

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования

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

Политехнический институт

Энергетический факультет

Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»

Направление подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

ВЫПУСКНАЯ
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ПРОВЕРЕНА

Рецензент,

Ведущий инженер ПТО

АО «Интер РАО-Электрогенерация»

_____ С.А. Козочкин

« ____ » _____ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

«Промышленная теплоэнергетика»,

к.т.н., доцент

_____ К.В. Осинцев

« ____ » _____ 2019 г.

**Разработка источника теплоснабжения в границах улиц Мира,
Советской Армии, Победы г. Южноуральска**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ – 13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР

Консультант по разделу
«Безопасность жизнедеятельности»,

к.т.н., доцент

_____ И.П. Палатинская

« ____ » _____ 2019 г.

Консультант по разделу

«Экономика и управление»,

старший преподаватель

_____ Р.А. Алабугина

« ____ » _____ 2019 г.

Руководитель работы,

к.т.н., доцент

_____ А.И. Грибанов

« ____ » _____ 2019 г.

Автор работы,

студент группы П-479

_____ Н.А. Никонов

« ____ » _____ 2019 г.

Нормоконтролер,

старший преподаватель

_____ Р.А. Алабугина

« ____ » _____ 2019 г.

Челябинск 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	7
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	8
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК.....	10
4 РАЗРАБОТКА ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	12
4.1 Определение тепловой нагрузки.....	12
4.1.1 Климатическая характеристика района строительства.....	12
4.1.2 Расчёт тепловых нагрузок.....	12
4.1.3 Расчёт нагрузки на отопление.....	13
4.1.4 Определение нагрузки на ГВС.....	15
4.1.5 Определение нагрузки на вентиляцию.....	17
4.1.6 Определение тепловой мощности источника теплоснабжения.....	19
4.2 Расчёт тепловой схемы.....	20
4.3 Выбор источника теплоснабжения.....	25
4.3.1 Основное оборудование котельной. Котёл КВ-ГМ-26,26-150.....	25
4.4 Тепловой расчёт водогрейного котельного агрегата.....	26
4.4.1 Расчёт объёмов и энтальпий продуктов сгорания.....	26
4.4.2 Расчёт энтальпий воздуха и продуктов сгорания.....	29
4.4.3 Тепловой расчёт котельного агрегата КВГМ-23,26-150.....	30
4.4.4 Расчёт топочной камеры.....	33
4.4.5 Расчёт конвективного пучка котла.....	40
4.4.6 Проверка теплового баланса.....	44
4.5 Выбор вспомогательного оборудования.....	45
5 НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ.....	46
6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	51
6.1 Мероприятия по соблюдению требований энергетической эффективности и требований оснащённости зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов.....	51
6.2 Технологическое решение.....	53
7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	56
7.1 Расчёт концентрации вредных выбросов и высоты дымовой трубы.....	57
8 АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	61
9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	66
9.1 Выявление опасных производственных факторов.....	66
9.2 Безопасность производственных процессов и оборудования.....	66
9.3 Электробезопасность.....	68
9.4 Пожаровзрывобезопасность.....	69
9.5 Правила организации работы персонала.....	71

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

9.5.1	Требования охраны труда при техническом обслуживании и ремонте тепловых энергоустановок.....	71
9.5.2	Требования охраны труда при эксплуатации тепловых энергоустановок.....	74
10	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	76
10.1	Определение сравнительной экономической эффективности применения вариантов сооружения нового объекта теплоэнергетики.....	76
10.1.1	Определение капитальных затрат по вариантам.....	76
10.1.2	Расчёт эксплуатационных затрат по вариантам.....	79
10.1.3	Определение экономической эффективности строительства водогрейной котельной.....	81
10.2	SWOT-анализ вариантов технических решений.....	81
10.3	Оценка движущих и сдерживающих сил и ресурсов водогрейной котельной для района новостроек города Южноуральска.....	82
10.4	Планирование мероприятий по реализации проекта.....	84
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	87
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	89

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Выпускная квалификационная работа выполнена в соответствии с СП 89.13330.1016. «Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП П-35-76» [2], ПБ 10-574-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов [3] и Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» [4].

В спецчасти ВКР выполняются технические расчеты. Определение тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и ГВС производится по климатологическим данным г. Южноуральска в соответствии с СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» [5].

Расчет тепловой схемы котельной выполнен при использовании учебного пособия Кириллова В.В. «Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий» [6]; тепловой расчет котла произведен, руководствуясь Нормативным методом «Тепловой расчет котлов» [7], а также учебным пособием Р. И. Эстеркина, «Курсовое и дипломное проектирование» [8].

Раздел «Энергосбережение» основан на Федеральном законе РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [1].

Раздел экологии разработан при использовании учебного пособия для ВУЗов П.В. Рослякова «Методы защиты окружающей среды» [9]. Поверочный расчет дымовой трубы котельной произведен на основании учебного пособия А. И. Грибанова «Расчёт дымовой трубы» для курсового и дипломного проектирования [10].

Основополагающим нормативным документом для раздела автоматизации является ГОСТ 21.208-2013 «Система проектной документации для строительства (СПДС). Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» [11].

При разработке мероприятий по охране труда и технике безопасности, основными нормативными документами являются были использованы:

- ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. [12];
- ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования. [13];
- ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [14];
- ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [15];
- ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [16].

										Лист
										10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР					

Раздел ВКР «Экономика и управление» выполнен на основании учебного пособия для бакалавров и магистрантов Алабугина А.А. [17] и при использовании учебника для ВУЗов «Экономика предприятий энергетического комплекса» Самсонова В.С. [18].

Пояснительная записка и графическая часть ВКР выполнена в соответствии с СТО ЮУрГУ 04–2008 [19] и методическими указаниями Р. А. Алабугиной [20].

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Котельная промышленность России является одной из самых больших отраслей энергетической промышленности страны. На территории РФ существует более двадцати крупных котельных заводов.

Разрабатываемая котельная выполнена на базе котельных агрегатов КВ-ГМ-23,26-150. Эти котлы выпускают несколько котельных заводов: компания «ПРОМКОТЛОСНАБ», Бийский котельный завод, АО «Дорогобужкотломаш», ЗАО «Котельно-механический завод» и другие.

Котлы серии КВ-ГМ предназначены для эффективного отопления и горячего водоснабжения административно-общественных и жилых зданий.

Преимущества котлов КВ-ГМ:

1. высокий КПД – до 92%;
2. надёжность, долговечность и простота в эксплуатации;
3. минимальное гидравлическое сопротивление;
4. использование высокоэффективных отечественных горелок;
5. малая инерционность.

Проведём анализ котельных установок зарубежных производителей. Иностранные котлы имеют следующие отличительные признаки в зависимости от страны их производства:

1. В Германии производители промышленных котлов выпускают котлы на газовом и жидком топливе марок Viessman, Vaillant, Buderus и других. Немецкие котлы отличаются высоким качеством, долгим сроком эксплуатации (от 20 до 40 лет) и слишком большой ценой.

2. Бельгийские, итальянские, испанские котлы имеют короткий срок эксплуатации – до 10 лет.

3. Котлы производства Южной Кореи и Японии отличаются высочайшим качеством, известны высокой степенью автоматизации и поэтому очень дорогостоящи.

Из краткого обзора видно, что закупать импортное оборудование в настоящий момент нецелесообразно, хотя заграничные котельные установки высокотехнологичны.

В котле конвективная поверхность нагрева, расположенная в вертикальном, полностью экранированном газоходе, состоит из U-образных ширм из труб диаметром 28x3 мм.

Для сравнения характеристик котлов отечественного и зарубежного производства рассмотрим котлы требуемой мощности для разрабатываемого источника теплоснабжения КВ-ГМ-23,26-150 производства ЗАО «Котельно-механический завод» [22] и Viessmann Vitomax 300-NW M94A [21] и приведём их сравнение в таблице 3.1

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Таблица 3.1 – Сравнение котлов КВ-ГМ-23,26-150 и Viessmann Vitomax 300-HW M94A

Технические характеристики	Марка котла	
	КВ-ГМ-23,26-150	Viessmann Vitomax 300-HW M94A
Теплопроизводительность номинальная, МВт	23,26	24
Вид топлива	Газ/ДТ	Газ/ДТ
Рабочее давление воды, МПа	1,0-2,25	0,6-2,5
Температура воды на входе, °С	70	70
Температура воды на выходе, °С	150	150
Длина, мм	12447	9341
Ширина, мм	5000	3675
Высота, мм	7975	4175
КПД, не менее	92%	92,5%

Газовые котлы российского производителя неприхотливы в эксплуатации и просты в управлении. Они адаптированы к непростым условиям использования в нашей стране. Они отличаются лёгкостью сервисного обслуживания, а стоимость полностью окупает тот комфорт, который они обеспечивают. Российский котёл неприхотлив к давлению природного газа в магистрали, энергонезависим и что самое главное – дешёвый.

Отечественные производители изготавливают промышленные котлы, которые соответствуют следующим требованиям:

1. Высокое качество, ремонтпригодность.
2. Экономичность.
3. Долговечность.
4. Быстрый и качественный монтаж.
5. Работа на различных видах топлива, универсальность.
6. Доступная стоимость.

Котельные установки зарубежных производителей высокотехнологичны, а значит дорогостоящи и требуют к себе повышенного внимания при эксплуатации. Кроме того, они не все адаптированы к русским условиям. Поэтому целесообразно приобретать зарубежное промышленное отопительное оборудование.

При выборе котла следует учитывать проблемы с подачей электроэнергии, свойственные для России. В отличие от зарубежных отечественные газовые системы отопления полностью энергонезависимы, т.е. они могут продолжать работу и при отключениях электричества.

4 РАЗРАБОТКА ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Определение тепловой нагрузки

4.1.1 Климатическая характеристика района строительства

Район строительства: город Южноуральск, Челябинская область. Расчетные параметры наружного воздуха приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расчетные параметры наружного воздуха [5]

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С обеспеченностью 0,92 t_n	Период со среднесуточной температурой ≤ 8 °С		Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь м/с,
	Продолжительность, сут. $Z_{от}$	Средняя температура воздуха, °С $t_{от}$	
-34	220	-4,1	4,7

Зона влажности территории Российской Федерации: 2 – «Нормальная» [5].
Влажностный режим помещений зданий: «Сухой» [5].

Таблица 4.2 – Оптимальные и допустимые нормы температуры и относительной влажности.

Период года	Наименование помещения	Температура воздуха, °С		Относительная влажность, %	
		оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая, не более
Холодный	Жилая комната в районах с температурой наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92) -34 °С и ниже	21-23	20-24	45-30	60

Принимаем $t_e = 21$ °С и $\varphi_e \leq 60$

где t_e – температура воздуха внутри здания, °С;

φ_e – относительная влажность внутри здания, %.

Условия эксплуатации ограждающей конструкции: «Б» [5].

4.1.2 Расчёт тепловых нагрузок

Потребителей, потребляющих тепло от централизованной системы теплоснабжения, называют абонентами этой системы, а расходуемое абонентами тепло – тепловой нагрузкой. По режиму потребления тепла в течение года различают две группы потребителей:

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

1) сезонные потребители - нуждающиеся в тепле только в холодный период года;

2) круглогодичные потребители - нуждающиеся в тепле весь год.

В зависимости от соотношения и режимов отдельных видов потребления различают три характерные группы абонентов: жилые, общественные и промышленные здания и сооружения. Для жилых зданий характерны сезонные расходы тепла на отопление и круглогодичный расход тепла на горячее водоснабжение. В жилых зданиях не устраивают специальной приточной вентиляции, так как свежий воздух поступает в помещения через окна и неплотности наружных ограждений. Подогрев вентиляционного воздуха в этом случае возлагается на систему отопления. Для большинства общественных зданий основное значение имеют сезонные расходы тепла на отопление и вентиляцию. Потребность абонентов в тепле не остается постоянной. Расходы тепла на отопление и вентиляцию изменяются в зависимости от температуры наружного воздуха, а расходы тепла на горячее водоснабжение изменяются в зависимости от режима потребления горячей воды населением.

Определяющим для проектирования и расчета централизованного теплоснабжения являются максимальные часовые (расчетные) расходы тепла по отдельным видам теплоснабжения и суммарные часовые расходы тепла по абоненту в целом с учетом несовпадения часовых максимальных расходов тепла по отдельным видам потребления.

Для определения потребности в количестве тепла абонентов системы централизованного теплоснабжения используют приближенные методы, в основе которых лежат укрупненные показатели.

В выбранном районе строительства жилые дома построены по одному проекту. Имеем 30 9-тиэтажных панельных домов с параметрами, приведенными в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Характеристика жилого дома

назначение здания	жилой дом
этажность, количество секций	3 секции по 9 этажей
количество квартир	108
количество жителей	291 чел.
наружный объем здания	18950,4 м ³
средняя температура воздуха внутри здания	22°C

4.1.3 Определение нагрузки на отопление

Отопление является сезонной нагрузкой. Оно предназначено для компенсации тепловых потерь и поддержания в помещении необходимой внутренней температуры.

Для оценки теплотехнических показателей принятого конструктивно-

планировочного решения расчет потерь теплоты ограждения здания сводится к определению удельной тепловой характеристики здания, $q_{y\partial}$, Вт/(м³·°С), численно равной теплотерям 1 м³ здания в Вт при разности температур внутреннего и наружного воздуха ($t_{в} - t_{н}$), °С.

Ориентировочное значение теплотерь через ограждающие конструкции здания определяют при оценке нагрузок тепловых сетей и станций по формуле (4.1):

$$Q_0 = 1,07 \cdot q_{y\partial} \cdot V_n \cdot (t_{в} - t_{н}) \cdot a, \quad (4.1)$$

где: Q_0 – ориентировочное значение теплотерь через ограждающие конструкции здания, Вт;

$q_{y\partial}$ – удельная тепловая характеристика здания, Вт/(м³·°С), соответствующая расчетной разности температур для основных помещений, $q_{y\partial} = 0,43$ Вт/(м³·°С);

V_n – объем отапливаемой части здания по внешнему обмеру, м³ (высоту отсчитывают от уровня земли);

$(t_{в} - t_{н})$ – расчетная разность температур внутреннего воздуха для основных помещений и наружного воздуха соответственно;

a – коэффициент учета района строительства здания, определенный по формуле (4.2):

$$a = 0,54 + \frac{22}{t_{в} - t_{н}}, \quad (4.2)$$

$$a = 0,54 + \frac{22}{21 - (-34)} = 0,94$$

$$Q_0 = 1,07 \cdot 0,43 \cdot 0,94 \cdot 18950,4 \cdot (21 - (-34)) = 450776,4 \text{ Вт}$$

Далее находим общую тепловую нагрузку на отопление для зданий всего района:

$$Q_{об} = Q_0 \cdot n$$

$$Q_{об} = 450776,4 \cdot 30 = 13523292 \text{ Вт}$$

При укрупненных расчетах потребное количество теплоты на отопление за рассматриваемый период (месяц, квартал, отопительный сезон, год) определяют по формуле (4.3):

$$Q_0^{год} = 3,6 \cdot \beta \cdot a \cdot V_n \cdot q_{y\partial} \cdot (t_{в} - t_{ом}) \cdot 24 \cdot z_{ом} \cdot 10^{-6}, (\text{ГДж}) \quad (4.3)$$

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

где 3,6 – коэффициент перевода Вт в кДж/ч;

β – коэффициент неоднородности потребного количества теплоты на отопление зданий по укрупненным показателям (например, коэффициент, учитывающий бесполезные потери теплоты, связанные с теплопередачей через стенки трубопроводов, проложенных в неотапливаемых помещениях, а также с размещением отопительных приборов и труб у наружных ограждений $\beta = 1,07$)

t_{om} – средняя температура наружного воздуха периода со среднесуточной температурой меньше или равной 8°C;

z_{om} – продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха меньше или равной 8°C

$$Q_0^{zod} = 3,6 \cdot 1,07 \cdot 0,94 \cdot 18950,4 \cdot 0,43 \cdot (21 - (-4,1)) \cdot 24 \cdot 220 \cdot 10^{-6} = 3910,3 \text{ ГДж}$$

Для всего района:

$$Q_{об}^{zod} = Q_0^{zod} \cdot n$$

$$Q_{об}^{zod} = 3910,3 \cdot 30 = 117309 \text{ ГДж}$$

4.1.4 Определение нагрузки на ГВС

Расход тепловой энергии на горячее водоснабжение жилых, общественных и производственных зданий следует принимать в соответствии с индивидуальным проектом здания или сооружения.

При отсутствии проектов расход тепловой энергии на горячее водоснабжение зданий может быть определён по укрупненным показателям. Определяем расходы тепла на горячее водоснабжение по формулам (4.4) и (4.5):

$$Q_{zвз}^{cp} = Q_{mn} + Q_{zвз'}^{cp}, \quad (4.4)$$

$$Q_{zвл}^{cp} = Q_{mn} + Q_{zвл'}^{cp}, \quad (4.5)$$

где $Q_{zвз}^{cp}$, $Q_{zвл}^{cp}$, – расход тепла на горячее водоснабжение соответственно в зимний и летний периоды, Вт;

Q_{mn} – мощность тепловых потерь системой горячего водоснабжения (стояками, подающими и циркуляционными трубопроводами, полотенцесушителями и др.)

