$\alpha_{эк1}^{cp} = \alpha'_{ен1} + \alpha'_{эк1} = (1,28 + 1,25) / 2 = 1,265$

Наличие присосов воздуха приводит к тому, что объемы продуктов сгорания в газоходах будут отличаться от теоретических. Поэтому необходимо рассчитать реальные объемы газов по газоходам и объемные доли газов. Так как присосы воздуха не содержат трехатомных газов, то объем этих газов от коэффициента из-

бытка воздуха не зависит и во всех газоходах остается постоянным и равным теоретическому.

Произведем расчет реальных объемов газов и их объемных долей для топки и фестона.

Реальный объем двухатомных газов определяется по формуле (4.14), м<sup>3</sup>/ м<sup>3</sup>:

$$V_{N_2 \text{ смеси}} = V_{N_2 \text{ смеси}}^0 + (\alpha_m^{cp} - 1) \cdot V_{\text{ смеси}}^0, \quad (4.14)$$

где  $V_{N_2 \text{ смеси}}^0$  – теоретический объем двухатомных газов в топливе по формуле (4.10), м<sup>3</sup>/ м<sup>3</sup>;

$\alpha_m^{cp}$  – средний коэффициент избытка воздуха в топке (см. таблицу 4.2).

$$V_{N_2 \text{ смеси}} = 1,358 + (1,15 - 1) \cdot 1,138 = 1,529 \text{ м}^3 / \text{ м}^3$$

Реальный объем водяных паров определяется по формуле (4.15), м<sup>3</sup>/ м<sup>3</sup>:

$$V_{H_2O \text{ смеси}} = V_{H_2O \text{ смеси}}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_m^{cp} - 1) \cdot V_{\text{ смеси}}^0, \quad (4.15)$$

где  $V_{H_2O \text{ смеси}}^0$  – теоретический объем водяных паров в топливе по формуле (4.11).

$$V_{H_2O \text{ смеси}} = 0,235 + 0,0161 \cdot (1,15 - 1) \cdot 1,138 = 0,238 \text{ м}^3 / \text{ м}^3$$

Суммарный реальный объем дымовых газов определяется по формуле (4.16), м<sup>3</sup>/ м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{ смеси}} = V_{RO_2 \text{ смеси}} + V_{N_2 \text{ смеси}} + V_{H_2O \text{ смеси}} + (\alpha_{cp}^m - 1) \cdot V_{\text{ смеси}}^0 \quad (4.16)$$

$$V_{\text{ смеси}} = 0,404 + 1,529 + 0,238 + (1,15 - 1) \cdot 1,138 = 2,168 \text{ м}^3 / \text{ м}^3$$

Объемная доля трехатомных газов определяется по формуле (4.17):

$$r_{RO_2 \text{ смеси}} = \frac{V_{RO_2 \text{ смеси}}}{V_{\text{ смеси}}} \quad (4.17)$$

$$r_{RO_2 \text{ смеси}} = \frac{0,404}{2,168} = 0,186$$

					13.04.01.2019.151.09 ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Объемная доля водяных паров определяется по формуле (4.18):

$$r_{\text{H}_2\text{O смеси}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O смеси}}}{V_{\text{г смеси}}} \quad (4.18)$$

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{0,238}{2,168} = 0,110$$

Суммарная объемная доля трехатомных газов определяется по формуле (4.19):

$$r_{\text{n смеси}} = r_{\text{RO}_2 \text{ смеси}} + r_{\text{H}_2\text{O смеси}} \quad (4.19)$$

$$r_{\text{n смеси}} = 0,186 + 0,110 = 0,296$$

Аналогично рассчитаем реальные объемы газов и их объемные доли по формулам (4.14 – 4.19) для остальных участков газохода. Результаты внесем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Характеристики продуктов сгорания в газоходах

Наименование величин	Размерность	Газоход котла					
		Топка, фестон	ПП	ЭК 2	ВП 2	ЭК 1	ВП 1
1	2	3	4	5	6	7	8
Коэффициент избытка воздуха за газоходом $\alpha'$	–	1,150	1,180	1,200	1,230	1,220	1,260
Коэффициент избытка воздуха средний для газохода $\alpha^{cp}$	–	1,150	1,165	1,190	1,215	1,225	1,240
$V_{\text{H}_2\text{O смеси}} = V_{\text{H}_2\text{O смеси}}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_m^{cp} - 1) \cdot V_{\text{смеси}}^0$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0,2377	0,2380	0,2385	0,2389	0,2391	0,2394

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8
$V_{N_2 \text{ смеси}} = V_{N_2 \text{ смеси}}^0 + (\alpha_m^{cp} - 1) \cdot V_{\text{смеси}}^0$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,5290	1,5460	1,5740	1,6030	1,6140	1,6310
$V_{\text{г}} \text{ смеси} = V_{RO_2 \text{ смеси}} + V_{N_2 \text{ смеси}} + V_{H_2O \text{ смеси}} + (\alpha_{cp} - 1) \cdot V_{\text{смеси}}^0$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	2,1680	2,1850	2,2130	2,2420	2,2530	2,2700
$r_{RO_2 \text{ смеси}} = \frac{V_{RO_2 \text{ смеси}}}{V_{\text{г}} \text{ смеси}}$	–	0,186	0,185	0,183	0,180	0,179	0,178
$r_{H_2O \text{ смеси}} = \frac{V_{H_2O \text{ смеси}}}{V_{\text{г}} \text{ смеси}}$	–	0,110	0,109	0,108	0,107	0,106	0,105
$r_n \text{ смеси} = r_{RO_2 \text{ смеси}} + r_{H_2O \text{ смеси}}$	–	0,296	0,294	0,290	0,287	0,285	0,283

#### 4.1.3 Расчет энтальпий воздуха и продуктов сгорания

Энтальпия продуктов сгорания определяется формулой (4.20), кДж/м<sup>3</sup>:

$$I_{\text{г}} = I_{\text{г}}^0 + I_{\text{в}}^0 \cdot (\alpha^{cp} - 1), \quad (4.20)$$

где  $I_{\text{г}}^0$  и  $I_{\text{в}}^0$  – теоретические энтальпии газов и воздуха по формулам (4.21) и (4.22) соответственно, кДж/м<sup>3</sup>.

Теоретическая энтальпия газов определяется по формуле (4.21), кДж/м<sup>3</sup>:

$$I_{\text{г}}^0 = (V_{RO_2 \text{ смеси}} \cdot (c_{\text{г}})_{RO_2} + V_{H_2O \text{ смеси}}^0 \cdot (c_{\text{г}})_{H_2O} + V_{N_2 \text{ смеси}}^0 \cdot (c_{\text{г}})_{N_2}) \quad (4.21)$$

где  $(c_{\text{г}})_{RO_2}$ ,  $(c_{\text{г}})_{H_2O}$ ,  $(c_{\text{г}})_{N_2}$  – энтальпии трехатомных газов, водяных паров, азота, кДж/м<sup>3</sup> [32, таблица П1].

Теоретическая энтальпия воздуха вычисляется по формуле (4.22), кДж/м<sup>3</sup>:

$$I_g^0 = V_{смеси}^0 \cdot (c_g \cdot \mathcal{G}_g), \quad (4.22)$$

где  $V_{смеси}^0$  – теоретический объем воздуха по формуле (4.8), м<sup>3</sup>/ м<sup>3</sup>;

$(c_g \cdot \mathcal{G}_g)$  – энтальпия 1 м<sup>3</sup> холодного воздуха при постоянном давлении равном атмосферному, кДж/м<sup>3</sup> [32, табл. XIII].

Рассчитаем энтальпии воздуха и продуктов сгорания по формулам (4.21), (4.22) при  $\mathcal{G} = 100$  °С:

$$I_g^0 = 1,138 \cdot 132,7 = 151 \text{ кДж/м}^3$$

$$I_z^0 = (0,404 \cdot 171,7 + 0,235 \cdot 150,5 + 1,358 \cdot 130,1) = 281,4 \text{ кДж/м}^3$$

Энтальпия продуктов сгорания после топки по формуле (4.20) равна:

$$I_z = 281,4 + 151 \cdot (1,15 - 1) = 304,1 \text{ кДж/м}^3$$

Аналогично рассчитаем теоретическую энтальпию газов по формуле (4.21), теоретическую энтальпию воздуха по формуле (4.22), энтальпию продуктов сгорания по формуле (4.20) при температурах  $\mathcal{G}$  в газоходах при  $\alpha^{cp}$  (см. таблицу 4.3).

Результаты расчетов отобразим в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Энтальпии воздуха и продуктов сгорания в газоходах

$\mathcal{G}$ , °С	$I_g^0$ , кДж/м <sup>3</sup>	$I_z^0$ , кДж/м <sup>3</sup>	$I_z = I_z^0 + I_g^0 \cdot (\alpha^{cp} - 1)$ , кДж/м <sup>3</sup>					
			Топка, фестон	ПП	ЭК 2	ВП 2	ЭК 1	ВП 1
1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	144,3	–	–	–	–	–	–	–
100	151,0	281,4	304,1	306,3	310,1	313,9	315,4	317,7
200	303,8	571,3	616,9	621,5	629,0	636,6	639,7	644,2

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
300	458,6	871,3	940,1	947,0	958,4	969,9	974,5	981,4
400	616,8	1179,0	1271,5	1280,8	1296,2	1311,6	1317,8	1327,0
500	779,5	1496,2	1613,1	1624,8	1644,3	1663,8	1671,6	1683,3
600	944,5	1822,3	1964,0	1978,2	2001,8	2025,4	2034,8	2049,0
700	1114,1	2156,3	2323,4	2340,1	2368,0	2395,8	2407,0	2423,7
800	1284,8	2496,2	2688,9	2708,2	2740,3	2772,5	2785,3	2804,6
900	1460,1	2844,3	3063,3	3085,2	3121,7	3158,2	3172,8	3194,7
1000	1636,4	3197,4	3442,9	3467,5	3508,4	3549,3	3565,6	3590,2
1100	1815,1	3551,7	3823,9	3851,2	3896,5	3941,9	3960,1	3987,3
1200	1996,1	3914,1	4213,5	4243,4	4293,3	4343,2	4363,2	4393,1
1300	2178,1	4269,9	4596,6	4629,3	4683,8	4738,2	4760,0	4792,7
1400	2362,5	4638,1	4992,5	5028,0	5087,0	5146,1	5169,7	5205,1
1500	2548,0	5009,7	5391,9	5430,1	5493,8	5557,5	5583,0	5621,2
1600	2734,6	5384,1	5794,3	5835,3	5903,7	5972,1	5999,4	6040,4
1700	2921,2	5762,6	6200,8	6244,6	6317,7	6390,7	6419,9	6463,7
1800	3109,0	6142,4	6608,8	6655,4	6733,1	6810,8	6841,9	6888,6
1900	3299,1	6522,9	7017,7	7067,2	7149,7	7232,2	7265,2	7314,7
2000	3489,1	6906,1	7429,4	7481,8	7569,0	7656,2	7691,1	7743,4
2100	3680,3	7291,2	7843,3	7898,5	7990,5	8082,5	8119,3	8174,5
2200	3871,5	7676,9	8257,6	8315,7	8412,5	8509,2	8548,0	8606,0

					13.04.01.2019.151.09 ПЗ				Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					25

#### 4.1.4 Расчет расхода топлива и теплового баланса

Расчет теплового баланса котла ПК-14-2 и расхода топлива представлен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Расчет теплового баланса и расхода топлива

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Ед. изм.	Расчет
1	2	3	4	5
Располагаемая теплота топлива	$Q_p^p$	$Q_{нi}^p + Q_{в.вн} + i_{мл}$	кДж/м <sup>3</sup>	5299,4 + 0 + 0 = = 5299,4
Температура уходящих газов	$g_{yx}$	По техническим характеристикам котла	°С	150
Энтальпия уходящих газов	$I_{yx}$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	481
Температура холодного воздуха	$t_{xв}$	По выбору	°С	30
Энтальпия холодного воздуха	$I_{xв}$	По таблице 4.4	кДж/м <sup>3</sup>	144,3
Потери тепла от механического недожога	$q_4$	Выбирается в зависимости от сжигаемого топлива	%	0 (т.к. топливо – смесь газов)
Потери тепла с уходящими газами	$q_2$	$\frac{(I_{yx} - \alpha_{кп} \cdot I_{xв}) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}$	%	$\frac{(481 - 1,26 \cdot 144,3) \cdot 100}{5299,4} =$ = 5,6
Потери тепла в окружающую среду	$q_5$	[32, рис. П.2]	%	0,6
Потери тепла от химического недожога	$q_3$	[32, рис. П.5]	%	1,5
Сумма тепловых потерь	$\sum q$	$q_2 + q_3 + q_4 + q_5$	%	5,6 + 1,5 + 0 + 0,6 = 7,7
КПД котла	$\eta_{ка}$	$100 - \sum q$	%	100 - 7,7 = 92,3
Коэффициент сохранения тепла	$\varphi$	$1 - \frac{q_5}{\eta_{ка} + q_5}$	–	$1 - \frac{0,6}{92,3 + 0,6} = 0,993$
Температура питательной воды на входе в котел	$t_{нв}$	По техническим характеристикам котла [23]	°С	145

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4	5
Энтальпия пита- тельной воды на входе	$i_{нв}$	$i_{нв} = t_{нв} \cdot c_p$ , где $c_p$ – теплоемкость воды, равная 4,19 кДж/(кг · К)	кДж/кг	$145 \cdot 4,19 = 607,6$
Температура пере- гретого пара	$t_{пн}$	По техническим характери- стикам котла [23]	°С	520
Энтальпия перегре- того пара	$i_{пн}$	По h-s диаграмме водяного пара	кДж/кг	2732
Полезное количе- ство теплоты	$Q_{ка}$	$D(i_{пн} - i_{нв})$	кВт	$185 \cdot 1000 \cdot (2732 - 607,6)$
				$3600$ $= 109170,6$
Полный расход то- плива	$B$	$\frac{Q_{ка}}{\eta_{ка} \cdot Q_p^p}$	м <sup>3</sup> /с	$\frac{109170,6}{0,923 \cdot 5299,4} = 22,32$
Расчетный расход топлива	$B_p$	$B \cdot \frac{100 - q_4}{100}$	м <sup>3</sup> /с	$22,32 \cdot \frac{100 - 0}{100} = 22,32$

#### 4.1.4 Поверочный расчет топочной камеры

Поверочный расчет топочной камеры котла ПК-14-2 приведен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Поверочный расчет топочной камеры

Наименование	Обоз- наче- ние	Расчетная формула или способ определения	Единица измере- ния	Расчет
1	2	3	4	5
Объем топочной камеры	$V_m$	В соответствии с харак- теристиками котла [23]	м <sup>3</sup>	1210
Лучевоспринимаю- щая поверхность нагрева котла	$H_l$	В соответствии с характе- ристиками котла [23]	м <sup>2</sup>	658
Полная поверхность стен топки	$F_{ст}$	В соответствии с харак- теристиками котла [23]	м <sup>2</sup>	700
Коэффициент за- грязнения	$\xi$	[32]	–	1
Коэффициент теп- ловой эффективно- сти экранов	$\psi$	$\xi \cdot \frac{H_l}{F_{ст}}$	–	$1 \cdot \frac{658}{700} = 0,94$

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4	5
Эффективная толщина излучающего слоя	$S$	$3,6 \cdot \frac{V_m}{F_{cm}}$	м	$3,6 \cdot \frac{1210}{700} = 6,22$
Объемная доля водяных паров смеси газов	$r_{H_2O \text{ смеси}}$	По таблице 4.3	–	0,110
Объемная доля трехатомных газов смеси	$r_{RO_2 \text{ смеси}}$	По таблице 4.3	–	0,186
Суммарная поглощательная способность газов	$p \cdot r_n \cdot S$	$p \cdot r_n \cdot S$	м · МПа	$0,1 \cdot 0,270 \cdot 6,22 = 0,167$
Температура газов на выходе из топочной камеры	$g_m''$	По выбору	°С	1000
Энтальпия газов на выходе из топки	$I_m''$	По таблице 4.4	кДж/м <sup>3</sup>	3442,9
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_2$	[32, номограмма 2]	–	16
Коэффициент ослабления лучей для несветящихся трехатомных газов	$k_{нсв}$	$k_2 \cdot r_n$	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$16 \cdot 0,270 = 4,32$
Степень черноты топочной среды для несветящегося газового пламени	$a_{нсв}$	$a_{нсв} = 1 - e^{-k_{нсв} \cdot p \cdot s}$	–	$1 - e^{-4,32 \cdot 0,167} = 0,93$
Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами	$k_{саж}$	$0,3(2 - \alpha_m) \times \left(1,6 \frac{g_m''}{1000} - 0,5\right) \cdot k_{нсв}$	–	$0,3(2 - 1,15) \cdot (1,6 \cdot 1 - 0,5) \cdot 4,32 = 1,21$
Коэффициент ослабления лучей для светящегося газового пламени	$k_{св}$	$k_2 \cdot r_n + k_{саж}$	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$16 \cdot 0,270 + 1,21 = 5,53$
Степень черноты топки для светящегося газового потока	$a_{св}$	$a_{св} = 1 - e^{-k_{св} \cdot p \cdot s}$	–	$1 - e^{-5,53 \cdot 0,167} = 0,96$

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4	5
Видимое теплонапряжение топочно-го объема	$q_v$	$\frac{B_p \cdot Q_p^H}{V_m}$	$\frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$	$\frac{22,32 \cdot 5299,4}{1210} = 97,8$
Коэффициент заполнения топочно-го объема светящимися газами	$m$	Принимается [32]	–	0,1
Коэффициент поглощения топочной среды	$k$	$k = k_{\text{саж}} \cdot m + k_{\text{нсв}}$	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$1,21 \cdot 0,1 + 5,53 = 5,651$
Эффективная степень черноты факела	$a_\phi$	$m \cdot a_{\text{св}} + (1 - m) \cdot a_{\text{нсв}}$	–	$0,1 \cdot 0,96 + (1 - 0,1) \times 0,93 = 0,933$
Степень черноты топки	$a_m$	$\frac{a_\phi}{a_\phi + (1 - a_\phi) \cdot \psi}$	–	$\frac{0,933}{0,933 + (1 - 0,933) \cdot 0,94} = 0,936$
Коэффициент избытка воздуха в топочной камере	$\alpha_m$	По таблице 4.3	–	1,15
Тепло, вносимое воздухом в топку	$Q_\text{в}$	$I_{\text{хв}} \cdot \alpha_m$	$\text{кДж/м}^3$	$144,3 \cdot 1,15 = 165,9$
Полезное тепловыделение в топке	$Q_m$	$Q_p^p \cdot \frac{100 - q_3}{100} + Q_\text{в}$	$\text{кДж/м}^3$	$5299,4 \cdot \frac{100 - 1,5}{100} + 165,9 = 5385,8$
Теоретическая температура горения	$g_a$	Принимается при $Q_m$ интерполяцией по таблице 4.4	$^\circ\text{C}$	1454
Средняя теплоемкость газов	$Vc_{\text{ср}}$	$\frac{Q_m - I_m''}{g_a - g_m''}$	$\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$	$\frac{5385,8 - 3442,9}{1454 - 1000} = 4,28$

Окончание таблицы 4.6

1	2	3	4	5
Относительное положение максимума температур	$\chi_m$	$h_2 / H_2$	–	0,4
Коэффициент, учитывающий характер распределения температур по высоте топки	$M$	$0,54 - 0,2 \cdot \chi_m$	–	$0,54 - 0,2 \cdot 0,4 = 0,46$
Расчетная температура газов на выходе из топки	$\vartheta_m$	$\frac{\vartheta_a}{M \cdot \text{Ви}^{0,3} \left( \frac{5,67 \psi_{cp} F_{CT} a_T \vartheta_a^3}{10^{11} \varphi B_p V c_{cp}} \right) + 1} - 273$	°С	$\frac{1454}{1,022} - 273 = 1149$
Энтальпия газов на выходе из топки	$I_m$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	4018
Тепло, переданное излучением в топке	$Q_l$	$\varphi \cdot (Q_m - I_m)$	кДж/м <sup>3</sup>	$0,993 \cdot (5385,8 - 4018) = 1358$
Тепловая нагрузка лучевоспринимающей поверхности	$q_l$	$B_p \cdot \frac{Q_l}{H_l}$	кВт/м <sup>3</sup>	$22,32 \cdot \frac{1358}{658} = 46,1$

#### 4.1.5 Поверочный расчет фестона котла ПК-14-2

Поверочный расчет фестона котла ПК-14-2 приведен в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Поверочный расчет фестона

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Единица измерения	Расчет
1	2	3	4	5
Полная площадь поверхности нагрева	$H$	В соответствии с характеристиками котла [23]	м <sup>2</sup>	146
Площадь газового окна	$F_2$	В соответствии с характеристиками котла [23]	м <sup>2</sup>	57,1
Угловой коэффициент	$X_\phi$	[32, прил. II]	–	0,746

Продолжение таблицы 4.7

1	2	3	4	5
Лучевоспринимающая поверхность фестона	$H_{\phi}$	$X_{\phi} \cdot F_z$	м <sup>2</sup>	$57,1 \cdot 0,746 = 42,6$
Расчётная поверхность нагрева	$H_p$	$H - H_{\phi}$	м <sup>2</sup>	$146 - 42,6 = 103,4$
Диаметр и толщина труб	$d \times \delta$	В соответствии с характеристиками котла [23]	мм	$76 \times 6$
Поперечный шаг	$s_1$	То же	мм	64
Продольный шаг	$s_2$	То же	мм	40
Относительный поперечный шаг	$\sigma_1$	$s_1 / d$	–	$380 / 76 = 5$
Относительный продольный шаг	$\sigma_2$	$s_2 / d$	–	$300 / 76 = 3,95$
Число рядов труб по ходу газа	$Z_a$	В соответствии с характеристиками котла [23]	шт.	4
Живое сечение для газов	$F$	Определяется по чертежу	м <sup>2</sup>	45,4
Эффективная толщина излучающего слоя	$S$	$1,87 \frac{S_1 + S_2}{d} - 4,1) \cdot d$	м	$1,87 \frac{0,38 + 0,3}{0,076} - 4,1) \times 0,076 = 1,11$
Температура газов перед фестоном	$g'$	Из расчета топки	°С	1149
Энтальпия газов перед фестоном	$I'$	Из расчета топки	кДж/м <sup>3</sup>	4018
Температура газов на выходе из фестона	$g''$	Принимается	°С	1050
Энтальпия газов на выходе из фестона	$I''$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	3634
Теплота, отданная в фестоне	$Q_b$	$\varphi \cdot (I' - I'')$	кДж/м <sup>3</sup>	$0,993 \cdot (4018 - 3634) = 381,3$
Средняя температура газов	$g_{cp}$	$\frac{g' + g''}{2}$	°С	$\frac{1149 + 1050}{2} = 1099,5$
Средний температурный напор	$\Delta t$	$g_{cp} - t_{кит}$	°С	$1099,5 - 317 = 782,5$

