

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент
ООО «ТЭСиС», Начальник КИПиА
_____ П.А. Вергасов
« ____ » _____ 2018г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
промышленной теплоэнергетики,
к.т.н., доцент
_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2018г.

**РАСШИРЕНИЕ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ МИКРОРАЙОНА №49А
Г. ЧЕЛЯБИНСКА В СВЯЗИ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА

ЮУрГУ–13.03.01.2018.050.02 ПЗ ВКР

Консультант по разделу
«Экономика и управление»,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2018 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ Т.Б. Жиргалова
« ____ » _____ 2018 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2018 г.

Автор работы,
студент группы П-479
_____ А.К. Барышникова
« ____ » _____ 2018 г.

Челябинск 2018

АННОТАЦИЯ

Барышникова А.К. Расширение водогрейной котельной микрорайона №49а г. Челябинска в связи с увеличением тепловых нагрузок. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2018, 104 с., 11 рис., библиогр. список - 68 наим., 5 листов чертежей ф.А1, 1 демонстрационный лист ф.А1

В ВКР произведен выбор и расчет оборудования для расширения существующей водогрейной котельной в связи с увеличением тепловых нагрузок в микрорайоне 49а г. Челябинска.

В работе приведено обоснование расширения существующей котельной в связи со строительством микрорайона, были определены тепловые нагрузки, выбрано энергоэффективное основное и вспомогательное оборудование для покрытия новых тепловых нагрузок, произведен расчет оборудования, выполнен гидравлический расчет тепловой сети, в результате которого получены значения тепловых потерь, выполнен экономический расчет, который подтверждает правильность принятого решения при расширении котельной.

Графическая часть выполнена с применением AutoCAD – системы автоматизированного проектирования на 5 листах формата А1. В графической части представлены: тепловая схема котельной, продольный и поперечный разрезы котла, расчетная схема тепловой сети, КИПиА котельной, план оборудования котельной.

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 АКТУАЛЬНОСТЬ И ОБОСНОВАНИЕ РЕШЕНИЯ О РАСШИРЕНИИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ КОТЕЛЬНОЙ В МИКРОРАЙОНЕ 49А Г. ЧЕЛЯБИНСКА.....	8
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	10
3 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ РАСЧЕТ И РЕГУЛИРОВАНИЕ.....	12
3.1 Расчет тепловых нагрузок.....	12
3.2 Регулирование тепловой нагрузки.....	15
4 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛА.....	18
4.1 Расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания.....	18
4.2 Коэффициент избытка воздуха и объемы дымовых газов по газоходам	19
4.3 Энтальпия дымовых газов по газоходам.....	20
4.4 Тепловой баланс котла.....	22
4.5 Поверочный расчет теплообмена в топке.....	25
4.6 Поверочный расчет дымогарных труб.....	31
4.7 Поверочный расчет теплового баланса.....	34
5 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	35
5.1 Подпиточные насосы.....	35
5.2 Сетевые насосы.....	37
5.3 Рециркуляционные насосы.....	39
5.4 Насосы сырой воды.....	40
5.5 Бак подпиточный	40
5.6 Горелка.....	40
5.7 Расширительный бак.....	41
5.8 Калорифер.....	41
5.9 Система очистки воды.....	42
6 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ.....	43
7 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....	46
7.1 Расчет приведенных потерь напора.....	46
7.2 Расчет и построение пьезометрического графика.....	50
7.3 Наладочный расчет тепловой сети.....	55
8 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	58
9 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	61
9.1 Расчет дымовой трубы.....	61
9.2 Расчет выброса оксидов азота.....	63
9.3 Расчет концентрации вредных веществ.....	63
9.4 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов.....	70

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

10	КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА.....	72
10.1	Контрольно-измерительные приборы.....	72
10.1.1	Термометры, термосопротивления и термостаты.....	72
10.1.2	Манометры, преобразователи и реле давления.....	73
10.1.3	Контроль пламени.....	74
10.1.4	Прочие контрольно-измерительные приборы.....	75
10.2	Автоматизация котельной.....	76
10.3	Автоматизация газоснабжения.....	77
11	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	79
11.1	Опасные и вредные производственные факторы.....	79
11.2	Должностные обязанности, вредные производственные факторы и риски мастера блочно-модульной котельной.....	82
11.3	Правила пожарной и электрической безопасности.....	84
12	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	87
12.1	Расчет капитальных затрат.....	87
12.2	Расчет текущих затрат.....	89
12.3	SWOT-анализ проектов.....	92
12.4	Построение дерева целей проекта.....	93
12.5	Основные показатели энергетической, экологической и экономической эффективности и демонстрационный плакат.....	94
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	95
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	96
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Спецификация к принципиальной тепловой схеме котельной.....	100
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Спецификация к схеме контрольно-измерительных приборов и автоматики котельной.....	102
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Спецификация к плану размещения оборудования котельной.....	104

ВВЕДЕНИЕ

Одна из заметных особенностей современной жизни в России – это формирование определенной системы и структуры по рациональному снабжению и потреблению энергии, которую можно назвать так же проблемой энергоснабжения.

Государство осуществляет поддержку предприятий, разрабатывающих проекты по энергосбережению и энергоэффективности. В настоящее время приняты и принимаются многочисленные нормативные документы, направленные на реализацию политики энергосбережения в государстве. Государственной Думой 11 ноября 2009 года принят Федеральный закон №261-ФЗ «Об энергосбережении», который ставит своей целью регулирование отношений, возникающих в процессе деятельности в области энергосбережения, в целях создания экономических и организационных условий для эффективного использования энергетических ресурсов.

Проблема энергосбережения стала остро актуальной в коммунальной сфере, где энергетические затраты, выраженные в денежном эквиваленте, оказались особенно обременительными для российского бюджета.

Правовое регулирование в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности основывается на следующих принципах:

- 1) эффективное и рациональное использование энергетических ресурсов;
- 2) поддержка и стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 3) системность и комплексность проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
- 4) планирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 5) использование энергетических ресурсов с учетом ресурсных, производственно-технологических, экологических и социальных условий [1].

К проблемам подачи тепла потребителю от централизованных источников теплоты (ТЭЦ, ТЭС) следует отнести большую протяженность и высокую степень износа инженерных теплосетей, а так же устаревшее физически и морально, и следовательно, очень энергозатратное оборудование, это приводит к тепловым потерям и к низкоэффективному сжиганию топливных ресурсов. Увеличение количества используемого топлива и затрат на его закупку ведут за собой повышение тарифов на теплоноситель для потребителей. Поэтому при строительстве новых зданий и сооружений всегда встает вопрос о выборе для них эффективного и экономически выгодного источника теплоснабжения. Одним из рациональных способов решения этих проблем может стать децентрализация отопительных се-

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

тей – использование автономных котельных, так как для них не требуется прокладка теплосетей большой протяженности и закупка сложного дорогостоящего оборудования.

Производство блочно-модульных котельных в России набирает обороты и всё чаще применяется при строительстве как новых многоэтажных микрорайонов, так и частных коттеджных поселков [45].

Работа посвящена выбору источника теплоснабжения для вновь возведенного микрорайона г. Челябинска. Учитывая существующую проблему энергосбережения и изложенные выше методы её решения, было решено произвести расширение уже существующей блочно-модульной котельной в связи с нехваткой тепловой мощности для покрытия новых тепловых нагрузок.

Цель работы – разработка схемы расширения котельной для увеличения предполагаемой мощности.

В работе ставятся следующие задачи:

- Изучение существующей схемы и оборудования котельной;
- Выполнение расчета тепловых нагрузок потребителей;
- Выбор нового оборудования, необходимого для покрытия увеличившихся нагрузок;
- Выполнение тепловых расчетов нового оборудования;
- Экономический расчет выбранной схемы.

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

1 АКТУАЛЬНОСТЬ И ОБОСНОВАНИЕ РЕШЕНИЯ О РАСШИРЕНИИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ КОТЕЛЬНОЙ В МИКРОРАЙОНЕ 49А Г. ЧЕЛЯБИНСКА

Микрорайон 49А – один из вновь возведенных районов г. Челябинска, общая тепловая нагрузка которого составляет уже около 200 МВт. Часть потребителей района были присоединены к централизованному городскому теплоснабжению, но обращаясь к вопросам энерго- и ресурсосбережения, было принято решение о возведении автономной блочно-модульной котельной. В микрорайоне уже находится блочная котельная мощностью 16 МВт, располагающая 3 котлами «Термотехник» ТТ-100 и всем необходимым вспомогательным оборудованием. Т.к существующая мощность не учитывает условия перспективной застройки, принято решение о расширении котельной для присоединения новых абонентов.

Был проведен расчет тепловых нагрузок, вследствие которого выяснилось, что требуемая мощность котельной составляет 23 МВт. Для покрытия дополнительной нагрузки был выбран еще один котел «Термотехник» ТТ-100 мощностью 8МВт, КПД которого в результате теплового расчета составил 92%, расход топлива 0,04 м³/с, температура уходящих газов 165 градусов. Для котлоагрегата подобрана горелка «Чибитал Юнигас» мощностью 8000 кВт.

Исходя из расчета объема трубопроводов сети подобран один подпиточный насос фирмы «Wilо», обеспечивающий подачу 10 м³/ч и напор 30 м; сетевой насос фирмы «Wilо» марки IL 80/140-7,5/2, подача через который 270 м³/ч, напор 27 м; рециркуляционный насос котлового контура фирмы «Wilо марки МН1 406N-1/E/3-400-50-2» для расхода воды 46 м³/ч, напор 3 м; насос сырой воды фирмы «Wilо» подача 10м³/ч, напор 30 м; расширительный бак «Вестер» объемом 1000 л; так же при расчете тепловой схемы котельной учитывался расход воды на хим-водоподготовку и калориферы.

Проведен гидравлический расчет тепловых сетей, в результате которого рассчитаны приведенные потери на каждом участке трубопровода, построены пьезометрические графики. Проведен перерасчет необходимого количества тепловой энергии для каждого потребителя и подобраны дросселирующие устройства на абонентских вводах. Выбрана одноконтурная схема котельной, в каждом здании предусмотрен индивидуальный тепловой пункт (ИТП). Температурный режим 105/70 °С. Прокладка трубопроводов –подземная в железобетонных непроходных каналах. Схема присоединения систем отопления – независимая, систем вентиляции – зависимая, для ГВС будет предусмотрен закрытый водоразбор через пластинчатые теплообменники круглогодично.

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

В качестве энергосберегающего элемента предложен температурный график, ведение режима согласно которому приведет к значительному ресурсосбережению. Для рассеивания выброса рассчитана новая дымовая труба, высота которой составит 10 м, максимальная приземная концентрация азота составит 0,037 мг/м³.

Данная котельная полностью автоматизирована и не требует постоянного присутствия персонала, в штате имеется мастер-обходчик, который раз в сутки посещает котельную для снятия показаний механических счетчиков и проверки оборудования. В разделе безопасности жизнедеятельности описаны правила эксплуатации таких котельных, которые регламентируют осторожное обращение с оборудованием, тепловыми сетями и первичные средства пожаротушения. В экономическом расчете проведено сравнение вариантов подключения этих же абонентов к централизованному теплоснабжению от городской котельной или расширение местной. Исходными значениями для всех расчетов являются реальные данные, что говорит о практической значимости проекта.

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Надежная и стабильная работа котельных, непосредственно связанная с выработкой необходимого количества тепла на отопление, вентиляцию и ГВС является надежной работой котельных агрегатов. С учетом сложившейся экономической ситуации и повышения цен на газ, работа котлов должна проходить максимально эффективно.

Одной из современных мировых тенденций в области энергетики является развитие и поддержка производителей котельных установок, чья продукция отвечает современным требованиям максимальной эффективности и постоянно совершенствуется. Данная отрасль идет большими шагами по пути развития технологий производства котельных агрегатов. Но успевают ли российские котлостроители идти в ногу с данными тенденциями?

Мнения экспертов в данном вопросе сильно разнятся: многие уверенно заявляют, что отечественные компании сильно отстали от ведущих мировых производителей в данной отрасли. Однако другая часть относится к данной проблеме менее скептически: несмотря на отставание в некоторых аспектах производства, во многом наши котлы ничуть не уступают зарубежным аналогам, к тому же за много лет наши заводы разработали и внедрили множество проектов и инновационных решений в данной области [31].

Как правило, в отопительной котельной устанавливаются водогрейные жаротрубно-дымогарные котлы. Такие котлы получили большое распространение ввиду своей компактности, довольно высокого КПД и универсальности. Такие котлы входят в состав компактных высокоэффективных блочно-модульных котельных, готовых к установке и внедрению.

Конструкции котлов такого типа известны давно, и как отечественные, так и иностранные производители работали над ними наряду с водотрубными котлами. Однако неоправданное увеличение металлоемкости с повышением производительности жаротрубных котлов и сложностями эксплуатационного характера (прогорание, накипь, осадок внизу барабана и т. п.) привели к тому, что на долгое время от использования жаротрубных и дымогарных котлов в СССР отказались, они были полностью сняты с производства, и была принята концепция использования конструкций водогрейных котлов.

На Западе же, наоборот, при сохранившемся выпуске водотрубных котлов параллельно выпускали маломощные жаротрубные котлы для небольших нужд. Это имело успех, и на сегодняшний день известные западные производители хорошо зарекомендовали себя со своими отработанными техническими решениями. [35]

Проведем сравнение основных характеристик двух котлов: зарубежного котла фирмы Viessmann марки Vitoplex 300 [49] и котла отечественного производства фирмы «ЭНТРОРОС» марки Термотехник ТТ100 [62]. Основные характеристики котлов сведены в таблицу 2.1.

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Таблица 2.1 – Характеристики котлов

Показатель	Единицы измерения	Viessmann Vitoplex 300	«ЭНТРОРОС» Термотехник ТТ100
Мощность	МВт	8	8
Топливо		Природный газ, жидкое топливо	Природный газ, жидкое топливо
КПД	%	90,0	92,2
Аэродинамическое сопротивление	Па	800,0	963,0
Максимальная температура	°С	150,0	150,0
Минимальная температура воды на входе в котел	°С	60,0	60,0
Рабочее давление котла	бар	6,0	6,0
Температура дымовых газов	°С	160,0	191,0
Масса	кг	4205,0	4626,0
Габаритные размеры (ДхШхВ)	мм	3100x1280x2120	3340x1740x1968
Цена	тыс.руб.	2622,8	935,5

Из таблицы 2.1 видно, что основные характеристики отечественного котла фирмы «ЭНТРОРОС» незначительно отличаются от характеристик зарубежного котла «Viessmann». У российского котла значительно выше КПД, что оказывает значительное влияние на энергоэффективность котла. Так же Термотехник ТТ100 является и экономически выгодным по сравнению с Vitoplex 300. Отсюда следует, что целесообразнее на небольших отопительных котельных устанавливать отечественные котлы «ЭНТРОРОС».

3 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ РАСЧЕТ И РЕГУЛИРОВАНИЕ

3.1 Расчет тепловых нагрузок

Методика расчета изложена в учебном пособии Соколова Е.Я. «Теплофикация и тепловые сети», 2001г.

Исходные данные:

- Место постройки: г. Челябинск;
- Расчетная температура наружного воздуха в холодный период года для проектирования отопления $t_{но} = -34\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- При расчете нагрузок учитывается температура воздуха внутри помещений t_e , которая может быть $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$ или $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$. По требованиям СНиП «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» при температуре наружного воздуха для проектирования систем отопления $t_{но} \leq -30\text{ }^{\circ}\text{C}$, температура воздуха внутри помещений принимается $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, при $t_{но} > -30\text{ }^{\circ}\text{C}$, температура воздуха внутри помещений $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$. Так как для города Челябинска $t_{но} = -34\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_e = +20\text{ }^{\circ}\text{C}$ [11].

Расчет тепловых нагрузок для дома 24 по ул. Александра Шмаковасостоит из определения тепловых нагрузок на отопление, горячее водоснабжение $Q_{звс}$, гкал/ч и вентиляцию Q_v , гкал/ч. Расход тепла на вентиляцию учитывают только в общественных зданиях и в жилых домах с принудительной вентиляцией [30].

Максимальный часовой расход тепла на отопление по укрупненным показателям Q_o' , гкал/ч (3.1) [28]:

$$Q_o' = \alpha \cdot q_o \cdot (t_e - t_{но}) \cdot V \cdot 10^{-6}, \quad (3.1)$$

где α – поправочный коэффициент, учитывающий климатические условия района строительства здания и применяемый в случаях, когда расчетная температура наружного воздуха отличается от $t_{но} = -30\text{ }^{\circ}\text{C}$;

q_o – удельная тепловая характеристика здания, ккал/(ч·м³·°C);

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

t_e – средняя температура воздуха в помещениях отапливаемого здания, °C;

$t_{но}$ – расчетная температура наружного воздуха в холодный период года для отопления, °C.

Для жилых зданий $q_o = 0,37$ ккал/(ч·м³·°C); $\alpha = 0,95$ [11].

$$Q_o' = 0,95 \cdot 0,37 \cdot (20 + 34) \cdot 15805 \cdot 10^{-6} = 0,3 \text{ Гкал/ч.}$$

Нагрузка на горячее водоснабжение в течение недели и суток неравномерна.

Для расчета средне недельного расхода теплоты на ГВС $Q_{звс}^{cp.n}$, гкал/ч применяется формула (3.2) [10]:

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

$$Q_{звс}^{cp.n} = 1,2 \cdot a \cdot m \cdot c \cdot (t_2 - t_x) / n_c, \quad (3.2)$$

где 1,2 – показатель, учитывающий остывание горячей воды у абонентов;

a – норма расхода горячей воды на человека, л/чел;

m – количество жителей, чел;

c – теплоемкость, ккал/(кг·°C);

n_c – расчетная длительность подачи на ГВС, ч/сут.

t_2 – температура горячей воды, °C;

t_x – температура холодной воды, °C;

Температура горячей воды в любое время года для данного района $t_2 = 55^\circ\text{C}$, а температура холодной воды в отопительный период $t_x = 5^\circ\text{C}$.

$$Q_{звс}^{cp.n} = 1,2 \cdot 130 \cdot 270 \cdot 1 \cdot (55 - 5) / 24 = 0,088 \text{ гкал/ч} = 0,221 \text{ МВт.}$$

Максимальный часовой расход тепла на горячее водоснабжение $Q'_{звс}$, гкал/ч (3.3) [10]:

$$Q'_{звс} = k_c \cdot k_n \cdot Q_{звс}^{cp.n}, \quad (3.3)$$

где k_c – коэффициент суточной неравномерности, для населенных пунктов

$k_c = 1,7 \dots 2$;

k_n – коэффициент недельной неравномерности, для населенных пунктов

$k_n = 1,2$.

$$Q'_{звс} = 1,8 \cdot 1,2 \cdot 0,088 = 0,19 \text{ гкал/ч} = 0,221 \text{ МВт.}$$

Максимальная часовая нагрузка на вентиляцию $Q'_в$, МВт (3.4) [24]:

$$Q'_в = q_{yd} \cdot V \cdot (t_в - t_{но}), \quad (3.4)$$

где q_{yd} – удельная вентиляционная характеристика здания, ккал/(ч·м³·°C);

V – строительный объем здания, м³;

$t_в$ – средняя температура воздуха в помещениях отапливаемого здания, °C;

$t_{но}$ – расчётная температура наружного воздуха в холодный период года, °C.

В доме не установлена принудительная вентиляция, следовательно $Q'_в = 0$

Общая тепловая нагрузка на дом Q_Σ , гкал/ч (3.5) [28]:

$$Q_\Sigma = Q'_o + Q'_{звс} + Q'_в, \quad (3.5)$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$Q_{\Sigma} = 0,3 + 0,19 + 0 = 0,49175 \text{ Гкал/ч} = 0,5722 \text{ МВт.}$$

Остальных потребителей рассчитываю аналогично. Рассчитанные данные сведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС

Номер здания	Максимально часовая нагрузка на отопление Q_o' , МВт	Максимально часовая нагрузка на ГВС $Q_{гвс}'$, МВт	Максимально часовая нагрузка на вентиляцию Q_v' , МВт	Общая тепловая нагрузка на здание Q_{Σ} , МВт
1	2	3	4	5
ТК 1 – ул. Александра Шмакова, д.26 (ввод №1)	0,723968	0,241323	0	0,96529
ТК 2 – ул. Александра Шмакова, д.26 (ввод №2)	0,962964	0,641976	0	1,604940
ТК 3 – ул. Александра Шмакова, д.24 (ввод №1)	0,463339	0,308893	0	0,772232
ТК 4 – ул. Александра Шмакова, д.24 (ввод №2)	0,348900	0,220970	0	0,572196
ТК 5 – Краснопольский проспект, д.48 (ввод №1)	0,337735	0,225157	0	0,562892
ТК 6 – Краснопольский проспект, д.48 (ввод №2)	0,337037	0,224692	0	0,561729
ТК 7 – Краснопольский проспект, д.48а	0,337270	0,621042	0	0,539632
ТК 8 – ТРК	0,116300	0,255860	0,32564	0,691985
ТК 9 – Стр. 8	0,337270	0,621042	0	0,539632
ТК 9 – Стр. 9	0,337270	0,621042	0	0,539632
ТК 16 – Краснопольский проспект д. 46 (ввод №1)	0,469852	0,313545	0	0,783862
ТК 16 – Краснопольский проспект д. 46 (ввод №2)	0,342620	0,228413	0	0,571033
ТК 17 – Краснопольский проспект д. 46 (ввод №3)	0,344015	0,229344	0	0,573359
ТК 17 – ул. Бейвеля, д. 55 (ввод №2)	0,578476	0,385651	0	0,964127
ТК 17 – ДС	0,397746	0,277957	0,1163	0,795492
ТК 15 – ул. Бейвеля, д. 55 (ввод №1)	0,329711	0,219807	0	0,549518
ТК11 – ул. Мусы Джалия, д. 15	0,472411	0,314940	0	0,787351

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5
ТК 13 – Стр.10	0,341922	0,225622	0	0,563357
ТК 14 – Стр.11	0,337270	0,225157	0	0,563008
т. 22 – Стр. 12	0,623135	0,415424	0	1,038559
т. 24 – Стр. 19 (ввод № 2)	0,483575	0,322384	0	0,805959
т. 25 – Стр 19 (ввод № 3)	0,294472	0,196314	0	0,490786
т. 26 – Стр. 19 (ввод № 4)	0,294472	0,196314	0	0,490786
т. 26 – ДК	0,139560	0,093040	0	0,232600
т. 27 – Стр. 19 (ввод № 1)	0,334595	0,223063	0	0,557659
т. 27 – Стр. 18	0,488460	0,325640	0	0,814100
т. 18 – Стр. 1	0,402631	0,268653	0	0,647791
т. 20 – Стр. 4 и Стр. 5	1,539347	1,026231	0	2,565578
т.20 – Стр. 3 (ввод № 1)	0,611273	0,407515	0	1,018788
т. 21 – Стр. 2	0,293076	0,195384	0	0,488460
т. 21 – Стр. 3 (ввод № 2)	0,42496	0,283307	0	0,708267
Суммарная нагрузка на район	13,84563	9,192701	0,44194	23,3606

3.2 Регулирование тепловой нагрузки

Полученную нагрузку на отопление и вентиляцию для района необходимо пересчитать на другие температуры наружного воздуха отопительного периода. Для этого вводится коэффициент пересчета k (3.6) [28]:

$$k = \frac{t_{в} - t_{н}}{t_{в} - t_{но}}, \quad (3.6)$$

где $t_{н}$ – температура наружного воздуха, для которой производят пересчет, °С.