$Q_{zвз'}^{cp}$, $Q_{zвл'}^{cp}$ – средний расход тепла на непосредственно горячее водоснабжение потребителя без учёта тепловых потерь, соответственно в зимний и летний периоды, рассчитываются по формулам (4.6) и (4.7), Вт;

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$Q_{263}^{cp} = \frac{0,28 \cdot a \cdot m \cdot c \cdot (55 - t_{xz})}{24} \quad (4.6)$$

$$Q_{261}^{cp} = \frac{0,28 \cdot a \cdot m \cdot c \cdot (55 - t_{xl})}{24} \quad (4.7)$$

где 0,28 – коэффициент перевода размерностей физических величин в Вт.

a – норма расхода воды на горячее водоснабжение, л/сут·чел, утвержденная местными органами власти или управления, $a = 120$ л/сут·чел [23];

m – количество единиц измерения, отнесённое к суткам;

c – удельная теплоёмкость воды, принимается в расчётах равной 4,187 кДж/(кг·°C);

t_{xl} , t_{xz} – усреднённая температура холодной (водопроводной) воды соответственно зимой и летом, °C. При отсутствии данных принимают в отопительный период $t_{xz} = 5^\circ\text{C}$, в летний период $t_{xl} = 15^\circ\text{C}$;

Подставим значения в формулы (4.6) и (4.7) получим:

$$Q_{263}^{cp} = \frac{0,28 \cdot 120 \cdot 291 \cdot 4,187 \cdot (55 - 5)}{24} = 85289,19 \text{ Вт}$$

$$Q_{261}^{cp} = \frac{0,28 \cdot 120 \cdot 291 \cdot 4,187 \cdot (55 - 15)}{24} = 68231,35 \text{ Вт}$$

Так как мощность тепловых потерь Q_{mn} нам неизвестна, то потери определяем с помощью коэффициента k_{mn} , учитывающего потери трубопроводами горячего водоснабжения, по формуле (4.8):

$$Q_{26}^{cp} = Q_{26}^{cp} \cdot (1 + k_{mn}), \quad (4.8)$$

где $Q_{26}^{cp} = Q_{263}^{cp} + Q_{261}^{cp}$

Средний расход тепловой энергии на горячее водоснабжение с учетом тепловых потерь трубопроводами горячего водоснабжения рассчитан для всех зданий. Результаты расчетов сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение

Q_{263}^{cp} , Вт	Q_{261}^{cp} , Вт	Q_{26}^{cp} , Вт	k_{mn}	Q_{26}^{cp} , Вт	Кол-во зданий	Q_{26c}^{cp} , Вт
85289,19	68231,35	153520,54	0,35	207252,73	30	6217581,9

Потребное количество теплоты на нужды горячего водоснабжения за определенный период (год) $Q_{гв}$, ГДж, определяют по формуле (4.9):

$$Q_{гв} = a \cdot m \cdot c \cdot [(55 - t_{хз}) \cdot Z_з + \beta(55 - t_{хл}) \cdot Z_л] \cdot 10^{-6}, \quad (4.9)$$

где $Z_з, Z_л$ – продолжительность работы системы горячего водоснабжения, соответственно в зимний и летний периоды, сут.;

4,187 – коэффициент перевода Гкал в ГДж.

Результаты расчетов по формуле 4.9 сведены в таблице 4.5

Таблица 4.5 – Потребное количество теплоты на нужды горячего водоснабжения за определенный период (год)

a , л/сут·чел	m , чел/сут	c , кДж/(кг·°C)	$(55 - t_{хз})$, °C	$Z_з$, сут	β	$(55 - t_{хл})$, °C	$Z_л$, сут	$Q_{гв}^i$, ГДж
120	291	4,19	50	120	0,8	40	60	1157,98

Далее найдём суммарной потребление теплоты на нужды ГВС за год для всех зданий района и сведём расчёт в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Потребное количество теплоты на нужды горячего водоснабжения за определенный период (год) для зданий района.

$Q_{гв}^i$, ГДж	Количество зданий	$Q_{гв}^{год}$, ГДж
1157,984	30	34739,52
Потребное количество теплоты на горячее водоснабжение всех зданий района за рассматриваемый период с учетом коэффициента k_{mn} по формуле: $Q_{гв}^{год} = Q_{гв\Sigma} \cdot (1 + k_{mn})$		46898,352

4.1.5 Определение нагрузки на вентиляцию

Потребность тепловой энергии на вентиляцию зданий рассчитывается при наличии в них систем принудительной приточно-вытяжной вентиляции.

При отсутствии проектов вентилируемых зданий расчетный расход теплоты $Q_в$, Вт, допускается определять по формуле укрупненных расчетов (4.10):

$$Q_в = q_{вд} \cdot V_n \cdot (t_в - t_n) \quad (4.10)$$

где $q_{вд}$ – удельная вентиляционная характеристика зданий, Вт/(м³·°C)

$(t_в - t_n)$ – расчетная разность температур внутреннего воздуха для основных помещений и наружного воздуха;

V – объем вентилируемой части здания.

Для всех типов зданий расчеты проводятся аналогичным образом по формуле 4.10, результаты сведены в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Нагрузка на вентиляцию Q_v^i , Вт

Тип здания	q_{yd} , Вт/(м ³ ·°C)	V_n , м ³	t_v , °C	t_n , °C	Q_v^i , Вт
Административные здания	0,09	25375	18	-34	118755
Кинотеатры	0,44	49600	12	-34	1003904

В таблице 4.7 приведена общая нагрузка на вентиляцию всех зданий района.

Таблица 4.7 – Общая нагрузка на вентиляцию зданий района

Тип здания	Q_v^i , Вт	Количество зданий	Q_v , Вт (на все здания)
Административные здания	118755	2	237510
Кинотеатры	1003904	1	1003904
Расчетный расход теплоты на вентиляцию всех зданий района			1241414

Расчетный расход теплоты на вентиляцию всех зданий района находится, как сумма требуемого количества теплоты для каждой группы зданий.

При укрупненных расчетах потребное количество теплоты на вентиляцию за рассматриваемый период (месяц, квартал, отопительный сезон, год) Q_v , ГДж, определяют по формуле (4.11):

$$Q_v = 3,6 \cdot V_n \cdot q_{yd} \cdot (t_v - t_{om}) \cdot n \cdot z_{om} \cdot 10^{-6}, \quad (4.11)$$

где 3,6 – коэффициент перевода Вт в кДж/ч;

t_{om} – средняя температура наружного воздуха периода со среднесуточной температурой меньшей или равной 8°C;

z_{om} – продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха меньшей или равной 8°C;

n – усредненное число часов работы систем вентиляции в течении суток, ч.

В таблице 4.8 приведены расчёты для всех типов зданий района.

Таблица 4.8 – Потребное количество теплоты на вентиляцию здания за рассматриваемый период

Тип здания	V_n , м ³	q_{yd} , Вт/(м ³ ·°C)	t_v , °C	t_{om} , °C	n , ч.	Z_{om} , сут.	$Q_v^{i, год}$, ГДж
Административные здания	25375	0,09	18	-4,1	12	220	479,675

Окончание таблицы 4.8

Кинотеатры	49600	0,44	12	-4,1	12	220	3339,386
------------	-------	------	----	------	----	-----	----------

Общее потребное количество теплоты на вентиляцию для всех типов зданий района приведено в таблице 4.9

Таблица 4.9 – Общее потребное количество теплоты на вентиляцию по укрупненным расчетам за рассматриваемый период

Тип здания	$Q_v^{i,год}$, ГДж (на одно здание)	Количество зданий	$Q_v^{год}$, ГДж (на все здания)
Административные здания	479,675	2	959,35
Кинотеатры	3339,386	1	3339,386
Потребное количество теплоты на вентиляцию всех зданий района за рассматриваемый период			3632,478

4.1.6 Определение тепловой мощности источника энергоснабжения

При отсутствии проектных данных расчет тепловой мощности источника энергоснабжения и потребляемое количество теплоты от него за рассматриваемый период (год) подсчитано по укрупненным показателям.

На основании расчётов заполняется таблица 4.10.

Таблица 4.10 – Тепловая нагрузка источника теплоснабжения, $Q_{ист}$, Вт

Тепловая нагрузка источника теплоснабжения, Вт	Q_o , МВт	$Q_{гвс}$, МВт	Q_v , МВт	$Q_{ист}$, МВт
	13,5	6,2	1,2	20,9

Аналогично заполняем таблицу 4.11.

Таблица 4.11 – Потребляемое количество теплоты от источника теплоснабжения за рассматриваемый период, $Q_{ист}^{год}$, ГДж

Потребляемое количество теплоты от источника теплоснабжения за рассматриваемый период, ГДж	$Q_o^{год}$, ГДж	$Q_{гвс}^{год}$, ГДж	$Q_v^{год}$, ГДж	$Q_{ист}^{год}$, ГДж
	117309	46898,352	3632,478	167839,8

В результате расчетов тепловая нагрузка источника теплоснабжения составила $Q_{ист} = 20,9$ МВт, потребляемое количество теплоты от источника теплоснабжения за рассматриваемый период (год) $Q_{ист}^{год} = 167839,8$ ГДж.

4.2 Расчёт тепловой схемы

Основной целью расчёта любой тепловой схемы котельной является выбор основного и вспомогательного оборудования с определением исходных данных для последующих технико-экономических расчётов.

При разработке и расчёте тепловых схем котельных с водогрейными котлами необходимо учитывать особенности их конструкции и эксплуатации. Надёжность и экономичность котлов зависит от постоянства расхода воды через них, который не должен снижаться относительно установленного заводом-изготовителем. Во избежание низкотемпературной и сернокислотной коррозии конвективных поверхностей нагрева температура воды на входе в котёл при сжигании топлив, не содержащих серу, должна быть не менее 60°C. Для повышения температуры воды на входе в водогрейный котёл при температуре воды ниже указанной устанавливается рециркуляционный насос.

В котельной с водогрейными котлами усложняются процессы подогрева мазута, требуется вакуумная деаэрация воды, имеющая энергетическое преимущество перед атмосферной, но более сложная в эксплуатации, т.к. в тепловой схеме отсутствует пар. Схемы включения деаэраторов разного типа отображены на рисунке 4.1.

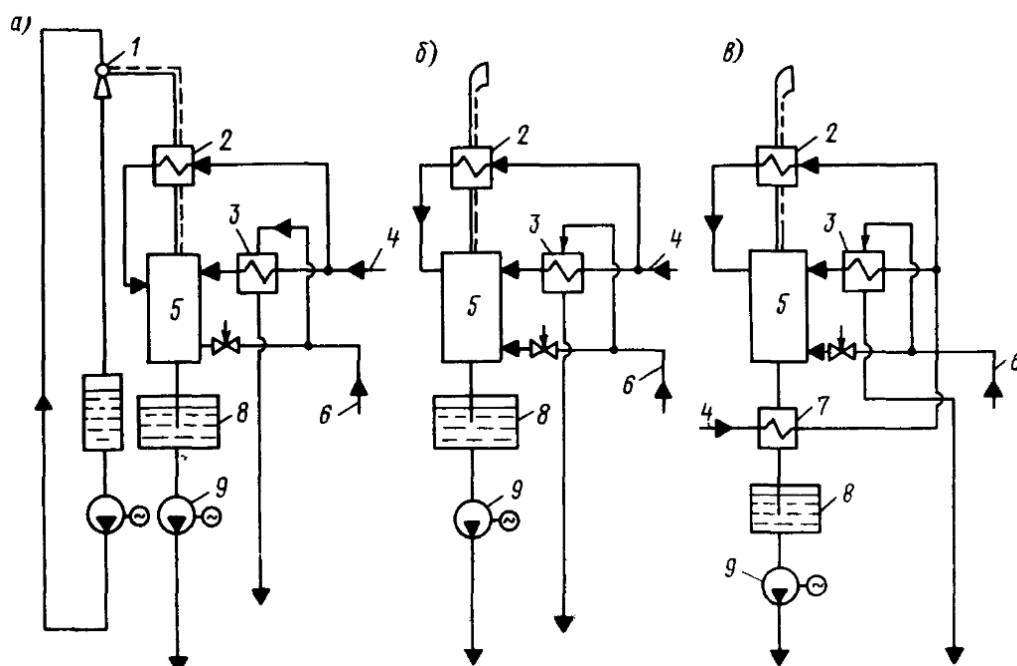


Рисунок 4.1 – Схемы включения деаэраторов: а – вакуумного, б – атмосферного, в – атмосферного с охладителем деаэрированной воды.

1 – водоструйный эжектор; 2 – охладитель выпара; 3 – водо-водяной теплообменник; 4 – химически очищенная вода; 5 – деаэратор; 6 – горячая вода на прямой линии; 7 – охладитель деаэрированной воды; 8 – бак деаэрированной воды; 9 – подпиточный насос.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР

Лист

22

Водогрейные котельные агрегаты осуществляют непосредственный подогрев сетевой воды, благодаря чему капитальные затраты на водогрейные котельные агрегаты и вспомогательное оборудование ниже, чем при использовании паровых котельных агрегатов низкого давления, а тепловые схемы проще.

Для тепловой схемы отопительной котельной с закрытой системой теплоснабжения характерны малые расходы подпиточной воды.

Произведем расчет принципиальной тепловой схемы отопительной котельной для закрытой системы теплоснабжения при минимально-зимней температуре наружного воздуха.

Расход воды на подпитку и потери в тепловой схеме найдём по формуле (4.12):

$$Q_{ch} = 0,02 \cdot Q_m \quad (4.12)$$

$$Q_{ch} = 0,02 \cdot (13,5 + 6,2 + 1,2) = 0,418 \text{ МВт}$$

где Q_m – суммарная тепловая нагрузка на отопление, вентиляцию и ГВС.

Общую тепловую мощность котельной определим по формуле (4.13):

$$Q_k = Q_0 + Q_v + Q_{ГВС} + Q_{ch} \quad (4.13)$$

$$Q_k = 13,5 + 1,2 + 6,2 + 0,418 = 21,318 \text{ МВт}$$

Расход воды через котельный агрегат определяется по формуле (4.14):

$$G_k = \frac{Q_k}{(\tau'_{01} - \tau'_{02}) \cdot c_v} \quad (4.14)$$

$$G_k = \frac{21,318 \cdot 10^6}{(150 - 70) \cdot 4,19 \cdot 10^3} = 63,6 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Температура воды на выходе из котла (4.15):

$$t_k'' = t_k' + \frac{Q_k}{c_v \cdot G_k} \quad (4.15)$$

где $t_k' = \tau'_{02} = 70^\circ\text{C}$

$$t_k'' = 70 + \frac{21,318 \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot 63,6} = 150^\circ\text{C}$$

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расход воды на собственные нужды (4.16):

$$G_{CH} = \frac{Q_{CH}}{c_{\theta} (t''_K - t'_K)}; \quad (4.16)$$

$$G_{CH} = \frac{0,418 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 10^3 \cdot (150 - 70)} = 1,25 \frac{\text{КГ}}{\text{С}};$$

Расход воды на линии рециркуляции (4.17):

$$G_{PC} = \frac{G_K \cdot (t'_K - \tau'_{02})}{c_{\theta} (t''_K - \tau'_{02})} \quad (4.17)$$

Так как $t'_K = \tau'_{02} = 70^{\circ}\text{C}$, то $G_{PC} = 0$.

Расход воды по перемычке (4.18):

$$G_{NM} = \frac{G_C \cdot (t''_K - \tau'_{01})}{c_{\theta} (t'_K - \tau'_{02})} \quad (4.18)$$

Так как $t''_K = \tau'_{01} = 150^{\circ}\text{C}$, то $G_{NM} = 0$.

Расход сетевой воды (4.19):

$$G_C = \frac{Q_c}{c_{\theta} (\tau'_{01} - \tau'_{02})} \quad (4.19)$$

$$G_C = \frac{20,9 \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot (150 - 70)} = 62,35 \frac{\text{КГ}}{\text{С}}$$

Расход подпиточной воды (4.20):

$$G_{подп} = 0,03 \cdot G_C \quad (4.20)$$

$$G_{подп} = 0,03 \cdot 62,35 = 1,87 \frac{\text{КГ}}{\text{С}}$$

Расход исходной воды ($G_{xво} = G_{подп}$) (4.21):

$$G_{исх} = 1,15 \cdot G_{xво} \quad (4.21)$$

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

$$G_{\text{исх}} = 1,15 \cdot 1,87 = 2,15 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Для вакуумной термической деаэрации (при $t = 70$ °С) требуется создать разрежение в вакуумном деаэраторе (ВДР) около $p_{\text{разр}} \approx 0,03$ МПа. Температура умягченной воды, поступающей на деаэрацию после теплообменника, принимается $t_{22} = 60 \dots 65$ °С, тогда, расход греющей воды на теплообменник (4.22):

$$G_2 = \frac{G_{\text{хво}} \cdot (t_{22} - t_{21})}{(\tau_{01}' - \tau_{02}')} \quad (4.22)$$

где $t_{21} = 25$ °С
 $t_{22} = 65$ °С

$$G_2 = \frac{1,87 \cdot (65 - 25)}{(150 - 70)} = 0,935 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Температура греющей воды после теплообменника исходной воды (4.23):

$$t_{\text{кз}} = \tau_{02}' - (t_{12} - t_{\text{ув}}) \cdot \frac{G_{\text{исх}}}{G_2} \quad (4.23)$$

$$t_{\text{кз}} = 70 - (25 - 5) \cdot \frac{2,15}{0,935} = 24$$
 °С

Расход греющей воды на деаэрацию (4.24):

$$G_{2\text{д}} = \frac{G_{\text{хво}} \cdot (t_{\text{д}} - t_{22})}{(\tau_{01}' - \tau_{\text{д}}')} \quad (4.24)$$

где $t_{\text{д}} = 70$ °С – температура деаэрации.

$$G_{2\text{д}} = \frac{1,87 \cdot (70 - 65)}{(150 - 70)} = 0,117 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Расход воды на выходе из деаэратора (4.25):

$$G_{\text{д}} = G_{2\text{д}} + G_{\text{хво}} \quad (4.25)$$

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G_{\delta} = 0,117 + 1,87 = 1,987 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Расход выпара из деаэратора (4.26):

$$D_{\text{вып}} = d \cdot G_{\delta} \quad (4.26)$$

$$D_{\text{вып}} = 0,002 \cdot 1,987 = 0,003974 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Расход воды на собственные нужды (4.27):

$$G_{\text{сн}}^p = G_2 + G_{2\delta} \quad (4.27)$$

$$G_{\text{сн}}^p = 0,935 + 0,117 = 1,052 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Расчетный расход воды через котельный агрегат (4.28):

$$G_{\text{к}}^p = \frac{Q_o + Q_v + Q_{\text{ГВС}}}{c_v \cdot (t_{\text{к}}^{\text{н}} - t_{\text{к}}^{\text{р}})} + G_{\text{сн}}^p \quad (4.28)$$

$$G_{\text{к}}^p = \frac{13,5 + 6,2 + 1,2}{4190 \cdot (150 - 70)} + 1,052 = 63,403 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Погрешность расчета (4.29):

$$\Delta = \frac{G_{\text{к}}^p - G_{\text{к}}}{G_{\text{к}}^p} \cdot 100; \quad (4.29)$$

$$\Delta = \frac{63,403 - 63,6}{63,403} \cdot 100 = 0,31 \leq 2\%$$

Погрешность получилась менее 2%, значит расчёт можно считать окончательным.

