

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
« ____ » _____ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

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

**ВЫБОР ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ ВНОВЬ
ПОСТОРОВЕННЫХ ЗДАНИЙ ПО УЛ. ДОРОЖНАЯ ЧКАЛОВСКОГО
РАЙОНА Г. ЕКАТЕРИНБУРГА**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2018.055.06 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
_____ С.А. Докучаева
« ____ » _____ 2018 г.

АННОТАЦИЯ

Докучаева С.А. Выбор источника теплоснабжения для вновь построенных зданий по ул.Дорожная, Чкаловского района г.Екатеринбурга. – Челябинск: ЮУоГУ, ПИ, Э; 2018, 95 с., 12 ил., библиогр. Список – 69 наим., 3 прил., 5 листов чертежей ф.А1, 1 демонстрационный лист ф.А1

В работе выбран источник теплоснабжения для вновь построенных зданий по ул. Дорожная Чкаловского района г. Екатеринбург.

Определены тепловые нагрузки для каждого здания и пересчитаны на различные температуры окружающего воздуха. Выполнен гидравлический расчет тепловой сети, в результате которого получены значения расхода теплоносителя и тепловых потерь. Так же построены график температуры теплоносителя в зависимости от температуры окружающего воздуха и пьезометрический график. Произведен выбор и расчет основного и вспомогательного оборудования. Подобраны контрольно-измерительные приборы и автоматика для регулирования и защиты котельной и котельного оборудования, а также для отслеживания параметров теплоносителя. В результате экономического расчета выбран индивидуальный источник теплоснабжения домов по ул.Дорожная Чкаловского района г.Екатеринбурга.

Графическая часть выполнена с применением AutoCAD – системы автоматизированного проектирования на 6 листах формата А1.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 АКТУАЛЬНОСТЬ И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ НОВЫХ ЖИЛЫХ ДОМОВ И ДЕТСКОГО ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧЕРЕЖДЕНИЯ ПО УЛ. ДОРОЖНАЯ ЧКАЛОВСКОГО РАЙОНА Г. ЕКАТЕРИНБУРГА	10
2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	12
3 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК	14
3.1 Расчет тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и ГВС	14
3.2 Регулирование тепловой нагрузки	18
4 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛА	22
4.1 Расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания	22
4.2 Коэффициент избытка воздуха и объемы дымовых газов по газоходам....	23
4.3 Энтальпия дымовых газов по газоходам	24
4.4 Тепловой баланс котла	26
4.5 Поверочный расчет теплообмена в топке	28
4.6 Поверочный расчет дымогарных труб.....	33
4.7 Невязка теплового баланса котельного агрегата.....	36
4.8 Выбор горелочного устройства	37
5 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	38
5.1 Подпиточный насос	38
5.2 Сетевые насосы	38
5.3 Насос рециркуляции	39
5.4 Бак подпиточный	40
5.5 Расширительный бак	40
5.6 Калориферы	41
5.7 Система очистки воды.....	41
6 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ	42
7 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	45
7.1 Расчет приведенных потерь напора	45
7.2 Расчет и построение пьезометрического графика.....	47
8 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА БЛОЧНО-МОДУЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ	53
9 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	60
10 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	66
10.1 Расчет количества выбросов.....	66
10.2 Расчет дымовой трубы для зимнего периода.....	68
10.3 Расчет дымовой трубы для летнего периода	72
11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	76

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

11.1	Должностные обязанности мастера-обходчика блочно-модульной котельной	76
11.2	Вредные производственные факторы и риски мастера-обходчика блочно-модульной котельной.....	78
11.3	Правила пожарной и электрической безопасности.....	80
12	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	83
12.1	Расчет капитальных затрат	83
12.2	Расчет текущих затрат	86
12.3	Выбор экономически эффективного варианта	87
12.4	SWOT – анализ выбора источника теплоснабжения для вновь построенных зданий по ул. Дорожная Чкаловского района г. Екатеринбург.....	88
12.5	Планирование целей проекта в дереве целей	90
12.6	Ленточный график Ганта	91
12.7	Основные показатели экономической эффективности.....	92
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	94
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Спецификация к плану размещения оборудования блочно-модульной котельной.....	946
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Спецификация к принципиальной тепловой схеме блочно-модульной котельной.....	97
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Спецификация к схеме КИПиА блочно-модульной котельной.....	100

ВВЕДЕНИЕ

Одной из главных проблем в теплоэнергетике является нерациональное и чрезмерное использование всех энергетических ресурсов, что приводит к их дефициту и как следствие повышению цен на все виды топлива. Согласно ФЗ 261 "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" от 23.11.2009 влияние данной проблемы на энергетику страны можно уменьшить за счет повышения эффективности энергосбережения [4].

Существуют различные направления и методы по повышению рационального использования энергетических ресурсов и эффективности использования всего теплоэнергетического оборудования. Одним из таких направлений является уменьшение тепловых потерь в теплоэнергетических установках и тепловых сетях, а так же ремонт или установка нового более энергоэффективного энергетического оборудования.

В России большая часть потребитель получает тепло от ТЭС (ТЭЦ) или котельных. При получении тепла от таких источников теплоснабжения в большей части теплоноситель транспортируется на большие расстояния, вследствие чего происходят большие потери тепловой энергии. Так же при некачественном ремонте или физическом и моральном старении основного и вспомогательного оборудования котельных и ТЭС падает их энергетическая эффективность, что так же приводит к тепловым потерям и к низкоэффективному сжиганию топливных ресурсов. Все это ведет к увеличению количества используемого топлива и затрат на его закупку, и, как следствие, повышению 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 [20].

Выбор типа источника тепла должен осуществляться на основании технико-экономического расчета, выполняемом при разработке схем теплоснабжения и определяющем оптимальный его вариант.

Так при строительстве трех новых многоэтажных жилых домов и детского образовательного учреждения (далее ДОУ) по ул. Дорожная Чкаловского района г. Екатеринбурга возник вопрос о том, что будет выгодно: подключаться к городским тепловым сетям, либо строить индивидуальную блочно-модульную котельную.

Для решения этой задачи, необходимо выполнить расчет индивидуальной котельной, а именно на основании температурного графика определить необходимую суммарную тепловую нагрузку на горячее водоснабжение (далее ГВС), отопление и вентиляцию, а также для каждого здания в отдельности. На основе полученных значений производится гидравлический расчет, определяются расходы и скорости теплоносителя, диаметры всех трубопроводов тепловой сети, строится пьезометрический график. Далее осуществляется выбор основного и вспомогательного оборудования котельной и тепловой сети.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

На основе полученных данных, производится экономический расчет. Рассчитывается в отдельности стоимость подключения к городским тепловым сетям, капитальные и текущие затраты для индивидуального источника теплоснабжения. Так же сравниваются тарифы на теплоноситель, которые существуют для городских сетей, а так же которые предлагают энергетическая компания занимающаяся проектированием и обслуживанием данной индивидуальной котельной.

В ходе экономического расчета делается вывод об экономичности того или иного варианта и производится выбор источника теплоснабжения.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 АКТУАЛЬНОСТЬ И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ НОВЫХ ЖИЛЫХ ДОМОВ И ДЕТСКОГО ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧЕРЕЖДЕНИЯ ПО УЛ. ДОРОЖНАЯ ЧКАЛОВСКОГО РАЙОНА Г. ЕКАТЕРИНБУРГА

Чкаловский район — один из семи внутригородских районов города Екатеринбурга. Его численность с каждым годом значительно увеличивается. Так, например, в 1979 году численность населения данного района составляла 194 695 человек, в 2002 – 222 690 человек, в 2010 году – 240 486 человек, в 2016 – 261 880 человек и в 2017 – 265 113 человек [67].

В связи с большим приростом населения район продолжает расширяться, появляются новые улицы, возводятся новые жилые и общественные здания. При их постройке встает вопрос о выборе источника теплоснабжения.

В данной работе рассматривается вопрос выбора источника теплоснабжения для трех новых жилых домов и детского образовательного учреждения по улице Дорожной Чкаловского района города Екатеринбурга. Необходимо решить будут данные дома подключаться к городским тепловым сетям, либо будет построена индивидуальная блочно-модульная котельная.

При подключении к тепловым сетям города необходимо знать следующее: достаточно ли мощности котельной для подключения новых потребителей; удовлетворяют ли параметры теплоносителя требуемым; какова пропускная способность проложенных трубопроводов и смогут ли эти трубы пропустить большой расход теплоносителя. Так если хотя бы один из перечисленных параметров не выполняется, то необходимо выполнить экономический расчет и определить затраты на подключение к городским сетям и затраты на строительство индивидуального источника теплоснабжения. По полученным результатам принять решение о выборе источника теплоснабжения для новых потребителей.

На сегодняшний день у котельной Чкаловского района г. Екатеринбурга не хватает мощности для подключения новых потребителей. Для увеличения мощности необходимо производить замену котлов на более мощные, а также необходимо менять и вспомогательное оборудование котельной, что является экономически нецелесообразным – это подтверждает актуальность темы ВКР.

Существует другой вариант снабжения теплом потребителей – индивидуальный источник теплоснабжения. Его преимущество в том, что он располагается на достаточно близком расстоянии к подключаемым зданиям и транспортировка теплоносителя от источника тепла до потребителя производится на малые расстояния, вследствие этого потери теплоты значительно меньше, чем у ТЭС и городских котельных. Вновь построенные автономные котельные имеют более современное и энергоэффективное оборудование, что влияет на надежность и качество теплоснабжения.

Индивидуальные котельные могут быть стационарные и блочно-модульные. Стационарные котельные используются, когда требуется мощность в 30 МВт и

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

более или, когда нельзя строить блочно-модульную систему. Блочно-модульные системы имеют ряд преимуществ по сравнению с котельными стационарного типа. Они отличаются быстротой монтажа и запуска в эксплуатацию, возможностью увеличения мощностей из-за добавления модульных блоков и автономностью работы, высоким КПД и мобильностью [45].

При выборе индивидуальной блочно-модульной котельной для теплоснабжения жилых и общественных зданий по улице Дорожной Чкаловского района г. Екатеринбурга будут установлены четыре водогрейных котла ТТ100 фирмы Энторос, каждый мощностью по 3,5 МВт, сетевые насосы Grundfos NB 100-200/189, подпиточные насосы Grundfos CR 5-5. Тепловая схема будет выполненная двухконтурная, с установкой в каждом здании индивидуального теплового пункта (ИТП). Температурный режим первого контура 110/70 °С, вторичного контура – 90/65 °С. Прокладка трубопроводов подземная в железобетонных непроходных каналах и транзитом по техподпольям отапливаемых зданий, с тепловой изоляцией из пенополиуретана.