Окончание таблицы 4.7

1	2	3	4	5
Средняя скорость газов в фестоне	$\omega_2$	$\frac{B_p V_2 \cdot (g_{cp} + 273)}{3600 \cdot 273 \cdot F_2}$	м/с	$22,32 \cdot 2,168 \cdot (1099,5 + 273)$
				$3600 \cdot 273 \cdot 57,1$ = 4,26
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k$	[32, номограмма 12]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	32
Коэффициент запыления	$\varepsilon$	[32, номограмма 8]	–	0,012
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$p \cdot r_n \cdot S$	$p \cdot r_n \cdot S$	м · МПа	$0,1 \cdot 0,270 \cdot 1,11 = 0,029$
Коэффициент ослабления лучей трёхатомными газами	$k_2$	[32, номограмма 5]	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	0,9
Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами	$k_{3л}$	[32, номограмма 6]	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	0,008
Сила поглощения запылённым потоком	$krs$	$k_2 \cdot r_n \cdot S$	$\frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$	$0,9 \cdot 0,27 \cdot 1,11 = 0,269$
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l$	[32, номограмма 19]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	104
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi$	[32, п. 7.55]	–	0,8
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\psi \cdot (\alpha_k + \alpha_l)$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$0,8 \cdot (32 + 104) = 108,8$
Тепловосприятие фестона по уравнению теплообмена	$Q_\phi$	$\frac{kH_p \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{108,8 \cdot 103,4 \cdot 782,5}{22,32 \cdot 10^3} = 385,2$
Расхождение расчётных тепловосприятий	$\Delta Q$	$\frac{Q_\phi - Q_\sigma}{Q_\sigma} \cdot 100 \%$	%	$\frac{385,2 - 381,3}{381,3} \cdot 100 \%$ = 1 %

#### 4.1.6 Расчет II ступени пароперегревателя котла ПК-14-2

Поверочный расчет II ступени пароперегревателя котла ПК-14-2 приведен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Поверочный расчет II ступени пароперегревателя

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Единица измерения	Расчет
1	2	3	4	5
Площадь поверхности нагрева II ступени	$H_2$	В соответствии с характеристиками котла [23]	м <sup>2</sup>	810
Угловой коэффициент	$X_\phi$	Из расчета фестона	–	0,746
Лучевоспринимающая поверхность II ступени ПП	$H_\phi$	Из расчета фестона	м <sup>2</sup>	42,6
Сечение для прохода пара	$f_n$	В соответствии с характеристиками котла [23]	м <sup>2</sup>	0,099
Диаметр и толщина труб пароперегревателя	$d \times \delta$	В соответствии с характеристиками котла [23]	мм	38 × 4,5
Поперечный шаг	$s_1$	То же	мм	110
Продольный шаг	$s_2$	То же	мм	130
Живое сечение пароперегревателя для газов	$F_{cp}$	Определяется по чертежу	м <sup>2</sup>	37,7
Эффективная толщина излучающего слоя	$S$	$1,87 \frac{s_1 + s_2}{d} - 4,1) \cdot d$	м	$1,87 \frac{0,130 + 0,11}{0,038} - 4,1) \times 0,038 = 0,293$
Тепловосприятие излучением из топки	$Q_l$	$\frac{q_l}{B_p} (1 - X_\phi) \cdot F_2$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{41,7}{22,32} \cdot (1 - 0,746) \times 57,1 = 27,1$
Температура газов перед II ступенью ПП	$\vartheta'$	Из расчета фестона	°С	1050
Энтальпия газов перед II ступенью ПП	$I'$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	3660

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4	5
Температура газов на выходе из II ступени ПП	$\vartheta''$	Принимается	°С	860
Энтальпия газов на выходе из II ступени ПП	$I''$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	2934,4
Средняя температура газов	$\vartheta_{cp}$	$\frac{\vartheta' + \vartheta''}{2}$	°С	$\frac{1050 + 860}{2} = 955$
Средняя скорость газов во II ступени ПП	$\omega_2$	$\frac{B_p V_2 \cdot (\vartheta_{cp} + 273)}{3600 \cdot 273 \cdot F_{cp}}$	м/с	$\frac{22,32 \cdot 2,185 \cdot (955 + 273)}{3600 \cdot 273 \cdot 37,7} = 5,81$
Температура пара на входе	$t'$	В соответствии с характеристиками котла [23]	°С	370
Температура пара на выходе	$t''$	В соответствии с характеристиками котла [23]	°С	520
Температурный напор на входе	$\Delta t'$	$\vartheta' - t''$	°С	1050 - 520 = 530
Температурный напор на выходе	$\Delta t''$	$\vartheta'' - t'$	°С	860 - 370 = 490
Средний температурный напор во II ступени ПП	$\Delta t_{cp}$	$\frac{\Delta t' + \Delta t''}{2}$	°С	$\frac{530 + 490}{2} = 510$
Тепловосприятие II ступени ПП по балансу	$Q_{m2}$	$\varphi(I' - I'' + \Delta\alpha_{m2} \cdot I_{xв}^0)$ , где $\Delta\alpha_{m2}$ - величина присоса воздуха в ПП (см. табл.4.2); $I_{xв}^0$ - энтальпия холодного воздуха (см. табл. 4.5), кДж/м <sup>3</sup>	кДж/м <sup>3</sup>	$0,993 \cdot (3660 - 2934,4 + 0,03 \cdot 144,3) = 724,8$
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi$	[32, п. 7.55]	-	0,85
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k$	[32, номограмма 12]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	50

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

Лист

34

Окончание таблицы 4.8

1	2	3	4	5
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l$	[32, номограмма 16]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	39
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\xi(\alpha_k + \alpha_l)$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$1 \cdot (50 + 39) = 89$
Коэффициент теплоотдачи от стенки пару	$\alpha_2$	[32, номограмма 8]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	107
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\frac{\psi \cdot \alpha_1}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\frac{0,85 \cdot 89}{1 + \frac{89}{107}} = 41,3$
Тепловосприятие II ступени ПП по уравнению теплообмена	$Q_m$	$\frac{kH_2 \Delta t_{cp}}{B_p \cdot 10^3}$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{41,3 \cdot 810 \cdot 510}{22,32 \cdot 10^3} = 731,2$
Расхождение расчётных тепловосприятий	$\Delta Q$	$\frac{Q_m - Q_{m2}}{Q_{m2}} \cdot 100 \%$	%	$\frac{731,2 - 724,8}{724,8} \cdot 100 \%$ = 0,9 %

#### 4.1.7 Расчет I ступени пароперегревателя котла ПК-14-2

Поверочный расчет I ступени пароперегревателя котла ПК-14-2 приведен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Поверочный расчет I ступени пароперегревателя

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Единица измерения	Расчет
1	2	3	4	5
Площадь поверхности нагрева I ступени ПП	$H_1$	В соответствии с характеристиками котла [23]	м <sup>2</sup>	1180
Диаметр и толщина труб I ст. пароперегревателя	$d \times \delta$	В соответствии с характеристиками котла [23]	мм	38 × 4,5

Продолжение таблицы 4.9

1	2	3	4	5
Поперечный шаг	$s_1$	То же	мм	110
Продольный шаг	$s_2$	То же	мм	130
Живое сечение пароперегревателя для газов	$F_{cp}$	Определяется по чертежу	м <sup>2</sup>	22,3
Температура газов перед I ступенью ПП	$\vartheta'$	Из расчета II ступени ПП	°С	860
Энтальпия газов перед I ступенью ПП	$I'$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	2934,4
Температура газов на выходе из I ступени ПП	$\vartheta''$	Принимается	°С	650
Энтальпия газов на выходе из I ступени ПП	$I''$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	2159
Средняя температура газов	$\vartheta_{cp}$	$\frac{\vartheta' + \vartheta''}{2}$	°С	$\frac{860 + 650}{2} = 755$
Средняя скорость газов во I ступени ПП	$\omega_z$	$\frac{B_p V_z \cdot (\vartheta_{cp} + 273)}{273 \cdot F_{cp}}$	м/с	$\frac{22,32 \cdot 2,562 \cdot (755 + 273)}{273 \cdot 22,3} = 9,66$
Температура пара на входе	$t'$	В соответствии с характеристиками котла [23]	°С	315
Температура пара на выходе	$t''$	В соответствии с характеристиками котла [23]	°С	370
Температурный напор на входе	$\Delta t'$	$\vartheta' - t''$	°С	$860 - 370 = 490$
Температурный напор на выходе	$\Delta t''$	$\vartheta'' - t'$	°С	$650 - 315 = 335$
Средний температурный напор во I ступени ПП	$\Delta t_{cp}$	$\frac{\Delta t' + \Delta t''}{2}$	°С	$\frac{490 + 335}{2} = 412,5$
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi$	[32, п. 7.55]	—	0,85

Окончание таблицы 4.9

1	2	3	4	5
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k$	[32, номограмма 12]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	45
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l$	[32, номограмма 16]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	33
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\xi(\alpha_k + \alpha_l)$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$1 \cdot (45 + 33) = 78$
Коэффициент теплоотдачи от стенки пары	$\alpha_2$	[32, номограмма 8]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	102
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\frac{\psi \cdot \alpha_1}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\frac{0,85 \cdot 78}{1 + \frac{78}{102}} = 37,6$
Тепловосприятие I ступени ПП по уравнению теплообмена	$Q_m$	$\frac{kH_1 \Delta t_{cp}}{B_p \cdot 10^3}$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{37,6 \cdot 1180 \cdot 412,5}{22,32 \cdot 10^3} = 819,9$
Тепловосприятие I ступени ПП по балансу	$Q_{m1}$	$\varphi(I' - I'' + \Delta\alpha_{m1} \cdot I_{xв}),$ где $\Delta\alpha_{m1}$ – величина присоса воздуха в ПП (см. табл.4.2); $I_{xв}^0$ – энтальпия холодного воздуха (см. табл. 4.5), кДж/м <sup>3</sup>	кДж/м <sup>3</sup>	$0,993 \cdot (2934 - 2159 + 0,03 \cdot 144,3) = 774$
Расхождение расчётных тепловосприятий	$\Delta Q$	$\frac{Q_m - Q_{m1}}{Q_{m1}} \cdot 100 \%$	%	$\frac{819,9 - 774}{774} = 5 \%$

#### 4.1.8 Расчет II ступени экономайзера котла ПК-14-2

Поверочный расчет II ступени экономайзера котла ПК-14-2 приведен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Поверочный расчет II ступени экономайзера

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Единица измерения	Расчет
1	2	3	4	5
Площадь поверхности нагрева II ступени ЭК	$H_{ЭК2}$	В соответствии с характеристиками котла [23]	м <sup>2</sup>	1890
Диаметр и толщина труб II ст. ЭК	$d \times \delta$	В соответствии с характеристиками котла [23]	мм	32 × 3,5
Поперечный шаг	$s_1$	То же	мм	80
Продольный шаг	$s_2$	То же	мм	60
Живое сечение экономайзера для газов	$F_{cp}$	В соответствии с характеристиками котла [23]	м <sup>2</sup>	24,7
Температура газов перед II ступенью ЭК	$\vartheta'$	Из расчета I ступени ПП	°С	650
Энтальпия газов перед II ступенью ЭК	$I'$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	2159
Температура газов на выходе из II ступени ЭК	$\vartheta''$	Принимается	°С	470
Энтальпия газов на выходе из II ступени ЭК	$I''$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	1521
Средняя температура газов	$\vartheta_{cp}$	$\frac{\vartheta' + \vartheta''}{2}$	°С	$\frac{650 + 470}{2} = 560$
Средняя скорость газов во II ступени ЭК	$\omega_z$	$\frac{B_p V_z \cdot (\vartheta_{cp} + 273)}{273 \cdot F_{cp}}$	м/с	$\frac{22,32 \cdot 2,213 \cdot (560 + 273)}{273 \cdot 24,7} = 6,1$
Температура воды на входе во II ст. ЭК	$t'$	В соответствии с характеристиками котла	°С	190

Продолжение таблицы 4.10

1	2	3	4	5
Энтальпия воды на входе во II ст. ЭК	$i'$	$i' = t' \cdot c_p$ , где $c_p$ – теплоемкость воды, равная 4,19 кДж/(кг·К)	кДж/кг	$190 \cdot 4,19 = 796,1$
Температура воды на выходе из II ст. ЭК	$t''$	Принимается	°С	250
Энтальпия воды на выходе из II ст. ЭК	$i''$	$i'' = t'' \cdot c_p$ , где $c_p$ – теплоемкость воды, равная 4,19 кДж/(кг·К)	кДж/кг	$250 \cdot 4,19 = 1047,5$
Температурный напор на входе	$\Delta t'$	$\vartheta' - t''$	°С	$650 - 250 = 400$
Температурный напор на выходе	$\Delta t''$	$\vartheta'' - t'$	°С	$470 - 190 = 280$
Средний температурный напор во II ступени ЭК	$\Delta t_{cp}$	$\frac{\Delta t' + \Delta t''}{2}$	°С	$\frac{400 + 280}{2} = 340$
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi$	[32, табл. 10.2]	–	0,85
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k$	[32, номограмма 12]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	25,7
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l$	[32, номограмма 14]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	0 (Теплотой излучения топки для ЭК II ст. пренебрегаем)
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\xi(\alpha_k + \alpha_l)$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$1 \cdot (25,7 + 0) = 25,7$
Коэффициент теплоотдачи от стенки воде	$\alpha_2$	–	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	При тепловом расчете экономайзеров величиной $\alpha_2$ пренебрегаем [32, п.10.3.17]
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\frac{\psi \cdot \alpha_1}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\frac{0,85 \cdot 25,7}{1} = 21,9$

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

Лист

39

Окончание таблицы 4.10

1	2	3	4	5
Тепловосприятие II ступени ЭК по уравнению теплообмена	$Q_m$	$\frac{kH_{ЭК2} \Delta t_{cp}}{B_p \cdot 10^3}$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{21,9 \cdot 1890 \cdot 340}{22,32 \cdot 10^3} = 709,3$
Тепловосприятие II ступени ЭК по балансу	$Q_{ЭК2}$	$\frac{D_э (i'' - i')}{B_p}$ , где $D_э$ – расход воды через экономайзер, кг/с [32]	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{197 \cdot 1000}{3600 \cdot 22,32} \times (1047,5 - 796,1) = 692,7$
Расхождение расчётных тепловосприятий	$\Delta Q$	$\frac{Q_m - Q_{ЭК2}}{Q_{ЭК2}} \cdot 100 \%$	%	$\frac{709,3 - 692,7}{692,7} \cdot 100 \%$ $= 2,3 \%$

#### 4.1.9 Расчет II ступени воздухоподогревателя котла ПК-14-2

Поверочный расчет II ступени воздухоподогревателя котла ПК-14-2 приведен в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Поверочный расчет II ступени воздухоподогревателя

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Единица измерения	Расчет
1	2	3	4	5
Площадь поверхности нагрева II ступени ВП	$H_{вп}$	В соответствии с характеристиками котла	м <sup>2</sup>	1980
Диаметр и толщина труб II ст. ВП	$d \times \delta$	В соответствии с характеристиками котла	мм	40 × 1,5
Поперечный шаг	$s_1$	То же	мм	67
Продольный шаг	$s_2$	То же	мм	45
Относительный поперечный шаг	$\sigma_1$	$s_1 / d$	–	67 / 40 = 1,675
Относительный продольный шаг	$\sigma_2$	$s_2 / d$	–	45 / 40 = 1,125
Живое сечение воздухоподогревателя для газов	$F_{cp}$	В соответствии с характеристиками котла	м <sup>2</sup>	12,95

Продолжение таблицы 4.11

1	2	3	4	5
Живое сечение воздухоподогревателя для воздуха	$f_6$	В соответствии с характеристиками котла	м <sup>2</sup>	17,1
Число рядов труб	$Z_2$	В соответствии с характеристиками котла	–	86
Число ходов для воздуха	$n$	В соответствии с характеристиками котла	–	2
Температура газов перед II ступенью ВП	$g'$	Из расчета II ступени ЭК	°С	470
Энтальпия газов перед II ступенью ВП	$I'$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	1558
Температура газов на выходе из II ступени ВП	$g''$	Принимается	°С	360
Энтальпия газов на выходе из II ступени ВП	$I''$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	1175
Средняя температура газов	$g_{cp}$	$\frac{g' + g''}{2}$	°С	$\frac{470 + 360}{2} = 415$
Средняя скорость газов во II ступени ВП	$\omega_2$	$\frac{B_p V_2 \cdot (g_{cp} + 273)}{273 \cdot F_{cp}}$	м/с	$\frac{22,32 \cdot 2,562 \cdot (415 + 273)}{273 \cdot 12,95} = 11,1$
Температура воздуха на входе во II ст. ВП	$t'$	В соответствии с характеристиками котла	°С	200
Энтальпия воздуха на входе во II ст. ВП при температуре $t'$	$I^{0'}$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	347,4
Температура воздуха на выходе из II ст. ВП	$t''$	Принимается	°С	340
Энтальпия воздуха на выходе из II ст. ВП при температуре $t''$	$I^{0''}$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	632,8

Окончание таблицы 4.11

1	2	3	4	5
Балансовое тепло-восприятие воздуха во II ступени ВП	$Q_{вн2}$	$(\beta_{вн}'' + \frac{\Delta\alpha_{вн}}{2})(I^{0''} - I^{0'})$ , где $\beta_{вн}''$ – отношение кол-ва воздуха на выходе к теоретически необходимому (см. табл. 4.2).	кДж/м <sup>3</sup>	$(1,03 + \frac{0,03}{2}) \times (632,8 - 347,4) = 298,2$
Температурный напор на входе	$\Delta t'$	$\vartheta' - t''$	°С	470 – 340 = 130
Температурный напор на выходе	$\Delta t''$	$\vartheta'' - t'$	°С	360 – 200 = 160
Средний температурный напор во II ступени ВП	$\Delta t_{ср}$	$\frac{\Delta t'' - \Delta t'}{2,31g \frac{\Delta t''}{\Delta t}}$	°С	$\frac{160 - 130}{2,31g \frac{160}{130}} = 144,6$
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi$	[32, табл. 10.2]	–	0,85
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k$	[32, номограмма 12]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	46
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l$	[32, номограмма 14]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	0 (Теплотой излучения топки для ВП II ст. пренебрегаем)
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\xi(\alpha_k + \alpha_l)$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	1 · (46 + 0) = 46
Коэффициент теплоотдачи от стенки воздуху	$\alpha_2$	[32, номограмма 8]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	56
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\frac{\psi \cdot \alpha_1}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}}$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$\frac{0,85 \cdot 46}{1 + \frac{46}{56}} = 21,5$
Тепловосприятие II ступени ВП по уравнению теплообмена	$Q_m$	$\frac{kH_{вн}\Delta t_{ср}}{B_p \cdot 10^3}$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{21,5 \cdot 1980 \cdot 144,6}{22,32 \cdot 10^3} = 309,9$
Расхождение расчётных тепловосприятий	$\Delta Q$	$\frac{Q_m - Q_{вн2}}{Q_{вн2}} \cdot 100 \%$	%	$\frac{309,9 - 298,2}{298,2} \cdot 100 \%$ = 3,9 %

#### 4.1.10 Расчет I ступени экономайзера котла ПК-14-2

Поверочный расчет I ступени экономайзера котла ПК-14-2 приведен в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Поверочный расчет I ступени экономайзера

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Единица измерения	Расчет
1	2	3	4	5
Площадь поверхности нагрева I ступени ЭК	$H_{ЭК}$	В соответствии с характеристиками котла	м <sup>2</sup>	990
Диаметр и толщина труб I ст. ЭК	$d \times \delta$	В соответствии с характеристиками котла	мм	32 × 3,5
Поперечный шаг	$s_1$	То же	мм	68
Продольный шаг	$s_2$	То же	мм	60
Живое сечение экономайзера для газов	$F_{ср}$	То же	м <sup>2</sup>	19,2
Температура газов перед I ступенью ЭК	$\vartheta'$	Из расчета II ступени ВП	°С	360
Энтальпия газов перед I ступенью ЭК	$I'$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	1180,5
Температура газов на выходе из I ступени ЭК	$\vartheta''$	Принимается	°С	250
Энтальпия газов на выходе из I ступени ЭК	$I''$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	807
Средняя температура газов	$\vartheta_{ср}$	$\frac{\vartheta' + \vartheta''}{2}$	°С	$\frac{360 + 250}{2} = 305$
Средняя скорость газов во II ступени ЭК	$\omega_2$	$\frac{B_p V_z \cdot (\vartheta_{ср} + 273)}{273 \cdot F_{ср}}$	м/с	$\frac{22,32 \cdot 2,562 \cdot (305 + 273)}{273 \cdot 19,2} = 6,3$
Температура воды на входе во I ст. ЭК	$t'$	В соответствии с характеристиками котла	°С	145

Продолжение таблицы 4.12

1	2	3	4	5
Энтальпия воды на входе во I ст. ЭК	$i'$	$i' = t' \cdot c_p,$ где $c_p$ – теплоемкость воды, равная 4,19 кДж/(кг·К)	кДж/кг	$145 \cdot 4,19 = 607,6$
Температура воды на выходе из I ст. ЭК	$t''$	В соответствии с характеристиками котла	°С	190
Энтальпия воды на выходе из I ст. ЭК	$i''$	$i'' = t'' \cdot c_p,$ где $c_p$ – теплоемкость воды, равная 4,19 кДж/(кг·К)	кДж/кг	$190 \cdot 4,19 = 796,1$
Температурный напор на входе	$\Delta t'$	$\vartheta' - t''$	°С	$360 - 190 = 170$
Температурный напор на выходе	$\Delta t''$	$\vartheta'' - t'$	°С	$250 - 145 = 105$
Средний температурный напор во I ступени ЭК	$\Delta t_{cp}$	$\frac{\Delta t' + \Delta t''}{2}$	°С	$\frac{170 + 105}{2} = 137,5$
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi$	[32, табл. 10.2]	–	0,85
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k$	[32, номограмма 12]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	91,2
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l$	[32, номограмма 14]	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	0 (Теплотой излучения топки для ЭК I ст. пренебрегаем)
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\xi(\alpha_k + \alpha_l)$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$1 \cdot (91,2 + 0) = 91,2$
Коэффициент теплоотдачи от стенки воде	$\alpha_2$	–	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	При тепловом расчете экономайзеров величиной $\alpha_2$ пренебрегаем [32, п.10.3.17]
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\frac{\psi \cdot \alpha_1}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\frac{0,85 \cdot 91,2}{1} = 77,5$