4.3 Выбор источника теплоснабжения

В качестве постоянного источника теплоснабжения жилого района, следует предусмотреть отопительную-водогрейную котельную, расчетной мощностью

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

20,9 МВт, в которой необходимо установить 2 котла КВ-ГМ-23,26-150: 1 котёл мощностью 23,26 МВт и 1 резервный. Резервный и основной котлы мы принимаем с большой мощностью для перспектив дальнейшего развития нашего района.

4.3.1 Основное оборудование котельной. Котел КВ-ГМ-23,26-150

Котёл водогрейный КВ-ГМ-20-150 (КВ-ГМ-23,26-150) – водогрейный котёл с рабочим давлением до 2,25 МПа является прямоточным, имеет единый профиль в разрезе. Общий вид котла представлен на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1. – Котёл КВ-ГМ-23,26-150

Его характеристики представлены в таблице 4.12

Таблица 4.12 – Технические характеристики водогрейного котла КВ-ГМ-23,26-150.

Наименование показателя	Значение
Тип котла	Водогрейный
Вид расчетного топлива	1 - Газ; 2 - Жидкое топливо
Номинальная теплопроизводительность, ГКал/ч	20
Номинальная теплопроизводительность, МВт	23,26
Диапазон изменения производительности	30-100% (110% не более 4 часов в сутки)
Номинальный расход воды через котлоагрегат	247,4 т/ч
Рабочее (избыточное) давление теплоносителя на выходе, МПа (кгс/см ²)	1,0-2,25 (10-22,5)
Температурный график воды, °С	70-150
Горелочное устройство	ГМВАТ2-25
Дутьевой вентилятор	ВДН-12,5-1500

Окончание таблицы 4.12

Расчетный расход топлива	
- при работе на природном газе	2404 м ³ /ч
- при работе на мазуте	2172 кг/ч

4.4 Тепловой расчёт водогрейного котельного агрегата

4.4.1 Расчёт объёмов и энтальпий продуктов сгорания

В качестве основного вида топлива на котельной используется природный газ.

Характеристику природного газа, поступающего в г. Южноуральск, принимаем по данным ПАО «Новатэк».

Состав природного газа в % по объёму, приведём в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Состав природного газа в % по объёму

Метан СН ₄	Этан С ₂ Н ₆	Пропан С ₃ Н ₈	Бутан С ₄ Н ₁₀	Пентан С ₅ Н ₁₂	Азот N ₂	Диоксид углерода СО ₂	Кислород О ₂
1	2	3	4	5	6	7	8
95,439	1,682	0,745	0,092	0,012	1,974	0,038	0,008

Плотность топлива при нормальных условиях: $\rho_m = 0,73 \text{ кг/м}^3$.

В процессе теплового расчета водогрейного котла определяются теоретический и действительный объём воздуха, а также продуктов сгорания.

Теоретический объём воздуха, который необходим для сгорания топлива в процессе сжигания газа при $\alpha=1$ определяется по формуле (4.30):

$$V^0 = 0,0476 \cdot [0,5 \cdot \text{CO} + 0,5 \cdot \text{H}_2 + 1,5 \cdot \text{H}_2\text{S} + \sum (m + \frac{n}{4}) \cdot \text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2], \text{м}^3/\text{м}^3 \quad (4.30)$$

где n – число атомов водорода;

m – число атомов углерода.

Слагаемые: $0,5 \cdot \text{CO} = 0$; $0,5 \cdot \text{H}_2 = 0$; $1,5 \cdot \text{H}_2\text{S} = 0$, т.к. в составе природного газа не присутствуют эти компоненты.

$$V^0 = 0,0476 \cdot [(1 + \frac{4}{4}) \cdot 95,439 + (2 + \frac{6}{4}) \cdot 1,682 + (3 + \frac{8}{4}) \cdot 0,745 + (4 + \frac{10}{4}) \cdot 0,092 + (5 + \frac{12}{4}) \cdot \text{C}_5\text{H}_{12} - \text{O}_2] = 9,576 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Далее, определяем теоретический объём водяного пара по формуле (4.31):

										Лист
										28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР					

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot [H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} \cdot C_mH_n + 0,124 \cdot d_{z.mл.}] + 0,0161 \cdot V^0, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (4.31)$$

где $d_{z.mл.}$ – влагосодержание в газообразном топливе, отнесённое к 1 м³ сухого газа, г/м³; принимается $d_{z.mл.} = 10$ г/м³.

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot [0 + 0 + \frac{4}{2} \cdot CH_4 + \frac{6}{2} \cdot C_2H_6 + \frac{8}{2} \cdot C_3H_8 + \frac{10}{2} \cdot C_4H_{10} + \frac{12}{2} \cdot C_5H_{12} + 0,124 \cdot 10] + 0,0161 \cdot 9,576 = 2,161 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Далее, определяем теоретический объём содержания азота и продуктов сгорания по формуле (4.32):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + (N_2/100), \text{ м}^3/\text{м}^3. \quad (4.32)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,576 + \frac{1,974}{100} = 7,585 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Далее находим теоретический объём содержания трёхатомных газов в продуктах сгорания по формуле (4.33):

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_mH_n], \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (4.33)$$

Перепишем эту формулу:

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [0,038 + 0 + 0 + 1 \cdot CH_4 + 2 \cdot C_2H_6 + 3 \cdot C_3H_8 + 4 \cdot C_4H_{10} + 5 \cdot C_5H_{12}]$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [0,038 + 0 + 0 + 1 \cdot 95,439 + 2 \cdot 1,682 + 3 \cdot 0,748 + 4 \cdot 0,092 + 5 \cdot 0,012] = 1,015 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Далее, находим общий теоретический объём продуктов сгорания по формуле (4.34):

$$V_z^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (4.34)$$

$$V_z^0 = 1,015 + 7,585 + 2,161 = 10,761 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Действительный объём продуктов сгорания рассчитывается с учётом коэффициента избытка воздуха в топке α_m , а так же объёма присосов воздуха по газоходам котельных агрегатов. Величина коэффициента избытка воздуха на выходе из топки принимается для камерной топки при сжигании газа $\alpha_{cp} = 1,06$,

величина присосов воздуха $\Delta\alpha_m$ в газоходах котлоагрегата при номинальной нагрузке принимается равной:

А. конвективный пучок котла $\Delta\alpha_k = 0,08$;

Б. чугунный экономайзер с обшивкой $\Delta\alpha_{эж} = 0,16$;

В. газоход стальной (на 10м длины) $\Delta\alpha_2 = 0,01$.

Значение действительного суммарного объёма продуктов сгорания природного газа определяется (для среднего коэффициента избытка воздуха в газоходе котла для поверхности нагрева) с помощью формулы (4.35):

$$V_z = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + (\alpha_{cp} - 1) \cdot V^0 + V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_{cp} - 1) \cdot V^0, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (4.35)$$

$$V_z = 1,015 + 7,585 + (1,06 - 1) \cdot 9,576 + 2,161 \cdot (1,06 - 1) \cdot 9,576 = 11,344 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Нахождение величины действительного объёма продуктов сгорания и его состава по газоходам приведём на примере топки. Результаты приводим в виде таблицы 4.14.

Таблица 4.14 – Действительный объём продуктов сгорания по газоходам

Характеристика	Аналитическое выражение формулы	Теоретический объём $V^0 = 9,576 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $V_{N_2}^0 = 7,585 \text{ м}^3/\text{м}^3$ $V_{RO_2} = 1,015 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $V_{H_2O}^0 = 2,161 \text{ м}^3/\text{м}^3$		
		Газоход		
		топка	Конвективный пучок	Экономайзер
1	2	3	4	5
Коэффициент избытка воздушной смеси после поверхности нагрева	$\alpha_i = \alpha_m + \sum_1^i \Delta\alpha_i$	1,06	1,14	1,3
Средний коэф-т избытка воздушной смеси в газоходе	$\alpha_{cp} = \frac{\alpha' + \alpha''}{2}$	1,06	1,1	1,22
Избыточное количество воздушной смеси, $\text{м}^3/\text{м}^3$	$V_{изб}^e = V^o \cdot (\alpha_{cp} - 1)$	0,06	0,1	0,22
Объём водяного пара, $\text{м}^3/\text{м}^3$	$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_i - 1) \cdot V^0$	2,1702	2,1763	2,1948
Общий объём продуктов сгорания, $\text{м}^3/\text{м}^3$	$V_z = V_{RO_2} + V_{N_2}^o + (\alpha_{cp} - 1) \cdot V^o + V_{H_2O}^o + 0,0161 \cdot (\alpha_{cp} - 1) \cdot V^o$	11,3442	11,7334	12,901
Объёмная доля трёхатомного газа	$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_z}$	0,0895	0,0865	0,0787

Окончание таблицы 4.14

1	2	3	4	5
Объёмная доля водяного пара	$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_2}$	0,1905	0,1842	0,1675
Суммарная объёмная доля	$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2}$	0,28	0,2707	0,2462

4.4.2 Расчёт энтальпий воздуха и продуктов сгорания

Энтальпию теоретических объемов воздуха для выбранного диапазона температур вычисляют по нижеприведенной формуле (4.36):

$$H_g^o = V^o (ct)_g, \text{ кДж/м}^3 \quad (4.36)$$

где $(ct)_g$ – энтальпия 1 м^3 воздуха.

Энтальпия теоретического объема продуктов сгорания определяется по формуле (4.37):

$$H_z^o = V_{RO_2}^o (ct)_{RO_2} + V_{N_2}^o (ct)_{N_2} + V_{H_2O}^o (ct)_{H_2O}, \text{ кДж/м}^3 \quad (4.37)$$

где $(ct)_{RO_2}, (ct)_{N_2}, (ct)_{H_2O}$ – энтальпия 1 м^3 трехатомного газа, объема азота и водяного пара, кДж/м³.

Энтальпия избыточного воздуха для всего диапазона температур t определяется по формуле (4.38):

$$H_{изб}^o = (\alpha - 1) \cdot H_g^o, \text{ кДж/м}^3 \quad (4.38)$$

Энтальпия продуктов сгорания, соответствующая коэффициенту избытка воздуха $\alpha \geq 1$, определяется по формуле (4.39):

$$H = H_z^o + H_{изб}^o + H_{зл}, \text{ кДж/м}^3 \quad (4.39)$$

где $H_{зл}$ – энтальпия золы (для газа $H_{зл} = 0$).

Результаты расчета энтальпий воздуха, а также продуктов сгорания по газоходам агрегата сведем в таблицу 4.15, которая приведена ниже.

Таблица 4.15 – Результаты расчётов энтальпий воздуха и продуктов сгорания по газходам котлоагрегата.

Тем- ра	Энталь- пия в.	Энталь- пия п.с.	Эффективное значение					
t, °C	H_g^o , кДж/м ³	H_z^o , кДж/м ³	$H_z = H_z^o + (\alpha - 1)H_g^o$, кДж/м ³					
			Топка $\alpha_k = 1,06$		Конвективный пучок $\alpha_k = 1,1$		Экономайзер $\alpha_{эж} = 1,3$	
			H_z	ΔH_z	H_z	ΔH_z	H_z	ΔH_z
1	2	3	4	5	6	7	8	9
100	1270,08	1485,44	1561,64	-	1663,25		1866,46	-
200	2556,42	2998,19	3151,58	1589,93	3356,09	1692,84	3765,12	1898,65
300	3866,67	4547,89	4779,89	1628,32	5089,22	1733,14	5707,89	1942,78
400	5201,85	6143,83	6455,94	1676,05	6872,09	1782,87	7704,39	1996,49
500	6568,57	7779,67	8173,78	1717,84	8699,27	1827,18	9750,24	2045,86
600	7966,92	9445,72	9923,74	1749,95	10561,09	1861,82	11835,8	2085,56
700	9406,37	11159,88	11724,26	1800,53	12476,77	1915,68	13981,79	2146
800	10853,52	12928,37	13579,58	1855,32	14447,86	1971,09	16184,43	2202,64
900	12300,66	14732,74	15470,78	1891,2	16454,83	2006,97	18422,94	2238,51
1000	13787,97	16568,81	17396,09	1925,31	18499,13	2044,29	20705,2	2282,26
1100	15315,52	18409,08	19328,01	1931,92	20553,25	2054,13	23003,74	2298,54
1200	16843,04	20262,62	21273,2	1945,19	22620,65	2067,39	25315,53	2311,8
1300	18370,55	22166,24	23268,47	1995,27	24738,12	2117,47	27677,41	2361,87
1400	19938,34	24105,97	25302,27	2033,8	26897,34	2159,22	30087,47	2410,07
1500	21506,08	26032,06	27322,42	2020,15	29042,91	2145,57	32483,88	2396,41
1600	23073,79	27989,87	29374,3	2051,87	31220,2	2177,29	34912,01	2428,12
1700	24641,53	29961,03	31439,52	2065,22	33410,84	2190,64	37353,49	2441,48
1800	26209,25	31941,37	33513,93	2074,4	35610,67	2199,82	39804,15	2450,66
1900	27817,17	33953,41	35622,44	2108,52	37847,81	2237,15	42298,56	2494,42
2000	29425,09	35956,27	37721,78	2099,34	40075,78	2227,97	44783,8	2485,24
2100	31033,01	37981,64	39843,62	2121,85	42326,26	2250,48	47291,54	2507,75
2200	32640,99	40797,17	42755,63	2912,01	45366,91	3040,65	50589,47	3297,92

4.4.3 Тепловой расчет котельного агрегата КВГМ-23,26-150

Тепловой баланс котла можно охарактеризовать равенством прихода и расхода тепла. Тепловая эффективность котлоагрегата и его качество работы описывается коэффициентом полезного действия – КПД.

Приходную часть теплового баланса котельного агрегата определяют по формуле (4.40):

$$Q_{прих} = Q_p^p = Q_n^p + Q_{ф.м.} + Q_{т.в.} + Q_{нар}, \text{ кДж/м}^3 \quad (4.40)$$

где Q_p^p – располагаемая теплота;

Q_n^p – наименьшая теплота сгорания топлива для газа;

Q_n^c – наименьшая теплота сгорания сухой массы газа, кДж/м³; принимаем для газа $Q_n^c = 33603,8$ кДж/м³ (8020 ккал/м³);

$Q_{ф.т.}$ – физическая теплота топлива, принимаем $Q_{ф.т.} = 0$, потому что топливом является газ;

$Q_{т.в.}$ – физическая теплота воздуха, который подается в топку котельного агрегата в процессе подогрева его вне котлоагрегата, принимаем $Q_{т.в.} = 0$, потому что воздух перед подачей в котел дополнительно не подогревается;

$Q_{нар.}$ – теплота, которая вносится в котлоагрегат в процессе парового распыления жидкого топлива, кДж/кг – принимаем $Q_{нар.} = 0$, потому что в качестве топлива используется газ.

Располагаемая теплота для котла КВГМ-23,26-150 составит (4.41):

$$Q_{прих.} = Q_p^p = 33603,8 \text{ кДж/м}^3. \quad (4.41)$$

Расходная часть теплового баланса котельного агрегата складывается из нижеприведенных составляющих (4.42):

$$Q_{расх.} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 \quad (4.42)$$

Тепловой баланс котельного агрегата формируется применительно к установленному тепловому режиму, при этом потеря теплоты выражается в процентах располагаемой теплоты (4.43):

$$q_i = \frac{Q_i}{Q_p^p} \quad (4.43)$$

Разделив уравнение (4.43) на Q_p^p получаем его в ниже представленном виде (4.44):

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + \sum q_6 \quad (4.44)$$

где q_1 – полезная использованная в котельном агрегате теплота;

q_2 – потери теплоты с уходящим газом;

q_3 – потери теплоты от химической неполноты сгорания газа;

q_4 – потери теплоты от механической неполноты сгорания газа;

q_5 – потери теплоты от наружного охлаждения;

$\sum q_6 = q_{бшл.} + q_{бохл.}$ – потери от физической теплоты, которая содержится в удаляемом шлаке и от потерь от охлаждения панелей;

$q_{бшл.} = 0$, так как в качестве топлива используется газ;

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

$q_{\text{охл}} = 0$, так как охлаждение элементов котельного агрегата КВГМ-23,26-150 не предусмотрено его конструкцией.

КПД котельного агрегата рассчитывается с помощью уравнения обратного баланса (формула 4.45):

$$\eta_{\text{бр}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \% \quad (4.45)$$

Потери теплоты с уходящими газами q_2 определяется по формуле (4.46):

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_p} \cdot 100 = \frac{(H_{\text{yx}} - \alpha_{\text{yx}} \cdot H_{\text{xв}}^o) \cdot (100 - q_4)}{Q_p}, \% \quad (4.46)$$

где H_{yx} – энтальпия уходящих газов из котельного агрегата, кДж/м³, определяемая интерполированием из таблицы 4.15, кДж/м³;

$$H_{\text{yx}} = 2625,924 \text{ кДж/м}^3;$$

$H_{\text{xв}}^o$ – энтальпия теоретического объема холодного воздуха при температуре 30⁰С, определяющаяся также интерполированием из таблицы 4.15, $H_{\text{x.в.}}^o = 369,64 \text{ кДж/м}^3$.

Потери теплоты из-за химического недожога q_3 для применяемого топлива – природного газа – равны примерно 0,5 %.

Потери теплоты из-за механического недожога q_4 для применяемого топлива принимаем $q_4 = 0$.