Схема присоединения систем отопления – независимая, систем вентиляции – зависимая, для ГВС будет предусмотрен закрытый водоразбор через пластинчатые теплообменники круглогодично.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 «ЭНТРОПОС» марки Термотехник ТТ100 [62]. Основные характеристики котлов сведены в таблицу 2.1.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Таблица 2.1 – Характеристики котлов

Показатель	Единицы измерения	Viessmann Vitoplex 300	«ЭНТРОРОС» Термотехник ТТ100
Мощность	МВт	2,2	2,0
Топливо		Природный газ, жидкое топливо	Природный газ, жидкое топливо
КПД	%	90,0	92,2
Аэродинамическое сопротивление	Па	800,0	963,0
Максимальная температура	°С	120,0	115,0
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 100. Отсюда следует, что целесообразнее на небольших отопительных котельных устанавливать отечественные котлы «ЭНТРОРОС».

3 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК

Исходные данные:

- место постройки: г. Екатеринбург, Чкаловский район;
- расчетная температура наружного воздуха в холодный период года для проектирования отопления $t_{но} = -32$ °С;
- при расчете нагрузок учитывается температура воздуха внутри помещений $t_{в}$, которая может быть +18 °С или +20 °С. По требованиям СНиП «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» при температуре наружного воздуха для проектирования систем отопления $t_{но} \leq -30$ °С, температура воздуха внутри помещений принимается +20 °С, при $t_{но} > -30$ °С, температура воздуха внутри помещений +18 °С. Так как для Чкаловского района г. Екатеринбурга $t_{но} = -32$ °С, тогда $t_{в} = +20$ °С [11].

Тепловая нагрузка подразделяется на круглогодичную и сезонную. К круглогодичной нагрузке относят нагрузку на нагрев воды для горячего водоснабжения, к сезонной – нагрузки систем отопления и вентиляции.

Расчет тепловых нагрузок состоит из определения тепловых нагрузок на отопление, горячее водоснабжение и вентиляцию. Расход тепла на вентиляцию учитывают только в общественных зданиях и в жилых домах с принудительной вентиляцией [30].

3.1 Расчет тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и ГВС

Максимальный часовой расход тепла на отопление по укрупненным показателям, МВт(3.1.1) [28]:

$$Q_o' = \alpha q_o (t_{в} - t_{но}) V, \quad (3.1.1)$$

где $\alpha = 1,14$ Вт/(м³·°С) – поправочный коэффициент, учитывающий условия климата района строительства здания и применяемый в случаях, когда расчетная температура наружного воздуха отличается от $t_{но} = -30$ °С;

$q_o = 0,395$ Вт/(м³·°С) – удельная тепловая характеристика здания при $t_{но} = 30$ °С,

$V = 82483$ м³ – объем отапливаемой части здания по внешнему обмеру, м³ (высоту отсчитывают от поверхности земли);

$t_{в}$ – средняя температура воздуха в помещениях отапливаемого здания, °С;

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

$$Q_o' = 1,14 \cdot 0,395 \cdot (20 + 32) \cdot 82483 = 1,9314 \text{ МВт.}$$

Нагрузка на ГВС в течении недели и суток неравномерна.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Средняя недельная тепловая нагрузка на ГВС, МВт, (3.1.2) [10]:

$$Q_{гвс}^{ср.н} = 1,2amc(t_2 - t_x)/n_c, \quad (3.1.2)$$

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

$a = 130$ л/сут. – норма расхода горячей воды на человека;

$m = 1153$ чел. – количество жителей;

$c = 1,16$ Вт/(кг·°С) – теплоемкость;

$n_c = 24$ ч/сут. – расчетная длительность подачи на ГВС;

$t_2 = 55$ °С – температура горячей воды;

$t_x = 5$ °С – температура холодной воды,

$$Q_{гвс}^{ср.н} = 1,2 \cdot 130 \cdot 1153 \cdot 1,16 \cdot (55 - 5) / 24 = 0,4358 \text{ МВт.}$$

Максимальный часовой расход тепла на ГВС, МВт (3.1.3) [10]:

$$Q'_{гвс} = k_c \cdot k_n \cdot Q_{гвс}^{ср.н}, \quad (3.1.3)$$

где $k_c = 1,7...2$ – коэффициент суточной неравномерности для населенных пунктов;

$k_n = 1,2$ – коэффициент недельной неравномерности, для населенных пунктов,

$$Q'_{гвс} = 1,8 \cdot 1,2 \cdot 0,4358 = 0,941 \text{ МВт.}$$

Максимальная часовая нагрузка на вентиляцию, МВт (3.1.4) [24]:

$$Q'_в = q_{уд} V (t_в - t_{но}), \quad (3.1.4)$$

где $q_{уд}$ – удельная вентиляционная характеристика здания, Вт/(м³·°С);

V – строительный объем здания, м³;

$t_в$ – средняя температура воздуха в помещениях отапливаемого здания;

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

В доме №2 по улице Дорожная не установлена принудительная вентиляция, следовательно, сезонная тепловая нагрузка на вентиляцию отсутствует. Отсюда

$$Q'_в = 0.$$

Общая максимальная тепловая нагрузка на дом, МВт (3.1.5) [28]:

$$Q'_\Sigma = Q'_o + Q'_{гвс} + Q'_в, \quad (3.1.5)$$

$$Q'_\Sigma = 1,9314 + 0,941 + 0 = 2,8724 \text{ МВт.}$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Для остальных потребителей тепловые нагрузки на отопление, ГВС и вентиляцию рассчитываются аналогично. Полученные данные сведены в таблицу 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Нагрузки на отопление, ГВС и вентиляцию для всех жилых и общественных зданий подключаемых к котельной

Номер здания	Максимально часовая нагрузка на отопление Q'_o , МВт	Максимально часовая нагрузка на ГВС $Q'_{гвс}$, МВт	Максимально часовая нагрузка на вентиляцию $Q'_в$, МВт	Суммарная максимальная тепловая нагрузка на здание Q'_Σ , МВт
Ул.Дорожная, д.1	1,462	0,736	0,164	2,362
Ул.Дорожная, д.2	1,931	0,941	-	2,872
Ул.Дорожная, д.3	3,014	1,563	-	4,577
ДОУ	0,217	0,180	0,141	0,538
Общая максимальная нагрузка на район, $Q'_{общ}$, МВт	6,624	3,420	0,305	10,349

Полученную нагрузку на отопление и вентиляцию для вновь построенных жилых и общественных зданий по ул. Дорожная, Чкаловского района, г. Екатеринбурга необходимо пересчитать на другие температуры наружного воздуха отопительного периода. За начальную температуру отопительного периода принимается 8 °С [11].

Коэффициент пересчета определяется по формуле (3.1.6) [28]:

$$k = \frac{t_в - t_n}{t_в - t_{но}}, \quad (3.1.6)$$

где t_n – температура наружного воздуха, для которой производят пересчет, °С.

Пересчет суммарной нагрузки на отопление, МВт (3.1.7) [28]:

$$Q_o^{t_n} = k \cdot Q'_{общ.o}. \quad (3.1.7)$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Пересчет суммарной нагрузки на вентиляцию, МВт (3.1.8) [28]:

$$Q_{в}^{t_n} = k \cdot Q_{общ.в.} \quad (3.1.8)$$

Так как нагрузка на ГВС считается постоянной в течение всего отопительного периода, то ее пересчет не выполняется. Данные пересчета тепловых нагрузок сведены в таблицу 3.1.2.

Таблица 3.1.2 – Пересчет тепловых нагрузок на температуры от 8 °С до –31 °С

Температура наружного воздуха $t_n, ^\circ\text{C}$	Коэф. пересчета k	Нагрузка на отопление $Q_o^{t_n}, \text{МВт}$	Нагрузка на вентиляцию $Q_{в}^{t_n}, \text{МВт}$	Нагрузка на ГВС $Q_{гвс}^{t_n}, \text{МВт}$	Суммарная нагрузка $Q_{общ}^{t_n}, \text{МВт}$
1	2	3	4	5	6
+8	0,231	1,529	0,070	3,420	5,02
+7	0,250	1,656	0,076	3,420	5,15
+6	0,269	1,782	0,082	3,420	5,29
+5	0,288	1,908	0,088	3,420	5,42
+4	0,308	2,040	0,094	3,420	5,55
+3	0,327	2,166	0,010	3,420	5,69
+2	0,346	2,292	0,106	3,420	5,82
+1	0,365	2,418	0,111	3,420	5,95
0	0,385	2,550	0,117	3,420	6,09
-1	0,404	2,676	0,123	3,420	6,22
-2	0,423	2,802	0,129	3,420	6,35
-3	0,442	2,928	0,135	3,420	6,48
-4	0,462	3,060	0,141	3,420	6,62
-5	0,481	3,186	0,147	3,420	6,75
-6	0,500	3,312	0,153	3,420	6,88
-7	0,519	3,438	0,158	3,420	7,02
-8	0,538	3,564	0,164	3,420	7,15
-9	0,558	3,696	0,170	3,420	7,28
-10	0,577	3,822	0,176	3,420	7,42
-11	0,596	3,948	0,182	3,420	7,55
-12	0,615	4,074	0,188	3,420	7,68
-13	0,635	4,206	0,194	3,420	7,82
-14	0,654	4,332	0,200	3,420	7,95
-15	0,673	4,458	0,205	3,420	8,08
-16	0,692	4,584	0,211	3,420	8,22
-17	0,712	4,716	0,217	3,420	8,35

Продолжение таблицы 3.1.2

1	2	3	4	5	6
-18	0,731	4,842	0,223	3,420	8,48
-19	0,750	4,968	0,229	3,420	8,62
-20	0,769	5,094	0,235	3,420	8,75
-21	0,788	5,220	0,241	3,420	8,88
-22	0,808	5,352	0,246	3,420	9,02
-23	0,827	5,478	0,252	3,420	9,15
-24	0,846	5,604	0,258	3,420	9,28
-25	0,865	5,730	0,264	3,420	9,42
-26	0,885	5,862	0,270	3,420	9,55
-27	0,904	5,988	0,276	3,420	9,68
-28	0,923	6,114	0,282	3,420	9,82
-29	0,942	6,240	0,287	3,420	9,95
-30	0,962	6,372	0,293	3,420	10,08
-31	0,981	6,498	0,299	3,420	10,22
-32	1	6,624	0,305	3,420	10,35

3.2 Регулирование тепловой нагрузки

В течение отопительного периода необходимо производить регулирование отпуска теплоты. Существует несколько способов регулирования: качественный (меняются температуры теплоносителя), количественный (меняется расход теплоносителя) качественно-количественный и регулирование при помощи пропусков. Чаще всего используется качественный метод. Для данного метода необходимо рассчитать температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе для различных температуры наружного воздуха.