Окончание таблицы 4.12

1	2	3	4	5
Тепловосприятие I ступени ЭК по уравнению теплообмена	$Q_m$	$\frac{kH_2\Delta t_{cp}}{B_p \cdot 10^3}$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{77,5 \cdot 990 \cdot 137,5}{22,32 \cdot 10^3} = 472,7$
Тепловосприятие I ступени ЭК по балансу	$Q_{эк1}$	$\frac{D_э}{B_p} (i'' - i')$ , где $D_э$ – расход воды через экономайзер, кг/с [32]	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{197 \cdot 1000}{3600 \cdot 22,32} \times (796,1 - 607,6) = 462,1$
Расхождение расчётных тепловосприятий	$\Delta Q$	$\frac{Q_m - Q_{эк1}}{Q_{эк1}} \cdot 100 \%$	%	$\frac{472,7 - 462,1}{462,1} \cdot 100 \% = 2 \%$

#### 4.1.11 Расчет I ступени воздухоподогревателя котла ПК-14-2

Поверочный расчет I ступени воздухоподогревателя котла ПК-14-2 приведен в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Поверочный расчет I ступени воздухоподогревателя

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Единица измерения	Расчет
1	2	3	4	5
Площадь поверхности нагрева I ступени ВП	$H_{вп}$	В соответствии с характеристиками котла	м <sup>2</sup>	5400
Диаметр и толщина труб I ст. ВП	$d \times \delta$	В соответствии с характеристиками котла	мм	40 × 1,5
Поперечный шаг	$s_1$	То же	мм	86
Продольный шаг	$s_2$	То же	мм	42
Относительный поперечный шаг	$\sigma_1$	$s_1 / d$	–	86 / 40 = 2,15
Относительный продольный шаг	$\sigma_2$	$s_2 / d$	–	42 / 40 = 1,05
Живое сечение воздухоподогревателя для газов	$F_{cp}$	В соответствии с характеристиками котла	м <sup>2</sup>	9,53

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3	4	5
Живое сечение воздухоподогревателя для воздуха	$f_6$	В соответствии с характеристиками котла	м <sup>2</sup>	14,35
Число рядов труб	$Z_2$	В соответствии с характеристиками котла	–	82
Число ходов для воздуха	$n$	В соответствии с характеристиками котла	–	2
Температура газов перед I ступенью ВП	$\vartheta'$	Из расчета I ступени ЭЖ	°С	250
Энтальпия газов перед I ступенью ВП	$I'$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	812,8
Температура газов на выходе из I ступени ВП	$\vartheta''$	В соответствии с характеристиками котла	°С	150
Энтальпия газов на выходе из I ступени ВП	$I''$	По таблице 4.4 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	481
Средняя температура газов	$\vartheta_{cp}$	$\frac{\vartheta' + \vartheta''}{2}$	°С	$\frac{250 + 150}{2} = 200$
Средняя скорость газов во I ступени ВП	$\omega_2$	$\frac{B_p V_2 \cdot (\vartheta_{cp} + 273)}{273 \cdot F_{cp}}$	м/с	$\frac{22,32 \cdot 2,679 \cdot 415 + 273}{273 \cdot 9,53} = 15,8$
Температура воздуха на входе во I ст. ВП	$t'$	Принимается	°С	30
Энтальпия воздуха на входе во I ст. ВП при температуре $t'$	$I^{0'}$	По таблице 4.4	кДж/м <sup>3</sup>	144,3
Температура воздуха на выходе из I ст. ВП	$t''$	Принимается	°С	200

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3	4	5
Энтальпия воздуха на выходе из I ст. ВП при температуре $t''$	$I^{0''}$	По таблице 4.4	кДж/м <sup>3</sup>	303,8
Балансовое тепловосприятие воздуха во I ступени ВП	$Q_{en1}$	$(\beta_{en}'' + \frac{\Delta\alpha_{en}}{2})(I^{0''} - I^{0'})$ , где $\beta_{en}''$ – отношение кол-ва воздуха на выходе к теоретически необходимому (см. табл. 4.2); $\Delta\alpha_{en}$ – величина присоса воздуха во I ступени ВП (см. табл. 4.2)	кДж/м <sup>3</sup>	$(1,03 + \frac{0,03}{2}) \times (303,8 - 144,3) = 206$
Температурный напор на входе	$\Delta t'$	$\vartheta' - t''$	°С	$250 - 200 = 50$
Температурный напор на выходе	$\Delta t''$	$\vartheta'' - t'$	°С	$150 - 30 = 120$
Средний температурный напор во II ступени ВП	$\Delta t_{cp}$	$\frac{\Delta t'' - \Delta t'}{2,31g \frac{\Delta t''}{\Delta t'}}$	°С	$\frac{120 - 50}{2,31g \frac{120}{50}} = 80$
Коэффициент тепловой эффективности	$\psi$	[32, табл. 10.2]	–	0,85
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k$	[32, номограмма 12]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	21
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_l$	[32, номограмма 14]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	0 (Теплотой излучения топки для ВП I ст. пренебрегаем)
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\xi(\alpha_k + \alpha_l)$	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	$1 \cdot (21 + 0) = 21$
Коэффициент теплоотдачи от стенки воздуху	$\alpha_2$	[32, номограмма 8]	$\frac{Вт}{м^2 \cdot К}$	26,8

Окончание таблицы 4.13

1	2	3	4	5
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\frac{\psi \cdot \alpha_1}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}}$	$\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\frac{0,85 \cdot 21}{1 + \frac{21}{26,8}} = 10$
Тепловосприятие II ступени ВП по уравнению теплообмена	$Q_m$	$\frac{kH_{en} \Delta t_{cp}}{B_p \cdot 10^3}$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{10 \cdot 5400 \cdot 80}{22,32 \cdot 10^3} = 193$
Расхождение расчётных тепловосприятий	$\Delta Q$	$\frac{Q_m - Q_{en1}}{Q_{en1}} \cdot 100 \%$	%	$\frac{206 - 193}{193} \cdot 100 \% = 6 \%$

Внесем результаты теплового расчета котельного агрегата ПК-14-2 в сводную таблицу 4.14.

Таблица 4.14 – Результаты теплового расчета котла ПК-14-2

Наименование	Значение	Единица измерения
Расчетный расход топлива	22,32	м <sup>3</sup> /с
Сумма тепловых потерь	7,7	%
Располагаемая теплота топлива	5299,4	кДж/м <sup>3</sup>
Полезное тепловыделение в топке	5385,8	кДж/м <sup>3</sup>
Тепловосприятие топки	1358,0	кДж/м <sup>3</sup>
Тепловосприятие фестона	385,2	кДж/м <sup>3</sup>
Тепловосприятие II ст. пароперегревателя	731,2	кДж/м <sup>3</sup>
Тепловосприятие I ст. пароперегревателя	819,9	кДж/м <sup>3</sup>
Тепловосприятие II ст. экономайзера	709,3	кДж/м <sup>3</sup>
Тепловосприятие II ст. воздухоподогревателя	309,9	кДж/м <sup>3</sup>
Тепловосприятие I ст. экономайзера	472,7	кДж/м <sup>3</sup>
Тепловосприятие I ст. воздухоподогревателя	193,0	кДж/м <sup>3</sup>

## 4.2 Расчет горелочных устройств МПВСр

Особенностью конструкции данных горелок является подача газовых струй в закрученный поток воздуха, что позволяет уменьшить длину пламени. Интенсивность крутки воздушного потока характеризуется моментом вращения струи воз-

духа относительно оси горелки. Выполним расчет прямоточно-вихревых горелочных устройств МПВСр для котла ПК-14-2 по методике [29].

Расход смеси газов на горелку определяется по формуле (4.23), м<sup>3</sup>/ч:

$$B_1 = \frac{D(i_{nn} - i_{ng})}{Q_n^p \cdot \eta_{ка} \cdot n}, \quad (4.23)$$

где  $D$  – паропроизводительность котла ПК-14-2, кг/ч.  $D = 185 \cdot 10^3$  кг/ч.

$i_{nn}$  и  $i_{ng}$  – энтальпия перегретого пара и энтальпия питательной воды (см. таблицу 4.5), кДж/кг;

$Q_n^p$  – низшая теплота сгорания топлив по формуле (4.12), кДж/м<sup>3</sup>;

$\eta_{ка}$  – КПД котельного агрегата (см. таблицу 4.5);

$n$  – количество горелок,  $n=4$  шт.

$$B_1 = \frac{185 \cdot 10^3 (2732 - 607,6)}{5299,4 \cdot 0,923 \cdot 4} = 20087,2 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Расход воздуха на горелку определим по формуле (4.24), м<sup>3</sup>/ч

$$G_g = \alpha \cdot V_{смеси}^0 \cdot B_1 \quad (4.24)$$

где  $\alpha$  – коэффициент избытка воздуха. Принимаем  $\alpha = 1,1$ ;

$V_{смеси}^0$  – теоретический объем воздуха по формуле (4.8), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$B_1$  – расход смеси газов на 1 горелку по формуле (4.23), м<sup>3</sup>/ч.

$$G_g = 1,1 \cdot 1,138 \cdot 20087,2 = 25145 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Площадь огневого сечения горелки определяется по формуле (4.25), м<sup>2</sup>:

$$f_{огн} = \frac{B_1 \cdot Q_n^p}{\left( \frac{B_1 Q_n^p}{f_{огн}} \right)}, \quad (4.25)$$

где  $\left( \frac{B_1 Q_n^p}{f_{огн}} \right)$  – тепловое напряжение огневого сечения горелки, Гкал/м<sup>2</sup>ч. Принимаем 30 Гкал/м<sup>2</sup>ч.

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

$$f_{\text{оги}} = \frac{20087,2 \cdot 5299,4}{30 \cdot 4,19 \cdot 10^6} = 0,847 \text{ м}^2$$

Ширина рабочей зоны определяется по формуле (4.26), мм:

$$l = \frac{d_0 - d_1}{2}, \quad (4.26)$$

где  $d_0$  – диаметр цилиндрического канала горелки, м. По конструктивным характеристикам  $d_0 = 0,35$  м.

$d_1$  – диаметр зоны обратных токов, м. Для вихревых горелок  $d_1 = 0,35d_0 = 0,35 \cdot 0,35 = 0,1225$  м.

$$l = \frac{0,35 - 0,1225}{2} = 0,114 \text{ мм}$$

Действительная средняя скорость воздушного потока, движущегося по спирали, вычисляют по формуле (4.27), м/с:

$$W_g = \frac{G_g}{3600 \cdot 0,785(d_0^2 - d_1^2) \cdot \sin \beta_{cp}}, \quad (4.27)$$

где  $G_g$  – расход воздуха на горелку по формуле (4.24), м<sup>3</sup>/ч;

$\beta_{cp}$  – угол подъема потока. При интенсивности крутки  $n=2,67$   $\beta_{cp} = 35^\circ$  [29].

$$W_g = \frac{25145}{3600 \cdot 0,785 \cdot (0,35^2 - 0,1225^2) \cdot 0,574} = 144 \text{ м/с}$$

Потери давления на закручивание воздушного потока определяются по формуле (4.28), мм вод. ст.:

$$\Delta P_g = \xi \frac{\rho_g \cdot W_g^2}{2g}, \quad (4.28)$$

где  $\xi$  – коэффициент местного сопротивления [29, табл. 9].  $\xi = 4,5$ ;

$\rho_g$  – плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup>. При температуре горячего воздуха  $t_{г.в} = 340$  °С

$\rho_g = 0,595$  кг/м<sup>3</sup>.

$g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>;

										Лист
										50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.151.09 ПЗ					

$W_g$  – действительная средняя скорость воздушного потока по формуле (4.27), м/с.

Определим потери давления на закручивание воздушного потока для горелочных устройств МПВСр котельного агрегата ПК-14-2 по формуле (4.28).

$$\Delta P_g = 4,5 \frac{0,595 \cdot 144^2}{2 \cdot 9,81} = 2829,8 \text{ мм вод. ст}$$

Результаты расчета горелочных устройств МПВСр отобразим в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Результаты расчета горелочных устройств

Наименование	Единица измерения	Значение
Расход смеси газов на горелку $B_1$	м <sup>3</sup> /ч	20087,2
Расход воздуха на горелку $G_g$	м <sup>3</sup> /ч	25145,0
Ширина рабочей зоны $l$	м	0,114
Потери давления воздуха на закручивание $\Delta P_g$	мм вод. ст	2829,8

## 5 ИССЛЕДОВАНИЕ СЖИГАНИЯ СМЕСИ ГАЗОВ В КОТЛЕ ПК-14-2

В настоящее время, основной проблемой эксплуатации котла типа ПК-14-2 на ТЭЦ АО «ЕВРАЗ НТМК» является ограничение нагрузки и потребления доменного газа. Доменный газ является неизбежным побочным продуктом выплавки чугуна в доменных печах. Основными недостатками доменного газа можно назвать относительно низкую теплоту сгорания  $Q_{H\text{ } \partial\text{ } 2}^p = 3000 \div 6000$  кДж/м<sup>3</sup>, высокое содержание окиси углерода, азота.

Доменный газ является токсичным, поэтому на предприятиях черной металлургии в настоящее время остро стоит вопрос о его сжигании в паровых котлах ТЭЦ.

Целью научного исследования данной работы является выявить изменения параметров работы котельного агрегата ПК-14-2 АО «ЕВРАЗ НТМК» при сжигании смеси горючих газов при их различных тепловых долях.

Выполним тепловой расчет котельного агрегата ПК-14-2 при тепловых долях доменного газа  $q_{\partial\text{ } 2} = 0,85$ , коксового газа  $q_{\text{ } \kappa\text{ } 2} = 0,15$  по формулам (4.1 – 4.22). Исходные данные и состав топлива представлены в разделе 4 (см. таблицу 4.1).

Исходные данные:

- паропроизводительность котла среднеэксплуатационная  $D_{ne} = 185$  т/ч;
- давление перегретого пара  $P_{ne} = 95$  кгс/см<sup>2</sup>
- температура перегретого пара  $t_{ne} = 520$  °С;
- температура питательной воды  $t_{ne} = 145$  °С;

Теплота сгорания доменного газа по формуле (4.1) равна:

$$Q_{H1}^p = 3639,3 \text{ кДж/м}^3$$

Теплота сгорания коксового газа по формуле (4.1) равна:

$$Q_{H2}^p = 16919,7 \text{ кДж/м}^3$$

Вычислим объемную долю доменного газа по формуле (4.2), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>:

$$g'_{\partial\text{ } 2} = \frac{q'_{\partial\text{ } 2} \cdot Q_{H2}}{q'_{\partial\text{ } 2} \cdot Q_{H2} + (1 - q')Q_{H1}},$$

где  $q'_{\partial\text{ } 2}$  – тепловая доля доменного газа,  $q' = 0,85$ .

$$g'_{\partial\text{ } 2} = \frac{0,85 \cdot 16919,7}{0,85 \cdot 16919,7 + (1 - 0,85) \cdot 3639,3} = 0,963 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

									Лист
									52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.151.09 ПЗ				

Объемная доля коксового газа по формуле (4.3) равна:

$$g'_{кз} = 1 - 0,963 = 0,037 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

### **Теоретические объемы воздуха и продуктов сгорания для доменного газа**

Теоретически необходимый объем воздуха по формуле (4.4):

$$V_{\text{дог}}^0 = 0,712 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем продуктов сгорания трехатомных газов по формуле (4.5):

$$V_{RO_2 \text{ дог}} = 0,407 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем двухатомных газов по формуле (4.6):

$$V_{N_2 \text{ дог}}^0 = 1,080 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем водяных паров по формуле (4.7):

$$V_{H_2O \text{ дог}}^0 = 0,098 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

### **Теоретические объемы воздуха и продуктов сгорания для коксового газа**

Теоретически необходимый объем воздуха по формуле (4.4),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ :

$$V_{\text{кок}}^0 = 4,119 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем продуктов сгорания трехатомных газов по формуле (4.5):

$$V_{RO_2 \text{ кок}} = 0,383 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем двухатомных газов по формуле (4.6):

$$V_{N_2 \text{ кок}}^0 = 3,305 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

									Лист
									53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

Теоретический объем водяных паров по формуле (4.7):

$$V_{H_2O \text{ кокс}}^0 = 1,195 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Рассчитаем теоретический объем воздуха, двухатомных, трехатомных газов и водяных паров при сжигании смеси топлив: доменного и коксового газов по формулам смешения (4.8 – 4.11) раздела 4.

Определим теоретический объем воздуха для смеси двух топлив по формуле (4.8),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ :

$$V_{\text{смеси}}^0 = g'_{\text{дг}} \cdot V_{\text{дом}}^0 + (1 - g'_{\text{дг}}) \cdot V_{\text{кокс}}^0, \text{ м}^3/\text{м}^3$$

где  $g'_{\text{дг}}$  – объемная доля доменного газа;

$V_{\text{дом}}^0$  – теоретически необходимый объем воздуха при сжигании доменного газа,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$V_{\text{кокс}}^0$  – теоретически необходимый объем воздуха при сжигании коксового газа,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

$$V_{\text{смеси}}^0 = 0,963 \cdot 0,712 + (1 - 0,963) \cdot 4,119 = 0,838 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Определим теоретический объем трехатомных газов для смеси топлив, по формуле (4.9),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ :

$$V_{RO_2 \text{ смеси}} = g'_{\text{дг}} \cdot V_{RO_2 \text{ дом}} + (1 - g'_{\text{дг}}) \cdot V_{RO_2 \text{ кокс}},$$

где  $V_{RO_2 \text{ дом}}$  – теоретический объем трехатомных газов при сжигании доменного газа,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$V_{RO_2 \text{ кокс}}$  – теоретический объем трехатомных газов при сжигании коксового газа,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$$V_{RO_2 \text{ смеси}} = 0,963 \cdot 0,407 + (1 - 0,963) \cdot 0,383 = 0,406 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Определим теоретический объем двухатомных газов для смеси топлив по формуле (4.10),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ :

$$V_{N_2 \text{ смеси}}^0 = g'_{\text{дг}} \cdot V_{N_2 \text{ дом}}^0 + (1 - g'_{\text{дг}}) \cdot V_{N_2 \text{ кокс}}^0,$$

										Лист
										54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

где  $V_{N_2 \text{ дом}}^0$  – теоретический объем двухатомных газов при сжигании доменного газа,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$V_{N_2 \text{ кокс}}^0$  – теоретический объем двухатомных газов при сжигании коксового газа,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

$$V_{N_2 \text{ смеси}}^0 = 0,963 \cdot 1,08 + (1 - 0,963) \cdot 3,305 = 1,162 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Определим теоретический объем водяных паров для смеси топлив по формуле (4.11),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ :

$$V_{H_2O \text{ смеси}}^0 = g'_{\text{дг}} \cdot V_{H_2O \text{ дом}}^0 + (1 - g'_{\text{дг}}) \cdot V_{H_2O \text{ кокс}}^0,$$

где  $V_{H_2O \text{ дом}}^0$  – теоретический объем водяных паров при сжигании доменного газа,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$V_{H_2O \text{ кокс}}^0$  – теоретический объем водяных паров при сжигании коксового газа,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

$$V_{H_2O \text{ смеси}}^0 = 0,963 \cdot 0,098 + (1 - 0,963) \cdot 1,195 = 0,139 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Рассчитаем общую теплоту сгорания при сжигании смеси газов с учетом их объемных долей по формуле (4.12),  $\text{кДж}/\text{м}^3$ :

$$Q_n^p = Q_{n1}^p \cdot g'_{\text{дг}} + Q_{n2}^p \cdot (1 - g'_{\text{дг}}),$$

где  $Q_{n1}^p$  – теплота сгорания доменного газа по формуле (4.1),  $\text{кДж}/\text{м}^3$ ;

$Q_{n2}^p$  – теплота сгорания коксового газа по формуле (4.1),  $\text{кДж}/\text{м}^3$ ;

$g'_{\text{дг}}$  – объемная доля доменного газа по формуле (4.2),  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$$Q_n^p = 3639,3 \cdot 0,963 + 16919,7 \cdot (1 - 0,963) = 3719,4 \text{ кДж}/\text{м}^3$$

Рассчитаем действительные объёмы продуктов сгорания при сжигании доменного и коксового газа. Примем  $\alpha = 1,1$ .

Коэффициент избытка воздуха за газоходами определяется нарастающим ито-

										Лист
										55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

гом, путем суммирования избытка воздуха за предшествующим газоходом с присосом очередного по ходу газов.

Коэффициент избытка воздуха в топке и фестоне по формуле (4.13) равен:

$$\alpha'_m = 1,1 + 0,05 = 1,15$$

В таблице 5.1 приведены расчеты коэффициентов избытка воздуха в топочной камере и газоходах.

Таблица 5.1 – Коэффициенты избытка воздуха и присосы по газоходам

Наименование газохода	Присос воздуха в газоходе [32]	Избыток воздуха за газоходом	Средний избыток воздуха в газоходе
Топка и фестон	$\Delta\alpha_m = 0,05$	$\alpha'_m = 1,15$	$\alpha_m^{cp} = \alpha'_m = 1,15$
Пароперегреватель	$\Delta\alpha_{nn} = 0,03$	$\alpha'_{nn} = \alpha + \Delta\alpha_m + \Delta\alpha_{nn} = 1,1 + 0,05 + 0,03 = 1,18$	$\alpha_{nn}^{cp} = \alpha'_m + \alpha'_{nn} = (1,15 + 1,18) / 2 = 1,165$
Водяной экономайзер 2 ст.	$\Delta\alpha_{эк2} = 0,02$	$\alpha'_{эк2} = \alpha'_{nn} + \Delta\alpha_{эк2} = 1,18 + 0,02 = 1,2$	$\alpha_{эк2}^{cp} = \alpha'_{эк2} + \alpha'_{nn} = (1,18 + 1,2) / 2 = 1,19$
Воздухоподогреватель 2 ст.	$\Delta\alpha_{ен2} = 0,03$	$\alpha'_{ен2} = \alpha'_{эк2} + \Delta\alpha_{ен2} = 1,2 + 0,03 = 1,23$	$\alpha_{ен2}^{cp} = \alpha'_{ен2} + \alpha'_{эк2} = (1,23 + 1,2) / 2 = 1,215$
Водяной экономайзер 1 ст.	$\Delta\alpha_{эк1} = 0,02$	$\alpha'_{эк1} = \alpha'_{ен2} + \Delta\alpha_{эк1} = 1,23 + 0,02 = 1,25$	$\alpha_{эк1}^{cp} = \alpha'_{эк1} + \alpha'_{ен2} = (1,25 + 1,23) / 2 = 1,24$
Воздухоподогреватель 1 ст.	$\Delta\alpha_{ен1} = 0,03$	$\alpha'_{ен1} = \alpha'_{эк1} + \Delta\alpha_{ен1} = 1,25 + 0,03 = 1,28$	$\alpha_{ен1}^{cp} = \alpha'_{ен1} + \alpha'_{эк1} = (1,28 + 1,25) / 2 = 1,265$

Произведем расчет реальных объемов газов и их объемных долей для топки и фестона.