Рассчитаем q_2 (4.47):

$$q_2 = \frac{(2625,924 - 1,2 \cdot 369,64) \cdot (100 - 0)}{33603,8} = 6,492\%$$

Потеря теплоты из-за наружного охлаждения q_5 (4.48):

$$q_5 = q_{5\text{ном}} \quad (4.48)$$

где $q_{5\text{ном}}$ – потеря теплоты из-за наружного охлаждения при номинальной нагрузке котельного агрегата КВГМ-23,26-150, $q_{5\text{ном}} = 0,9512\%$;

Находим КПД

$$\eta_{\text{ка бр}} = 100 - (6,492 + 0,5 + 0 + 0,9512 + 0) = 92,06 \% .$$

Суммарная потеря тепла в котле определяется по формуле (4.49):

$$\sum q = q_2 + q_3 + q_5, \% \quad (4.49)$$

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sum q = 6,492 + 0,5 + 0,9512 = 7,9432 \% .$$

Для дальнейших расчетов определяется коэффициент потери теплоты (4.50):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta_{ка} - q_5}, \quad (4.50)$$

$$\phi = 1 - \frac{0,9512}{92,06 - 0,9512} = 0,989 .$$

Величина полного количества теплоты, которая полезно отдается в котлоагрегате, определяется по формуле (4.51):

$$Q_{ка} \cdot \varphi = 23,26 \cdot 0,989 = 23 \text{ кВт} \quad (4.51)$$

Расход топлива, которое подается в топку котлоагрегата, определяется по выражению (4.52):

$$B = \frac{Q_{ка}}{Q_p \cdot \eta_{ка}}, \text{ м}^3/\text{ч} \text{ (м}^3/\text{с)} \quad (4.52)$$

$$B = \frac{23 \cdot 10^3}{33603,8 \cdot 0,9206} = 0,743 \text{ м}^3/\text{с} = 2676,28 \text{ м}^3/\text{ч} .$$

4.4.4 Расчёт топочной камеры

Поверочный расчет топочной камеры котлоагрегата производится по средствам определения значения действительной температуры дымовых газов на выходе топочной камеры котельного агрегата θ_m'' с помощью выражения (4.53):

$$\theta_m'' = \frac{T_a}{M \left(\frac{5,67 \cdot \psi_{cp} \cdot F_{cm} \cdot \alpha_m \cdot T_a^3}{10^{11} \cdot \phi \cdot B_p \cdot V_{c_{cp}}} \right)^{0,6} + 1} - 273, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.53)$$

где T_a – значение абсолютной температуры продуктов сгорания, К;

M – параметр, который учитывает распределение температуры по высоте топки;

ϕ – коэффициент сохранности теплоты;

B_p – величина расчетного расхода топлива, м³/с;

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

F_{cm} – площадь стен топки, m^2 ;

ψ_{cp} – коэффициент тепловой эффективности экрана;

α_m – величина черноты топки;

$V_{ср}$ – суммарная теплоемкость продуктов сгорания $1 m^3$ топлива в интервале температуры $\theta_a - \theta_m''$, $kJ/(m^3 \cdot K)$;

$5,67 \cdot 10^{-8}$ – коэффициент излучения для абсолютно черного тела, $W/(m^2 K^4)$.

С целью определения значений действительной температуры θ_m'' , задаемся ее величиной $\theta_m'' = 1100^\circ C$.

Исходя из принятой температуры газов на выходе топки и адиабатической температуре сгорания топливной массы θ_a определяются тепловые потери.

После этого с помощью известных геометрических характеристик топочной камеры, рассчитывается действительная температура на выходе топки.

Поверочный расчет топки проводится в следующем порядке.

Для предварительно принятой температуры $\theta_m'' = 1100^\circ C$ определяется энтальпия продуктов сгорания на выходе топки по таблице 3, (4.54).

$$H_m'' = 19328,01 \text{ кДж/м}^3 \quad (4.54)$$

Полезное тепловыделение топки рассчитывается с помощью выражения (4.55):

$$Q_m = Q_p^p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_g + rH_{г.отб} - Q_{в.вн}, \text{ кДж/м}^3, \quad (4.55)$$

где Q_g – теплота, которая вносится в топку воздухом - для котлов, не имеющих воздухоподогревателей, определяется по выражению (4.56):

$$Q_g = \alpha_m \cdot H_{хв}^o, \text{ кДж/м}^3, \quad (4.56)$$

$$Q_g = 1,06 \cdot 381,12 = 403,99 \text{ кДж/м}^3.$$

$rH_{г.отб}$ – теплота рециркулирующего продукта сгорания, принимается $rH_{г.отб} = 0$, потому что конструкция котла КВ-ГМ-23,26-150 не предусматривает рециркуляции дымовых газов.

$Q_{в.вн}$ – теплота, которая внесена в котлоагрегат с поступающим воздухом, разогретым вне агрегата, принимаем $Q_{в.вн} = 0$, т.к. воздух перед котлом не подогревается.

$$Q_m = 33603,8 \cdot \frac{100 - 0,5 - 0 - 0}{100 - 0} + 403,99 + 0 - 0 = 33839,77 \text{ кДж/м}^3$$

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Адиабатная (теоретическая) θ_a температура горения определяется исходя из величины полезного тепловыделения в топке: $Q_m = H_a$.

Исходя из таблицы 4.15 интерполированием определим, что $\theta_a = 1827,91$ °С при $H_a = 33839,77$ кДж/м³.

$$T_a = \theta_a + 273 = 1827,91 + 273 = 2100,91 \text{ К.}$$

Определяем параметр М в зависимости от относительного положения максимума температуры пламени по высоте топки (x_T) при сжигании газа по формуле (4.57):

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot x_m, \quad (4.57)$$

где $x_m = \frac{H_2}{H_m}$,

H_2 – расстояние от пода топки до оси горелки, м;

H_m – расстояние от пода топки до середины выходного окна топки, м;

Для котла КВГМ-23,26 расстояние $H_2 = H_m$, тогда $x_m = 0,53$.

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot 0,53 = 0,44.$$

Значение коэффициента тепловой эффективности экрана определяется по выражению (4.58):

$$\psi_{cp} = x \cdot \xi, \quad (4.58)$$

где x – угловой коэффициент, который показывает отношение количества энергии, посылаемой на облучаемую поверхность, к энергии излучения всей полу-сферической излучающей поверхности, определяется по рисунку 5.3 из [КУ. Дипломное проектирование], $x = 0,98$;

ξ – коэффициент, который учитывает снижение тепловосприятия экрана из-за загрязненности либо закрытия изоляцией поверхности; определяется из таблицы 5.1 [8], $\xi = 0,65$;

$$\phi = 0,98 \cdot 0,65 = 0,64$$

Определим эффективную толщину излучающего слоя топки (4.59):

$$S = 3,6 \cdot \frac{V_m}{F_{cm}}, \text{ м} \quad (4.59)$$

где V_m , F_{cm} – соответственно, объем и поверхность стен топочной камеры, м³ и м².

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Определяем по конструкторской документации на котел КВГМ-23,26-150:
 $V_m = 61,5 \text{ м}^3, F_{cm} = 106,6 \text{ м}^2;$

$$S = 3,6 \cdot \frac{61,5}{106,6} = 2,077 \text{ м.}$$

Величина коэффициента ослабления лучей для пламени формируется из коэффициента ослабления трехатомными газами (k_r) и сажистыми частицами (k_c). При сжигании газа данный коэффициент определяется по выражению (4.60):

$$k = k_r \cdot r_n + k_c, (\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1} \quad (4.60)$$

где r_n – объемная доля трехатомных газов, определяется из таблицы 4.9, $r_n = 0,28$.

Значение коэффициента ослабления лучей трехатомными газами k_r рассчитывается с помощью формулы:

$$k_r = \left(\frac{7,8 + 16r_{\text{H}_2\text{O}}}{3,16 \sqrt{p_n \cdot S}} - 1 \right) \left(1 - 0,37 \cdot \frac{T_m''}{1000} \right), (\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1} \quad (4.61)$$

где p_n – парциальное давление для трехатомного газа, определяемое по формуле (4.62):

$$p_n = r_p \cdot p, \text{ МПа} \quad (4.62)$$

где p – давление в топочной камере котельного агрегата, который работает без продувки: $p = 0,1 \text{ МПа}$, $p_n = 0,272 \cdot 0,1 = 0,0272 \text{ МПа}$;

T_m'' – величина абсолютной температуры газов на выходе топочной камеры.

$$T_m'' = \theta_m'' + 273 = 1100 + 273 = 1373 \text{ К}$$

$$k_r = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot 0,191}{3,16 \cdot \sqrt{0,0272 \cdot 2,077}} - 1 \right) \left(1 - 0,37 \cdot \frac{1373}{1000} \right) = 6,64 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

Значение коэффициента ослабления лучей из-за наличия сажистых частиц определяется по формуле (4.63):

$$k_c = 0,3(2 - \alpha_m) \left(1,6 \frac{T_m''}{1000} - 0,5 \right) \frac{C^p}{H^p}, (\text{м} \cdot \text{МПа})^{-1} \quad (4.63)$$

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Соотношение содержания углерода и водорода в общей массе топлива: для используемого газового топлива принимаем (4.64):

$$\frac{C^p}{H^p} = 0,12 \sum \frac{m}{n} C_m H_n, \quad (4.64)$$

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \cdot \left(\frac{1}{4} \cdot 95,439 + \frac{2}{6} \cdot 1,682 + \frac{3}{8} \cdot 0,745 + \frac{4}{10} \cdot 0,092 + \frac{5}{12} \cdot 0,012 \right) = 2,99$$

$$k_c = 0,3(2 - 1,06) \left(1,6 \cdot \frac{1373}{1000} - 0,5 \right) \cdot 2,99 = 1,45 \text{ (м} \cdot \text{МПа)}^{-1}$$

$$k = 6,64 \cdot 0,28 + 1,45 = 3,33 \text{ (м} \cdot \text{МПа)}^{-1}$$

Значение черноты факела (a_ϕ) для газообразного топлива рассчитывается, используя выражение (4.65):

$$a_\phi = m \cdot a_{cv} + (1 - m) \cdot a_r; \quad (4.65)$$

где m – коэффициент, который характеризует долю топочного объема, заполненного светящейся частью факела. Для его определения необходимо найти удельную нагрузку, соответствующую топочному объёму, по формуле (4.66):

$$q_v = \frac{B_p \cdot Q_u^p}{V_m} \quad (4.67)$$

$$q_v = \frac{0,734 \cdot 33603,8}{61,5} = 401,06 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$$

Из (4.67) получили, что $400 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3} \leq q_v \leq 1000 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$, тогда находим m из таблицы 5.2 [8] линейной интерполяцией, $m = 0,171$;

a_{cv} – значение черноты части факела, рассчитанное по выражению (4.68):

$$a_{cv} = 1 - e^{-(k_r \cdot r_n + k_c) p s}; \quad (4.68)$$

$$a_{cv} = 1 - e^{-(6,64 \cdot 0,28 + 1,45) \cdot 0,1 \cdot 2,077} = 0,499$$

a_r – значение черноты несветящихся трехатомными газами, определяемое по

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

выражению (4.69):

$$a_r = 1 - e^{-k_r \cdot r_n \cdot ps}; \quad (4.69)$$

$$a_r = 1 - e^{-6,64 \cdot 0,28 \cdot 0,12 \cdot 0,077} = 0,323$$

$$a_\phi = 0,171 \cdot 0,499 + (1 - 0,171) \cdot 0,323 = 0,353$$

Величина черноты в процессе сжигания газа определяется по формуле (4.70):

$$a_m = \frac{a_\phi}{a_\phi + (1 - a_\phi) \cdot \psi_{cp}} \quad (4.70)$$

$$a_m = \frac{0,353}{0,353 + (1 - 0,353) \cdot 0,64} = 0,46$$

Суммарная теплоемкость продуктов сгорания на 1 м^3 топлива определяется с помощью следующего выражения (4.71):

$$V_{c_{cp}} = \frac{Q_m - H_m''}{T_a - T_m''}, \quad (4.71)$$

$$V_{c_{cp}} = \frac{33839,77 - 19328,01}{2100,91 - 1373} = 19,936 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}$$

Определим действительную температуру на выходе топки (4.53):

$$\theta_m'' = \frac{2100,91}{0,34 \cdot \left(\frac{5,67 \cdot 0,64 \cdot 106,6 \cdot 0,46 \cdot 2100,91^3}{10^{11} \cdot 0,99 \cdot 0,734 \cdot 19,936} \right)^{0,6} + 1} - 273 = 1241 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Расчетная температура $\theta_m'' = 1241 \text{ } ^\circ\text{C}$ на выходе топочной камеры не соответствует ранее принятой, причем более чем на 100°C , поэтому, необходимо уточнить значение $V_{c_{cp}}$ и α_ϕ по полученным ранее значениям температуры. Уточняем значения: $H_m'' = 21104,83 \text{ кДж/м}^3$ при $\theta_t'' = 1241 \text{ } ^\circ\text{C}$ (1514 К). Величина коэффициента ослабления лучей для светящегося пламени:

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

$$k_r = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot 0,193}{3,16 \sqrt{0,0272 \cdot 2,077}} - 1 \right) \left(1 - 0,37 \frac{1473}{1000} \right) = 6,14 \text{ (м} \cdot \text{МПа)}^{-1},$$

$$k_c = 0,3(2 - 1,05) \left(1,6 \cdot \frac{1473}{1000} - 0,5 \right) \cdot 2,99 = 1,58 \text{ (м} \cdot \text{МПа)}^{-1},$$

$$k = 6,14 \cdot 0,272 + 1,58 = 3,25 \text{ (м} \cdot \text{МПа)}^{-1}.$$

Уточним значение черноты факела:

$$a_\phi = 0,171 \cdot 0,498 + (1 - 0,171) \cdot 0,302 = 0,336;$$

$$a_{ce} = 1 - e^{-(6,14 + 0,28 + 1,58) \cdot 0,1 \cdot 2,077} = 0,498,$$

$$a_r = 1 - e^{-6,14 \cdot 0,28 \cdot 0,1 \cdot 2,077} = 0,302.$$

Величина черноты топки:

$$a_m = \frac{0,336}{0,336 + (1 - 0,336) \cdot 0,64} = 0,44.$$

Суммарная теплоемкость продуктов сгорания топочной камеры:

$$Vc_{cp} = \frac{33839,77 - 21104,83}{2100,91 - 1473} = 20,28 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{К}}.$$

Температура на выходе топочной камеры:

$$\theta_m'' = \frac{2100,91}{0,34 \cdot \left(\frac{5,67 \cdot 0,64 \cdot 106,6 \cdot 0,44 \cdot 2100,91^3}{10^{11} \cdot 0,99 \cdot 0,734 \cdot 20,28} \right)^{0,6} + 1} - 273 = 1241,1^\circ \text{C}$$

Расчетная уточненная температура $\theta_m'' = 1241,1^\circ \text{C}$ на выходе топочной камеры отличается от ранее принятой на $0,1^\circ \text{C}$.

Полученную температуру используем для дальнейшего расчета, в качестве температуры на выходе топки (4.72):

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

$$H_m'' = 21519,1 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} \quad (4.72)$$

$$q_{cm} = \frac{B_p \cdot Q_m}{F_{cm}} = \frac{0,734 \cdot 33839,77}{106,6} = 233 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}.$$

4.4.5 Расчёт конвективного пучка котла

Расчет конвективных поверхностей котельного агрегата производим в нижеприведенной последовательности.

По техническим характеристикам котлоагрегата определим конструктивные характеристики газохода котла:

1. значение площади поверхности нагрева одного конвективного пучка $H=203,4 \text{ м}^2$;
2. поперечный шаг труб, $S_1 = 63 \text{ мм}$;
3. продольный шаг труб, $S_2 = 41 \text{ мм}$;
4. число труб в ряду, $z_1 = 45 \text{ шт.}$;
5. число рядов труб по ходу продуктов сгорания, $z_2 = 15 \text{ шт.}$;
6. наружный диаметр, толщина стенки трубы, $d = 28 \times 3 \text{ мм}$;
7. площадь сечения для прохода продуктов сгорания, $F = 1,93 \text{ м}^2$.

Расчитываем относительный шаг:

1. поперечный $\sigma_1 = \frac{S_1}{d} = \frac{64}{28} = 2,286$;
2. продольный $\sigma_2 = \frac{S_2}{d} = \frac{40}{28} = 1,43$.

Принимаем предварительную величину температуры продуктов сгорания после газохода: $\theta_1'' = 155 \text{ }^\circ\text{C}$.

