

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Рецензент,
Начальник отдела ПТЭ,
ООО «Энергосфера»

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

_____ Д.А.Авдеев
« ____ » _____ 2017 г.

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

**ПЕРЕВОД КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА ПТВМ-50 ПАО « АШИНСКИЙ
МЕТЗАВОД » С СЖИГАНИЯ МАЗУТА НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2017.007.13.ПЗ ВКР

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

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ В.Ю. Шашкин
« ____ » _____ 2017 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2017 г.

Автор работы,
студент группы П-480
_____ М.С.Окунев
« ____ » _____ 2017 г.

АННОТАЦИЯ

Окунев М.С. Перевод котельного агрегата ПТВМ-50 ПАО «Ашинский метзавод» с сжигания мазута на природный газ. – Челябинск: ЮУрГУ, Э-480; 2017, 73 с., таблиц – 29; библиографический список – 45 наименований, 6 листов чертежей ф. А1, 1 лист плаката ф.А1

В данной работе описана модернизация тепловой схемы ПАО «АМЗ», в связи с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Приведены расчеты: Тепловых нагрузок; Температур и расходов сетевой воды; Сделан основополагающий выбор тепловой схемы и выполнен ее тепловой.

Сделан выбор основного и вспомогательного оборудование, с тепловыми и конструктивными расчетами.

Проведен расчет приземных концентраций пяти дымовых труб полной тепловой схемы ПАО «АМЗ» в приземном слое атмосферы.

Продуманы мероприятия безопасности жизнедеятельности, для котельного цеха №2.

В конце работы выполнен экономический расчет и сделан вывод о целесообразности проекта.

					<i>13.03.2017.007.13 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Окунев М.С			<i>Перевод котельного агрегата ПТВМ-50 ПАО «Ашинский метзавод» с сжигания мазута на природный газ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Шашкин В.Ю.				В К Р	3	73
<i>Реценз.</i>						<i>ЮУрГУ</i>		
<i>Н. Контр.</i>		Алабугина Р.А.				<i>Кафедра промышленной теплоэнергетики</i>		
<i>Утверд.</i>		Осинцев К.В.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 АКТУАЛЬНОСТЬ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПАО «АМЗ» С СЖИГАНИЯ МАЗУТА НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ	7
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	8
3 СРАВНЕНИЕ ЗАРУБЕЖНЫХ И ОТЕЧЕСТВЕННЫХ АНАЛОГОВ.....	9
4 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	11
5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК.....	13
5.1 Сезонная нагрузка.....	13
5.2 Круглогодичная нагрузка.....	15
5.3 Определение температур сетевой воды.....	18
5.4 Расчет расходов сетевой воды	20
6 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ВОДОГРЕЙНОГО КОТЛА ПТВМ-50.....	24
6.1 Исходные данные.....	24
6.2 Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания	24
6.3 Энтальпия воздуха и продуктов сгорания.....	27
6.4 Тепловой баланс котла.....	29
6.5 Расчет топочной камеры.....	30
6.6 Расчет конвективной части котла.....	34
6.7 Определение невязки теплового баланса.....	36
7 РАСЧЕТ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ КОТЛА.....	37
8 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА.....	41
8.1 Обоснование выбора контролируемых и сигнализируемых величин... 41	41
8.2 Обоснование выбора средств автоматизации.....	43
8.3 Средства автоматизации. Регулирование температуры прямой воды.. 44	44
8.4 Средства автоматизации. Регулирование разряжения в топке..... 44	44
8.5 Средства автоматизации. Расход газа. Разряжение перед дымососом.. 45	45
9 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	47
9.1 Исходные данные.....	49
9.2 Определение объемов продуктов сгорания топлива.....	50
9.3 Расчет максимальной приземной концентрации.....	51
9.4 Расчет выбросов окислов азота.....	53
10 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	54
10.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	54
10.2 Безопасность производственных процессов и оборудования.....	55
10.2.1 Электробезопасность.....	55
10.2.2 Пожаровзрывобезопасность.....	57
11 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	60
11.1 Капитальные вложения при переводе ТЭЦ ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ.....	60
11.2 Текущие затраты на выработку тепловой энергии.....	61

11.3	Расчет срока окупаемости проекта перевода ТЭЦ ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ.....	62
11.4	SWOT-анализ вариантов перевода ТЭЦ ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ.....	63
11.5	Планирование целей при переводе ТЭЦ ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ в дереве целей.....	64
11.6	Оценка движущих и сдерживающих сил и ресурсов при модернизации тепловой схемы ПАО «АМЗ».....	67
11.7	Планирование мероприятий по реализации проекта (график Ганта)	68
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	70
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	71

					<i>13.03.2017.007.13 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

ВВЕДЕНИЕ

ПАО «Ашинский металлургический завод» сегодня – современное предприятие, в сферу деятельности которого входит производство металлургической продукции (листовой прокат, стальная лента, лента из аморфных сплавов), товаров хозяйственно-бытового обихода (столовые приборы, кухонные принадлежности из нержавеющей стали).

По итогам работы в 1996 году завод вошел в перечень 200 крупнейших компаний России.

На данном предприятии довольно много цехов, но самым необходимым цехом, без которого предприятие не смогло бы работать – это ТЭЦ. ТЭЦ оснащает предприятие электроэнергией, паром и горячей водой. Работа ТЭЦ ПАО «АМЗ» должна быть стабильной и непрерывной и минимально подвергаться внешним факторам. Использование мазутного топлива приводит к лишним затратам на транспортировку, не стабильная ценовая политика поставщиков приводит к задержкам поставок топлива на производство, а также ухудшается экологическая обстановка в регионе. Поэтому, для поддержания бесперебойной работы ТЭЦ ПАО «АМЗ» необходим перевод ТЭЦ ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ. Большие запасы, удобство транспортировки, энерго-эффективность и высокие экологические показатели – все это преимущества природного газа, являющиеся важнейшими факторами для ПАО «АМЗ».

Согласно «Энергетическая стратегия России до 2030 года» от 13 ноября 2009 года, целью энергетической политики должно являться максимально эффективное использование энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия ее внешнеэкономических позиций. Поддержка и стимулирование стратегических инициатив в энергетике являются основой для реализации крупных энергетических проектов в будущем.

											Лист
											6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							

13.03.2017.007.13 ПЗ

1 АКТУАЛЬНОСТЬ ПЕРЕВОДА КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА ПТВМ-50 ПАО «АМЗ» С СЖИГАНИЯ МАЗУТА НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

ТЭЦ ПАО «АМЗ» в настоящий момент в качестве топлива использует мазут и реализована по открытой схеме теплоснабжения с качественным регулированием теплоносителя и температурным графиком 90/60 °С ТЭЦ состоит из нескольких участков с теплогенерирующим оборудованием: котельный участок №1, котельный участок №2, бойлерная.

В связи с не стабильной экономической ситуацией в стране, происходит регулярное удорожание цены на мазутное топливо и удорожание его транспортировки и исходящих рисков постоянных и непрерывных поставок, а также с ухудшающейся экологической обстановкой в регионе. Возник вопрос о переходе предприятия ПАО «АМЗ» на использование природного газа.

По сравнению с другими видами ископаемого топлива природный газ выделяет весьма значительное количество тепла на единицу веса, однако при этом в гораздо меньшей степени загрязняет воздух продуктами сгорания. Прежде всего, природный газ является наиболее чистым минеральным топливом по критериям объемов парниковой эмиссии. Использование природного газа является как раз одним из действенных способов достижению целей в политике уменьшения парниковой эмиссии. К примеру, антропогенные выбросы парниковых газов при сжигании одной тонны условного топлива у природного газа в 1,7 раза меньше, чем у угля, и в 1,4 раза меньше, чем у мазута. На практике же уменьшение выбросов еще существенней из-за более высокой эффективности энергетических установок, использующих природный газ.

Решением данной проблемы для ПАО «АМЗ» по переходу с сжигания мазута на природный газ является замена существующих котлоагрегатов и горелочных устройств.

										Лист
										7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.2017.007.13 ПЗ

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Согласно распоряжению Правительства РФ от 31.11.2009 №1715-Р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» [5] главными стратегическими ориентирами долгосрочной государственной энергетической политики являются: энергетическая безопасность; энергетическая эффективность экономики; бюджетная эффективность энергетики; экологическая безопасность энергетики

В модернизацию тепловой схемы предприятия входит:

- 1) фактическое разделение ТЭЦ и котельной №2;
- 2) замену существующих котлоагрегатов;
- 3) замена горелочных устройств;
- 4) прокладка теплотрассы от котельной №2 до существующих узлов ввода на АГП;
- 5) установка коммерческих узлов учета природного газа, электроэнергии, сырой (технической) воды;
- 6) перевод котла ПТВМ-50 на сжигание природного газа.

При разработке проекта по переводу котельного агрегата ПТВМ-50 ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ с целью повышения надежности теплоснабжения и энергетической эффективности были использованы:

Для расчета нагрузок тепловых сетей и тепловых схем:

- 1) Соколова Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. Учебник;
- 2) Справочник проектировщика, под редакцией Николаева А.А. – «Проектирование тепловых сетей»;
- 3) СНиП II-58-75 «Нормы проектирования. Электростанции тепловые»;
- 4) СНиП – 23.01.99* Строительная климатология;
- 5) учебное пособие, Кириллов В.В. Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий;
- 6) Ривкин, С.Л., Александров, А.А. Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник. Рек. Гос. службой стандартных справочных данных;
- 7) Манюк В.И., Каплинский Я.И., Хиж Э.Б. и др. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: / Производственные и отопительные котельные. Справочник;
- 8) Лебедев В.И., Пермяков Б.А. Расчет и проектирование теплогенерирующих установок систем теплоснабжения. Учебник;

Для теплового расчета котельного агрегата:

- 1) Филипповский Н.Ф. Расчет водогрейного котла. Методическое указание;
- 2) Шакиров З.Х. Производственная инструкция по эксплуатации водогрейного котла типа ПТВМ-50.

										Лист
										8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.2017.007.13 ПЗ

3 СРАВНЕНИЕ ЗАРУБЕЖНЫХ И ОТЕЧЕСТВЕННЫХ АНАЛОГОВ

При переводе котельного агрегата ПАО «АМЗ» сжигания мазута на природный будет рассматриваться тепловая схема котельной № 2. Одним из пунктов необходимых мероприятий является замена оборудования. На данный момент в котельной № 2 установлен паровой котел ГМ-50-14/250 и водогрейный котел КВГМ-100, т.к. в перспективе данная котельная перейдет из разряда производственно-отопительной в разряд отопительной котельной, то существует необходимость замены данных котлоагрегатов на водогрейные котлы другой единичной мощности.

В данном разделе проведем сравнение и анализ зарубежных и отечественных водогрейных котлов.

Из отечественных котлоагрегатов идеально подходит водогрейный котел башенного типа ПТВМ-50 Бийского котельного завода.

В таблице 3.1 приведены основные технико-экономические показатели данного котла.

Таблица 3.1 – Техничко-экономические показатели ПТВМ-50 [3]

Наименование показателя	Единицы измерения	Значения
Теплопроизводительность: номинальная, минимальная	Гкал/час	50
		7,5
Температура воды на выходе из котла	°С	80 ÷ 150
Температура воды на входе в котел	°С	70
Расчетный расход воды	т/ч	625
Минимальный расход воды	т/ч	500
Гидравлическое сопротивление	кгс/см ²	0,95
Расход топлива на номинальной нагрузке мазут газ	кг/ч	6340
	нм ³ /ч	6720
Расход воздуха на номинальной нагрузке	нм ³ /ч	84000
Температура уходящих газов на номинальной нагрузке: мазут газ	°С	190
		180
Коэффициент полезного действия: на газе на мазуте	%	89,6
		87,6
Количество газо-мазутных горелок	шт.	12
Цена	млн.руб.	32

Далее рассмотрим водогрейный котел зарубежного производства:

Жаротрубный водогрейный котел BoschUT-HZ, с двумя жаровыми трубами, произведенный на заводе в Германии.

В таблице 3.2 приведены технико-экономические показатели данного котла.

Таблица 3.2 – Техничко-экономические показатели BoschUT-HZ [4]

Наименование показателя	Единицы измерения	Значения
Теплопроизводительность	Гкал/час	43
Температура воды на выходе из котла	°С	80 ÷ 135
Температура воды на входе в котел	°С	70
Расчетный расход воды	т/ч	-
Минимальный расход воды	т/ч	-
Гидравлическое сопротивление	кгс/см ²	0,0025
Расход топлива на номинальной нагрузке газ	нм ³ /ч	4300
Расход воздуха на номинальной нагрузке	нм ³ /ч	63000
Температура уходящих газов на номинальной нагрузке: газ	°С	130
Коэффициент полезного действия: на газе	%	93
Количество газовых горелок	шт.	2
Цена	млн.руб.	58

Сравнивая данные модели необходимо учитывать, что для решение каждого проекта необходим свой индивидуальный подход, в данном случае будет производится замена котлов, таким образом габариты и его компоновка будут играть одну из важных ролей.

Плюсы ПТВМ-50:

- модель имеет более широкий мощностной ряд, что упрощает подбор оборудования;
- близость завода – изготовителя упрощает доставку оборудование на стройплощадку;
- котел башенного типа, что позволит легко установить его на место заменяемого оборудования;
- наименьшие капитальные затраты.

Плюсы BoschUT-HZ:

- высокий КПД;
- немецкое качество оборудования;
- наименьшее кол-во горелочных устройств;

Заключение: наиболее выгодным решением является установка водогрейного котла ПТВМ-50, так как в данном случае он имеет ряд критичных преимуществ:

- башенная компоновка;
- более подходящий мощностной ряд;
- более короткая логистика;
- наименьшие капитальные затраты.

4 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Отсутствие отбора воды из теплосети значительно уменьшает расход подпиточной воды, проходящей предварительно полную водоподготовку и идущей для восполнения потерь воды (теплоносителя) в тепловой сети. Поэтому экономически целесообразно не устанавливать дополнительный узел водоподготовки для подпиточной воды, а готовить ее в системе химводоподготовки (ХВО) питательной воды котельных агрегатов, несмотря на то, что стоимость питательной воды выше, поскольку она проходит две ступени умягчения, в то время как для подпиточной воды теплосети достаточно одной ступени. Расход подпиточной воды $G_{\text{подп}}$ для закрытых систем теплоснабжения принимается в размере 1,5...2% от расхода сетевой воды [5].

Сегодня перед всем человечеством стоит очень серьезная проблема экономного и рационального использования топливно-энергетических ресурсов. И для решения этой проблемы разработан ряд общих рекомендаций по энергосбережению в котельных.

Во-первых, необходимо назначать ответственного за контролем расходов энергоносителей и проведения мероприятий по энергосбережению.

Во-вторых, нужно оптимизировать работу систем освещения, вентиляции, водоснабжения и теплоснабжения.

В-третьих, необходимо соблюдение правил эксплуатации и обслуживания систем энергоиспользования и отдельных энергоустановок (введения графика включения и отключения систем освещения, вентиляции, тепловых завес и т.д.)

В-четвертых, нужно проводить разъяснительную работу с рабочими по вопросам энергосбережения.

Также необходимы периодические энергетические обследования.

Помимо этих общих рекомендаций, существует ряд более конкретных и эффективных мероприятий [6]:

1) составление руководств и режимных карт эксплуатации, управления и обслуживания оборудования и периодический контроль со стороны руководства учреждения за их выполнением (экономия 5 – 10% от потребляемого топлива);

2) поддержание оптимального значения коэффициента избытка воздуха (экономия 1 – 3% от потребляемого топлива);

3) установка водяного поверхностного экономайзера за котлом (экономия до 5 – 6 % от потребляемого топлива);

4) применение за котлоагрегатами установок глубокой утилизации тепла, установок использования скрытой теплоты парообразования уходящих дымовых газов (контактный теплообменник) – экономия до 15% от потребляемого топлива;

5) повышение температуры питательной воды на входе в барабан котла (экономия 2 % от потребляемого топлива на каждые 10 °С повышаемой температуры);

										Лист
										11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.2017.007.13 ПЗ					

6) подогрев питательной воды в водяном экономайзере (1 % на каждые 6 °С от потребляемого топлива);

7) содержание в чистоте наружных и внутренних поверхностей нагрева котла (экономия до 10% от потребляемого топлива);

8) использование тепловыделений от котлов путем забора теплого воздуха из верхней зоны котельного зала и подачей его во всасывающую линию дутьевого вентилятора (экономия 1 – 2 % от потребляемого топлива);

9) теплоизоляция наружных и внутренних поверхностей котлов и теплопроводов, уплотнение клапанов и тракта котлов– экономия до 10% от потребляемого топлива;

10) установка систем учета расходов топлива, электроэнергии, воды и отпуска тепла (экономия до 20 % от потребляемого топлива);

11) автоматизация управления работой котельной (экономия до 30 % от потребляемого топлива);

12) применение частотного привода для регулирования скорости вращения насосов, вентиляторов и дымососов (экономия до 30 % от потребляемой ими электроэнергии).

					<i>13.03.2017.007.13 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						12
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК

Для определения сезонной и круглогодичной тепловых нагрузок необходима следующая информация, представленная в таблице 5.1 [7, 10].

Таблица 5.1 – Исходные данные [7]

Наименование показателей	Ед.измерения
Расчетная температура воздуха проектирования отопления $t_{но}$	-35 °С
Расчетная температура воздуха проектирования вентиляции $t_{нв}$	-17 °С
Средняя температура наиболее холодного месяца $t_{нхм}$	-11,1°С
Расчетная температура воздуха внутри жилых помещений $t_{в}$	+20 °С
Расчетная температура горячей воды у абонента $t_{г}$	+55°С
Расчетная температура холодной воды в летний период $t_{л}$	+15°С
Расчетная температура холодной воды в зимний период $t_{з}$	+5°С
Число квадратных метров жилой площади на одного жителя $f_{уд}$	18 м ² /чел
Количество жителей z	35000 чел
Средняя температура воздуха отопительного периода $t_{н}^{cp.o}$	-7,3°С
Средняя температура воздуха вентиляционного периода $t_{н}^{cp.в}$	-7,3°С
Укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление жилых зданий на 1 м ² общей площади q_o	86,8 Вт/м ²
Норма среднего недельного расхода горячей воды для жилых помещений (при $t_{г}=55^{\circ}\text{C}$), а	100 л/сут
Норма среднего недельного расхода горячей воды для общественных и административных зданий (при $t_{г}=55^{\circ}\text{C}$), б	25 л/сут
Коэффициент, учитывающий расход тепла на общественные здания, k_1	0,25
Коэффициент, учитывающий тип застройки зданий, k_2	0,6
Продолжительность работы системы отопления, n_o	221 сутки
Коэффициент учитывающий изменение средненедельного расхода тепла на ГВС в неотапительный период по отношению к отопительному, β	0,7

Рассчитаем сезонную и круглогодичную нагрузку.