По СНиПу «Строительная климатология» за начальную температуру отопительного периода принимается 8°С, следовательно пересчет производится для температур от +8 °С до -34°С [11].

Пересчет суммарной нагрузки на отопление на $t_{н} = 8^{\circ}\text{C}$ (3.7) [28]:

$$Q_o^{+8} = k \cdot Q'_{общ.о}, \quad (3.7)$$

$$Q_o^{+8} = \frac{20 - 8}{20 + 34} \cdot 13,85 = 3,077 \text{ МВт.}$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Пересчет суммарной нагрузки на вентиляцию на $t_n = 8^\circ\text{C}$ (3.8) [28]:

$$Q_v^{+8} = k \cdot Q'_{\text{общ},v}, \quad (3.8)$$

$$Q_v^{+8} = \frac{20-8}{20+34} \cdot 0,44 = 0,0978 \text{ МВт.}$$

Так как нагрузка на ГВС считается постоянной в течение всего отопительного периода, её пересчет не выполняется. Для остальных температур расчет производится аналогично. Полученные данные сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Пересчет нагрузки на другие температуры отопительного периода.

Температура наружного воздуха $t_n, ^\circ\text{C}$	Коэффициент пересчета k	Нагрузка на отопление $Q_o^{t_n}, \text{ МВт}$	Нагрузка на ГВС $Q_{\text{ГВС}}^{t_n}, \text{ МВт}$	Нагрузка на вентиляцию $Q_v^{t_n}, \text{ МВт}$	Суммарная нагрузка $Q_{\text{общ}}^{t_n}, \text{ МВт}$
1	2	3	4	5	6
+8	0,222	3,077	9,193	0,098	12,368
+7	0,241	3,333	9,193	0,106	12,632
+6	0,259	3,59	9,193	0,115	12,897
+5	0,278	3,846	9,193	0,123	13,161
+4	0,296	4,102	9,193	0,131	13,426
+3	0,315	4,359	9,193	0,139	13,691
+2	0,333	4,615	9,193	0,147	13,955
+1	0,352	4,872	9,193	0,155	14,220
0	0,37	5,128	9,193	0,164	14,484
-1	0,389	5,384	9,193	0,172	14,749
-2	0,407	5,641	9,193	0,18	15,014
-3	0,426	5,897	9,193	0,188	15,278
-4	0,444	6,154	9,193	0,196	15,543
-5	0,463	6,41	9,193	0,205	15,807
-6	0,481	6,666	9,193	0,213	16,072
-7	0,5	6,923	9,193	0,221	16,336
-8	0,519	7,179	9,193	0,229	16,601
-9	0,537	7,436	9,193	0,237	16,866
-10	0,556	7,692	9,193	0,246	17,13
-11	0,574	7,948	9,193	0,254	17,395
-12	0,593	8,205	9,193	0,262	17,659
-13	0,611	8,461	9,193	0,27	17,924
-14	0,63	8,718	9,193	0,278	18,189
-15	0,648	8,974	9,193	0,286	18,453
-16	0,667	9,230	9,193	0,295	18,718
-17	0,685	9,487	9,193	0,303	18,982

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6
-18	0,704	9,743	9,193	0,311	19,247
-19	0,722	10	9,193	0,319	19,512
-20	0,741	10,256	9,193	0,327	19,776
-21	0,759	10,512	9,193	0,336	20,041
-22	0,778	10,769	9,193	0,344	20,305
-23	0,796	11,025	9,193	0,352	20,57
-24	0,815	11,282	9,193	0,36	20,834
-25	0,833	11,538	9,193	0,368	21,099
-26	0,852	11,794	9,193	0,376	21,364
-27	0,87	12,051	9,193	0,385	21,628
-28	0,889	12,307	9,193	0,393	21,893
-29	0,907	12,564	9,193	0,401	22,157
-30	0,926	12,82	9,193	0,409	22,422
-31	0,944	13,076	9,193	0,417	22,687
-32	0,963	13,333	9,193	0,426	22,951
-33	0,981	13,589	9,193	0,434	23,216
-34	1	13,846	9,193	0,442	23,36

4 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛА

Для обеспечения расчетных тепловых нагрузок к установке принят стальной водогрейный котел фирмы «Энтророс» марки ТермотехникТТ-100. Расчет проведен на основании методики, изложенной в учебном пособии А.П. Лумми и В.А. Мунца «Расчет водогрейного котла» [23].

Исходные данные: Теплопроизводительность котла $Q_k = 8000$ кВт; давление воды $P = 0,6$ МПа; температура воды на входе в котел $t'' = 70^\circ\text{C}$; температура воды на выходе из котла $t' = 105^\circ\text{C}$; вид топлива — природный газ Бухара-Урал.

Расчетные характеристики топлива: $\text{CH}_4 = 94,9\%$; $\text{C}_2\text{H}_6 = 3,2\%$; $\text{C}_3\text{H}_8 = 0,4\%$; $\text{C}_4\text{H}_{10} = 0,1\%$; $\text{C}_5\text{H}_{10} = 0,1\%$; $\text{N}_2 = 0,9\%$, $\text{CO}_2 = 0,4\%$, плотность $\rho = 0,758$ кг/м³, низшая теплота сгорания $Q_n^p = 36694$ кДж/м³ [9].

4.1 Расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания

При сжигании топлива в топке котла в качестве окислителя используется воздух. Зная количество воздуха необходимого для горения 1 м³ каждого горючего газа, входящего в газообразное топливо, можно определить теоретическое общее количество воздуха, необходимое для горения всех горючих элементов. Теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания 1 м³ газообразного топлива, зависит от его химического состава. Расчеты, связанные с горением газа, ведутся на 1 м³ горючего газа при нормальных условиях (нм³).

Теоретическое количество воздуха при сжигании 1 нм³ сухого газообразного топлива, нм³/нм³ (4.1) [29]:

$$V_g^0 = 0,0476 \cdot \left[0,5 \cdot \text{CO}_2 + 0,5 \cdot \text{H}_2 + 1,5 \cdot \text{H}_2\text{S} + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \cdot \text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2 \right], \quad (4.1)$$

$$V_g^0 = 0,0476 \cdot [0,5 \cdot 0,4 + 2 \cdot 94,9 + 3,5 \cdot 3,2 + 5 \cdot 0,4 + 6,5 \cdot 0,1 + 0,8] = 9,74 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

Продукты сгорания топлива содержат продукты полного сгорания горючих компонентов топлива: диоксид углерода, водяной пар, а также водяной пар, принесенный с влагой воздуха и образовавшийся в результате испарения влаги топлива; азот воздуха и азот, образовавшийся из азотистых соединений топлива; избыточное количество воздуха, введенного в топочный объем и не участвующего в горении. При неполном сгорании топлива в продуктах сгорания возможно присутствие оксида углерода, водорода, метана и непредельных углеводородов, концентрацию которых определяют анализом продуктов сгорания. Обычно содержание этих веществ не превышает 0,5–1,0 %, и в расчетах объема продуктов сгорания их не учитывают.

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Потери же энергетического потенциала топлив за счет его неполного сгорания учитывают при составлении теплового баланса котла.

Теоретический объем водяных паров, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ (4.2) [29]:

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot \left[H_2 + 2 \cdot C_4H + \sum \left(\frac{n}{2} \right) \cdot C_nH_m + 0,124 \cdot d_z \right] + 0,0161 \cdot V_g^0, \quad (4.2)$$

где $d_z = 10 \frac{\Gamma}{\text{М}^3}$ – влагосодержание газообразного топлива, отнесенное к 1 м^3 сухого газа;

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot [2 \cdot 94,9 + 3 \cdot 3,2 + 4 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,1 + 6 \cdot 0,1 + 0,124 \cdot 10] + 0,0161 \cdot 9,74 = 2,19 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

Теоретический объем азота, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ (4.3) [29]:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_g^0 + \frac{N_2}{100}, \quad (4.3)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,74 + 0,9/100 = 7,704 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

Объем трехатомных газов, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ (4.4) [29]:

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [CO_2 + CO + CH_4 + \sum mC_mH_n] \quad (4.4)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [0,4 + 94,9 + 2 \cdot 3,2 + 3 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1] = 1,038 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

4.2 Коэффициент избытка воздуха и объемы дымовых газов по газоходам

Для обеспечения полного сжигания топлива в топочном объеме в него вводят воздуха больше, чем требуется по химической реакции. Дополнительное количество вводимого воздуха оценивают коэффициентом избытка воздуха α , который равен отношению количества воздуха, введенного в топочный объем, к теоретически необходимому для полного сгорания 1 м^3 топлива.

Коэффициент избытка воздуха зависит от вида сжигаемого топлива, его качества, условий и параметров топливоподготовки, метода сжигания топлива и конструкции топочного устройства. Для дальнейших расчетов α определяем по [29]:

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки:

$$\alpha_m = 1,1.$$

Коэффициент избытка воздуха в котельном пучке (2-й и 3-й ход) (4.5):

$$\alpha_{kn} = \alpha_m + \Delta\alpha_{kn}, \quad (4.5)$$

где $\Delta\alpha = 0$ – присосы воздуха во 2-м и 3-м ходе;

$$\alpha_{kn} = 1,1 + 0 = 1,1.$$

Действительный объем дымовых газов, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ (4.6):

$$V_z = V_{N_2}^0 + V_{RO_2} + V_{H_2O}^0 + 1,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V_g^0, \quad (4.6)$$

$$V_z = 7,704 + 1,038 + 2,19 + 1,0161 \cdot (1,1 - 1) \cdot 9,74 = 11,726 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

Так как во втором и третьем ходу отсутствуют присосы воздуха, то действительный объем дымовых газов останется равным $11,427 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$.

Доля азота (4.7):

$$r_{N_2} = \frac{V_{N_2}^0}{V_z}; \quad (4.7)$$

$$r_{N_2} = \frac{7,704}{11,726} = 0,648.$$

Доля трехатомных газов(4.8):

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}^0}{V_z}; \quad (4.8)$$

$$r_{RO_2} = \frac{1,038}{11,726} = 0,087.$$

Доля водяных паров (4.9):

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}^0}{V_z}, \quad (4.9)$$

$$r_{H_2O} = \frac{2,19}{11,726} = 0,185.$$

Суммарная объемная доля трехатомных газов (4.10):

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Энтальпию продуктов сгорания на 1 кг или 1 м³ топлива при $\alpha > 1$, кДж/кг, находят по формуле, кДж/кг (4.12):

$$I_z = I_z^0 + (\alpha - 1) \cdot I_e^0 \quad (4.12)$$

Расчеты по определению энтальпий продуктов сгорания в газоходе сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Энтальпии продуктов сгорания в газоходе

Температура, °С	I_e^0	I_z^0	I_z , при $\alpha = 1,1$
1	2	3	4
100	1286	1508	1636
200	2591	3039	3298
300	3925	4614	5007
400	5279	6232	6760
500	6662	7888	8554
600	8084	9580	10389
700	9535	11316	12270
800	11006	13113	14213
900	12477	14939	16186
1000	13987	16803	18201
1100	15535	18671	20225
1200	17084	20545	22254
1300	18808	22475	24356
1400	20220	24442	26465
1500	21808	26395	28575
1600	23405	28379	30719
1700	24993	30377	32876
1800	26580	32394	35052
1900	28217	34431	37253
2000	29843	36460	39444

4.4 Тепловой баланс котла

Тепловой баланс составляем в расчет на 1 м³ располагаемой теплоты Q_P^P . Считая, что предварительный подогрев воздуха и топлива за счет внешнего источника отсутствует.

Располагаемое тепло топлива, кДж/м³ (4.13):

$$Q_P^P = Q_H^P, \quad (4.13)$$

$$Q_P^P = 36694 \text{ кДж/м}^3.$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Потери тепла от химического недожога $q_3 = 0,5$.

Потери тепла от механического недожога $q_4 = 0$.

Температура уходящих газов, °С:

$$t_{yx} = 165^\circ\text{C}.$$

Энтальпия уходящих газов (из диаграммы «энтальпия - температура» α_{yx} – коэффициент избытка воздуха для последней поверхности нагрева, в нашем случае $\alpha_{yx} = \alpha_{кп}$), кДж/м³:

$$I_{yx} = 2716,7 \text{ кДж/м}^3.$$

Температура холодного воздуха, °С:

$$t_{xв} = 18^\circ\text{C}.$$

Энтальпия холодного воздуха, кДж/м³ (4.14):

$$I_{xв} = C_{xв} \cdot t_{xв}, \quad (4.14)$$

где $C_{xв} = 1,005$ кДж/кг – теплоемкость холодного воздуха.

$$I_{xв} = 18 \cdot 1,005 = 18,09 \text{ кДж/м}^3.$$

Потери тепла с уходящими газами, % (4.15):

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - I_{xв})(100 - q_4)}{Q_P^P}, \quad (4.15)$$

$$q_2 = \frac{(2716,7 - 18,09)(100 - 0)}{36694} = 7,35\%.$$

Потери тепла в окружающую среду принимаем: $q_5 = 0,5\%$.

Потери тепла с физическим теплом шлаков: $q_6^{шт} = 0$.

Сумма потерь тепла, % (4.16):

$$\sum q_i = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6^{шт}, \quad (4.16)$$

$$\sum q_i = 7,35 + 0,5 + 0,5 = 8,35\%.$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Коэффициент полезного действия котла (брутто), % (4.17):

$$\eta^{BP} = 100 - \sum q_i, \quad (4.17)$$

$$\eta^{BP} = 100 - 8,35 = 91,65 \text{ \%}.$$

Коэффициент сохранения тепла (4.18):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta^{BP} + q_5}, \quad (4.18)$$

$$\varphi = 1 - \frac{0,5}{91,65 + 0,5} = 0,9946.$$

Энтальпия воды на входе в котел, кДж/м³, при температуре $t' = 105^\circ\text{C}$:

$$I' = 439,6 \text{ кДж/м}^3.$$

Энтальпия воды на выходе котла, кДж/м³, при температуре $t'' = 70^\circ\text{C}$:

$$I'' = 293,09 \text{ кДж/м}^3.$$

Полезное тепло, использованное в котле, кДж/м³ (4.19):

$$Q_{ка} = G \cdot (I' - I''), \quad (4.19)$$

где $G = 5,7 \text{ кг/с}$ – расход воды через котел.

$$Q_{ка} = 5,7 \cdot (439,6 - 293,09) = 1465,45 \text{ кДж/м}^3.$$

Полный расход топлива, м³/с (4.20):

$$B = \frac{Q_{ка}}{Q_P \cdot \eta_{мг}^{бр}} \cdot 100\%, \quad (4.20)$$

$$B = \frac{1465,45}{36694 \cdot 91,165} \cdot 100\% = 0,044 \text{ м}^3/\text{с}.$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Расчетный расход топлива, м³/с (4.21):

$$B_p = B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (4.21)$$

Для газообразного топлива $B_p = B = 0,044 \text{ м}^3/\text{с}$.

4.5 Поверочный расчет теплообмена в топке

Топка котла служит для сжигания топлива и получения продуктов сгорания с высокой температурой, а также для организации теплообмена между высокотемпературной средой и поверхностями нагрева. Теплообмен в топке – сложный процесс, который осложняется еще и тем, что в топке происходят одновременно горение и движение топлива. Источником излучения в топке является горящее топливо. Процесс излучения складывается из излучения топлива, газов и обратного излучения тепловоспринимающих и других ограждающих поверхностей. В топочном объеме наблюдается пространственное, несимметричное поле температур излучающей среды; максимальная температура, близкая к теоретической располагается в зоне ядра факела, а минимальная – на выходе из топки. Целью расчета топки является определение температуры газов на выходе из топки. В жаротрубном котле данной конструкции в состав топки так же включается и поворотная камера.

Суммарная площадь лучевоспринимающей поверхности, м²:

$$H_n = 22 \text{ м}^2.$$

Суммарная площадь стен поверхности топки, м² (4.22):

$$F_{cm} = \pi \cdot D_m \cdot L_m + \pi \cdot D_m^2 / 2 + \pi \cdot D_n^2 / 2 + \pi \cdot D_n \cdot L_n, \quad (4.22)$$

где $D_m = 1,28 \text{ м}$ – диаметр топочной камеры;

$L_m = 4,89 \text{ м}$ – длина топочной камеры;

$D_n = 2,3 \text{ м}$ – диаметр поворотной камеры;

$L_n = 0,72 \text{ м}$ – длина поворотной камеры.

$$F_{cm} = 3,14 \cdot 1,28 \cdot 4,89 + 3,14 \cdot 1,28^2 / 2 + 3,14 \cdot 2,3^2 / 2 + 3,14 \cdot 2,3 \cdot 0,72 = 24,85 \text{ м}^2.$$

Коэффициент тепловой эффективности экранов (4.23):

$$\psi_{cp} = \frac{H_n \cdot \xi}{F_{cm}}, \quad (4.23)$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

где $\xi = 0,9$ – коэффициент загрязнения топки.

$$\psi_{cp} = \frac{22 \cdot 0,9}{24,85} = 0,8.$$

Активный объем топки, м³(4.24):

$$V_m = \frac{\pi D_m^2 L_m}{2} + \frac{\pi D_n^2 L_n}{4}, \quad (4.24)$$

$$V_m = \frac{3,14 \cdot 1,28^2 \cdot 4,89}{2} + \frac{3,14 \cdot 2,3^2 \cdot 0,72}{4} = 13 \text{ м}^3.$$

Эффективная толщина излучающего слоя, м (4.20):

$$s = \frac{3,6 \cdot V_m}{F_{cm}}, \quad (4.25)$$

$$s = \frac{3,6 \cdot 13}{24,85} = 1,88 \text{ м}.$$

Относительный уровень расположения горелки (4.26):

$$X_m = \frac{h_2}{H_m}, \quad (4.26)$$

где $h_2 = 1,11$ м – высота расположения горелки;

$H_m = 1,95$ м – полная высота топки.

$$X_m = \frac{1,1}{1,95} = 0,57.$$

Параметр, учитывающий характер распределения температуры в топке (4.27):

$$M = 0,59 - 0,5 X_m, \quad (4.27)$$

$$M = 0,59 - 0,5 \cdot 0,57 = 0,31.$$

Количество теплоты, вносимое в топку холодным воздухом, кДж/м³ (4.28):

$$Q_g = I_{xg}, \quad (4.28)$$

$$Q_g = 18,09 \text{ кДж/м}^3.$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Полезное тепловыделение в топке, кДж/м³ (4.29):

$$Q_m = Q_{\epsilon} + Q_p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4}{100 - q_4}, \quad (4.29)$$

$$Q_m = 18,09 + 36694 \cdot \frac{100 - 0,5 - 0}{100 - 0} = 36528,62 \text{ кДж/м}^3.$$

Адиабатическая температура горения, °С:

$$g_a = 1867 \text{ °С.}$$

Задаем температуру газов на выходе из топки $g_m'' = 900 \text{ °С}$

Энтальпия газов на выходе из топки $I_m'' = 16186 \text{ кДж/м}^3$.

Коэффициент ослабления лучей газовой средой, 1/МПа (4.30):

$$k_z^o = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot r_{H_2O})}{3,16 \sqrt{p_n s}} - 1 \right] \cdot \left[1 - 0,37 \frac{(t_m'' + 273)}{1000} \right], \quad (4.30)$$

где $p_n = 0,1 \text{ МПа}$ – абсолютное давление газов.

$$k_z^o = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot 0,185)}{3,16 \sqrt{0,1 \cdot 1,88}} - 1 \right] \cdot \left[1 - 0,37 \frac{(900 + 273)}{1000} \right] = 7,82 \text{ 1/МПа.}$$

Коэффициент ослабления топочной средой, 1/МПа (4.31):

$$k = k_z^o r_n, \quad (4.31)$$

$$k = 7,82 \cdot 0,27 = 2,12 \text{ 1/МПа.}$$

Соотношение содержаний углерода и водорода в рабочей массе топлива (4.32):

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \cdot \sum \left(\frac{m}{n} \right) C_m H_n, \quad (4.32)$$

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \cdot \sum \left(\frac{1}{4} \cdot 94,9 + \frac{2}{6} \cdot 3,2 + \frac{3}{8} \cdot 0,4 + \frac{4}{10} \cdot 0,1 + \frac{5}{10} \cdot 0,1 \right) = 3.$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами, 1/МПа(4.33):

$$k_c = \frac{1,2}{1 + \alpha^2} \cdot \left(\frac{C^p}{H^p} \right)^{0,4} (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot T_m'' - 0,5), \quad (4.33)$$

$$k_c = \frac{1,2}{1 + 1,1^2} (3)^{0,4} (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 1173 - 0,5) = 2,57 \text{ 1/МПа.}$$

Коэффициент ослабления лучей светящийся частью факела, 1/МПа(4.34):

$$k_{cv} = k_c^o r_n + k_c, \quad (4.34)$$

$$k_{cv} = 2,56 + 2,57 = 4,68 \text{ 1/МПа.}$$

Степень черноты светящегося пламени(4.35):

$$a_{cv} = 1 - e^{[-k_{cv} p s]}, \quad (4.35)$$

$$a_{cv} = 1 - e^{[-4,680 \cdot 1,1 \cdot 88]} = 0,59.$$

Степень черноты топочной камеры(4.36):

$$a_m = \frac{\alpha_{cv}}{(\alpha_{cv} + (1 - \alpha_{cv}) \cdot \psi_{cp})}, \quad (4.36)$$

$$a_m = \frac{0,59}{(0,59 + (1 - 0,59) \cdot 0,8)} = 0,64.$$

Видимое тепловое напряжение топочного объема, кВт/м³(4.37):

$$q_v = \frac{B \cdot Q_p^p}{V_m}, \quad (4.37)$$

$$q_v = \frac{0,044 \cdot 36694}{13} = 123,03 \text{ кВт/м}^3.$$

Средняя теплоемкость продуктов сгорания, кДж/(нм³·°С)(4.38):

$$(VC)_{cp} = \frac{Q_m - I_m''}{g_a - g_m''}, \quad (4.38)$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

$$(VC)_{cp} = \frac{36528 - 16186}{1967 - 900} = 21,04 \text{ кДж}/(\text{нм}^3 \cdot ^\circ\text{C}).$$

Температура газов на выходе из топки, $^\circ\text{C}$ (4.39):

$$g_m'' = \frac{T_a}{\left\{ M \cdot \left[\frac{5,67 \cdot \psi_{cp} \cdot F_{cm} \cdot a_m \cdot (g_a + 273)^3}{10^{11} \cdot \varphi \cdot B_p \cdot (VC)_{cp}} \right]^{0,6} + 1 \right\}} - 273, \quad (4.39)$$

$$g_m'' = \frac{1867 + 273}{\left\{ 0,31 \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 0,8 \cdot 24,85 \cdot 0,64 \cdot (1867 + 273)^3}{10^{11} \cdot 0,9946 \cdot 0,0501 \cdot 21,04} \right]^{0,6} + 1 \right\}} - 273 = 820^\circ\text{C}.$$

Задаемся температурой газов на выходе из топки $g_m'' = 889^\circ\text{C}$

Энтальпия газов на выходе из топки $I_m'' = 15869,5 \text{ кДж}/\text{м}^3$.