Температура в подающем трубопроводе определяется по формуле (3.2.1), в обратном трубопроводе – по формуле (3.2.2) [25]:

$$\tau_{1o} = t_g + \Delta t_o' \cdot \overline{Q_o}^{0,8} + (\delta\tau_o' - 0,5 \cdot \theta_o') \overline{Q_o}; \quad (3.2.1)$$

$$\tau_{2o} = t_g + \Delta t_o' \cdot \overline{Q_o}^{0,8} - 0,5 \cdot \theta_o' \cdot \overline{Q_o}, \quad (3.2.2)$$

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, 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);

$$\theta'_o = \tau'_{3o} - \tau'_{2o} - \text{разность температур в системе отопления, } ^\circ\text{С};$$

$$\tau'_{3o} - \text{максимальная температура в отопительном приборе, } ^\circ\text{С};$$

$$\Delta t'_o = \left(\frac{\tau'_{3o} + \tau'_{2o}}{2} - t'_e \right) - \text{температурный напор нагревательного прибора, } ^\circ\text{С}.$$

Для Чкаловского района г. Екатеринбурга температуры для тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха в холодный период года для проектирования отопления 110/70 °С, а для систем отопления – 90/65 °С. Рассчитаем температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе для температуры наружного воздуха +8 °С:

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

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

Для остальных температур наружного воздуха температуры теплоносителя рассчитываются аналогично. Полученные данные сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе для разных температур наружного воздуха в отопительный период

Температура наружного воздуха t_n , °С	Температура теплоносителя до отопительных установок τ_{1o} , °С	Температура теплоносителя после отопительных установок τ_{2o} , °С
1	2	3
+8	45,5	36,3
+7	47,3	37,3
+6	49,1	38,3
+5	50,8	39,3
+4	52,6	40,3
+3	54,3	41,3
+2	56,1	42,2
+1	57,8	43,2
0	59,5	44,1
-1	61,2	45,0
-2	62,8	45,9

Продолжение таблицы 3.1.2

1	2	3
-3	64,5	46,8
-4	66,2	47,7
-5	67,8	48,6
-6	69,5	49,5
1	2	3
-7	71,1	50,3
-8	72,7	51,2
-9	74,3	52,0
-10	75,9	52,9
-11	77,6	53,7
-12	79,1	54,5
-13	80,7	55,4
-14	82,3	56,2
-15	83,9	57,0
-16	85,5	57,8
-17	87,0	58,6
-18	88,6	59,4
-19	90,2	60,2
-20	91,7	60,9
-21	93,3	61,7
-22	94,8	62,5
-23	96,3	63,3
-24	97,9	64,0
-25	99,4	64,8
-26	100,9	65,5
-27	102,5	66,3
-28	104,0	67,0
-29	105,5	67,8
-30	107,0	68,5
-31	108,5	69,3
-32	110,0	70,0

Подрезка графика осуществляется при температуре 65 °С, так как температура горячей воды у потребителей не может быть ниже данной температуры в закрытых и открытых системах теплоснабжения. По графику, изображенному на рисунке 3.2, определяются температура наружного воздуха при которой происходит смена количественного регулирования на качественное $t_{ни} = -4$ °С и температура в обратном трубопроводе $t_{20}'' = 46,5$ °С при температуре наружного воздуха $t_n = t_{ни}$.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

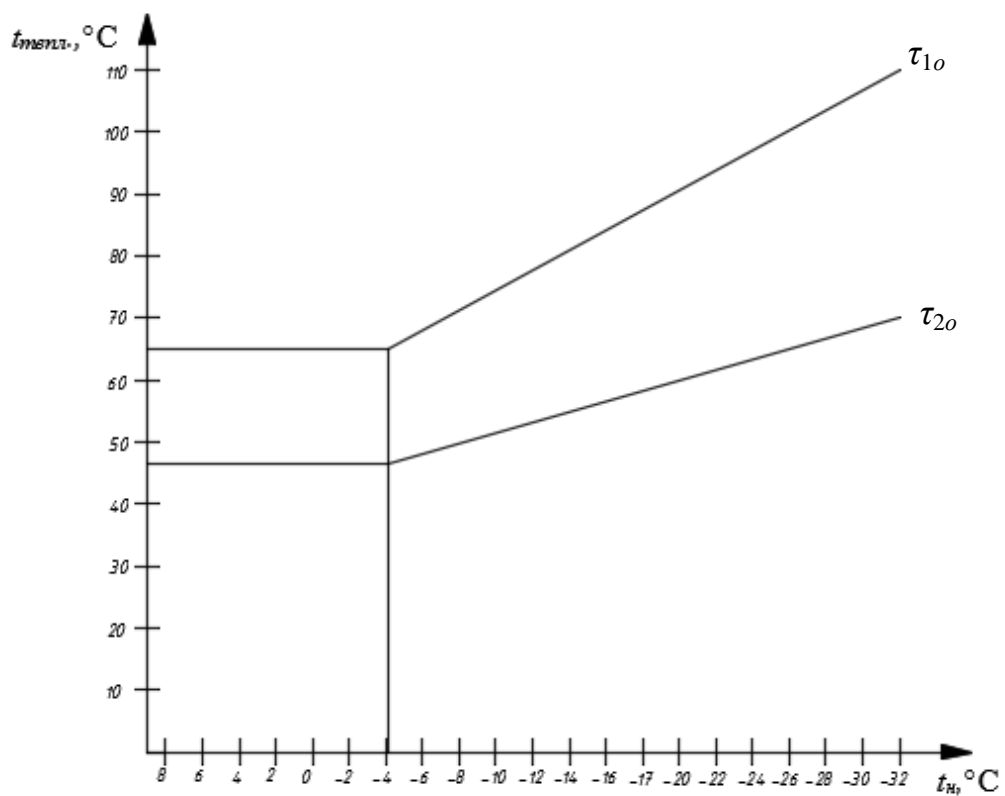


Рисунок 3.2 – Температурный график сети

4 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КОТЛА

Исходные данные:

- теплопроизводительность котла $Q_k = 3500$ кВт;
- давление воды $P = 0,6$ МПа;
- температура воды на входе в котел $t_g'' = 70$ °С;
- температура воды на выходе из котла $t_g' = 110$ °С;
- вид топлива – природный газ Бухара-Урал.

Расчетные характеристики топлива:

Состав: $\text{CH}_4 = 94,9$ %; $\text{C}_2\text{H}_6 = 3,2$ %; $\text{C}_3\text{H}_8 = 0,4$ %; $\text{C}_4\text{H}_{10} = 0,1$ %; $\text{C}_5\text{H}_{10} = 0,1$ %; $\text{N}_2 = 0,9$ %, $\text{CO}_2 = 0,4$ %.

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

Для сжигания топлива в топке котла необходима подача воздуха. Зная количество воздуха необходимого для горения 1 м³ каждого горючего газа, входящего в газообразное топливо, можно определить общее теоретическое количество воздуха, необходимое для горения. Теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания 1 м³ газообразного топлива, зависит от химического состава.

Теоретическое количество воздуха при сжигании 1 нм³ сухого газообразного топлива, нм³/нм³ (4.1.1) [29]:

$$V_g^0 = 0,0476 \left[0,5\text{CO}_2 + 0,5\text{H}_2 + 1,5\text{H}_2\text{S} + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2 \right], \quad (4.1.1)$$

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

Теоретический объем водяных паров, нм³/нм³ (4.1.2) [29]:

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,01 \left[\text{H}_2 + 2\text{C}_4\text{H}_2 + \sum \left(\frac{n}{2} \right) \text{C}_n\text{H}_m + 0,124d_z \right] + 0,0161V_g^0, \quad (4.1.2)$$

где $d_z = 10$ г/м³ – влагосодержание газообразного топлива, отнесенное к 1 м³ сухого газа,

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,01 [2 \cdot 94,9 + 3 \cdot 3,2 + 4 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,1 + 6 \cdot 0,1 + 0,124 \cdot 10] + 0,0161 \cdot 9,74 = 2,19 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Теоретический объем азота, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$, (4.1.3) [29]:

$$V_{N_2}^0 = 0,79V_g^0 + \frac{N_2}{100}, \quad (4.1.3)$$

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

Объем трехатомных газов, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$, (4.1.4) [29]:

$$V_{RO_2} = 0,01[\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 + \sum mC_mH_n], \quad (4.1.4)$$

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

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. Это связано с тем, что в топке и газоходе котла существуют неплотности. Дополнительное количество вводимого воздуха оценивают коэффициентом избытка воздуха.

Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки $\alpha_m = 1,2$.

Коэффициент избытка воздуха в котельном пучке (2-й и 3-й ход), (4.2.1) [29]:

$$\alpha_{кп} = \alpha_m + \Delta\alpha_{кп}, \quad (4.2.1)$$

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

$$\alpha_{кп} = 1,2 + 0 = 1,2.$$

Действительный объем дымовых газов, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ (4.2.2) [29]:

$$V_z = V_{N_2}^0 + V_{RO_2} + V_{H_2O}^0 + 1,0161(\alpha - 1)V_g^0; \quad (4.2.2)$$

$$V_z = 7,704 + 1,038 + 2,19 + 1,0161 \cdot (1,2 - 1) \cdot 9,74 = 11,427 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

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 определяется по формуле (4.2.3) [29]:

$$r_{N_2} = \frac{V_{N_2}^0}{V_z}; \quad (4.2.3)$$

$$r_{N_2} = \frac{7,704}{11,427} = 0,67.$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Доля трехатомных газов определяется по формуле (4.2.4) [29]:

$$r_{\text{RO}_2} = \frac{V_{\text{RO}_2}^0}{V_2}; \quad (4.2.4)$$

$$r_{\text{RO}_2} = \frac{1,038}{11,427} = 0,091.$$

Доля водяных паров определяется по формуле (4.2.5) [29]:

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}^0}{V_2}; \quad (4.2.5)$$

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{2,19}{11,427} = 0,192.$$

Суммарная объемная доля трехатомных газов (4.2.6) [29]:

$$r_n = r_{\text{H}_2\text{O}} + r_{\text{RO}_2}; \quad (4.2.6)$$

$$r_n = 0,192 + 0,091 = 0,28.$$

4.3 Энтальпия дымовых газов по газоходам

Энтальпия воздуха и дымовых газов определяется по сумме энтальпий газообразных продуктов сгорания, входящих в состав дымовых газов.

Энтальпия теоретического объема воздуха, отнесенные к 1 м^3 сжигаемого газа при температуре $v \text{ }^\circ\text{C}$, кДж/м^3 (4.3.1) [29]:

$$I_6^0 = V_6^0 (ct)_6; \quad (4.3.1)$$

Энтальпия теоретического объема продуктов сгорания, отнесенные к 1 м^3 сжигаемого газа при температуре $v \text{ }^\circ\text{C}$, кДж/м^3 (4.3.2) [29]:

$$I_2^0 = V_{\text{RO}_2} (c\mathcal{G})_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 (c\mathcal{G})_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 (c\mathcal{G})_{\text{H}_2\text{O}}, \quad (4.3.2)$$

где $(ct)_6$, $(c\mathcal{G})_{\text{RO}_2}$, $(c\mathcal{G})_{\text{N}_2}$, $(c\mathcal{G})_{\text{H}_2\text{O}}$ - удельные энтальпии воздуха, трехатомных газов, азота и водяных паров соответственно, кДж/м^3 [29].

Энтальпия продуктов сгорания на 1 м^3 топлива при $\alpha > 1$, кДж/м^3 (4.3.3) [29]:

$$I_2 = I_2^0 + (\alpha - 1)I_6^0. \quad (4.3.3)$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчеты по определению энтальпий теоретического объема воздуха и продуктов сгорания сведены в таблицу 4.3.1.