5.1 Сезонная нагрузка

Целью отопления является поддержание температуры внутреннего воздуха в помещении на заданном уровне. Под вентиляционной нагрузкой понимают потребность в тепле для подогрева воздуха, подаваемого извне в помещения [8].

Изначально расчет сезонной нагрузки ведем по укрупненным показателям, конкретно, по площади застройки.

Учитывая то обстоятельство, что отопительная котельная рассчитывается для пяти режимов работы, необходимо, чтобы в этом пункте нагрузки отопления и вентиляции были определены для следующих температур наружного воздуха [7]:

- расчетная температура воздуха проектирования отопления $t_{ho} = -35^{\circ}\text{C}$;
- средняя температура наиболее холодного месяца $t_{нхм} = -11,1^{\circ}\text{C}$;
- температура, при которой происходит смена регулирования $t_{ни} = +5^{\circ}\text{C}$;
- температура начала отопительного периода $t_n = +8^{\circ}\text{C}$;
- летний режим.

Задаем условием, что здания построены после 1980 года, поэтому площадь, приходящаяся на одного человека $f_{y\delta} = 18 \text{ м}^2/\text{чел}$ [7].

Общая площадь застройки [2] определяется по формуле (5.1):

$$F = f_{y\delta} \cdot Z, \quad (5.1)$$

$$F = 18 \cdot 35000 = 630000 \text{ м}^2$$

Отпуск тепла на 1 м^2 застройки при расчетной температуре $t_{н.о.} = -35^{\circ}\text{C}$ учетом высотности застройки (5 и более этажей) [7] $q_f = 86,8 \text{ Вт/м}^2$:

Расход тепла на отопление при $t_n \leq t_{н.о.}$ (5.2):

$$Q'_o = q_f \cdot F \cdot (1 + k_1), \quad (5.2)$$

Где k_1 – коэффициент, учитывающий отпуск теплоты на отопление общественных зданий. $k_1 = 0,25$ [7].

$$Q'_o = 86,8 \cdot 630000 \cdot (1 + 0,25) = 68,4 \text{ МВт.}$$

Расход теплоты на вентиляцию (5.3):

$$Q'_b = q_f \cdot F \cdot k_1 \cdot k_2, \quad (5.3)$$

Где k_2 – коэффициент, учитывающий расход теплоты для общественных зданий $k_2 = 0,6$ [2].

$$Q'_b = 86,8 \cdot 630000 \cdot 0,25 \cdot 0,6 = 8,2 \text{ МВт.}$$

Нагрузка отопления при $t_n = +8^{\circ}\text{C}$ (5.4):

$$Q_o = Q'_o \frac{t_b - t_n}{t_b - t_{ho}}, \quad (5.4)$$

где $t_n = +8^{\circ}\text{C}$ – температура начала и конца отопительного периода, $t_b = +20^{\circ}\text{C}$ – температура воздуха в помещении (принимается в зависимости от t_{ho})

$$Q_o = 68,4 \frac{20 - 8}{20 + 35} = 14,9 \text{ МВт,}$$

При $t_n = t_{нхм} = -11,1^{\circ}\text{C}$

$$Q_o = 68,4 \frac{20 + 11,1}{20 + 35} = 38,55 \text{ МВт.}$$

При $t_n = t_{ни} = +5^{\circ}\text{C}$

$$Q_o = 68,4 \frac{20 - 5}{20 + 35} = 18,65 \text{ МВт.}$$

Нагрузка вентиляции при $t_n = +8^{\circ}\text{C}$ (5.5):

										Лист
										14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.2017.007.13 ПЗ

$$Q_B = Q'_B \frac{t_B - t_H}{t_B - t_{HO}}, \quad (5.5)$$

$$Q_B = 8,2 \frac{20 - 8}{20 + 35} = 1,79 \text{ МВт.}$$

для $t_H = t_{нхм} = -11,1 \text{ } ^\circ\text{C}$

$$Q_B = 8,2 \frac{20 + 11,1}{20 + 35} = 4,6 \text{ МВт.}$$

При $t_H = t_{ни} = +5 \text{ } ^\circ\text{C}$

$$Q_B = 8,2 \frac{20 - 5}{20 + 35} = 2,23 \text{ МВт.}$$

Для летнего режима нагрузки отопления и вентиляции не рассчитываются [9].

5.2 Круглогодичная нагрузка

К круглогодичной нагрузке относятся технологическая нагрузка и нагрузка ГВС. Технологическая нагрузка задается технологами и зависит от вида производства [9].

Нагрузка ГВС имеет существенно неравномерный характер как в течение суток, так и по дням недели. Наибольший расход горячей воды наблюдается в утренние и вечерние часы, из дней недели – в субботу.

Средненедельный расход тепла на ГВС [2] (5.6):

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_3 = \frac{1,2 \cdot (a + b) \cdot c_p \cdot Z \cdot (55 - t_x)}{n_c}, \quad (5.6)$$

где 1,2 – коэффициент, учитывающий остывание воды в трубах

$a=100$ (л/сут) – норма расхода горячей воды на одного человека в сутки [7]

$b=25$ (л/сут) – норма расхода горячей воды для общественных зданий [7]

z – число жителей.

$c_p=4190$ Дж/кг – теплоемкость воды [10]

$t_2=55 \text{ } ^\circ\text{C}$ – температура горячей воды [7]

Температура холодной воды:

$t_x^{зим} = 5 \text{ } ^\circ\text{C}$, $t_x^{лет} = 15 \text{ } ^\circ\text{C}$ [7]

$n_c=86400$ с – длительность подачи воды в сутки

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_3 = \frac{1,2 \cdot (100 + 25) \cdot 4190 \cdot 35000 \cdot (55 - 5)}{86400} = 12,7 \text{ МВт.}$$

Средненедельный расход теплоты летом [3] (5.7):

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_л = 0,8 \cdot (Q_{ГВС}^{ср.н.})_3 \cdot \frac{55 - t_x^л}{55 - t_x^3}, \quad (5.7)$$

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_л = 0,8 \cdot 12,7 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} = 8,128 \text{ МВт.}$$

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.2017.007.13 ПЗ

Расчетные значения нагрузки ГВС [2] (5.8):

$$(Q_{\text{ГВС}}^{\text{расч}}) = k_{\text{н}} \cdot k_{\text{с}} \cdot (Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.н.}}), \quad (5.8)$$

где $k_{\text{н}} = 1,2$ – коэффициент недельной неравномерности для жилых и общественных зданий [9];

$k_{\text{с}} = 2$ – коэффициент суточной неравномерности [9].

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{max}} = (Q_{\text{ГВС}}^{\text{расч}})_{\text{з}} = 1,2 \cdot 2 \cdot 12,7 = 30,48 \text{ МВт},$$

$$(Q_{\text{ГВС}}^{\text{расч}})_{\text{д}} = 1,2 \cdot 2 \cdot 8,128 = 19,5 \text{ МВт}.$$

Годовой расход теплоты на отопление (5.9):

$$Q_{\text{o}}^{\text{год}} = Q_{\text{o}}^{\text{ср}} \cdot \left[(n_{\text{o}} + n_{\text{д}}) + n_{\text{д}} \cdot \frac{t_{\text{вд}} - t_{\text{н}}^{\text{ср.о.}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^{\text{ср.о.}}} \right], \quad (5.9)$$

где $n_{\text{д}} = 0$ – продолжительность работы дежурного отопления [2];

$Q_{\text{o}}^{\text{ср}}$ – средний расход теплоты за отопительный период (5.10):

$$Q_{\text{o}}^{\text{ср}} = Q_{\text{o}}' \cdot \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^{\text{ср.о.}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{н.о.}}}, \quad (5.10)$$

$$Q_{\text{o}}^{\text{ср}} = 68,4 \cdot \frac{20 - (-7,3)}{20 - (-35)} = 33,75 \text{ МВт}.$$

С учетом отсутствия дежурного отопления определим годовой расход теплоты на отопление [8] (5.11):

$$Q_{\text{o}}^{\text{год}} = Q_{\text{o}}^{\text{ср}} \cdot n_{\text{o}}, \quad (5.11)$$

$$Q_{\text{o}}^{\text{год}} = 33,75 \cdot 221 \cdot 24 \cdot 3600 = 644 \cdot 10^6 \text{ МВт}.$$

Годовой расход теплоты на вентиляцию (5.12):

$$Q_{\text{в}}^{\text{год}} = Q_{\text{в}}' \cdot \left[n_{\text{в}} + (n_{\text{o}} - n_{\text{в}}) \cdot \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^{\text{ср.о.}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}^{\text{ср.о.}}} \right] \cdot \left(1 - \frac{n_{\text{д}}^{\text{в}}}{n_{\text{o}}} \right), \quad (5.12)$$

где $n_{\text{в}} = n_{\text{o}}$ – продолжительность работы вентиляции;

$n_{\text{д}}^{\text{в}} = 0$ – продолжительность работы дежурной вентиляции

Преобразуем формулу с учетом отсутствия дежурной вентиляции [9] (5.13):

$$Q_{\text{в}}^{\text{год}} = Q_{\text{в}}' \cdot n_{\text{в}}, \quad (5.13)$$

$$Q_{\text{в}}^{\text{год}} = 8,2 \cdot 221 \cdot 24 \cdot 3600 = 156 \cdot 10^6 \text{ МВт}.$$

										Лист
										16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.2017.007.13 ПЗ

Годовой расход теплоты на ГВС (5.14):

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = (Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.н.}})_3 \cdot \left[n_0 + \beta \cdot \frac{t_{\text{Г}} - t_{\text{X}}^{\text{Л}}}{t_{\text{Г}} - t_{\text{X}}^3} \cdot (n_{\text{Г}} - n_0) \right], \quad (5.14)$$

где $n_{\text{Г}} = 350 \frac{\text{сут}}{\text{год}} = 8400 \frac{\text{час}}{\text{год}} = 30,24 \cdot 10^6 \frac{\text{с}}{\text{год}}$ – продолжительность подачи горячей воды потребителю,

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = 12,7 \cdot \left[16,7 \cdot 10^6 + 0,7 \cdot \frac{55-15}{55-5} (30,24 \cdot 10^6 - 16,7 \cdot 10^6) \right] = 299 \cdot 10^6 \text{ МВт.}$$

Суммарный годовой расход теплоты (5.15):

$$Q_{\text{год}} = Q_o^{\text{год}} + Q_{\text{в}}^{\text{год}} + Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}}, \quad (5.15)$$

$$Q_{\text{год}} = (644 + 156 + 299) \cdot 10^6 = 1099 \cdot 10^6 \text{ МВт.}$$

Определим нагрузку на отопление при $t_{\text{н}} = +8 \text{ }^\circ\text{C}$ (5.16):

$$Q_o^{+8} = Q_o' \cdot \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{н.о.}}}, \quad (5.16)$$

$$Q_o^{+8} = 68,4 \cdot \frac{20 - 8}{20 - (-35)} = 14,92 \text{ МВт.}$$

Определим нагрузку на вентиляцию при $t_{\text{н}} = 8 \text{ }^\circ\text{C}$ (5.17):

$$Q_{\text{в}}^{+8} = Q_{\text{в}}' \cdot \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{н.о.}}}, \quad (5.17)$$

$$Q_{\text{в}}^{+8} = 8,2 \cdot \frac{20 - 8}{20 - (-35)} = 1,78 \text{ МВт.}$$

Суммарный расход теплоты (5.18):

$$Q_{\Sigma} = Q_o + Q_{\text{в}} + Q_{\text{ГВС}}^{\text{max}}, \quad (5.18)$$

При $t_{\text{н}} = +8 \text{ }^\circ\text{C}$: $Q_{\Sigma} = 14,9 + 1,79 + 30,48 = 47,17 \text{ МВт.}$

При $t_{\text{н}} = -35 \text{ }^\circ\text{C}$: $Q_{\Sigma} = 68,4 + 8,2 + 30,48 = 107,08 \text{ МВт.}$

На рисунке 5.1 изображен график продолжительности суммарной годовой нагрузки.

На графике Q_{Σ} – суммарный расход теплоты; Q_o – расход теплоты на отопление; $Q_{\text{в}}$ – расход теплоты на вентиляцию; $Q_{\text{ГВС}}$ – расход теплоты на ГВС; n_0 – время работы

										Лист
										17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.2017.007.13 ПЗ

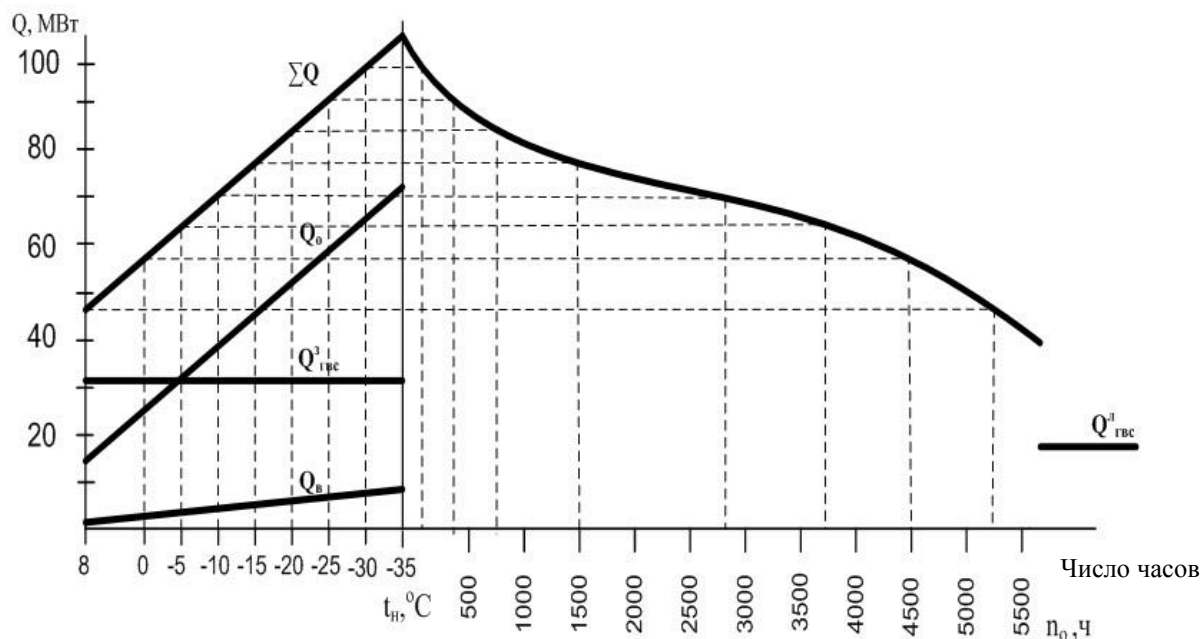


Рисунок 5.1 – График продолжительности суммарной годовой нагрузки

5.3 Определение температур сетевой воды

Значения температур сетевой воды в зависимости от температур наружного воздуха определяются методом регулирования тепловых нагрузок и температурным графиком теплосети. В данном случае имеем качественное регулирование по совмещенной нагрузке, делаем расчет теплоснабжения при температурном графике теплосети 110/70°C, на перспективу перехода котельной с данным режим работы [9].

Расчет будем вести по стандартным параметрам.

Температура воды в подающей линии теплосети $\tau_{01}=110^\circ\text{C}$.

Температура воды в обратной линии теплосети $\tau_{02}=70^\circ\text{C}$.

Температура воды, поступающей в систему отопления $\tau_{03}=95^\circ\text{C}$.

Перепад температур в тепловой сети $\delta\tau'_0=40^\circ\text{C}$.

Разность температур в местной системе отопления [11] (5.19):

$$\theta'_o = \tau_{03} - \tau_{02} , \quad (5.19)$$

$$\theta'_o = 95 - 70 = 25^\circ\text{C}.$$

Температурный напор нагревательного прибора [9] (5.20):

$$\Delta t'_o = \frac{\tau_{03} + \tau_{02}}{2} - t_{в} , \quad (5.20)$$

$$\Delta t'_o = \frac{95 + 70}{2} - 20 = 62,5^\circ\text{C}.$$

Относительная величина тепловой нагрузки [8] (5.21):

$$\overline{Q_o} = \frac{Q_o}{Q'_o}, \quad (5.21)$$

Температура воды перед отопительной установкой [8] (5.22):

$$\tau_{01} = t_g + \Delta t'_0 \cdot \overline{Q_o}^{0,8} + \overline{Q_o}(\delta\tau'_0 - 0,5\theta'_0), \quad (5.22)$$

Температура воды после отопительной установки[8] (5.23):

$$\tau_{02} = t_g + \Delta t'_0 \cdot \overline{Q_o}^{0,8} - 0,5\overline{Q_o} \cdot \theta'_0, \quad (5.23)$$

Результаты сведем в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты расчета качественного регулирования

	-35	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	+8
Q_o , МВт	68,4	62,2	55,9	49,74	43,53	37,3	31,09	24,87	14,92
$\overline{Q_o}$, МВт	1	0,9	0,82	0,73	0,64	0,55	0,46	0,36	0,22
τ_{01} , °С	110	102,9	95,7	88,4	81,03	73,48	65,76	57,82	44,48
τ_{02} , °С	70	66,54	63,00	59,35	55,58	51,66	47,57	43,27	35,76
Q_B , МВт	8,2	7,54	6,71	5,96	5,21	4,47	3,72	2,98	1,78
Q_{Σ} , МВт	76,6	69,74	62,61	55,7	48,74	41,77	34,81	27,85	16,7

Строим температурный график. График изображен на рисунке 5.2.