Коэффициент ослабления лучей газовой средой, 1/мМПа (4.30):

$$k_2^o = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot 0,185)}{3,16 \cdot \sqrt{0,1 \cdot 1,88}} - 1 \right] \cdot \left[1 - 0,37 \cdot \frac{(889 + 273)}{889} \right] = 7,88 \text{ 1/мМПа}.$$

Коэффициент ослабления топочной средой, 1/мМПа (4.31):

$$k = 7,88 \cdot 0,27 = 2,13 \text{ 1/мМПа}.$$

Соотношение содержаний углерода и водорода в рабочей массе топлива (4.32):

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \cdot \sum \left(\frac{1}{4} \cdot 94,9 + \frac{2}{6} \cdot 3,2 + \frac{3}{8} \cdot 0,4 + \frac{4}{10} \cdot 0,1 + \frac{5}{10} \cdot 0,1 \right) = 3.$$

Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами, 1/мМПа (4.33):

$$k_c = \frac{1,2}{1 + 1,1^2} \cdot (3)^{0,4} \cdot (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 1162 - 0,5) = 1,15 \text{ 1/мМПа}.$$

Коэффициент ослабления лучей светящийся частью факела, 1/мМПа (4.34):

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

$$k_{св} = 2,13 + 1,15 = 3,28 \text{ 1/ммПа.}$$

Степень черноты светящегося пламени (4.35):

$$a_{св} = 1 - e^{[-3,280,1,1,88]} = 0,46.$$

Степень черноты топочной камеры (4.36):

$$a_m = \frac{0,46}{(0,46 + (1 - 0,46) \cdot 0,8)} = 0,52$$

Видимое тепловое напряжение топочного объема, кВт/м³ (4.37):

$$q_v = \frac{0,044 \cdot 36694}{13} = 123,02 \text{ кВт/м}^3.$$

Средняя теплоемкость продуктов сгорания, кДж/(нм³·°С) (4.38):

$$(VC)_{cp} = \frac{36528,6 - 15869,5}{1867 - 889} = 21,12 \text{ кДж/(нм}^3 \cdot \text{°С)}.$$

Температура газов на выходе из топки, °С (4.39):

$$g_m'' = \frac{1867 + 273}{\left\{ 0,52 \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 0,8 \cdot 24,85 \cdot 0,52 \cdot (1867 + 273)^3}{10^{11} \cdot 0,9946 \cdot 0,0501 \cdot 21,12} \right]^{0,6} + 1 \right\}} - 273 = 889,02 \text{ °С.}$$

Разница рассчитанной и предварительно заданной температуры газов на выходе из топки не превышает 2°С, следовательно, принимаем $g_m'' = 889 \text{ °С}$ Энтальпия газов на выходе из топки $I_m'' = 15869,5 \text{ кДж/м}^3$.

Общее тепловосприятие топки, кДж/м³ (4.40):

$$Q_{Л} = \varphi \cdot (Q_m - I_m''), \quad (4.40)$$

$$Q_{Л} = 0,9946 \cdot (36528,62 - 15869,5) = 20547 \text{ кДж/м}^3.$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

4.6 Поверочный расчет дымогарных труб

Полная площадь поверхности нагрева $H = 24,5 \text{ м}^2$. Температура и энтальпия газов перед дымогарными трубами соответственно $\vartheta' = 889,02 \text{ }^\circ\text{C}$, $I' = 15869,5 \text{ кДж/м}^3$. Температура и энтальпия газов на выходе из дымогарных труб соответственно $\vartheta'' = 165^\circ\text{C}$, $I'' = 2930,1 \text{ кДж/м}^3$.

Количество тепла, отданное трубкам, кДж/м^3 (4.41):

$$Q_2 = \varphi \cdot (I' - I''), \quad (4.41)$$

$$Q_2 = 0,9946 \cdot (15869,5 - 2716,7) = 13081,43 \text{ кДж/м}^3.$$

Средняя температура газов, $^\circ\text{C}$ (4.42):

$$\vartheta_{cp} = \frac{\vartheta' + \vartheta''}{2}, \quad (4.42)$$

$$\vartheta_{cp} = \frac{889 + 165}{2} = 527^\circ\text{C}.$$

Средняя температура воды, $^\circ\text{C}$ (4.43):

$$t_{cp} = \frac{t' + t''}{2}, \quad (4.43)$$

где $t' = 70^\circ\text{C}$ – температура воды на входе в котел; $t'' = 105^\circ\text{C}$ – температура воды на выходе из котла.

$$t_{cp} = \frac{70 + 105}{2} = 87,5^\circ\text{C}.$$

Температурный напор на входе в конвективный пакет, $^\circ\text{C}$ (4.44):

$$\Delta t_{\delta} = \vartheta' - t_{cp}, \quad (4.44)$$

$$\Delta t_{\delta} = 889 - 87,5 = 801,5^\circ\text{C}.$$

Температурный напор на выходе из конвективного пакета, $^\circ\text{C}$ (4.45):

$$\Delta t_{m} = \vartheta'' - t_{cp}, \quad (4.45)$$

$$\Delta t_{m} = 165 - 87,5 = 77,5^\circ\text{C}.$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Среднелогарифмический температурный напор, °С(4.46):

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\mu}}{2,31 \lg \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\mu}}}, \quad (4.46)$$

$$\Delta t_{cp} = \frac{801,5 - 77,5}{2,31 \lg \frac{801,5}{77,5}} = 310,26^{\circ}\text{C}.$$

Объемный расход газов, м³/с(4.47):

$$V = \frac{B_p \cdot V_z \cdot (g_{cp} + 273)}{273}, \quad (4.47)$$

$$V = \frac{0,0501 \cdot 11,73 \cdot (527 + 273)}{273} = 1,72 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Живое сечение дымогарных труб, м² (4.48):

$$F = \left(\frac{\pi d^2}{4} \right) \cdot n, \quad (4.48)$$

где $d = 0,1$ м – диаметр дымогарных труб; $n = 36$ – число дымогарных труб.

$$F = \left(\frac{3,14 \cdot 0,1^2}{4} \right) \cdot 36 = 0,28 \text{ м}^2.$$

Расчетная скорость газов, м/с(4.49):

$$\omega_z = \frac{V}{F}, \quad (4.49)$$

$$\omega_z = \frac{1,72}{0,28} = 6,09 \text{ м/с}.$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией $\alpha_k = 32$ Вт/(м²·К).

Эффективная толщина излучающего слоя, м(4.50):

$$s = 0,9 \cdot d, \quad (4.50)$$

$$s = 0,9 \cdot 0,1 = 0,09 \text{ м}.$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Суммарная поглощающая способность $\rho_{r,s} = 0,0025$. Коэффициент ослабления лучей газовой средой $k_z = 25$ 1/ммПа. Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока $k_{ps} = 0,23$. Степень черноты излучающей среды $a = 0,2$.

Температурный напор, °С(4.51):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}}}{\lg \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}}, \quad (4.51)$$

$$\Delta t = \frac{801,5 - 77,5}{\lg \frac{801,5}{77,5}} = 713,59 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Коэффициент теплоотдачи излучением $\alpha_{\text{л}} = 14,35$ Вт/(м²К). Коэффициент тепловой эффективности $\psi = 0,8$.

Коэффициент теплопередачи, Вт/(м²К)(4.52) :

$$k = \psi \cdot (\alpha_{\text{к}} + \alpha_{\text{л}}), \quad (4.52)$$

$$k = 0,8 \cdot (27 + 14,35) = 37,08 \text{ Вт/(м}^2\text{К)}.$$

Тепловосприятие конвективного пакета, кДж/м³(4.53):

$$Q_{\text{мп}} = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}, \quad (4.53)$$

$$Q_{\text{мп}} = \frac{37,08 \cdot 24,5 \cdot 713,59}{0,0501 \cdot 10^3} = 12951,69 \text{ кДж/м}^3.$$

Расчет погрешности расчета, %(4.54):

$$\Delta Q = \frac{Q_z - Q_{\text{мп}}}{Q_z} \cdot 100\%, \quad (4.54)$$

$$\Delta Q = \frac{13081,43 - 12951,69}{13081,43} \cdot 100 = 0,99\%.$$

Расхождение расчетных тепловосприятий меньше 2%, следовательно расчет выполнен верно.

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

4.7 Поверочный расчет теплового баланса

Погрешность расчетов, %(4.55):

$$\Delta = \frac{Q_p \cdot \eta - (Q_m + Q_{mp})}{(Q_m + Q_{mp})} \cdot 100\% , \quad (4.55)$$

$$\Delta = \frac{36694 \cdot 0,9165 - (20547,02 + 12951,69)}{(20547,02 + 12951,69)} \cdot 100 = 0,39\% .$$

Допустимая погрешность расчетов 0,5 %. Так как полученная погрешность расчетов составляет 0,39%, что является меньше допустимой, следовательно, расчет считается выполненным верно.

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

5 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Подпиточные насосы

Для подбора подпиточного насоса тепловой сети необходимо учесть её объем. Объем системы складывается из суммы объема участков тепловой сети и объема на внутренние системы теплоснабжения [52].

Объем участка высчитывается по следующей формуле (5.1):

$$V = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot L, \quad (5.1)$$

где D — условный диаметр т\п;

L — длина участка.

Сведем полученные объемы по участкам в таблицу 5.1 и вычислим суммарное значение объема трубопровода

Таблица 5.1 — Расчет объема тепловой сети

Участок	l , м	D_y , м	$V_{сети}$, м ³
1	2	3	4
К – ТК 1	25,2	0,400	3,167
ТК 1 – ул. Александра Шмакова, д.26 (ввод №1)	43,7	0,125	0,536
ТК 1 – ТК 2	39,1	0,250	1,919
ТК 2 – ул. Александра Шмакова, д.26 (ввод №2)	18,9	0,150	0,334
ТК 2 – ТК 3	205,2	0,250	10,073
ТК 3 – ул. Александра Шмакова, д.24 (ввод №1)	5,86	0,125	0,072
ТК 3 – ТК 4	63,9	0,200	2,007
ТК 4 – ул. Александра Шмакова, д.24 (ввод №2)	6,6	0,100	0,052
ТК 4 – ТК 5	61,8	0,200	1,942
ТК 5 – Краснопольский проспект, д.48 (ввод №1)	8,8	0,100	0,069
ТК 5 – ТК 6	42,9	0,200	1,348
ТК 6 – Краснопольский проспект, д.48 (ввод №2)	6,8	0,100	0,053
ТК 6 – ТК 7	25	0,200	0,785
ТК 7 – Краснопольский проспект, д.48а	10,6	0,100	0,083
ТК 7 – ТК 8	71,7	0,200	2,253
ТК 8 – ТРК	8,8	0,125	0,108
ТК 8 – ТК 9	25	0,150	0,442
ТК 9 – Стр. 8	22,5	0,100	0,177
ТК 9 – Стр. 9	105,2	0,125	1,291

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4
ТК 1 – ТК 10	78,6	0,300	5,556
ТК 10 – ТК 15	18,3	0,200	0,575
ТК 15 – ТК 16	76,9	0,200	2,416
ТК 16 – Краснопольский проспект д. 46 (ввод №1)	27,6	0,125	0,339
ТК 16 – Краснопольский проспект д. 46 (ввод №2)	23,0	0,100	0,181
ТК 16 – ТК17	48,0	0,150	0,848
ТК 17 – Краснопольский проспект д. 46 (ввод №3)	17,8	0,100	0,140
ТК 17 – ул. Бейвеля, д. 55 (ввод №2)	45,3	0,125	0,556
ТК 17 – ДС	98,2	0,125	1,205
ТК 15 – ул. Бейвеля, д. 55	5,1	0,100	0,040
ТК10 – ТК11	28,9	0,300	2,043
ТК11 – ул. Джалия, д. 15	18,3	0,100	0,144
ТК11 – ТК 12	88,7	0,300	6,270
ТК 12 – ТК 13	64	0,200	2,011
ТК 13 – Стр.10	40,2	0,100	0,316
ТК 13 –ТК 14	43,4	0,200	1,363
ТК 14 – Стр.11	30,5	0,100	0,240
ТК 14 – т. 22	43,5	0,200	1,367
т. 22 – Стр. 12	6,2	0,125	0,076
т. 22 – т. 23	206,3	0,200	6,480
т. 23 – т. 24	46,0	0,200	1,444
т. 24 – Стр. 19 (ввод № 2)	9,3	0,100	0,073
т. 24 – т. 25	41,8	0,150	0,739
т. 25 –Стр 19 (ввод № 3)	15,3	0,100	0,120
т. 25 – т. 26	46,5	0,125	0,570
т. 26 – Стр. 19 (ввод № 4)	14,5	0,100	0,114
т. 26 – ДК	62,7	0,080	0,315
т. 23 – т. 27	48,9	0,150	0,863
т. 27 – Стр. 19 (ввод № 1)	15,2	0,100	0,119
т. 27 – Стр. 18	52,8	0,125	0,648
ТК 12 – т. 18	88,2	0,250	4,327
т. 18 – Стр. 1	54,9	0,100	0,431
т. 18 – т. 19	77,7	0,250	3,814
т. 19 – т. 20	59,9	0,200	1,882
т. 20 – Стр. 4 и Стр. 5	100	0,200	3,142
т.20 –Стр. 3 (ввод № 1)	17,6	0,125	0,215
т. 19 – т. 21	29,9	0,150	0,528
т. 21 – Стр. 2	8,9	0,100	0,070
т. 21 – Стр. 3 (ввод № 2)	43,6	0,100	0,342
		Общий объем $V_{\text{сети, М}^3}$	157,256
		$V_{\text{теплотот.}}$	350,445
		$V_{\text{подп. воды}}$	1,269

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

13.03.01.2018.050.02 ПЗ

Лист

38

На рисунке 5.1 представлена диаграмма рабочих характеристик для подбора насоса [46].

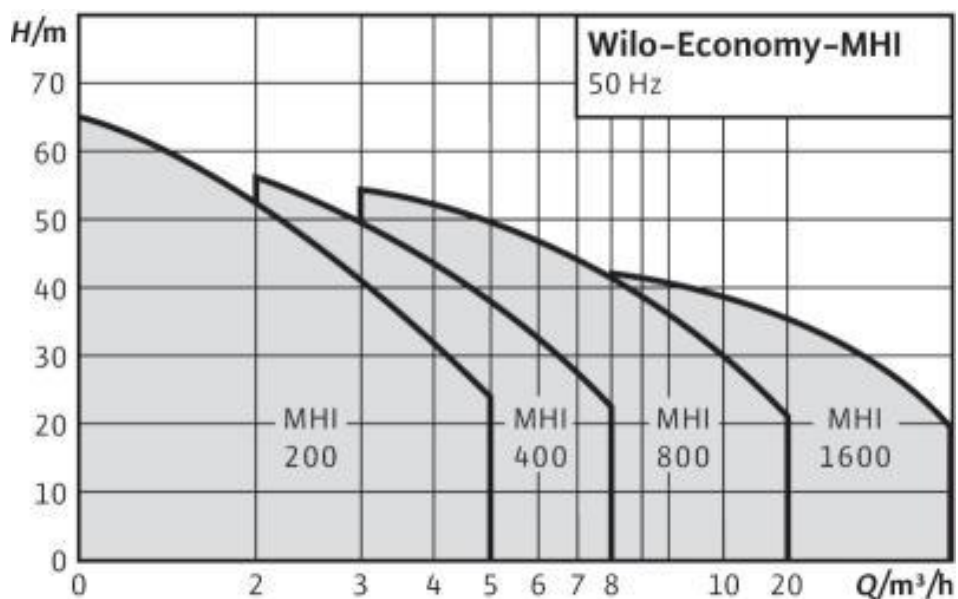


Рисунок 5.1 – Рабочая характеристика насоса Wilo MHI 400

По приведенным данным подобран насос Wilo MHI 804N-1/E/3-400-50-2, в таблице 5.2 отражены характеристики выбранного насоса [46].

Таблица 5.2 – Характеристики насоса Wilo MHI 804N-1/E/3-400-50-2

Наименование	Марка насоса
	MHI 804N-1/E/3-400-50-2
Подача, м ³ /ч	10
Напор, м	30
Частота вращения, об/мин	1500
Габариты, мм	
-длина	1800
-ширина	770
-высота	765

5.2 Сетевые насосы

Сетевые насосы подбираются по максимальному расходу в сети. Напор должен создаваться, чтобы обеспечить транспортировку сетевой воды до последнего потребителя. Создать требуемый напор у потребителя и обеспечить условия прохождения линии пьезографика для обратного трубопровода выше верхних отме-

ток зданий не менее чем на 5 метров. Устанавливается два насоса: рабочий и резервный [46].

На рисунке 5.2 представлена диаграмма рабочих характеристик для подбора насоса.

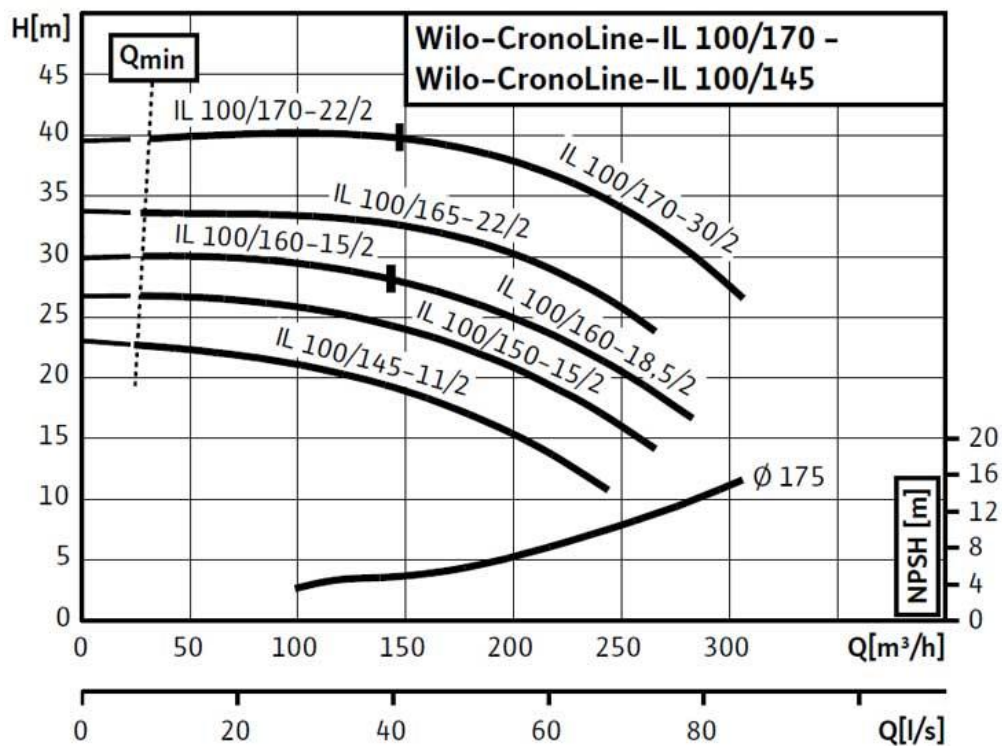


Рисунок 5.2 – Рабочая характеристика насоса WiloIL 100

По приведенным данным подобран насос WiloIL 100/150-15/2, в таблице 5.3 отражены характеристики выбранного насоса.

Таблица 5.3 – Технические характеристики насоса WiloIL 100/150-15/2

Наименование	Марка насоса
	IL 100/150-15/2
Номинальная подача, м ³ /ч	270
Напор, м	27
Частота вращения, об/мин	1500
Габариты, мм	
-длина	3080
-ширина	1236
-высота	1235

5.3 Антиконденсатные насосы

На рисунке 5.3 представлена диаграмма рабочих характеристик для подбора насоса.

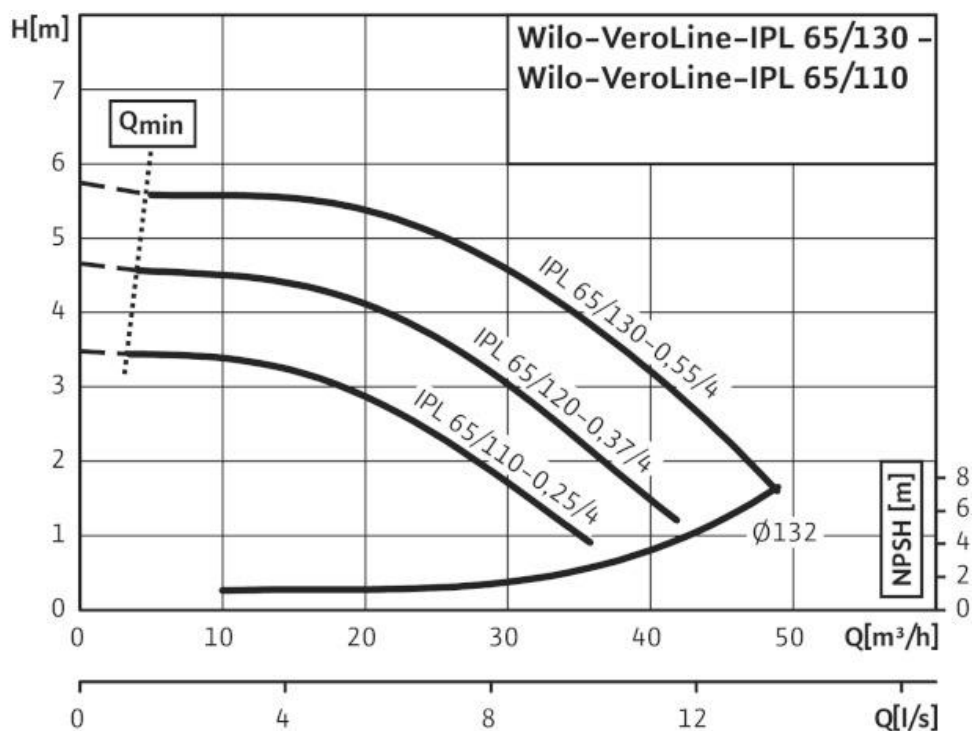


Рисунок 5.3 – Рабочая характеристика насоса WiloIL 100

Выбираем 2 насоса типа WiloIPL 65/130-0,55/4, в таблице 5.4 отражены характеристики выбранного насоса [46].