Таблица 4.3.1 – Энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания

Температура, °С	$V_B^0 = 9,74 \text{ м}^3$	$V_{\text{RO}_2} = 1,038 \text{ м}^3$	$V_{\text{N}_2}^0 = 7,704 \text{ м}^3$	$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 2,19 \text{ м}^3$	$I_{\text{с}}^0 = I_{\text{RO}_2} + I_{\text{N}_2}^0 + I_{\text{H}_2\text{O}}^0$
	$I_{\text{с}}^0 = V_{\text{с}}^0 (ct)_{\text{с}}$	$I_{\text{RO}_2} = V_{\text{RO}_2} (c\mathcal{G})_{\text{RO}_2}$	$I_{\text{N}_2}^0 = V_{\text{N}_2}^0 (c\mathcal{G})_{\text{N}_2}$	$I_{\text{H}_2\text{O}}^0 = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 (c\mathcal{G})_{\text{H}_2\text{O}}$	
100	1285,7	175,4	1001,5	330,7	1507,6
200	2590,8	370,6	2003,1	665,8	3039,4
300	3925,2	580,2	3019,9	1014,0	4614,2
400	5279,1	801,3	4060,0	1370,9	6232,3
500	6662,2	1033,9	5115,5	1738,9	7888,2
600	8084,2	1268,4	6194,0	2117,7	9580,2
700	9535,5	1516,5	7287,9	2511,9	11 316,4
800	11 006,2	1768,8	8420,5	2923,7	13 112,9
900	12 476,9	2025,1	9576,1	3337,6	14 938,8
1000	13 986,6	2285,7	10 739,4	3777,8	16 802,8
1100	15 535,3	2550,4	11 902,7	4217,9	18 671,0
1200	17 083,9	2820,3	13 058,3	4666,9	20 545,4
1300	18 807,9	3089,1	14 252,4	5133,4	22 474,9
1400	20 220,2	3363,1	15 477,3	5602,0	24 442,5
1500	21 807,9	3637,2	16 671,5	6086,0	26 394,6
1600	23 405,2	3910,5	17 896,4	6572,2	28 378,7
1700	24 992,8	4188,3	19 121,3	7067,1	30 376,8
1800	26 580,5	4466,5	20 353,9	7573,0	32 393,5
1900	28 216,8	4744,7	21 609,7	8076,7	34 431,1
2000	29 843,4	5027,1	22 834,7	8597,9	36 459,6

Расчеты по определению энтальпий продуктов сгорания сведены в таблицу 4.3.2.

Таблица 4.3.2 – Энтальпии продуктов сгорания

Температура, °С	Энтальпия теоретического объема воздуха $I_{\text{с}}^0$, кДж/м ³	Энтальпия теоретического объема продуктов сгорания $I_{\text{с}}^0$, кДж/м ³	Энтальпия продуктов сгорания $I_{\text{с}}$, кДж/м ³ при $\alpha = 1,2$
1	2	3	4
100	1285,7	1507,6	1764,8
200	2590,8	3039,4	3557,5

Продолжение таблицы 4.3.2

1	2	3	4
300	3925,2	4614,2	5399,2
400	5279,1	6232,3	7288,1
500	6662,2	7888,2	9220,6
600	8084,2	9580,2	11 197,0
700	9535,5	11316,4	13 223,5
800	11 006,2	13112,9	15 314,1
900	12 476,9	14938,8	17 434,2
1000	13 986,6	16802,8	19 600,1
1100	15 535,3	18671,0	21 778,1
1200	17 083,9	20545,4	23 962,2
1300	18 807,9	22474,9	26 236,4
1400	20 220,2	24442,5	28 486,5
1500	21 807,9	26394,6	30 756,2
1600	23 405,2	28378,7	33 059,8
1700	24 992,8	30376,8	35 375,4
1800	26 580,5	32393,5	37 709,6
1900	28 216,8	34431,1	40 074,5
2000	29 843,4	36459,6	42 428,3

4.4 Тепловой баланс котла

Тепловой баланс котельного агрегата устанавливает равенство между поступающим в агрегат количеством теплоты и расходом тепла. 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 (4.4.1) [23]:

$$Q_p^P = Q_H^P, \quad (4.4.1)$$

$$Q_p^P = 36694 \text{ кДж/м}^3.$$

Потери тепла от химического и механического недожога $q_3 = 0,5 \%$ и $q_4 = 0$ [23]. Температура уходящих газов $t_{yx} = 165 \text{ }^\circ\text{C}$. Энтальпия уходящих газов $I_{yx} = 2930,1 \text{ кДж/м}^3$ (см. таблицу 4.3.2). Температура холодного воздуха $t_{xв} = 18 \text{ }^\circ\text{C}$. Энтальпия холодного воздуха, кДж/м³ (4.4.2) [23]:

$$I_{xв} = C_{xв} \cdot t_{xв}; \quad (4.4.2)$$

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

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{x8} = 18 \cdot 1,005 = 18,09 \text{ кДж/м}^3.$$

Потери тепла с уходящими газами, % (4.4.3) [23]:

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - I_{x8})(100 - q_4)}{Q_P^P}; \quad (4.4.3)$$

$$q_2 = \frac{(2930,1 - 18,09)(100 - 0)}{36694} = 7,94 \text{ \%}.$$

Потери тепла в окружающую среду принимаем $q_5 = 0,5 \text{ \%}$ [23]. Потери тепла с физическим теплом шлаков $q_6^{шт} = 0$ [23].

Сумма потерь тепла, % (4.4.4) [23]:

$$\sum q_i = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6^{шт}, \text{ \%}; \quad (4.4.4)$$

$$\sum q_i = 7,94 + 0,5 + 0,5 = 8,94 \text{ \%}.$$

Коэффициент полезного действия котла (брутто), % (4.4.5) [23]:

$$\eta^{BP} = 100 - \sum q_i, \text{ \%}; \quad (4.4.5)$$

$$\eta^{BP} = 100 - 8,94 = 91,1 \text{ \%}.$$

Коэффициент сохранения тепла определяется по формуле (4.4.6) [23]:

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta^{BP} + q_5}; \quad (4.4.6)$$

$$\varphi = 1 - \frac{0,5}{91,1 + 0,5} = 0,9945.$$

Энтальпия воды на входе в котел при температуре $t' = 110 \text{ }^\circ\text{C}$ $I' = 460,57 \text{ кДж/м}^3$ [23].

Энтальпия воды на выходе из котла при температуре $t'' = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ $I'' = 293,09 \text{ кДж/м}^3$ [23].

Полезное тепло, использованное в котле, $Q_{ка}$ (4.4.7) [23]:

$$Q_{ка} = G \cdot (I' - I''), \quad (4.4.7)$$

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

$$Q_{ка} = 5,7 \cdot (460,57 - 293,09) = 954,64 \text{ кДж/м}^3.$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Полный расход топлива, м³/с (4.4.8) [23]:

$$B = \frac{Q_{ка}}{Q_P^P \eta_{mz}^{op}} \cdot 100\%; \quad (4.4.8)$$
$$B = \frac{954,64}{36694 \cdot 91,1} \cdot 100\% = 0,287 \text{ м}^3/\text{с}.$$

1.5.16 Расчетный расход топлива, м³/с (4.4.9) [23]:

$$B_p = B \left(1 - \frac{q_4}{100} \right); \quad (4.4.9)$$

Для газообразного топлива $B_p = B = 0,0287 \text{ м}^3/\text{с}$.

4.5 Поверочный расчет теплообмена в топке

Целью расчета теплообмена в топке является определение температуры продуктов сгорания на выходе из топки при заданных конструктивных размерах и условий работы. В котле данной конструкции в состав топки так же включается и поворотная камера.

Суммарная площадь стен поверхности топки, м² (4.5.1) [23]:

$$F_{cm} = \pi D_m L_m + \pi D_m^2 / 2 + \pi D_n^2 / 2 + \pi D_n L_n, \quad (4.5.1)$$

где $D_m = 0,9 \text{ м}$ – диаметр топочной камеры;

$L_m = 3,69 \text{ м}$ – длина топочной камеры;

$D_n = 1,3 \text{ м}$ – диаметр поворотной камеры;

$L_n = 0,32 \text{ м}$ – длина поворотной камеры,

$$F_{cm} = 3,14 \cdot 0,9 \cdot 3,69 + 3,14 \cdot 0,9^2 / 2 + 3,14 \cdot 1,3^2 / 2 + 3,14 \cdot 1,3 \cdot 0,32 = 14,33 \text{ м}^2.$$

Коэффициент тепловой эффективности экранов (4.5.2) [23]:

$$\psi_{cp} = \frac{H_l \cdot \xi}{F_{cm}}, \quad (4.5.2)$$

где $H_l = 13 \text{ м}^2$ – суммарная площадь лучевоспринимающей поверхности;

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

$$\psi_{cp} = \frac{13 \cdot 0,9}{14,33} = 0,82.$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Активный объем топки, м³ (4.5.3) [23]:

$$V_m = \frac{\pi D_m^2 L_m}{2} + \frac{\pi D_n^2 L_n}{4}; \quad (4.5.3)$$
$$V_m = \frac{3,14 \cdot 0,9^2 \cdot 3,69}{2} + \frac{3,14 \cdot 1,3^2 \cdot 0,32}{4} = 5,12 \text{ м}^3.$$

Эффективная толщина излучающего слоя, м (4.5.4) [23]:

$$s = \frac{3,6 \cdot V_m}{F_{cm}}; \quad (4.5.4)$$
$$s = \frac{3,6 \cdot 5,12}{14,33} = 1,29 \text{ м}.$$

Относительный уровень расположения горелки определяется по формуле (4.5.5) [23]:

$$X_m = \frac{h_2}{H_m}, \quad (4.5.5)$$

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 находится по формуле (4.5.6) [23]:

$$M = 0,59 - 0,5 X_m; \quad (4.5.6)$$
$$M = 0,59 - 0,5 \cdot 0,57 = 0,31.$$

Количество теплоты, вносимое в топку воздухом, кДж/м³ (4.5.7) [23]:

$$Q_g = I_{xg}; \quad (4.5.7)$$
$$Q_g = 18,09 \text{ кДж/м}^3.$$

Полезное тепловыделение в топке, кДж/м³ (4.5.8) [23]:

$$Q_m = Q_g + Q_p \frac{100 - q_3 - q_4}{100 - q_4}; \quad (4.5.8)$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Адиабатическая температура горения $\vartheta_a = 1749 \text{ }^\circ\text{C}$.

Задаем температуру газов на выходе из топки $\vartheta_m'' = 1000 \text{ }^\circ\text{C}$.

Энтальпия газов на выходе из топки $I_m'' = 19600,13 \text{ кДж/м}^3$.