Определяем теплоту, которая отдана продуктами сгорания, используя уравнение теплового баланса (4.73):

$$Q_{\delta} = \varphi \cdot (H' - H'' + \Delta\alpha_{\kappa} \cdot H_{np.в.}^o), \text{кДж/м}^3 \quad (4.73)$$

где $\varphi = 0,99$ – коэффициент сохранности теплоты;

H' – значение энтальпии продуктов сгорания перед поверхностью нагрева, принимается из расчета топочной камеры $H' = H_m'' = 21519,2 \text{ кДж/м}^3$ при $\theta_m'' = 1241,1 \text{ }^\circ\text{C}$;

H'' – значение энтальпии продуктов сгорания после конвективного пучка, принимается из таблицы 4.15 интерполированием при $\theta_1'' = 155 \text{ }^\circ\text{C}$ $H_1'' = 2714 \text{ кДж/м}^3$;

$\Delta\alpha_{\kappa} = 0,08$, присос воздуха в конвективном пучке;

$H_{np.в.}^o$ – значение энтальпии присосанного воздуха при $t_{\delta} = 35 \text{ }^\circ\text{C}$,

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$H_{np.в.}^o = H_{x.в.}^o = 381,12 \text{ кДж/ м}^3;$$

$$Q_o = 0,99 \cdot (21519,1 - 2713 + 0,08 \cdot 381,12) = 18995,427 \text{ кДж/м}^3.$$

Значение расчетной температуры продуктов сгорания в конвективном газопотоке определяется по выражению (4.74):

$$\theta = \frac{\theta' + \theta''}{2} \quad (4.74)$$

$$\theta = \frac{1241,1 + 155}{2} = 710,5^\circ\text{C}$$

Определим температурный напор (4.75):

$$\Delta t = \theta - t_k, ^\circ\text{C} \quad (4.75)$$

где t_k – значение температуры охлаждающей среды – для исследуемого водогрейного котельного агрегата – $t_k = 85^\circ\text{C}$

$$\Delta t = 710,5 - 85 = 625,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

Посчитаем значение средней скорости продуктов сгорания в поверхности нагрева (4.76):

$$w_z = \frac{B_p \cdot V_z \cdot (\theta + 273)}{F \cdot 273}, \text{ м/с} \quad (4.76)$$

$$w_z = \frac{0,734 \cdot 11,733 \cdot (710,5 + 273)}{1,94 \cdot 273} = 15,992 \text{ м/с}$$

Определим величину коэффициента теплоотдачи конвекцией от продуктов сгорания к поверхности нагрева в случае поперечного омывания коридорных пучков, используя следующее выражение (4.77):

$$\alpha_k = \alpha_n \cdot c_z \cdot c_s \cdot c_\phi, \quad (4.77)$$

где α_n – коэффициент теплоотдачи – определяется с помощью номограммы –

$$\alpha_n = 112,6 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}};$$

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

c_z – значение поправки на число рядов труб, определяется с помощью номограммы [7], $c_z = 0,97$;

c_s – значение поправки на компоновку пучка, определяется с помощью номограммы [7], $c_s = 1,0$;

c_ϕ – коэффициент, который учитывает влияние параметров потока, определяется с помощью номограммы [7]: $c_\phi = 1,07$,

$$\alpha_\kappa = 112,6 \cdot 0,97 \cdot 1,0 \cdot 1,07 = 116,868 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Далее вычисляется величина черноты газового потока (а). При этом необходимо вычислить суммарную оптическую толщину (4.78):

$$kps = ps(k_r \cdot r_n + k_{зл} \cdot \mu), \quad (4.78)$$

где s – значение толщины излучающего слоя – для гладкотрубных пучков определяется с помощью выражения (4.79):

$$s = 0,9d \cdot \left(\frac{4}{\pi} \cdot \frac{S_1 \cdot S_2}{d^2} - 1 \right), \quad (4.79)$$

$$s = 0,9 \cdot 0,028 \cdot \left(\frac{4}{3,14} \cdot \frac{0,064 \cdot 0,04}{0,028^2} - 1 \right) = 0,08 \text{ м};$$

k_r – значение коэффициента ослабления лучей трехатомными газами, определяется с помощью выражения (4.80):

$$k_r = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{3,16 \sqrt{p_n \cdot S}} - 1 \right) \left(1 - 0,37 \frac{T''}{1000} \right) \quad (4.80)$$

$$k_r = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot 0,1842}{3,16 \sqrt{0,0272 \cdot 0,08}} - 1 \right) \left(1 - 0,37 \frac{428}{1000} \right) = 60,76;$$

$k_{зл}$ – значение коэффициента ослабления лучей золовыми частицами, принимается $k_{зл} = 0$ (при сжигании газового топлива);

μ – концентрация золовых частиц, принимается $\mu = 0$;

p – давление в газоходе, принимается для котельных агрегатов без надува 0,1 МПа;

$$kps = (60,76 \cdot 0,272 + 0 \cdot 0) \cdot 0,1 \cdot 0,08 = 0,135,$$

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определяется величина коэффициента теплоотдачи α_l , который учитывает передачу теплоты через излучение (4.81):

$$\alpha_l = \alpha_n \cdot a \cdot c_2, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad (4.81)$$

где α_n – значение коэффициента теплоотдачи, определяется по номограмме [7], $\text{Вт}/\text{м}^2\text{К}$;

a – величина черноты продуктов сгорания, которая определяется с помощью номограммы [7], $a = 0,11$;

c_2 – значение коэффициента, который учитывает температуру стенки, определяется с помощью номограммы.

С целью определения α_n и c_2 рассчитаем температуру стенки (4.82):

$$t_3 = t + \Delta t, \quad (4.82)$$

где t – температура окружающей среды, $t = 85^\circ\text{C}$;

Δt – при сжигании газа принимается равной 25°C ;

$$t_3 = 85 + 25 = 110^\circ\text{C}.$$

Определяем по номограмме $\alpha_n = 100 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, $c_2 = 0,98$,

$$\alpha_l = 100 \cdot 0,11 \cdot 0,98 = 10,78 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Рассчитаем значение суммарного коэффициента теплоотдачи от продуктов сгорания относительно поверхности нагрева (4.83):

$$\alpha_1 = \xi \cdot (\alpha_k + \alpha_l), \quad (4.83)$$

где ξ – значение коэффициента использования, который учитывает уменьшение тепловосприятия поверхности нагрева, принимается $\xi = 0,95$ [7];

$$\alpha_1 = 0,95 \cdot (116,868 + 10,78) = 121,2656 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Определяется коэффициент теплопередачи (4.84):

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$k = \psi \cdot \alpha_1, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}) \quad (4.84)$$

где ψ – значение коэффициента тепловой эффективности: $\psi = 0,85$;

$$k = 0,85 \cdot 121,266 = 103,08 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}),$$

Определяется величина теплоты, которая воспринята поверхностью (4.85):

$$Q_m = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}, \text{ кДж}/\text{м}^3 \quad (4.85)$$

$$Q_m = \frac{103,08 \cdot 203,3 \cdot 625,5}{0,734 \cdot 10^3} = 18977,679 \text{ кДж}/\text{м}^3.$$

4.2.1 Проверка теплового баланса

Расчёты считается верными, если выполняется нижеприведенное условие (4.86):

$$\frac{\Delta Q \cdot 100}{Q_p \cdot \eta_{бр}} \leq 0,5\% \quad (4.86)$$

где ΔQ определяется по формуле (4.87)

$$\Delta Q = B_p \cdot [Q_p^p \cdot \eta - (Q_l + Q_k)] \quad (4.87)$$

где Q_l, Q_k – количества теплоты воспринятые лучевоспринимающими поверхностями топки и котельными пучками. Q_l определяется по формуле (4.88):

$$Q_l = \phi \cdot (Q_n^p - H_m'') \quad (4.88)$$

$$Q_l = 0,99 \cdot (33603,8 - 21519,1) = 11963,853, \text{ кДж}/\text{м}^3$$

$$\Delta Q = 0,734 \cdot [33603,8 \cdot 0,9206 - (11963,853 + 18977,678)] = -4,31 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$$

$$\frac{\Delta Q \cdot 100}{Q_p \cdot \eta_{бр}} = \frac{-4,31 \cdot 100}{33603,8 \cdot 0,9206} = 0,014\% \leq 0,5\%$$

Условия теплового баланса (4.86) соблюдены.

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

5 НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ

Системы теплоснабжения требуют теплоту с небольшим значением эксергии, температура воды в подающей магистрали теплового ввода составляет 150°C , в обратной магистрали температура воды – 70°C , в сети ГВС $60\div 70^{\circ}\text{C}$ [24]. При сжигании топлива в водогрейных котлах температура факела $1100\div 1300^{\circ}\text{C}$, температура нагрева воды $110\div 150^{\circ}\text{C}$, эксергия топлива снижается почти в 10 раз. Температура, которую необходимо поддерживать в помещениях при отоплении, составляет $18\div 22^{\circ}\text{C}$. Технология тепловых насосов дает возможность получить эксергетически менее ценное тепло для систем теплоснабжения.

Энергетическое исследование помещения котельных показывает, что оборудование и коммуникации, которые находятся в помещении котельной, являются дополнительным источником теплоты. Температура поверхности котла при хорошей и качественной обмуровке достигает $65\div 70^{\circ}\text{C}$ [24], температура на поверхности магистрали (при качественной обмуровке) колеблется в пределах 50°C , средняя температура в помещении котельной колеблется в пределах $30\div 40^{\circ}\text{C}$, а в верхней зоне температура выше. Возможность использования воздуха из верхней части помещения котельной для подачи в топку дает возможность дополнительной экономии топлива до 17 кг у.т. [30].

На рисунке 5.1 представлена схема отопительной газовой котельной, предназначенной для теплоснабжения (отопления) предприятия. В котельной установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-23,26-150, основное топливо – газ. Горячая вода, нагретая в котлах, поступает пластинчатый теплообменник. Отдав тепло, вода возвращается в котёл.

Воздух в помещениях котельной имеет достаточно высокую температуру для производственного помещения, допустимые или оптимальные параметры микроклимата определяются СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» [25] и ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [14].

Средняя температура в помещении котельной на уровне 1,5 м колеблется в пределах 35°C .

Произведем расчет количества теплоты, которую можно использовать в качестве источника низкопотенциальной теплоты для работы теплового насоса.

Технические характеристики помещения котельной следующие: длина – $a = 20000$ мм; ширина – $b = 15000$ мм; высота – $c = 10000$ мм; толщина стен – $\delta = 730$ мм; объем помещения котельной V составляет (5.1):

$$V = a \cdot b \cdot c \quad (5.1)$$

$$V = 20000 \cdot 15000 \cdot 10000 = 3000000000000 \text{ мм}^3 = 3000 \text{ м}^3.$$

										Лист
										48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР

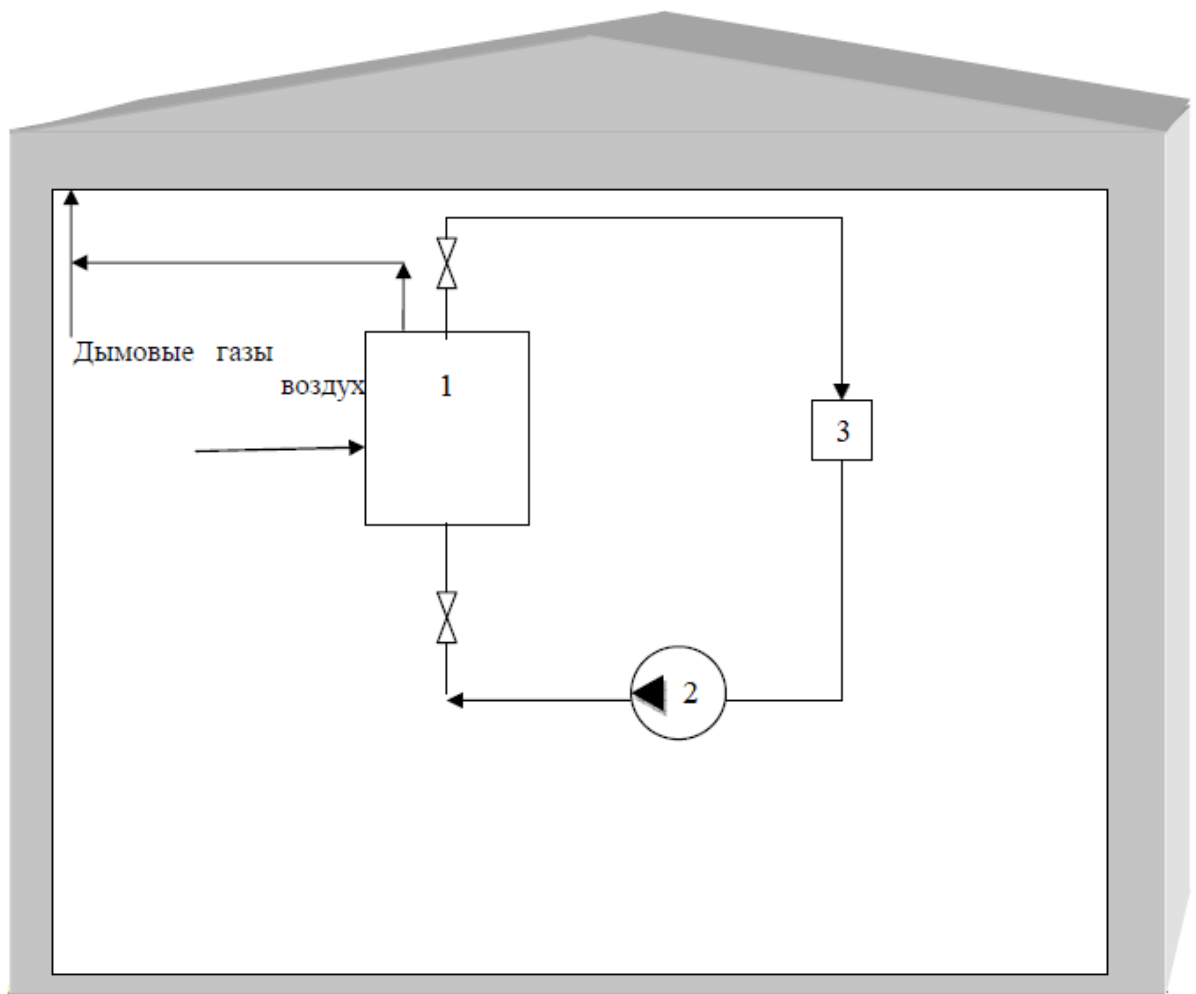


Рисунок 5.1 – Схема отопительной котельной:
1 –котел; 2 –сетевой насос; 3 – теплообменник.

Для определения потерь через ограждающие конструкции здания считаем процесс теплопередачи стационарным, считаем потери для каждого участка ограждающей конструкции (5.2):

$$Q_{nom} = \sum_{i=1}^m Q_i \quad (5.2)$$

Потери теплоты через ограждающие конструкции здания определим (5.3):

$$Q_j = k_j F_j (t_{вн} - t_{нар}) n \quad (5.3)$$

где Q_j – потери теплоты каждым элементом ограждающей конструкции здания, Вт;

k_j – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К);

F_j – площадь ограждающих конструкций здания, м²;

$t_{вн}, t_{нар}$ – температура воздуха в помещении и наружного соответственно, °С;
 n – коэффициент теплопотерь.

Определим площадь ограждающих конструкций здания (5.4):

$$F = 2ac + 2bc + ac \quad (5.4)$$

$$F = 2 \cdot 20 \cdot 10 + 2 \cdot 15 \cdot 10 + 20 \cdot 15 = 1000 \text{ м}^2.$$

Введем допущение, что ограждающие конструкции здания характеризуются примерно одинаковыми теплопроводными свойствами, поэтому для расчета можем воспользоваться упрощенной формулой (5.5):

$$Q = kF(t_{вн} - t_{нар})n \quad (5.5)$$

Для определения потерь теплового потока необходимо определить коэффициент теплопередачи (5.6):

$$k = \left(\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2} \right)^{-1} \quad (5.6)$$

где α_1 – коэффициент теплоотдачи, определяющийся по среднему значению коэффициента теплоотдачи от внутреннего воздуха к поверхности ограждающей конструкции, $\alpha_1 = 8,7 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$;

α_2 – коэффициент теплоотдачи, определяющийся по среднему значению коэффициента теплоотдачи от внешней поверхности ограждающей конструкции к окружающей среде; $\alpha_2 = 23 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$;

λ – коэффициент теплопроводности материала стенок, для кирпича $\lambda = 0,58 \text{ (Вт}/\text{м} \cdot \text{К})$.

$$k = \left(\frac{1}{8,7} + \frac{0,73}{0,58} + \frac{1}{23} \right)^{-1} = 0,7 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Для определения тепловых потерь через ограждающие конструкции к окружающей среде воспользуемся климатологическими данными по средней месячной температуре воздуха г. Южноуральске, которые приведены в таблице 5.1 [26].

Потери тепла за период с мая по сентябрь принимаем равными 0, т.к. отопление отсутствует.

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

рез ограждающие конструкции за год составит 127750 Дж, что на 85400 кДж ниже, чем без использования утилизации теплоты в системе вентиляции.

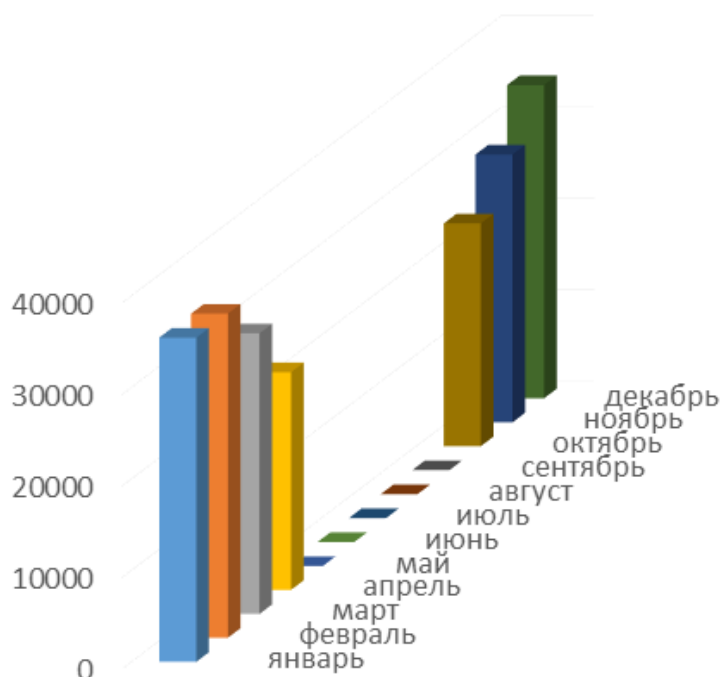


Рисунок 5.2 – Диаграмма тепловых потерь через ограждающие конструкции здания

Таблица 5.3 – Количество утилизируемой теплоты в системе вентиляции

Расчётный период	I	II	III	IV	V	VI
Количество утилизованного тепла	62304	66198	66198	73986	0	0
Расчётный период	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Количество утилизованного тепла	0	0	0	73986	66198	66198

Для утилизации низкопотенциальной теплоты помещения предлагается использовать тепловой насос. Преимуществом тепловых насосов является то, что они могут успешно дополнить существующие системы теплоснабжения, тем самым увеличивая КПД системы и повышая экономическую и экологическую эффективность системы.

Полученную теплоту предлагается использовать для подогрева поступающего в котёл воздуха.

зами. Чистый поток воды протекает внутри трубок и отделён стенками трубок от загрязнённой орошающей воды.

Через систему орошения, представляющую собой блок форсунок, распыляется орошающая вода. В результате непосредственного контакта с уходящими дымовыми газами, проходящими через орошающую камеру, вода нагревается. Поток орошающей воды используется для интенсификации передачи теплоты от дымовых газов чистому потоку воды, который протекает внутри трубок активной насадки.