Таблица 5.4 – Технические характеристики насоса WiloIPL 65/130-0,55/4

Наименование	Марка насоса
	IPL 65/130-0,55/4
Подача, м ³ /ч	38,1
Напор, м	3
Частота вращения, об/мин	1450
Габариты, мм:	
-длина	424
-ширина	243
-высота	340

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

13.03.01.2018.050.02 ПЗ

Лист

41

5.4 Насосы сырой воды

Напор должен создаваться такой, чтобы обеспечить напор для циркуляции в сети

$$H = 30 \text{ м}$$

Выбираем 2 насоса типа Wilo MHI 804N-1/E/3-400-50-2, в таблице 5.5 отражены характеристики выбранного насоса [46].

Таблица 5.5 – Характеристики насоса Wilo MHI 804N-1/E/3-400-50-2

Наименование	Марка насоса
	MHI 804N-1/E/3-400-50-2
Подача, м ³ /ч	10
Напор, м	30
Частота вращения, об/мин	1500

5.5 Бак подпиточный

Для выбора подпиточного бака необходимо знать его объем. Объем подпиточного бака, м³ (5.2) [52]:

$$V_{\text{бак}} = 0,03V_{\text{мс}}, \quad (5.2)$$

где $V_{\text{мс}} = 350 \text{ м}^3$ – объем тепловой сети.

$$V_{\text{бак}} = 0,03 \cdot 350 = 10,5 \text{ л.}$$

По полученному объему выбираем 2 подпиточных бака ATV 5000, объемом 5000 л.

5.6 Горелка

Для выбора горелочного устройства требуется рассчитать тепловую мощность горелки $Q_{\text{гор}}$, МВт (5.3) [51]:

$$Q_{\text{гор}} = \frac{Q_{\text{ка}}}{\eta_{\text{ка}}}, \quad (5.3)$$

где $Q_{\text{ка}}$ – мощность котельного агрегата, МВт;

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$\eta_{ка}$ – КПД “брутто” котельного агрегата.

$$Q_{гор} = \frac{8}{0,9106} = 8,78 \text{ МВт.}$$

По полученным данным подобрана горелка CIBUNIGASHR520AMG-PR.S.RU.A.1.65.E.A, мощностью 8000 кВт.

5.7 Расширительный бак

По характеристикам системы, а именно температуры теплоносителя $11\backslash 05^{\circ}\text{C}$, объема системы 350 м^3 и максимального давления 6 бар подобраны 3 расширительных бака фирмы Westerмарки WRV-1000 [48].

5.8 Калорифер

Для выбора калорифера необходимо рассчитать расход тепла на подогрев воздуха и расход теплоносителя на калорифер.

Расход тепла на подогрев воздуха (5.4) [22]:

$$Q_m = L \cdot \rho_{возд} \cdot c_{возд} \cdot (t_{вн} - t_{нар}), \quad (5.4)$$

где $c_{возд}$ — теплоемкость воздуха, $c_{возд} = 1 \text{ кДж/кг} \cdot \text{K} = 0,24 \text{ ккал/кг} \cdot ^{\circ}\text{C}$ [22];

$\rho_{возд}$ — плотность воздуха, $\rho_{возд} = 1,33 \text{ кг/м}^3$ [22];

$t_{нар}$ — температура наружного воздуха, $t_{нар} = -34^{\circ}\text{C}$;

$t_{вн}$ — температура внутреннего воздуха, $t_{вн} = 20^{\circ}\text{C}$.

Определение воздухообмена (5.5) [22]:

$$L = V_{ном} \cdot k_p, \quad (5.5)$$

где k_p — кратность воздухообмена, $k_p = 1,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ [22];

$V_{ном}$ — объем помещения, $V_{ном} = 5 \cdot 9 \cdot 20 = 900 \text{ м}^3$.

$$L = 900 \cdot 1,5 = 1350 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

$$Q_m = 1350 \cdot 1,33 \cdot 1 \cdot (20 + 34) = 96957 \text{ кДж/ч} = 0,0269 \text{ МВт/ч}.$$

Расход теплоносителя на калорифер (5.6) [22]:

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$G_{\text{воды}} = \frac{(3,6 \cdot Q_m)}{c_{\text{воды}} \cdot (t_{\text{пр}} - t_{\text{обр}})}, \quad (5.6)$$

где $c_{\text{воды}}$ – теплоемкость воды,

$$c_{\text{вод}} = 4,187 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К} = 1 \text{ ккал/кг} \cdot \text{°C} [27];$$

$t_{\text{пр}}$ – температура прямого трубопровода, $t_{\text{пр}} = 105^\circ\text{C}$;

$t_{\text{обр}}$ – температура обратного трубопровода, $t_{\text{обр}} = 70^\circ\text{C}$;

$$G_{\text{воды}} = \frac{(3,6 \cdot 96957)}{4,187 \cdot (105 - 70)} = 2382 \text{ кг/ч} = 3,97 \text{ кг/с}$$

По полученным данным подобраны 4 калорифера КЭВ 42ПЗ110W фирмы НПО «Тепломаш» [60].

5.9 Система очистки воды

Для очистки воды от тяжелых металлов и примесей на котельной устанавливается установка сорбционно-осветительной очистки TS 91-12M фирмы Pentairwater [47].

Для удаления кислорода из используемой воды устанавливается комплекс обескислороживания с насосом-дозатором APG 603 фирмы SecoTeknaEVO [66].

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

6. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ

Отопительные котельные обеспечивают коммунально-бытовых потребителей тепловой энергией в виде горячей воды для целей отопления, вентиляции и ГВС. Тепловая мощность водогрейной котельной зависит от температуры наружного воздуха и режимов потребления на ГВС.

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

Проведем расчет принципиальной тепловой схемы водогрейной схемы для закрытой системы теплоснабжения при минимально-зимней температуре наружного воздуха.

Расход воды на собственные нужды, подпитку и потери в тепловой схеме (6.1) [22]:

$$Q_{сн} = 0,02 \cdot Q_m + Q_{кал}, \quad (6.1)$$

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

$$Q_{сн} = 0,02 \cdot 23,3606 + 0,0269 = 0,494 \text{ МВт.}$$

Общая тепловая мощность котельной (6.2) [22]:

$$Q_k = Q_o + Q_v + Q_{гвс} + Q_{сн}, \quad (6.2)$$

$$Q_k = 13,846 + 0,442 + 9,193 + 0,494 = 23,974 \text{ МВт.}$$

Расход воды через котельный агрегат (6.3) [22]:

$$G_k = \frac{Q_k}{c_v \cdot (\tau_{01} - \tau_{02})}, \quad (6.3)$$

$$G_k = \frac{23,974 \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot (105 - 70)} = 163,48 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Температура воды на выходе из котла (6.4) [22]:

$$t'_k = t'_{02} + \frac{Q_k}{c_v \cdot G_k}, \quad (6.4)$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$t'_k = 70 + \frac{23,974 \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot 163,48} = 105^\circ \text{C}.$$

Расход воды на собственные нужды (6.5) [22]:

$$G_{ch} = \frac{Q_{ch}}{c_w \cdot (t''_k - \tau'_k)}, \quad (6.5)$$

$$G_{ch} = \frac{0,494 \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot (105 - 70)} = 3,369 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход воды на линии рециркуляции (6.6) [22]:

$$G_{rec} = \frac{G_k \cdot (t'_k - \tau'_{02})}{c_w \cdot (t''_k - \tau'_{02})}, \quad (6.6)$$

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

Расход воды по перемычке (6.7) [22]:

$$G_{nm} = \frac{G_c \cdot (t''_k - \tau'_{01})}{c_w \cdot (t'_k - \tau'_{02})}, \quad (6.7)$$

Так как $t''_k = \tau'_{01} = 105^\circ \text{C}$, то $G_{nm} = 0$.

Расход сетевой воды (6.8) [22]:

$$G_c = \frac{Q_c}{(\tau'_{01} - \tau'_{02}) \cdot c_w}, \quad (6.8)$$

$$G_c = \frac{23,974 \cdot 10^6}{(105 - 70) \cdot 4,19 \cdot 10^3} = 163,48 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход подпиточной воды (6.9) [22]:

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$$G_{нодн} = 0,03 \cdot G_c, \quad (6.9)$$

$$G_{нодн} = 0,03 \cdot 163,48 = 4,9 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход исходной воды ($G_{хво} = G_{нодн}$) (6.10) [22]:

$$G_{исх} = 1,15 \cdot G_{хво}, \quad (6.10)$$

$$G_{исх} = 1,15 \cdot 4,9 = 5,64 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расчетный расход воды через котельный агрегат (6.11) [22]:

$$G_{\kappa}^p = \frac{Q_o + Q_{\beta} + Q_{ГВС}}{c_{\beta} \cdot (t_{\kappa}'' - \tau_{\kappa}')} + G_{сн}^p, \quad (6.11)$$

$$G_{\kappa}^p = \frac{(13,84563 + 0,44194 + 9,192701) \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot (105 - 70)} + 0,494 = 163,29 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Погрешность расчета (6.12) [22]:

$$\Delta = \frac{G_{\kappa}^p + G_{\kappa}}{G_{\kappa}^p} \cdot 100\%, \quad (6.12)$$

$$\Delta = \frac{163,29 + 163,3}{163,29} \cdot 100\% = 0,006\% \leq 2\%, \text{ расчет можно считать окончанным.}$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

7 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

7.1 Расчет приведенных потерь напора

Методика расчета изложена в справочнике проектировщика "Проектирование тепловых сетей" под редакцией Николаева А.А.

Задача гидравлического расчета трубопроводов тепловых сетей заключается в определении диаметров трубопроводов, потерь давления или пропускной способности трубопроводов.

Для проведения гидравлического расчета должны быть заданы схема и профиль тепловой сети, указаны размещение источников теплоты и потребителей и расчетные нагрузки. Расчет производится по участкам.

Произведем расчет 1 участка от котельной до ТК1

Рассчитаем расход теплоносителя на данном участке G , т/ч (7.1) [26]:

$$G = \frac{Q \cdot 1000}{\tau_1 - \tau_2}, \quad (7.1)$$

где Q – тепловая нагрузка на рассчитываемом участке в Гкал/ч

$$G = \frac{20,089 \cdot 1000}{35} = 573,96 \text{ т/ч.}$$

Диаметр трубопровода $d=273$ мм; длина по плану $L=25,2$ м.

Приведенную длину трубопровода L_{np} , м определяют по формуле (7.2) [26]:

$$L_{np} = L + L_{эkv}, \quad (7.2)$$

где $L_{эkv} = \alpha \cdot L$, α – коэффициент, учитывающий долю падения давления в местных сопротивлениях по отношению к падению давления на трение, принимается по табл.9.5 [26].

$$\alpha = 0,5$$

$$L_{np} = 25,2 + 0,5 \cdot 25,2 = 37,8 \text{ м.}$$

Выбираем из таблицы 9.11 скорость теплоносителя и удельные линейные потери давления:

- скорость теплоносителя $\omega = 1,265$ м/с

- удельные линейные потери давления $\Delta h = 3,995$ Па/м

Приведенные линейные потери по длине ΔH , м.вод.ст вычисляются по следующей формуле (7.3) [26]:

$$\Delta H = \Delta h \cdot L_{np}, \quad (7.3)$$

$$\Delta H = 3,995 \cdot 37,8 \cdot 0,000102 = 0,151 \text{ м.вод.ст}$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Аналогично рассчитываются остальные участки, гидравлический расчет которых представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Данные гидравлического расчета

№ участка	Тепловая нагрузка Q , Гкал/ч	Расход теплоносителя G , т/ч	Условный диаметр трубопровода, D_y , мм	Диаметр трубопровода $D_n \times S$	Длина участка L , м	Коэффициент a	Эквивалентная длина $L_{э}$, м	Приведенная длина $L_{пр}$, м	Скорость теплоносителя w , м/с	Удельные линейные потери давления, Δh Па/м	Приведенные линейные потери, H , м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
К – ТК 1	20,1	574,0	400	426 x 6	25,2	0,5	12,6	37,8	1,265	3,995	0,151
ТК 1 – ул. Александра Шмакова, д.26 (ввод №1)	0,830	23,72	125	133 x 4	43,7	0,3	13,11	56,81	0,562	3,486	0,198
ТК 1 – ТК 2	5,49	156,9	250	273 x 7	39,1	0,5	19,55	58,65	0,861	3,258	0,191
ТК 2 – ул. Александра Шмакова, д.26 (№2)	1,381	39,45	150	159 x 4,5	18,9	0,3	5,67	24,57	0,649	3,676	0,090
ТК 2 – ТК 3	4,109	117,4	250	273 x 7	205,2	0,5	102,6	307,8	0,644	1,987	0,612
ТК 3 – ул. Александра Шмакова, д.24 (ввод №1)	0,66	18,98	125	133 x 4	5,86	0,3	1,758	7,618	0,45	2,225	0,017
ТК 3 – ТК 4	3,445	98,43	200	219 x 6	63,9	0,5	31,95	95,85	0,847	4,178	0,400
ТК 4 – ул. Александра Шмакова, д.24 (ввод №2)	0,492	14,05	100	108 x 4	6,56	0,3	1,968	8,528	0,52	3,96	0,034
ТК 4 – ТК 5	2,95	84,38	200	219 x 6	61,8	0,5	30,9	92,7	0,725	2,233	0,207
ТК 5 – Краснопольский проспект, д.48 (ввод №1)	0,484	13,82	100	108 x 4	8,76	0,3	2,628	11,39	0,513	3,89	0,044
ТК 5 – ТК 6	2,45	70,56	200	219 x 6	42,9	0,3	12,87	55,77	0,606	2,256	0,126
ТК 6 – Краснопольский проспект, д.48 (ввод №2)	0,486	13,79	100	108 x 4	6,76	0,3	2,028	8,788	0,512	3,854	0,034

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТК 6 – ТК 7	1,987	56,77	200	219 x 6	25	0,5	12,5	37,5	0,488	1,388	0,052
ТК 7 – Краснопольский проспект, д.48а	0,464	13,26	100	108 x 4	10,6	0,3	3,18	13,78	0,49	3,548	0,049
ТК 7 – ТК 8	1,520	43,51	200	219 x 6	71,7	0,5	35,85	107,6	0,385	0,86	0,092
ТК 8 – ТРК	0,595	17,00	125	134 x 4	8,8	0,3	2,64	11,44	0,4	1,79	0,020
ТК 8 – ТК 9	0,928	26,51	150	159 x 4,5	25	0,3	7,5	32,5	0,435	1,66	0,054
ТК 9 – Стр. 8	0,464	13,26	100	108 x 4	22,5	0,3	6,75	29,25	0,49	3,548	0,104
ТК 9 – Стр. 9	0,464	13,26	125	134 x 4	105,2	0,3	31,56	136,8	0,315	1,096	0,150
ТК 1 – ТК 10	13,790	393,4	300	325 x 8	78,6	0,5	39,3	117,9	1,524	8,099	0,955
ТК 10 – ТК 15	3,643	104,1	200	219 x 6	18,3	0,5	9,15	27,45	0,913	5,098	0,140
ТК 15 – ТК 16	3,171	90,59	200	219 x 6	76,9	0,5	38,45	115,35	0,8	3,71	0,428
ТК 16 – Краснопольский проспект д. 46 (ввод №1)	0,673	19,24	125	134 x 4	27,6	0,5	13,8	41,4	0,4548	2,29	0,095
ТК 16 – Краснопольский проспект д. 46 (ввод №2)	0,492	14,04	100	108 x 4	23	0,3	6,9	29,9	0,52	3,96	0,118
ТК 16 – ТК17	2,006	57,31	150	159 x 4,5	48	0,3	14,4	62,4	0,94	7,753	0,484
ТК 17 – Краснопольский проспект д. 46 (ввод №3)	0,493	14,08	100	108 x 4	17,8	0,3	5,34	23,14	0,53	4,094	0,095
ТК 17 – ул. Бейвеля, д. 55 (ввод №2)	0,829	23,68	125	134 x 4	45,3	0,3	13,59	58,89	0,561	3,477	0,205
ТК 17 – ДС	0,684	19,55	125	134 x 4	98,2	0,3	29,46	127,7	0,46	2,355	0,301
ТК 15 – ул. Бейвеля, д. 55 (ввод №1)	0,473	13,50	100	108 x 4	5,1	0,3	1,53	6,63	0,5	3,68	0,024
ТК10 – ТК11	10,130	289,3	300	325 x 8	28,9	0,5	14,45	43,35	1,12	4,4	0,191
ТК11 – ул. Мусы Джалиля, д. 15	0,678	19,36	100	108 x 4	18,3	0,3	5,49	23,79	0,46	2,355	0,056
ТК11 – ТК 12	9,447	269,9	300	325 x 8	88,7	0,5	44,35	133,1	1,04	3,81	0,507
ТК 12 – ТК 13	4,779	136,5	200	219 x 6	64	0,5	32	96	1,175	8,041	0,772
ТК 13 – Стр.10	0,484	13,84	100	108 x 4	40,2	0,3	12,06	52,26	0,511	3,877	0,203
ТК 13 – ТК 14	4,294	122,7	200	219 x 6	43,4	0,3	13,02	56,42	1,057	6,495	0,366

Окончание таблицы 7.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТК 14- Стр.11	0,480	13,83	100	108 x 4	30,5	0,3	9,15	39,65	0,513	3,89	0,154
ТК 14 – т. 22	3,810	108,90	200	219 x 6	43,5	0,5	21,75	65,25	0,941	5,591	0,365
т. 22- Стр. 12	0,894	25,54	125	134 x 4	6,2	0,3	1,86	8,06	0,606	4,041	0,033
т. 22 – т. 23	2,916	83,32	200	219 x 6	206,3	0,5	103,1	309,4	0,717	2,993	0,926
т. 23 – т. 24	1,737	49,62	200	219 x 6	45,95	0,5	22,98	68,93	0,43	1,08	0,074
т. 24- Стр. 19 (ВВОД № 2)	0,693	19,79	100	108 x 4	9,3	0,3	2,79	12,09	0,74	8,08	0,098
т. 24 – т. 25	1,044	29,83	150	159 x 4,5	41,8	0,3	12,54	54,34	0,49	2,12	0,115
т. 25- Стр. 19 (ВВОД № 3)	0,422	12,06	100	108 x 4	15,25	0,3	4,575	19,83	0,44	2,91	0,058
т. 25 – т. 26	0,622	17,77	125	134 x 4	46,45	0,3	13,94	60,39	0,423	1,96	0,118
т. 26- Стр. 19	0,422	12,06	100	108 x 4	14,5	0,3	4,35	18,85	0,44	2,91	0,055
т. 26 – ДК	0,200	5,71	80	89 x 4	62,7	0,3	18,81	81,51	0,315	1,85	0,151
т. 23 – т. 27	1,180	33,70	150	159 x 4,5	48,85	0,3	14,66	63,51	0,554	2,683	0,170
т. 27- Стр. 19 (ВВОД № 1)	0,480	13,70	100	108 x 4	15,15	0,3	4,545	19,7	0,511	3,877	0,076
т. 27- Стр. 18	0,700	20,00	125	134 x 4	52,8	0,3	15,84	68,64	0,47	2,48	0,170
ТК 12 – т. 18	4,670	133,4	250	273 x 7	88,15	0,5	44,08	132,2	0,734	2,355	0,311
т. 18- Стр. 1	0,558	15,92	100	108 x 4	54,85	0,3	16,46	71,31	0,59	5,17	0,369
т. 18 – т. 19	4,110	117,50	250	273 x 7	77,7	0,5	38,85	116,6	0,645	1,829	0,213
т. 19 – т. 20	3,082	88,06	200	219 x 6	59,9	0,5	29,95	89,85	0,761	3,343	0,300
т. 20- Стр. 4 и Стр. 5	2,210	63,04	200	219 x 6	100	0,5	50	150	0,54	1,8	0,270
т.20- Стр. 3 (ВВОД № 1)	0,876	25,03	125	134 x 4	17,55	0,3	5,265	22,82	0,59	3,87	0,088
т. 19 – т. 21	1,029	29,40	150	159 x 4,5	29,9	0,3	8,97	38,87	0,485	2,7	0,105
т. 21- Стр. 2	0,420	12,01	100	108 x 4	8,9	0,3	2,67	11,57	0,2	0,36	0,004
т. 21- Стр. 3 (ВВОД № 2)	0,608	17,39	100	108 x 4	43,55	0,3	13,07	56,62	0,642	6,107	0,346

7.2 Расчет и построение пьезометрического графика

Пьезометрический график представляет собой графическое изображение напора теплоносителя в тепловой сети относительно местности, на которой она проложена.

Построение графика начинается с определения линии статического напора. Для этого необходимо найти статический напор тепловой сети $H_{ст}$, м (7.4):

$$H_{ст} = H_p + H_c + H_z, \quad (7.4)$$

где H_p – самая высокая точка рельефа местности, м;

H_c – высота самого высокого сооружения, м (здание, трубопровод и т.д.);

$H_z = 5-10$ м – запас напора.

$$H_{ст} = 256 + 30 + 10 = 296 \text{ м.}$$

Далее рассчитывается напор в подающем и обратном трубопроводе для каждого участка тепловой сети. В таблицах 7.2 –7.5 представлены данные, необходимые для построения пьезометрических графиков всех участков данной тепловой сети.