Коэффициент ослабления лучей газовой средой, 1/мМПа (4.5.9) [23]:

$$k_z^o = \left[\frac{(7,8 + 16r_{H_2O})}{3,16\sqrt{p_n s}} - 1 \right] \left[1 - 0,37 \frac{(t_m'' + 273)}{1000} \right], \quad (4.5.9)$$

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

$$k_z^o = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot 0,192)}{3,16\sqrt{0,1 \cdot 1,29}} - 1 \right] \left[1 - 0,37 \frac{(1000 + 273)}{1000} \right] = 9,06 \frac{1}{\text{мМПа}}.$$

Соотношение содержаний углерода и водорода в рабочей массе топлива (4.5.10) [23]:

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \sum \left(\frac{m}{n} \cdot C_m H_n \right); \quad (4.5.10)$$

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

Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами, 1/мМПа (4.5.11) [23]:

$$k_c = \frac{1,2}{1 + \alpha^2} \left(\frac{C^p}{H^p} \right)^{0,4} (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot T_m'' - 0,5); \quad (4.5.11)$$

$$k_c = \frac{1,2}{1 + 1,2^2} (3)^{0,4} (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 1273 - 0,5) = 1,17 \text{ 1/мМПа}.$$

Коэффициент ослабления лучей факела, 1/мМПа (4.5.12) [23]:

$$k_{св} = k_z^o r_n + k_c; \quad (4.5.12)$$

$$k_{св} = 9,06 \cdot 0,28 + 1,17 = 3,74 \text{ 1/мМПа}.$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Степень черноты светящегося пламени (4.5.13) [23]:

$$a_{ce} = 1 - e^{[-k_{ce} p s]}, \quad (4.5.13)$$

$$a_{ce} = 1 - e^{[-3,740,11,29]} = 0,38.$$

Степень черноты топочной камеры определяется по формуле (4.5.14) [23]:

$$a_m = \frac{\alpha_{ce}}{(\alpha_{ce} + (1 - \alpha_{ce}) \psi_{cp})}; \quad (4.5.14)$$

$$a_m = \frac{0,38}{(0,38 + (1 - 38) \cdot 0,82)} = 0,43.$$

Видимое тепловое напряжение топочного объема, кВт/м³ (4.5.15) [23]:

$$q_v = \frac{B Q_p^p}{V_m}; \quad (4.5.15)$$

$$q_v = \frac{0,0287 \cdot 36694}{5,12} = 204,89 \text{ кВт/м}^3.$$

Средняя теплоемкость продуктов сгорания, кДж/(нм³·°C) (4.5.16) [23]:

$$(VC)_{cp} = \frac{Q_m - I_m''}{g_a - g_m''}; \quad (4.5.16)$$

$$(VC)_{cp} = \frac{36528 - 19600,13}{1749 - 1000} = 22,60 \text{ кДж/(нм}^3 \cdot \text{°C)}.$$

Температура газов на выходе из топки, °C (4.5.17) [23]:

$$g_m'' = \frac{T_a}{\left\{ M \left[\frac{5,67 \psi_{cp} F_{cm} a_m (g_a + 273)^3}{10^{11} \phi B_p (VC)_{cp}} \right]^{0,6} + 1 \right\}} - 273; \quad (4.5.17)$$

$$g_m'' = \frac{1749 + 273}{\left\{ 0,31 \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 0,82 \cdot 14,33 \cdot 0,43 (1749 + 273)^3}{10^{11} \cdot 0,9945 \cdot 0,0287 \cdot 22,6} \right]^{0,6} + 1 \right\}} - 27 = 941,47 \text{ °C}.$$

Задаем температуру газов на выходе из топки $g_m'' = 941,47 \text{ °C}$.

Энтальпия газов на выходе из топки $I_m'' = 18332,4$ кДж/м³ (см. таблицу 4.3.2).
Коэффициент ослабления лучей газовой средой, 1/мМПа (4.5.9):

$$k_2^o = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot 0,192)}{3,16 \sqrt{0,1 \cdot 1,29}} - 1 \right] \left[1 - 0,37 \frac{(941,47 + 273)}{941,47} \right] = 9,43 \text{ 1/мМПа.}$$

Соотношение содержаний углерода и водорода в рабочей массе топлива определяется по формуле (4.5.10):

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

Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами, 1/мМПа (4.5.11):

$$k_c = \frac{1,2}{1 + 1,2^2} (3)^{0,4} (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 1214,47 - 0,5) = 1,1 \text{ 1/мМПа.}$$

Коэффициент ослабления лучей светящейся частью факела, 1/мМПа (4.5.12):

$$k_{cв} = 2,67 + 1,1 = 3,77 \text{ 1/мМПа.}$$

Степень черноты светящегося пламени определяется по формуле (4.5.13):

$$a_{cв} = 1 - e^{[-3,77 \cdot 0,1 \cdot 1,29]} = 0,38.$$

Степень черноты топочной камеры определяется по формуле (4.5.14):

$$a_m = \frac{0,38}{(0,38 + (1 - 38) \cdot 0,82)} = 0,43.$$

Видимое тепловое напряжение топочного объема, кВт/м³ (4.5.15):

$$q_v = \frac{0,0287 \cdot 36694}{5,12} = 204,89 \text{ кВт/м}^3.$$

Средняя теплоемкость продуктов сгорания, кДж/(нм³·°С) (4.5.16):

$$(VC)_{cp} = \frac{36528 - 18332,4}{1749 - 941,47} = 22,53 \text{ кДж/(нм}^3 \cdot \text{°С).}$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Температура газов на выходе из топки, °С (4.5.17):

$$g_m'' = \frac{1749 + 273}{\left\{ 0,31 \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 0,82 \cdot 14,33 \cdot 0,43(1749 + 273)^3}{10^{11} \cdot 0,9945 \cdot 0,0287 \cdot 22,53} \right]^{0,6} + 1 \right\}} - 27 = 939^0 \text{С.}$$

Разница рассчитанной и предварительно заданной температуры газов на выходе из топки не превышает 2 – 3 °С, следовательно, температуру газов на выходе из топки принимаем $g_m'' = 939$ °С. Энтальпия газов на выходе из топки $I_m'' = 18278,9$ кДж/м³.

Общее тепловосприятие топки, кДж/м³ (4.5.19):

$$Q_L = \varphi(Q_m - I_m''), \quad (4.5.19)$$
$$Q_L = 0,9945 \cdot (36528,62 - 18278,9) = 18150,1 \text{ кДж/м}^3.$$

4.6 Поверочный расчет дымогарных труб

Дымогарные трубы – элементы конструкции водогрейного жаротрубно-дымогарного котла, являющиеся основными компонентами его цилиндрической части и служащие для увеличения площади нагрева. Данные трубы предназначены для пропуска горячих продуктов сгорания, образовавшихся в топке, и передачи теплоты этих газов воде, окружающей данные трубы. Суммарная площадь всех дымогарных труб, а также площади нагрева жаровой трубы котельного агрегата, есть испаряющая поверхность нагрева котла. В данном расчете учитывается только площадь дымогарных труб.

Для проведения поверочного расчета дымогарных труб жаротрубного котла необходимо знать:

- полную площадь поверхности нагрева дымогарных труб $H = 18,43$ м²;
- температуру газов перед дымогарными трубами $g' = 939$ °С;
- энтальпию продуктов сгорания перед дымогарными трубами $I' = 18278,9$ кДж/м³;
- температуру уходящих газов на выходе из дымогарных труб $g'' = 165$ °С;
- энтальпию продуктов сгорания на выходе из дымогарных труб $I_m'' = 2930,1$ кДж/м³.

Количество тепла, отданное трубкам от горячих газов, движущихся по дымогарным трубам, кДж/м³ (4.6.1) [23]:

$$Q_2 = \varphi(I' - I_m''); \quad (4.6.1)$$
$$Q_2 = 0,9945 \cdot (18278,9 - 2930,1) = 15264,4 \text{ кДж/м}^3.$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Средняя температура газов, °C (4.6.2) [23]:

$$g_{cp} = \frac{g' + g''}{2}; \quad (4.6.2)$$
$$g_{cp} = \frac{939 + 165}{2} = 552 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Средняя температура воды, °C (4.6.3) [23]:

$$t_{cp} = \frac{\tau'' + \tau'}{2}; \quad (4.6.3)$$
$$t_{cp} = \frac{70 + 110}{2} = 90 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Температурный напор на входе в конвективный пакет, °C (4.6.4) [23]:

$$\Delta t_{\delta} = g' - t_{cp}; \quad (4.6.4)$$
$$\Delta t_{\delta} = 939 - 90 = 849 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Температурный напор на выходе из конвективного пакета котельного агрегата, °C (4.6.5) [23]:

$$\Delta t_{m} = g'' - t_{cp}; \quad (4.6.5)$$
$$\Delta t_{m} = 165 - 90 = 875 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Среднелогарифмический температурный напор, °C (4.6.6) [23]:

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{m}}{2,3 \lg \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{m}}}; \quad (4.6.6)$$
$$\Delta t_{cp} = \frac{849 - 75}{2,3 \lg \frac{849}{75}} = 319,3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Объемный расход газов, м³/с (4.6.7) [23]:

$$V = \frac{B_p \cdot V_z \cdot (g_{cp} + 273)}{273}; \quad (4.6.7)$$
$$V = \frac{0,0287 \cdot 11,427 \cdot (552 + 273)}{273} = 0,99 \text{ м}^3/\text{с}.$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Живое сечение дымогарных труб, м² (4.6.8) [23]:

$$F = \left(\frac{\pi d^2}{4} \right) n, \quad (4.6.8)$$

где $d = 0,1$ м – диаметр дымогарных труб;
 $n = 22$ – число дымогарных труб,

$$F = \left(\frac{3,14 \cdot 0,1^2}{4} \right) \cdot 22 = 0,17 \text{ м}^2.$$

Расчетная скорость газов, м/с (4.6.9) [23]:

$$\omega_2 = \frac{V}{F}; \quad (4.6.9)$$
$$\omega_2 = \frac{0,99}{0,17} = 5,7 \text{ м/с}.$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/(м²·К) [23]:

$$\alpha_k = 27 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}.$$

Эффективная толщина излучающего слоя, м (4.6.10) [23]:

$$s = 0,9d; \quad (4.6.10)$$
$$s = 0,9 \cdot 0,1 = 0,09 \text{ м}.$$

Суммарная поглощающая способность $pr_n s = 0,0025$.

Коэффициент ослабления лучей газовой средой $k_2 = 25$ 1/мМПа.

Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока $kps = 0,23$.

Степень черноты излучающей среды $a = 0,2$ [23].

Коэффициент теплоотдачи излучением $\alpha_l = 13,25$ Вт/(м²·К) [23].