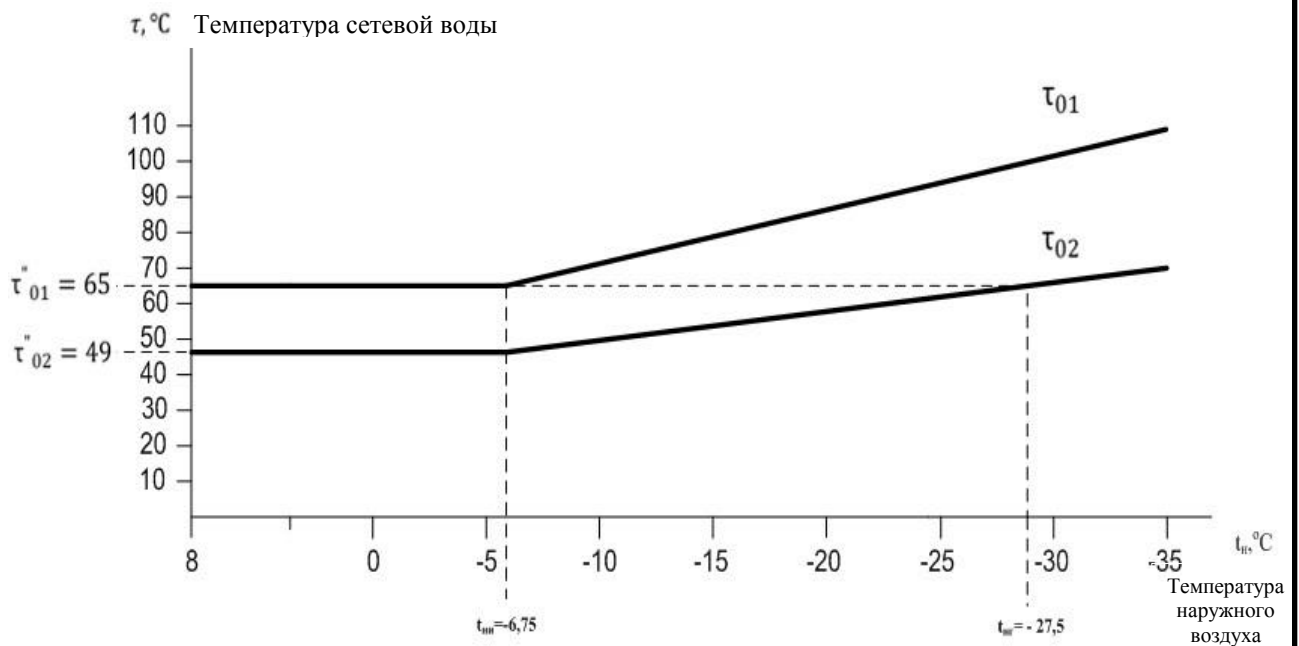


Рисунок 5.2 – Температурный график:

τ_{01} – температура в подающей линии; τ_{02} – температура в обратной линии;
 τ_{01} , τ_{02} – линии подрезки прямой и обратной линии соответственно

Так как регулирование по отопительной нагрузке, подрезка графика делается при температуре 65°С [11].

По графику определяем:

$$\begin{aligned} t_{\text{ни}} &= -6,75 \text{ }^{\circ}\text{C} \\ t_{\text{нг}} &= -27,5 \text{ }^{\circ}\text{C} \\ \tau_{\gg 01} &= 65 \text{ }^{\circ}\text{C} \\ \tau_{\gg 02} &= 49 \text{ }^{\circ}\text{C} \end{aligned}$$

5.4 Расчет расходов сетевой воды

Расход воды в подающем трубопроводе в диапазоне температур $t_{\text{ни}} > t_{\text{н}} > t_{\text{но}}$ поддерживается постоянным [12] (5.24):

$$G'_0 = \frac{Q'_0}{c_p \delta \tau_0} = \text{const}, \quad (5.24)$$

$$G'_0 = \frac{68,4 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 40} = 408 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Температуры сетевой воды τ_1 и τ_2 должны быть рассчитаны с учетом нагрузки отопления и ГВС[8] (5.25) и (5.26):

$$\tau_1 = \tau_{01} + \delta_1, \quad (5.25)$$

$$\tau_2 = \tau_{02} - \delta_2, \quad (5.26)$$

значения τ_{01} и τ_{02} рассчитываются по уравнениям (5.25) и (5.26); δ_1 и δ_2 – снижение температуры воды в подогревателях ГВС.

Расход воды в прямом трубопроводе [12] (5.27):

$$G_{\text{пр}} = G_0 + G_{\text{в}} + G_{\text{ут}}, \quad (5.27)$$

в обратном трубопроводе [12] (5.28):

$$G_{\text{об}} = G_0 + G_{\text{в}}. \quad (5.28)$$

Расход воды на вентиляцию рассчитывается как для отопительной нагрузки, но по температурам воды τ_1 и τ_2 .

Для двух подогревателей [12] (5.29):

$$\delta = \delta_1 + \delta_2 = \text{const}. \quad (5.29)$$

Величины δ , δ_1 и δ_2 найдем с помощью уравнений баланса теплоты для

										Лист
										20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.2017.007.13 ПЗ					

системы в целом и подогревателей П₁ и П₂ [2] (5.30):

$$\delta = \frac{Q_{\text{звс}}^{\delta}}{c_p G_o'} = \frac{Q_{\text{звс}}^{\delta}}{Q_o'} \delta \tau_o', \quad (5.30)$$

где $Q_{\text{ГВС}}^{\delta}$ – балансовое значение тепловой нагрузки на ГВС[3] (5.31):

$$Q_{\text{ГВС}}^{\delta} = \chi_{\delta} \cdot Q_{\text{ГВС}}^{\text{ср.н.}}, \quad (5.31)$$

где $\chi_{\delta} = 1,2$ – коэффициент для компенсации небаланса теплоты на отопление из-за неравномерности суточного графика горячего водоснабжения.

$$Q_{\text{ГВС}}^{\delta} = 1,2 \cdot 12,7 \cdot 10^6 = 15,24 \text{ МВт.}$$

$$\delta = \frac{12,54}{68,4} 40 = 7,33.$$

На расчетном режиме (при $t_{\text{н}} = t_{\text{ни}}$) задают величину недогрева водопроводной воды в подогревателе первой ступени П₁ [3] (5.32):

$$\Delta t_{\text{нед}}^{\gg} = \tau_{02}^{\gg} - t_{\text{н}}^{\gg} = 5 \dots 10^{\circ}\text{C}, \quad (5.32)$$

принимаем $\Delta t_{\text{нед}}^{\gg} = 8^{\circ}\text{C}$.

Рассчитывают [9] (5.33):

$$\delta_2^{\gg} = t_{\text{н}}^{\gg} - t_x = \frac{Q_{\text{звс}}^{\delta} \tau_{02}^{\gg} - \Delta t_{\text{нед}}^{\gg} - t_x}{Q_o' (t_2 - t_x)} \delta \tau_o', \quad (5.33)$$

$$\delta_2^{\gg} = \frac{12,54}{68,4} \cdot \frac{49 - 8 - 5}{55 - 5} 40 = 4,84.$$

Для любой наружной температуры $t_{\text{н}}$ ($t_{\text{н}} = -35^{\circ}\text{C}$) [9] (5.34):

$$\delta_2 = \delta_2^{\gg} \frac{\tau_{02} - t_x}{\tau_{02}^{\gg} - t_x}, \quad (5.34)$$

$$\delta_2 = 4,84 \frac{70 - 5}{46 - 5} = 7,67.$$

Тогда получаем:

$$\delta_1 = \delta - \delta_2 = 7,33 - 7,67 = -0,34.$$

Далее для остальных $t_{\text{н}}$ сведем полученные данные в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах [11]

$t_{\text{н}}, ^{\circ}\text{C}$	-35	-30	-27,5	-25	-20	-15	-10	-6,75	-5	0	8
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
δ_1	-0,34	0,064	0,272	0,48	0,913	1,35	1,82	2,13	2,3	2,81	3,69
δ_2	7,67	7,26	7,057	6,84	6,42	5,97	5,51	5,19	4,52	3,63	5,2

Продолжение таблицы 5.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
τ_1 °C	109,66	102,97	99,6	96,213	89,35	82,39	75,3	67	67	67	67
τ_2 °C	62,32	59,28	57,73	56,155	52,93	49,61	46,16	43,83	43,83	43,83	43,83
τ_{01} °C	110	102,9	99,33	95,7	88,4	81,03	73,48	65	65	65	65
τ_{02} °C	70	66,54	64,78	63,00	59,35	55,58	51,66	49,03	49,03	49,03	49,03

Построим температурный график по результатам вычислений и изобразим его на рисунке 5.3.

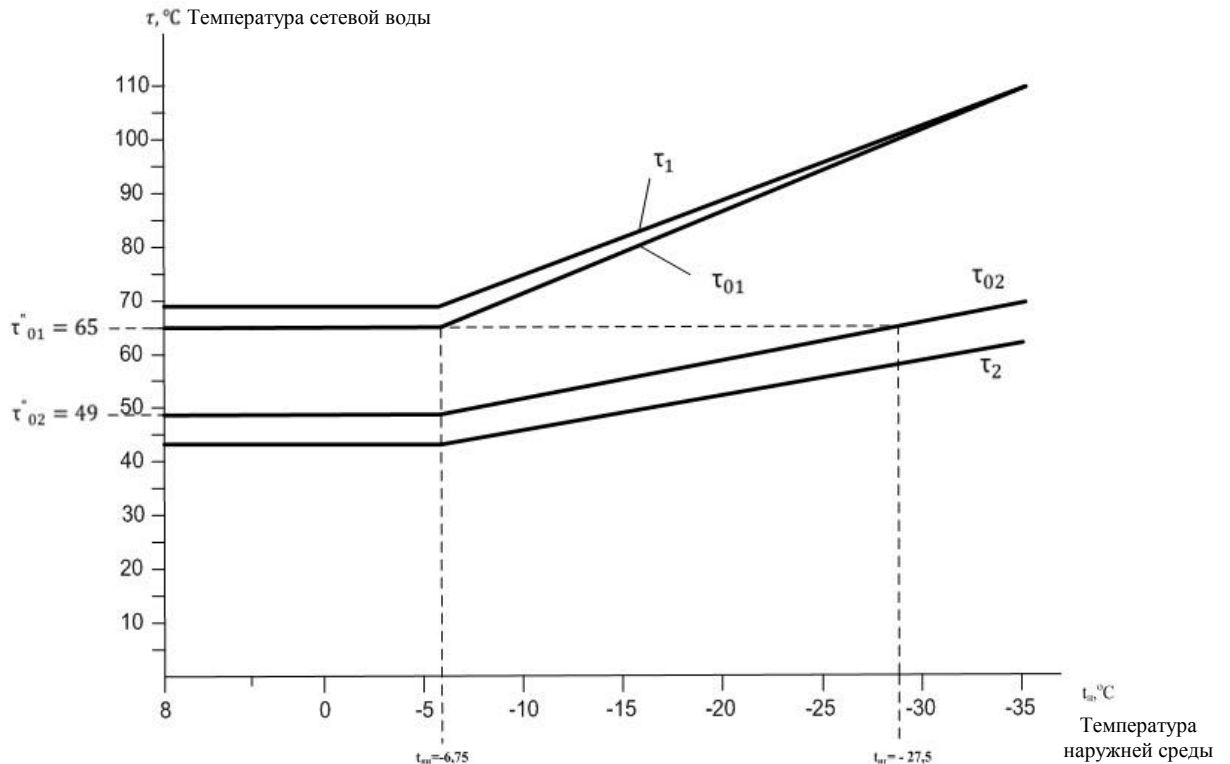


Рисунок 5.3– График температур теплоносителя при качественном регулировании:

τ_{01}, τ_{02} – линии подрезки прямой и обратной линии соответственно; τ_{01}, τ_{02} – теоретические температуры прямой и обратной линии; τ_1, τ_2 – фактические температуры прямой и обратной линии

При $+8 > t_n > t_{н.и}$ расход сетевой воды находим по текущей тепловой нагрузке Q_o [11]:

$$G_o = \frac{Q_o}{C_p \cdot (\tau_1 - \tau_{02})}, \quad (5.35)$$

$$G_o = \frac{14,92 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (67 - 49)} = 197,83 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Расход воды на вентиляцию определяем так же, но по температурам сетевой воды τ_1 и τ_2 [13] (5.36) и (5.37):

$$t_H < t_{H.u} G_B' = \frac{Q_B'}{c_p \cdot (\tau_1 - \tau_2)}, \quad (5.36)$$

$$G_B' = \frac{8,2 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (110 - 70)} = 48,92 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

$$t_H > t_{H.u} G_B = \frac{Q_B^{+8}}{c_p \cdot (\tau_{01} - \tau_{02})}, \quad (5.37)$$

$$G_B = \frac{1,78 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (65 - 49)} = 26,55 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Результаты расчетов расходов сетевой воды при качественном регулировании сведем в таблицу [13] 5.4.

Таблица 5.4– Сводная таблица расчета расходов сетевой воды при качественном регулировании

$t_H, ^\circ\text{C}$	-35	-30	-27,5	-25	-20	-15	-10	-6,75	-5	0	8
$G_o, \frac{\text{кг}}{\text{с}}$	408	408	408	408	408	408	408	408	400	310	197,83
$G_B, \frac{\text{кг}}{\text{с}}$	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9	46	39	26,55
$G_\Sigma, \frac{\text{кг}}{\text{с}}$	456,9	456,9	456,9	456,9	456,9	456,9	456,9	456,9	446	349	224,38

На рисунке 5.4 изображен график расхода воды.

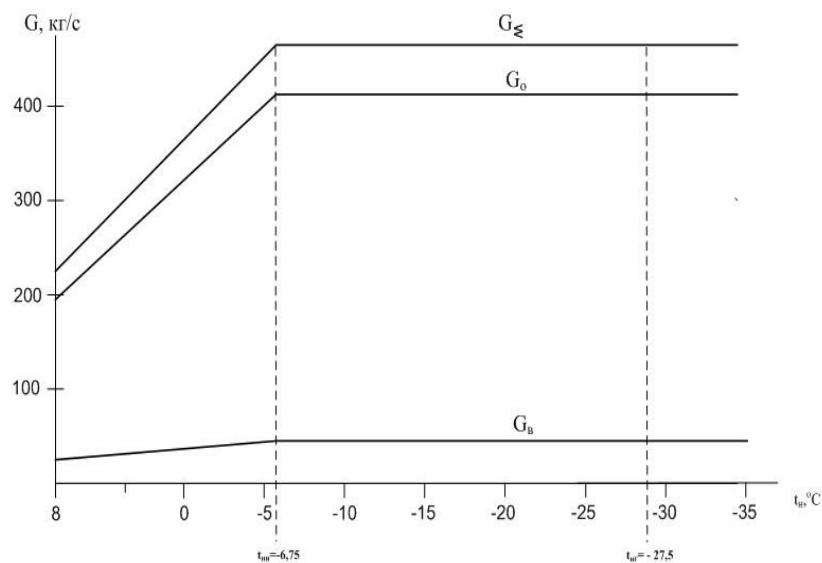


Рисунок 5.4 – Графики расходов сетевой воды:
 G_Σ – суммарный расход сетевой воды; G_o – расход сетевой воды на отопление;
 G_B – расход сетевой воды на вентиляцию

6 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ВОДОГРЕЙНОГО КОТЛА ПТВМ-50

6.1 Исходные данные

Топливоприродный газ
 Низшая теплота сгорания природного газа Q_n^p , МДж/м³33,52
 Температура уходящих газов t_{yx} 180 °С
 Основные параметры водогрейного котла ПТВМ–50 приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Техничко-экономические показатели котла ПТВМ – 50 [14]

Наименование показателя	Единицы измерения	Значения
Теплопроизводительность: номинальная, минимальная	Гкал/час	50 7,5
Температура воды на выходе из котла	°С	80 ÷ 150
Температура воды на входе в котел	°С	70
Расчетный расход воды	т/ч	625
Минимальный расход воды	т/ч	500
Гидравлическое сопротивление	кгс/см ²	0,95
Аэродинамическое сопротивление	мм вод.ст.	25,7
Водяной объем	м ³	18
Радиационная поверхность нагрева	м ²	116
Конвективная поверхность нагрева	м ²	1170
Водяной объем топочной камеры	м ³	109
Скорость воды в трубах экранов и конвективной части	м/с	1,21
Скорость газов в конвективной части	м/с	7,6
Расход топлива на номинальной нагрузке мазут газ	кг/ч нм ³ /ч	6340 6720
Расход воздуха на номинальной нагрузке	нм ³ /ч	84000
Температура уходящих газов на номинальной нагрузке: мазут Газ	°С	190 180
Коэффициент полезного действия: на газе на мазуте	%	89,6 87,6
Количество газо - мазутных горелок	шт.	12

6.2 Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания

Низшая теплота сгорания $Q_n^p = 33,52 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$. Для дальнейших расчетов, нам понадобится состав топлива и содержания в нем различных примесей.

В таблице 6.2 представлен состав топлива.