Таблица 7.2 – Данные для построения пьезометрического графика строения №9

Участок	Давление в начале участка подающий трубопровод P_1 , м	Потери на участке H , м	Отметка, м		Давление в конце участка подающий трубопровод P_{1-1} , м	Давление в начале участка обратный трубопровод P_2 , м	Потери на участке H , м	Отметка, м		Давление в конце участка обратный трубопровод P_{2-2}	$\Delta P(H)$ м.в.ст
			4	5				9	10		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
К – ТК 1	50,00	0,1510	256	254	51,85	35,00	0,1510	256	254	37,15	14,698
ТК 1 – ТК 2	51,85	0,1911	254	254	51,66	37,15	0,1911	254	254	37,34	14,3158
ТК 2 – ТК 3	51,66	0,6116	254	250	55,05	37,34	0,6116	254	250	41,95	13,0926

Продолжение таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТК 3 – ТК 4	55,05	0,4005	250	250	54,65	41,95	0,4005	250	250	42,35	12,2917
ТК 4 – ТК 5	54,65	0,207	250	250	54,44	42,35	0,207	250	250	42,56	11,8778
ТК 5 – ТК 6	54,44	0,1258	250	250	54,31	42,56	0,1258	250	250	42,69	11,6261
ТК 6 – ТК 7	54,31	0,0521	250	250	54,26	42,69	0,0521	250	250	42,74	11,522
ТК 7 – ТК 8	54,26	0,0925	250	250	54,17	42,74	0,0925	250	250	42,83	11,3371
ТК 8 – ТК 9	54,17	0,054	250	251	53,11	42,83	0,0540	250	251	41,89	11,2292
ТК 9 – Стр. 9	53,11	0,1499	251	251	52,96	41,89	0,1499	251	251	42,04	10,9294

Данные таблицы 7.2 представлены в виде графической зависимости на рисунке 7.1

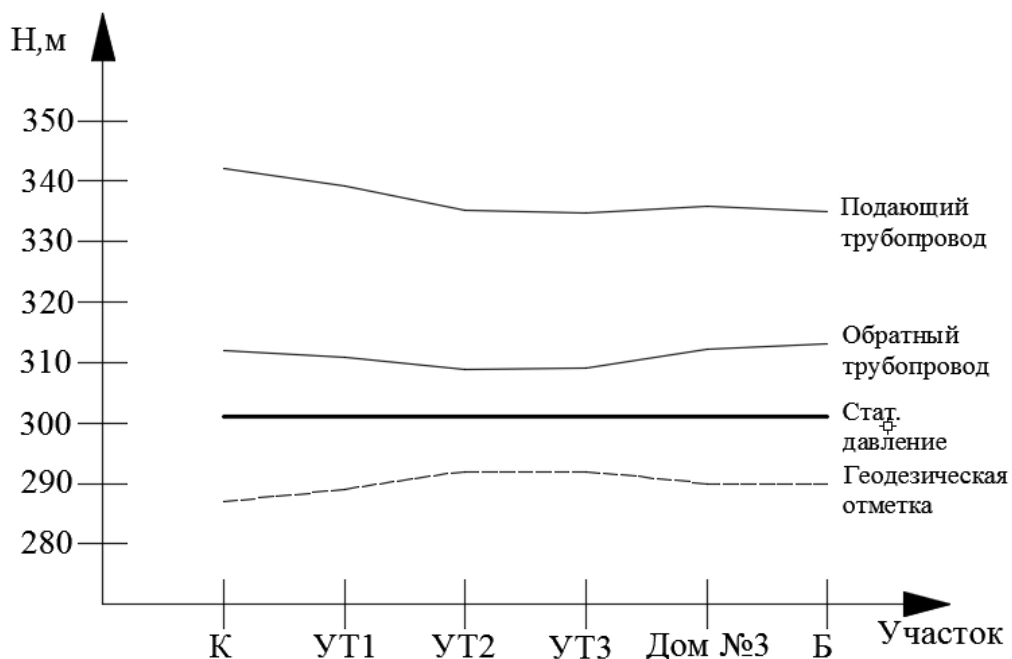


Рисунок 7.1 – Пьезометрический график строения №9

Таблица 7.3 – Данные для построения пьезометрического графика строения детского сада

Участок	Давление в начале участка подающей трубопровод P_1 , м	Потери на участке H , м	Отметка, м		Давление в конце участка подающий трубопровод P_{1-1} , м	Давление в начале участка обратный трубопровод P_2 , м	Потери на участке H , м	Отметка, м		Давление в конце участка обратный трубопровод P_{2-2} , м	$\Delta P(H)$, м
			4	5				9	10		
К – ТК 1	50,00	0,1510	256	254	51,85	35,00	0,1510	256	254	37,15	14,698
ТК 1 – ТК 10	51,85	0,9548	254	253	51,89	37,15	0,9548	254	253	39,11	12,7883
ТК 10 – ТК 15	51,89	0,1399	253	252	52,75	39,11	0,1399	253	252	40,25	12,5085
ТК 15 – ТК 16	52,75	0,428	252	251	53,33	40,25	0,428	252	251	41,67	11,6526
ТК 16 – ТК 17	53,33	0,4838	251	251	52,84	41,67	0,4838	251	251	42,16	10,685
ТК 17 – ДС	52,84	0,3006	251	253,5	50,04	42,16	0,3006	251	253,5	39,96	10,0837

Данные таблицы 7.3 представлены в виде графической зависимости на рисунке 7.2

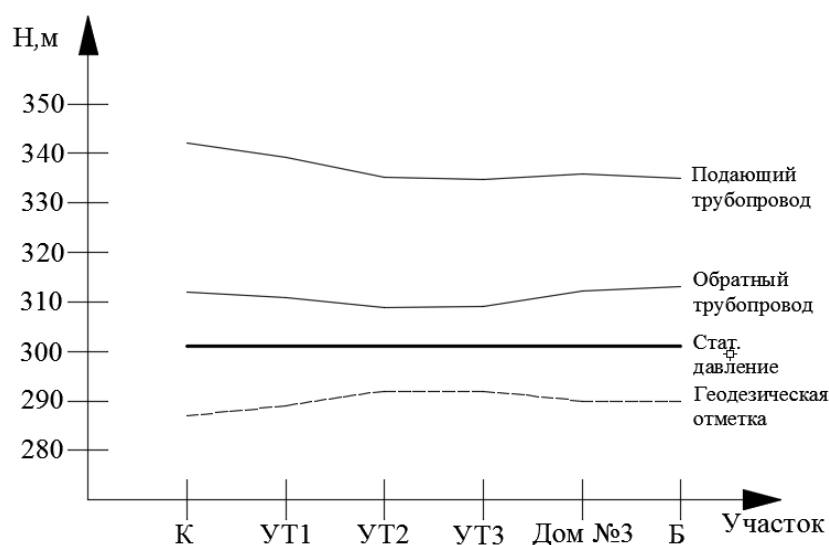


Рисунок 7.2 – Пьезометрический график строения детского сада

Таблица 7.4 – Данные для построения пьезометрического графика ДК

Участок	Давление в начале участка подающий трубопровод P_1 , м	Потери на участке H , м	Отметка, м		Давление в конце участка подающий трубопровод P_{1-1} , м	Давление в начале участка обратный трубопровод P_2 , м	Потери на участке H , м	Отметка, м		Давление в конце участка обратный трубопровод P_{2-2} , м	$\Delta P(H)$, м
			4	5				9	10		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
К – ТК 1	50,00	0,151	256	254	51,85	35,00	0,151	256	254	37,15	14,698
ТК 1 – ТК 10	51,85	0,9548	254	253	51,89	37,15	0,9548	254	253	39,11	12,7883
ТК10 – ТК11	51,89	0,1907	253	253	51,7	39,11	0,1907	253	253	39,30	12,4069
ТК11 – ТК 12	51,70	0,5069	253	253	51,2	39,30	0,5069	253	253	39,80	11,393
ТК 12 – ТК 13	51,20	0,7719	253	253	50,42	39,80	0,7719	253	253	40,58	9,8491
ТК 13 – ТК 14	50,42	0,3664	253	253	50,06	40,58	0,3664	253	253	40,94	9,1162
ТК 14 – т. 22	50,06	0,3648	253	253	49,69	40,94	0,3648	253	253	41,31	8,3867
т. 22 – т. 23	49,69	0,926	253	252	49,77	41,31	0,926	253	252	43,23	6,5348
т. 23 – т. 24	49,77	0,0744	252	252	49,69	43,23	0,0744	252	252	43,31	6,3859
т. 24 – т. 25	49,69	0,1152	252	253	48,58	43,31	0,1152	252	253	42,42	6,1555
т. 25 – т. 26	48,58	0,1183	253	252	49,46	42,42	0,1183	253	252	43,54	5,9188
т. 26 – ДК	49,46	0,1508	252	251	50,31	43,54	0,1508	252	251	44,69	5,6172

Данные таблицы 7.4 представлены в виде графической зависимости на рисунке 7.3

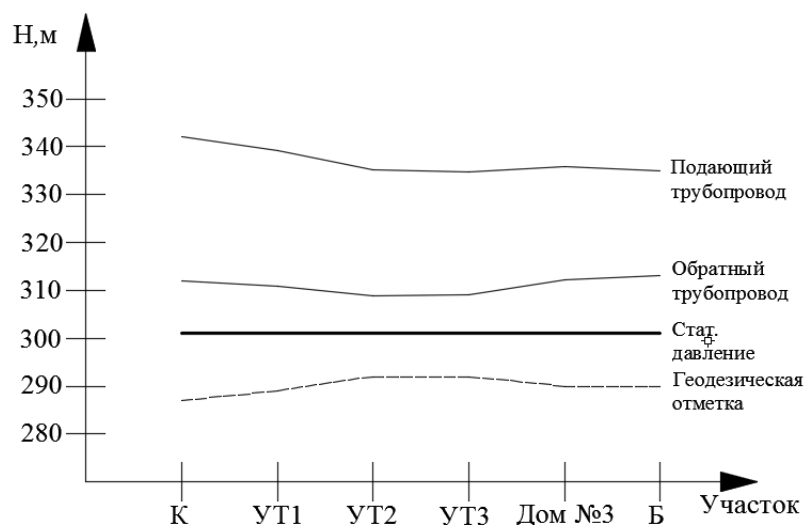


Рисунок 7.3 – Пьезометрический график строения детского сада

Таблица 7.5 – Данные для построения пьезометрического графика строения №5

Участок	Давление в начале участка подающий трубопровод P_{1-1} , м	Потери на участке H , м	Отметка, м		Давление в конце участка подающий трубопровод P_{1-1} , м	Давление в начале участка обратный трубопровод P_{2-2} , м	Потери на участке H , м	Отметка, м		Давление в конце участка обратный трубопровод P_{2-2} , м	$\Delta P(H)$, м
К – ТК 1	50,00	0,151	256	254	51,85	35,00	0,151	256	254	37,15	14,698
ТК 1 – ТК 10	51,85	0,9548	254	253	51,89	37,15	0,9548	254	253	39,11	12,7883
ТК 10 – ТК 11	51,89	0,1907	253	253	51,70	39,11	0,1907	253	253	39,30	12,4069
ТК 11 – ТК 12	51,70	0,5069	253	253	51,20	39,30	0,5069	253	253	39,80	11,393
ТК 12 – т. 18	51,20	0,3114	253	254	49,89	39,80	0,3114	253	254	39,11	10,7702
т. 18 – т. 19	49,89	0,2132	254	254	49,67	39,11	0,2132	254	254	39,33	10,3439
т. 19 – т. 20	49,67	0,3004	254	253	50,37	39,33	0,3004	254	253	40,63	9,7432
т. 20 – Стр. 5	50,37	0,2700	253	253	50,10	40,63	0,27	253	253	40,90	9,2032

Данные таблицы 7.5 представлены в виде графической зависимости на рисунке 7.4

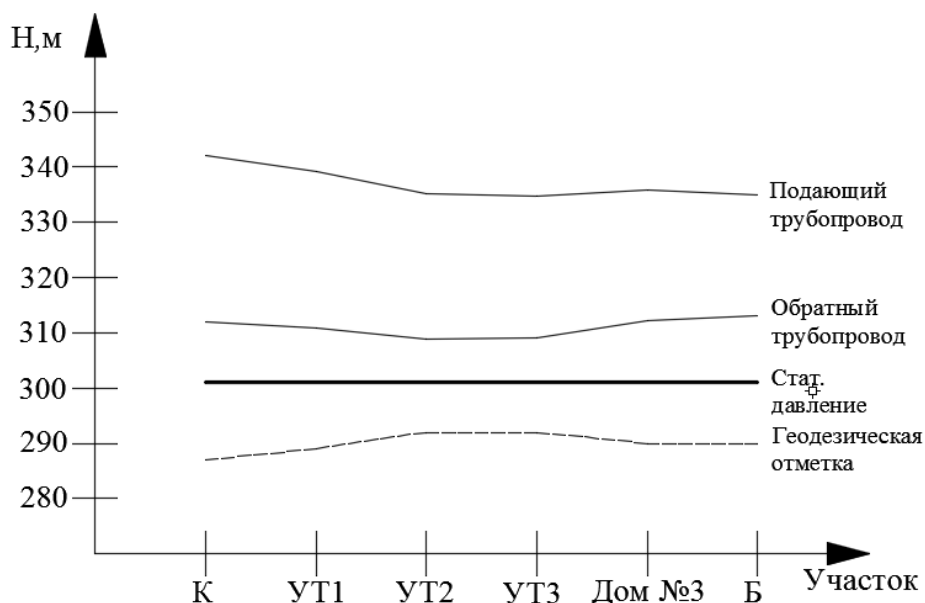


Рисунок 7.4 – Пьезометрический график строения детского сада

7.3 Наладочный расчет тепловой сети

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество и место установки дроссельных шайб.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима.

Рассмотрим участок от ТК 1 до потребителя по адресу ул. Александра Шмакова, д.26 (ввод №1).

Приведенные линейные потери давления на участке:

$$\Delta H = 0,198 \text{ м};$$

Давление и располагаемый напор в начале участка:

$$P_1 \setminus P_2 = 51,85 \setminus 37,15 \text{ м. в.ст.};$$

$$\Delta P(H) = 14,698 \text{ м. в. ст.};$$

Вследствие разницы геодезических отметок УТ и потребителя, необходимо учесть разницу высот:

ТК1 – 254 м.

ул. Александра Шмакова, д.26 – 252 м.

Давление и располагаемый напор в конце участка:

$$P_1 \setminus P_2 = 53,65 \setminus 39,349 \text{ м.в.ст.};$$

$$\Delta P(H) = 14,3 \text{ м.в.ст.}$$

В связи с потерями давления на трение по длине трубопровода, располагаемый напор на участке снизился на 0,398 м.в.ст.

Для поглощения избыточных напоров на абонентских вводах устанавливают дроссельные шайбы. Их изготавливают, из 2-3 миллиметровой стали и устанавливают между фланцами двух задвижек, чтобы можно было сменить шайбу, не спуская воду из системы отопления.

Диаметр шайб определяется по приближенной формуле (7.5):

$$D_{ш} = 10 \cdot \sqrt[4]{\frac{G^2}{\Delta H_{расп} - \Delta H_p}}, \quad (7.5)$$

где G – объёмный расход воды, т/ч;

dH – падение давления на диафрагме, м.в.ст.,

$$D_{ш} = 10 \cdot \sqrt[4]{\frac{23,721^2}{14,302 - 5}} = 27,888 \text{ мм.}$$

Результаты расчета диаметров шайб по потребителям сводим в таблицу 7.6

Таблица 7.6 – Результаты наладочного расчета тепловой сети

Участок	G , т/ч	$\Delta H_{расп}$, м.в.ст	ΔH_p , м.в.ст	$D_{ш}$, мм
1	2	3	4	5
ТК 1 – ул. Александра Шмакова, д.26 (ввод №1)	23,721	14,302	5	27,888
ТК 2 – ул. Александра Шмакова, д.26 (ввод №2)	39,454	14,135	5	36,130
ТК 3 – ул. Александра Шмакова, д.24 (ввод №1)	18,978	13,059	5	25,856

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Продолжение таблицы 7.6

1	2	3	4	5
ТК 4 – ул. Александра Шмакова, д.24 (ввод №2)	14,050	12,224	5	22,863
ТК 5 – Краснопольский проспект, д.48 (ввод №1)	13,820	11,789	5	23,030
ТК 6 – Краснопольский проспект, д.48 (ввод №2)	13,788	11,558	5	23,204
ТК 7 – Краснопольский проспект, д.48а	13,256	11,424	7	25,105
ТК 8 – ТРК	17,000	11,296	5	26,029
ТК 9 – Стр. 8	13,256	11,022	7	25,711
ТК 9 – Стр. 9	13,256	10,929	7	25,860
ТК 16 – Краснопольский проспект д. 46 (ввод №1)	19,246	11,463	5	27,514
ТК 16 – Краснопольский проспект д. 46 (ввод №2)	14,043	11,416	5	23,546
ТК 17 – Краснопольский проспект д. 46 (ввод №3)	14,079	10,496	5	24,507
ТК 17 – ул. Бейвеля, д. 55 (ввод №2)	23,682	10,275	5	32,110
ТК 17 – ДС	19,546	10,084	5	29,443
ТК 15 – ул. Бейвеля, д. 55 (ввод №1)	13,500	12,46	5	22,232
ТК11 – ул. Мусы Джалиля, д. 15	19,364	12,295	5	26,776
ТК 13 – Стр.10	13,841	9,444	5	25,624
ТК 14 – Стр.11	13,834	8,808	5	26,626
т. 22 – Стр. 12	25,535	8,322	5	37,431
т. 24 – Стр. 19 (ввод № 2)	19,791	6,191	5	42,590
т. 25 – Стр 19 (ввод № 3)	12,057	6,04	5	34,384
т. 26 – Стр. 19 (ввод № 4)	12,057	5,751	5	37,296
т. 26 – ДК	5,714	5,560	5	27,639
т. 27 – Стр. 19 (ввод № 1)	13,701	6,041	5	36,642
т. 27 – Стр. 18	20,002	5,854	5	46,530
т. 18 – Стр. 1	15,919	10,033	5	26,638
т. 20 – Стр. 4 и Стр. 5	63,039	9,203	5	55,451
т.20 – Стр. 3 (ввод № 1)	25,025	9,567	5	34,221
т. 21 – Стр. 2	12,013	10,126	5	23,035
т. 21 – Стр. 3 (ввод № 2)	17,390	9,443	5	28,724

8. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Для рационального использования и существенной экономии ресурсов, следует следить за наладкой отпуска теплоносителя в соответствии с условиями наружного воздуха. В течение отопительного периода необходимо производить регулирование подачи теплоты, это позволяет сжигать значительно меньшее количество топлива, и соответственно. Существует несколько способов регулирования: качественный – меняются температуры теплоносителя; количественный – меняется расход теплоносителя; качественно-количественный и регулирование при помощи пропусков. Чаще всего используется качественный метод. В этом случае меняется температура теплоносителя в зависимости от сезонных условий. Для этого составляется температурный график, который разрабатывается специалистами-теплотехниками проектных и энергоснабжающих организаций по специальной методике для каждого источника теплоснабжения с учетом конкретных местных условий. Эти графики должны разрабатываться исходя из требования, чтобы в холодный период года в жилых комнатах поддерживалась оптимальная температура, равная 20 – 22°C.

При расчетах графика учитываются потери тепла на участке от источника теплоснабжения до жилых домов.

Экономический эффект внедрения в практику теплоснабжения оптимальных режимов функционирования тепловых сетей складывается из следующих компонентов:

- 1) ликвидация излишних затрат топлива, обусловленных перегревом отапливаемых зданий;
- 2) сведение к минимуму слива воды из местных систем горячего водоснабжения.
- 3) сокращение затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя за счет оптимизации гидравлического режима функционирования тепловой сети.

Для составления температурного графика качественного регулирования необходимо рассчитать температуры теплоносителя в подающем τ_{1o} , °C (формула 8.1) и обратном τ_{2o} , °C (формула 8.2) трубопроводе для различных температур наружного воздуха [25]:

$$\tau_{1o} = t_g + \Delta t_o' \cdot \overline{Q_o}^{0,8} + (\delta \tau_o' - 0,5 \cdot \theta_o') \overline{Q_o}, \quad (8.1)$$

$$\tau_{2o} = t_g + \Delta t_o' \cdot \overline{Q_o}^{0,8} - 0,5 \cdot \theta_o' \cdot \overline{Q_o}, \quad (8.2)$$

где $\overline{Q_o} = \frac{Q_o}{Q_o'} = \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{но}}$,

Q_o – величина нагрузки для рассматриваемой температуры наружного воздуха, МВт;

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Q'_o – расчетная величина нагрузки, МВт;

$\delta\tau'_o = \tau'_{1o} - \tau'_{2o}$, τ'_{1o} – температура теплоносителя в подающем трубопроводе при расчетной температуре наружного воздуха в холодный период года для проектирования отопления,

τ'_{2o} – температура теплоносителя в обратном трубопроводе при расчетной температуре наружного воздуха в холодный период года для проектирования отопления, °С;

$\theta'_o = \tau'_{3o} - \tau'_{2o}$ – разность температур в системе отопления, °С,

τ'_{3o} – максимальная температура в отопительном приборе, °С;

$\Delta t'_o = \frac{\tau'_{3o} + \tau'_{2o}}{2} - t'_e$ – температурный напор нагревательного прибора, °С.

Для города Челябинска температуры для тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха в холодный период года для проектирования отопления 105/70°С, а для систем отопления – 90/65 °С, следовательно $\tau'_{1o} = 105$ °С, $\tau'_{2o} = 70$ °С, $\tau'_{3o} = 90$ °С. Рассчитаем температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе для температуры наружного воздуха +8°С:

$$\tau_{1o} = 20 + \left(\frac{90 + 70}{2} - 20 \right) \cdot \left(\frac{20 - 8}{20 + 32} \right)^{0,8} + (110 - 70 - 0,5 \cdot 20) \frac{20 - 8}{20 + 32} = 45,5^\circ\text{C};$$

$$\tau_{2o} = 20 + \left(\frac{90 + 70}{2} - 20 \right) \cdot \left(\frac{20 - 8}{20 + 32} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot (90 - 70) \cdot \left(\frac{20 - 8}{20 + 32} \right) = 36,2^\circ\text{C}.$$

Для остальных температур наружного воздуха температуры теплоносителя рассчитываются аналогично. Полученные данные сведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Температурный график

Температура наружного воздуха, t_n , °С	Температура теплоносителя в подающем трубопроводе, τ_{o1} , °С	Температура теплоносителя в обратном трубопроводе, τ_{o2} , °С
1	2	3
8	70	62,2
7	70	61,6
6	70	60,9
5	70	60,3
4	70	59,6
3	70	59
2	70	58,3
1	70	57,7

Продолжение таблицы 8.1

1	2	3
0	70	57
-1	70	56,4
-2	70	55,7
-3	70	55,1
-4	70	54,4
-5	70	53,8
-6	70	53,1
-7	70	52,5
-8	70	51,9
-9	70,1	51,3
-10	71,6	52,1
-11	73	52,9
-12	74,5	53,7
-13	75,9	54,5
-14	77,3	55,3
-15	78,8	56,1
-16	80,2	56,9
-17	81,6	57,6
-18	83	58,4
-19	84,4	59,1
-20	85,8	59,9
-21	87,2	60,7
-22	88,6	61,4
-23	90	62,1
-24	91,4	62,9
-25	92,8	63,6
-26	94,1	64,3
-27	95,5	65,1
-28	96,9	65,8
-29	98,2	66,5
-30	99,6	67,2
-31	101	67,9
-32	102,3	68,6
-33	103,7	69,3
-34	105	70

9. ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

При сжигании органического топлива образуются оксиды углерода, серы, азота, соединения свинца, сажа, углеводороды, в том числе канцерогенные, например бензопирен, и другие вещества в твердом, жидком и газообразном состоянии [21].