Реальный объем двухатомных газов по формуле (4.14) равен:

$$V_{N_2 \text{ смеси}} = 1,162 + (1,15 - 1) \cdot 0,838 = 1,288 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Реальный объем водяных паров по формуле (4.15):

$$V_{H_2O \text{ смеси}} = 0,139 + 0,0161 \cdot (1,15 - 1) \cdot 0,838 = 0,141 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Суммарный реальный объем дымовых газов по формуле (4.16):

$$V_{z \text{ смеси}} = 0,406 + 1,162 + 0,139 + (1,15 - 1) \cdot 0,838 = 1,833 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объемная доля трехатомных газов по формуле (4.17):

$$r_{\text{RO}_2 \text{ смеси}} = \frac{0,406}{1,833} = 0,221$$

Объемная доля водяных паров по формуле (4.18):

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{0,139}{1,833} = 0,076$$

Суммарная объемная доля трехатомных газов по формуле (4.19):

$$r_n \text{ смеси} = 0,221 + 0,076 = 0,297$$

Аналогично рассчитаем реальные объемы газов и их объемные доли по формулам (4.14 – 4.19) раздела 4 для остальных участков газохода. Результаты внесем в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Характеристики продуктов сгорания в газоходах

Наименование величин	Размерность						
		Топка, фес-тон	ПП	ЭК 2	ВП 2	ЭК 1	ВП 1
1	2	3	4	5	6	7	8
Коэффициент избытка воздуха за газоходом $\alpha'$	–	1,150	1,180	1,200	1,230	1,220	1,260
Коэффициент избытка воздуха средний для газохода $\alpha^{cp}$	–	1,150	1,165	1,190	1,215	1,225	1,240

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8
$V_{\text{H}_2\text{O смеси}} = V_{\text{H}_2\text{O смеси}}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_m^{cp} - 1) \cdot V_{\text{смеси}}^0$	м <sup>3</sup> / м <sup>3</sup>	0,1410	0,1412	0,1416	0,1419	0,1420	0,1422
$V_{\text{N}_2 смеси} = V_{\text{N}_2 смеси}^0 + (\alpha_m^{cp} - 1) \cdot V_{\text{смеси}}^0$	м <sup>3</sup> / м <sup>3</sup>	1,2880	1,3000	1,3210	1,3420	1,3510	1,3630
$V_{\text{г смеси}} = V_{\text{RO}_2 смеси} + V_{\text{N}_2 смеси} + V_{\text{H}_2\text{O смеси}} + (\alpha_{cp} - 1) \cdot V_{\text{смеси}}^0$	м <sup>3</sup> / м <sup>3</sup>	1,8330	1,8450	1,8660	1,8870	1,8960	1,9080
$r_{\text{RO}_2 смеси} = \frac{V_{\text{RO}_2 смеси}}{V_{\text{г смеси}}}$	–	0,222	0,220	0,218	0,215	0,214	0,213
$r_{\text{H}_2\text{O смеси}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O смеси}}}{V_{\text{г смеси}}}$	–	0,077	0,077	0,076	0,075	0,075	0,075
$r_n смеси = r_{\text{RO}_2 смеси} + r_{\text{H}_2\text{O смеси}}$	–	0,298	0,297	0,293	0,290	0,289	0,287

Определим энтальпии воздуха и продуктов сгорания при сжигании смеси доменного и коксового газа по формулам (4.20 – 4.22) раздела 4.

Определим теоретическую энтальпию воздуха при  $\vartheta = 100^\circ\text{C}$  по формуле (4.22):

$$I_g^0 = 0,838 \cdot 132,7 = 111,2 \text{ кДж/м}^3$$

Теоретическая энтальпия газов по формуле (4.21):

$$I_{\text{г}}^0 = (0,406 \cdot 171,7 + 0,139 \cdot 150,5 + 1,162 \cdot 130,1) = 241,8 \text{ кДж/м}^3$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.151.09 ПЗ	Лист
						58

Энтальпия продуктов сгорания после топки по формуле (4.20) при  $\vartheta = 100\text{ }^\circ\text{C}$ :

$$I_2 = 241,8 + 111,2 \cdot (1,15 - 1) = 258,5 \text{ кДж/м}^3$$

Аналогично рассчитаем энтальпии при температурах  $\vartheta$  в газоходах при  $\alpha^{cp}$  (см. таблицу 5.2). Результаты внесем в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Энтальпии воздуха и продуктов сгорания в газоходах

$\vartheta, \text{ }^\circ\text{C}$	$I_g^0, \text{ кДж/м}^3$	$I_2^0, \text{ кДж/м}^3$	$I_2 = I_2^0 + I_g^0 \cdot (\alpha^{cp} - 1), \text{ кДж/м}^3$					
			Топка, фестон	ПП	ЭК 2	ВП 2	ЭК 1	ВП 1
30	89,5	–	–	–	–	–	–	–
100	111,2	241,8	258,5	260,2	262,9	265,7	266,8	268,5
200	223,7	491,7	525,3	528,6	534,2	539,8	542,0	545,4
300	337,7	750,8	801,4	806,5	814,9	823,4	826,7	831,8
400	454,2	1016,8	1084,9	1091,7	1103,1	1114,4	1119,0	1125,8
500	574,0	1291,2	1377,3	1385,9	1400,2	1414,6	1420,3	1428,9
600	695,5	1573,4	1677,7	1688,1	1705,5	1722,9	1729,9	1740,3
700	820,4	1862,3	1985,4	1997,7	2018,2	2038,7	2046,9	2059,2
800	946,1	2156,4	2298,3	2312,5	2336,1	2359,8	2369,2	2383,4
900	1075,2	2457,3	2618,6	2634,7	2661,6	2688,5	2699,2	2715,3
1000	1205,0	2762,5	2943,2	2961,3	2991,4	3021,5	3033,6	3051,7
1100	1336,6	3067,8	3268,3	3288,3	3321,7	3355,2	3368,5	3388,6
1200	1469,9	3380,7	3601,1	3623,2	3659,9	3696,7	3711,4	3733,4
1300	1603,9	3687,7	3928,3	3952,3	3992,4	4032,5	4048,5	4072,6
1400	1739,7	4005,2	4266,1	4292,2	4335,7	4379,2	4396,6	4422,7
1500	1876,3	4325,4	4606,8	4635,0	4681,9	4728,8	4747,6	4775,7
1600	2013,7	4648,0	4950,0	4980,2	5030,6	5080,9	5101,1	5131,3
1700	2151,1	4973,9	5296,5	5328,8	5382,6	5436,4	5457,9	5490,1
1800	2289,4	5300,8	5644,2	5678,6	5735,8	5793,0	5815,9	5850,3
1900	2429,4	5628,2	5992,6	6029,0	6089,8	6150,5	6174,8	6211,2
2000	2569,3	5957,7	6343,1	6381,6	6445,9	6510,1	6535,8	6574,3
2100	2710,1	6288,9	6695,4	6736,1	6803,8	6871,6	6898,7	6939,3
2200	2850,9	6620,4	7048,0	7090,8	7162,1	7233,4	7261,9	7304,6

## 5.1 Расчет расхода топлива и теплового баланса

Выполним расчет теплового баланса котельного агрегата ПК-14-2 и расхода топлива при сжигании смеси доменного газа с тепловой долей  $q_{дог} = 0,85$  и коксового газа с тепловой долей  $q_{кг} = 0,15$ . Расчет представлен в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Расчет теплового баланса и расхода топлива

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Ед. изм.	Расчет
1	2	3	4	5
Располагаемая теплота топлива	$Q_p^p$	$Q_n^p + Q_{в.вн} + i_{мл}$	кДж/м <sup>3</sup>	$3719,4 + 0 + 0 = 3719,4$
Температура уходящих газов	$\vartheta_{ух}$	В соответствии с характеристиками котла [23]	°С	148
Энтальпия уходящих газов	$I_{ух}$	По таблице 5.3 интерполяцией	кДж/м <sup>3</sup>	401,4
Температура холодного воздуха	$t_{хв}$	По выбору	°С	30
Энтальпия холодного воздуха	$I_{хв}$	По таблице 5.3	кДж/м <sup>3</sup>	89,5
Потери тепла от механического недожога	$q_4$	Выбирается в зависимости от сжигаемого топлива	%	0
Потери тепла с уходящими газами	$q_2$	$\frac{(I_{ух} - \alpha_{вн} \cdot I_{хв}) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}$	%	$\frac{(401,4 - 1,26 \cdot 89,5) \cdot 100}{3719,4} = 7,7$
Потери тепла в окружающую среду	$q_5$	[32, рис. 5-1]	%	0,6
Потери тепла от химического недожога	$q_3$	[32, табл XX]	%	1,5
Сумма тепловых потерь	$\sum q$	$q_2 + q_3 + q_4 + q_5$	%	$7,7 + 1,5 + 0 + 0,6 = 9,8$
КПД котла	$\eta_{ка}$	$100 - \sum q$	%	$100 - 9,8 = 90,2$
Коэффициент сохранения тепла	$\varphi$	$1 - \frac{q_5}{\eta_{ка} + q_5}$	–	$1 - \frac{0,6}{90,2 + 0,6} = 0,993$

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3	4	5
Температура питательной воды на входе в котел	$t_{нв}$	По техническим характеристикам котла [23]	°С	145
Энтальпия питательной воды на входе	$i_{нв}$	$i_{нв} = t_{нв} \cdot c_p$ , где $c_p$ – теплоемкость воды, равная 4,19 кДж/(кг·К)	кДж/кг	$145 \cdot 4,19 = 607,6$
Температура перегретого пара	$t_{nn}$	По техническим характеристикам котла [32]	°С	520
Энтальпия перегретого пара	$i_{nn}$	По h-s диаграмме водяного пара	кДж/кг	2732
Полезное количество теплоты	$Q_{ка}$	$D(i_{nn} - i_{нв})$	кВт	$185 \cdot 1000 \cdot (2732 - 607,6)$
				$3600 = 109170,6$
Полный расход топлива	$B$	$\frac{Q_{ка}}{\eta_{ка} \cdot Q_p^p}$	м <sup>3</sup> /с	$\frac{109170,6}{0,902 \cdot 3719,4} = 32,5$
Расчетный расход топлива	$B_p$	$B \cdot \frac{100 - q_4}{100}$	м <sup>3</sup> /с	$32,5 \cdot \frac{100}{100} = 32,5$

Выполним расчет годовой стоимости топлива при работе котла ПК-14-2 для двух вариантов сжигания смеси газов:

- 1)  $q_{дг} = 0,6$ ,  $q_{кз} = 0,4$ ;
- 2)  $q_{дг} = 0,85$ ,  $q_{кз} = 0,15$ .

**Определение стоимости топлива для 1-го варианта сжигания смеси газов**

Рассчитаем расход доменного газа из смеси по формуле (5.1), м<sup>3</sup>/с:

$$B_{дом} = B_p \cdot g_{дом}', \quad (5.1)$$

где  $B_p$  – расчетный расход топлива (см. таблицу 4.5), м<sup>3</sup>/с;

$g_{дом}'$ , – объемная доля доменного газа по формуле (4.2), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

$$B_{дом} = 22,32 \cdot 0,875 = 19,53 \text{ м}^3/\text{с}$$

Аналогично рассчитаем расход коксового газа с объемной долей  $g'_{кз} = 0,125 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

$$B_{\text{кокс}} = 22,32 \cdot 0,125 = 2,79 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определим годовой расход доменного газа по формуле (5.2),  $\text{м}^3/\text{год}$ :

$$B_{\text{дом}}^{\text{год}} = B_{\text{дом}} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 \quad (5.2)$$

$$B_{\text{дом}}^{\text{год}} = 19,53 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 615\,898\,080 \text{ м}^3/\text{год}$$

Аналогично определим годовой расход коксового газа.

$$B_{\text{кокс}}^{\text{год}} = 2,79 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 87\,985\,440 \text{ м}^3/\text{год}$$

В таблице 5.6 представлена цена на газ в Свердловской области в 2019 году [44].

Таблица 5.6 – Цена на газ в Свердловской области в 2019 году

Наименование	Цена
Доменный газ	$p_{\text{дом}} = 451 \text{ руб} / 10^3 \text{ м}^3$
Коксовый газ	$p_{\text{кокс}} = 1637 \text{ руб} / 10^3 \text{ м}^3$

Определим годовую стоимость топлива по формуле (5.3),  $\text{руб}/\text{год}$ :

$$P_{\text{год}} = B_{\text{дом}}^{\text{год}} \cdot p_{\text{дом}} + B_{\text{кокс}}^{\text{год}} \cdot p_{\text{кокс}} + B_{\text{прир}}^{\text{год}} \cdot p_{\text{прир}} \quad (5.3)$$

$$P_{\text{год}} = 615\,898\,080 \cdot 0,451 + 87\,985\,440 \cdot 1,637 = 421\,802\,199,4 \text{ руб}/\text{год}$$

### Определение стоимости топлива для 2-го варианта сжигания смеси газов

Рассчитаем расход доменного газа из смеси по формуле (5.1) при  $B_p = 32,5 \text{ м}^3/\text{с}$  (см. таблицу 5.4) и  $g'_{\text{дом}} = 0,963 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

$$B_{\text{дом}} = 32,5 \cdot 0,963 = 31,2975 \text{ м}^3/\text{с}$$

Аналогично рассчитаем расход коксового газа при  $g'_{\text{кокс}} = 0,037 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

$$B_{\text{кокс}} = 32,5 \cdot 0,037 = 1,2025 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определим годовой расход доменного газа по формуле (5.2):

$$B_{\text{дог}}^{\text{год}} = 31,2975 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 986\,997\,960 \text{ м}^3/\text{год}$$

Аналогично определим годовой расход коксового газа.

$$B_{\text{кокс}}^{\text{год}} = 1,2025 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 37\,922\,040 \text{ м}^3/\text{год}$$

Определим годовую стоимость топлива по формуле (5.3).

$$P_{\text{год}} = 986\,997\,960 \cdot 0,451 + 37\,922\,040 \cdot 1,637 = 507\,214\,459 \text{ руб/год}$$

В таблице 5.7 приведено сравнение показателей при различных вариантах сжигания топлива при нагрузке котла  $D = 185$  т/ч.

Таблица 5.7 – Сравнение показателей расчетов

Показатель	Единица измерения	1 расчет	2 расчет
Тепловая доля топлива $q$	—	$q_{\text{дог}} = 0,6$ $q_{\text{кокс}} = 0,4$	$q_{\text{дог}} = 0,85$ $q_{\text{кокс}} = 0,15$
Располагаемая теплота сгорания $Q_p^p$	кДж/м <sup>3</sup>	5299,4	3719,4
КПД котла $\eta_{\text{ка}}$	%	92,3	90,2
Сумма тепловых потерь $\sum q$	%	7,7	9,8
Расчетный расход топлива $B_p$	м <sup>3</sup> /с	22,32	32,50
Годовая стоимость топлива $P_{\text{год}}$	руб/год	421 802 199,4	507 214 459,0

Как можно увидеть из сравнения расчетов, при варианте сжигания доменного газа с тепловой долей 0,85 и коксового газа с тепловой долей 0,15 значительно снижается располагаемая теплота сгорания. Это происходит из-за наличия в составе доменного газа негорючих компонентов, таких как азот и углекислый газ.

Это, в свою очередь, приводит к увеличенному расходу топлива на котел для поддержания необходимых параметров перегретого пара. Также наблюдается снижение значений энтальпий газов по всем газоходам котла, снижение КПД котельного агрегата, увеличение суммарных тепловых потерь.

На основании этого, после реконструкции котельного агрегата ПК-14-2 АО «ЕВРАЗ НТМК» путем замены 20 существующих горелочных устройств на 4 типа МПВСр целесообразнее использовать в качестве топлива смесь газов: доменного и коксового соответственно с тепловыми долями  $q_{d_2} = 0,6$ ,  $q_{k_2} = 0,4$ .

										Лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.151.09 ПЗ					

## 6 ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ И МЕРОПРИЯТИЯ

Темпы мирового производства и потребления энергетических ресурсов за последнее десятилетие имеют тенденцию к снижению. Однако суммарное количество производимых в мире первичных энергетических ресурсов непрерывно возрастает.

Высокая энергоемкость российской экономики обусловлена целым рядом факторов, главными среди которых были крайне слабый контроль и регулирование расхода энергоресурсов во всех сферах производства [41].

В течение двух последних десятилетий в России не происходило существенного обновления энергетического оборудования. Энергетика Российской Федерации в нынешнем состоянии не может обеспечить значительных темпов роста промышленного производства. Для ее модернизации необходимы значительные средства. Проведение мероприятий в сфере энергосбережения обходится намного дешевле и быстрее окупается.

Основным законом, регулирующим положения по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, является Федеральный закон от 23.11.2009 № 261 – ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [8]. Основной задачей Федерального закона является создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергоэффективности. Действие настоящего Федерального закона распространяется на деятельность, связанную с использованием топливно-энергетических ресурсов.

Экономия энергии непрерывно связана не только с состоянием окружающей среды, но и с ресурсосбережением. На добычу руды, выплавку металла, в бумажном и пищевом производстве необходимо значительное количество топлива, тепловой и электроэнергии.

Важнейшим ресурсом, участвующим практически в любом производстве, является вода. Экономия водных ресурсов может оказать существенную экономию первичного топлива.

Рассмотрим подробнее энергосберегающие технологии и мероприятия, применяемые при производстве тепловой и электрической энергии, при ее транспортировке и потреблении:

1) В производстве тепловой энергии важнейшим фактором энергосбережения является КПД котлоагрегатов и вспомогательных установок, расход топлива и теплоносителя.

Повышение КПД котельных агрегатов в настоящее время достигается применением современных технологий сжигания топлива, когенерационной выработкой тепловой и электрической энергии; увеличением коэффициента использования тепловой мощности; использованием систем распределенной генерации тепла; применением возобновляемых источников энергии; повышением технического уровня, автоматизации небольших источников тепловой энергии и оснащением их

системами контроля и регулирования отпуска тепловой и электрической энергии.

2) В системах транспортировки тепловой энергии главными мероприятиями энергосбережения можно назвать: минимизирование тепловых потерь и утечек теплоносителя в результате модернизации тепловых сетей на основе применения стальных теплопроводов с пенополиуретановой изоляцией; эффективных способов их прокладки; современной запорно-регулирующей арматуры; автоматизированных узлов и систем управления режимами; организация оптимальных режимов функционирования тепловых сетей, тепловых источников и потребителей.

3) В системах потребления тепловой энергии – учет количества и контролирование качества потребляемой тепловой энергии; оснащение тепловых пунктов современными средствами автоматического регулирования расхода энергоносителя; высокая технологичность всего процесса теплоснабжения, доступность его контроля и возможность управления [41].

Стратегическими целями развития теплоснабжения согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» являются [1]:

- существенное повышение технического уровня систем теплоснабжения на основе высокоэффективных технологических решений;
- уменьшение непроизводительных потерь тепла и расходов топлива;
- снижение вредного воздействия на окружающую среду.
- распространение сферы теплофикации на базе паротурбинных, газотурбинных, газопоршневых и дизельных установок на область средних и малых тепловых нагрузок;
- оптимальное сочетание централизованного и децентрализованного теплоснабжения с выделением соответствующих зон;
- совместная работа тепловых источников на общие тепловые сети с оптимизацией режимов их функционирования;
- модернизация действующих ТЭЦ, котельных, тепловых сетей и тепловых энергоустановок, проведение теплогидравлической наладки режимов, повышение качества строительно-монтажных и ремонтных работ, своевременное выполнение регламентных мероприятий, оснащение потребителей стационарными и передвижными установками теплоснабжения в качестве резервных и/или аварийных источников теплоснабжения;
- разработка нормативно-правовой базы, обеспечивающей эффективное взаимодействие производителей тепла, организаций, осуществляющих его транспортировку и распределение, а также потребителей в рыночных условиях функционирования отрасли.

Пути для снижения затрат энергетических ресурсов котла ПК-14-2 АО «ЕВРАЗ НТМК» можно назвать следующие.

Применение горелочных устройств с саморегулированием положения факела типа МПВСр, обеспечивающих КПД котельного агрегата, не ниже 90% и полное сгорание топлив при минимальных значениях коэффициентов избытка воздуха (1,05 – 1,07).

Использование частотно-регулируемых приводов и устройств плавного пуска

										Лист
										66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

на электродвигателях насосов. Это позволяет снизить расход электроэнергии на 25 – 30 %, а также продлить срок эксплуатации электродвигателя на 15 %.

Снижение присосов в топку и газоходы котельного агрегата за счет плотной и качественной обмуровки. Снижение присоса воздуха на 0,1 позволяет экономить до 0,5 % сжигаемого топлива и до 20 % электроэнергии на привод дымососа за счет снижения объема уходящих топочных газов.

Максимальное использование вторичных энергоресурсов металлургического производства для сжигания в топке котла. Это позволяет сэкономить первичные ресурсы и улучшить экологические условия.

Проведение режимно-наладочных испытаний котельных агрегатов, выбор оптимальных режимов работы основного и вспомогательного оборудования, составление режимной карты для обслуживающего персонала, разработка рекомендаций, направленных на повышение экономичности работы котельной установки позволяет экономить топливо в размере 3,5 % [41].

											Лист
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>13.04.01.2019.151.09 ПЗ</i>						<i>67</i>

## 7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Важнейшей проблемой любого современного производства является защита воздушного бассейна от вредных выбросов энергетических объектов. Загрязнение воздушной среды может вызвать нарушения экологических систем, ухудшить санитарно-гигиеническое состояние атмосферного воздуха. Атмосферный воздух – это жизненно важный компонент окружающей природной среды, представляющий собой естественную смесь газов атмосферы, находящуюся за пределами жилых, производственных и иных помещений [27].

Металлургические предприятия и ТЭЦ оказывают существенное влияние на состояние воздушного бассейна в районе их расположения. В процессе полного сгорания топлива образуются углекислый газ  $\text{CO}_2$ , водяные пары  $\text{H}_2\text{O}$ , азот  $\text{N}_2$ , окислы серы  $\text{SO}_2$  (сернистый ангидрид),  $\text{SO}_3$  (серный ангидрид) и зола. Из них к числу токсичных относятся окислы серы  $\text{SO}_2$  и  $\text{SO}_3$  и зола. Природный газ является беззольным топливом. При высоких температурах в ядре факела топков котлов большой мощности происходит частичное окисление азота, содержащегося в воздухе и топливе. Образуются окислы азота  $\text{NO}$  (окись азота) и  $\text{NO}_2$  (двуокись азота).

Исследование состава атмосферного воздуха в районах расположения крупных ТЭС показывает, что большой удельный вес в общем загрязнении воздуха приходится на долю окислов азота. Даже при минимальных дозах в воздухе окислы азота раздражают органы дыхания, разрушают оборудование и материалы, способствуют образованию смога.

Окислы азота образуются, в основном, в топочных камерах котлов, где происходит окисление азота воздуха при высоких температурах, а также разложение и окисление азотосодержащих соединений, входящих в состав топлива. В дымовых газах котлоагрегатов окислы азота обычно состоят на 95–99% из окиси азота  $\text{NO}$  и лишь на 1–5% из двуокиси азота  $\text{NO}_2$  [27].