Таблица 6.2 – Состав топлива

Хим. состав природного газа	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂
Процентное содержание, %	1,231	97,196	0,835	0,427	0,133	0,035	0,143

Объемный расход дымовых газов при $\alpha=1,095$:

Рассчитываем теоретический объем воздуха, необходимый для сжигания 1 м³ топлива [14] (6.1):

$$V^0 = 0,047 \cdot \left[0,5 \cdot (CO + H_2) + 2CH_4 + 1,5H_2 + \sum \left(m + \frac{n}{m} \right) \cdot C_m H_n - O_2 \right], \quad (6.1)$$

где m, n – числа атомов углерода и водорода в химической формуле углеводородов, входящих в состав топлива [16].

$$V^0 = 0,047 \cdot \left[0,5 \cdot 0 + 2 \cdot 97,196 + 1,5 \cdot 0 + \left(2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 0,835 + \left(3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 0,427 + \left(4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0,133 + \left(5 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0,035 \right] = 9,548 \left(\frac{M^3}{M^3} \right).$$

Теоретические объемы продуктов сгорания топлива [16] (6.2), (6.3), (6.4):

а) объемы двухатомных газов

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + 0,008N_2, \quad (6.2)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,548 + 0,008 \cdot 1,231 = 7,552 \left(\frac{M^3}{M^3} \right)$$

б) объем трехатомных газов

$$V_{RO_2} = 0,01(CO_2 + CO + H_2S + \sum mC_m H_n), \quad (6.3)$$

$$V_{RO_2} = 0,01(0,143 + 0 + 0 + 1 \cdot 97,196 + 2 \cdot 0,835 + 3 \cdot 0,427 + 4 \cdot 0,133 + 5 \cdot 0,035) = 1,0099 \left(\frac{M^3}{M^3} \right)$$

в) объем водяных паров

$$V_{H_2O}^0 = 0,01(H_2S + H_2 + \sum 0,5nC_m H_n + 0,124d_T) + 0,0161 \cdot V^0, \quad (6.4)$$

где d_T – влагосодержание топлива, отнесенное к 1 м³ сухого газа (г/м³); при $t_T=10^0C$ можно считать, что $d_T=10$ (г/м³),

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \left(0 + 0 + \frac{4}{2} \cdot 97,196 + \frac{6}{2} \cdot 0,835 + \frac{8}{2} \cdot 0,427 + \frac{10}{2} \cdot 0,133 + \frac{12}{2} \cdot 0,035 + 0,124 \cdot 10 \right) + 0,0161 \cdot 9,548 = 2,16 \left(\frac{M^3}{M^3} \right).$$

Объем водяных паров при $\alpha=1,095$ [16] (6.5), (6.6):

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha - 1)V^0, \quad (6.5)$$

$$V_{H_2O} = 2,16 + 0,0161(1,095 - 1) \cdot 9,548 = 2,174 \left(\frac{M^3}{M^3} \right).$$

Объем азота при $\alpha=1,095$:

$$V_{N_2} = V_{N_2}^0 + (\alpha - 1)V^0, \quad (6.6)$$

$$V_{N_2} = 7,552 + (1,095 - 1)9,548 = 8,459 \left(\frac{m^3}{m^3}\right).$$

Объем дымовых газов при $\alpha=1,095$:

$$V_r = 1,0099 + 8,459 + 2,174 = 11,642 \left(\frac{m^3}{m^3}\right).$$

По данным расчетных характеристик и нормативных значений присосов воздуха в газоходах выбираем коэффициент избытка воздуха на выходе из топки α_T и присосы воздуха по газоходам $\Delta\alpha$ и находим расчетные коэффициенты избытка воздуха в газоходах α'' . Результаты расчетов сводим в таблицу 6.3 [15].

Таблица 6.3 – Присосы воздуха по газоходам $\Delta\alpha$ и расчетные коэффициенты избытка воздуха в газоходах α'' [15]

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

Наличие присосов воздуха приводит к тому, что объем продуктов сгорания будет отличаться от теоретического, поэтому необходимо рассчитать действительные объемы газов и объемные доли газов.

Так как присосы воздуха не содержат трехатомных газов, то объем этих газов $V_{RO_2}^0$ от коэффициента избытка воздуха не зависит и во всех газоходах остается постоянным и равным теоретическому.

По формулам рассчитываем объемы газов по газоходам, объемные доли газов r и полученные результаты сводим в таблицу 13[16].

Объем газов и, m^3/m^3 , определяют по формулам(6.7),(6.8),(6,9):

$$V_{RO_2} = V_{RO_2}^0 + (\alpha - 1)V^0, \quad (6.7)$$

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha - 1)V^0, \quad (6.8)$$

Суммарный объем дымовых газов при $\alpha>1$, m^3/m^3 , будет (6,9):

$$V_r = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}. \quad (6.9)$$

Объемные доли трехатомных газов, равные парциальным давлениям газов при общем давлении 0,1 МПа [15] (6.10),(6.11),(6.12):

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}}, \quad (6.10)$$

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}}, \quad (6.11)$$

$$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O}. \quad (6.12)$$

$$V^0 = 9,548 \text{ м}^3/\text{м}^3; V_{RO_2} = 1,0099 \text{ м}^3/\text{м}^3; V_{N_2}^0 = 7,552 \text{ м}^3/\text{м}^3; V_{H_2O}^0 = 2,16 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Характеристика продуктов сгорания в газоходах водогрейного котла отражена в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Характеристика продуктов сгорания в газоходах водогрейного котла [16]

Величина	Единица	Газоходы	
		Топка, фестон,	Конвективные пучки
Расчетный коэффициент избытка воздуха в газоходе	-	1,05	1,1
Среднее значение α_{cp}	-	1,05	1,0875
$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha - 1)V^0,$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	2,175	2,18
$V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O},$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	11,209	11,567
$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}},$	-	0,090	0,087
$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}},$	-	0,193	0,187
$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O},$	-	0,283	0,274

6.3 Энтальпия воздуха и продуктов сгорания

Удельные энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания топлива определяем по формулам [16] (6.13), (6.14):

$$I_B^0 = V^0(ct)_B, \quad (6.13)$$

$$I_{\Gamma}^0 = V_{RO_2}^0 \cdot (cv)_{RO_2} + V_{N_2}^0 \cdot (cv)_{N_2} + V_{H_2O}^0 \cdot (cv)_{H_2O}, \quad (6.14)$$

где $(ct)_B, (cv)_{RO_2}, (cv)_{N_2}, (cv)_{H_2O}$ – удельные энтальпии воздуха, трехатомных газов, азота и водяных паров соответственно, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$.

Энтальпию продуктов сгорания на 1 м³ топлива при $\alpha > 1$, кДж/м³, считаем по формуле (6.15):

$$I_{\Gamma} = I_{\Gamma}^0 + (\alpha - 1)I_{\text{B}}^0, \quad (6.15)$$

Энтальпия теоритического объема воздуха и продуктов сгорания топлива представлена в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Энтальпия теоретического объема воздуха и продуктов сгорания топлива, кДж/м³ [16]

$t, ^\circ\text{C}$	$V^0 = 9,548$ м ³ /м ³	$V_{\text{RO}_2} = 1,0099 \text{ м}^3/\text{м}^3$	$V_{\text{N}_2}^0 = 7,552 \text{ м}^3/\text{м}^3$	$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 2,16 \text{ м}^3/\text{м}^3$	$I_{\Gamma} = I_{\text{RO}_2} + I_{\text{N}_2}^0 + I_{\text{H}_2\text{O}}^0$
	$I_{\text{B}}^0 = V^0(ct)_{\text{B}}$	$I_{\text{RO}_2}^0 = V_{\text{RO}_2} \cdot (c\vartheta)_{\text{RO}_2}$	$I_{\text{N}_2}^0 = V_{\text{N}_2}^0 \cdot (c\vartheta)_{\text{N}_2}$	$I_{\text{H}_2\text{O}}^0 = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 \cdot (c\vartheta)_{\text{H}_2\text{O}}$	
25	310,31	-	-	-	-
100	1260,336	170,61731	928,15	327,307	1480,131
200	2539,768	360,5343	1964,3	658,9504	2983,785
300	3847,844	564,5341	2961,56	1003,599	4529,639
400	5175,016	799,643	3981,485	1356,918	6118,045
500	6530,832	1005,86	5016,52	1721,074	7743,455
600	7924,84	1234,098	6074,22	2096,069	9404,387
700	9347,492	1475,464	7147,03	2486,237	11108,73
800	10789,24	1720,87	8257,615	2893,746	12872,23
900	12230,99	1970,315	9390,865	3303,422	14666,6
1000	13710,93	2223,8	10531,67	3739,11	16494,58
1100	15229,06	2481,324	11672,48	4174,798	18328,6
1200	16474,19	2743,898	12805,73	4619,156	20168,78
1300	18437,19	3005,462	13976,75	5080,854	22063,07
1400	19821,65	3272,076	15178	5544,721	23994,79
1500	21377,97	3538,69	16349,02	6023,76	25911,47
1600	22943,84	3804,293	17550,27	6504,968	27859,53
1700	24500,17	4074,947	18751,51	6994,845	29821,3
1800	26056,49	4345,6	19960,31	7495,561	31801,47
1900	27660,56	4616,253	21191,78	7994,109	33802,14
2000	29255,07	4890,946	22393,02	8509,998	35793,96

Расчеты по определению энтальпии продуктов сгорания топлива при различных температурах газов в различных газоходах представлены в таблице 15. Около величины I записана величина ΔI – разность двух соседних по вертикали значений I при одном значении α . Значения ΔI необходимы при определении расчетных значений энтальпии или температур газов методом линейной интерполяции [15].

Энтальпия продуктов сгорания в газоходах приведена в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Энтальпия продуктов сгорания в газоходах, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$

$t, ^\circ\text{C}$	I^0_2	I^0_6	Участки газового тракта и коэффициенты избытка воздуха			
			$\alpha_m=1,05$		$\alpha=1,1$	
			I	ΔI	I	ΔI
100	1480,13	1260,336	1543,1	1567,6	1599,8	1625,2
200	2983,78	2539,768	3110,7	1611,3	3225,0	1670,1
300	4529,63	3847,844	4722,0	1654,7	4895,2	1714,4
400	6118,04	5175,016	6376,7	1693,2	6609,6	1754,2
500	7743,45	6530,8832	8069,9	1730,6	8363,8	1793,3
600	9404,387	7924,84	9800,6	1775,4	10157,2	1939,4
700	11108,7	9347,492	11576,1	1835,5	11996,7	1900,4
800	1282,23	10789,24	13411,6	1864,4	13897,2	1929,3
900	14664,6	12230,99	15276,1	1903,9	15826,5	1970,5
1000	16494,5	13710,93	17180,1	1834,0	17797,1	1834,0
1100	18328,6	15229,06	19014,1	1991,9	19631,1	2128,6
1200	20168,7	16474,19	21006,1	3979,7	21759,7	4118,0
1400	23994,7	19821,65	24985,8	4020,8	25877,8	4161,3
1600	27859,5	22943,84	29006,7	4097,5	30039,1	4237,6
1800	31801,4	26056,49	33104,3	4152,4	34276,8	4296,3
2000	35793,9	29255,07	37256,7	4197,5	38573,1	4341,8
2200	39831,5	32453,65	41454,2	-	42914,6	-

6.4 Тепловой баланс котла

Составление теплового баланса котла заключается в установлении равенства между поступившим в котел количества тепла, называемым располагаемым теплом Q_p^p и суммой полезно использованного тепла Q_1 и тепловых потерь Q_2, Q_3, Q_4 и Q_5 . На основании теплового баланса вычисляются коэффициент полезного действия и необходимый расход топлива.

Тепловой баланс составляется применительно к установившемуся тепловому состоянию котла на 1 кг жидкого или 1 м³ газообразного топлива при 0 °С и 760 мм рт. ст. Общее уравнение баланса в тепловых единицах имеет вид [15] (6.16):

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_5, \quad (6.16)$$

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

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

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

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

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

Определение коэффициента полезного действия(КПД) котла[10] (6.17):

$$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_5), \quad (6.17)$$

где η – коэффициент полезного действия котла, %;

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

Потери тепла с уходящими газами зависят от температуры газов, покидающих котел, их энтальпии, типа топлива и от расхода воздуха (6.18):

$$q_2 = \frac{I_{yx} - \alpha_{yx} I_{x.в.}}{Q_p^p}, \quad (6.18)$$

$$q_2 = \frac{2232,8 - 1,1 \cdot 368,19}{33520} = 0,054 = 5,4\%.$$

Потери тепла с химическим недожогом[15]:

$$q_3 = 0,3\%.$$

Потери тепла от наружного охлаждения(через обмуровку)принимаются при заданной тепловой производительности Q_k . При производительности котла отличной от номинальной более, чем на 25 %, величина подсчитывается по формуле [15] (6.19):

$$q_5 = q_5^H \frac{Q_{ном}}{Q_k}, \quad (6.19)$$

q_5^H определяется в%, по рис. П. 2[10].

$$q_5^H = 0,7\%.$$
$$q_5 = 0,7 \frac{56}{58,15} = 0,67\%.$$

Тогда:

$$\eta = 100 - (5,4 + 0,3 + 0,67) = 93,63\%.$$

Расход топлива на котел определяется по формуле[15] (6.20):

$$B = \frac{G_c c_p (t_1 - t_2)}{Q_p^p \eta}, \quad (6.20)$$

$$B = \frac{456,9 \cdot 4,19(110 - 70)}{33520 \cdot 0,9363} = 1,86 \frac{м^3}{с}.$$

6.5 Расчет топочной камеры

Поверочный расчет топки заключается в определении температуры газов на выходе $\theta_T^>$ на основании характеристики топлива и основных геометрических размеров топки. Основными параметрами, определяющими безразмерную температуру газов на выходе из топки $\theta_T^>$ являются критерии радиационного

									Лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.2017.007.13 ПЗ

теплообмена Больцмана (B_0) и критерий поглощательной способности Бугера (Bu).

Безразмерная температура газов на выходе из топочной камеры

определяется по формуле (6.21):

$$\theta_T^{\gg} = \frac{T_T^{\gg}}{T_T} = \frac{B_0^{0,6}}{MBu + B_0^{0,6}}, \quad (6.21)$$

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

Определение геометрических размеров топки [15] (6.22):

$$F_{CT} = 6 \sqrt[3]{V_T^2}, \quad (6.22)$$

Для расчета топки необходимо знать объем V_T [15]:

$$V_T = 250 \text{ м}^3, \\ F_{CT} = 6 \sqrt[3]{250^2} = 238,11 \text{ м}^2.$$

Тепловой поверочный расчет топки:

В поверочном расчете температура газов на выходе в конце топки определяется по формуле [15] (6.23):

$$\vartheta_T^{\gg} = \frac{T_a}{1 + M \cdot B \tilde{u}^{0,3} \left[\frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot \psi_{cp} \cdot F_{CT} \cdot T_a^3}{\varphi \cdot B \cdot (Vc)_{cp}} \right]^{0,6}} - 273, \quad (6.23)$$

где T_a – абсолютная адиабатическая температура горения топлива, определяется из таблицы 12 (для топки) по Q_T (6.24):

$$Q_T = Q_p^p \frac{100 - q_3}{100}, \quad (6.24)$$

$$Q_T = 33,52 \frac{100 - 0,3}{100} = 33,4 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}, \\ T_a = 1890^\circ\text{C}.$$

M – параметр, учитывающий влияние на интенсивность теплообмена относительного уровня расположения горелок, степени забалластиванности топочных газов и других факторов (6.25)

$$M = M_0(1 - 0,4x_r), \quad (6.25)$$

					Лист
					31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

13.03.2017.007.13 ПЗ

где x_r – положение горелки относительно высоты топки (6.26):

$$x_r = \frac{h_r}{H_T}, \quad (6.26)$$

$$h_r = 4370 \text{ мм}, H_T = 8950 \text{ мм},$$

$$x_r = \frac{4370}{8950} = 0,48.$$

$M_0 = 0,4$ для газ по нормативному методу,

$$M = 0,4(1 - 0,4 \cdot 0,48) = 0,32.$$

$B\tilde{u}$ – критерий эффективности Бугера (6.27), (6.28):

$$B\tilde{u} = 1,6 \ln \left(\frac{1,4Bu^2 + Bu + 2}{1,4Bu^2 - Bu + 2} \right), \quad (6.27)$$

$$Bu = krc_T, \quad (6.28)$$

где k – коэффициент поглощения топочной среды, рассчитывается по температуре и составу газов на выходе из топки. При его определении учитывается излучение трехатомных газов и взвешенных в их потоке частиц сажи (6.29):

$$k = k_r + mk_c, \quad (6.29)$$

при сжигании природного газа $m=0,1$ (6.30):

$$k_r = k_r^0 r_{\Pi}, \quad (6.30)$$

$k_r^0 = 6,93 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$, по рисунку П.3 [10] (6.31):

$$r_{\Pi} = r_{H_2O} + r_{RO_2}, \quad (6.31)$$

$$0,193 + 0,09 = 0,283$$

$$k_r = 6,93 \cdot 0,283 = 1,96 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

где k_c – Коэффициент поглощения лучей частицами сажи (6.32):

$$k_c = 0,3 \left(1,6 \frac{T_T^{\text{»}}}{1000} - 0,5 \right) \cdot (2 - \alpha_T) \frac{c_P}{H_P}, \quad (6.32)$$

$$k_c = 0,3 \left(1,6 \frac{1400}{1000} - 0,5 \right) \cdot (2 - 1,05) 2,976 = 1,439 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

$$k = 1,96 + 0,1 \cdot 1,439 = 2,1039 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

P – давление в топке, $p=0,1$ МПа.

										Лист
										32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.2017.007.13 ПЗ

S_T – эффективная толщина излучающего слоя топки, определяется по формуле (6.33):

$$S_T = 3,6 \frac{V_T}{F_{ст}}, \quad (6.33)$$

$$S_T = 3,6 \frac{250}{238,11} = 3,77 \text{ м.}$$

$$Bu = 2,1039 \cdot 0,1 \cdot 3,77 = 0,79.$$

По формуле (6.27):

$$B\tilde{u} = 1,6 \ln \left(\frac{1,4 \cdot 0,79^2 + 0,79 + 2}{1,4 \cdot 0,79^2 - 0,79 + 2} \right) = 0,902$$

Тогда по рисунку 6.1 [15] $B\tilde{u}^{0,3} = 0,91$.