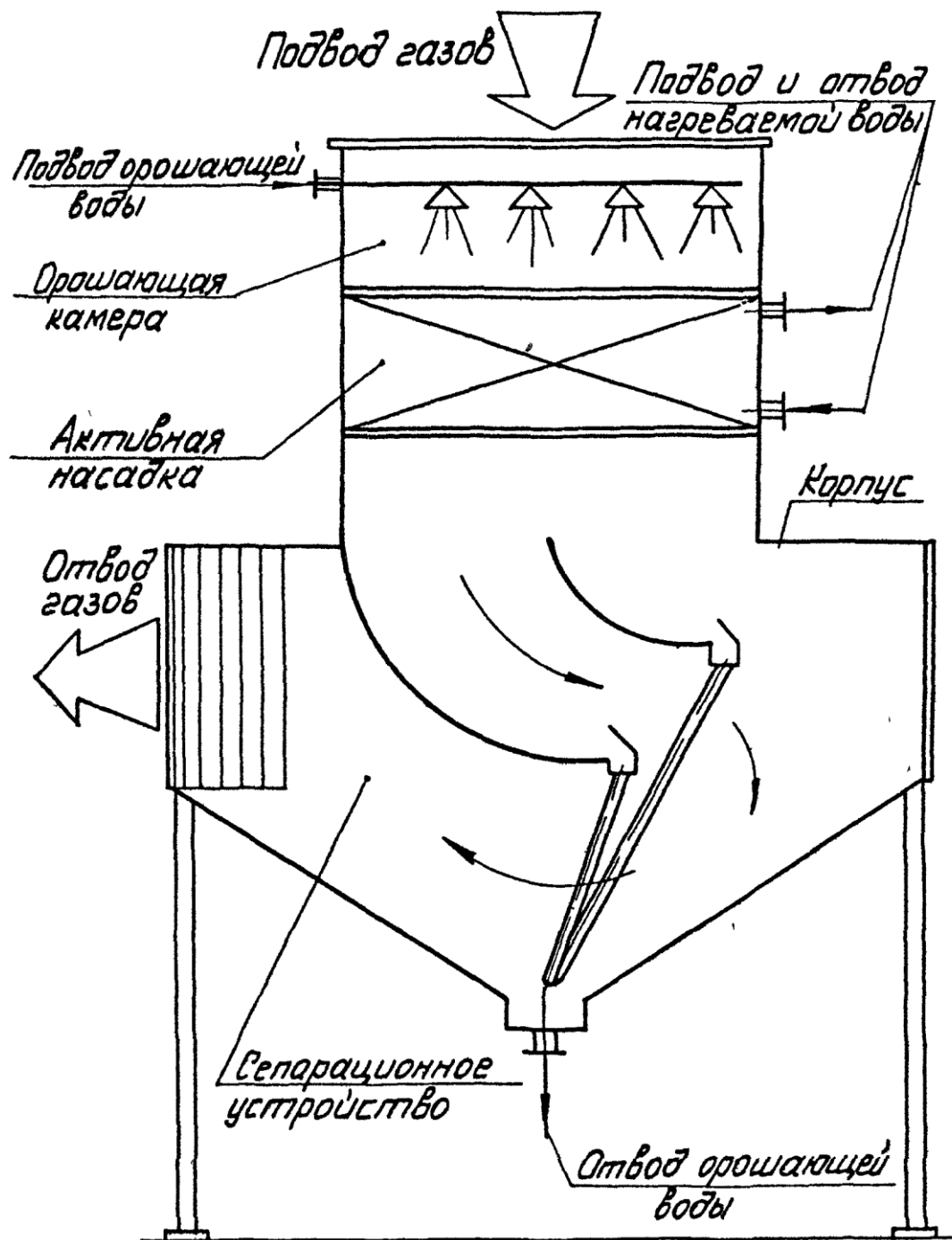


Рисунок 6.1 – Принципиальная схема КТАНа-утилизатора.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР

Лист

56

Теплота дымовых газов в КТАНе передаётся воде, протекающей в активной насадке, двумя путями: за счёт непосредственной передачи теплоты дымовых газов и орошающей воды и за счёт конденсации водяных паров, содержащихся в дымовых газах, на поверхности насадки.

При организации такого процесса теплообмена в КТАНе качество нагреваемой воды не зависит от состава дымовых газов.

Температура воды на выходе из насадки ограничивается температурой мокрого термометра дымовых газов. При сжигании природного газа с коэффициентом избытка воздуха 1,0...1,5 температура мокрого термометра дымовых газов составляет 55...65°C. Поэтому температура воды на выходе из активной насадки обычно не превышает 50°C.

Дымовые газы, пройдя насадку, поступают в сепарационное устройство, в котором происходит отделение капель воды от дымовых газов. Из КТАНа дымовые газы выходят с относительной влажностью 95...100%, что не исключает возможность конденсации водяных паров из дымовых газов в газоотводящем тракте после КТАНа. Для устранения возможности конденсации влаги необходимо производить подсушку дымовых газов путём перепуска 10...15% (или более) дымовых газов помимо КТАНа и дальнейшего смешения их с дымовыми газами, охлаждёнными в КТАНе.

В результате подсушки происходит уменьшение относительной влажности дымовых газов. Это позволяет допускать некоторое охлаждение дымовых газов в газоходах после КТАНа и в дымовой трубе без опасности конденсации водяных паров на их поверхностях.

Для бесперебойной подачи орошающей воды в контур системы орошения КТАНа включаются бак и насос. Орошающая вода собирается в нижней части КТАНа и самотёком стекает в бак. Из бака орошающая вода насосом подаётся к форсункам системы орошения.

Для котла КВ-ГМ-20-150 используется КТАН-2,3УГ [31], характеристики которого представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Основные технические характеристики КТАН-2,3УГ

Теплопроизводительность, МВт	2,3
Расход нагреваемой воды, т/ч (номинальный)	44,0
Температура нагреваемой воды, °С	
- На входе	От 5 до 20
- На выходе	От 45 до 50

Таким образом, экономия тепловой энергии при использовании КТАНов составит 2,3 МВт.

7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Вредные выбросы при сжигании топлива являются одной из главных проблем промышленной теплоэнергетики. Горючими компонентами газообразного топлива являются углерод С и водород Н. С протеканием реакции горения при количестве воздуха, достаточном для полного сжигания, образуются двуокись углерода CO_2 , водяные пары H_2O , а также под воздействием высоких температур азот N топлива и воздуха окисляется, образуя моноокись азота NO и двуокись азота NO_2 .

Наиболее опасными для окружающей среды являются выбросы NO_2 , который имеет красно-бурый цвет и удушливый резкий запах. Он хорошо растворяется в воде и оказывает отрицательное влияние на дыхательную систему человека. Хотя и моноокись азота NO, которая менее токсична, составляет большую часть уходящих дымовых газов, она доокисляется с помощью кислорода воздуха и превращается в опасный NO_2 .

Если воздуха, подаваемого в топку, недостаточно для полного сжигания топлива, то образуются продукты неполного сгорания: моноокись углерода CO, углеводороды CH_4 и другие, а также различные канцерогенные вещества. Такое явление называется недожогом. Как химический, так и механический недожог являются серьёзной проблемой, так как в результате снижается КПД котла, и происходит унос несгоревшего воздуха с дымовыми газами.

Современные методы сжигания топлива в совокупности с мероприятиями, направленными на уменьшение выбросов оксидов азота, позволяют понизить количество опасных веществ, попадающих в окружающую среду и наносящих ей значительный ущерб, до предельно допустимых норм.

При расчёте влияния токсичных компонентов на окружающую среду исходным показателем является выброс этих компонентов в единицу времени.

7.1 Расчёт концентрации вредных выбросов и высоты дымовой трубы

Топливом является природный газ, характеристика которого была приведена в Главе 4. Перепишем результаты расчёта объёма продуктов сгорания топлива в таблицу 7.1

Таблица 7.1 – Расчёт объёмов продуктов сгорания топлива

Наименование величин	Обозначение	Размерность	Значение
1	2	3	4
Коэффициент избытка воздуха	α_{cp}	-	1,06
Теоретический объём воздуха	V^0	$м^3/м^3$	9,576
Теоретический объём трёх-атомных газов	V_{RO_2}		1,015

Окончание таблицы 7.1

1	2	3	4
Теоретический объём водяных паров	$V_{H_2O}^0$	$\text{м}^3/\text{м}^3$	2,161
Теоретический объём двухатомных газов	$V_{N_2}^0$		7,585
Действительный объём водяных паров	V_{H_2O}		2,1948
Действительный объём продуктов сгорания (при нормальных условиях)	V_2		11,344

Выброс окислов азота рассчитаем по формуле 7.1 [Расчёт дымовой трубы].

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot k \cdot B \cdot Q_n^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta_1 \cdot (1 - \beta_2 \cdot r) \cdot \beta_3, \quad (7.1)$$

где k – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1т сожженного условного топлива, кг/т. Для водогрейных котлов рассчитывается по формуле 7.2:

$$k = \frac{2,5 \cdot Q_{\phi}}{20 + Q_n} \quad (7.2)$$

где: Q_n и Q_{ϕ} - номинальная и фактическая теплопроизводительность котла, Гкал/ч.

$$k = \frac{2,5 \cdot 17,97}{20 + 20} = 1,12$$

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

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

r – степень рециркуляции инертных газов (дымовых газов, сушильного агента и т.п.) в процентах расхода дутьевого воздуха;

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

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 1,12 \cdot 0,743 \cdot 33603,8 \cdot 0,85 = 0,808 \text{ г/с}$$

Объём продуктов сгорания при нормальных условиях для одного котла:

$$V_2 = 11,344 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Приведённый к условиям выхода объём рассчитывается по формуле 7.3:

$$V_{np} = \frac{p_n \cdot V_2 \cdot T_2}{p_2 \cdot T_n} \quad (7.3)$$

$$V_{np} = \frac{760 \cdot 11,344 \cdot (273 + 140)}{725 \cdot 273} = 18 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объёмный расход выбрасываемых газов рассчитывается по формуле 7.4:

$$V = B_p \cdot V_{np} \quad (7.4)$$

$$V = 0,743 \cdot 18 = 13,374 \text{ м}^3/\text{с}$$

Концентрацию оксидов азота найдём формуле 7.5:

$$C_{NO_2} = \frac{M_{NO_2}}{V} \quad (7.5)$$

$$C_{NO_2} = \frac{0,808}{13,374} = 0,06 \text{ г/м}^3$$

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

Минимально допустимая высота трубы H , при которой обеспечивается значение C_m , равное ПДК, при наличии Z труб одинаковой высоты и выброса при температуре выбрасываемых газов большей температуры атмосферного воздуха ($\Delta T > 0$), может быть рассчитана по формуле 7.6:

$$H = \sqrt{AFnm\eta \frac{M}{\text{ПДК}} \sqrt[3]{\frac{Z}{V_1 \Delta T}}} \quad (7.6)$$

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

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

ΔT – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

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

η – поправочный коэффициент на рельеф. Перепад высот в местности размещения источника выбросов не превышает 50 м на 1 км, значит $\eta = 1$.

A, F, n, m – коэффициенты, значения которых определяются из [Грибанов].

$A=160, F=1, m$ и n – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой. Значения этих коэффициентов определяются по вспомогательным величинам:

$$f = \frac{10^3 w_o^2 D_o}{H^2 \Delta T};$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T / H};$$

$$v'_m = 1,3 w_o \cdot D_o / H;$$

$$f_e = 800 (v'_m)^3;$$

где D_o – диаметр устья источника выброса, м;

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

Дымовые трубы сооружаются по типовым проектам из кирпича и железобетона. Применение металлических дымовых труб диаметром более 1 м допускается только при технико-экономической целесообразности такого решения. Диаметры выходного сечения кирпичных и железобетонных труб в м должны приниматься из приведенного ниже ряда значений:

$D_o = 1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,4; 3,0; 3,6; 4,2; 4,8; 5,4; 6,0; 6,6; 7,2; 7,8; 8,4; 9,0; 9,6$.

Оптимальная скорость газов на выходе при искусственной тяге и высоте трубы до 250 м - 20...30 м/с, и при высоте более 250 м — 30...45 м/с.

При проектировании дымовой трубы диаметр устья нужно принимать таким, чтобы скорость выхода газов, равная (7.7) удовлетворяла указанным рекомендациям:

$$w_o = \frac{4V_1}{\pi D_o^2} \quad (7.7)$$

Задаёмся скоростью $w_o = 20$ м/с, из чего следует, что $D_o = 0,917 \approx 1,2$ м. Площадь сечения f составит 1,13 м². Тогда реальная скорость газов

$$w = V / f = 13,212 / 1,13 = 11,692 \text{ м/с}$$

										Лист
										61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР					

На данном этапе нам известны значения M (г/с), w (м/с), V_1 (м³/с), D_0 (м), а значит минимальное значение высоты трубы можно рассчитать по формуле 7.8:

$$H_1 = \sqrt{\frac{AF\eta}{\sqrt[3]{V_1 \Delta T}} \cdot \frac{M}{ПДК}} \quad (7.7)$$

$$H_1 = \sqrt{\frac{160 \cdot 1 \cdot 1}{\sqrt[3]{13,374 \cdot 117,2}} \cdot \frac{0,808}{0,04}} = 15,7 \text{ м}$$

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

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{13,374 \cdot 117,2}{15,7}} = 3$$

$$n=1$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 11,692^2 \cdot 1,2}{15,7^2 \cdot 117,2} = 5,678$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{5,678} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{5,678}} = 0,705$$

Найдём высоту по формуле (7.6)

$$H = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,705 \cdot 1 \cdot \frac{0,808}{0,04} \sqrt[3]{\frac{4}{13,374 \cdot 117,2}}} = 17,646 \text{ м}$$

Максимальная приземная концентрация вредных веществ, при выбросе из одиночного источника:

$$C_{M_{NO_2}} = \frac{AMFm\eta}{H^2 \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}$$

$$C_{M_{NO_2}} = \frac{160 \cdot 13,212 \cdot 1 \cdot 0,713}{17,646^2 \sqrt[3]{13,212 \cdot 117,2}} = 0,025$$

Концентрация выбросов оксида азота не превысила ПДК, значит расчёт можно считать окончанным.

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

6. Погасании факела горелки;
7. Неисправности цепей защиты;
8. Исчезновение напряжения в цепях защиты.

При достижении аварийных значений срабатывает аварийная защита, прекращается подача топлива к горелке и осуществляется вентиляция топки.

Для регулирования «нагрузки» (температура воды) в системе автоматизации реализуется регулятор соотношения «топливо-воздух».

Автоматический розжиг, схема защит и сигнализации осуществляется на программируемом логическом контроллере.

Предусмотрена возможность интеграции САУ в систему автоматизации котлоагрегата по средствам стандартных интерфейсов и протоколов и реализовать набор следующих дискретных входов/выходов:

- «Разрешение на запуск»;
- «Авария котлоагрегата»;
- «Работа САУ»;
- «Авария САУ».

Список регулируемых параметров на щите управления:

1. Температура воды на выходе котлоагрегата;
2. Давления газа перед горелкой;
3. Давление газа между предохранительными клапанами;
4. Давление мазута перед горелкой;
5. Давление воздуха перед горелкой.

Список контролируемых параметров по местным показывающим приборам:

1. Температура воздуха после вентилятора;
2. Давление газа перед горелкой;
3. Давление мазута перед горелкой.

Список регистрируемых параметров:

1. Температура воды на выходе котлоагрегата;
2. Расход газа к котлоагрегату;
3. Расход мазута к котлоагрегату;
4. Расход воды через котлоагрегат;
5. Давления газа перед горелкой;
6. Давление мазута перед горелкой;
7. Давление воздуха перед горелкой.

Дистанционное управление механизмами котлоагрегата с контролем их состояния:

1. Вентилятор дутьевой;
2. Электрифицированная задвижка на выходе из котлоагрегата;
3. Клапаны газового блока котлоагрегата;

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

1. мнемосхемы, включающей мнемоническое изображение технологического процесса с выводом на нее информации о технологическом процессе, состоянии оборудования и положении исполнительных механизмов;
2. значений технологических параметров противоаварийных защит;
3. значений параметров контуров регулирования (текущее значение, задание, управляющее воздействие);
4. трендов технологических параметров за требуемый промежуток времени.

Предусмотрено автоматическое формирование отчета о работе оборудования за смену с выводом на печать, архивирование технологических параметров с автоматическим удалением переполненных архивов.

На видеограммах предусмотрена сигнализация нарушений регламентных, предупредительных и аварийных границ.

Сигнализация выхода параметров за регламентные и аварийные границы определяется:

1. строкой в верхней части видеограммы;
2. изменением цвета соответствующих элементов на фрагментах мнемосхемы;
3. строкой в листе аварийных сообщений, специальным блоком звуковой сигнализации.

Данное решение позволяет оперативно оценивать работу котлоагрегата, а также динамику изменения параметров. Вести архивы событий и регистрацию необходимых технологических параметров.

Система автоматизации на базе программируемого контроллера SIEMENS.

В комплект поставки системы автоматизации входит следующее оборудование:

1. Щит управления ЩУК, в котором установлены контроллер с программой управления котлом, алгоритмом безопасной проверки герметичности и безопасной эксплуатации котлоагрегата, панель оператора (экран 10", TFT-дисплей, 1024x768 пикселей, IP65) с программой отображения мнемосхемы котлоагрегата и функциями управления котлом, аппаратура питания вторичных приборов и первичных датчиков.
2. Шкаф ЩЧПВ с преобразователем частоты VFD-CP для электродвигателя вентилятора.
3. Щит местных приборов ЩМП (габаритные размеры 600x500x250мм) с приборами АДН, АДР.
4. Комплект первичных датчиков давления ПД-100ДИ, датчиков температуры Pt100.
5. Запально-защитное устройство ЗЗУ.
6. Электромагнитный расходомер ЭРСВ-540Ф с токовым выходом.
7. Комплект показывающих манометров ТМ-510, термометров БТ-51, напорометров НМП-52М2.