### 7.1 Расчет выбросов окислов азота и окиси углерода

Доменный газ имеет в своем составе большое количество азота  $\text{N}_2$ . Окислы азота  $\text{NO}$ , образовавшиеся в топке котла, окисляются до двуокиси азота  $\text{NO}_2$  при более низких температурах. Двуокись азота  $\text{NO}_2$  является более токсичным выбросом, чем  $\text{NO}$ , поэтому расчет ведется для  $\text{NO}_2$ .

После проведения реконструкции котельного агрегата ПК-14-2 АО «ЕВРАЗ НТМК» и установки горелочных устройств для совместного сжигания смеси газов возникает необходимость вычисления массовых выбросов окислов азота, окиси углерода и определения их максимальных концентраций в приземном слое  $C_m$ .

Главным условием при расчете рассеивания вредных выбросов является то, что максимальная концентрация вредного вещества не должна превышать предельно допустимую максимально-разовую концентрацию вредного вещества в

										Лист
										68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

воздухе населенных мест, то есть должно выполняться неравенство  $C_m < \text{ПДК}_{\text{мр}}$ .

$\text{ПДК}_{\text{мр}}$  – предельно допустимая максимальная разовая концентрация вредного вещества в воздухе населенных мест. Эта концентрация при вдыхании в течение 20–30 мин не должна вызывать рефлекторных реакций в организме человека.

В таблице 7.1 приведено значение максимально-разовых и среднесуточных ПДК.

Таблица 7.1 – Значения максимально-разовых и среднесуточных ПДК [27]

Загрязняющее вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	
	Максимально-разовая	Среднесуточная
Пыль нетоксичная	0,50	0,150
Сернистый ангидрид (SO <sub>2</sub> )	0,50	0,050
Углерода окись (CO)	3,00	1,000
Азота окись (NO)	0,60	0,060
Азота двуокись (NO <sub>2</sub> )	0,085	0,040
Сажа (копоть)	0,15	0,050
Пятиокись ванадия (V <sub>2</sub> O <sub>5</sub> )	–	0,002
Бензапирен (C <sub>20</sub> H <sub>12</sub> )	–	1·10 <sup>-6</sup>

Расчет будем производить для варианта сжигания смеси доменного газа с тепловой долей  $q_{\text{ог}} = 0,6$  и коксового газа с тепловой долей  $q_{\text{кг}} = 0,4$  при работе двух котлов ПК-14-2 (№ 7 и № 8).

Выброс окислов азота определяется по формуле (7.1), г/с:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot \beta_1 \cdot k \cdot B \cdot Q_n^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot (1 - \beta_2 \cdot r) \cdot \beta_3, \quad (7.1)$$

где  $\beta_1$  – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления, принимаем  $\beta_1 = 0,85$  [27, таблица. 1.4];

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

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

$\beta_3$  – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок, для вихревых горелок  $\beta_3 = 1$ ;

$q_4$  – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива,  $q_4 = 0$ ;

$Q_n^p$  – низшая теплота сгорания топлива, МДж/м<sup>3</sup>.  $Q_n^p = 5,2994$  МДж/м<sup>3</sup>

										Лист
										69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

$B$  – расход топлива, м<sup>3</sup>/с.  $B = 22,32$  м<sup>3</sup>/с. Для двух котлов ПК-14-2 суммарный расход составляет  $B = 44,64$  м<sup>3</sup>/с (см. таблицу 4.5);

$k$  – коэффициент, характеризующий выход окислов азота, кг/м<sup>3</sup>.

Для парового котла коэффициент  $k$  определяется по формуле (7.2), кг/м<sup>3</sup>:

$$k = \frac{12 \cdot D}{200 + D}, \quad (7.2)$$

где  $D$  – паропроизводительность котла,  $D = 185$  т/ч. Для двух котлов ПК-14-2  $D = 370$  т/ч.

$$k = \frac{12 \cdot 370}{200 + 370} = 7,79 \text{ кг/м}^3$$

По формуле (7.1) определим выброс окислов азота:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot 0,85 \cdot 7,79 \cdot 44,64 \cdot 5,2994 \cdot (1-0) \cdot (1-0) \cdot 1 = 53,26 \text{ г/с}$$

Выброс окиси углерода определяется по формуле (7.3), г/с:

$$M_{\text{CO}} = 0,001 \cdot C_{\text{CO}} \cdot B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (7.3)$$

где  $C_{\text{CO}}$  – количество оксида углерода при эксплуатационном режиме котла, кг/тыс. м<sup>3</sup>.

Количество оксида углерода определяется по формуле (7.4), кг/тыс. м<sup>3</sup>:

$$C_{\text{CO}} = \frac{q_3 \cdot R \cdot Q_n^p}{1013}, \quad (7.4)$$

где  $q_3$  – потери тепла с химическим недожогом (см. таблицу 4.5), %;

$R$  – коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленной неполным сгоранием оксида углерода, для газа  $R = 0,5$  [27];

$Q_n^p$  – низшая теплота сгорания топлива, кДж/м<sup>3</sup> (см. таблицу 4.5).

$$C_{\text{CO}} = \frac{1,5 \cdot 0,5 \cdot 5299,4}{1013} = 3,92 \text{ кг/тыс. м}^3$$

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

Выброс окиси углерода по формуле (7.3) равен:

$$M_{CO} = 0,001 \cdot 3,92 \cdot 44,64 \cdot (1 - 0) = 174,9 \text{ г/с}$$

## 7.2 Поверочный расчет дымовой трубы

Первоначальным назначением дымовых труб являлось удаление дымовых газов теплоэнергетических установок за счет разности плотностей холодного воздуха и горячих дымовых газов. Для этих целей применялись невысокие дымовые трубы, выполненные из металла или кирпича.

С развитием энергетики происходило укрупнение единичной мощности агрегатов и электростанций при одновременном снижении качества топлива – повышении зольности и содержания серы. Это привело к необходимости использования дымовых труб для достижения новых целей – рассеивания содержащихся в дымовых газах вредных примесей в атмосферном воздухе для снижения их концентраций до необходимого уровня. По мере укрупнения электростанций и использования сернистых и зольных топлив потребовались трубы большой высоты – 100, 200, 300 м и более [27].

На ТЭЦ АО «ЕВРАЗ НТМК» установлена железобетонная дымовая труба высотой  $H = 90$  м и диаметром устья  $D_o = 3$  м.

Максимальная приземная концентрация окислов азота содержащихся в дымовых газах определяется формулой (7.5), мг/м<sup>3</sup>:

$$C_m = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}, \quad (7.5)$$

где  $\Delta T$  – разность температур выбрасываемых газов и средней температуры воздуха самого жаркого месяца в полдень, °С;

$T_o$  – температура дымовых газов,  $T_o = 150$  °С (см. таблицу 4.5);

$T_g$  – средняя температура воздуха самого жаркого месяца в полдень, для Нижнего Тагила  $T_g = 22,2$  °С [27];

$H$  – высота дымовой трубы,  $H = 90$  м;

$V_1$  – объемный расход продуктов сгорания топлива, м<sup>3</sup>/с, определяется формулой (7.6);

$M_{NO_2}$  – суммарное количество окислов азота, выбрасываемых в атмосферу, г/с (см. формулу 7.1);

$A$  – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, для европейской территории России и Урала севернее 52° с.ш.,  $A = 160$  [27];

$F$  – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в ат-

										Лист
										71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

мосферном воздухе. Для газообразных примесей  $F = 1$  [27];  
 $m$  и  $n$  – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой.

Объемный расход продуктов сгорания топлива определяется по формуле (7.6), м<sup>3</sup>/с:

$$V_1 = V_2 \cdot B_p \quad (7.6)$$

где  $B_p$  – расчетный расход топлива на котел ПК-14-2,  $B_p = 22,32$  м<sup>3</sup>/с

Для двух котлов ПК-14-2 общий расход равен  $B_p = 44,64$  м<sup>3</sup>/с.

$V_2$  – суммарный объем дымовых газов, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (см. таблицу 5.2),  
 $V_2 = 1,908$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

$$V_1 = 1,908 \cdot 44,64 = 85,17 \text{ м}^3/\text{с}$$

Значения коэффициентов  $m$  и  $n$  определяются с помощью дополнительных формул (7.7–7.8):

$$f = \frac{10^3 \cdot w_o^2 \cdot D_o}{H^2 \cdot \Delta T}, \quad (7.7)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}}, \quad (7.8)$$

где  $D_o$  – диаметр устья источника выброса, м,  $D_o = 3$  м;

$w_o$  – средняя скорость выхода газозвдушной смеси из устья источника выброса, м/с.

Средняя скорость выхода газозвдушной смеси рассчитывается по формуле (7.9):

$$w_o = \frac{4 \cdot V_1}{\pi \cdot D_o^2} \quad (7.9)$$

$$w_o = \frac{4 \cdot 85,17}{3,14 \cdot 3^2} = 12,06 \text{ м/с};$$

По формулам (7.7–7.8) значения коэффициентов равны:

$$f = \frac{10^3 \cdot 12,06^2}{90^2 \cdot (150 - 22,2)} = 0,14$$

										Лист
										72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{85,17 \cdot 127,8}{90}} = 3,21$$

Коэффициент  $m$  определяется по формуле (7.10):

$$\text{при } f < 100 \quad m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} \quad (7.10)$$

$$\text{при } f > 100 \quad m = 1,47/\sqrt[3]{f}$$

Коэффициент  $n$  определяется по формуле (7.11):

$$\text{при } v_m \geq 2 \quad n = 1$$

$$\text{при } 0,5 < v_m < 2 \quad n = 0,532 \cdot v_m^2 - 2,13 \cdot v_m + 3,13 \quad (7.11)$$

$$\text{при } v_m \leq 0,5 \quad n = 4,4 \cdot v_m$$

Так как  $f = 0,14$ ,  $v_m = 3,21$  значения коэффициентов  $m$  и  $n$  равно:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{0,14} + 0,34\sqrt[3]{0,14}} = 1,13$$

$$n = 1$$

Определим максимальную приземную концентрацию для окислов азота и окиси углерода.

Максимальная приземная концентрация окислов азота и окиси углерода по формуле (7.5) равны:

$$C_m^{NO_2} = \frac{160 \cdot 53,26 \cdot 1 \cdot 1,13 \cdot 1}{90^2 \sqrt[3]{85,17 \cdot (150 - 22,2)}} = 0,0536 \text{ мг/м}^3$$

$$C_m^{CO} = \frac{160 \cdot 174,9 \cdot 1 \cdot 1,13 \cdot 1}{90^2 \sqrt[3]{85,17 \cdot (150 - 22,2)}} = 0,176 \text{ мг/м}^3$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.151.09 ПЗ					73

Таким образом, можно сделать вывод о том, что установленная дымовая труба удовлетворяет условиям рассеивания выбросов  $\text{NO}_2$  и  $\text{CO}$  при эксплуатации двух котельных агрегатов ПК-14-2, так как  $C_m^i < \text{ПДК}_{\text{мр}}$ . При условии, что расчет был выполнен без учета фоновых концентраций диоксида азота и окиси углерода.

Под фоновой концентрацией для отдельного источника загрязнения атмосферы понимается загрязнение атмосферы в городе или другом населенном пункте, созданное другими источниками, исключая данный.

Если при расчете фоновой концентрации по формулам не имеется возможности принять во внимание все источники загрязнения атмосферы, фоновое загрязнение, как правило, от мелких источников, а также от автотранспорта, следует учитывать, определяя его на основе экспериментальных данных по согласованию с органами гидрометеорологии и контролю природной среды.

									Лист
									74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

## 8 АВТОМАТИЗАЦИЯ КОТЛА ПК-14-2

В настоящее время стабильная, экономичная и безопасная работа котельного цеха достигается за счет применения автоматического регулирования и управления технологическими процессами, сигнализационных систем и защиты оборудования.

Автоматическими системами регулирования энергетического оборудования являются сложные комплексы, включающие в себя технические средства, организационные мероприятия и оперативный персонал. Применение автоматического регулирования позволяет повысить надежность и экономичность работы котельных при малом числе обслуживающего персонала.

Системы управления выполняют следующие основные функции:

- управление энергетическим оборудованием на расстоянии;
- корректировка текущих параметров и значений технологического процесса;
- сигнализационное и аварийное оповещение о состоянии основного и вспомогательного оборудования;
- автоматическая защита оборудования от возможных повреждений в процессе эксплуатации.

Паровые барабанные котельные агрегаты являются сложными объектами автоматического регулирования с большим числом регулируемых параметров и регулирующих воздействий.

Рассмотрим основные участки регулирования барабанного парового котла. На рисунке 8.1 представлена принципиальная схема барабанного котельного агрегата [33].

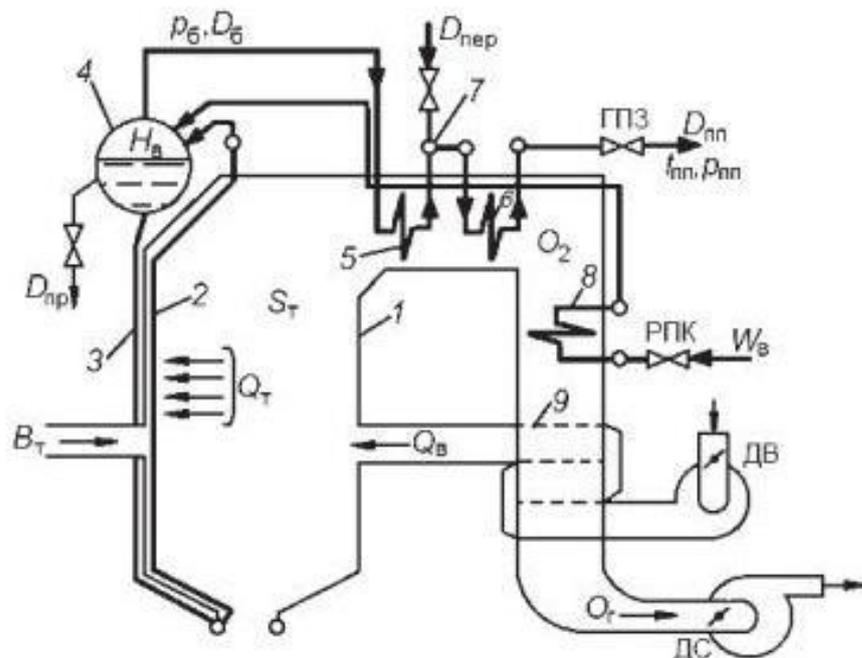


Рисунок 8.1 – Принципиальная схема парового барабанного котла

ГПЗ – газовая паровая задвижка; РПК – регулировочный питательный клапан; ДВ – дутьевой вентилятор; ДС – дымосос; 1 – топка; 2 – подъемные трубы; 3 – опускные трубы; 4 – барабан котла; 5, 6 – 1-я и 2-я ступени пароперегревателя; 7 – пароохладитель; 8 – водяной экономайзер; 9 – воздухоподогреватель.

Основными регулируемыми величинами котельного агрегата являются: расход перегретого пара  $D_{mn}$ , его давление  $p_{mn}$  и температура  $t_{mn}$ .

Перегретый пар направляется потребителю, который может изменять расход пара  $D_{mn}$ . Таким образом, переменной величиной для котла является расход пара, а его давление и температура должны поддерживаться в пределах допустимых отклонений, которые определяются в соответствии с требованиями заданного режима работы потребителя (турбины или иного потребителя тепловой энергии пара).

Заданное значение температуры пара  $t_{mn}$  может поддерживаться за счет изменения расхода охлаждающей воды  $D_{впр}$  на пароохладитель 7. Давление перегретого пара  $p_{mn}$  и давление в барабане котла  $p_{б}$  изменяется во всех случаях возникновения небаланса между количеством потребляемого пара  $D_{mn}$  и генерируемого (вырабатываемого) в экранных трубах  $D_{б}$  и может поддерживаться посредством изменения тепловыделения в топке  $Q_m$ , т. е. главным образом изменением подачи топлива [34].

Кроме поддержания требуемого расхода пара и заданных значений давления и следует поддерживать в пределах допустимых отклонений следующие величины: уровень воды в барабане котла  $H_6$ , разрежение в верхней части топки  $S_m$ , содержание котловой воды, оптимальный расход воздуха на сжигание топлива.

Для котельного агрегата ПК-14-2 АО «ЕВРАЗ НТМК» после замены горелочных устройств для совместного сжигания смеси газов предъявляются особые требования к системам автоматического регулирования.

При одновременном сжигании нескольких, значительно отличающихся друг от друга по теплофизическим характеристикам и режимам потребления видов топлива необходимо использовать широкодиапазонное регулирование температуры перегретого пара, промежуточную стабилизацию расходов доменного и коксового газов, общую систему автоматического регулирования тепловой нагрузки, адаптирующуюся к управлению любым видом топлива и поддерживающую на номинальном значении давление пара в общем паропроводе станции, а также регулирование экономичности сжигания топлива по концентрации кислорода в уходящих газах.

Все автоматические системы регулирования котлоагрегата ПК-14-2 сгруппированы в два функциональных комплекса: регулирования процесса горения и комплекс регулирования пароводяного тракта [34].

*Комплекс регулирования процесса горения включает в себя:*

- системы автоматического регулирования расхода доменного газа;
- системы автоматического регулирования расхода коксового газа;

										Лист
										76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

- системы автоматического регулирования расхода природного газа;
- системы автоматического регулирования тепловой нагрузки;
- главный регулятор;
- системы автоматического регулирования разрежения в топке;
- системы автоматического регулирования экономичности процесса горения;
- резервную системы автоматического регулирования питания.

*Комплекс регулирования пароводяного тракта включает в себя:*

- системы автоматического регулирования основного питания;
- системы автоматического регулирования температуры перегретого пара с впрыскивающим пароохладителем;
- системы автоматического регулирования температуры перегретого пара с поверхностным пароохладителем;
- системы автоматического регулирования непрерывной продувки.

Все системы в составе комплексов имеют свойства поддержания параметров при изменении режимов, корректировки динамических параметров, блокировок при ограничении диапазонов регулирования и выхода входных сигналов за допустимые диапазоны [35].

Для розжига и контроля наличия пламени в топке котла применяется устройство контроля пламени «Факел-3М-01».

Это устройство предназначено для контроля наличия факела в топке котла и для дистанционного розжига горелок с помощью запального устройства, имеющего ионизационный датчик собственного пламени.

«Факел-3М-01» состоит из сигнализатора, фотодатчика, запального устройства с ионизационным датчиком и блока искрового розжига. Блок искрового розжига на выходе дает напряжение до 25 кВ, достаточное для поджога газа. В основе контроля наличия пламени устройства положен принцип выделения инфракрасного излучения пламени в топке котла при сгорании топлива. Устройство «Факел-3М-01» имеет следующие технические характеристики [35]:

- напряжение питания – 220 В;
- потребляемый ток не превышает 0,5 А;
- измерение фотодатчиком длин волн свечения от 0,4 до 1,1 мкм;
- максимальное расстояние от фотодатчика до сигнализатора 150 м.
- имеется контроль обрыва сигнала между датчиком и сигнализатором.

Розжиг котла осуществляется в следующем порядке:

- 1) проветривание топки котельного агрегата при включенном дымососе и дутьевом вентиляторе для предотвращения взрыва остатков газозвдушной смеси;
- 2) при закрытом клапане безопасности и клапане-отсекателе проводится контроль отсутствия давления газа (датчик давления разомкнут) в течение 5 мин;
- 3) открывается клапан-отсекатель на время 2 с;
- 4) открывается клапан безопасности на 5 с;
- 5) проводится контроль герметичности газопровода;
- 6) подается сигнал на открытие клапана запальной горелки и подаются им-

					13.04.01.2019.151.09 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

пульсы на катушку зажигания. При розжиге факела запальной горелки подается устойчивый сигнал с электрода контроля пламени запальника, вследствие чего открывается клапан основной горелки и котел выводится в рабочий режим.

Для измерения температур в котельных агрегатах используют устройства типа ТПС (термический преобразователь сопротивления). Изготовитель – промышленная группа «Метран» г. Челябинск. Принцип работы преобразователя сопротивления заключается в превращении температуры в унифицированный токовый сигнал, для этого в комплекте с ТПС поставляется блок питания. Для измерения температур дымовых газов котла применяется ТПСУ Метран 274 с характеристиками [35]:

- диапазон измеряемых температур от  $-50$  до  $+500$  °С;
- номинальная статическая характеристика – 50П;
- степень защиты от пыли и воды – IP65;
- материал защитной арматуры – сталь 12X18H10T;
- средняя наработка до замены– 70000 ч

Для предотвращения воздействия высоких температур и агрессивных компонентов дымовых газов устройства ТПС снабжаются защитными гильзами.

Для измерения давления используются приборы серии Сапфир-22. Измерительные преобразователи «Сапфир-22» (изготовитель – ЗАО «Манометр», г. Москва) предназначены для преобразования измеряемых параметров: избыточного давления и разрежения, разности давлений – в унифицированный токовый выходной сигнал 0...5 мА, 4...20 мА. Датчики разности давлений могут использоваться в устройствах, предназначенных для преобразования значений уровня жидкости, расхода жидкости или газа [35]. Для преобразования силового воздействия давления в электрический сигнал используется сапфировая мембрана с кремниевыми резисторами. Основным достоинством преобразователей «Сапфир-22» является использование небольших деформаций чувствительных элементов, что повышает их надежность и стабильность характеристик, а также обеспечивает виброустойчивость преобразователей.

Для измерения давления топлива перед горелкой применяется «Сапфир-22MT-ДА-2050-01» со следующими характеристиками [35]:

- максимальный показатель абсолютного давления – 0,25МПа;
- безопасность – взрывонепроницаемая оболочка;
- материал – Сталь 12X18H10T;
- предел допускаемой основной погрешности – 0,15;
- выходной сигнал – 4-20 мА.

Для измерения давления в газопроводе в режиме проверки герметичности клапанов применяется прибор «Сапфир-22МП-2150-01» с характеристиками [35]:

- максимальный показатель абсолютного давления – 0,25МПа;
- безопасность – взрывонепроницаемая оболочка;
- материал – Сталь 12X18H10T;
- выходной сигнал – 4-20 мА.

										Лист
										78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

Спецификация приборов и средств автоматизации котельного агрегата ПК-14-2 АО «ЕВРАЗ НТМК» представлена в таблице А.1 ПРИЛОЖЕНИЯ А.

Средства автоматизации должны быть выбраны технически грамотно и экономически обосновано. Конкретный тип автоматического устройства выбирают с учетом особенностей объекта управления и принятой системы управления. При этом предпочтение следует отдавать однотипным, централизованным и серийно выпускаемым устройствам. Это значительно упростит поставку и эксплуатации [26]. Защитные устройства отдельных агрегатов котельной взаимосвязаны: срабатывание защиты одного из агрегатов, приводящее к его останову, является сигналом для останова других.