B – расчетный расход топлива;

$F_{ст}$ – поверхность стен топки;

$(Vc)_{ср}$ – средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания 1 м³ топлива в интервале температур ($T_a - T_T^*$) (6.34):

$$(Vc)_{ср} = \frac{Q_T - I_T^*}{\vartheta_a - \vartheta_{тприн}^*}, \quad (6.34)$$

Предварительно принимаем $\vartheta_{тприн}^* = 1100$ °С, тогда по таблице 12 $I_T^* = 19014,1 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$;

Адиабатическая температура горения ϑ_a принимается по таблице 12 по полезному тепловыделению в топке Q_T : $\vartheta_a = 1850$ °С,

$$(Vc)_{ср} = \frac{33400 - 19014,1}{1850 - 1100} = 19,18 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \text{К}}.$$

$\Psi_{ср}$ – среднее значение тепловой эффективности экранов (6.35):

$$\Psi_{ср} = \frac{\xi \cdot H_{л}}{F_{ст}}, \quad (6.35)$$

где ξ – коэффициент, учитывающий тепловое сопротивление загрязнения или закрытия экрана изоляцией, по рисунку 6.2 [15]:

$$\xi = 0,55,$$

$$\Psi_{ср} = \frac{0,55 \cdot 149,232}{238,11} = 0,34.$$

φ – коэффициент сохранения тепла, б/р, определяется по формуле [15] (6.36):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta - q_5}, \quad (6.36)$$

$$\varphi = 1 - \frac{0,0067}{0,9363 + 0,0067} = 0,992.$$

Тогда по формуле (6.23):

					13.03.2017.007.13 ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\vartheta_{т.р}^{\gg} = \frac{1890}{1 + 0,32 \cdot 0,91 \left[\frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot 0,34 \cdot 238,11 \cdot 1890^3}{0,992 \cdot 1,86 \cdot 19,18} \right]^{0,6}} - 273 = 1116^{\circ}\text{C}.$$

Проверяем значения, должно выполняться следующее требование [16] (6.37):

$$|\vartheta_{т.р}^{\gg} - \vartheta_{т.прин}^{\gg}| \leq 100, \quad (6.37)$$

$|1116 - 1100| = 16 < 100$, принятое требование выполняется.

Удельное тепловое напряжение топочного объема [15,16] (6.38):

$$q_v = \frac{BQ_p^p}{V_T}, \quad (6.38)$$

$$q_v = \frac{1,86 \cdot 33520}{250} = 249,38 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3},$$

а среднее удельное напряжение поверхности нагрева экранов (6.39),(6.40):

$$q_l = \frac{BQ_l}{V_T}, \quad (6.39)$$

$$Q_l = \varphi(Q_T - I_T^{\gg}), \quad (6.40)$$

$$Q_l = 0,992(33400 - 19014,1) = 14270,81 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3},$$

$$q_l = \frac{1,86 \cdot 14270,81}{250} = 106,17 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}.$$

Расчетное значение q_v сравнивается с максимально допустимым для топки по таблице 3.2 [15], $q_v = 249,38 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$ - удовлетворяет требованиям.

Расчет топки проверяется по рисунку П 4 [15] – проведенный расчет верен.

6.6 Расчет конвективной части котла

Балансовое количество тепла передается дымовыми газами воде, протекающей в трубах конвективного пучка, расчет уравнения баланса тепла [15] (6.41):

$$Q_6 = \varphi(I' - I'' + \Delta\alpha_{пр} I_{хв}), \quad (6.41)$$

где φ – коэффициент сохранения тепла (из расчета топки);

I' – теплосодержание дымовых газов на входе в конвективные пучки (на выходе из топки) при температуре $\vartheta_{т.р}^{\gg} = \vartheta'_{кп} = 1116^{\circ}\text{C}$, $I' = 19014,1 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$;

I'' – теплосодержание газов на выходе из котла (конвективных пучков) при известной температуре $\vartheta_{yx} = 180^{\circ}\text{C}$, $I'' = 2682,53 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$,

										Лист
										34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.2017.007.13 ПЗ

$$Q_6 = 0,992(19014,1 - 2682,53 + 1,1 \cdot 310,31) = 16539,53 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Расчет уравнения теплопередачи [10] (6.42):

$$Q_k = \frac{k \cdot \Delta t \cdot H}{10^3 \cdot B}, \quad (6.42)$$

где k – коэффициент теплопередачи от дымовых газов к воде(среде), текущей внутри труб конвективного пучка [16] (6.43):

$$k = \frac{\alpha_k + \alpha_l}{1 + \varepsilon(\alpha_k + \alpha_l)}, \quad (6.43)$$

где α_k – коэффициент теплоотдачи конвекцией(по рис. П.5[10]) для гладких труб, расположенных в шахматном порядке при поперечном омывании дымовыми газами, $\alpha_k = 104 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \text{К}}$.

α_l – коэффициент теплоотдачи излучением трехатомных газов(по рис. П.6 [15]), $\alpha_l = 5,2 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \text{К}}$;

ε – Коэффициент загрязнения[16], $\varepsilon = 0,005 \frac{\text{м}^2 \text{К}}{\text{кВт}}$.

$$k = \frac{73 + 5,2}{1 + 0,005(73 + 5,2)} = 56,21 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}.$$

Расчет температурного напора [15] (6.44),(6.45),(6.46):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_M}{\ln \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M}}, \quad (6.44)$$

$$\Delta t_6 = \vartheta'_{\text{кп}} - t_1, \quad (6.45)$$

$$\Delta t_M = \vartheta_{\text{yx}} - t_2, \quad (6.46)$$

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

$\vartheta'_{\text{кп}}, \vartheta_{\text{yx}}$ – температура дымовых газов перед и после конвективного пучка,

$t_1 = 70 \text{ }^\circ\text{C}, t_2 = 110 \text{ }^\circ\text{C}, \vartheta'_{\text{кп}} = 1116 \text{ }^\circ\text{C}, \vartheta_{\text{yx}} = 180 \text{ }^\circ\text{C}.$

$$\Delta t_6 = 1116 - 110 = 1006 \text{ }^\circ\text{C},$$

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

$$\Delta t = \frac{1006 - 110}{\ln \frac{1006}{110}} = 474,86,$$

H – Конвективная поверхность нагрева, $H = 1170 \text{ м}^2$.

$$Q_k = \frac{56,21 \cdot 474,86 \cdot 1170}{10^3 \cdot 1,86} = 16790,2 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Разница в величинах Q_6 и Q_k должна быть менее или равна 2 %, т. е.(6.47):

					13.03.2017.007.13 ПЗ	Лист 35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\frac{Q_6 - Q_k}{Q_6} 100 \leq 2\%, \quad (6.47)$$

$$\frac{16539,53 - 16790,2}{16539,53} 100 = -1,5\%.$$

Требуемое условие выполнено.

6.7 Определение невязки теплового баланса

В таблице 6.7 представлена невязка теплового баланса

Таблица 6.7 – Невязка теплового баланса

Величина и размерность	Обозначение	Формула или способ определения	Результаты расчета
Полезно используемое тепло от располагаемого, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$.	Q''	$Q_p^p \cdot \eta \cdot 0,01$ [16]	31184
Полезно используемое тепло в топке, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$.	Q_T	Из расчета	14270,81
Полезно используемое тепло в конвективной части, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$.	Q_k	Из расчета	16790,2
Сумма полезно используемого тепла, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$.	Q	$Q_k + Q_T$	31061,01
Расчетная невязка, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$.	ΔQ	$Q'' - Q$	122,99
Относительная невязка, %		$\frac{\Delta Q}{Q_p^p} 100$ [16]	0,3

Полученное значение невязки теплового баланса не превосходит допустимого значения (0,5%), поэтому расчет можно считать законченным.

7 РАСЧЕТ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ КОТЛА

Для перевода котла ПТВМ-50 с сжигания мазута на природный газ выбраны горелочные устройства МГМГ-6 модернизированной конструкции. Горелка МГМГ-6 вихревая газовая используется в котлах, печах, сушилках. Горелка МГМГ-6 способна работать как на газе низкого, так и среднего давления и на жидком топливе [19].

Газовая и воздушная камеры соединены между собой при помощи фланцев, что позволяет производить внутренний осмотр и ремонт горелки. На выходе из воздушной камеры расположены завихрители (лопатки), служащие для создания турбулентного воздушного потока и образования качественной газозадушной смеси. При этом газ подается через сопла из газовой камеры и подхватывается закрученным потоком воздуха. Сопла выполнены в одном из исполнений - для низкого или среднего давления газа. Для стабилизации факела горелка оборудуется насадком. В воздушном и газовом патрубках предусмотрены штуцера для замера давления воздуха и газа. Розжиг горелки производится пламенем запальной горелки через смотровую трубу. Труба должна устанавливаться так, чтобы пламя запальника находилось перед насадком на центральной оси горелки на расстоянии 50 – 100 мм от него [19]. В таблице 7.1 приведены характеристики горелки МГМГ-6.

Таблица 7.1 – Технические характеристики горелки МГМГ-6 [19]

Номинальная тепловая мощность, МВт	6,6
Номинальное давление газа, кПа	2
Расход газа, м ³ /час	490
Давление воздуха, кПа	7,5
Коэффициент избытка воздуха	1,05
Масса, (не более, кг)	119

Расход воздуха на горелку [20] (7.1):

$$G_g = \alpha \cdot V^0 \cdot B, \quad (7.1)$$

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

V^0 – теоретически необходимое количество воздуха,

$V^0 = 9,49 \text{ м}^3 \text{ газа/м}^3 \text{ топл.}$;

B – расход газа на одну горелку из теплового расчета $B=0,175 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$G_g = 1,05 \cdot 9,49 \cdot 0,175 = 1,74 \text{ м}^3/\text{с}$$

Площадь сечения для прохода воздуха [20] (7.2):

$$F_g = \frac{\pi}{4} \cdot (D_1^2 - D_2^2), \quad (7.2)$$

					13.03.2017.007.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

где D_1 – диаметр корпуса горелки в месте прохода воздуха, $D_1 = 0,346$ м;

D_2 – диаметр центрального газового коллектора, либо трубы для установки форсунки, $D_2 = 0,05$ м [20].

$$F_6 = \frac{\pi}{4} \cdot (0,346^2 - 0,05^2) = 0,092 \text{ м}$$

Площадь сечения для прохода газа [20] (7.3):

$$F_2 = n \cdot \frac{\pi \cdot d_{оме}^2}{4}, \quad (7.3)$$

где n – число газовыпускных отверстий, $n = 12$ шт;

$d_{оме}$ – диаметр газовыпускных отверстий, $d_{оме} = 0,018$ м [20].

$$F_2 = 12 \cdot \frac{\pi \cdot 0,018^2}{4} = 0,003 \text{ м}$$

Скорость истечения газа и воздуха с учетом поправки [20] (7.4),(7.5):

$$w_B = \frac{G_B \cdot \frac{273 + t_B}{273}}{F_B}, \quad (7.4)$$

$$w_2 = \frac{B \cdot \frac{273 + t_2}{273}}{F_2}, \quad (7.5)$$

где t_2 и t_6 – температура воздуха и газа соответственно, $t_r = 20$ C° $t_B = 300$ C°.

$$w_6 = \frac{1,74 \cdot \frac{273 + 300}{273}}{0,092} = 39,7 \text{ м/с}$$

$$w_2 = \frac{0,175 \cdot \frac{273 + 20}{273}}{0,003} = 62,6 \text{ м/с}$$

Необходимое давление воздуха и газа перед горелкой [20] (7.6),(7.7):

$$p_6 = \xi_6 \cdot \frac{\rho_6 \cdot w_6^2}{2}, \quad (7.6)$$

					13.03.2017.007.13 ПЗ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$p_2 = \xi_2 \cdot \frac{\rho_2 w_2^2}{2}, \quad (7.7)$$

где ξ – коэффициент сопротивления по газовому и воздушному тракту; $\xi_B = 1,0$; $\xi_2 = 1,5$;

ρ_B и ρ_2 – плотность воздуха и газа соответственно.

Плотность газа при нормальных условиях [20] (7.8):

$$\rho_{г.н.у.} = \sum r_i \rho_i = \frac{CH_4}{100} \cdot \frac{16}{22,4} + \frac{C_2H_6}{100} \cdot \frac{30}{22,4} + \frac{C_3H_8}{100} \cdot \frac{44}{22,4} + \frac{C_4H_{10}}{100} \cdot \frac{58}{22,4} + \frac{C_5H_{12}}{100} \cdot \frac{72}{22,4} + \frac{N_2}{100} \cdot \frac{28}{22,4} + \frac{H_2}{100} \cdot \frac{2}{22,4}, \quad (7.8)$$

Состав топлива приведен в таблице 4.2.2.

$$\rho_{г.н.у.} = \frac{98,24}{100} \cdot \frac{16}{22,4} + \frac{0,29}{100} \cdot \frac{30}{22,4} + \frac{0,2}{100} \cdot \frac{44}{22,4} + \frac{0,09}{100} \cdot \frac{58}{22,4} + \frac{0,04}{100} \cdot \frac{72}{22,4} + \frac{1,0}{100} \cdot \frac{28}{22,4} = 0,714 \text{ кг/м}^3$$

Плотность газа действительная [20] (7.9):

$$\rho_2 = \rho_{г.н.у.} \cdot \frac{273}{t_2 + 273}$$

$$\rho_2 = 0,714 \cdot \frac{273}{20 + 273} = 0,67 \text{ кг/м}^3$$

Плотность воздуха действительная [20] (7.10):

$$\rho_B = \rho_{в.н.у.} \cdot \frac{273}{t_B + 273} \quad (7.10)$$

где $\rho_{в.н.у.}$ – плотность воздуха при нормальных условиях, $\rho_{в.н.у.} = 1,29 \text{ кг/м}^3$.

$$\rho_B = 1,29 \cdot \frac{273}{300 + 273} = 0,615 \text{ кг/м}^3,$$

Глубина проникновения газовых струй в поток воздуха (7.11):

$$h = d \cdot k \cdot k_\beta \frac{w_\Gamma}{w_B} \sqrt{\frac{\rho_\Gamma}{\rho_B}}, \quad (7.11)$$

									Лист
									39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

где $k_\beta = \sin \beta$ – коэффициент, учитывающий угол между направлением потока и газовых струй $k_\beta = 1$;

k – коэффициент, зависящий от относительного шага s/d между отверстиями. При $s/d = 0,2$ $k = 1,4$ [42].

$$h = 0,018 \cdot 1 \cdot 1,4 \frac{62,6}{39,7} \sqrt{\frac{0,67}{0,615}} = 0,041 \text{ м}$$

Диаметр расширившейся струи (7.10):

$$D = 0,75 \cdot h, \tag{7.10}$$

$$D = 0,75 \cdot 0,041 = 0,03 \text{ м}$$

					<i>13.03.2017.007.13 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

8 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА

8.1 Обоснование выбора контролируемых и сигнализируемых величин

Контролю подлежат те параметры, по значениям которых осуществляется оперативное управление технологическим процессом, а также его пуск и остановка. К таким параметрам относятся все режимные и выходные параметры, а также входные параметры, при изменении которых в объект будут поступать возмущения. Обязательному контролю подлежат параметры, значения которых регламентируются технологической картой [24].

Контролю подлежат все регулируемые параметры [25]:

- расход обратной воды;
- температура обратной воды;
- температура прямой воды;
- давление воздуха;
- концентрация O_2 в дымовых газах;
- разряжение в топке котла;
- температура воды в коллекторе.

Кроме регулируемых параметров контролю подлежат следующие:

- расход газа;
- давление воды на входе и выходе из котла;
- расход воды в коллекторе и расход прямой воды;
- температура дымовых газов за котлом;
- давление воздуха после дутьевого вентилятора;
- давление газа;
- разряжение перед дымососом;
- содержание CH_4 в помещении;
- наличие пламени.

Контроль расхода газа и расхода воды необходим для расчета технико-экономических показателей. Контроль давления воды необходим для того, чтобы определить, есть ли расход воды через котел. При уменьшении расхода давление понижается.

Температуру дымовых газов контролируют для определения энтальпии дымовых газов. Контроль давления воздуха после дутьевого вентилятора необходим для определения работы вентилятора. Понижение давления воздуха происходит в случае отключения вентилятора или закрытия его направляющего аппарата при неисправности регулятора воздуха. При понижении давления воздуха может произойти отрыв факела или его погасание. Так как в момент отключения вентилятора воздух в топку не поступает, разряжение увеличивается, происходит отрыв факела [26].

Понижение давления газа ниже допустимого приводит к погасанию факела. Поэтому давление топлива необходимо контролировать. При повышенных разряжениях в газоходе будет велик присос наружного воздуха через всякого

									Лист
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.2017.007.13 ПЗ				

рода неплотностях в обмуровке, это ухудшит условия теплопередачи, снизится производительность за счет повышенной потери с отходящими газами. Поэтому необходим контроль разряжения перед дымососом. Метан в смеси с воздухом создают взрывоопасную газоздушную смесь, взрывающуюся от источника открытого огня. Она действует на человека удушающе и отравляюще, поэтому необходимо контролировать содержание метана CH_4 в помещении. При погасании факела, топка котла и помещение заполняются газом, и может произойти взрыв. Для предотвращения этого предусмотрен контроль по наличию пламени в топке котла [26].

Сигнализации подлежат все параметры, изменения которых могут привести к аварии, несчастным случаям или серьезному нарушению технологического режима. К ним относятся:

- повышение температуры воды за котлом;
- понижение и повышение давления газа;
- понижение давления воды в обратном трубопроводе;
- наличие пламени;
- повышение метана CH_4 в помещении;
- понижение давления воздуха;
- повышение разряжения дымовых газов;
- понижение расхода газа;
- повышение O_2 в дымовых газах.

Оперативный технологический персонал при оповещении его устройствами сигнализации о нежелательных событиях должен принять соответствующие меры по их ликвидации. Если эти меры окажутся не эффективными и параметр, характеризующий состояние ТОО достигнет аварийного значения, должны сработать системы противоаварийной защиты, которые автоматически по заданной программе перераспределяют материальные и энергетические потоки, включают и отключают аппараты объекта с целью предотвращения взрыва, аварии, несчастного случая, выпуска большого количества брака.

Котел подлежит защите при отклонении следующих параметров:

- повышение температуры воды за котлом;
- повышение или понижение давления воды за котлом;
- понижение давления воздуха;
- повышение или понижение давления газа;
- уменьшение разряжения в топке котла;
- повышение давления обратной воды;
- погасание факела в топке котла.

Защита заключается в автоматическом прекращении подачи топлива при отклонении любого из вышеперечисленных параметров.

										Лист
										42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

8.2 Обоснование выбора средств автоматизации

Автоматические устройства должны выбираться в рамках Государственной Системы Приборов. 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.

В связи с тем, что процесс нагрева воды не относится к числу пожаро- и взрыво-опасных, автоматизация осуществляется на основе использования электрических средств. Электрические приборы более точны и отличаются быстродействием по сравнению с пневматическими. Источники энергии у электрических средств автоматизации более прост и надежен. Также отсутствуют ограничения по расстоянию между усилителем и исполнительным механизмом.