Температурный напор, °С (4.6.11) [23]:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\bar{\theta}} - \Delta t_m}{\lg \frac{\Delta t_{\bar{\theta}}}{\Delta t_m}}; \quad (4.6.11)$$
$$\Delta t = \frac{849 - 75}{75} = 734,45 \text{ °С}.$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэффициент тепловой эффективности [23]:

$$\psi = 0,8.$$

Коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К) (4.6.12) [23]:

$$k = \psi(\alpha_k + \alpha_n); \quad (4.6.12)$$
$$k = 0,8(27 + 13,25) = 32,2 \text{ Вт/(м}^2\text{·К)}.$$

Тепловосприятие конвективного пакета, кДж/м³ (4.6.13) [23]:

$$Q_{mp} = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}; \quad (4.6.13)$$
$$Q_{mp} = \frac{32,2 \cdot 18,43 \cdot 734,45}{0,0287 \cdot 10^3} = 15180,16 \text{ кДж/м}^3.$$

Расчет погрешности расчета, % (4.6.14) [23]:

$$\Delta Q = \frac{Q_z - Q_{mp}}{Q_z} 100; \quad (4.6.14)$$
$$\Delta Q = \frac{15264,4 - 15180,16}{15180,16} \cdot 100 = 0,56\%.$$

Расхождение расчетных тепловосприятий составляет 0,56 %, что является меньше допустимого расхождения равного 2 %, следовательно, расчет выполнен верно.

4.7 Невязка теплового баланса котельного агрегата

Погрешность расчетов, % (4.7.1) [23]:

$$\Delta = \frac{Q_p^p \eta - (Q_m + Q_{mp})}{(Q_m + Q_{mp})} \cdot 100; \quad (4.7.1)$$
$$\Delta = \frac{36694 \cdot 0,9106 - (18150,1 + 15180,16)}{(18150,1 + 15180,16)} \cdot 100 = 0,25\%.$$

Допустимая невязка теплового баланса котельного агрегата 0,5 %. Так как полученная невязка составляет 0,25 %, что является меньше допустимой, следовательно, расчет считается выполненным верно.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.8 Выбор горелочного устройства

1. Для выбора горелочного устройства требуется рассчитать тепловую мощность горелки, МВт (4.8.1) [51]:

$$Q_{гор} = \frac{Q_{ка}}{\eta_{ка}}, \quad (4.8.1)$$

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

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

$$Q_{гор} = \frac{3,5}{0,9106} = 3,85 \text{ МВт.}$$

Расход газа через горелку $G_{гор} = 374,6 \text{ м}^3/\text{ч}$.

По полученным данным подобрана горелка R93A CIB UNIGAS, мощностью 4100 кВт.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

5.1 Подпиточный насос

При закрытых системах теплоснабжения расход подпиточной воды $G_{под}$, м³/ч через подпиточные насосы определяется объемом подпитки увеличенной в семикратном размере и запасом 30 %. За напор насоса H_n , м принимается статическое давление. Устанавливается два насоса: рабочий и резервный [52].

$$G_{под} = 4,67 \text{ м}^3/\text{ч}; H_n = 30,6 \text{ м.}$$

По приведенным данным подобран насос Grundfos CR 5-5 [46]. КПД насоса 58,8 %.

На рисунке 5.1 представлена диаграмма рабочих характеристик данного насоса.

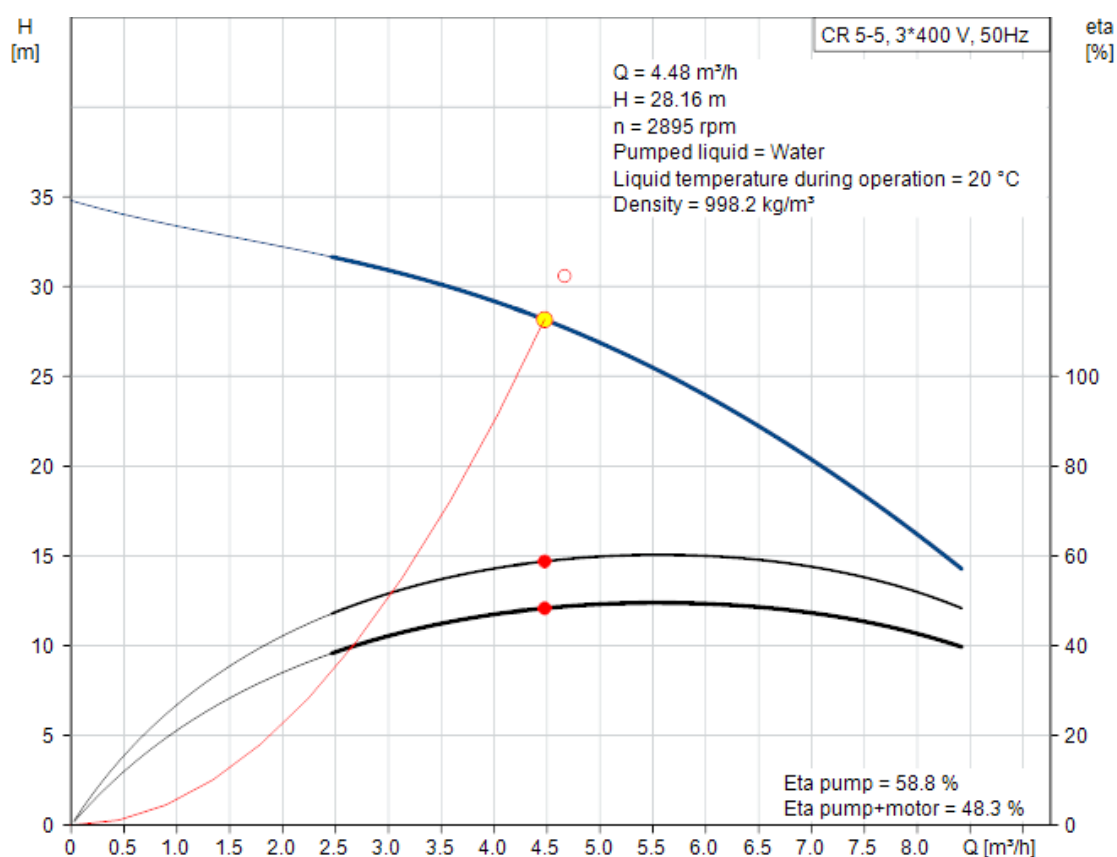


Рисунок 5.1 - Диаграмма рабочих характеристик насоса Grundfos CR 5-5

5.2 Сетевые насосы

Сетевой насос предназначен для перекачивания воды в тепловых сетях. Сетевые насосы подбираются по данным гидравлического расчета, а именно по максимальному расходу в сети $G_{сет}$, м³/ч и напору сети $H_{сет}$, м. Напор $H_{сет}$, м должен создаваться такой, чтобы преодолеть сопротивление теплообменников, а также обеспечить транспортировку сетевой воды до последнего потребителя.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Сетевые насосы создают требуемый напор у потребителя и обеспечивают условия прохождения линии пьезографика для обратного трубопровода выше верхних отметок зданий не менее чем на 5 метров. Так же учитывается запас напора и расхода в 30 %. Устанавливается два насоса: рабочий и резервный.

Максимальный расход в сети $G_{сет} = 229 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Напор сети $H_{сет} = 40 \text{ м}$.

По приведенным данным подобран насос Grundfos NB 100-200/192 [46]. КПД насоса 80,5 %.

На рисунке 5.2 представлена диаграмма рабочих характеристик данного насоса.

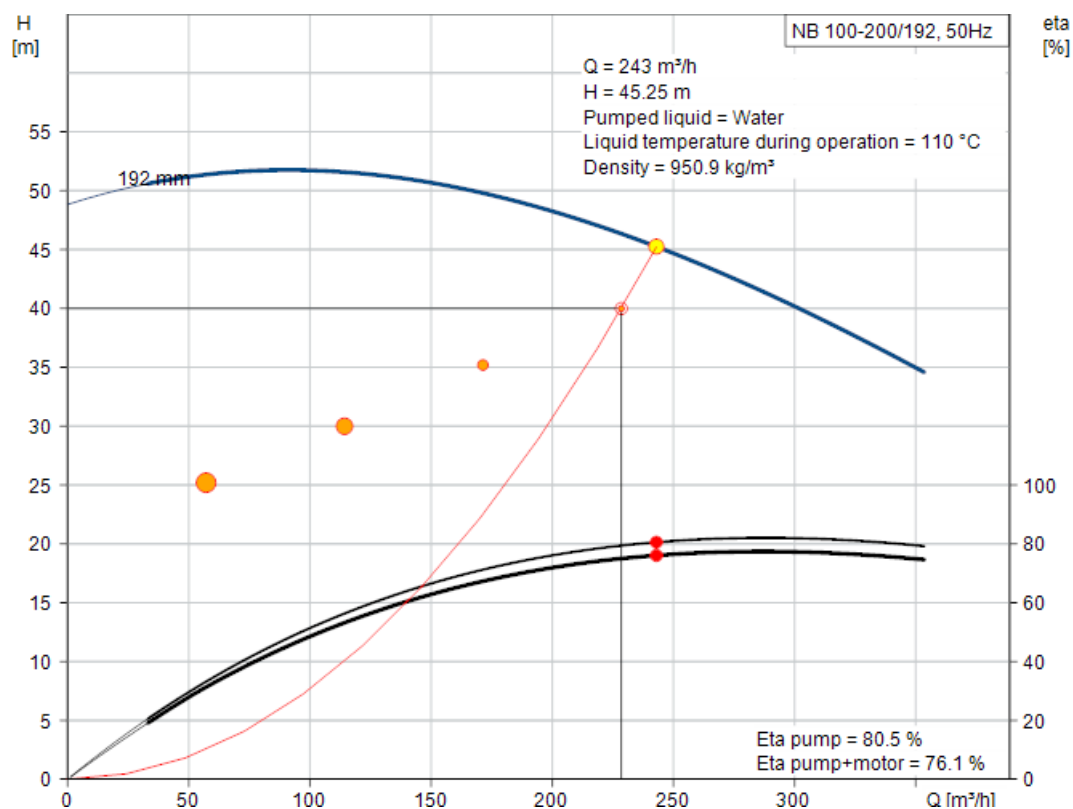


Рисунок 5.2 – Диаграмма рабочих характеристик насоса Grundfos NB 100-200/192

5.3 Насос рециркуляции

Для исключения образования конденсата в котле необходимо температуру воды при входе в котел поддерживать не ниже 60 °С. Для этого осуществляет подмес воды из подающего трубопровода в обратный трубопровод при помощи насоса рециркуляции, установленном на линии рециркуляции котла

Расход воды на рециркуляцию $G_{рц} = 19 \text{ м}^3/\text{ч}$, напор $H_{рц} = 10 \text{ м}$.

По расходу воды и напору подобран насос Grundfos Magna3 50-180 F [46]. КПД насоса 65,1 %.

На рисунке 5.3 представлена диаграмма рабочих характеристик данного насоса.