Практика внедрения автоматизированных систем оперативно-диспетчерского управления показывает, что контроль за ходом технологического процесса стал более действенным благодаря следующим факторам: контроль основывается не только на измерениях параметров процесса, но и на оперативных расчетах технико-экономических показателей; контроль хода технологического процесса более тесно связывается с состоянием основного и вспомогательного оборудования.

Дальнейшее совершенствование текущей эксплуатации теплоэнергетического оборудования должно идти по пути уменьшения числа дежурных специалистов по наблюдению за приборами и передачи их функций рабочим технологических специальностей.

					<i>13.04.01.2019.151.09 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Оборудование тепловых электростанций является объектом повышенной опасности, как для обслуживающего персонала, так и для населения.

В котельном цехе ТЭЦ АО «ЕВРАЗ НТМК» установлено 9 энергетических котлов, таких как: КО-111-200 (3 шт.); ТП-9; «Рилей-Стокер»; «Комбашен»; Е-220-9,8-540; ПК-14-2 (2 шт.). Также установлено 3 водогрейных котла марки ПТВМ-100.

В выпускной квалификационной работе рассмотрен проект реконструкции котла ПК-14-2 с заменой горелочных устройств для совместного сжигания смеси газов (доменного и коксового) в топочной камере.

### 9.1 Выявление опасных и вредных производственных факторов при эксплуатации оборудования

Опасным производственным фактором называется фактор, воздействие которого приводит к травме или к другому ухудшению здоровья. Вредным производственным фактором называется фактор, воздействие которого приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

Опасные и вредные производственные факторы (ОВПФ) делятся на физические, химические, биологические и психофизические в соответствии с ГОСТ 12.0.003-80 «Опасные и вредные производственные факторы» [17].

В зоне обслуживания паровых котельных агрегатов имеют место быть следующие ОВПФ:

#### 1) Физические факторы:

- тепловое излучение от нагретых поверхностей (наружные поверхности котельного агрегата, паропроводы, трубопроводы горячей воды);
- повышенный уровень постоянного шума (работа горелочных устройств, насосного оборудования, аэродинамические шумы движущихся сред);
- повышенный уровень локальной и общей вибрации;
- недостаточное освещение;
- повышенный уровень электромагнитных излучений.

#### 2) Химические факторы:

- содержание NO<sub>2</sub>, СО в дымовых газах;
- возможные утечки доменного, коксового, природного газа.

#### 3) Психофизические факторы:

- умственное перенапряжение;
- монотонность труда;
- эмоциональные перегрузки.

К опасным производственным факторам в котельном цехе относятся: электрический ток; раскаленные тела; возможность падения с высоты работающего или различных предметов; оборудование, работающее под давлением выше атмосфер-

									Лист
									80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.151.09 ПЗ				

ного. Уровни воздействия на работающих вредных производственных факторов нормированы предельно-допустимыми уровнями, значения которых указаны в соответствующих стандартах системы стандартов безопасности труда и санитарно-гигиенических правилах [17].

## **9.2 Требования охраны труда и организации работ при реконструкции котла ПК-14-2**

Подготовка и производство работ по реконструкции котельного агрегата ПК-14-2 должны соответствовать правилам организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства. К таким правилам, главным образом, относятся:

- Требования техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей;
- Требования и правила безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;
- Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий;
- Инструкция по охране труда.

Непосредственно перед началом работ по реконструкции котельного агрегата ПК-14-2 и замены горелочных устройств производятся следующие подготовительные работы:

- разработка и утверждение проекта производства работ (ППР);
- оборудование складов и площадок для сборки блоков монтируемого оборудования;
- подготовка временных зданий и сооружений, необходимых для монтажных работ, сооружение подъездных путей;
- подведение временных водяных сетей, необходимых при проведении реконструкции, прокладка электрических сетей для организации освещения зон сборки оборудования и производства монтажных работ;

Для осуществления подъема и перемещения грузов в котельном цехе ТЭЦ АО «ЕВРАЗ НТМК» используется мостовой кран грузоподъемностью 250 тонн. Безопасная эксплуатация крана регламентируется в соответствии с ПБ 10 – 382 – 00 «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов»; ГОСТ 12.2.065 – 81; ГОСТ 12.3.009 – 76 «Работа с грузоподъемными механизмами» [18].

Перед допуском ремонтного персонала к работе по наряду руководитель работы должен провести целевой инструктаж производителю работ (бригадиру) и членам бригады. Результаты инструктажа вносятся в журнал. В нем указываются следующие данные: меры безопасности в процессе производства работ; виды работ, выполняемые под непосредственным руководством (наблюдением) руководителем работ, ответственным за безопасное производство работ, бригадиром; перечень проработанной документации по охране труда; дата проведения инструктажа, номер наряда, а также фамилии, должности и разряды

					13.04.01.2019.151.09 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

членов бригады, производителя и руководителя работ. Целевой инструктаж должен завершаться проверкой знаний устным опросом, а также проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы.

Выполнение монтажных работ в действующих производственных помещениях с повышенной взрывоопасностью и газоопасностью допускается только при наличии наряда-допуска. Ремонт, монтаж или демонтаж тепловых энергоустановок в таких производственных помещениях должны производиться с использованием инструмента из цветных металлов. При этом запрещается: применять источники открытого огня, бросать металлические предметы и материалы, способные вызвать искру при падении, использовать обувь с металлическими подковками и гвоздями, оставлять на рабочем месте промасленную ветошь (все обтирочные материалы складываются в железный ящик и удаляются из помещения по окончании работ).

Освобождение монтируемых тепловых энергоустановок и трубопроводов от стропов при применении грузоподъемных машин и механизмов должно производиться после надежного их закрепления или установки в устойчивое положение.

### **Освещение помещений производственных и складских зданий**

Для освещения помещений следует использовать, как правило, наиболее экономичные разрядные лампы. Использование ламп накаливания для общего освещения допускается только в случае невозможности или технико-экономической нецелесообразности использования разрядных ламп.

Для местного освещения, кроме разрядных источников света, следует использовать лампы накаливания, в том числе галогенные.

Нормы освещенности, следует повышать на одну ступень шкалы освещенности в следующих случаях [14]:

а) при повышенной опасности травматизма, если освещенность от системы общего освещения составляет 150 лк и менее;

б) при работе или производственном обучении подростков, если освещенность от системы общего освещения - 300 лк и менее;

в) при отсутствии в помещении естественного света и постоянном пребывании работающих, если освещенность от системы общего освещения - 750 лк и менее;

е) при наблюдении деталей, вращающихся со скоростью, равной или более 500 об/мин, или объектов, движущихся со скоростью, равной или более 1,5 м/мин;

з) в помещениях, где более половины работающих старше 40 лет.

При наличии одновременно нескольких признаков нормы освещенности следует повышать не более чем на одну ступень.

Освещенность рабочей поверхности, создаваемая светильниками общего освещения в системе комбинированного, должна составлять не менее 10% нормируемой для комбинированного освещения при тех источниках света, которые применяются для местного освещения. При этом освещенность должна быть не

					<i>13.04.01.2019.151.09 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

менее 200 лк при разрядных лампах, не менее 75 лк при лампах накаливания. Создавать освещенность от общего освещения в системе комбинированного более 500 лк при разрядных лампах и более 150 лк при лампах накаливания допускается только при наличии обоснований.

В помещениях без естественного света освещенность рабочей поверхности, создаваемую светильниками общего освещения в системе комбинированного, следует повышать на одну ступень.

В производственных помещениях освещенность проходов и участков, где работа не производится, должна составлять не более 25% нормируемой освещенности, создаваемой светильниками общего освещения, но не менее 75 лк при разрядных лампах и не менее 30 лк при лампах накаливания.

В цехах с полностью автоматизированным технологическим процессом следует предусматривать освещение для наблюдения за работой оборудования, а также дополнительно включаемые светильники общего и местного освещения для обеспечения необходимой освещенности при ремонтно-наладочных работах.

Для местного освещения рабочих мест следует использовать светильники с непросвечивающими отражателями. Светильники должны располагаться таким образом, чтобы их светящиеся элементы не попадали в поле зрения работающих на освещаемом рабочем месте и на других рабочих местах.

Местное освещение рабочих мест, как правило, должно быть оборудовано регуляторами освещения [14].

### 9.3 Электробезопасность

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

Проходя через тело человека, электрический ток производит термическое, электролитическое, механическое и биологическое действие. Термическое действие тока проявляется ожогами отдельных участков тела. Электролитическое действие тока выражается в разложении жидкостей организма на ионы. Механическое действие тока приводит к разрыву тканей. Биологическое действие тока проявляется судорожным сокращением мышц, нарушением внутренних биологических процессов.

Воздействие тока на человека зависит от силы тока и его рода. Для переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 220В и пути тока «рука – нога» сила тока 0,6...1,5 мА является ощутимой, появляется легкое дрожание пальцев.

При силе тока 2,0...2,5 мА возникают болевые ощущения, а при 5,0...7,0 мА – судороги в руках; 20,0...25,0 мА – неотпускающий ток, человек не может самостоятельно оторвать руки от электродов, а при 50,0...80,0 мА наступает паралич

										Лист
										83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.151.09 ПЗ					

дыхания; при 90,0...100,0 мА наступает фибрилляция сердца при действии тока в течении 2...3 с [14].

Требования безопасности к электрическому изделию и его частям:

1) конструкцией электротехнического изделия должно быть предусмотрено средства шумо- и виброзащиты, обеспечивающие уровни шума и вибрации на рабочих местах в соответствии с утвержденными санитарными нормами;

2) изделия, которые создают электромагнитные поля, должны иметь защитные экраны и поглотители для ограничения воздействия этих полей в рабочей зоне до допустимых уровней;

3) электрическая схема изделия должна исключать возможность его самопроизвольного включения и отключения;

4) расположение и соединение частей изделия должны быть выполнены с учетом удобства и безопасности наблюдения за изделием при выполнении сборочных работ, проведении осмотра, испытаний и обслуживания;

5) в случае необходимости изделия должны быть оборудованы сигнализацией, надписями и табличками;

б) электрическая изоляция частей изделия, доступных для прикосновения, должна обеспечивать защиту человека от поражения электрическим током.

7) металлические изделия, предназначенные для присоединения заземляющего проводника, должны быть выполнены из металла, стойкого в отношении коррозии, или покрыты металлом, предохраняющим его от коррозии, а также их контактная часть не должна иметь поверхностной окраски.

8) заземление частей изделий, установленных на движущихся частях, должно выполняться гибкими проводниками или скользящими контактами [22].

## 9.4 Пожаровзрывобезопасность

Пожаровзрывобезопасность в котельном цехе может быть обеспечена мерами пожарной профилактики и активной пожарной защиты. Пожарная профилактика включает комплекс мероприятий, направленных на предупреждение пожара или уменьшение его последствий. Активная пожарная защита – меры, обеспечивающие борьбу с пожарами или взрывоопасной ситуацией. Мероприятия по пожарной профилактике разделяются на следующие:

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

Организационные мероприятия предусматривают правильную эксплуатацию оборудования, правильное содержание зданий, территории, противопожарный инструктаж рабочих и служащих, организацию пожарно-технических комиссий, издание приказов по вопросам усиления пожарной безопасности и т.д.

К техническим мероприятиям относятся, соблюдение противопожарных правил норм проектирования, при устройстве электропроводов.

										Лист
										84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

К мероприятиям режимного характера относятся: запрещение курения в неустановленных местах, при производстве сварочных и других огневых работ в зоне выполнения работ.

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

Основными источниками пожара в котельной могут быть:

- 1) утечка топлива при разгерметизации газопроводов;
- 2) короткое замыкание электропроводки;
- 3) нарушение правил по розжигу газа могут привести к взрыву в топке котла;
- 4) неправильная подача воздуха и газа на горелку может привести к отрыву огня от горелки;
- 5) самовоспламеняющиеся смеси горючих газов, пыли, масла.

Категорией помещений в котельном цехе по взрывопожарной и пожарной опасности ТЭЦ ОАО «ЕВРАЗ НТМК» является категория А.

Категория А— повышенная взрывопожароопасность.

Для предотвращения взрывопожароопасности в котельном цехе и при производстве работ необходимо выполнить следующие мероприятия и требования.

1) При использовании жидкого и газообразного топлива в помещении котельной следует предусматривать легко сбрасываемые ограждающие конструкции из расчета  $0,03 \text{ м}^2$  на  $1 \text{ м}^3$  свободного объема помещения, в котором находятся котлы, топливоподающее оборудование и трубопроводы. В качестве легко сбрасываемых конструкций следует использовать остекление окон и фонарей. Применение для заполнения окон армированного стекла, стеклоблоков и стеклопрофилита не допускается.

2) При устройстве остекления, предусматриваемого в качестве легко сбрасываемых конструкций, площадь и толщина отдельных листов стекла (в оконном переплете) должны удовлетворять требованиям, приведенным в СП 56.13330 [15].

3) При невозможности обеспечения требуемой площади остекления допускается в качестве легко сбрасываемых конструкций использовать ограждающие конструкции, как правило, верхнее перекрытие из стальных, алюминиевых и асбестоцементных листов и эффективного утеплителя или предусматривать взрывные каналы, соединенные с наружным выбросом.

4) Электротехнические помещения следует проектировать с учетом СП 56.13330. Предел огнестойкости ограждающих конструкций помещений, в которых располагается электрооборудование с количеством масла в единице оборудования 60 кг, оснащение помещений котельной первичными средствами пожаротушения должно соответствовать требованиям, приведенных в СП 9.13130.

5) Необходимость оснащения помещений котельной автоматической установкой пожарной сигнализации или автоматической установкой пожаротушения определяется согласно требованиям, приведенным в СП 5.13130.

6) Стены внутри производственных зданий котельной должны быть гладкими и окрашиваться водостойкой краской в светлых тонах; пол помещения котельной должен быть из негорючих и легкосмываемых материалов.

## Средства пожаротушения в котельном цехе

Необходимые средства пожаротушения, которыми должно быть обеспечен котельный цех [18]: противопожарное водоснабжение; первичные средства пожаротушения и противопожарный инвентарь.

Установки автоматического и полуавтоматического пожаротушения (спринклерные и дренчерные установки).

Автоматические установки пожаротушения следует проектировать с учетом общероссийских, региональных и ведомственных нормативных документов, действующих в этой области, а также строительных особенностей защищаемых зданий, помещений и сооружений, возможности и условий применения огнетушащих веществ исходя из характера технологического процесса производства.

Установки автоматического водяного и пенного пожаротушения должны выполнять функцию тушения или локализации пожара. Установки автоматического пожаротушения бывают спринклерные и дренчерные.

Спринклерные установки водяного и пенного пожаротушения в зависимости от температуры воздуха в помещениях следует проектировать водозаполненными или воздушными. Спринклерные установки следует проектировать для помещений высотой не более 20 м.

Время с момента срабатывания спринклерного оросителя, установленного на воздушном трубопроводе, до начала подачи воды из него не должно превышать 180 с.

В отличие от спринклеров, которые вскрываются под действием определенной расчетной температуры только над очагом пожара, дренчерные установки группового действия при автоматическом включении орошают площадь помещения всеми головками одновременно независимо от размеров очага загорания.

Автоматическое включение дренчерных установок следует осуществлять по сигналам от одного из видов технических средств или по совокупности сигналов этих технических средств:

- пожарных извещателей установок пожарной сигнализации;
- побудительных систем;
- датчиков технологического оборудования.

Первичные средства пожаротушения и противопожарный инвентарь:

- 1) пенные огнетушители ОП-5 и ОХП-10 предназначены для тушения начинающих очагов загорания при воспламенении всех горючих твердых и жидких веществ;
- 2) жидкостные огнетушители (ОЖ-5, ОЖ-10) являются разновидностью пенных огнетушителей и применяются для тушения небольших очагов загорания плохо смачиваемых материалов (хлопка, ваты и т.п.).
- 3) углекислотные огнетушители (ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8) и перевозные (ОУ- 25, ОУ-80 и ОУ-400) применяются для небольших очагов загораний, а также пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением не выше 380 В.
- 4) сухой песок, кошма или войлочное полотно, багор, лом, лопаты.

											Лист
											86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.151.09 ПЗ						

## 10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Определение наиболее рациональных направлений эксплуатации энергетического оборудования является основной экономической задачей промышленного предприятия. Важную роль в реализации эффективного развития предприятия играет принятие экономически обоснованных решений воплощения инвестиционных проектов.

В выпускной квалификационной работе рассмотрен проект реконструкции котельного агрегата ПК-14-2 АО «ЕВРАЗ НТМК» с заменой существующих 20 горелочных устройств для отдельного сжигания смеси газов на 4 горелки для сжигания смеси доменного и коксового газа в каждой горелке.

ЕВРАЗ Нижнетагильский металлургический комбинат (НТМК) является одним из крупнейших в России металлургических комбинатов с полным производственным циклом, включающим в себя коксохимическое, доменное и конвертерное производства, а также несколько сталепрокатных цехов.

Таким образом, сжигание смеси доменного и коксового газа в котле ПК-14-2 обеспечит полную автономность в потребности энергетических ресурсов.

### 10.1 Технико-экономический расчет

Для обоснования экономической эффективности проекта реконструкции котельного агрегата ПК-14-2 необходимо составить сметы капитальных и текущих затрат; определить себестоимости производства тонны пара до и после замены горелочных устройств.

Под единовременными или капитальными затратами понимают затраты на приобретение, установку, наладку и монтаж основного и вспомогательного оборудования, затраты на проектно-конструкторскую деятельность, затраты на изготовление оборудования, на оплату строительных работ, а также на транспортные расходы [21].

Под текущими затратами понимают затраты на обеспечение фактического функционирования котельного агрегата. Они состоят из затрат на топливо для работы котла; затрат на электроэнергию для привода оборудования и системы автоматизации; амортизационных отчислений для постепенного восстановления оборудования котельного цеха; затрат на текущий ремонт; заработной платы; отчислений на социальное страхование сотрудников, занятых в котельном цехе; прочих расходов.

#### 10.1.1 Смета капитальных затрат проекта реконструкции котла ПК-14-2

Капитальные затраты включают в себя затраты на разработку проекта реконструкции, стоимость оборудования, затраты на демонтаж существующего оборудования и монтаж нового.

Стоимость оборудования определяется по прейскуранту завода-изготовителя

										Лист
										87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

в ценах мая 2019 года, стоимость транспортировки оборудования вычислена согласно [46]. Смета капитальных затрат на реконструкцию котла и замену горелочных устройств представлена в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Смета капитальных затрат на реконструкцию котла

Наименование затрат	Цена, тыс. руб	Кол-во, шт.	Сумма, тыс. руб
1. Проектные работы	–	–	210,00
2. Демонтажные работы	115	20	2300,00
3. Монтажные работы	132	4	528,00
4. Пуско-наладочные работы	–	–	210,00
5. Транспортировка оборудования	–	–	150,00
6. Оборудование, в том числе:	–	–	2951,10
– Горелки МПВСр для совместного сжигания смеси газов (производство АО «ТЭО») [48]	635,5	4	2542,00
– Газоанализатор многокомпонентный АНГОР-С (Метран г. Челябинск) [48]	99,1	1	99,10
– Датчик давления газа перед горелкой 0-50 кПа (КБ «Агава») [48]	14,4	16	230,40
– Клапан отсечной Ду 400 (НПО ЮМАС) [48]	23	2	46,00
–Термоанемометрический расходомер доменного и коксового газа [48]	16,8	2	33,60
Итого	–	–	6349,10

### 10.1.2 Смета текущих затрат эксплуатации котла до реконструкции

Эксплуатация котельного агрегата ПК-14-2 АО «ЕВРАЗ НТМК» требует постоянных ежегодных затрат, называемых текущими.

Текущие затраты – затраты, которые необходимы для создания продукции, организации производственного процесса, выполнения работ, оказания услуг [21].

						<i>13.04.01.2019.151.09 ПЗ</i>	Лист
							88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

К текущим затратам относятся следующие статьи затрат:

- сырье и материалы;
- топливо;
- теплота и электроэнергия;
- энергоносители;
- амортизационные отчисления;
- текущий ремонт;
- заработная плата;
- прочие общепроизводственные затраты.

Стоимость установленных горелочных устройств МПФГ и вспомогательного оборудования составляет  $C_1 = 2756$  тыс. руб [48].

Сумма отчислений на амортизацию определяется по формуле (10.1), тыс. руб/год:

$$P_{амор} = a \cdot C_1, \quad (10.1)$$

где  $a$  – норма отчислений на амортизацию от стоимости горелочных устройств, %. Принимается  $a = 10$  % [21].

$$P_{амор} = 0,1 \cdot 2756 = 275,6 \text{ тыс. руб/год}$$

Сумма отчислений на текущий ремонт вычисляется по формуле (10.2), тыс. руб/год:

$$P_{тек} = t \cdot C_1, \quad (10.2)$$

где  $t$  – норма отчислений на текущий ремонт от стоимости оборудования, %. Принимается  $t = 5$  % [21].

$$P_{тек} = 0,05 \cdot 2756 = 137,8 \text{ тыс. руб/год}$$

Основная и дополнительная зарплата эксплуатационного, ремонтного и административного-управленческого персонала котельного цеха по данным бухгалтерии АО «ЕВРАЗ НТМК» составляет  $C_{перс} = 1326,4$  тыс. руб/год.

Сумма общепроизводственных и прочих расходов рассчитывается по формуле (10.3), тыс. руб/год:

$$P_{общ} = b \cdot C_{перс}, \quad (10.3)$$

где  $b$  – норма отчислений на общепроизводственные и прочие расходы, %. Принимается  $b = 20$  % от зарплат всех категорий персонала [21].

									Лист
									89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

$$P_{\text{общ}} = 0,2 \cdot 1326,4 = 265,28 \text{ тыс. руб/год}$$

Сумма отчислений на социальные нужды рассчитывается по формуле (10.4), тыс. руб/год:

$$P_{\text{соц}} = c \cdot C_{\text{перс}}, \quad (10.4)$$

где  $c$  – норма отчисления на социальные нужды, %. Принимается  $c = 34$  % от зарплаты персонала котельной [21].

$$P_{\text{соц}} = 0,34 \cdot 1326,4 = 450,98 \text{ тыс. руб/год}$$

В настоящее время на котле ПК-14-2 установлены горелочные устройства МПФГ. Топливом служит смесь доменного, коксового и природного газа соответственно с объемными долями:  $g_{\text{дом}}' = 0,875 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ,  $g_{\text{кокс}}' = 0,0844 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ,  $g_{\text{прир}}' = 0,041 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Общий расход газа при эксплуатации составляет  $V_p = 19,86 \text{ м}^3/\text{с}$  [23].