Необходимо удаление во внешнюю среду и рассеивание продуктов сжигания топлива, для этого необходимо установить дымовую трубу, которая бы позволяла достигать допустимой концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы. Для определения диаметра и высоты трубы необходимо провести соответствующие расчеты для зимнего режима работы котельной и для летнего. Для начала необходимо определить выброс вредных веществ, образующихся при горении топлива [21].

При сжигании природного газа в топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Образование двуокиси азота NO₂ за счет окисления NO происходит при низких температурах и требует значительного времени.

Проведем расчет существующей высоты дымовой трубы на летний и зимний режимы работы по методике, изложенной в методическом пособии Грибанова А.И «Расчет дымовой трубы» [21].

Выброс окислов азота, г/с, рассчитывается по NO₂ [21].

Для котлов малой мощности (9.1):

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot B \cdot Q_n^p \cdot K_{NO_2} \cdot (1 - \beta), \quad (9.1)$$

Расчет дымовой трубы должен выполняться с учетом работы котельной при ее максимально возможной мощности с учетом расширения. Расчет максимальной приземной концентрации выбросов должен выполняться при работе котельной с тепловыми нагрузками, соответствующими средней температуре наиболее холодного месяца и летнему режиму.

9.1 Расчет дымовой трубы.

Для Челябинска средняя температура самого холодного месяца (января) равна $t_n = -15,5^\circ\text{C}$ [19] средняя температура самого жаркого месяца (июль) $t_n = 22,8^\circ\text{C}$. Топливо - природный газ газопровода Бухара – Урал. Расчет выбросов проводится только для NO_x, так как газ – топливо беззольное.

Расчетные характеристики топлива: CH₄ = 94,9%; C₂H₆ = 3,2%; C₃H₈ = 0,4%; C₄H₁₀ = 0,1%; C₅H₁₀ = 0,1%; N₂ = 0,9%; CO₂ = 0,4%; плотность $\rho = 0,758 \text{ кг/м}^3$, низшая теплота сгорания $Q_n^p = 36694 \text{ кДж/м}^3$, коэффициент избытка воздуха: $\alpha = 1,1$

Расчетный объем продуктов сгорания при условиях выхода (9.2) [19]:

$$V_p = \frac{P_{ny} \cdot V_{ny} \cdot T}{P \cdot T_{ny}}, \quad (9.2)$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

где $P_{\text{нр}} = 760$ мм.рт.ст. — атмосферное давление при нормальных условиях;
 $T_p = 165^\circ\text{C} = 438$ К — температура дымовых газов на выходе из котла;
 $P_p = 740$ мм.рт.ст. — атмосферное давление;
 $T_{\text{нр}} = 20^\circ\text{C} = 293$ К — температура при нормальных технических условиях

$$V_p = \frac{760 \cdot 11,627 \cdot 438}{740 \cdot 293} = 17,85 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

В зимний период работают 4 котла «Термотехник» ТТ-100 общей мощностью 24 МВт.

Расход топлива на 1 котел $B = 0,04 \text{ м}^3/\text{с}$, общий расход топлива $B = 0,16 \text{ м}^3/\text{с}$,
 $\eta = 92\%$ — КПД котла;

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе котлов рассчитывается по формуле (9.3) [19]:

$$V = B \cdot n \cdot V_p, \quad (9.3)$$

где n — число котлов.

$$V = 0,04 \cdot 4 \cdot 17,85 = 2,856 \text{ м}^3/\text{с}$$

В летний период работает 2 котла «Термотехник» ТТ-100 общей мощностью 10 МВт.

Расход топлива $B = 0,04 \text{ м}^3/\text{с}$

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе котла, рассчитаем по формуле (9.3) [19]:

$$V = 0,04 \cdot 2 \cdot 17,85 = 1,428 \text{ м}^3/\text{с}$$

9.2 Расчет выброса оксидов азота.

Суммарное количество оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами, рассчитаем по формуле (9.1) [21]:

Зимний период:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,001 \cdot 4 \cdot 0,04 \cdot 36694 \cdot 0,095 \cdot (1 - 0) = 0,558 \text{ г/с}$$

Летний период:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,001 \cdot 2 \cdot 0,04 \cdot 36694 \cdot 0,095 \cdot (1 - 0) = 0,279 \text{ г/с}$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

9.3 Расчет концентрации вредных веществ

Минимальная высота дымовой трубы рассчитывается из соображений рассеивания выбросов. Труба должна обеспечить такое рассеивание, при котором максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое не превышает значения максимально разовой ПДК вещества в атмосферном воздухе.

Зададимся скоростью газов на выходе из устья трубы $w = 20$ м/с, тогда диаметр устья трубы, м, рассчитывается по формуле (9.4) [21]:

Зимний период:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot w}}, \quad (9.4)$$

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,856}{3,14 \cdot 20}} = 0,427 \text{ м.}$$

Летний период:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,428}{3,14 \cdot 20}} = 0,3 \text{ м.}$$

Выберем ближайший стандартный диаметр для металлических труб $D = 0,4$ м

Тогда реальная скорость дымовых газов на выходе, м/с, рассчитывается по формуле (9.5) [21]:

$$\omega_o = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_o^2}, \quad (9.5)$$

Зимний период:

$$\omega_o = \frac{4 \cdot 2,856}{3,14 \cdot 0,4^2} = 22,7 \text{ м/с.}$$

Летний период:

$$\omega_o = \frac{4 \cdot 1,428}{3,14 \cdot 0,4^2} = 11,4 \text{ м/с.}$$

Высота дымовой трубы, м, рассчитывается по формуле (9.6) [21]:

$$h = \sqrt{A \cdot F \cdot n \cdot m \cdot \frac{M}{\text{ПДК}} \cdot \sqrt[3]{\frac{z}{v \cdot \Delta T}}}, \quad (9.6)$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

где A – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, определяется климатической зоной, для Южного Урала $A = 160$;

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

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

ПДК – предельно допустимая разовая концентрация окислов азота NO_2 , составляет 0,085 мг/м³;

Z – число труб;

ΔT – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха, °С;

m и n – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой. Значения этих коэффициентов определяются по вспомогательным величинам (9.7) (9.8):

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega_o^2 \cdot D_o}{h^2 \cdot \Delta T}, \quad (9.7)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{h}}, \quad (9.8)$$

Коэффициенты m и n рассчитываются по формулам (9.9-9.12) [21]:

При $f < 100$:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}}, \quad (9.9)$$

при $f > 100$:

$$m = \frac{1,47}{\sqrt[3]{f}}, \quad (9.10)$$

при $v_m \geq 2$: $n = 1$;

при $0,5 < v_m < 2$:

$$n = 0,532 \cdot v_m^2 - 2,13 \cdot v_m + 3,13, \quad (9.11)$$

при $v_m \leq 0,5$:

$$n = 4,4 \cdot v_m. \quad (9.12)$$

При расчете минимальной высоты трубы воспользуемся графоаналитическим методом [21]. Для этого зададимся тремя высотами труб:

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$$h_3' = 5 \text{ м}$$

$$h_3'' = 7 \text{ м}$$

$$h_3''' = 10 \text{ м}$$

1. $h_3' = 5 \text{ м}$

Произведем расчет для первой высоты, по формуле (9.7) найдем:
Зимний период:

$$f' = \frac{10^3 \cdot 22,7^2 \cdot 0,4}{5^2 \cdot (165 + 15,5)} = 45,7$$

Летний период:

$$f' = \frac{10^3 \cdot 11,4^2 \cdot 0,4}{5^2 \cdot (165 - 22,8)} = 14,6$$

Рассчитаем значение m по формуле (9.9):

Зимний период:

$$m' = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{45,7} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{45,7}} = 0,37$$

Летний период:

$$m' = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{14,6} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{14,6}} = 0,53$$

Найдем значение v_m' по формуле (9.8):

Зимний период:

$$v_m' = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{2,856 \cdot (165 + 15,5)}{5}} = 3$$

Летний период:

$$v_m' = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,428 \cdot (165 - 22,8)}{5}} = 2,23$$

Тогда $\alpha = 1$, и высота трубы рассчитывается по формуле (9.6):

Зимний период:

$$h' = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 0,37 \cdot 1 \cdot \frac{0,558}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{3 \cdot (165 + 15,5)}}} = 6,9 \text{ м}$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Летний период:

$$h' = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 0,53 \cdot 1 \cdot \frac{0,279}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{2,23 \cdot (165 - 22,8)}}} = 6,4 \text{ м}$$

2. $h_3'' = 7 \text{ м}$

Произведем расчет для третьей высоты, по формуле (9.7) найдем:

Зимний период:

$$f' = \frac{10^3 \cdot 22,7^2 \cdot 0,4}{7^2 \cdot (165 + 15,5)} = 23,3$$

Летний период:

$$f'' = \frac{10^3 \cdot 11,4^2 \cdot 0,4}{7^2 \cdot (165 - 22,8)} = 7,46$$

Рассчитаем значение m по формуле (9.9):

Зимний период:

$$m' = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{23,3} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{23,3}} = 0,47$$

Летний период:

$$m'' = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{7,46} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{7,46}} = 0,62$$

Найдем значение v_m''' по формуле (9.8):

Зимний период:

$$v_m' = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{2,856 \cdot (165 + 15,5)}{7}} = 2,7$$

Летний период:

$$v_m'' = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,428 \cdot (165 - 22,8)}{7}} = 1,99$$

Тогда $\alpha = 1$, высота трубы считается по формуле (9.6):

Зимний период:

$$h' = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 0,47 \cdot 1 \cdot \frac{0,558}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{2,7 \cdot (165 + 15,5)}}} = 7,9 \text{ м}$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Летний период:

$$h'' = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 0,62 \cdot 1 \cdot \frac{0,279}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{1,99 \cdot (165 - 22,8)}}} = 7 \text{ м}$$

3. $h_3''' = 10 \text{ м}$

Произведем расчет для второй высоты, по формуле (9.7) найдем:

Зимний период:

$$f' = \frac{10^3 \cdot 22,7^2 \cdot 0,4}{10^2 \cdot (165 + 15,5)} = 11,4$$

Летний период:

$$f''' = \frac{10^3 \cdot 11,4^2 \cdot 0,4}{10^2 \cdot (165 - 22,8)} = 3,7$$

Рассчитаем значение m по формуле (9.9):

Зимний период:

$$m' = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{11,4} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{11,4}} = 0,56$$

Летний период:

$$m''' = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{3,7} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{3,7}} = 0,72$$

Найдем значение v_m''' по формуле (9.8):

Зимний период:

$$v_m' = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{2,856 \cdot (165 + 15,5)}{10}} = 2,4$$

Летний период:

$$v_m''' = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,428 \cdot (165 - 22,8)}{10}} = 1,77$$

Тогда рассчитывается по формуле (9.11):

$$n = 0,532 \cdot 1,77^2 - 2,13 \cdot 1,77 + 3,13 = 1,473$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Высота трубы рассчитывается по формуле (9.6):

Зимний период:

$$h' = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 0,56 \cdot 1 \cdot \frac{0,558}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{2,4 \cdot (165 + 15,5)}}} = 8,8 \text{ м}$$

Летний период:

$$h'' = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 0,72 \cdot 1,473 \cdot \frac{0,19}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{1,77 \cdot (165 - 22,8)}}} = 7,77 \text{ м}$$

Расчетные значения расчетов для зимнего периода внесем в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Значения расчета высоты дымовой трубы для зимнего периода

Параметр	Единица измерения	1	2	3
h_3	м	5	7	10
f	-	45,7	23,3	11,4
m	-	0,036	0,47	0,56
v_m	м/с	3	2,7	2,4
n	-	1,00	1	1
h_p	м	6,9	7,9	8,8

Расчетные значения расчетов для летнего периода внесем в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Значения расчета высоты дымовой трубы для летнего периода

Параметр	Единица измерения	1	2	3
h_3	м	5	7	10
f	-	14,6	7,46	3,7
m	-	0,53	0,62	2,72
v_m	м/с	2,23	1,99	1,77
n	-	1	1	1,473
h_p	м	6,4	7	7,77

По полученным значениям построим график и найдем минимальную высоту дымовой трубы для котельной (рисунок 9.1).

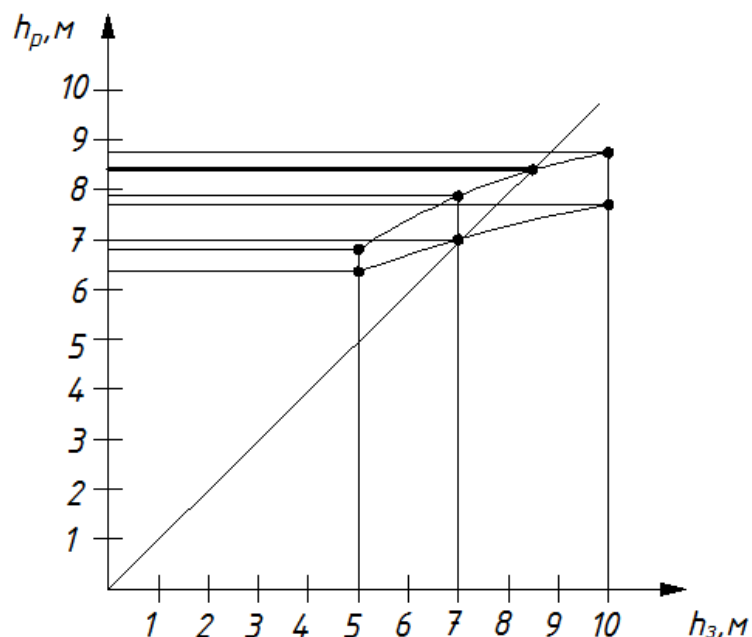


Рисунок 9.1 – Определение минимальной высоты дымовой трубы

Из рисунка видно, что высота дымовой трубы составляет $h = 8,5$ м. Так как котельная расположена на удаленном расстоянии от жилых и общественных зданий, и не попадают под радиус рассеивания выбросов из дымовой трубы, выберем высоту дымовой трубы из стандартных $h = 10$ м, при этом необходимо учесть соответствие санитарным нормам: веществ в приземном слое не выше ПДК.

9.4 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы

Максимальная приземная концентрация от источника рассчитывается по формуле, мг/м^3 (9.12) [21]:

$$C_M = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{h_{\min}^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (9.12)$$

В этой формуле все величины рассчитываются по формулам (9.7) – (9.12):
Зимний период:

$$f' = \frac{10^3 \cdot 22,7^2 \cdot 0,4}{10^2 \cdot (165 + 15,5)} = 11,4$$

$$m' = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{11,4} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{11,4}} = 0,56$$

$$v'_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{2,856 \cdot (165 + 15,5)}{10}} = 2,4$$

$$n'=1$$

Приземная концентрация окислов азота зимой:

$$C_m = \frac{160 \cdot 0,558 \cdot 1 \cdot 0,56 \cdot 1}{10^2 \cdot \sqrt[3]{2,856 \cdot 180,5}} = 0,062 \text{ мг/м}^3$$

Максимальная концентрация выбросов NO₂ в зимний период не превышает ПДК_{NO2}=0,085 мг/м³

Летний период:

$$f''' = \frac{10^3 \cdot 11,4^2 \cdot 0,4}{10^2 \cdot (165 - 22,8)} = 3,7$$

$$m''' = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{3,7} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{3,7}} = 0,72$$

$$v'''_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,428 \cdot (165 - 22,8)}{10}} = 1,77$$

$$n = 0,532 \cdot 1,77^2 - 2,13 \cdot 1,77 + 3,13 = 1,473$$

Приземная концентрация окислов азота летом:

$$C_m = \frac{160 \cdot 0,19 \cdot 1 \cdot 0,72 \cdot 1,473}{10^2 \cdot \sqrt[3]{1,77 \cdot (165 - 22,8)}} = 0,049 \text{ мг/м}^3$$

Максимальная концентрация выбросов NO₂ в летний период не превышает ПДК_{NO2}=0,085 мг/м³

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

10. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА

Согласно правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок теплоэнергетическое оборудование должно быть автоматизировано. Для отслеживания параметров работы котельной необходима установка контрольно-измерительных приборов, таких как манометр, термометр, расходомер, уровнемер и т.д.

Система автоматики выполняет сбор информации о процессе и позволяет управлять и контролировать технологические операции без непосредственного участия рабочего персонала [6].

Для выбранного оборудования блочно-модульной микрорайона 49А выполняется подбор контрольно-измерительных приборов и автоматики.

10.1 Контрольно-измерительные приборы

10.1.1 Термометры, термосопротивления и термостаты

Для измерения температуры воды на входе и выходе (2,21,39, 57 и 11, 29, 47, 65) каждого котла, в подающем трубопроводе (90) и обратном трубопроводе (91), а так же на входе и выходе воды из калориферов (98 и 99) устанавливаются термометры биметаллические общетехнические ТБ с диапазоном температур от 0°С до 120°С.

Также для измерения температуры воды перед котлом (4, 19, 25, 37) и в подающем (86) и обратном (96) трубопроводах устанавливаются преобразователи температур КТПТР-0,1 с диапазоном от 0 до 180 °С.

Для контроля температуры воды в котле устанавливают по два термостата на котел: рабочий (6, 24, 42, 60) и аварийный (7, 25, 43, 61).

Термостат работает как ограничитель водной температуры. Применяется на трубопроводах. Когда предустановленное значение ограничения достигает температуры, при которой срабатывает выключение, контакты группы 1-3 замыкаются, а контакты группы 1-2 размыкаются. Если температура среды, которая контролируется термостатом SimensRAK-TW.1200B-M, понижается до значения переключения дифференциала, включается обратная операция [64].

Для измерения температуры наружного воздуха на северной стене здания установлен датчик температуры Danfoss Pt1000, ESMT (132).

Корпус прибора изготовлен из поликарбоната. Внутри коробки находится платиновое сопротивление, достоинством которого является прямо пропорциональная зависимость проводимости элемента от температуры окружающей среды. Соединяется прибор с погодным компенсатором ECL Comfort с помощью двухпроводной витой парой. Принцип действия основан на свойстве платины изменять электрическое сопротивление в зависимости от температуры. Изменение сопротивления регистрируется вторичным прибором (контроллером), в измерительную схему которого включен термопреобразователь сопротивления [39].

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Для измерения температуры внутри помещения устанавливается датчик температуры ESM-10 (134).

Работа прибора основана на прямопропорциональной зависимости сопротивления материала от изменения окружающей температуры. В качестве рабочего элемента вступает платиновое сопротивление Pt 1000. Соединяется прибор с погодным компенсатором ECL Comfort с помощью двухпроводной витой парой.

Показания температурного датчика ESM-10 служат основой для создания управляющих, корректирующих сигналов для исполнительного механизма (регулирующий клапан) в системе отопления. В случае отклонения температуры воздуха в помещении от заданной, будет вырабатываться соответствующий управляющий сигнал, который или откроет или закроет на нужное время клапан в подающем трубопроводе [59].

10.1.2 Манометры, преобразователи и реле давления

Для измерения давления устанавливаются общетехнические манометры ДМ2 с диапазоном 0...6 бар: до и после каждого котла (1, 22, 40, 58 и 5, 23, 41, 59); в подающем трубопроводе (89); на обратном трубопроводе до и после фильтра-грязевика (92 и 94); до и после каждого сетевого (74, 78, 82 и 76, 80, 84), рециркуляционного (16, 34, 52, 70 и 18, 36, 54, 72) и подпиточного насосов (121, 124 и 123, 126); на трубопроводе сырой воды – до и после фильтра грязевика (101 и 125), до и после насосов (107, 111 и 109, 113); а так же входе и выходе воды из калориферов (97, 100).

Также для измерения давления на подающем трубопроводе (87), на обратном трубопроводе (93), на трубопроводе сырой воды (102) и подпиточной линии (130) устанавливаются преобразователи давления MBS1700.

Действие преобразователей давления измерительных MBS основано на уравновешивании измеряемого давления силой упругой деформации тензорезистивного первичного преобразователя. Под воздействием измеряемого давления измерительная мембрана деформируется и изменяет электрическое сопротивление в одном из плеч измерительного тензомоста преобразователя. В дальнейшем изменение сопротивления с помощью электронной схемы преобразуется в информационный параметр входного сигнала в виде электрического тока или напряжения пропорциональных измеряемому давлению. Части преобразователей, соприкасающиеся с измеряемой средой, изготовлены из нержавеющей стали [53].

Для автоматизации работы насосов и защиты их от «сухого хода» перед сетевыми, подпиточными и насосами сырой воды (73, 77, 81, 120, 106, 110), а так же для автоматизации работы котла до него и после (3, 20, 38, 56 и 10, 28, 46, 64) устанавливаются реле давления Danfoss KP35 -0,2 – 7,5 бар.

Внутри прибора имеется гибкая пластина, положение которой изменяется под воздействием потока воды. Чем активнее поток, тем большим будет ее изгиб. Этот элемент соединен с двумя пружинами, которые реагируют на изменение позиции пластины. В результате замыкаются и размыкаются контакты пары электрических

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

цепей, срабатывающих на заданные пользователем пределы давления. Одна пружина настроена на максимальное значение давления в автономной сети, вторая — на разницу между верхним и нижним пределами давления. Устройство подключают к гидроаккумулятору.

Когда давление достигает минимального показателя, установленного для реле, мембрана внутри гидробака ослабевает, контакт под второй пружиной срабатывает, и насос включается. Постепенно давление нарастает, доходит до верхнего предела, после этого размыкается контакт под первой пружиной, что выключает насос.

Пружины, которые управляют контактами, снабжены регулировочными гайками. С их помощью можно изменять степень сжатия этих пружин. Чтобы обеспечить срабатывание устройства при более высоком давлении, их затягивают ту же, если же нужно уменьшить показатели — наоборот, элемент следует ослабить. Это принцип работы электромеханического варианта реле давления, существуют также более новые электронные модели [54].

Для контроля потока неагрессивных жидкостей и для дополнительной защиты от «сухого хода» котла и насосов устанавливают лепестковые датчики-реле протока воды ДР-П-0,4-25 (9, 27, 45, 63).

Такое устройство состоит из двух основных конструктивных элементов: герконового переключателя и лепестка (клапана), на котором смонтирован магнит. Герконовый переключатель, который выступает контактом, реагирующим на изменение положения магнита, расположен вне потока воды и надежно заизолирован.

На противоположной части конструкции расположен второй магнит, который создает обратную силу, которая необходима для возврата лепестка в исходное положение в момент ослабления потока жидкости.

Когда насос заполняется водой, она воздействует на лепесток, в результате чего он вращается вокруг своей оси. Движение лепестка приближает магнит к герконовому микропереключателю, который приводится в действие возникшим магнитным полем.

Герконовый переключатель соединяет контакты насоса и электрической сети, вследствие чего происходит включение устройства. Как только поступление жидкости прекратилось, лепесток, который больше не получает дополнительного давления, под воздействием силы дополнительного магнита возвращается в начальное положение и контакты размыкаются [55].