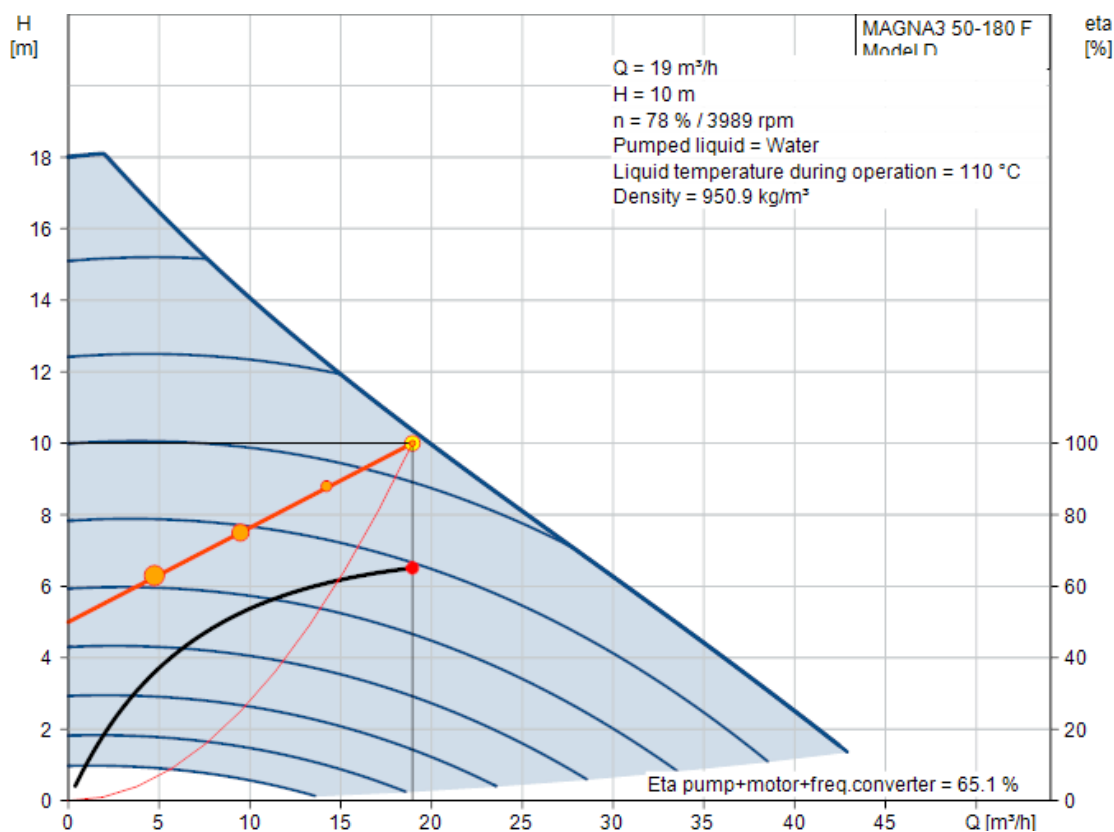


Рисунок 5.3 – Диаграмма рабочих характеристик насоса Grundfos Magna3 50-180 F

5.4 Бак подпиточный

Для выбора подпиточного бака необходимо знать его объем. Объем подпиточного бака, м³ (5.4.1) [52]:

$$V_{\bar{o}} = 0,03V_{mc}, \quad (5.4.1)$$

где $V_{mc} = 205 \text{ м}^3$ – объем тепловой сети,

$$V_{\bar{o}} = 0,03 \cdot 205 = 6,15 \text{ м}^3.$$

По полученному объему выбран подпиточный бак Pentair water FS 28-18T [47].

5.5 Расширительный бак

Для приёма избытка воды, возникающего при её тепловом расширении в результате нагревания в котельной, устанавливаются расширительные баки. По характеристикам системы, а именно температуры теплоносителя 110 °С, объема системы 205 м³ и максимального давления 6 бар подобран расширительный бак фирмы Wester марки WRV-200 [48].

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

5.6 Калориферы

Для обогрева здания котельной устанавливаются два калорифера.
Расход тепла на подогрев воздуха, МВт (5.6.1) [22]:

$$Q_{\text{кал}} = L \cdot \rho_{\text{возд}} \cdot c_{\text{возд}} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{н}}), \quad (5.6.1)$$

где $c_{\text{возд}} = 0,24$ ккал/кг·°С – теплоемкость воздуха [22];

$\rho = 1,33$ кг/м³ – плотность воздуха [22].

Определение воздухообмена, м³/ч (5.6.2) [22]:

$$L = V_{\text{пом}} \cdot k_p, \quad (5.6.2)$$

где $k_p = 1,5$ м³/ч – кратность воздухообмена [22];

$V_{\text{пом}} = 200$ м³ – объем помещения,

$$L = 200 \cdot 1,5 = 300 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_{\text{кал}} = 300 \cdot 1,33 \cdot 1 \cdot (18 + 32) = 19950 \text{ кДж/ч} = 0,006 \text{ МВт/ч.}$$

Расход теплоносителя на калорифер, кг/с (5.6.3) [22]:

$$G_{\text{воды}} = \frac{(3,6 \cdot Q_{\text{кал}})}{c_{\text{воды}} \cdot (\tau_{10} - \tau_{20})}, \quad (5.6.3)$$

где $c_{\text{вод}} = 4,187$ ккал/кг·°С – теплоемкость воды [27],

$$G_{\text{воды}} = \frac{(3,6 \cdot 6000)}{4,187 \cdot (110 - 70)} = 129 \text{ кг/ч} = 0,04 \text{ кг/с.}$$

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

5.7 Система очистки воды

Для очистки воды от тяжелых металлов и примесей на котельной устанавливается установка сорбционно-осветительной очистки TS 91-12M фирмы Pentair water [47]. Для удаления кислорода из используемой воды устанавливается комплекс обескислороживания с насосом-дозатором APG 603 фирмы Seco Tekna EVO [66].

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ

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

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

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

Расход воды на собственные нужды, подпитку и потери в тепловой схеме, МВт (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;
 $Q_{кал}$ – тепловая нагрузка калориферов,

$$Q_{сн} = 0,02 \cdot 10,35 + 0,006 = 0,213 \text{ МВт.}$$

Общая тепловая мощность котельной, МВт (6.2) [22]:

$$Q_k = Q_m + Q_{сн}, \quad (6.2)$$
$$Q_k = 10,35 + 0,213 = 10,563 \text{ МВт.}$$

Расход воды через котельный агрегат, кг/с (6.3) [22]:

$$G_k = \frac{Q_k}{c_g (\tau' - \tau'')}; \quad (6.3)$$
$$G_k = \frac{10,563 \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot (110 - 70)} = 63,03 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

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

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

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$t'_k = 70 + \frac{10,563 \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot 63,03} = 110^\circ \text{C}.$$

Расход воды на собственные нужды, кг/с (6.5) [22]:

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

$$G_{сн} = \frac{0,213 \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot (110 - 70)} = 1,27 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход воды на линии рециркуляции, кг/с (6.6) [22]:

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

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

Расход сетевой воды, кг/с (6.7) [22]:

$$G_c = \frac{Q_m}{c_g (\tau' - \tau'')}; \quad (6.7)$$

$$G_c = \frac{10,35 \cdot 10^6}{(110 - 70) \cdot 4,19 \cdot 10^3} = 61,8 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход подпиточной воды, кг/с (6.8) [22]:

$$G_{подп} = 0,03 \cdot G_c, \quad (6.8)$$

$$G_{подп} = 0,03 \cdot 61,8 = 1,85 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход исходной воды ($G_{хво} = G_{подп}$), кг/с (6.9) [22]:

$$G_{исх} = 1,15 \cdot G_{хво}, \quad (6.9)$$

$$G_{исх} = 1,15 \cdot 1,85 = 2,13 \text{ кг/с}.$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетный расход воды через котельный агрегат, кг/с (6.10) [22]:

$$G_{\kappa}^p = \frac{Q_m}{c_{\theta}(t'_{\kappa} - \tau''_r)} + G_{\text{сн}}; \quad (6.10)$$
$$G_{\kappa}^p = \frac{10,35 \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot (110 - 70)} + 1,27 = 63,02 \text{ кг/с.}$$

Погрешность расчета, % (6.11) [22]:

$$\Delta = \frac{G_{\kappa}^p - G_{\kappa}}{G_{\kappa}^p} \cdot 100\%; \quad (6.11)$$
$$\Delta = \frac{63,02 - 63,03}{63,02} \cdot 100\% = -0,016 \text{ \%}.$$

Так как погрешность расчета составляет $-0,016\%$, что не превышает допустимой погрешности равной 2% , то расчет можно считать выполненным верно.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Задача гидравлического расчета трубопроводов тепловых сетей заключается в определении оптимальных диаметров на отдельных сегментах трубопроводов, которые обеспечивают приемлемое падение напора, а также определение 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.

7.1 Расчет приведенных потерь напора

Произведем расчет 1 участка от котельной до УТ1

Расход теплоносителя на данном участке, т/ч (7.1.1) [26]:

$$G = \frac{Q \cdot 1000}{\tau_1 - \tau_2}, \quad (7.1.1)$$

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

$$G = \frac{8,8995 \cdot 1000}{40} = 222,49 \text{ т/ч.}$$

Диаметр трубопровода $d=273$ мм; длина по плану $L= 87,5$ м.

Приведенная длина трубопровода, м (7.1.2) [26]:

$$L_{np} = L + L_{экв}, \quad (7.1.2)$$

где $L_{экв} = \alpha \cdot L$ – эквивалентная длина;

$\alpha = 0,5$ – коэффициент, учитывающий долю падения давления в местных сопротивлениях по отношению к падению давления на трение [26],

$$L_{np} = 87,5 + 0,5 \cdot 87,5 = 131,25 \text{ м.}$$

Выбираем скорость теплоносителя и удельные линейные потери давления:

– скорость теплоносителя $\omega = 1,225$ м/с [26].

– удельные линейные потери давления $\Delta h = 64,3$ Па/м [26].

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

$$\Delta H = \Delta h \cdot L_{np}; \quad (7.3)$$
$$\Delta H = 64,3 \cdot 131,25 \cdot 0,000102 = 0,86 \text{ м.вод.ст}$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Аналогично рассчитываются остальные участки тепловой сети. Полученные данные сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Данные гидравлического расчета для каждого участка тепловой сети

№ участка	К-УТ1	УТ1-ДОУ	УТ1 – УТ2	УТ2 – Дом 1	УТ2 – УТ3	УТ3 – Дом 2	УТ3 – Дом 3	Дом 3 – А	Дом 3 – Б
Тепловая нагрузка Q , Гкал/ч	8,9	0,46	8,44	2,03	6,41	2,47	3,94	2,16	1,77
Расход теплоносителя G , т/ч	222,5	11,56	210,9	50,78	160,2	61,75	98,4	54,1	44,32
Условный диаметр трубопровода, D_v , мм	250	80	250	150	250	150	200	150	150
Диаметр трубопровода $D_n \times S$	273×7	89×4	273×7	159×5	273×7	159×5	219×6	159×5	159×5
Длина участка L , м	87,5	40,9	105,9	53,2	77,4	28,71	168,54	1	131,78
Коэф. a	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,3
Экв. длина $L_{\text{э}}$, м	43,75	12,27	52,65	15,96	38,7	8,61	84,27	0,3	39,53
Прив. длина $L_{\text{пр}}$, м	131,3	53,17	158,9	69,16	116,1	37,3	252,81	1,3	171,31
Скорость теплоносителя ω , м/с	1,23	0,66	1,165	0,832	0,88	1,015	0,847	0,89	0,73
Удельные линейные потери давления Δh Па/м	64,27	81,63	57,72	59,68	33,32	88,19	40,92	67,4	45,37
Прив. линейные потери H , м	0,86	0,443	0,935	0,421	0,395	0,336	1,055	0,0089	0,793

7.2 Расчет и построение пьезометрического графика

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

Построение графика начинается с определения линии статического напора.