Электрические регуляторы позволяют легко суммировать различные импульсы. В проекте использованы приборы системы «Контур-2», так как они выпускаются НЗТА специально для тепловых процессов. Система построена по блочно-модульному принципу. Связь между блоками и модулями осуществляется с помощью сигналов постоянного тока, а точный сигнал легче преобразовать, суммировать и можно использовать многократно. Для регулирования используются регуляторы РС29. Они обладают высокой точностью и выполняют следующие функции: масштабирование сигнала от датчика, алгебраическое суммирование, введение сигнала задания, формируют и усиливают сигнал расслаивания, световую индикацию выхода. С регуляторами РС29 работают электрические исполнительные механизмы типа МЭО. Сигнал с регулятора на исполнительный механизм поступает через трехпозиционный усилитель У293Б с электромагнитным тормозом [26].

В качестве датчиков расхода и давления используются измерительные преобразователи типа «Сапфир-22» различных модификаций, так как они имеют тоновый сигнал на входе, который можно передавать и на регулятор и на вторичный прибор.

Для питания стабилизированным напряжением постоянного тока 36В комплекса тензорезисторных измерительных преобразователей теплоэнергетических параметров «Сапфир-22» используется блок питания типа 22БП-36, восьмиканальный, учитывая что у датчиков 6.

В качестве вторичных приборов лучше использовать регистрирующие приборы типа «Диск-250». Он работает с любыми датчиками и может измерять любые величины. Одновременно он может выполнять функции показания, регистрации, сигнализации, регулирования и преобразования. Модификации «Диск-250» выбираются в зависимости от назначения и типа датчика с которым он работает [24].

8.3 Средства автоматизации. Регулирование температуры прямой воды

Для регулирования температуры прямой воды изменением расхода газа в зависимости от температуры в общем коллекторе в качестве чувствительного элемента используется термопреобразователь сопротивления платиновый типа ТСП-1088гр100П используется платиновый, а не медный, потому что нужна точность и измеряется высокая температура, так как температура прямой воды является показателем эффективности. Вторичным прибором выбирается прибор типа ДЖК-250-1231. Главным регулятором выбран регулятор температуры типа РС 292.22. Выбран регулятор именно этой модификации, потому что он работает с ТСП градуировки 50 М, а также можно подключить датчики постоянного тока. Сигнал с регулятора подается на регулятор топлива, в качестве регулятора топлива выбирается РС 29.0.12.

Для измерения температуры обратной воды, температуры окружающего воздуха, в качестве датчика используется ТСП типа ТСМ-1088 гр 50М. Измеряется невысокая температура, не требуется высокая точность, поэтому выбирается медный термопреобразователь сопротивления. В качестве вторичного прибора выбран ДЖК 250-1231.

В качестве усилителя выбирается усилитель У29.3М. В качестве исполнительного механизма выбирается электрический однооборотный типа МЭО40/10-0,25. В качестве поворотной-регулирующей заслонки выбирается ПРЗ-150, которая выбирается в зависимости от давления и диаметра трубопровода. Для регулирования давления воздуха в зависимости от расхода топлива и содержания O_2 в дымовых газах, в качестве измерительного преобразователя давления воздуха используется преобразователь типа Сапфир-22 ДИ-2120. Вторичный прибор, который работает в комплекте с преобразователем давления ДИСК-250-1221. Регулятором воздуха выбран регулятор типа РС 29.0.12. Выбран регулятор данного типа, потому что он принимает до 3 унифицированных сигналов постоянного тока. Для измерения кислорода в дымовых газах применяется анализатор кислорода ТДК-3М. Усилителем в этой системе выбран усилитель типа У293М, исполнительный механизм – механизм электрический однооборотный МЭО 40/10-0,25. В качестве поворотной-регулирующей заслонки выбирается ПРЗ-150 .

8.4 Средства автоматизации. Регулирование разряжения в топке

В системе автоматического регулирования разряжения в топке котла отводом дымовых газов в качестве преобразователя разряжения применяется преобразователь типа Сапфир-22ДВ-2220 . Вторичный прибор работающий в комплекте с преобразователем разряжения ДИСК-250-1221. Регулятором разряжения выбран РС 29.0.12. Усилителем – У29.3М. В качестве исполнительного механизма выбран электрический однооборотный типа МЭО 40/10-0,25, поворотной-регулирующей заслонки выбирается типа ПРЗ-150. В системе автоматического регулирования расхода обратной воды изменением подачи питательной воды, датчиком является камерная диафрагма типа ДКС

									Лист
									44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.2017.007.13 ПЗ				

10-150. Использование камерной диафрагмы обеспечивает большую точность, так как измеряет усредненное давление. Измерительным преобразователем выбран Сапфир-22 ДД-2441. Для устранения квадратичной зависимости перепада давления от расхода и преобразования в линейную, после преобразователя стоит блок извлечения квадратного корня БИК-1. В качестве вторичного прибора ДИСК-250-4321 с ПИ-регулятором. В качестве усилителя выбирается У24.10. Исполнительный механизм электрический однооборотный выбирается типа МЭО 16/63-0,25-80. В качестве клапана – клапан регулирующий поворотный 6с-8-1 [26].

8.5 Средства автоматизации. Расход газа. Разряжение перед дымососом

В системе автоматического контроля и сигнализации расхода газа датчиком является камерная диафрагма типа ДКС 10-150. Измерительный преобразователь типа Сапфир-22ДД-ВМ-2434 выполнен во взрывозащищенном исполнении. Он работает в комплекте со вторичным прибором типа ДИСК 250-1221. Для устранения квадратичной зависимости перепада давления от расхода применяется блок извлечения квадратного корня БИК-1. В системе автоматического контроля давления обратной воды, давления питательной воды, давления воздуха, давления газа и сигнализации давления обратной воды, давления воздуха, давления газа, контроль и сигнализация осуществляется манометром, показывающим сигнализирующим типа ДМ 2010С, так как нужен местный контроль с сигнализацией на щите оператора, и манометром МПЗ-У.

В системе автоматического контроля и сигнализации разряжение перед дымососом используется вакуумметр, показывающий сигнализирующий типа ДВ2010Сг. В системе автоматического контроля расхода питательной воды и расхода воды в коллекторе датчиком служит камерная диафрагма типа ДКС10-150. Измерительный преобразователь выбирается типа Сапфир-22ДД-2441.

Для устранения квадратичной зависимости перепада давления от расхода применяется блок извлечения квадратного корня БИК-1. В качестве вторичного прибора выбирается ДЖК 250-1221. Датчиком в системе автоматического контроля температуры дымовых газов используется термопреобразователь сопротивления платиновый типа ТСП-1188-01, прибор который работает с ТСП- милливольтметр типа Ш4540Н. Контроль и сигнализация концентрации метана в помещении котельной осуществляется с помощью оптико-акустического газоанализатора типа ГИАМ-14, так как нужен местный контроль с сигнализацией на щите оператора. С газоанализатором работает узкопрофильный микроамперметр М1730. Контроль и сигнализация наличия пламени в топке осуществляется с помощью прибора контроля пламени типа Ф34.2. Фотодатчик выбирается типа ФД4. Для систем защиты выбираются датчики-реле. В качестве датчика-реле давление обратной воды, давление питательной воды, давление воздуха, давление газа – ДД-0,25 (РУПД). В качестве датчика-реле разряжения в топке котла ДТ-40 (РУПД). В качестве датчика-реле температуры питательной воды – 31-03). Для отсечки топлива в качестве клапана-отсекателя выбирается клапан типа ПКН-150 [26].

										Лист
										45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.2017.007.13 ПЗ

9 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Одним из основных способов защиты атмосферы от загрязняющих веществ является рассеивание выбросов с помощью дымовой трубы. На уходящие продукты сгорания начинают действовать метеоусловия, т.е. атмосферное давление, температуры, скорость ветра и направление движения воздушных масс, а также расположение предприятий и других источников выбросов. На процесс рассеивания также влияет химический состав загрязняющих веществ [27].

Горизонтальное перемещение примесей зависит в основном от скорости ветра, а вертикальное от распределения температур по вертикали.

Поведение факела дымовых газов выходящих из трубы является очень сложной физико-математической задачей. В зависимости от метеоусловий вид факела может быть разнообразным (вертикальный столб над трубой; компактная горизонтальная струя, тянущаяся за трубой и т.д.).

Основной эффект рассеивания связан молекулярной и турбулентной диффузией [27].

Динамическая диффузия связана с движением воздушных масс и не зависит от распределения температур. В нижних слоях атмосферы динамическая диффузия возникает за счет неровности рельефа местности.

Термическая диффузия связана с градиентом температур по высоте. Метеоситуация в данный момент времени складывается из факторов:

- ветер (направление и скорость ветра изменяются, поэтому зависимость концентрации загрязняющего вещества от направления ветра имеет важное значение при размещении промышленного предприятия. При выборе площадки для строительства необходимо учитывать среднегодовую и среднесезонную розу ветров);

- осадки (они способствуют удалению загрязняющих веществ из атмосферы, но в то же время они переносят эти загрязняющие вещества в почву, водоемы, растительность и различные сооружения)

- длительные плотные туманы (такие туманы свидетельствуют о застойных проявлениях в приземном слое атмосферы. Это неблагоприятный метеофактор, который может привести к образованию смога);

- температурная стратификация атмосферы (это распределение температуры по высоте. Она определяет одно из ее соответствий 1- неустойчивое, 2- безразличное, 3 –устойчивое) [27].

Для рассеивания наиболее благоприятно неустойчивое состояние, которое сопровождается интенсивным перемешиванием объемов воздуха в вертикальном направлении. При безразличном состоянии рассеивание ухудшается. Наиболее неблагоприятное – устойчивое состояние. На некотором расстоянии от источника выбросов возникает зона максимальной концентрации выбросов в приземном слое атмосферы.

Если расчетная максимальная концентрация меньше либо равна ПДК, то такое состояние можно считать удовлетворительным.

					13.03.2017.007.13 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В процессе сжигания природного газа, помимо других вредных примесей, образуются высокотоксичные окислы азота: NO и NO₂. Окислы азота вредно воздействуют на органы дыхания живых организмов и вызывают ряд серьезных заболеваний, а также разрушающе действуют на оборудование и материалы, способствуют ухудшению видимости[27].

Окислы азота образуются за счет окисления содержащегося в топливе азота и азота воздуха, и содержатся в продуктах сгорания всех топлив. Условием окисления азота воздуха является диссоциация молекулы кислорода воздуха под воздействием высоких температур в топке. В результате реакции в топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Образование двуокиси азота NO₂ за счет доокисления NO требует значительного времени и происходит при низких температурах на открытом воздухе.

Отходящие газы от любых промышленных источников подлежат рассеиванию в атмосфере, даже если они не содержат токсичных веществ.

Окислы азота ядовиты (при растворении в воде они образуют азотную кислоту). Чтобы уменьшить количество образующихся окислов азота необходимо реализовать мероприятия, которые направлены на:

- снижение температуры горения;
- уменьшение времени пребывания продуктов сгорания в зоне высоких температур;
- создание зон реакций с восстановительной атмосферой, при этом коэффициент избытка воздуха должен быть меньше 1.

Для сокращения выбросов в атмосферу окислов азота дымовыми газами проводят следующие мероприятия:

- 1) принцип ступенчатого сжигания топлива, то есть создание многоступенчатых камер сгорания (снижение концентрации NO_x в 2 – 3 раза).
- 2) использование горелок с низким выбросом NO_x. Снижает выбросы NO_x для котлов, работающих на угле – до 50%, для газомазутных котлов – до 60%.
- 3) введение в камеру сгорания инертных разбавителей: впрыск воды или пара, создание парогазовой смеси (снижение концентрации NO_x в 2-3 раза).
- 4) рециркуляция дымовых газов.
- 5) комбинация нескольких мероприятий.

Все эти мероприятия сравнительно малозатратные, их применяют для обеспечения нормированных выбросов NO_x[27].

9.1 Исходные данные

На ТЭЦ ПАО «АМЗ» расположено 5 дымовых труб:

- дымовая труба №1, используемая котлами №4 и №7 (ТП-30 и Е-50-3,9-440ГМ);
- дымовая труба №2, используемая котлом №5 (ТП-30);
- дымовая труба №3, используемая котлом №6 (Е-50-1,4-350ГМ);

										Лист
										47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.2017.007.13 ПЗ

- дымовая труба №4, используемая котлом №8 (ПТВМ-50-1);
- дымовая труба №5, используемая котлами №2 и №3 (КВГМ-100 и ГМ-50-14-250).

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

Исходные данные к расчету дымовой трубы:

Средняя температура воздуха самого жаркого месяца в полдень, t_b , °С.....+22,8

Атмосферное давление, $P_{атм}$, Па.....97·10³

Дымовая труба №1

Исходные данные на котел Е-50-3,9-440ГМ (№7):

Температура дымовых газов на выходе из трубы, t_{yx} , °С.....146

Расход топлива на котел, V , м³/с.....1,86

Исходные данные на котел ТП-30 (№4):

Температура дымовых газов на выходе из трубы, t_{yx} , °С.....150

Расход топлива на котел, V , м³/с.....1,164

Высота дымовой трубы, H_1 , м.....63

Диаметр устья дымовой трубы, D_{01} , м.....2,4

Дымовая труба №2

Исходные данные на котел ТП-30 (№5):

Температура дымовых газов на выходе из трубы, t_{yx} , °С.....175

Расход топлива на котел, V , м³/с.....1,164

Высота дымовой трубы, H_1 , м.....30

Диаметр устья дымовой трубы, D_{01} , м.....1,5

Дымовая труба №3

Исходные данные на котел Е-50-1,4-350ГМ (№6)

Температура дымовых газов на выходе из трубы, t_{yx} , °С.....155

Расход топлива на котел, V , м³/с.....1,86

Высота дымовой трубы, H_1 , м.....60

Диаметр устья дымовой трубы, D_{01} , м.....2,1

Дымовая труба № 4

Исходные данные на котел ПТВМ-50 (№1):

Температура дымовых газов на выходе из трубы, t_{yx} , °С.....180

Расход топлива на котел, V , м³/с.....1,93

Высота дымовой трубы, H_1 , м.....60

Диаметр устья дымовой трубы, D_{01} , м.....2,1

Дымовая труба № 5

Исходные данные на котел ГМ-50-14/250 (№3)

Температура дымовых газов на выходе из трубы, t_{yx} , °С.....125

Расход топлива на котел, V , м³/с.....1,86

Исходные данные на котел КВГМ-100 (№2):

Температура дымовых газов на выходе из трубы, t_{yx} , °С.....180

Расход топлива на котел, V , м ³ /с.....	2,87
Высота дымовой трубы, H_1 , м.....	120
Диаметр устья дымовой трубы, D_{01} , м.....	3

9.2 Определение объемов продуктов сгорания топлива

Расчет по газу:

Низшая теплота сгорания $Q_H^D = 33,52$ МДж/м³.

Таблица 9.1– Состав топлива

Хим. состав природного газа	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂
Процентное содержание, %	1,231	97,196	0,835	0,427	0,133	0,035	0,143

Объемный расход дымовых газов при $\alpha=1,095$:

Рассчитываем теоретический объем воздуха, необходимый для сжигания 1 м³ топлива:

$$V^0 = 0,047 \cdot \left[0,5 \cdot (CO + H_2) + 2CH_4 + 1,5H_2 + \sum \left(m + \frac{n}{m} \right) \cdot C_m H_n - O_2 \right], \quad (9.1)$$

где m , n – числа атомов углерода и водорода в химической формуле углеводородов, входящих в состав топлива [2].

$$V^0 = 0,047 \cdot \left[0,5 \cdot 0 + 2 \cdot 97,196 + 1,5 \cdot 0 + \left(2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 0,835 + \left(3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 0,427 + \left(4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0,133 + \left(5 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0,035 \right] = 9,548 \left(\frac{M^3}{M^3} \right).$$

Теоретические объемы продуктов сгорания топлива:

а) объемы двухатомных газов

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + 0,008N_2, \quad (9.2)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,548 + 0,008 \cdot 1,231 = 7,552 \left(\frac{M^3}{M^3} \right)$$

б) объем трехатомных газов

$$V_{RO_2} = 0,01(CO_2 + CO + H_2S + \sum mC_m H_n), \quad (9.3)$$

$$V_{RO_2} = 0,01(0,143 + 0 + 0 + 1 \cdot 97,196 + 2 \cdot 0,835 + 3 \cdot 0,427 + 4 \cdot 0,133 + 5 \cdot 0,035) = 1,0099 \left(\frac{M^3}{M^3} \right)$$

в) объем водяных паров

$$V_{H_2O}^0 = 0,01(H_2S + H_2 + \sum 0,5nC_m H_n + 0,124d_T) + 0,0161 \cdot V^0, \quad (9.4)$$

										Лист
										49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.2017.007.13 ПЗ					

где d_{Γ} – влагосодержание топлива, отнесенное к 1 м^3 сухого газа ($\text{г}/\text{м}^3$);
при $t_{\Gamma}=10^{\circ}\text{C}$ можно считать, что $d_{\Gamma}=10$ ($\text{г}/\text{м}^3$),

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \left(0 + 0 + \frac{4}{2} \cdot 97,196 + \frac{6}{2} \cdot 0,835 + \frac{8}{2} \cdot 0,427 + \frac{10}{2} \cdot 0,133 + \frac{12}{2} \cdot 0,035 + 0,124 \cdot 10 \right) + 0,0161 \cdot 9,548 = 2,16 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \right).$$

Объем водяных паров при $\alpha=1,095$:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha - 1)V^0, \quad (9.5)$$

$$V_{H_2O} = 2,16 + 0,0161(1,095 - 1) \cdot 9,548 = 2,174 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \right).$$

Объем азота при $\alpha=1,095$ [16]:

$$V_{N_2} = V_{N_2}^0 + (\alpha - 1)V^0, \quad (9.6)$$

$$V_{N_2} = 7,552 + (1,095 - 1)9,548 = 8,459 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \right).$$

Объем дымовых газов при $\alpha=1,095$:

$$V_{\Gamma} = 1,0099 + 8,459 + 2,174 = 11,642 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \right).$$

$$V_{\text{H}} = V_{\Gamma} \cdot (B_1 + B_2), \quad (9.7)$$

9.3 Расчет максимальной приземной концентрации

Дымовая труба №1

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе котлов Е-50-3,9-440ГМ и ТП-30:

$$V_{\text{H}} = 11,642 \cdot (1,164 + 1,86) = 35,21 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании топлива при условиях выхода газов из дымовой трубы:

$$V_{\text{p}} = \frac{P_{\text{H}} \cdot V_{\text{H}} \cdot T_{\text{p}}}{P_{\text{p}} \cdot T_{\text{H}}}, \quad (9.8)$$

где T_{p} – средняя температура уходящих газов [27]:

$$T_{\text{cp}} = \frac{T_1 + T_2}{2}, \quad (9.9)$$

$$T_{\text{cp}} = \frac{419 + 423}{2} = 421 \text{ К}.$$

$$V_{\text{p}} = \frac{760 \cdot 35,21 \cdot 421}{727,56 \cdot 273} = 56,72 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \right).$$

										Лист
										50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.2017.007.13 ПЗ

9.4 Расчет выбросов окислов азота

В топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Образование двуокиси азота NO₂ за счет окисления NO происходит при низких температурах и требует значительного времени. Выброс окислов азота, г/с, рассчитывается по NO₂[27]:

$$M_{NO_2} = 0.034 \cdot \beta_1 \cdot k \cdot B_p \cdot \rho \cdot \eta_{ка} \cdot Q_H^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \beta_3, \quad (9.10)$$

где $\beta_1 = 0,85$ – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива;

$\beta_3 = 0,85$ – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок (для прямоточных горелок);

k – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на единицу сожженного топлива.