Рассчитаем расход доменного газа из смеси по формуле (10.5),  $\text{м}^3/\text{с}$ :

$$V_{\text{дом}} = V_p \cdot g_{\text{дом}}' \quad (10.5)$$

$$V_{\text{дом}} = 19,86 \cdot 0,875 = 17,380 \text{ м}^3/\text{с}$$

Аналогично рассчитаем расход коксового и природного газа при их объемных долях.

$$V_{\text{кокс}} = 19,86 \cdot 0,0844 = 1,676 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$V_{\text{прир}} = 19,86 \cdot 0,041 = 0,814 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определим годовой расход доменного газа по формуле (10.6),  $\text{м}^3/\text{год}$ :

$$V_{\text{дом}}^{\text{год}} = V_{\text{дом}} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 \quad (10.6)$$

$$V_{\text{дом}}^{\text{год}} = 17,38 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 548\,095\,680 \text{ м}^3/\text{год}$$

									Лист
									90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

Аналогично определим годовой расход коксового и природного газа.

$$B_{\text{кокс}}^{\text{год}} = 1,676 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 52\,854\,336 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$B_{\text{прир}}^{\text{год}} = 0,814 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 25\,670\,304 \text{ м}^3/\text{год}$$

В таблице 10.2 представлены цены на газ в Свердловской области в 2019 году.

Таблица 10.2 – Цена на газ в Свердловской области в 2019 году [44]

Наименование	Цена
Доменный газ	$P_{\text{дом}} = 451 \text{ руб} / 10^3 \text{ м}^3$
Коксовый газ	$P_{\text{кокс}} = 1637 \text{ руб} / 10^3 \text{ м}^3$
Природный газ	$P_{\text{прир}} = 3543 \text{ руб} / 10^3 \text{ м}^3$

Определим годовую стоимость топлива по формуле (10.7), руб/год:

$$P_{\text{газ}} = B_{\text{дом}}^{\text{год}} \cdot P_{\text{дом}} + B_{\text{кокс}}^{\text{год}} \cdot P_{\text{кокс}} + B_{\text{прир}}^{\text{год}} \cdot P_{\text{прир}} \quad (10.7)$$

$$P_{\text{газ}} = 548\,095\,680 \cdot 0,451 + 52\,854\,336 \cdot 1,637 + 25\,670\,304 \cdot 3,543 = \\ = 424\,663,59 \text{ тыс. руб/год}$$

Общая сумма текущих затрат при эксплуатации котла до реконструкции определяется формулой (10.8), тыс. руб/год:

$$u_1 = P_{\text{амор}} + P_{\text{тек}} + P_{\text{общ}} + P_{\text{соц}} + P_{\text{газ}} \quad (10.8)$$

$$u_1 = 275,6 + 137,8 + 265,28 + 450,98 + 424\,663,59 = 425\,793,25 \text{ тыс. руб/год}$$

Себестоимость производства 1 тонны пара, отпущенной котлом до реконструкции, рассчитывается по формуле (10.9), руб/т:

$$S_1 = \frac{u_1}{D_2}, \quad (10.9)$$

										Лист
										91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2019.151.09 ПЗ					

где  $u_1$  – общая сумма текущих затрат котельным цехом до реконструкции по формуле (10.8), руб/год;

$D_2$  – годовая выработка пара, т/год.

Для котла ПК-14-2 при паропроизводительности  $D = 185$  т/ч годовая выработка пара равна  $D_2 = D \cdot 24 \cdot 365 = 185 \cdot 24 \cdot 365 = 1620600$  т/год

По формуле (10.9) себестоимость 1 т пара равна:

$$S_1 = \frac{425793,25}{1620600} = 262,7 \text{ руб./т}$$

### 10.1.3 Смета текущих затрат эксплуатации котла после реконструкции

Стоимость установленных горелочных устройств МПВСр (4 шт.) и вспомогательного оборудования составляет  $C_2 = 2951,1$  тыс. руб (см. таблицу 10.1).

По формуле (10.1) сумма отчислений на амортизацию составит:

$$P_{амор} = 0,1 \cdot 2951,1 = 295,11 \text{ тыс. руб/год}$$

По формуле (10.2) сумма отчислений на текущий ремонт составляет:

$$P_{тек} = 0,05 \cdot 2951,1 = 147,56 \text{ тыс. руб/год}$$

Будем считать, что сумма общепроизводственных и прочих расходов, отчислений на социальные нужды останутся неизменными и равными по формулам (10.3), (10.4):

$$P_{общ} = 265,28 \text{ тыс. руб/год}$$

$$P_{соц} = 450,98 \text{ тыс. руб/год}$$

После замены горелочных устройств на МПВСр в котле ПК-14-2 для сжигания непосредственно в каждой горелке смеси доменного, коксового газа соответственно с объемными долями:  $g_{дом} = 0,875 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ,  $g_{кокс} = 0,125 \text{ м}^3/\text{м}^3$  общий расход газа при эксплуатации составляет  $B_p = 22,32 \text{ м}^3/\text{с}$  (см. таблицу 5.7).

Расход доменного газа по формуле (10.5) равен:

$$B_{дом} = 22,32 \cdot 0,875 = 19,53 \text{ м}^3/\text{с}$$

										Лист
										92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

Расход коксового газа равен:

$$B_{\text{кокс}} = 22,32 \cdot 0,125 = 2,79 \text{ м}^3/\text{с}$$

Годовой расход доменного газа по формуле (10.6) равен:

$$B_{\text{дом}}^{\text{год}} = 19,53 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 615\,898\,080 \text{ м}^3/\text{год}$$

Аналогично по формуле (10.6) определим годовой расход коксового газа.

$$B_{\text{кокс}}^{\text{год}} = 2,79 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 87\,985\,440 \text{ м}^3/\text{год}$$

Определим годовую стоимость топлива по формуле (10.7):

$$\begin{aligned} P_{\text{газ}} &= 615\,898\,080 \cdot 0,451 + 87\,985\,440 \cdot 1,637 = \\ &= 421\,802,2 \text{ тыс. руб/год} \end{aligned}$$

Общая сумма текущих затрат при эксплуатации котла после реконструкции по формуле (10.8), составит:

$$u_2 = 295,11 + 147,56 + 265,28 + 450,98 + 421\,802,2 = 422\,961,1 \text{ тыс. руб/год}$$

Себестоимость производства 1 тонны пара, отпущенной котлом после реконструкции по формуле (10.9):

$$S_2 = \frac{422961,1}{1620600} = 260,9 \text{ руб./т}$$

#### 10.1.4 Расчет срока окупаемости проекта реконструкции котла

Срок окупаемости вычисляется по формуле (10.10), год

$$T_{\text{ок}} = \frac{K - K_{\text{ликв}}}{(S_1 - S_2) \cdot D_2}, \quad (10.10)$$

где  $K$  – капитальные затраты проекта реконструкции котла, руб,  
(см. таблицу 10.1);

$K_{\text{ликв}}$  – ликвидационная стоимость демонтированных горелок, руб. Опре-

									Лист
									93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

деляется по формуле (10.11);

$S_1, S_2$  – себестоимости 1т пара, отпущенной котлом до реконструкции и после соответственно;

$D_2$  – годовой отпуск пара, т/год.

Ликвидационная стоимость демонтированных горелочных устройств вычисляется по формуле (10.11), руб.:

$$K_{ликв} = c_{лом} \cdot m_{гор} \cdot n, \quad (10.11)$$

где  $c_{лом}$  – цена габаритного стального лома, руб./т. Для г. Нижний Тагил

$$c_{лом} = 6632 \text{ руб./т [50];}$$

$m_{гор}$  – масса демонтированного горелочного устройства, т. Для МПФГ

$$m_{гор} = 0,4 \text{ т [47];}$$

$n$  – число демонтированных горелок,  $n = 20$  шт.

$$K_{ликв} = 6632 \cdot 0,4 \cdot 20 = 53056 \text{ руб.}$$

По формуле (10.10) срок окупаемости равен:

$$T_{ок} = \frac{6349100 - 53056}{(262,7 - 260,9) \cdot 1620600} = 2,15 \text{ года} = 2 \text{ года } 2 \text{ месяца}$$

Как показали расчеты, реконструкция котла ПК-14-2 АО «ЕВРАЗ НТМК» путем замены горелочных устройств является экономически целесообразной, ввиду того, что себестоимость выработки котлом 1 тонны пара после реконструкции ниже, чем до нее. Также по результатам расчета определен срок окупаемости проекта реконструкции, который составил менее 5 лет.

При экономической оценке проекта реконструкции котельного агрегата ПК-14-2 не учитывался фактор времени, так как срок реализации проекта составляет менее 1 года.

## 10.2 SWOT-анализ проекта модернизации котельной

SWOT-анализ предполагает оценку фактического положения и стратегических перспектив производства, получаемых в результате изучения сильных и слабых сторон, его рыночных возможностей и факторов риска. SWOT-анализ имеет управленческую и стратегическую ценность, так как связывает факторы внутренней и внешней среды и сообщает, какие ресурсы и возможности понадобятся в будущем.

Сравнительный анализ вариантов осуществляется на основе составления не

										Лист
										94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

менее двух матриц, в квадрантах которых приводятся сильные (S), слабые (W) стороны каждого варианта, его возможности (O) и угрозы (T) во внешней среде [21].

В таблице 10.3 приведен SWOT-анализ варианта до реконструкции котельного агрегата ПК-14-2.

Таблица 10.3 – SWOT-анализ варианта до реконструкции

<p style="text-align: center;">Сильные стороны (S)</p> <p>1) Опыт работы персонала в управлении и обеспечении устойчивой работы существующих горелочных устройств;</p> <p>2) Применение высококалорийного топлива – природного газа (относительно высокая теплота сгорания);</p> <p>3) Отсутствие капиталовложений.</p>	<p style="text-align: center;">Слабые стороны (W)</p> <p>1) Износ существующих горелочных устройств;</p> <p>2) Высокая аварийность;</p> <p>3) Низкая эффективность использования побочных продуктов работы металлургического предприятия (доменного, коксового газа);</p> <p>4) Высокая себестоимость производства 1 тонны пара.</p>
<p style="text-align: center;">Возможности (O)</p> <p>1) Устойчивый спрос на тепловую и электрическую энергию;</p> <p>2) Упрощенный выбор запорно-регулирующей арматуры для существующих горелочных устройств.</p>	<p style="text-align: center;">Угрозы (T)</p> <p>1) Истощение первичных энергоресурсов;</p> <p>2) Повышение цены на природный газ;</p> <p>3) Дефицит использования тепловой и электрической энергии у потребителей вследствие дальнейшего снижения нагрузки котла.</p>

В таблице 10.4 приведен SWOT-анализ варианта после реконструкции котельного агрегата ПК-14-2.

Таблица 10.4 – SWOT-анализ варианта после реконструкции

<p style="text-align: center;">Сильные стороны (S)</p> <p>1) Надежность работы горелочных устройств за счет применения современных средств автоматизации;</p> <p>2) Увеличение межремонтного периода;</p> <p>3) Увеличение использования доменного и коксового газа;</p> <p>4) Отсутствие необходимости поддержания работоспособности запорно-регулирующей арматуры природного газа;</p> <p>5) Низкая себестоимость производства 1 тонны пара.</p>	<p style="text-align: center;">Слабые стороны (W)</p> <p>1) Капитальные затраты на реконструкцию;</p> <p>2) Необходимость повышения квалификации персонала при работе с новыми горелочными устройствами.</p>
--	--

## Продолжение таблицы 10.4

Возможности (О)	Угрозы (Т)
1) Отсутствие необходимости покупки природного газа; 2) Удовлетворение нужд потребителей в результате бесперебойного и стабильного снабжения тепловой и электрической энергией; 3) Отсутствие необходимости покупки дополнительных запасных частей в условиях увеличения межремонтного периода.	1) Высокие цены на оборудование для реконструкции; 2) Задержки с поставкой оборудования.

В результате проведения SWOT-анализа определены сильные и слабые стороны, а также возможности и угрозы внешней среды до проведения реконструкции котельного агрегата ПК-14-2 и после нее.

На основании анализа можно сделать вывод о том, что проведение реконструкции путем замены горелочных устройств котельного агрегата целесообразно, так как этот вариант имеет больше возможностей, сильных сторон и меньше слабых сторон и угроз.

### 10.3 Построение матрицы ранжирования проблем реконструкции

Для качественного подтверждения экономических обоснований по выбору вариантов технических решений и выявления планово-организационных возможностей их реализации используются модели и методы ранжирования проблем, выявления факторов решения главной проблемы и выбора стратегической направленности повышения энергетической эффективности объекта [21].

Для ранжирования проблем следует оценить степени важности и срочности решения проблем, направленных на достижение цели реконструкции котельного агрегата.

Главной проблемой, имеющей высокую степень важности и срочности, является низкая степень утилизации побочных продуктов металлургического производства. После проведения реконструкции предполагается увеличение объемов утилизации доменного газа, являющегося токсичным. Это, в свою очередь, оказывает положительное влияние на экологическую безопасность.

Возрастающие потребности в использовании тепловой и электрической энергии являются наименее срочными и важными проблемами для осуществления реконструкции котельного агрегата, так как для компенсации недостатка электрической и тепловой энергии возможно повышение производительности другого котельного агрегата.

Высокой степенью срочности и низкой степенью важности является проблема морального и технического износа оборудования. В условиях эксплуатации не-

										Лист
										96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

прерывно происходит физический износ оборудования, что предотвращается во время ремонтно-наладочных работ. Однако, при длительной работе изношенного оборудования повышаются текущие эксплуатационные затраты, ухудшаются экологические показатели эффективности работы котла (повышаются выбросы диоксида азота, окиси углерода).

Наличие денежных средств является основополагающей причиной для проведения реконструкции котельного агрегата. Поэтому недостаточность финансирования – наиболее важная проблема. В то же время, денежную сумму, необходимую для проведения реконструкции, возможно получить, воспользовавшись кредитными предложениями банков.

В квадрантах матрицы приводятся формулировки соответствующих проблем. Матрица представлена на рисунке 10.1.

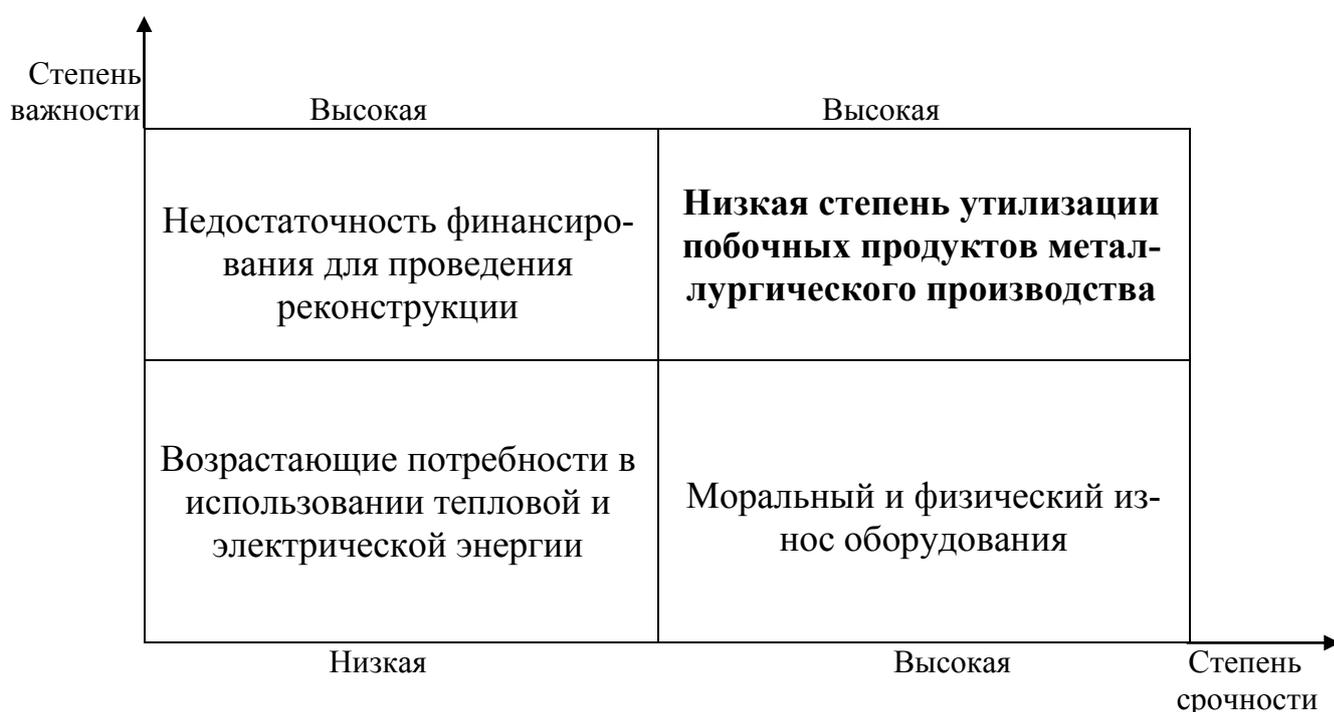


Рисунок 10.1 – Матрица ранжирования проблем проекта реконструкции

С помощью матрицы ранжирования была определена главная проблема – низкая степень утилизации побочных продуктов металлургического производства, обосновывающая необходимость проведения реконструкции котельного агрегата.

Далее необходимо определить ее генезис, то есть происхождение и развитие. Для этого построим модель причинно-следственной диаграммы.

#### 10.4 Построение модели причинно-следственной диаграммы

Главная проблема, выбранная в модели ранжирования проблем проекта реконструкции на рисунке 10.1, анализируется по направлениям причин ее возникновения (первичных и вторичных) и последствий ее решения или не решения [21].

Модель причинно-следственной диаграммы представлена на рисунке 10.2.

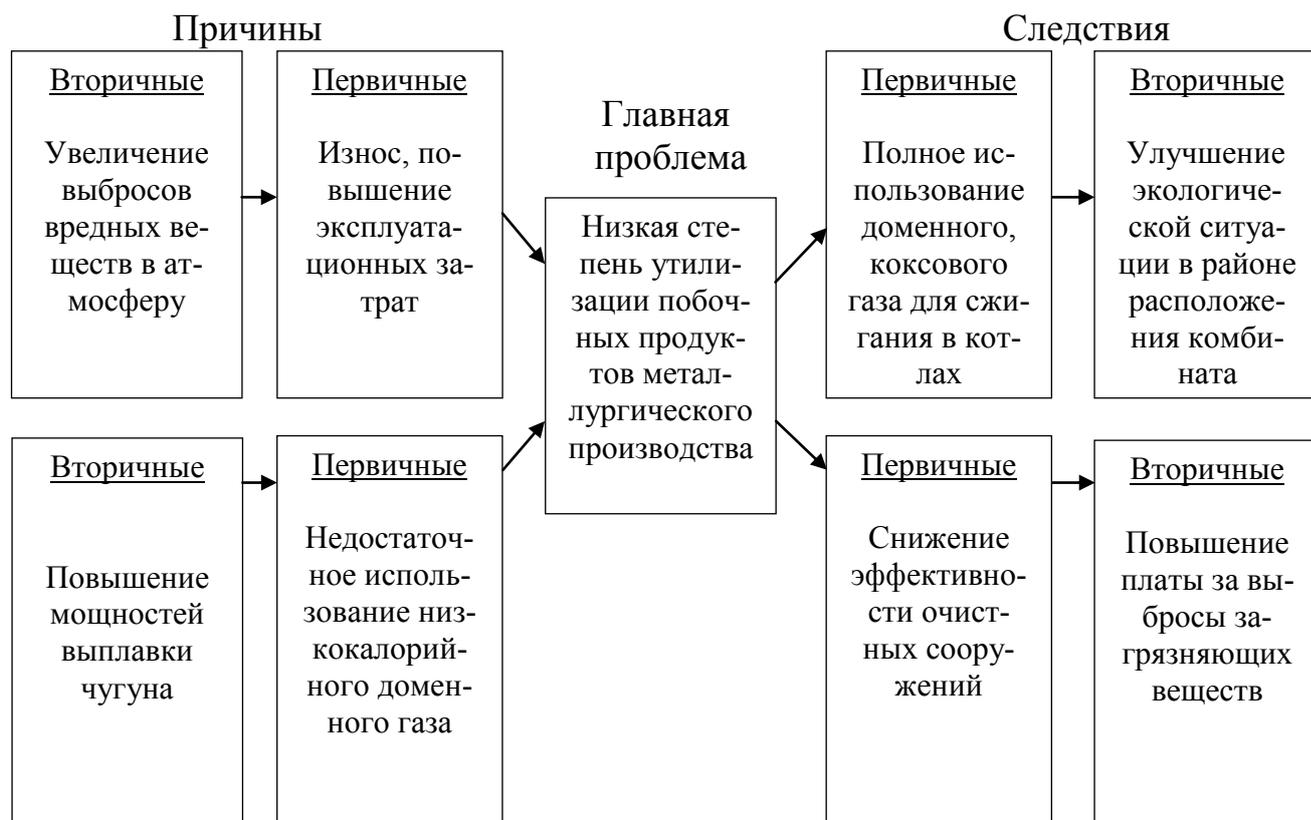


Рисунок 10.2 – Модель причинно-следственной диаграммы

### 10.5 Построение модели пирамиды целеполагания и дерева целей

Модель пирамиды необходима для представления последовательности и разработки целевого инструментария долгосрочного повышения энергетической эффективности по уровням управления предприятия [21].

Самым верхним элементом пирамиды является формулировка видения предприятия, реализующего проектное решение. Видение – это то, каким предприятие себя видит в будущем, то, к чему оно стремится, формулирует смысл деятельности.

Следующим элементом пирамиды является миссия. Миссия отражает фактическое предназначение в настоящее время, она не направлена в будущее.

Далее формулируются цели проекта по принципу SMART.

Данный принцип позволяет конкретизировать и четко обозначить существующие цели. Аббревиатура SMART расшифровывается следующим образом:

- Specific — конкретный,
- Measurable — измеримый,
- Attainable — достижимый,
- Relevant — значимый,
- Time-bounded — обозначенный во времени.

После формулировки целей переходят к определению стратегии предприятия, то есть долгосрочному направлению разработки и внедрения новых технологических мероприятий при осуществлении реконструкции котельного агрегата. Представим пирамиду целеполагания на рисунке 10.3.