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. Отборные устройства импульсов давления воздуха, давления воды, температуры воды.

9. Исполнительные механизмы МЭО-40/63-0,25р-94.

10. Технологический алгоритм проверки герметичности газовых клапанов и розжига горелки котлоагрегата.

11. Комплект технической документации.

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

при эксплуатации. Конструкции тепловой изоляции трубопроводов и оборудования должны отвечать требованиям:

1. Энергоэффективности – иметь оптимальное соотношение между стоимостью теплоизоляционной конструкции и стоимостью тепловых потерь через изоляцию в течение расчетного срока эксплуатации;
2. эксплуатационной надежности и долговечности – выдерживать без снижения теплозащитных свойств и разрушения эксплуатационные, температурные, механические, химические и другие воздействия в течение расчетного срока эксплуатации;
3. безопасности для окружающей среды и обслуживающего персонала при эксплуатации.

Материалы, используемые в теплоизоляционных конструкциях, не должны выделять в процессе эксплуатации вредные, пожароопасные и взрывоопасные, неприятно пахнущие вещества в количествах, превышающих предельно допустимые концентрации, а также болезнетворные бактерии, вирусы и грибы.

Потенциально опасные участки должны быть обозначены знаками безопасности в соответствии с ГОСТ 12.4.026-2015 «Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики», предупреждающими машиниста о возможной травмоопасности на данном участке, а также необходимо нанести цветовое обозначение в соответствии с ситуацией: если препятствия и места опасности существуют постоянно, то они должны быть обозначены сигнальной разметкой с чередующимися желто-черными полосами, если препятствия и места опасности носят временный характер, например при дорожных, строительных и аварийно-спасательных работах, то опасность должна быть обозначена сигнальной разметкой с чередующимися красно-белыми полосами.

Для предотвращения травмирования машиниста вследствие падения с высоты необходимо четко соблюдать инструктаж по технике безопасности, в частности:

Запрещается опираться и становиться на барьеры площадок, ходить по трубопроводам, а также конструкциям и перекрытиям, не предназначенным для прохода по ним. Места, опасные для прохода или нахождения в них людей, должны ограждаться канатами или переносными щитами с укрепленными на них знаками безопасности. Знаки безопасности, предназначенные для размещения в производственных условиях, содержащих агрессивные химические среды, должны выдерживать воздействие газообразных, парообразных и аэрозольных химических сред. Площади, где возможно травмирование в результате падения, должны иметь цветовое обозначение: поверхность ограждения должна быть целиком окрашена лакокрасочными материалами желтого сигнального цвета или иметь чередующиеся наклонные под углом 45°-60° полосы желтого сигнального и черного контрастного цветов. Ширина полос 20-300 мм при со-

										13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							69

отношении ширины полос желтого и черного цвета от 1:1 до 1,5:1. Так же допускается использование сигнальной разметки тех же цветов.

Для исключения поражения машиниста котла горячим теплоносителем, необходимо предусмотреть наличие показывающих устройств контроля и автоматизации оборудования, в т.ч. манометров и термометров, сигналы от которых передаются в диспетчерскую, что позволяет оператору регулировать параметры теплоносителя (температуру, давление, расход) таким образом, чтобы они находились в пределах нормы для недопущения аварийных ситуаций. Средства КИПиА должны предусматривать непосредственную связь сигналов о ненормальной работе или аварийном режиме с сигнализацией оповещения для привлечения внимания персонала и о начале мероприятий по устранению аварии, либо сигнале об эвакуации из зоны поражения. На пути эвакуации обязательно должны присутствовать сигнальная разметка и знаки безопасности

9.3 Электробезопасность

Возможность поражения электрическим током возникает в результате прикосновения или приближения на недопустимое расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением. Причиной этого может быть неисправность электропроводки, установочных изделий, электроприборов. Также причиной поражения электрическим током может быть прикосновение к металлическому корпусу электроприбора, если он оказался под напряжением вследствие повреждения изоляции.

Электрический ток повреждает ткани не только в месте его входа и выхода, но и на всем пути прохождения через тело человека, вызывает ожоги, электрометаллизацию кожи, электрический удар.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от:

1. рода и величины напряжения и тока;
2. частоты электрического тока;
3. пути тока через тело человека;
4. продолжительности воздействия электрического тока или электромагнитного поля на организм человека;
5. условий внешней среды.

По категории электроопасности, согласно ГОСТ 12.1.019-2017 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность», котельный цех относится к особо опасным помещениям, т.к. в нем присутствуют более двух признаков опасности: жаркое, сырое помещение с токопроводящими полами. Проектируемыми потребителями электроэнергии являются дымососы, вентиляторы, приводы насосов, КИПиА и т.д. Сети электроснабжения прокладываются открыто по стенам в трубе по полу.

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

В качестве мероприятий по предупреждению электротравматизма обслуживающего персонала используются:

1. защитное заземление;
2. защитное зануление;
3. обеспечение устройств блокировкой;
4. двойная изоляция токоведущих частей оборудования.

9.4 Пожаровзрывобезопасность

Возможными источниками пожара в котельной являются система топливо-поддачи котла. Утечки газа могут приводить к общему отравлению организма, вызывать удушье. Кроме того, в определенных концентрациях газо-воздушная смесь является взрывоопасной. Наиболее частыми причинами образования взрывоопасной концентрации газовой смеси могут быть:

1. недостаточное вентилирование топки и газоходов; подача газа в горелку до внесения или образования запального факела;
2. срыв пламени переносного запального устройства в топке при включении горелок;
3. попытка розжига соседней горелки от работающей без применения запального факела;
4. повторное включение горелок после срыва запального или основного факела без предварительной вентиляции топки и газоходов;
5. неправильное или преждевременное открытие кранов перед горелками;
6. неправильная продувка газопроводов перед пуском котла в работу.

Температуры, скорости газов и жидкостей выбраны исходя из требований технологического процесса, в местах соприкосновения металлических частей электрических машин с фундаментом установлены диэлектрические прокладки. Причиной пожара в помещении насосной может послужить повреждение изоляции токоведущих частей оборудования, нарушение целостности проводки. В соответствии с НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» по степени пожарной опасности котельная относится к категории «Г» (помещения, в которых находятся (обращаются) негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, и (или) горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива), по степени огнестойкости является объектом второй степени, класс пожароопасности П-1. Согласно Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности котельная по классу функциональной пожарной опасности относится к категории Ф5.1 – производственные здания, сооружения, производственные и лабораторные помещения, мастерские.

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Пожаровзрывобезопасность может быть обеспечена мерами пожарной профилактики и активной пожарной защиты. Пожарная профилактика включает комплекс мероприятий, направленных на предупреждение пожара или уменьшение его последствий. Активная пожарная защита - меры, обеспечивающие борьбу с пожарами или взрывоопасной ситуацией.

Мероприятия по пожарной профилактике разделяются на:

1. организационные – предусматривают правильную эксплуатацию машин и внутрицехового транспорта, правильное содержание зданий, территории, противопожарный инструктаж рабочих и служащих, организацию пожарнотехнических комиссий, издание приказов по вопросам усиления пожарной безопасности и т.д.;

2. технические – предусматривают правильную эксплуатацию машин и внутрицехового транспорта, правильное содержание зданий, территории, противопожарный инструктаж рабочих и служащих, организацию пожарнотехнических комиссий, издание приказов по вопросам усиления пожарной безопасности и т.д.;

3. режимные – предусматривают запрещение курения в неустановленных местах производства, сварочных и других огневых работ в пожароопасных помещениях и т.д.;

4. эксплуатационные – своевременные профилактические осмотры, ремонты и испытания технологического оборудования.

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

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

Все электрические установки защищены как от грозových, так и от коммуникационных перенапряжений.

Газопроводы оборудуют водяными затворами или пламяпреградителями для защиты от попадания взрывной волны или пламени со стороны сети потребления, а также от проникновения кислорода.

Помещение котельной построено таким образом, чтобы ограничить распространение огня во время взрыва или пожара и уменьшить их разрушительные последствия. Для этого устанавливаются прочные массивные стены из несгораемых материалов в тех направлениях, в которых взрыв или пожар приведет к наиболее разрушительным последствиям.

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

- 5) ремонт грузоподъемных машин (кроме колесных и гусеничных самоходных), крановых тележек, подкрановых путей;
- 6) вывод теплопроводов в ремонт;
- 7) установка и снятие заглушек на трубопроводах (кроме трубопроводов воды с температурой ниже +45°C);
- 8) испытание тепловых сетей на расчетное давление и температуру теплоносителя;
- 9) гидропневматическая промывка трубопроводов;
- 10) производство монтажных и ремонтных работ вблизи действующих тепловых энергоустановок;
- 11) ремонт вращающихся механизмов;
- 12) теплоизоляционные работы на действующих трубопроводах и тепловых энергоустановках;
- 13) нанесение антикоррозионных покрытий;
- 14) ремонтные работы в мазутном хозяйстве;
- 15) работы в местах, опасных в отношении загазованности, взрывоопасности, поражения электрическим током и с ограниченным доступом посещения;
- 16) ремонт дымовых труб, градирен, зданий и сооружений.

На время работ по наряду-допуску документация, в том числе и удостоверения о проверке знаний членов бригады (кроме бригадира) по согласованию с инженером по охране труда должна храниться в отдельной папке у руководителя работ.

При выполнении ремонтных работ по наряду-допуску бригадир отвечает:

1. за правильность выполнения необходимых в процессе производства работ мер безопасности, указанных в наряде-допуске;
2. за четкость и полноту инструктажа и указаний, которые он дает членам бригады непосредственно на рабочем месте;
3. за соблюдение им самим и членами бригады требований инструкций по охране труда и выполнение мер безопасности, определенных ППР, технологическими документами и техническими условиями;
4. за наличие, исправность и применение инструмента, инвентаря, средств защиты, такелажных приспособлений;
5. за сохранность установленных на месте работы ограждений, знаков безопасности, запирающих устройств.

Члены бригады отвечают:

1. за выполнение требований инструкций по охране труда и указаний по мерам безопасности, полученных при инструктажах перед допуском к работе и во время работы;
2. за применение выданных средств защиты, спецодежды и исправность используемого инструмента и приспособлений;
3. за четкое соблюдение условий безопасности выполнения работы.

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Производитель работ (наблюдающий) по наряду-допуску должен все время находиться на месте работы. При необходимости отлучки производитель работ, если на это время его не может заменить руководитель работ, должен прекратить работу бригады и вывести ее в безопасную зону.

Кратковременный уход с места работы членов бригады допускается только с разрешения производителя работ, который до возвращения отлучившихся или до установления их местонахождения и предупреждение их об уходе бригады не имеет права уходить с бригадой с места работы.

При перерыве в работе в течение рабочего дня (на обед, по условиям производства работ) бригада удаляется с рабочего места и наряд-допуск остается у производителя работ. Ни один из членов бригады не имеет права после перерыва приступить к работе самостоятельно. Допуск бригады после такого перерыва осуществляет производитель работ единолично без оформления в наряде-допуске.

При возникновении аварийной или внештатной ситуации (пожар, опасность несчастного случая, поломки оборудования, несчастный случай и т.д.) необходимо работы прекратить, персонал вывести в безопасное место и сообщить вышестоящему руководству. Одновременно с этим в зависимости от ситуации принять меры по предупреждению и устранению аварийной или нештатной ситуации (вызвать пожарную охрану, приступить к тушению огня имеющимися средствами, остановить оборудование или соответствующий механизм, снять напряжение, отключить подачу сжатого воздуха, пара или воды, оградить опасную зону и т.п.), а при несчастном случае оказать доврачебную помощь пострадавшему, сохранив по возможности обстановку на месте происшествия.

По окончании рабочего дня место работы убирается, знаки безопасности, ограждения и запирающие устройства остаются на месте. Наряд-допуск сдается дежурному персоналу.

На следующий день к прерванной работе по нарядам-допускам можно приступить после осмотра места работы, инструктажа бригады и проверки мер безопасности допускающим и производителем работ.

На рабочем месте (рабочей зоны) должна соблюдаться чистота.

Пролитое масло и другие жидкости следует немедленно убирать.

Курение разрешается только в специально отведенных местах.

9.5.2 Требования охраны труда при эксплуатации тепловых энергоустановок

При пуске, отключении, опрессовке и испытании тепловых энергоустановок и трубопроводов под давлением разрешается находиться вблизи них только работникам, непосредственно выполняющим эти работы.

При повышении давления при гидравлическом испытании тепловых энергоустановок до пробного запрещается нахождение на них людей.

Сварные швы испытываемых тепловых энергоустановок и трубопроводов осматриваются только после снижения пробного давления до рабочего.

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

разработки водогрейной котельной составляют 400 тыс. руб [28]. Цены на котлоагрегат и вспомогательное оборудование предоставлены производителем [22].

Стоимость монтажных работ по данным сметного отдела принята 30 % от стоимости оборудования и рассчитывается по формуле (10.1):

$$K_{\text{монт}} = 0,3 \cdot K_{\text{осн}}, \quad (10.1)$$

Сначала представим стоимость оборудования и монтажных работ первого варианта – использования КВ-ГМ-23,26-150. Расчёты сведены в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Стоимость оборудования и монтажных работ для двух котлов КВ-ГМ-23,26-150

Наименование оборудования	Количество	Стоимость единицы, тыс.руб.		Общая стоимость, тыс.руб.	
		Оборудования	Монтажных работ	Оборудования	Монтажных работ
1	2	3	4	5	6
Котёл КВ-ГМ-23,26-150	2	5322,72	1596,81	10645,44	3193,62
Горелка ГМПВ-25	2	580,00	174,00	1160,00	348,00
Вентилятор ВДН-12,5-1000	2	195,50	58,65	391,00	117,30
Дымосос ДН-17Х-750	2	762,30	228,69	1524,60	457,38
КИПиА	2	45,00	13,50	90,00	27,00
Трубопроводы и арматура	1	66,00	19,80	66,00	19,80
Теплообменник	2	1038,11	311,43	2076,22	622,86
ИТОГО	-	-	-	15953,26	4785,98

Расходы на транспортировку и складирование оборудования принимаем 5% от стоимости оборудования [18]. Транспортные расходы составят (10.2):

$$K_{\text{транс}} = 0,05 \cdot K_{\text{осн}}, \quad (10.2)$$

$$K_{\text{транс}} = 0,05 \cdot 15953,26 = 797,663 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость пусконаладочных работ по данным сметного отдела пусконаладочной организации «ООО Волгоатомспецстрой» составляет 580,00 тыс. руб [29].

Результаты расчета капитальных затрат на строительство водогрейной котельной сведем в таблицу 10.2.

Таблица 10.2 – Смета капитальных затрат

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб
Затраты на проектно-изыскательские работы	400,00
Стоимость оборудования	15953,26
Стоимость строительно-монтажных работ	4785,98
Транспортные затраты	797,66
Стоимость пуско-наладочных работ	580,00
Итого	23584,10

Аналогично составим смету капитальных затрат для второго варианта – использования Viessmann Vitomax 300-HW M94A. Расчёт стоимости и монтажных работ сведём в таблицу 10.3.

Таблица 10.3 – Стоимость оборудования и монтажных работ для двух котлов Viessmann Vitomax 300-HW M94A

Наименование оборудования	Количество	Стоимость единицы, тыс.руб.		Общая стоимость, тыс.руб.	
		Оборудования	Монтажных работ	Оборудования	Монтажных работ
Котёл Viessmann Vitomax	2	15114,38	4534,31	30228,76	9068,63
Горелка Brenner-20	2	795,10	238,53	1590,20	477,06
Вентилятор Luftbläser-550	2	268,50	80,55	537,00	161,10
Дымосос Abgassauger-1000	2	1030,30	309,09	2060,60	618,18
КИПиА	2	156,70	47,01	313,40	94,02
Трубопроводы и арматура	1	66,00	19,80	66,00	19,80
Теплообменник	2	1038,11	311,43	2076,22	622,87
ИТОГО	-	-	-	36872,18	11061,65

Транспортные расходы составят:

$$K_{\text{транс}} = 0,05 \cdot 36872,18 = 1843,61 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчета капитальных затрат на строительство водогрейной котельной с использованием водогрейных котлов зарубежного производителя сведём в таблицу 10.4.

Таблица 10.4 – Смета капитальных затрат

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2

Окончание таблицы 10.4

1	2
Затраты на проектно-изыскательские работы	400,00
Стоимость оборудования	36872,18
Стоимость строительного-монтажных работ	11061,65
Транспортные затраты	1843,61
Стоимость пуско-наладочных работ	580,00
Итого	50757,44

10.1.2 Расчёт эксплуатационных затрат для двух вариантов

После реализации проекта котельной начинается её эксплуатация, которая требует ежегодных материальных, топливно-энергетических, трудовых затрат и ресурсов.

Работа котельной предусматривается в автоматизированном режиме без постоянного обслуживающего персонала. Годовые эксплуатационные затраты включают в себя:

- затраты на топливо;
- амортизационные отчисления;
- затраты на электроэнергию;
- затраты на воду для подпитки;
- затраты на текущие ремонты оборудования;
- общехозяйственные расходы.

Расчет текущих затрат на энергетическое обслуживание водогрейной котельной для первого варианта – использования КВ-ГМ-23,26-150 – представлен в таблице 10.5.