$\rho = 0,73$ кг/м³ – плотность топлива.

Для котлов паропроизводительностью менее 70 т/ч:

$$k = 3,5 \frac{D_\phi}{70}, \quad (9.11)$$

где D_ϕ – фактическая производительность котла, т/ч

Котел Е-50-3,9-440ГМ (№7):

$$k = 3,5 \frac{50}{70} = 2,5$$

Котел ТП-30 (№4):

$$k = 3,5 \frac{30}{70} = 1,5$$

Котел Е-50-3,9-440ГМ (№7):

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 0,85 \cdot 2,5 \cdot 1,86 \cdot 0,73 \cdot 0,93 \cdot 33,52 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) 0,85 = 1,163 \text{ г/с}$$

Котел ТП-30 (№4):

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 0,85 \cdot 1,5 \cdot 1,164 \cdot 0,73 \cdot 0,93 \cdot 33,52 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) 0,85 = 1,156 \text{ г/с}$$

Скорость выхода газов из устья трубы:

$$w_0 = \frac{4V}{\pi \cdot D_0^2}, \quad (9.12)$$

$$w_{01} = \frac{4 \cdot 56,72}{3,14 \cdot 2,4^2} = 12,54 \text{ м/с.}$$

Коэффициент m определяется в зависимости от параметра f [1]:

$$f = \frac{10^3 \cdot w_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T}, \quad (9.13)$$

						Лист
					13.03.2017.007.13 ПЗ	51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где ΔT – разность между температурой уходящих газов и температурой наружного воздуха.

$$\Delta T = T_{yx} - T_B, \quad (9.14)$$

$T_B = +22,8$ °С – средняя температура воздуха самого жаркого месяца в полдень для г. Аша [7].

$$\Delta T_1 = \frac{(146+150)}{2} - 22,8 = 125,2.$$
$$f = \frac{10^3 \cdot 12,54^2 \cdot 2,4}{63^2 \cdot 125,2} = 0,75.$$

При $f \leq 100$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} \quad (9.15)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{0,75} + 0,34\sqrt[3]{0,75}} = 0,66.$$

Концентрация NO_2 :

$$C_M = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}, \quad (9.16)$$

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

ΔT – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

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

$A = 160$ – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях.

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

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

m и n – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой. Проведем расчет минимальной высоты дымовой трубы для зимнего режима работы котельной. Подберем ее высоту и диаметр из стандартных;

$ПДК_{NO_2} = 0,085$ мг/м³ – предельно допустимая концентрация окислов азота [27].

$$C_M = \frac{160 \cdot (1,63+1,56) \cdot 1 \cdot 0,66 \cdot 1 \cdot 1}{63^2 \cdot \sqrt[3]{56,72 \cdot 125,2}} = 0,0044 \text{ мг/м}^3.$$

Расчет остальных дымовых труб сведем в таблицу аналогично 10.8-10.16.
Данные расчета представлены в таблице 9.2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.2017.007.13 ПЗ

Лист

52

Таблица 9.2 – Расчет дымовых труб

Показатели	Формула		№1	№2	№3	№4	№5
Средняя температура уходящих газов	$T_{cp} = \frac{T_1 + T_2}{2}$	(°C)	421	448	428	453	425,5
Объем продуктов сгорания при н.у.	$V_H = V_r \cdot (B_1 + B_2)$		35,21	13,55	21,65	22,47	49,24
Объем продуктов сгорания при условии выхода	$V_p = \frac{P_H \cdot V_H \cdot T_p}{P_p \cdot T_H}$	$\left(\frac{M^3}{c}\right)$	56,72	21,83	35,45	38,95	89,65
Коэффициент, характеризующий выход окислов азота на единицу сожженного топлива	Для парового котла $k = 3,5 \frac{D_\phi}{70}$		2,5 1,5	1,5	2,5		2,5
	Для водогрейного котла $k = \frac{25 + Q_\phi}{20 + Q_H}$					1,06	1,04
Выброс окислов азота	$M_{NO_2} = 0.034 \cdot \beta_1 \cdot k \cdot B_p \cdot \rho \cdot \eta_{ка} \cdot Q_H^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \beta_3$	$\left(\frac{г}{c}\right)$	1,63 1,56	1,56	1,63	1,24	1,632,11
Скорость выхода газов из устья трубы	$w_0 = \frac{4V}{\pi \cdot D_0^2}$	$\left(\frac{M}{c}\right)$	12,54	12,35	10,2	11,25	11,72
Параметр f	$f = \frac{10^3 \cdot w_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T}$		0,66	1,67	0,46	0,47	0,22
Средняя температура воздуха самого жаркого месяца в полдень	$\Delta T = T_{yx} - T_B$		125,2	152,2	132,2	157,2	129,7
Параметр m	$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \sqrt{f} + 0,34^3 \sqrt{f}}$		0,66	1,38	0,99	0,99	1,08
Концентрация NO2	$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}$	$\left(\frac{мг}{M^3}\right)$	0,004 4	0,025 6	0,003 5	0,003	0,0019
Предельно допустимая концентрация	$ПДК_{NO_2} = 0,085$	$\left(\frac{мг}{M^3}\right)$	Удов	Удов	Удов	Удов	Удов
Сумма концентраций NO2	$C_M = C_{M1} + C_{M2} + C_{M3} + C_{M4} + C_{M5}$	$\left(\frac{мг}{M^3}\right)$	0,0384				

Полученные концентрации NO₂ в приземном слое атмосферы в существующих дымовых трубах соответствуют санитарным требованиям. Расчет выполнен без учета фоновой концентрации, создаваемой остальными трубами завода.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В дипломном проекте «Перевод котельного агрегата ПТВМ-50 ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ» рассматривается:

В рассматриваемых цехах установлено:

– теплогенерирующее оборудование: котлоагрегаты ПТВМ-50 – 1 и КГВМ-100 – 150, предназначенные для нагрева сетевой воды до 120 °С и давлением $14 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}$;

– парогенерирующее оборудование: котлоагрегаты ГМ-50-14/250 с температурой перегретого пара 250°С и давлением $14 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}$, ТП – 30, Е-50-1,4-350 ГМ, БМ–35, ТП – 30 с температурой перегретого пара 350°С и давлением $14 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}$;

– электрогенерирующее оборудование: турбогенератор Р-2,5-15/3 с генератором Т2 – 2,5 – 2 мощностью 2,5 МВт, и два турбогенератора П – 6 – 1,2/0,4 с генератором Т – 6 мощностью 6 МВт.

– вспомогательное оборудование: деаэраторы, насосы сетевой и сырой воды, катионные установки, подогреватели сетевой воды и т.д.

10.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

За работой оборудования в котельном цехе следит оператор. Основными, вредными производственными факторами при эксплуатации автоматизированной котельной на рабочем месте дежурного оператора являются следующие факторы:

К физическим факторам относятся [28]:

– тепловое излучение от горячих поверхностей подогревателей сетевой воды, трубопроводов пара и горячей воды;

– повышенная температура воздуха рабочей зоны и пониженная влажность воздуха (менее 40%);

– повышенный уровень шума из-за резких перепадов давления в трубопроводе, работы предохранительных клапанов, пробивания прокладок фланцевых соединений, движения газов в трубах с большой скоростью;

– повышенный уровень вибрации, возникающий при работе котлов, подпиточных насосов и насосов сырой воды;

К травмоопасным производственным факторам относятся:

– оборудование, работающее под давлением: водогрейные котлы и трубопроводы пара;

– вращающиеся механизмы: насосы;

– высокая температура оборудования: трубопроводы пара и горячей воды;

– повышенное давление теплоносителя;

– возможность поражения электрическим током;

										Лист
										54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.2017.007.13 ПЗ					

– большое количество лестниц, площадок, переходов, при хождении по которым возможно падение и получение травм.

К химическим факторам:

– отравление природным газом;

– отравление дымовыми газами.

К психофизиологическим производственным факторам:

А) напряженность труда связана [29]:

– сенсорные нагрузки 50 – 75% смены – длительность сосредоточенного наблюдения, наблюдение за экранами видеотерминалов;

– монотонность производственной обстановки 81 – 90% продолжительности смены;

– режим работы – 12 часов;

– небольшие регламентированные перерывы – до 3% рабочего времени;

– присутствует ответственность за безопасность других лиц.

Б) тяжесть труда (категория работ по уровню энергозатрат – I а) [29]:

– рабочая поза – более 50% рабочего времени нахождение в фиксированной позе;

Возможные аварийные ситуации:

– взрыв котельного агрегата;

– прорыв газопровода;

– взрыв ГРУ;

– разрыв трубопроводов высокого давления;

– разрыв и разгерметизация трубопроводов горячего пара;

– пожар.

10.2 Безопасность производственных процессов и оборудования

10.2.1 Электробезопасность

Конструкция производственного оборудования, приводимого в действие электрической энергией, должна включать устройства (средства) для обеспечения электробезопасности.

Производственное оборудование должно быть выполнено так, чтобы исключить накопление зарядов статического электричества в количестве, представляющем опасность для работающего, и исключить возможность пожара и взрыва.

Проектируемыми потребителями электроэнергии являются приводы насосов котельного контура и подпиточных насосов, щиты автоматики, пульт управления бойлерной и установка вентиляционной системы – это основные источники возможного поражения электрическим током, также при строительстве бойлерной будут использованы электроинструменты и электрооборудование: электродрели, перфоратор, сварочные аппараты и т.д. [30].

										Лист
										55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.2017.007.13 ПЗ

Причинами поражения электрическим током могут быть: случайные прикосновения к токоведущим частям, поражения при поврежденной изоляции и т. п., вследствие ошибочного включения установки, находящейся под напряжением, а также при возникновении шагового напряжения на поверхности земли в результате замыкания провода на землю.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрическим током зависит от:

- рода и величины напряжения и силы электрического тока;
- частоты электрического тока;
- пути прохождения электрического тока через тело человека;
- продолжительности воздействия электрического тока на человека.

Взаимодействие с электрическим током может привести к:

- электротравмам (ожоги, механические повреждения, электрофтальмия);
- электрическим ударам (возможно со смертельным исходом).

Существует стандарт, который устанавливает предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека, предназначенные для проектирования способов и средств защиты людей, при взаимодействии их с электроустановками производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов установлены для путей тока от одной руки к другой и от руки к ногам [31].

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок не должны превышать значений, указанных в таблице 10.1 [30].

Таблица 10.1 – Напряжение прикосновения и токи при нормальном режиме работы электроустановки

Род тока	U, В	I, мА
	Не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Примечания:

1) напряжения прикосновения и токи приведены при продолжительности воздействий не более 10 мин в сутки и установлены, исходя из реакции ощущения;

2) напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25 °С) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

Продолжительность воздействия на человека допустимых значений приведена в таблице 10.2.

Таблица 10.2– Продолжительность воздействия допустимых значений напряжений и токов прикосновения [33]

Продолжительность воздействия, с	Нормируемая величина	
	напряжения, U, В	тока прикосновения, I, mA
0,01÷0,08	220	220
0,1	200	200
0,3	70	70
0,6	40	40
Свыше 1,0	12	2

Помещение котельной по поражению электрическим током относится к помещениям с повышенной опасностью [33]

Основными мероприятиями по защите рабочих от поражения электрическим током являются:

1) обеспечение недоступности токоведущих частей для случайного прикосновения (ограждение или расположение на высоте не менее 6 м);

2) организационные меры защиты:

– инструктаж по технике безопасности;

– проведение допуска к работе;

– усиленный надзор за контролем электрической изоляции [30].

Мероприятиями по устранению опасности поражения электрическим током являются:

– защитное заземление, т.е. преднамеренное электрическое соединение электрических частей электроустановок с «землей» или ее эквивалентом;

– электрическая блокировка (при отключении котельных агрегатов предусматривают блокировку электродвигателей дымососов, дутьевых вентиляторов, механизмов подачи топлива);

– двойная изоляция;

– малые напряжения.

10.2.2 Пожаровзрывобезопасность

По степени пожарной опасности котельная относится к категории «Г», по степени огнестойкости является объектом третьей степени.

Класс пожара определяется в зависимости от вида горящих веществ и материалов. Для котельной устанавливаем классы пожара «А» и «Д» [34]

Причиной пожара в котельной:

– короткое замыкание электропроводки;

– взрыв ГРУ;

– прорыв газопровода.

Предотвращение пожара:

– изоляцию токоведущих частей выбирают с повышенной стойкостью против сырости и химических взаимодействий, вращающиеся части, изготавливают из цветного металла, либо защищают взрывопроницаемой оболочкой.

- установить взрывные предохранительные клапаны на котел;
- установка на газопроводе диэлектрических прокладок.

Сигнал о возникновении пожара подается с соответствующих приборов пожарно-охранной сигнализации с выводом на щит диспетчера, с сопровождением звуковой и внешне световой сигнализации с дополнительным звуковым оповещением снаружи здания. Ручные пожарные извещатели ИПР-И устанавливаются у выходов из здания котельной на высоте 1,5 м от пола.

Для внутреннего пожаротушения предусмотрены:

- углекислотные огнетушители для тушения возгорания электрооборудования;
- местные пожарные щиты, укомплектованные пожарным инвентарем (лопаты, ведра);
- пожарные краны.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов. Ручные огнетушители должны размещаться путем навески на вертикальные конструкции на высоте не более 1,5 м от уровня пола [31]. Нормы оснащения помещений ручными огнетушителями приведены в таблице 10.3 [31].

Таблица 10.3– Нормы оснащения помещений ручными огнетушителями

Категория помещения	Предельная защищаемая площадь, м ²	Класс пожара	Пенные и водные огнетушители вместимостью 10 л	Порошковые огнетушители вместимостью, л/массой огнетушащего вещества, кг			Хладоновые огнетушители вместимостью 2 (3) л	Углекислотные огнетушители вместимостью л/массой огнетушащего вещества, кг	
				2/2	5/4	10/9			
А, Б, В (горючие газы и жидкости)	200	А	2++	-	2+	1++	-	-	-
		В	4+	-	2+	1++	4+	-	-
		С	-	-	2+	1++	4+	-	-
		Д	-	-	2+	1++	-	-	-
		(Е)	-	-	2+	1++	-	-	2++
В	400	А	2++	4+	2++	1+	-	-	2+
		Д	-	-	2+	1++	-	-	-2++
		(Е)	-	-	2++	1+	2+	4+	-
Г	800	В	2+	-	2++	1+	-	-	-
		С	-	4+	2++	1+	-	-	-
Г, Д	1800	А	2++	4+	2++	1+	-	-	-
		Д	-	-	2+	1++	-	-	-
		(Е)	-	2+	2++	1+	2+	4+	2++
Общественные здания	800	А	4++	8+	4++	2+	-	-	4+
		(Е)	-	-	4++	2+	4+	4+	2++

Примечания: знаком «++» обозначены рекомендуемые к оснащению объектов огнетушители, знаком «+» - огнетушители, применение которых допускается при отсутствии рекомендуемых и при соответствующем обосновании, знаком «-» - огнетушители, которые не допускаются для оснащения данных объектов [32].

					<i>13.03.2017.007.13 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						59
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

11 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

ТЭЦ ПАО «АМЗ» в настоящий момент реализована по открытой схеме теплоснабжения с качественным регулированием теплоносителя и температурным графиком 90/60 °С. ТЭЦ состоит из нескольких участков с теплогенерирующим оборудованием: котельный участок №1, котельный участок №2, бойлерная.

Использования мазутного топлива приводит к лишним затратам на транспортировку, не стабильная ценовая политика поставщиков приводит к задержкам поставок топлива на производство, а также ухудшается экологическая обстановка в регионе. Поэтому, для поддержания бесперебойной работы ТЭЦ ПАО «АМЗ» необходим перевод ТЭЦ ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ. Большие запасы, удобство транспортировки, энергоэффективность и высокие экологические показатели – все это преимущества природного газа, являющиеся важнейшими факторами для ПАО «АМЗ».

В рамках данного варианта развития теплоснабжения необходимо выполнить следующие мероприятия для котельной №2:

- замену существующих котлоагрегатов;
- замена горелочных устройств;
- прокладка теплотрассы от котельной №2 до существующих узлов ввода на АГП;
- установка коммерческих узлов учета природного газа, электроэнергии, сырой (технической) воды;

11.1 Капитальные вложения при переводе ТЭЦ ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ

Капитальные вложения включают [35]:

- затраты на проект;
- стоимость оборудования;
- стоимость монтажных и строительных работ;
- затраты на подготовку эксплуатационных кадров;
- транспортные затраты.