10.1.3 Контроль пламени

Для контроля за наличием пламени устанавливается фотоэлемент Olympia OLB 500G (15, 33, 51, 69).

Его основная задача – максимально быстро отправить сигнал о затухании пламени на горелке системе автоматики для перекрытия газа, чтобы не допустить его утечки и взрыва всего устройства. Также этот датчик должен информировать

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

контроллер о качестве сжигания газа, о наличии пламени, и об интенсивности горения.

Фотоэлемент состоит из двух слоев, у каждого из которых своя проводимость. Первый слой имеет электронную проводимость — за счет фотоэффекта возникает движение электронов. Второй слой имеет дырочную проводимость, где размещены атомы без электронов. Движение электронов от одного слоя к другому создает эффект диода — образуется разность потенциалов на стыке двух слоев. Подсоединяя к каждому слою провод, можно создать электрическую цепь [37].

Для регистрации частоты и амплитуды пульсации пламени устанавливается датчик-реле контроля пламени СЛ-90-1Е (13, 31, 49, 67).

Электронная схема датчика, выполненная на современной элементной базе по технологии СНР-монтажа, обеспечивает усиление сигнала фотоприемника, что исключает потребность в использовании внешнего усилителя. Датчик СЛ-90-1Е состоит из выносного модуля фотоприемника и приборной части. Возможна установка приборной части на расстоянии до 150 м от места установки выносного модуля фотоприемника [38].

10.1.4 Прочие контрольно-измерительные приборы

Для преобразования расхода теплоносителя устанавливаются преобразователь расхода воды МФ-5.2.1-Б-100-0,1 (85, 95, 103).

Принцип действия электромагнитных расходомеров основан на законе электромагнитной индукции, в соответствии с которым в электропроводной жидкости, пересекающей магнитное поле, индуцируется ЭДС, пропорциональная скорости движения жидкости. Серийные электромагнитные расходомеры предназначены для измерения расхода жидкостей с электропроводностью не менее 10^{-3} См/м (соответствует электропроводности водопроводной воды). В настоящее время электромагнитные расходомеры это самые распространенные приборы для измерения расхода воды в трубопроводах диаметром < 250 мм [69].

Для измерения уровня в жидкости в подпиточном баке устанавливаются емкостные уровнемеры NivoCap (115, 116, 117, 118).

Емкостными уровнемерами называются уровнемеры, основанные на зависимости электрической емкости конденсаторного преобразователя, образованного одним или несколькими стержнями, цилиндрами или пластинами, частично введенными в жидкость, от ее уровня.

Прибор NivoCap относится к измерителям уровня емкостного типа и работает по двухпроводной схеме. Основан на принципе измерения электрической емкости датчика. Особенностью емкостного преобразователя уровня является то, что его требуется «обучить» работе в конкретной среде измерения, зафиксировав две контрольные точки уровня продукта. Уровнемеры такого типа обладают высоким порогом чувствительности, что дает им преимущество перед многими другими приборами, на диапазон измерения которых может сильно влиять наличие мертвой зоны [43].

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Для выдачи сигнала о превышении установленных значений объемной доли горючих газов и массовой концентрации оксида углерода в воздухе в котельной устанавливаются сигнализаторы СТГ – 1 – 2д (135, 136).

Конструктивно каждый сигнализатор состоит из блока контроля и сигнализации (в дальнейшем БКС) и одного или двух выносных блоков датчиков горючих газов. Датчик оксида углерода встроен в БКС, датчик горючих газов находится в блоке датчика (в дальнейшем БД). Связь между БД и БКС сигнализатора осуществляется по трёхпроводной линии [56].

В котельной устанавливается устройство приемно-контрольное охранно-пожарное взрывозащищенное.

Устройство приемно-контрольное охранно-пожарное взрывозащищенное с видом взрывозащиты "Искробезопасная электрическая цепь" УПКОП135-1-1 предназначено для подключения к приборам приемно-контрольным охранно-пожарным, обеспечивает:

- контроль и перезапрос состояния одного искробезопасного шлейфа пожарной и (или) охранной сигнализации с контактными и бесконтактными токопотребляющими извещателями;
- выдачу тревожных извещений в шлейф сигнализации ППКОП в случае неисправности, вскрытия корпуса либо срабатывания извещателей в искробезопасной цепи.

УПКОП 135-1-1 состоит из блока интерфейсного взрывозащищенного (БИВ) и элемента выносного (ЭВ). БИВ предназначен для установки только вне взрывоопасных зон, выполняет интерфейсную гальваническую развязку искробезопасных цепей от цепей общего исполнения, обеспечивает контроль искробезопасного шлейфа пожарной и (или) охранной сигнализации, с включенными в него пожарными и (или) охранными извещателями и (или) элементом выносным (ЭВ) [34].

Для контроля уровней заполнения резервуара с дизельным топливом устанавливается сигнализатор нижнего уровня Minimelder–R.

10.2 Автоматизация котельной

Для построения простейших устройств автоматического управления устанавливаются универсальные программируемые модули SimensLOGO! (33а-33ж).

Модуль обеспечивает выполнение следующих функций:

1. Автоматический пуск и остановка котла;
2. Автоматическое регулирование мощности горелки;
3. Аварийная защита, обеспечивающая остановку котла при возникновении аварийных ситуаций;
4. Световая сигнализация о работе комплекта и состоянии параметров котла.

Аварийная защита срабатывает в следующих случаях:

- Давление газа перед горелкой низкое или высокое;
- Температура воды за котлом высокая;
- Давление воды за котлом высокое;

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

- Давление воды перед котлом низкое;
- Пламя запальника отсутствует;
- Основной факел отсутствует;
- Исчезновение питания.

Блок обеспечивает выполнение следующих функций:

- контроль герметичности клапанов;
- автоматический пуск и останов котла в соответствии с выбранным алгоритмом работы;
- автоматическое регулирование мощности горелки по отопительному графику или по заданной температуре теплоносителя;
- снижение температуры теплоносителя в ночное время суток;
- измерение и автоматическое регулирование разрежения в топке;
- автоматический останов котла при повышении температуры воды до заданного верхнего уровня и последующий автоматический пуск при понижении температуры до нижнего уровня;
- световую и звуковую сигнализацию и аварийную остановку котла

Проектом предусматривается:

- Регулирование температуры воды по температуре наружного воздуха.
- Автоматическая работа подпиточных насосов (рабочий, резервный): включение при снижении давления в обратном трубопроводе до 1,5 кгс/см; отключение при давлении 2 кгс/см.

Световая и звуковая сигнализация срабатывает в следующих случаях:

- Упало давление в трубопроводе обратной сетевой воды;
- Повысилось давление в трубопроводе обратной сетевой воды;
- Нижний аварийный уровень в баке запаса воды [50].

–

Для вычисления расхода теплоносителя устанавливается вычислитель «Термотроник».

10.3 Автоматизация газоснабжения

Для измерения и коммерческого учета расхода газа в проекте применен счетчик СГ16М-400/1:20 с корректором СПГ741-01. В качестве датчиков давления использован преобразователь ТСМ МЕТРАН-203.

Проектом предусматривается прекращение подачи газа (отсечка электромагнитного клапана на вводе в котельную) в следующих случаях:

1. Повышение концентрации метана до опасного уровня – 10% ИКПР;
2. Повышение концентрации оксида углерода до опасного уровня – 5 ПДК СО;
3. Отключение электроэнергии.

Световой и звуковой сигналы оповещают о:

1. Отсечке электромагнитного клапана;

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Загазованности CH_4 ;

3. Загазованности CO .

Сигналы выведены на щит сигнализации ЩСА.

Для местного контроля температуры и давления предусмотрены показывающие приборы.

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Безопасность жизнедеятельности – это наука, рассматривающая вопросы взаимодействия человека с технической и природной сферой. Система БЖД включает в себя разработку основных правил и рекомендаций по защите человека от различных негативных факторов. Объектом безопасности жизнедеятельности является человек, а предметом изучения БЖД – выработка безопасного и комфортного существования людей [32].

Целями БЖД являются: достижение безаварийных ситуаций и готовности к стихийным бедствиям и другим проявлениям природной среды; предупреждение травматизма; сохранение здоровья, работоспособности и качества полезного труда.

11.1 Опасные и вредные производственные факторы

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 (ССБТ). «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация», неблагоприятные производственные факторы по результирующему воздействию на организм работающего человека подразделяют на:

- вредные производственные факторы, то есть факторы, приводящие к заболеванию, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания;
- опасные производственные факторы, то есть факторы, приводящие к травме, в том числе смертельной [8].

В помещении, где установлены котельные агрегаты и вспомогательное оборудование, к вредным производственным факторам для оператора котельной установки относят:

а) физические факторы:

- тепловое излучение (нагретые поверхности котельных агрегатов, трубопроводов пара и горячей воды);
- повышенная температура воздуха рабочей зоны;
- пониженная влажность воздуха (менее 40 %);
- повышенный уровень шума (резкие перепады давления в трубопроводе, работа предохранительных клапанов, пробивание прокладок фланцевых соединений, движение газов в трубах с большой скоростью аэродинамические шумы);
- общая вибрация (при работе котельных агрегатов, при движении газов в трубах с большой скоростью);
- недостаточное освещение (естественное вследствие затененности оборудования, конструкций, искусственное вследствие плохой работы осветительных приборов).

б) химические факторы:

- окислы азотов NOx;
- окись углерода CO.

в) психофизиологические:

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

- тяжесть трудового процесса (физическая динамическая нагрузка, статическая нагрузка);
- напряженность трудового процесса (интеллектуальные нагрузки, монотонность нагрузок, сменность работы).

г) травмоопасные:

- оборудование, работающее под давлением (котельные агрегаты, трубопроводы пара);
- высокая температура оборудования (трубопроводы пара и горячей воды)

Условия труда - совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, которые оказывают влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда.

Нормативные документы, регламентирующие параметры микроклимата:

СанПин 2.2.4.548 – 96 « Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

Работы ведутся в производственном помещении с выделением тепла. Микроклимат помещения определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха и теплого облучения.

В случае, когда эти параметры становятся неоптимальными для человека, нарушается функциональное и тепловое состояние человека, которое сопровождается напряжением реакции терморегуляции, ухудшением самочувствия.

Нормативный документ: СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования» [15].

Этот фактор возникает из-за плохой работы осветительных приборов и затененности оборудования и конструкций. Недостаточное освещение в помещении котельной может привести к повышению травматизма персонала, а в помещении щитовой – к ухудшению остроты зрения, нервному напряжению. Нормы освещенности для котельной

Измерительные приборы, указатели уровня, тепловые щиты, пульта управления - не менее 50 лк

Фронт котлов, бункерное, дымососное, вентиляционное и компрессорное отделения, приборы автоматики, химводоочистка, приборы управления питанием котлов и топливоподачей - не менее 30 лк

Помещения баков, деаэраторов, зольные помещения, площадки обслуживания котлов и места за котлами - не менее 5 лк. В котельной должно предусматриваться аварийное освещение от источников питания, которые не связаны с общей освещенностью котельной. Аварийным освещением должны быть оборудованы:

- фронт котлов, а также проходы между котлами, сзади котлов и над котлами;
- тепловые щиты и пульта управления;
- водоуказательные и измерительные приборы;
- вентиляционная площадка;

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

- помещения для баков и деаэраторов;
- площадки и лестницы котлов;
- насосные помещения [15].

Нормативные документы по уровню шума:

ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».

СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Санитарные нормы уровней шума на рабочих местах».

Для оборудования, установленного на котельной характерны следующие виды шумов: механические, аэродинамические и гидродинамические. Шум – это беспорядочное распространение звука разной частоты, которое оказывает неблагоприятное воздействие на человека.

Котельной характерны аэродинамические шумы, которые возникают в результате резких перепадов давлений в трубопроводах, движения газов в трубах с большой скоростью, работы клапанов и т.д.

Повышенный уровень приводит к снижению остроты слуха, зрения, происходит нарушение работы сердечнососудистой системы.

Максимально допустимый уровень – 80дБА.

Для снижения уровня шума проводят следующие мероприятия:

- улучшение режима эксплуатации оборудования;
- центровка и балансировка механизмов;
- наложение шумовой изоляции.

Также, применяются средства индивидуальной защиты [8].

Нормативный документ по уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования».

Вибрация – это колебательное движение.

Оператор котельной попадает в категорию 3А – вибрация на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий. Воздействие вибрации негативно влияет на нервную, сердечнососудистую системы, вестибулярный аппарат. Длительное воздействие вибрации приводит к возникновению вибрационной болезни. Для устранения вибраций котлы устанавливаются на отдельный фундамент, который виброизолирован от пола. Также применяют средства индивидуальной защиты: рукавицы, гасящие вибрацию и специальную обувь.

Нормативные документы, регламентирующие параметры микроклимата:

СанПин 2.2.4.548 – 96 « Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

ГОСТ 12.1.005 – 88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

Источниками теплового излучения на водогрейной котельной являются котлоагрегаты, трубопроводы горячей воды.

При 50% и более облучаемой поверхности тела человека, интенсивность теплового облучения не должна превышать 35 Вт/м².

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

К средствам коллективной защиты относятся: теплоизоляция поверхностей нагрева, система вентиляции или кондиционирования. Индивидуальная защита: изолирующая одежда и обувь.

11.2 Должностные обязанности, вредные производственные факторы и риски мастера блочно-модульной котельной

Блочно-модульная котельная, рассматриваемая в данной работе, является полностью автоматизированной. Согласно правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок, для контроля состояния оборудования тепловых сетей и тепловой изоляции, режимов их работы регулярно по графику проводится обход теплопроводов и тепловых пунктов. График обхода предусматривает осуществление контроля состояния оборудования мастером – обходчиком не реже одного раза в неделю в отопительный период и одного раза в месяц в межотопительный период.

Обход блочно-модульной котельной осуществляется так же мастером один раз в сутки.

Должностные обязанности мастера блочно-модульной котельной:

- содержание тепловых энергоустановок в работоспособном состоянии и их эксплуатацию в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, требований безопасности и охраны труда, соблюдение требований промышленной и пожарной безопасности в процессе эксплуатации оборудования и сооружений, а также других нормативно-технических документов;
- своевременное и качественное проведение профилактических работ, ремонта, модернизации и реконструкции тепловых энергоустановок;
- поддержание исправного состояния, экономичную и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок;
- соблюдение требований нормативно-правовых актов и нормативно-технических документов, регламентирующих взаимоотношения производителей и потребителей тепловой энергии и теплоносителя;
- предотвращение использования технологий и методов работы, оказывающих отрицательное влияние на людей и окружающую среду;
- учет и анализ нарушений в работе тепловых энергоустановок, несчастных случаев и принятие мер по предупреждению аварийности и травматизма;
- беспрепятственный доступ к энергоустановкам представителей органов государственного надзора с целью проверки их технического состояния, безопасной эксплуатации и рационального использования энергоресурсов;
- выполнение предписаний органов государственного надзора в установленные сроки;
- содержание тепловых энергоустановок в работоспособном и технически исправном состоянии; эксплуатацию их в соответствии с требованиями настоящих

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Правил, правил техники безопасности и другой нормативно-технической документацией;

- соблюдение гидравлических и тепловых режимов работы систем теплоснабжения;

- рациональное расходование топливо-энергетических ресурсов; разработку и выполнение нормативов их расходования;

- учет и анализ технико-экономических показателей тепловых энергоустановок;

- разработку мероприятий по снижению расхода топливо-энергетических ресурсов;

- эксплуатацию и внедрение автоматизированных систем и приборов контроля и регулирования гидравлических и тепловых режимов, а также учет тепловой энергии и теплоносителя;

- своевременное техническое обслуживание и ремонт тепловых энергоустановок;

- ведение установленной статистической отчетности;

- разработку энергетических балансов котельной и их анализ в соответствии с установленными требованиями;

- наличие и ведение паспортов и исполнительной документации на все тепловые энергоустановки;

- разработку, с привлечением специалистов структурных подразделений, а также специализированных проектных и наладочных организаций, перспективных планов снижения энергоемкости выпускаемой продукции; внедрение энергосберегающих и экологически чистых технологий, утилизационных установок, использующих тепловые вторичные энергоресурсы, а также нетрадиционных способов получения энергии;

- приемку и допуск в эксплуатацию новых и реконструируемых тепловых энергоустановок;

- выполнение предписаний в установленные сроки и своевременное предоставление информации о ходе выполнения указанных предписаний в органы государственного надзора;

- своевременное предоставление в органы госэнергонадзора и Госгортехнадзора России информации о расследовании произошедших технологических нарушениях (авариях и инцидентов) в работе тепловых энергоустановок и несчастных случаях, связанных с их эксплуатацией.

Вредные производственные факторы:

- повышенная влажность, температура;

- повышенный шум при работе насосов (допустимый уровень шума 80 ДБА).

Риски:

- соскальзывание и падение на ровные поверхности, в частности, на скользкий пол, на который разлиты вода, топливо и др.;

- падение с высоты;- взрыв котла с вероятностью пожара (из-за перегрева и избыточного давления, отказа структурных компонентов вследствие усталости

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

металла и др.), травмы, вызванные действием взрывной волны, летящими осколками, пламенем, горячей водой и др.;

- возгорание и взрыв топлива (в частности, вследствие утечки топлива), взрывы газо-воздушных смесей внутри котла;

- ожоги от горячих поверхностей, горячей воды и выходящего пара;

- смерть от удара электрическим током и электрошок;

- отравление окисью углерода или другими продуктами сгорания в воздухе, в частности, в случае неисправной вентиляции или недостаточного притока воздуха в горелки (острое отравление окисью углерода может вызвать головные боли, головокружение, тошноту, потерю сознания, кому и смерть);

- попадание в глаза химических веществ, используемых в установках ХВО [41].

11.3 Правила пожарной и электрической безопасности

1. Посторонние лица могут допускаться в котельную только с разрешения администрации и в сопровождении ее представителя.

2. Помещение котельной, котлы, территория и все оборудование ее должны содержаться в исправном состоянии и надлежащей чистоте. Запрещается загромождать помещение котельной или хранить в нем какие-либо материалы и предметы.

3. Проходы в помещение котельной и выходы из него должны быть всегда свободными. Двери для выхода из котельной должны легко открываться по направлению выхода из здания. Перед началом отопительного сезона, котельные установки должны быть проверены и отремонтированы. Неисправные котельные установки к эксплуатации не допускаются.

4. Электрооборудование котельной установки должно соответствовать требованиям «Правил устройства электроустановок».

5. Выявленные нарушения технологического режима, представляющие угрозу возникновения пожара, должны устраняться немедленно при обнаружении.

6. Технологическое оборудование должно иметь исправные системы предотвращения, локализации и ликвидации пожароопасных ситуаций и пожаров, приборы контроля и регулирования.

7. Технологическое оборудование должно соответствовать технико-эксплуатационной документации на применяемую технологическую систему и конструкторской документации.

8. Котельная должна быть укомплектована первичными средствами пожаротушения (огнетушитель ОП, ящик с сухим песком, две стальные лопаты, войлок или одеяло) и иметь свободный доступ к ним. Использование средств пожаротушения не по назначению запрещается.

9. Пожарные краны внутреннего противопожарного водопровода должны быть укомплектованы рукавами и стволами. Пожарный рукав должен быть присоединен к крану и стволу.

10. При эксплуатации действующих электроустановок запрещается:

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

- использовать приемники электрической энергии (электроприемники) в условиях, не соответствующих требованиям инструкций организаций-изготовителей, или приемники, имеющие неисправности, которые в соответствии с инструкцией по эксплуатации могут привести к пожару, а также эксплуатировать электропровода и кабели с поврежденной или потерявшей защитные свойства изоляцией;
- пользоваться поврежденными розетками, рубильниками, другими электроизделиями;
- обертывать электролампы и светильники бумагой, тканью и другими горючими материалами, а также эксплуатировать светильники со снятыми колпаками (рассеивателями), предусмотренными конструкцией светильника;
- пользоваться электроутюгами, электроплитками, электрочайниками и другими электронагревательными приборами, не имеющими устройств тепловой защиты, без подставок из негорючих теплоизоляционных материалов, исключающих опасность возникновения пожара;
- применять нестандартные (самодельные) электронагревательные приборы, использовать некалиброванные плавкие вставки или другие самодельные аппараты защиты от перегрузки и короткого замыкания;
- размещать (складировать) у электрощитов, электродвигателей и пусковой аппаратуры горючие (в том числе легковоспламеняющиеся) вещества и материалы.

11. Котлы, трубопроводы для подачи топлива и другое оборудование котельной содержать в исправности и находиться под постоянным наблюдением обслуживающего персонала.

12. Перед растопкой котлов обслуживающий персонал обязан тщательно проверять готовность к работе котлов, их оборудования, контрольно-измерительных приборов и средств защиты, а также проверить исправность топочных устройств, трубопроводов и арматуры, служащих для подачи топлива.

13. Топки котлов и газоходы необходимо тщательно проветрить в течение 10-15 мин, открыв заслонки газоходов естественной тяги.

14. Дымовые трубы котлов следует очищать от сажи продуванием не реже трех раз в месяц.

15. Сушить и хранить на котлах или возле них одежду и горючие материалы, а также устраивать на котлах и над ними деревянные мостики запрещается.

16. Обслуживающий персонал обязан проверять с помощью мыльного раствора герметичность газопроводов в соединениях и кранах, а в случае обнаружения пропусков немедленно принять меры к устранению дефектов.

17. Перед растопкой котлов, необходимо тщательно проветрить помещение.

Котельная соответствует всем нормам и ГОСТам, что обеспечивает безопасные условия труда и эксплуатации энергоустановок для сотрудников [7, 13, 44].

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

12 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Основной причиной расширения существующей котельной является получение максимального экономического эффекта за счет производства тепловой энергии с помощью собственной водогрейной котельной, а не за счет снабжения тепловой энергией от городской котельной.

Цель проведения расчёта – выяснить экономическую эффективность проекта по расширению водогрейной котельной.

12.1 Расчет капитальных затрат

Рассмотрим 2 варианта обеспечения потребителей тепловой энергией и выберем наиболее экономичный:

1 вариант – расширение существующей котельной;

2 вариант – подключение к централизованной системе теплоснабжения.

Для определения экономической эффективности расширения котельной необходимо рассчитать себестоимость тепловой энергии (руб/Гкал), выработанной на новой котельной, и сравнить её с себестоимостью тепловой энергии, выработанной на городской котельной; также необходимо, чтобы срок окупаемости не превышал допустимых пределов (5 лет).

Капитальные вложения на расширение индивидуальной блочно-модульной котельной и подключения потребителей к тепловым сетям города приведены в ценах августа 2017 года. Затраты на оборудование, КИПиА, теплосеть, цены на проектные работы, транспортные затраты, строительные-монтажные и пусконаладочные работы представлены в таблице 12.1. Цены взяты из документации бухгалтерии ОАО «ТЭСиС».