Таблица 10.5 – Расчет текущих затрат на энергетическое обслуживание водогрейной котельной для района новостроек города Южноуральска

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Расчетная формула	Величина
1	2	3	4
Годовой расход газа, $G_{год}$	м ³ /год	-	$23,15 \cdot 10^6$
Тариф на газ [27]	руб./м ³	C_m	5,03
Годовые затраты на газ	тыс.руб./год	$I_m = G_{год} \cdot C_m$	116444,50
Расход воды	м ³ /год	$G_{год}$	67800
Тариф на использование воды [27]	руб./м ³	C_m	24,37
Годовые затраты на воду	тыс.руб./год	$I_в = G_{год} \cdot C_в$	1652,29
Тариф на электроэнергию [27]	Руб./кВт.ч	-	3,19

Окончание таблицы 10.5

1	2	3	4
Годовое потребление электроэнергии, $N_э$	кВт/год	$N_э$	1137000
Тариф на электроэнергию	руб/кВт·ч	$Ц_э$	3,315
Годовые затраты на электроэнергию	руб./год	$I_э = N_э \cdot Ц_э$	3769155
Амортизационные отчисления (10%)	тыс.руб./год	$I_a = H_a \cdot K_{общ}$	0,1*15953,26=1595,33
Затраты на текущие ремонты оборудования (5%)	тыс.руб./год	$I_{мп} = 0,05 \cdot I_a$	0,2*1595,33=319,07
Итого затрат	тыс.руб/год	$I_{тек}$	120489,78
Себестоимость 1 Гкал тепловой энергии	руб/Гкал	$I = \frac{I_{тек}}{Q_n^p \cdot Q_{кот}}$	687,12

Аналогично рассчитаем текущие затраты для варианта использования водогрейных котлов Viessmann Vitomax 300-HW M94A. Суммарная стоимость всего оборудования котельной во втором варианте – 36872,18 тыс. руб. Результаты этих расчётов сведём в таблицу 10.6.

Таблица 10.6 – Расчет текущих затрат на энергетическое обслуживание водогрейной котельной с котлами зарубежного производителя

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Расчетная формула	Величина
1	2	3	4
Годовой расход газа	м ³ /год	$G_{год}$	23,15·10 ⁶
Тариф на газ [27]	руб./м ³	$Ц_m$	5,03
Годовые затраты на газ	руб./год	$I_m = G_{год} \cdot Ц_m$	116444500
Расход воды, $G_{год}$	м ³ /год	$G_{год}$	67800
Тариф на использование воды [27]	руб/м ³	$Ц_в$	24,37
Годовые затраты на воду	руб./год	$I_в = G_{год} \cdot Ц_в$	1652286
Годовое потребление электроэнергии, $N_э$	кВт·ч/год	$N_э$	1137000
Тариф на электроэнергию	руб/кВт·ч	$Ц_э$	3,315
Годовые затраты на электроэнергию	руб./год	$I_э = N_э \cdot Ц_э$	3769155
Амортизационные отчисления (10% от капитальных затрат)	тыс.руб./год	$I_a = H_a \cdot K$	0,1*36872,18=3687,22

Окончание таблицы 10.6

Затраты на текущие ремонты оборудования (20% от затрат на амортизацию)	тыс.руб./год	$I_{mp} = 0,05 \cdot I_a$	0,2*3687,22=737,44
Итого затрат	тыс.руб./год	I_{mek}	123627616
Себестоимость 1 Гкал тепловой энергии	Руб/Гкал	$I = \frac{I_{mek}}{Q_n^p \cdot Q_{кот}}$	705,64

10.1.3 Определение экономической эффективности строительства водогрейной котельной

Проведем сравнительный анализ единовременных (капитальных) и производственных (текущих эксплуатационных) затрат при двух сопоставляемых вариантах.

При использовании котла КВ-ГМ-23,26-150 капитальные затраты составят $K_1 = 23584,1$ тыс. руб., текущие затраты $I_1 = 120489,78$ тыс. руб.

При использовании котла Viessmann Vitomax 300-HW M94A капитальные затраты составят $K_2 = 50757,44$ тыс. руб., текущие затраты $I_2 = 123627,62$ тыс. руб.

Отсюда видим, что и капитальные, и текущие затраты в первом варианте ниже, чем во втором.

Годовой экономический эффект определяется по формуле (10.3):

$$\mathcal{E}_2 = \Delta I + E_n \cdot \Delta K. \quad (10.3)$$

$$\mathcal{E}_2 = (123627,62 - 120489,78) + 0,125 \cdot (50757,44 - 23584,1) = 6534,81 \text{ тыс.руб./год.}$$

Положительная величина \mathcal{E}_2 свидетельствует о том, что решение, предлагаемое в выпускной квалификационной работе о разработке водогрейной котельной для жилого района с использованием КВ-ГМ-23,26-150, является эффективным.

10.2 SWOT-анализ вариантов технических решений

Модель используется для качественного анализа вариантов технических решений, сравниваемых в экономической части ВКР. Кроме того, она необходима для углубления результатов предыдущего анализа и определения долгосрочного направления повышения энергетической эффективности объекта теплоэнергетики или теплотехники.

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Сравнительный анализ вариантов осуществляется методом SWOT. Для этого составляются матрицы, в квадрантах которых приводятся сильные (S), слабые стороны каждого варианта (W), а также возможности (O) и угрозы (T) внешней среды при их реализации.

Выше был выбран альтернативный вариант – использование водогрейных котлов зарубежных производителей. Сейчас проведём SWOT-анализ этих двух вариантов. Анализ первого варианта – использование котла отечественного производителя – отображён в таблице 10.7.

Таблица 10.7 – SWOT-анализ варианта использования водогрейного котла отечественного производителя

<p>S:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Надёжность, долговечность и простота в эксплуатации; – Адаптация к непростым условиям использования в нашей стране; – Лёгкость сервисного обслуживания; – Доступная стоимость – Отличный вариант для импортозамещения. 	<p>W:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Большая металлоёмкость в сравнении с зарубежными аналогами; – КПД несколько ниже.
<p>O:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Поддержка со стороны местных властей; 	<p>T:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Появление на рынке котлов с более высоким КПД.

SWOT-анализ для второго варианта – использование водогрейных котлов зарубежных производителей – представлен в таблице 10.5.

Таблица 10.5 – SWOT-анализ варианта использования водогрейного котла зарубежного производителя

<p>S:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Высочайшее качество, высокотехнологичность; – Высокий уровень автоматизации; – Бесперебойная работа оборудования; – Высокая экологичность при сжигании топлива с низким выделением окислов азота. 	<p>W:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Значительные капитальные затраты; – Дорогостоящий монтаж оборудования; – Сложная адаптация к суровым условиям эксплуатации в нашей стране.
<p>O:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Поддержка зарубежного завода-изготовителя; 	<p>T:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Нестабильный курс рубля по отношению к доллару.

Проведя SWOT-анализ, можно сделать вывод о том, что использование водогрейных котлов отечественного производителя является наиболее выгодным вариантом по сравнению с использованием водогрейных котлов зарубежного производителя и позволит более эффективно использовать имеющиеся ресурсы. Предлагаемый вариант имеет больше преимуществ (сильных сторон) и возможностей.

10.3 Оценка движущих и сдерживающих сил и ресурсов водогрейной котельной для района новостроек города Южноуральска

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

Движущие силы:

- Невозможность функционирования зданий района новостроек без тепловой энергии (влияние сильное) без тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и ГВС;
- Наличие современного котельного и насосного оборудования (влияние среднее, т.к. способствует экономичной работе оборудования);
- Высокий уровень автоматизации (влияние слабое).

Сдерживающие силы:

- Большие капиталовложения (влияние сильное);
- Большой объём по проектированию (влияние среднее).

Сдерживающими силами для достижения цели проекта является высокая

По данному полю сил можно сделать вывод о том, что движущие силы в совокупности с потенциалом изменений преобладают над сдерживающими. Это значит, что проект может быть реализован, а после строительства водогрейной котельной будет обеспечено надежное теплоснабжение района новостроек, что, в конечном итоге, и является достижением основной долгосрочной цели. Соотношение влияния движущих и сдерживающих сил представлено на рисунке 10.1.

10.4 Планирование мероприятий по реализации проекта

Построение дерева целей начинается с формирования главной цели. Каждую цель более высокого уровня можно представить, как самостоятельную систему, включающую в себя цели более низкого уровня (подцели) как ее элементы. При этом необходимо установить полный состав подцелей. Цель второго уровня может быть расчленена на цели третьего и последующих уровней.

Признаком завершения построения дерева целей является формулировка таких целей, которые дальше не расчленяются и дают конечные результаты, определенные главной целью [18].

ДВИЖУЩИЕ СИЛЫ



СДЕРЖИВАЮЩИЕ СИЛЫ

Рисунок 10.1 – Поле сил К. Левина

На рисунке 10.2 представлена модель дерева целей проекта разработки водогрейной котельной для района новостроек города Южноуральска.

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

График Ганта позволяет:

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

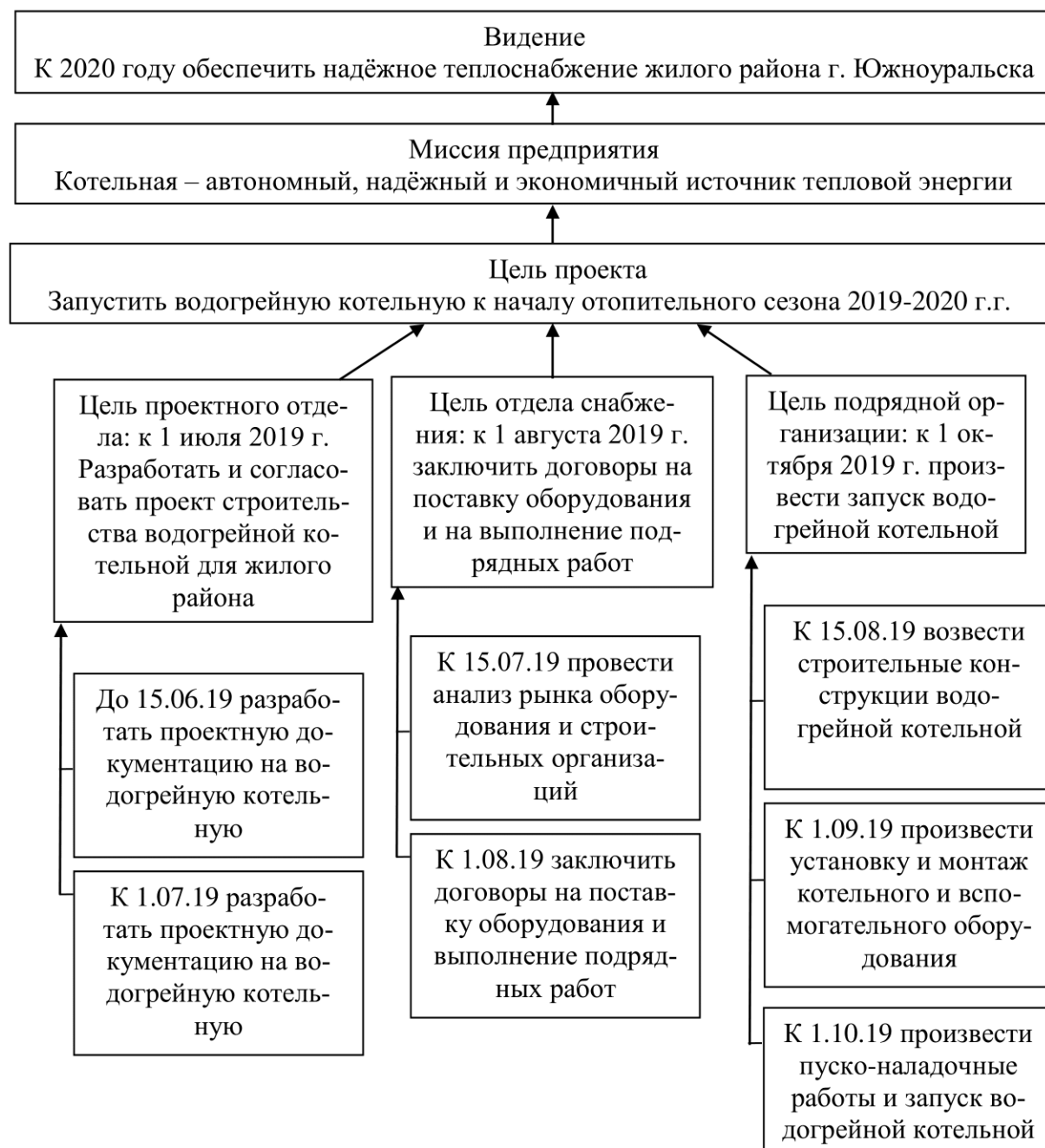


Рисунок 10.2 – Модель дерева проекта разработки водогрейной котельной для района новостроек города Южноуральска

График Ганта по строительству водогрейной котельной для района новостроек города Южноуральска изображён на рисунке 10.3.

Работы по проекту	Исполнители	Продолжительность 2019 г., мес.			
		6	7	8	9
1. Разработка проектной документации	Производственно-технический отдел				
2. Анализ рынка оборудования и строительных организаций	Отдел снабжения				
3. Заключение договоров на поставку оборудования и выполнение подрядных работ	Отдел снабжения				
4. Возведение строительных конструкций	Подрядная организация				
5. Установка и монтаж котельного и вспомогательного оборудования	Подрядная организация				
6. Пуско-наладочные работы и запуск котельной	Подрядная организация				

Рисунок 10.3 – График Ганта по строительству котельной.

Сведём в таблицу 10.6 основные технико-экономические показатели котельной

Таблица 10.6 – Технико-экономические показатели

Наименование показателей	Единицы измерения	Значение
Показатели энергетической (топливной) эффективности и энергосбережения: КПД котла	%	92,06
Показатели экономической эффективности:		
1. Единовременные (капитальные) затраты на реализацию проекта	тыс. руб.	23584,10
2. Годовые текущие затраты	тыс. руб./год	120489,78
3. Экономический эффект	тыс. руб./год	6534,81

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была предложена разработка водогрейной котельной для района новостроек в границах улиц Мира, Советский Армии, Победы г. Южноуральска.

Так как в 2020 году закрывается Южноуральская ГРЭС-1, снабжающая город теплом, встал вопрос о выборе источника теплоснабжения. Существующие тепловые сети в данном районе совсем новые, поэтому решение использования водогрейной котельной стало эффективным и целесообразным.

Было проведено сравнение отечественных и зарубежных передовых технологий и решений в области водогрейных котельных агрегатов, в результате которого было выявлено, что рынок котельного оборудования очень насыщен. Имеется большое количество практически идентичных по характеристикам водогрейных котлов. Существуют такие зарубежные аналоги предлагаемым в ВКР водогрейным котлам КВ-ГМ, как Viessmann Vitomax 300-HW M94A, BOSCH Unimat UT-N/UT-NZ и другие. Были рассмотрены и описаны преимущества и недостатки водогрейных котлов от производителей разных стран, на основании чего выбран отечественный производитель.

В специальной части были произведены расчёты в следующей последовательности: определение тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, далее на основании полученных данных произведён расчёт тепловой схемы котельной и выбраны водогрейные котлы КВ-ГМ производительностью 23,26 МВт. В работе были приведены технические характеристики и выполнен тепловой расчёт котла.

В разделе энергосбережения было предложено использование контактных теплоутилизаторов с активной насадкой для более глубокого использования теплоты уходящих газов.

В разделе экологии была определена концентрация вредных выбросов из дымовой трубы, рассчитано количество выбросов оксидов и произведён расчёт минимальной высоты дымовой трубы, которая не допускает концентрации вредных веществ выше предельно допустимой концентрации.

В разделе автоматизации были рассмотрены регулируемые параметры котельной установки, системы защиты и сигнализации, а также системы автоматического регулирования водогрейных котлов. Описана функциональная схема автоматического регулирования котла КВ-ГМ-23,26-150.

В разделе безопасности жизнедеятельности было оценено влияние потенциально опасных производственных факторов, рассмотрены общие требования техники безопасности при работе в котельной, требования электробезопасности и пожаровзрывоопасности, а также правила организации работы персонала.

Необходимость раздела «Экономика и управление» была обусловлена определением экономической целесообразности предлагаемой в ВКР разработки районной водогрейной котельной. Для экономического обоснования были сопоставлены предлагаемый вариант использования котельного оборудования

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

отечественного производителя с вариантом использования котельного оборудования зарубежного производителя, определены величины капитальных и текущих затрат и себестоимости отпускаемой тепловой энергии, оценены движущие и сдерживающие силы, составлен график Ганта. Более низкая себестоимость отпускаемой тепловой энергии, а также значительно более низкие капитальные вложения, говорят о том, что решение использования котельных агрегатов отечественного производителя является целесообразным и экономически выгодным.

Таким образом, цель работы достигнута, задачи – решены.

Результаты работы рекомендованы к использованию для разработки и внедрения проекта районной водогрейной котельной для района новостроек города Южноуральска.

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. Введён в действие 27.11.2009 // Российская газета № 5050 27 ноября 2009 г. – 2009.

2 СП 89.13330.1016. Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76. – Введ. 1978. М. Госстрой СССР.

3 ПБ 10-574-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов – Утв. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2008.

4 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» – Утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 25 марта 2014 г. № 116.

5 СП 131.13330.2012. Строительная климатология Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2) – Утв. Приказом Министерства регионального развития Российской Федерации (Минрегион России) от 30 июня 2012 г.

6 Кириллов, В. В. Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В. В. Кириллов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2010.

7 Тепловой расчет котлов: нормативный метод – 3-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Издательство НПО ЦКТИ, 1998. – 256 с.

8 Эстеркин, Р. И. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование: учебное пособие / Р. И. Эстеркин. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1989. – 280 с., ил.

9 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды: учебник для вузов / П. В. Росляков. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.- 336 с.: ил.

10 Грибанов А. И. Расчёт дымовой трубы: учебное пособие / А. И. Грибанов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2010.

11 ГОСТ 21.208-2013. СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. – Введ. 2014-11-01. – М.: Стандартинформ, 2014.

12 ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2015.

13 ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования – М.: Стандартинформ, 2006.

14 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны – М.: Изд-во стандартов, 1988.

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

официальный сайт. – URL.: <http://xn--80ad0ca.xn--p1ai/>

30 Примак, Л. В. Энергосбережение в ЖКХ: учебно-практическое пособие / Под ред. Л. В. Примака, Л. Н. Чернышова. -М.: Академический Проект; Альма Матер, 2011. – 622 с.

31 Рекомендации для проектирования котельных и промышленных ТЭЦ с применением КТАН-ов утилизаторов: типовые материалы для проектирования 903-01-258.87. – Приказ от 22.01.88 №11. Утв. Госстроем Латвийской ССР.

					13.03.01.2019.076.06 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93