Таблица 11.1 – Капитальные вложения при переводе ТЭЦ ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ

Наименование затрат	Затраты	
	млн. руб	%
Строительные работы	12	9,6
Монтажные работы	20	16
Оборудование	90	72
Прочие затраты	3	2,4
Итого:	125	100

Монтажные работы включают себя затраты на монтаж газовой котельной, а также затраты на монтаж газопровода. Для осуществления монтажных работ необходимо дополнительное оборудование для газопровода (хомуты, крепежи, опоры, фиксаторы). Также в монтажных работах, будет произведенная изоляция газопровода, и демонтаж старого оборудования[45].

Строительные работы включают в себя подготовку территории для прокладки трубопроводов, а именно спиливание лишних деревьев, а также местная подготовка грунта [44].

Стоимость оборудования газовой котельной приведена в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Стоимость оборудования газовой котельной

Оборудование	Цена, тыс. руб.	Кол-во	Величина, млн руб.
Водогрейный котел ПТВМ–50	320000[3]	2	64,00
Горелочные устройства МГМГ-6 модернизированной конструкции	463,20 [38]	2	0,92
КИП и Автоматика	581,05 [26]	1	0,58
Газопровод	1350,22 [39]	1	1,35
ГРПШ	26,54 [40]	2	0,05
Запорно-регулирующая арматура	630,25 [40]	1	0,63
Оборудование для газопровода (крепежи, опоры, хомуты, фиксаторы и т.п.)	23485,60[40]	1	22,48
Итого	900000	1	90,00

11.2 Текущие затраты на выработку тепловой энергии

Текущие затраты включают:

- затраты на топливо;
- затраты на воду;
- заработная плата обслуживающего персонала;
- затраты на текущий ремонт оборудования;
- затраты на социальное страхование;
- затраты на амортизационные отчисления.

Зарплата персонала на существующем объекте составляет:

- эксплуатационных рабочих 9211 тыс.рублей /год.
- ремонтного персонала 2831 тыс. рублей /год.

Текущие затраты приведены в таблице 11.3.[35]

Таблица 11.3– Калькуляция текущих затрат на выработку тепловой энергии после модернизации тепловой схемы ПАО «АМЗ»

Наименование элементов затрат	Ед. изм.	Количество	Стоимость ед. изм. или норматив, руб. (%)	Сумма, тыс.руб.
Топливо	млн.м ³ /год	11,3	3023	34159
Электроэнергия	тыс. кВт·час	930	2151	2000,34
Амортизационные отчисления	тыс. руб		10%·K _{обор}	9000
Отчисления в ремонтный фонд	тыс. руб		20% от ст.3	1800
Сырая и питьевая вода	м3/год	180000	5	900
Основная и дополнительная зарплата эксплуатационных рабочих	тыс. руб			9211
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб		34% от ст.6	0,34·9221=3135
основная и дополнительная зарплата ремонтного персонала	тыс. руб			2831
отчисления на социальные нужды	тыс. руб		34% от ст.8	0,34·2831=962
Общепроизводственные и прочие расходы	тыс. руб		10% от $\Sigma(\text{ст.1+...+ст.9})$	6303
Текущие затраты на производство тепловой энергии	тыс. руб		$\Sigma(\text{ст.1+...+ст.10})$	69339

Согласно данным ФЭО (финансово-экономический отдел) ПАО «АМЗ» , до перевода тепловой схемы текущие затраты на производство тепловой энергии составляли 120 млн.рублей/год.

11.3 Расчет срока окупаемости проекта перевода ТЭЦ ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ

Срок окупаемости вычисляется по формуле [35] (11.1):

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{мод}}}{\Delta U}, \quad (11.1)$$

где $K_{\text{мод}}$ – капитальные затраты на модернизацию, млн. руб.;

$K_{\text{рек}} = 125$ млн. руб.;

ΔU - разность текущих затрат до и после модернизации, млн. руб./год;

U_1 – текущие затраты до модернизации. $U_1 = 120$ млн. руб./год;

U_2 – текущие затраты после модернизации. $U_2 = 69,339$ млн. руб./год;

Срок окупаемости проекта определяем по формуле (11.1):

$$T_{ок} = \frac{125}{120 - 69,339} = 2,46 \text{ года}$$

Вывод: расчетный срок окупаемости составил 2 год и 6 месяцев. По рекомендации при расчете эффективности модернизации нормативный срок окупаемости $T_n \leq 5$ лет, следовательно, условие $T < T_n$ выполняется, что делает данный проект в настоящее время экономически выгодным.

11.4 SWOT-анализ вариантов перевода ТЭЦ ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ

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

- сильные стороны (Strengths) – преимущества предприятия;
- слабые стороны (Weaknesses) – недостатки предприятия;
- возможности (Opportunities) – факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества предприятия на рынке;
- угрозы (Threats) – факторы, которые могут потенциально ухудшить положение предприятия на рынке [36].

Сравнительный анализ проекта осуществляется методом SWOT, т.е. составляются 4 матрицы, в которых приводятся сильные (S), слабые (W) стороны, возможности (O), угрозы (T) каждой культуры на предприятии (оценка внешних и внутренних факторов).

Так как в работе рассматривается перевод ТЭЦ ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ с целью повышения экологичности и надежности теплоснабжения, то производится SWOT- анализ для двух вариантов [35]:

1) «Мир с проектом» – анализ с переводом ТЭЦ ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ (таблица 11.3).

Таблица 11.3 – Система теплоснабжения с модернизацией тепловой схемы ПАО «АМЗ»

<p>S:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1 экологичность; 2 меньшая себестоимость производимой энергии; 3 отсутствие затрат на доставку топлива; 4 отсутствие затрат на подогрев и перекачивание топлива; 	<p>W:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1 затраты на прокладку трубопроводов; 2 увеличение численности персонала;
<p>O:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1 устойчивый спрос на тепловую энергию; 2 доступность современного оборудования; 3 отсутствие конкурентов; 4 наличие газопровода рядом с разрабатываемым источником; 	<p>T:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1 недостаток на рынке труда квалифицированных специалистов; 2 некомпетентность подрядной организации; 3 возможный срыв поставки нового оборудования из-за сложной политической обстановки

2) «Мир без проекта»–анализ без перевода ТЭЦ ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ (таблица 11.4).

Таблица 11.4 – Система теплоснабжения без модернизации тепловой схемы ПАО «АМЗ»

<p>S: 1 отсутствуют КАП затраты; 2 квалифицированный персонал;</p>	<p>W: 1 транспортные затраты на доставку топлива; 2 плохие экологические показатели мазутного топлива; 3 затраты на подогрев и перекачивание мазута;</p>
<p>O: 1 устойчивый спрос на тепловую энергию; 2 отсутствие конкурентов;</p>	<p>T: 1 переменное качество топлива; 2 постоянный рост цены на топливо; 3 зависимость от курса валют в виду использования зарубежного оборудования;</p>

Проведя SWOT-анализ, определил сильные и слабые стороны, а также возможности и угрозы внешней среды предприятия до перевода и после него. По совокупности факторов нами была обнаружена критическая угроза для варианта №2 (Мир без проекта), в связи, с чем принято решение о переводе ТЭЦ ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ».

11.5 Планирование целей при переводе ТЭЦ ПАО «АМЗ» с сжигания мазута на природный газ в дереве целей

Дерево целей представляет структурную модель, показывающую подчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления [35]. При построении дерева целей используются такие их свойства, как соподчиненность, развертываемость и относительная важность [36].

– соподчиненность целей обуславливается иерархическим построением производственных систем, а также наличием иерархии по времени и важности (значимости). Цели производственных подразделений определяются целями предприятия.

– развертываемость состоит в том, что каждая цель данного уровня делится на подцели более низкого уровня. Например, цели промышленного предприятия развертываются в цели цехов и других подразделений, цели цеха – в цели участков.

– относительная важность целей заключается в том, что цели одного и того же уровня имеют различное значение для достижения цели более высокого уровня.

Признаком завершения построения дерева целей является формулировка таких целей, которые дальше не расчленяются и дают конечные результаты, определенные главной целью.

На рисунке 11.1 отражено дерево целей [36].

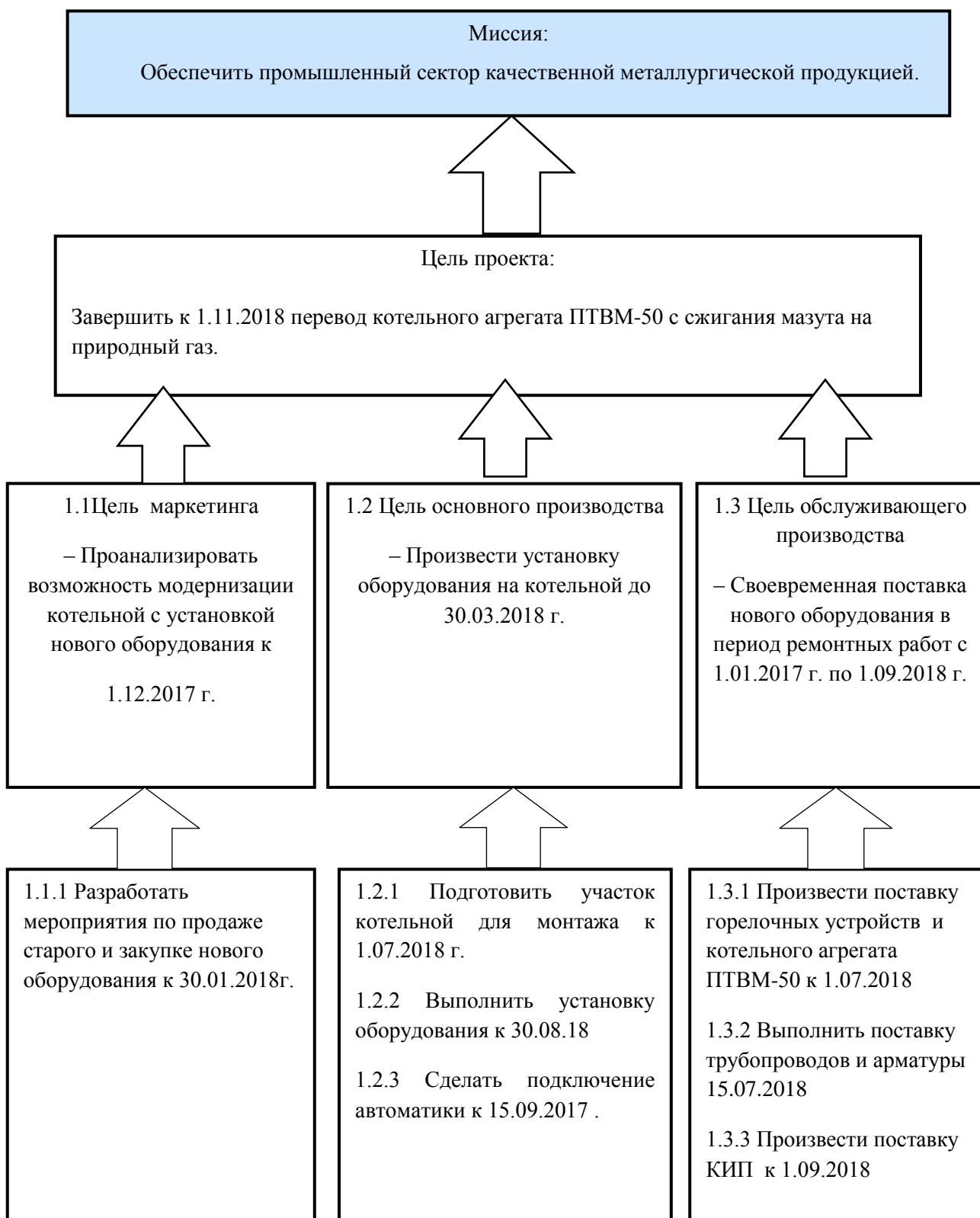


Рисунок 11.1 – Дерево целей проекта при модернизации тепловой схемы ПАО «АМЗ»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.2017.007.13 ПЗ

Лист

65

11.6 Оценка движущих и сдерживающих сил и ресурсов при модернизации тепловой схемы ПАО «АМЗ»

Рассмотрим и проанализируем основные движущие и сдерживающие силы подробно.

Движущие силы проекта:

1) необходимость нового источника теплоснабжения, поскольку возникают проблемы с поставкой мазутного топлива. Не стабильны цены на мазутное топливо, а также регулярный рост цен на его транспортировку приводит к рискам бесперебойной работы предприятия. Также низкая энергоэффективность мазутного топлива не позволяет обеспечивать качественное теплоснабжение предприятия. Таким образом невозможность дальнейшей эксплуатации существующей котельной требует разработки нового источника теплоснабжения. Поэтому эта сила имеет самую высокую движущую мощность;

2) природного газ, как топливо не требует затрат на транспортировку. И это является очень значительным финансово-экономическим фактором для нашего предприятия. Отсутствие транспортировочных расходов, дает промышленному предприятию значительное сохранение денежных ресурсов, а также дальнейший их вклад в собственное развитие. Поэтому отсутствие расходов является силой средней мощности, она подталкивает руководство на осуществление данного проекта;

3) средней мощности движущей силой является ухудшающаяся экологическая обстановка в регионе. Предприятие работая на мазутном топливе производит большое количество вредных выбросов. Также у мазутного топлива большая степень недожжега топлива, и недогоревшие продукты сгорания топлива с выхлопными газами из дымовых труб попадают в атмосферу. Поскольку рядом находится город – это пагубно повлияет на все население региона.

Сдерживающие силы проекта:

1) капитальные затраты на реализацию проекта являются сдерживающей силой слабой мощности, так как предприятие обладает необходимыми средствами на реализацию данного проекта;

2) необходимость подготовки персонала также является незначительной сдерживающей силой, так как затраты на обучение не значительны;

3) постоянный рост стоимости газа является сдерживающей силой слабой мощности, так как происходит рост стоимости всех энергоресурсов, а не только природного газа. Также в данном проекте нас интересует именно бесперебойная поставка топлива, поэтому эта сила не значительна.

На рисунке 11.2 представлена схема поля сил, на которой показаны соотношения влияний движущих и сдерживающих сил реализации целей проекта [35].

					13.03.2017.007.13 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66



Рисунок 11.2 – Поле сил модернизации тепловой схемы ОАО «АМЗ»

Анализируя поле сил изменений системы, можно сделать вывод о том, что данный проект имеет высокий потенциал на реализацию, так как движущие силы совместно с уже имеющимися результатами значительно преобладают над сдерживающими силами.

11.7 Планирование мероприятий по реализации проекта (график Ганта)

Небольшой комплекс работ может быть показан в виде ленточного Графика по этапам проектных работ. По этапам назначаются исполнители и ориентировочная продолжительность работ.

В качестве примера приводится график реконструкции системы сжигания топлива котла.

Все данные представлены в таблице 11.5 [35].

Таблица 11.5– График реконструкции системы сжигания топлива в котле

Наименование этапа	Исполнитель	Продолжительность			
		2018 г.			
		1 кв.	2 кв.	3 кв.	4 кв.
Расчёт и анализ надёжности работы энергетического оборудования.	Заказчик, ПТО				
Разработать план - проект, сметы по реконструкции котельного цеха.	Подрядчик				
Закупка, транспортировка нового оборудования.	Заказчик, служба снабжения				
Демонтаж старого оборудования, подготовка площадки под монтаж.	Подрядчик				
Монтаж нового оборудования.	Подрядчик				
Пуско-наладочные работы.	Подрядчик, Заказчик				
Пуск оборудования в работу	Заказчик				

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Произведен расчет тепловых нагрузок для тепловой схемы котельной № 2, получены следующие значения:

$$\text{При } t_n = + 8 \text{ }^\circ\text{C: } Q_{\Sigma} = 14,9 + 1,79 + 30,48 = 47,17 \text{ МВт.}$$

$$\text{При } t_n = - 35 \text{ }^\circ\text{C: } Q_{\Sigma} = 68,4 + 8,2 + 30,48 = 107,08 \text{ МВт.}$$

Определен максимальный расход сетевой воды:

$$G_{max} = 456,9 \text{ кг/с.}$$

Построены графики: сезонной нагрузки, температуры сетевой воды, сезонных расходов сетевой воды.

Просчитана гидравлическая схема водяных тепловых сетей котельной № 2 и построен пьезометрический график.

Принято и обосновано решение о переводе предприятия ПАО «АМЗ» на сжигание природного газа вместо мазута тепловой схемы ТЭЦ работающей на нагрузки производства и собственные нужды по открытой схеме теплоснабжения, что дало благоприятный экономический эффект.

Произведена замена основного оборудования котельной №2 на два водогрейных котла ПТВМ-50. После чего сделан тепловой поверочный расчет водогрейного котла ПТВМ-50 с проектированием его полной автоматизации.

Подобрано вспомогательное оборудование: горелочные устройств МГМГ-6 с модернизированной конструкцией. Рассчитаны рабочие характеристики горелочных устройств.

Проведен расчет приземных концентраций пяти дымовых труб полной тепловой схемы ПАО «АМЗ», полученные концентрации $\text{NO}_2 = 0,0384 \left(\frac{\text{мг}}{\text{м}^3}\right)$ в приземном слое атмосферы в существующих дымовых трубах соответствуют санитарным требованиям.

Результаты экономических расчетов позволяют сделать заключение о том, что проект экономически выгоден, его срок окупаемости составляет 2 года и 6 месяцев.

										Лист
										69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.2017.007.13 ПЗ					

- 38 Горелки RAY – http://www.energogaz.su/catalog/gorelki_ray_international/
- 39 Оптовые цены на газ. – https://energybase.ru/tariff/njazepetrovsk/2016?TariffSearch%5Btype_id%5D=gas.
- 40 ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий.
Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки. – М.: Изд-во стандартов, 2001. – 15 с.
- 41 СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы»-М.:2003г.
- 42 Стандарт отрасли ОСТ 153-39.3-051-2003г. «Техническая эксплуатация газораспределительных систем», «Правила технической эксплуатации и требования безопасности труда в газовом хозяйстве РФ
- 43 Соколов К;Г. «Технология и организация строительства»
- 44 СПР42-101-2003 «Свод правил по проектированию и строительству. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб
- 45 Бадагуев, Б.Т. Организация и производство строительного-монтажных работ. Сдача в эксплуатацию объектов строительства. Документальное обеспечение / Б.Т. Бадагуев. - М.: Альфа-Пресс, 2014. - 592 с

						Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.2017.007.13 ПЗ	