Таблица 12.1–Капитальные затраты по варианту расширения котельной

Наименование	Цена, тыс.руб.
1	2
Котел Термотехник ТТ-100, 8 МВт [62]	3074
Горелка CibUnigas [56]	959
Насос сетевой [46]	400
Насос подпиточный [46]	27
КИП	500
Блок управления	120
Каскад	180

Продолжение таблицы 12.1

1	2
Прочее оборудование	500
Тепловые сети	1000
Насос подпиточный	27
Строительство здания котельной, 50 м ²	400
Проектные работы	300
Транспортные затраты	500
Монтажные работы	1500
Пусконаладочные работы	700
ИТОГО	10160

Капитальные вложения по варианту расширения водогрейной котельной составляют 10160тыс.руб.

В таблице 12.2 приведена смета капитальных затрат для второго варианта: подключение потребителей к централизованной системе теплоснабжения. Цены на проектные работы взяты из документации бухгалтерии ОАО «ТЭСиС».

Таблица 12.2 – Капитальные вложения на подключение к централизованной системе теплоснабжения

Наименование	Цена, тыс.рублей
Проектные работы	400,0
Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	396,2
Расходы на создание тепловых сетей от существующих источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, 4 км	96208,0
Всего	96842,2

12.2 Расчет текущих затрат

Кроме капитальных затрат на строительство индивидуальной блочно-модульной котельной или на подключение потребителей к городским тепловым сетям, существуют текущие затраты, возникающие в ходе эксплуатации блочно-модульной котельной или городских тепловых сетей: материальные, топливно-энергетические и трудовые ресурсы.

Рассчитаем текущие затраты по варианту расширения существующей водогрейной котельной:

1. Затраты на топливо. Стоимость годового расхода топлива вычисляется по формуле, руб. (12.1) [15]:

$$I_m = C_m \cdot G_{год}, \quad (12.1)$$

где $G_{год}$ – годовой расход топлива, тыс. м³/год;

C_m – тариф на топливо, руб./тыс.м³;

$C_m = 3466$ руб./тыс.м³ – по тарифам филиала ОАО «Газпром» в г. Челябинске [57].

$$I_m = 3466 \cdot 36217,98/1000 = 125531,52 \text{ тыс.руб}$$

2. Затраты на использованную воду (12.2) [15]:

$$I_e = C_e \cdot G_{год}, \quad (12.2)$$

где $G_{год}$ – годовой расход воды из поселкового водопровода, м³;

C_e – тариф на воду, руб/м³,

$C_e = 12820$ руб./тыс.м³ – по тарифам МУП «Водоканал» [36].

Расход воды из водопровода производится только на подпитку тепловых сетей и составляет в год:

$$G_{год} = 62,36 \cdot 24 \cdot 365 = 546273,6 \text{ м}^3/\text{г}$$

$$I_e = 12820 \cdot 546,3 = 7003,6 \text{ тыс.руб.}$$

3. Затраты на электроэнергию вычисляются по следующей формуле (12.3):

$$I_э = C_э \cdot N_э, \quad (12.3)$$

где $C_э$ – тариф на электроэнергию,

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

$C_s = 3,315 \text{руб/кВт} \cdot \text{час}$ – по тарифам ОАО «Энергосбыт» [58].

N_s – годовая суммарная мощность электродвигателей, электромеханизмов, приборов КИП и автоматики.

$$I_s = 3,315 \cdot 1137000 = 3769155 \text{ руб./год} = 3769,16 \text{ тыс.руб./год}$$

4. Амортизационные отчисления рассчитываются по формуле (12.2) [15]:

$$I_a = H_a \cdot K, \quad (12.4)$$

где H_a – норма амортизации, % $H_a = 16\%$

K – капитальные вложения, тыс.руб

$$I_a = 0,16 \cdot 6760 = 1082 \text{ тыс.руб./год}$$

5. Затраты на текущий ремонт:

Для сравнительных расчётов эти затраты рекомендуется принимать равными 20% от затрат на амортизацию, т.е. согласно формуле (12.5) [15]:

$$I_{mp} = 0,2 \cdot I_a \quad (12.5)$$

$$I_{mp} = 0,2 \cdot 1082 = 216 \text{ тыс.руб./год}$$

Общехозяйственные расходы примем 50 тыс.руб./год.

Сумма текущих затрат:

$$I_{c1} = 125532 + 7004 + 3769 + 1082 + 216 + 50 = 137653 \text{ тыс.рублей/год}$$

6. Рассчитаем себестоимость 1 Гкал теплоты, выработанной на котельной после расширения формуле (12.6) [15]:

$$I_{раси} = \frac{I_c \cdot 1000}{8760 \cdot Q_{кот}}, \quad (12.6)$$

где $Q_{кот}$ – теплопроизводительность котельных агрегатов, Гкал/ч

$$I_{раси} = \frac{137653 \cdot 1000}{8760 \cdot 20,1} = 782 \text{ руб/Гкал}$$

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Рассчитаем текущие затраты по варианту присоединения абонентов к городским сетям:

Тариф на выработку тепловой энергии городской котельной составляет $I_{m/c} = 1195,54$ руб./Гкал [42].

Отсюда рассчитаем текущие затраты на выработку тепла на городской котельной:

$$I_{c2} = \frac{1195,5 \cdot 8760 \cdot 20,1}{1000} = 210499 \text{ тыс.руб/год}$$

Выбор лучшего варианта производится по капитальным, текущим затратам в расширение существующей котельной и капитальным вложениям в присоединение к централизованному теплоснабжению. Также был сделан расчет себестоимости 1Гкал произведенной собственной котельной и проведено сравнение с ценой 1 Гкал, отпускаемой на теплоснабжение городской котельной.

$I_1 = 782$ руб./Гкал – себестоимость 1 Гкал вырабатываемого тепла, произведенная собственной котельной;

$I_2 = 1195,54$ руб./Гкал – себестоимость 1 Гкал тепла от тепловых сетей

$K_1 = 10160$ тыс.руб – капитальные затраты на расширение котельной;

$K_2 = 96842,2$ тыс.руб. – капитальные затраты на строительство теплотрассы от городской котельной.

Отсюда следует, что:

$$I_1 < I_2$$

$$K_1 < K_2$$

По полученным результатам можно сделать вывод, что лучшим вариантом теплоснабжения микрорайона будет расширение существующей котельной, дальнейшие расчеты не требуются.

12.3 Модель SWOT-анализа вариантов технических решений

SWOT-анализ – это один из самых распространенных видов анализа в стратегическом управлении на сегодняшний день. SWOT-анализ позволяет выявить и структурировать сильные и слабые стороны, а также потенциальные возможности и угрозы [15].

- Сильные стороны (Strengths);

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

- Слабости (Weaknesses);
- Возможности (Opportunities);
- Угрозы (Threats) [15].

Внутренняя среда организации (сильные и слабые стороны) – это совокупность управляемых субъектом элементов, то на что предприятие может повлиять или подвергать изменению.

Внешняя среда (возможности и угрозы), как известно, включает в себя все то, что организация не способна контролировать, на что, так или иначе, оказывает воздействие на нее. Причем это воздействие может быть как положительным, так и отрицательным. В связи с этим элементы внешней среды можно разделить на возможности и угрозы. Суть анализа заключается в составлении матрицы для каждого варианта. В результате анализа должны быть сделаны выводы о наиболее предпочтительном проектном решении, а также меры по укреплению слабых мест и усилению сильных сторон. В таблице 12.3 представлена модель SWOT-анализа варианта расширения водогрейной котельной микрорайона 49а.

Таблица 12.3 – Модель SWOT-анализа варианта расширения водогрейной котельной микрорайона 49а

<p>S: 1. Наличие собственного дешевого источника теплоснабжения; 2. Возможность самостоятельного регулирования параметров теплоносителя и режимов работы; 3. Установка нового современного оборудования; 4. Увеличение межремонтного периода; 5. Экономия на заработной плате ввиду полной автоматизации котельной.</p>	<p>W: 1. Затраты на разработку проектно-техническое оборудование; 2. Повышенная взрывоопасность газообразного топлива.</p>
<p>O: 1. Существование на рынке новых технологий 2. Поддержка со стороны местных властей (ФЗ №261 «Об энергосбережении»)</p>	<p>T: 1. Высокие цены на новые технологии 2. Повышение цен на газ 3. Задержки с поставкой оборудования.</p>

В таблице 12.4 представлена модель SWOT-анализа варианта теплоснабжения от городских тепловых сетей

Таблица 12.4 – Модель SWOT-анализа варианта теплоснабжения от городских тепловых сетей

<p>S: 1. Большая располагаемая мощность котельной; 2. квалифицированный персонал.</p>	<p>W: 1. Высокие эксплуатационные затраты, по сравнению с индивидуальным источником; 2. Моральный и физический износ оборудования, могут быть перебои с теплоснабжением; 3. Большие тепловые потери при транспортировке теплоносителя; 4. Высокие тарифы на теплоноситель, по сравнению с индивидуальным источником.</p>
<p>O: 1. Эксплуатирование и ремонтные работы выполняет сторонняя организация.</p>	<p>T: 1. Значительная удаленность от потребителей; 2. Высокие цены на присоединение к централизованному теплоснабжению.</p>

В результате проведения SWOT– анализа определены сильные и слабые стороны, а также возможности и угрозы внешней среды предприятия при различных источниках теплоснабжения. Так как сильных сторон варианта расширения котельной больше, можно сделать вывод, что получение тепловой энергии от индивидуальной блочно-модульной котельной более целесообразно.

12.4 Модель дерева целей проекта расширения водогрейной котельной

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

Миссия – предназначение организации в условиях постоянно меняющихся факторах внешней среды.

Модель дерева целей проекта расширения водогрейной котельной представлено на рисунке 12.1.

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93



Рисунок 12.1 — Модель дерева целей проекта

Для наглядности проведения комплекса работ по реализации расширения индивидуальной блочно-модульной котельной, необходимо составить ленточный график работ, представленных в дереве целей. Этот график носит название ленточного графика Ганта. Он демонстрирует последовательность поставленных целей, их продолжительность и протяженность во времени реализации проекта в целом.

Построение ленточного графика включает в себя:

- перечень выполняемых;
- нанесение по горизонтали календарной продолжительности работ.

Модель ленточного графика мероприятий по разработке и реализации проекта расширения существующей водогрейной котельной представлена в таблице 12.5.

Таблица 12.5 — Модель ленточного графика мероприятий по разработке и реализации проекта расширения существующей водогрейной котельной

Этапы	2017 г.				2018 г.							
	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август
Проведение SWOT-анализа	■											
Тепловой расчет котлоагрегата		■										
Выбор основного оборудования			■									
Расчет тепловой схемы котельной			■									
Расчет дымовой трубы				■								
Гидравлический расчет системы				■								
Разработка рабочих чертежей					■							
Составление сметы капитальных затрат						■						
Осуществить поставку оборудования							■					
Монтаж оборудования								■	■	■		
Прокладка тепловых сетей										■	■	■
Пуско-наладочные работы											■	■

12.5. Основные показатели энергетической, экологической и экономической эффективности и демонстрационный плакат

В таблице 12.6 приведены основные показатели экономической эффективности строительства индивидуальной блочно-модульной котельной.

Таблица 12.6 - Основные показатели экономической эффективности строительства индивидуальной блочно-модульной котельной

Наименование показателей	Единицы измерения	Изменение показателей	
		1 вариант	2 вариант
Капитальные затраты	тыс. руб./год	10160,0	96842,2
Экономия капитальных затрат	тыс. руб./год	86682,2	-
Себестоимость 1 Гкал теплоты	руб./Гкал	782,0	1195,5
Текущие затраты на выработку тепла	тыс. руб./год	137653,0	210499,0
Экономия текущих затрат на выработку тепла	тыс. руб./год	728463,0	-

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложено расширение индивидуальной блочно-модульной котельной, находящейся в микрорайоне №49А г. Челябинска.

Располагаемая мощность котельной до расширения – 16 МВт. В ходе расчета тепловых нагрузок определена максимальная нагрузка систем отопления, горячего водоснабжения и вентиляции, которая составила 23 МВт. Расчет тепловой схемы определил необходимую мощность котельной с учетом потерь тепла и затрат на собственные нужды, которая составила 24 МВт.

На основе расчета тепловых нагрузок, для покрытия недостающей мощности выбран жаротрубно-дымогарный котел Термотехник ТТ-100 фирмы «ЭНТРО-РОС» теплопроизводительностью 8 МВт.

Было подобрано вспомогательное оборудование: сетевой насос марки «Wilо» IL 100/150-15/2; подпиточный насос марки «Wilо» МНІ 804N-1/Е/3-400-50-2; антиконденсатные насосы марки «Wilо» IPL 65/130-0,55/4; насос сырой воды марки «Wilо» IL 100/150-15/2; бак подпиточный Pentairwater FS 28-18 Т; бак расширительный WRV-1000 фирмы Wester, комплекс обескислороживания с насосом дозатором, установка сорбционно-осветительной очистки, газовая горелка СІВ UNIGAS мощностью 8000 кВт.

В качестве энергосберегающего мероприятия рассчитан температурный график. В вопросах экологии рассчитан массовый выброс окислов азота, который составил для лета 0,085 г/с, для зимы – 0,255 г/с. Выбрана дымовая труба высотой 10 м, и при данной высоте трубы рассчитано значение приземной концентраций окислов азота, составившие 0,057 мг/м³. В разделе автоматизации разработана и описана функциональная схема контрольно-измерительных приборов и автоматики котельной.

В экономико-управленческой части произведен выбор оптимального варианта источника теплоснабжения для новых абонентов 49 микрорайона между расширением собственной котельной и присоединением к централизованному теплоснабжению. По сравнению полученных капитальных и текущих затрат выбран вариант расширения блочно-модульной котельной, как наиболее экономически эффективный.

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Федеральный закон от 23.11.2009 №261 – ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Российская газета, 2009. – 44 с.

2 Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» // Российская газета, 2009. – 41 с.

3 Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «О теплоснабжении» (с изм. и доп., вступ. в силу с 10.08.2017) // Российская газета, 2010. – 41 с.

4 Федеральный закон от 21.07.2011 № 256-ФЗ (ред. от 26.07.2016) «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» – 42 с.

5 ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки. – Введ. 1971–01–01. – М.: Изд-во стандартов, 2001. – 15 с.

6 ГОСТ 21.208-2013. СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. – Введ. 2014–11–01. – М.: Стандартинформ, 2013. – 31 с.

7 ГОСТ 12.1.038-82* ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – Введ. 1983–07–01. – М.: Изд-во стандартов, 2001. – 8 с.

8 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 1976–01–01 – М.: Изд-во стандартов, 2004. – 4 с.

9 ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – Введ. 2015–07–01 – М.: Изд-во стандартов, 2014. – 8 с.

10 СП 41-101-95. Проектирование тепловых пунктов / Минстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 1997. – 79 с.

11 СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*. – М.: Минрегион России, 2012 – 113 с.

12 СП 41-104-2000. Проектирование автономных источников теплоснабжения.– М.: ГУП ЦПП, 2001. – 17 с.

13 СП 89.13330.2012. Котельные установки. – М. : Минрегион России, 2012. – 115 с.

14 СП 4.13130.2013. Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям. – М.: Изд-во стандартов, 2013.– 186 с.

15 СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования. – М.: Минрегион России, 2011 – 75 с.

16 СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – М.: Минрегион России, 2003 – 41 с.

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

17 Алабугина, Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю: методические указания/ Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2017. – 43 с.

18 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: Учебное пособие для бакалавров и магистрантов /А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2018. – 44 с.

19 Бондалетова, Л.И. Расчет выбросов загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлоагрегатах котельных: Методическое пособие/ Л.И. Бондалетова, В.Т. Новиков, Н.А. Алексеев. – Томск: Изд. ТПУ, 2000. – 39 с.

20 Данилов, О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: Учебник/ О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, Яковлев И.В. – М.: Изд-во МЭИ, 2010. – 451 с.

21 Грибанов, А.И. Расчет дымовой трубы: Методическое пособие./ А.И Грибанов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 53с.

22 Кириллов, В.В. Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие/ В.В. Кириллов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2004. – 79с.

23 Лумми, А.П. Расчет водогрейного котла: методические указания/ Лумми А.П., Мунц В.А. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2009. – 41 с.

24 Лымбина, Л.Е. Методические рекомендации по определению расхода теплоты на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение зданий различного назначения / Л.Е. Лымбина – Челябинск: РЭК Челябинской области, 2000.

25 Манюк, Я.И. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник/ В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж. – М.:Стройиздат, 2009. – 432 с.

26 Николаев, А.А. Проектирование тепловых сетей: Справочник./ А.А. Николаев. – М.: Стройиздат, 1965. – 360с.

27 Ривкин, С.Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник./ С.Л. Ривкин, А.А. Александров. – М.: Энергоатомиздат, 2008 – 80 с.

28 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник/ Е.Я. Соколов – М.: Изд-во МЭИ, 2001. – 472 с.

29 Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод/ Под ред. Н.В. Кузнецова. – 2-е. изд. перераб. и доп./ РЕПРИНТ. – М.: ЭКОЛИТ, 2011. – 296 с.

30 Тихомиров, К.В. Теплотехника, теплогазоснабжение и вентиляция: учеб. для вузов – 5-е изд., репринтное / К.В. Тихомиров, Э.С. Сергеенко. – М.: ООО «БАСТЕТ», 2009. – 480 с.

31 Анализ ситуации на рынке котельного оборудования. – <http://student.zoomru.ru/market/analiz-situacii-na-rynkekotelno/110304.881131.s1.html/>.

32 Безопасность жизнедеятельности. – https://ru.wikipedia.org/wiki/Безопасность_жизнедеятельности.

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

- 33 Биметаллический термометр. – http://www.rizur.ru/articles/bimetallicheskie_termometry_konstruktsija_printsip_raboty_vidy/.
- 34 Блок интерфейсный взрывозащитный. – <https://www.tinko.ru/catalog/product/229082/>.
- 35 Водогрейные котлы жаротрубного типа. – <http://www.topclimat.ru/posts/245.html>.
- 36 Водоканал. Тарифы. – https://energovopros.ru/spravochnik/gazosnabzhenie/tarify-na-gaz/sverdlovskaya_oblast/35417/.
- 37 Датчики пламени. – <http://sovet-ingenera.com/otoplenie/kotly/datchiki-dlya-gazovykh-kotlov.html>.
- 38 Датчики-реле контроля пламени контроля пламени оптические инфракрасные. – <http://www.zzu.ru/datchiki-rele-kontrolya-plameni/opticheskie-infrakrasnyu-diapazon-sl-90-1.html>.
- 39 Датчик температуры Danfoss. – <https://аква-кип.рф/p275194219-datchik-temperature-mbt400.html>.
- 40 Деформационные манометры. – <http://www.poznauka.org/s76257t1.html>.
- 41 Должностные инструкции. Мастер котельной. – <http://www.kaus-group.ru/knowledge/duty/material/660/>.
- 42 Единый расчетный центр – тарифы на тепловую энергию – <https://www.erc.ur.ru/teplo.html>.
- 43 Емкостной уровнемер. – http://www.eti.su/articles/izmeritelnaya-tehnika/izmeritelnaya-tehnika_521.html.
- 44 Инструкция по пожарной безопасности котельных установок. – <http://ch4gaz.ru/instrukciya-po-pozharnoj-bezopasnosti-kotelnyx-ustanovok/>.
- 45 Какие бывают котельные. – <http://www.teplotut.com/info/kakie-byvayut-kotelnye/>.
- 46 Каталог Grundfos. – <https://ru.grundfos.com/documentation/catalogs.html>.
- 47 Каталог Pentair. – <https://wtpump.ru/brands/pentair/>.
- 48 Каталог Wester. – <https://wtpump.ru/brands/wester/>.
- 49 Котел Vitoplex 300. – <https://www.viessmann.ru/ru/zilye-zdania/gazovye-vodogrejnye-kotly/nizkotemperaturnye-gazovye-vodogrejnye-kotly/vitoplex-300.html>.
- 50 Логические модули LOGO. – https://promspecrele.ru/documents/cbee3e8f7e5f1eae8e5_eceee4f3ebe8_logo_basic_e8_1.html.
- 51 Подбор горелочных устройств для тепловых установок. – <http://vsevtempe.spb.ru/files/select.pdf>.
- 52 Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. – http://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=410.
- 53 Преобразователи давления Danfoss. – http://ic.danfoss.ru/products/preobraz_d/more_about.html.
- 54 Реле давления воды. – <http://sovet-ingenera.com/vodosnab/nasosy/rele-davleniya-vody.html>.
- 55 Реле протока воды для насоса. – <http://byreniepro.ru/nasosy/rele-protoka-vody.html>.

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

56 СТГ-1-1, СТГ-1-2 (новый) сигнализатор токсичных и горючих газов стационарный многоканальный. – [http://www.gazoanalizators.ru/STG-1-\(novyi\).html](http://www.gazoanalizators.ru/STG-1-(novyi).html).

57 Тарифы на газ в Челябинске. – https://energovopros.ru/spravochnik/gazosnabzhenie/tarify-na-gaz/sverdlovskaya_oblast/35417/.

58 Тарифы на электроэнергию. – <https://energo-24.ru/tariffs/electro/2017/12343.html>.

59 Температурные датчики для регуляторов. – <http://gazkk.ru/catalog/1113>.

60 Тепловая техника от НПО «Тепломаш». – <http://www.teplomash.ru/>.

61 Термометры сопротивления. – <http://electricalschool.info/spravochnik/apparaty/1888-termometry-soprotivlenija-princip.html>.

62 Термотехник ТТ100. – http://entroros.ru/netcat_files/140/268/h_efc648c6e84ca0bb33549f80b084a840.

63 Установленная плата за подключение к системам теплоснабжения теплоснабжающих организаций на территории Челябинской области. – <http://www.tarif74.ru/Publications/News/OnPrint?id=503>.

64 Устройства контроля РАК-TW.1200В-М. – <http://marksbt.ru/catalog-produkcii/details/1073/875/temperatura/kapillyarnie-i-nakladnie-termostati-rakraz/rak-tw1h/rak-tw1200b-h>.

65 Фильтр сетчатый фланцевый Tecofi F3240. – <http://spbantel.ru/filtri.htm>.

66 Цифровой дозирующий насос Seco Tekna EVO. – <https://msk.ecovita.ru/catalog/nasosy-dozatory/membrannye-nasosy/tsifrovye/seko-tekna-evo-tpg-603.html>.

67 Экология в теплоэнергетике. – <https://studfiles.net/preview/3378104/page:24/>.

68 Электромагнитные расходомеры. – http://www.eti.su/articles/izmeritelnaya-tehnika/izmeritelnaya-tehnika_528.html.

					13.03.01.2018.050.02 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101