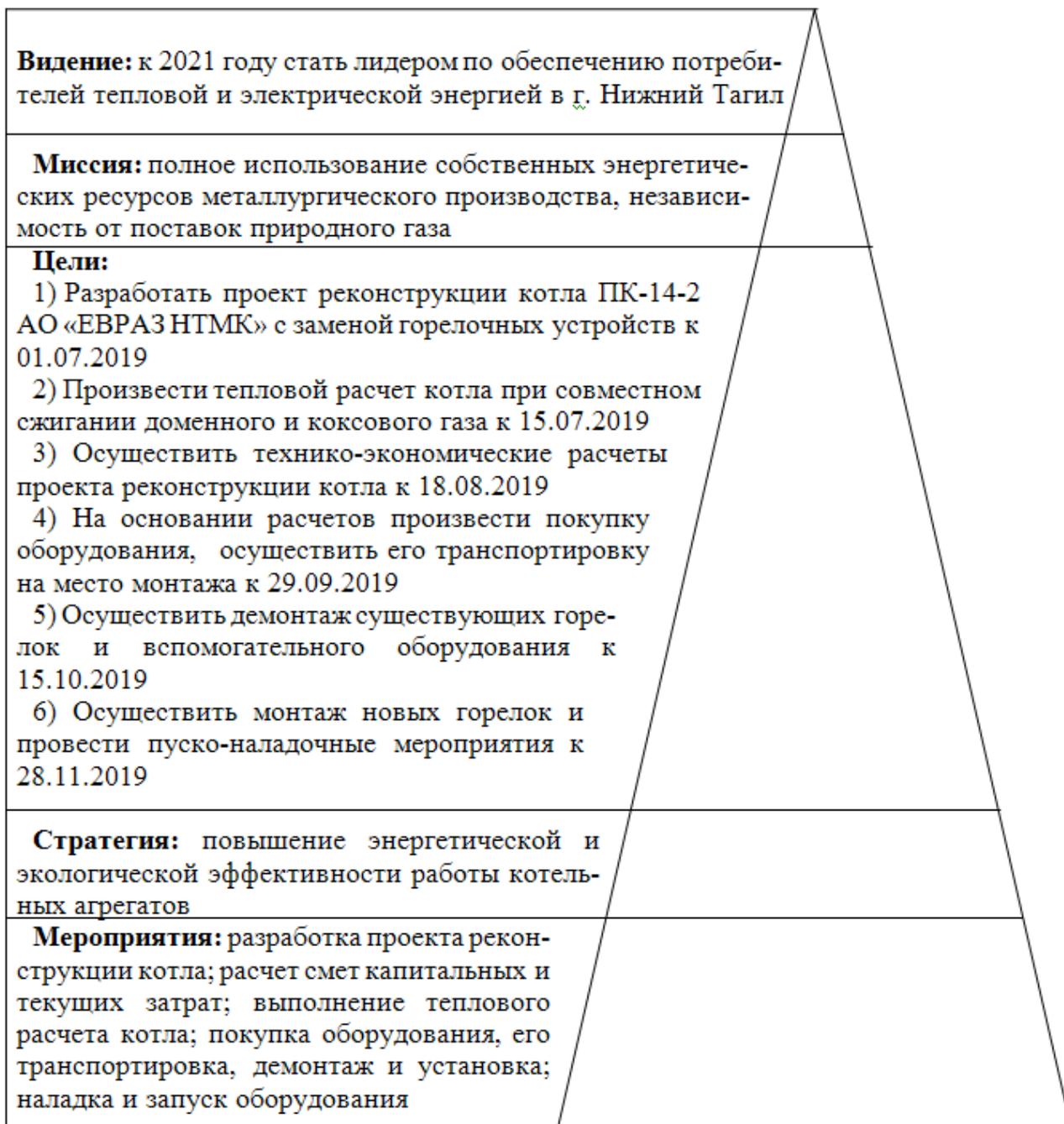


Рисунок 10.3 – Пирамида целеполагания ТЭЦ АО «ЕВРАЗ НТМК»

Дерево целей проекта представляет структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления [21].

Дерево целей позволяет наиболее рационально спланировать комплекс мероприятий по проведению реконструкции котельного агрегата ПК-14-2.

Дерево целей проекта реконструкции представлено на рисунке 10.4.

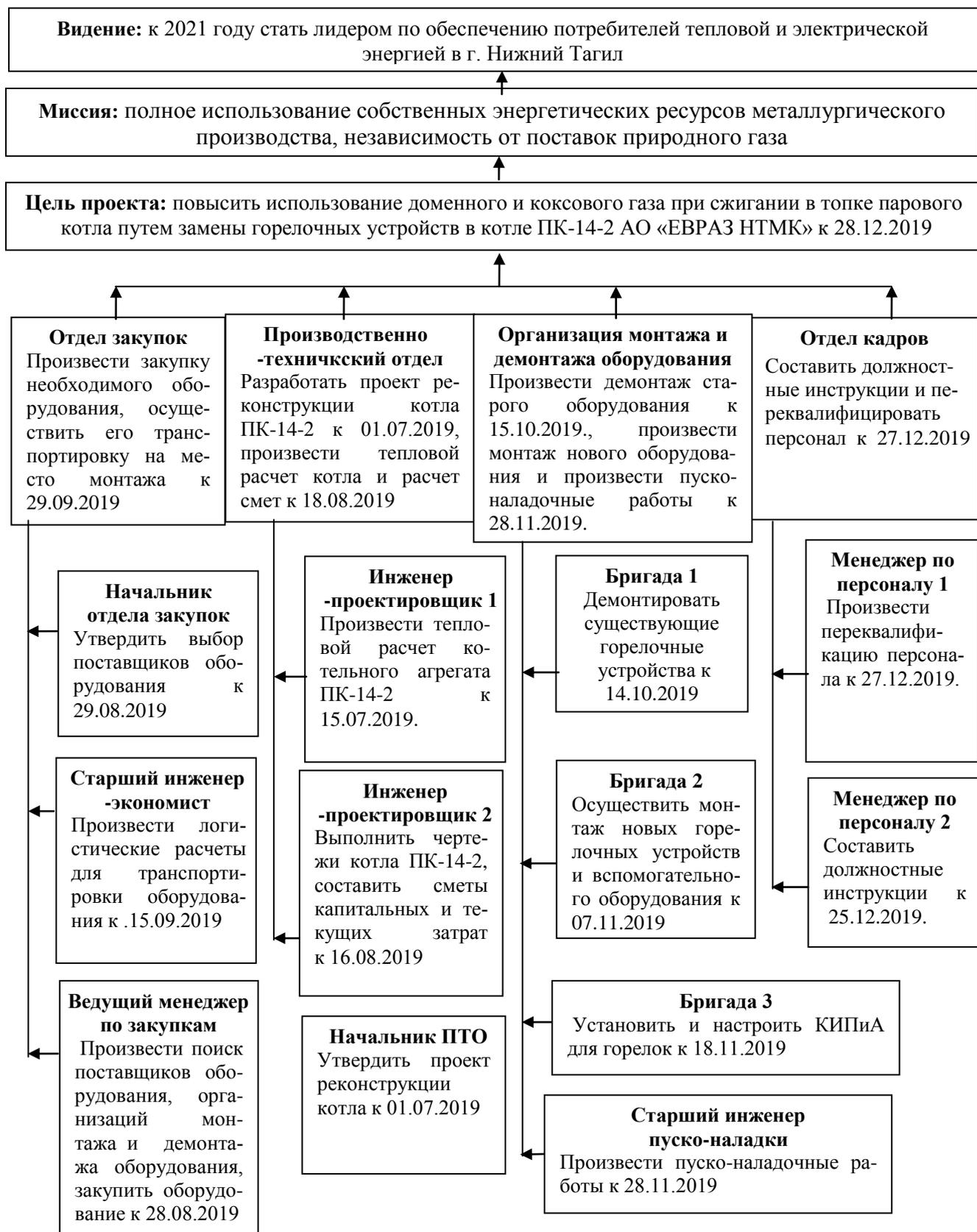


Рисунок 10.4 – Дерево целей проекта реконструкции котла ПК-14-2

## 10.6 Модель поля сил эффективности реализации проекта

Для оценки движущих и сдерживающих сил пользуются полем сил Курта Левина. Он предложил рассматривать любую ситуацию или организацию, как балансирующие между движущими и сдерживающими силами изменения. Иными словами, с одной стороны на объект изменения воздействуют движущие силы, с другой препятствуют сдерживающие. Для того чтобы совершить изменение необходимо вывести ситуацию из равновесия.

Данный метод анализа является наиболее распространенным и применяется при проведении почти любых проектов изменений. Поскольку метод легок для восприятия и прост в применении, его можно использовать для начала работы по управлению изменениями.

В основном, при выполнении анализа поля сил его изображают графически, в центре указывается цель проекта, а сверху и снизу приводятся примеры движущих и сдерживающих сил в виде стрелок. Мощность каждой силы показывается толщиной стрелки. Кроме того, следует учитывать потенциал изменений – те силы, которые в настоящий момент не используются, но могут оказывать влияние на реализацию проекта[21].

Так, наличие хорошей репутации предприятия позволяет привлечь специалистов для разработки проекта модернизации котельной. В результате чего повышается вероятность реализации проекта.

Цель проекта реконструкции котельного агрегата путем замены горелочных устройств – повысить использование доменного и коксового газа к 01.02.2020. Это поспособствует улучшению экологической обстановки в районе расположения металлургического комбината. Движущими силами при проведении реконструкции котла в порядке убывания их мощности являются:

- 1) недостаточное использование доменного газа;
- 2) повышение металлургических мощностей по выплавки чугуна;
- 3) наличие денежных средств на реконструкцию;
- 4) внедрение современного энергетического оборудования;

Из наиболее мощных движущих сил можно выделить: недостаточное использование доменного газа, повышение металлургических мощностей по выплавки чугуна. В условиях постоянного повышения потребности в металлопрокате существует необходимость в увеличении мощностей по выплавке чугуна и, в дальнейшем, стали. Это напрямую связано с использованием побочного продукта выплавки – доменного газа, являющегося низкокалорийным топливом. Это в первую очередь окажет влияние на осуществление замены горелочных устройств для совместного сжигания смеси газов.

Наличие денежных средств является также основополагающим фактором проведения реконструкции котла. В условиях повышения цен на оборудование, демонтаж, монтаж, а также транспортировку и пуско-наладочные работы наличие средств – неотъемлемая часть успешного воплощения проекта реконструкции.

Внедрение современного энергетического оборудования позволит снизить те-

									Лист
									101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

кущие затраты при эксплуатации котельного агрегата, применение улучшенных средств автоматизации котельного агрегата позволит сократить штат рабочего персонала.

Сдерживающими силами при проведении реконструкции котла являются:

- 1) рост цен на оборудование;
- 2) рост стоимости транспортных услуг, трудовых ресурсов (монтажных и демонтажных работ);
- 3) низкая мотивация рабочего персонала

В сложившейся экономической ситуации происходит постоянное увеличение цен на оборудование, сырье, транспорт, это является основной проблемой при выполнении экономических расчетов проекта реконструкции. Также в качестве сдерживающей силы осуществления проекта реконструкции котельного агрегата ПК-14-2 путем замены горелочных устройств оказывает влияние низкая мотивация рабочего персонала. Это происходит из-за того, что персонал котельного цеха продолжительное время работает на существующем оборудовании. После его замены персоналу понадобится дополнительное время на переподготовку.

Анализ поля сил проведения реконструкции котла ПК-14-2 АО «ЕВРАЗ НТМК» представлен на рисунке 10.5.

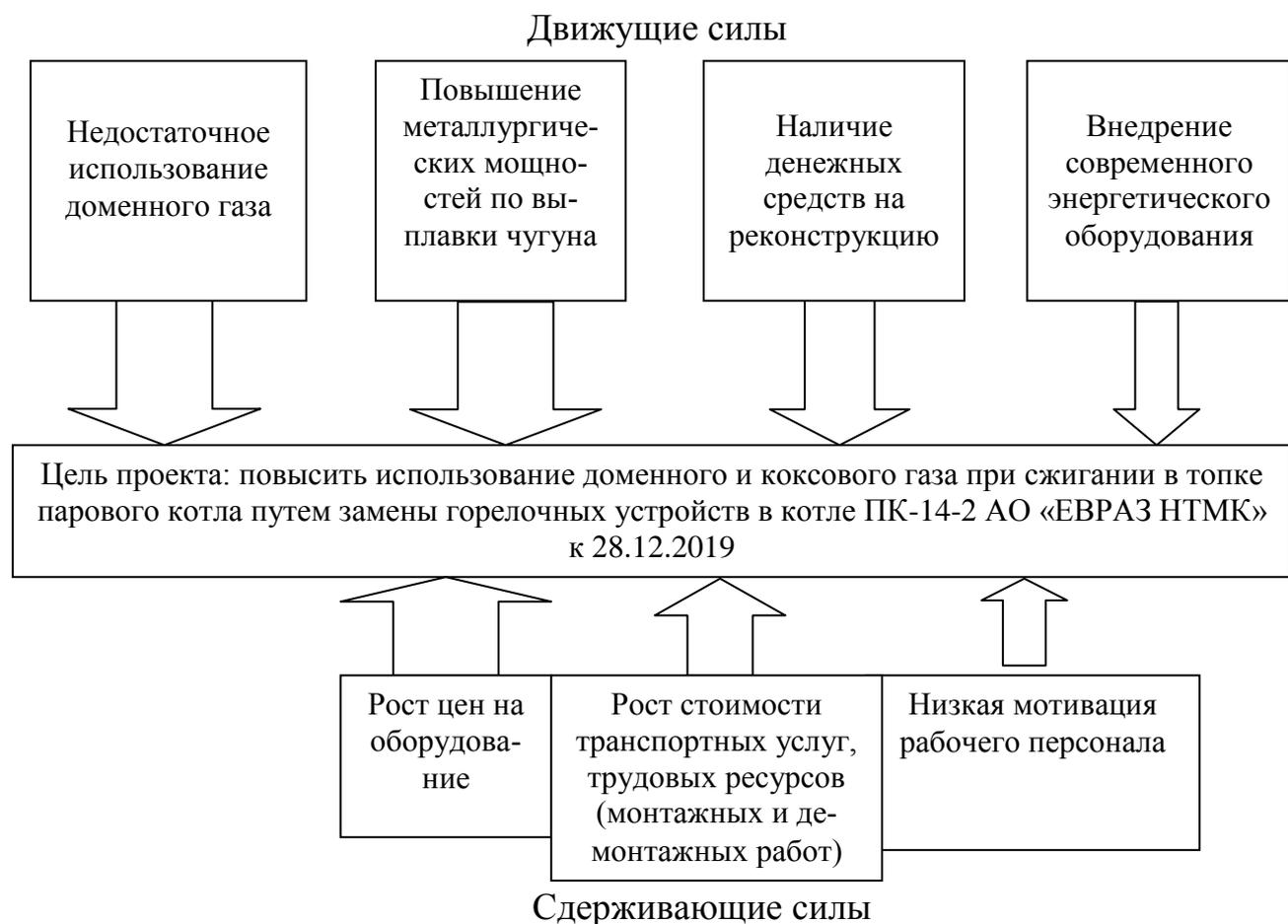


Рисунок 10.5 – Анализ поля сил проведения реконструкции

На основании проведенного анализа поля сил можно сделать вывод о том, что реконструкция котла ПК-14-2 АО «ЕВРАЗ НТМК» с заменой горелочных устройств является выполнимой, так как количество и мощность движущих сил превышает количество и мощность сдерживающих.

### 10.7 Планирование мероприятий по реализации проекта. График Ганта

Чтобы показать комплекс работ по реализации проекта, составляется ленточный график работ, представленных в дереве целей. Этот график носит название графика Ганта. График представляет собой отрезки, размещенные на горизонтальной шкале времени. Каждый отрезок соответствует отдельному проекту, задаче или подзадаче [21].

Проекты, задачи и подзадачи, составляющие план, размещаются по вертикали. Начало, конец и длина отрезка на шкале времени соответствуют началу, концу и длительности задачи.

График Ганта наглядно демонстрирует последовательность поставленных целей, их продолжительность и протяженность во времени реализации проекта в целом.

График Ганта проекта реконструкции котельного агрегата ПК-14-2 АО «ЕВРАЗ НТМК» с заменой горелочных устройств представлен в таблице Б.1 ПРИЛОЖЕНИЯ Б.

### 10.8 Основные показатели энергетической, экологической и экономической эффективности проекта

Систематизируем все данные по энергетическим, экологическим и экономическим характеристикам котельного агрегата ПК-14-2 до замены горелочных устройств и после нее для расчетного режима работы. Результаты представим в виде таблицы 10.5.

Таблица 10.5 – Основные показатели работы котла ПК-14-2 АО «ЕВРАЗ НТМК»

Наименование показателей	Единицы измерения	Величина	
		до реконструкции	после реконструкции
1	2	3	4
<b>Показатели энергетической эффективности</b>			
1. Годовой расход доменного газа	м <sup>3</sup> /год	548 095 680	615 898 080
<b>Показатели экологической эффективности</b>			
1. Массовый выброс диоксида азота	г/с	–	19,7
2. Массовый выброс окиси углерода	г/с	–	174,9

Продолжение таблицы 10.5

1	2	3	4
Показатели экономической эффективности			
1. Капитальные затраты на реализацию проекта	тыс. руб.	–	6349,1
2. Годовые текущие затраты на эксплуатацию	тыс.руб./год	425 793,25	422 961,10
3. Себестоимость 1 тонны пара	руб./т	262,7	260,9
4. Срок окупаемости проекта реконструкции	лет	2,15	

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложен вариант реконструкции котельного агрегата ПК-14-2 ТЭЦ АО «ЕВРАЗ НТМК» с заменой горелочных устройств.

На основании теплового поверочного расчета котельного агрегата ПК-14-2 определена располагаемая теплота сгорания  $5299,4 \text{ кДж/м}^3$  смеси доменного и коксового газа соответственно с тепловыми долями 0,6 и 0,4. Вычислен КПД котла, который составил 92,3 %. Расход топлива составил  $22,32 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В научной части работы были сравнены параметры работы котельного агрегата при двух различных вариантах соотношения доменного и коксового газа:

1)  $q_{\text{до}} = 0,6$ ,  $q_{\text{ко}} = 0,4$ ; 2)  $q_{\text{до}} = 0,85$ ,  $q_{\text{ко}} = 0,15$ . На основании расчетов был выбран первый вариант, так как при данных соотношениях топлива выше КПД котла, располагаемая теплота сгорания, ниже сумма тепловых потерь. Также была определена годовая стоимость топлива, которая составила 421 802 199,4 руб/год.

В разделе «Энергосбережение» описана нормативно-правовая база и рассмотрены основные энергосберегающие технологии, применяемые в котельном цехе.

В разделе «Автоматизация» рассмотрены основные требования, предъявляемые к котельным агрегатам. Описана функциональная схема автоматики котельного агрегата ПК-14-2.

В разделе, посвященном вопросам экологии, рассчитан массовый выброс окислов азота, который составил 19,7 г/с и окиси углерода, составивший 87,5 г/с. Выполнен поверочный расчет дымовой трубы высотой 90 м и диаметром устья 3 м. На основании расчета определены максимальные значения приземных концентраций окислов азота и окиси углерода, составившие соответственно  $0,0257 \text{ мг/м}^3$  и  $0,114 \text{ мг/м}^3$ .

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» выявлены опасные и вредные производственные факторы, рассмотрены вопросы безопасности производственных процессов и оборудования. Приведены пути обеспечения пожаровзрывобезопасности и электробезопасности в котельном цехе.

В экономико-управленческой части произведен расчет капитальных затрат проведения реконструкции котла, которые составили 6349,1 тыс. руб. Также определены текущие затраты котельного цеха до и после реконструкции, которые составили соответственно 425 793,25 тыс. руб/год и 422 961,10 тыс. руб./год.

Вычислены себестоимости производства 1 т пара котлом до и после реконструкции, составляющие соответственно 262,7 руб/Гкал и 260,9 руб/Гкал.

										Лист
										105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.151.09 ПЗ

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» от 13 ноября 2009 года // Российская газета, 2009. – 24 с.
- 2 «Стратегии социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года» от 26 марта 2014 года // Южноуральская панорама, 2014. – 93 с.
- 3 Приказ Минтруда России от 17.08.2015 № 551н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок» // Российская газета, 2009. – 15 с.
- 4 Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 № 390 (ред. от 10.11.2015) «О противопожарном режиме» // Российская газета, 2012. – 15 с.
- 5 Постановление Администрации г. Челябинска № 155-п от 27.04.2016 «Об утверждении документации по планировке территории с проектом межевания территории в Ленинском районе г. Челябинска»
- 6 Указ Президента РФ от 04.06.2008 № 889 "О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики", 2008. – 15 с.
- 7 Федеральный закон от 27.07.2010 №190-ФЗ (ред. от 18.07.2011) «О тепло-снабжении» // Российская газета, 2010. – 51 с.
- 8 Федеральный закон от 23.11.2009 №261-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Российская газета, 2009. – 44 с.
- 9 Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» // Российская газета, 2009. – 41 с.
- 10 СП 89.13330.2012 Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП 2-35-76 – М.: Минрегион России, 2012. – 93 с.
- 11 СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99\* (с Изменением N 2) – М.: Минрегион России, 2012. – 115 с.
- 12 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 35 с.
- 13 СП 5.131130.2015 Системы пожарной сигнализации и установки пожаротушения автоматические, автономные. – М.: ФГБУ ВНИИПО МЧС России. – 2015. – 251 с.
- 14 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\* – М.: Минрегион России, 2011. – 68 с.
- 15 ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. – М.: ПИО ОБТ, 2003. – 95 с..
- 16 ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки» – М.: Стандартинформ, 1969. – 16 с.

					<i>13.04.01.2019.151.09 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>106</i>



33 Липатников, Г.А. Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики / Г. А. Липатников, М. С. Гузеев. – Владивосток: ДВПИ, 2007 – 136 с.

34 Овчаренко, Н.И. Автоматика энергосистем. Учебник для вузов / под ред. Л.Ф. Дьякова. 3-е издание, исправленное. – М.:МЭИ, 2009. – 469 с.

35 Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов вузов / Г.П. Плетнев. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 352 с.

36 Ривкин, А.С. Тепловой расчет котлоагрегата: учебное пособие / А.С. Ривкин. – Иваново: ИГЭУ, 2011. – 144 с.

37 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков. – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – 336 с.

38 Сидельковский, Л. Н. Котельные установки промышленных предприятий: учебник / Л. Н. Сидельковский, В. Н. Юренев, 4-е изд., репринт. – М.: Бастет, 2009. – 528 с.

39 Соколов, Б.А. Котельные установки и их эксплуатация / Б. А. Соколов, – М.: Академия, 2007. – 432 с.

40 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 7-е изд., стереот. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.: ил.

41 Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник для вузов / О.Л. Данилов, А.Б. Горяев, И. В. Яковлев и др.; под ред. А.В. Клименко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 424 с.

42 Котлоагрегаты и другие объекты автоматизации – <http://www.superheater.ru/index.php>

43 Газовые горелки [https://aqua-therm.ru/articles/articles\\_160.html](https://aqua-therm.ru/articles/articles_160.html)

44 Тарифы на газ в Челябинской области – <http://energybase.ru/tariff/chelyabinsk/2016>

45 Автоматика «Агава» – <https://www.pta-expo.ru/smarthouse/2010/doc/agava>

46 Стоимость проектных работ – <http://kirros.ru/prajs/proektirovanie>

47 Горелочные устройства энергетических котлов – <https://msd.com.ua>

48 Промэнергомет – <http://www.promenergomet.ru/>

49 Вихревые горелки с низким выбросом NOx – <http://tesiaes.ru/>

50 Цены на металлолом в Нижнем Тагиле – <http://bionover.ru/metal/tagil/>

									Лист
									108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2019.151.09 ПЗ