Статический напор тепловой сети, м (7.2.1):

$$H_{cm} = H_p + H_c + H_3, \quad (7.2.1)$$

где H_p – самая высокая точка рельефа местности, м;

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

$H_3 = 5-10$ м – запас напора,

$$H_{cm} = 287 + 4 + 10 = 301 \text{ м.}$$

Далее рассчитывается напор в подающем и обратном трубопроводе для каждого участка тепловой сети, с учетом приведенных линейных потерь на всех сегментах трубопровода (см. таблицу 7.1).

В таблице 7.2.1 представлены данные, необходимые для построения пьезометрического графика для участка К – УТ1 – ДООУ тепловой сети.

Таблица 7.2.1 – Данные для построения пьезометрического графика детского образовательного учреждения

Участок	К – УТ 1	УТ 1 – ДООУ
Давление в начале участка в подающем трубопроводе P_1 , м	55,00	52,14
Потери на участке H , м	0,86	0,44
Геодезическая отметка, м	287,00	289,00
	289,00	289,00
Давление в конце участка в подающем трубопроводе P_{1-1} , м	52,14	51,70
Давление в начале участка в обратном трубопроводе P_2 , м	25,00	27,86
Потери на участке H , м	0,86	0,44
Геодезическая отметка, м	289,00	289,00
	287,00	289,00
Давление в конце участка в обратном трубопроводе P_{2-1} , м	27,86	28,30
Располагаемый напор $\Delta P(H)$, м	24,28	23,40

По данным таблицы 7.2.1 построен пьезометрический график для участка теплосети К – УТ1 – ДОУ (рисунок 7.2.1).

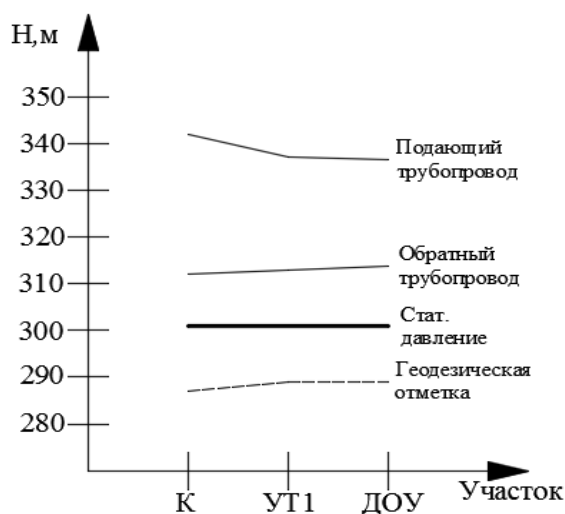


Рисунок 7.2.1 – Пьезометрический график участка К – УТ1 – ДОУ

В таблице 7.2.2 представлены данные, необходимые для построения пьезометрического графика для участка К – УТ1 – УТ2 – Дом №1 тепловой сети.

Таблица 7.2.2 – Данные для построения пьезометрического графика дома №1 по ул. Дорожная.

Участок	К – УТ 1	УТ 1 – УТ 2	УТ 2 – Дом №1
Давление в начале участка в подающем трубопроводе $P_1, \text{ м}$	55,00	52,14	48,20
Потери на участке $H, \text{ м}$	0,86	0,94	0,42
Геодезическая отметка, м	287,00	289,00	292,00
	289,00	292,00	292,00
Давление в конце участка в подающем трубопроводе $P_{1-1}, \text{ м}$	52,14	48,20	47,78
Давление в начале участка в обратном трубопроводе $P_2, \text{ м}$	25,00	27,86	31,80
Геодезическая отметка, м	289,00	292,00	292,00
	287,00	289,00	292,00
Давление в конце участка в обратном трубопроводе $P_{2-1}, \text{ м}$	27,86,00	31,80	32,22
Располагаемый напор $\Delta P(H),$	24,28	16,40	15,56

По данным таблицы 7.2.2 построен пьезометрический график для участка теплосети К – УТ1 – УТ2 – Дом №1 (рисунок 7.2.2).

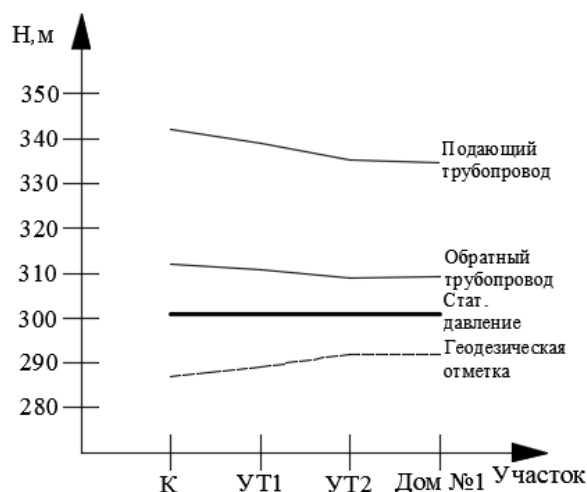


Рисунок 7.2.2 – Пьезометрический график участка К – УТ1 – УТ2 – Дом №1

В таблице 7.2.3 представлены данные, необходимые для построения пьезометрического графика для участка К – УТ1 – УТ2 - УТ3 – Дом №2.

Таблица 7.2.3 – Данные для построения пьезометрического графика дома №2 по ул. Дорожная.

Участок	К – УТ 1	УТ 1 – УТ 2	УТ 2 – УТ 3	УТ 3 – Дом №2
Давление в начале участка в подающем трубопроводе P_1 , м	55,00	52,14	48,2	47,81
Потери на участке H , м	0,86	0,94	0,39	0,34
Геодезическая отметка, м	287,00	289,00	292,00	292,00
	289,00	292,00	292,00	292,00
Давление в конце участка в подающем трубопроводе P_{1-1} , м	52,14	48,20	47,81	47,47
Давление в начале участка в обратном трубопроводе P_2 , м	25,00	27,86	31,80	32,19
Потери на участке H , м	0,86	0,94	0,39	0,34
Геодезическая отметка, м	289,00	292,00	292,00	292,00
	287,00	289,00	292,00	292,00
Давление в конце участка в обратном трубопроводе P_{2-1} , м	27,86	31,80	32,19	32,53
Располагаемый напор $\Delta P(H)$,	24,28	16,40	15,62	14,94

По данным таблицы 7.2.3 построен пьезометрический график для участка теплосети К – УТ1 – УТ2 – УТ3 – Дом №2 (рисунок 7.2.3).

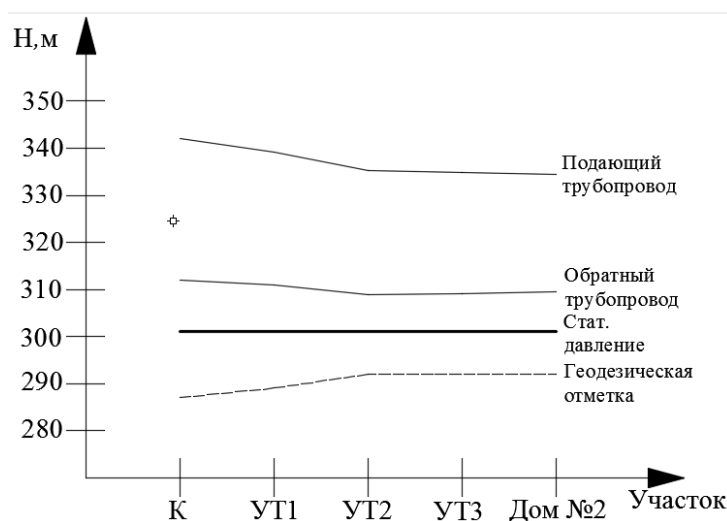


Рисунок 7.2.3 – Пьезометрический график участка К – УТ1 – УТ2 – УТ3 – Дом №2

В таблице 7.2.4 представлены данные, необходимые для построения пьезометрического графика для участка К – УТ1 – УТ2 - УТ3 – Дом №3 – А.

Таблица 7.2.4 – Данные для построения пьезометрического графика дома №3 А по ул. Дорожная.

Участок	К – УТ 1	УТ 1 – УТ 2	УТ 2 – УТ 3	УТ 3 – Дом №3	Дом №3 – А
Давление в начале участка в подающем трубопроводе P_1 , м	55,00	52,14	48,20	47,81	48,75
Потери на участке H , м	0,86	0,94	0,39	1,06	0,01
Геодезическая отметка, м	287,00	289,00	292,00	292,00	290,00
	289,00	292,00	292,00	290,00	290,00
Давление в конце участка в подающем трубопроводе P_{1-1} , м	52,14	48,20	47,81	48,75	48,74
Давление в начале участка в обратном трубопроводе P_2 , м	25,00	27,86	31,80	32,19	31,25
Потери на участке H , м	0,86	0,94	0,39	1,06	0,01
Геодезическая отметка, м	289,00	292,00	292,00	290,00	290,00
	287,00	289,00	292,00	292,00	290,00
Давление в конце участка в обратном трубопроводе P_{2-1} , м	27,86	31,80	32,19	31,25	31,26
Располагаемый напор $\Delta P(H)$, м	24,28	16,40	15,62	17,50	17,48

По данным таблицы 7.2.4 построен пьезометрический график для участка теплосети К – УТ1 – УТ2 – УТ3 – Дом №3 – А (рисунок 7.2.4).

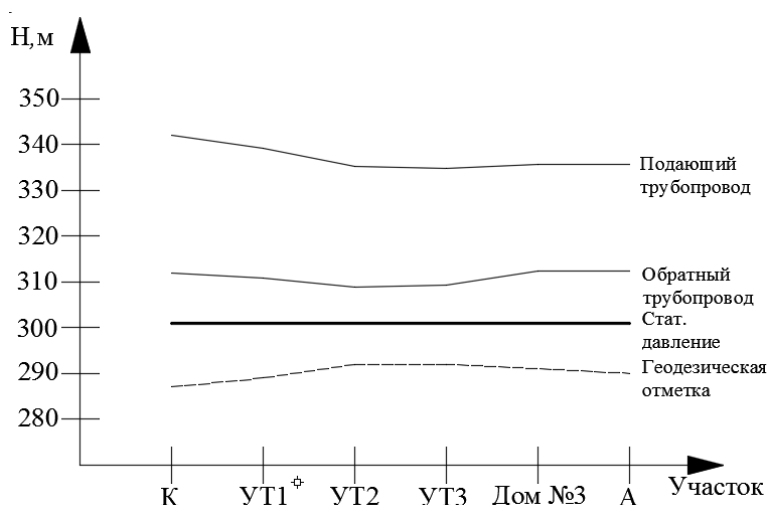


Рисунок 7.2.4 – Пьезометрический график участка К – УТ1 – УТ2 – УТ3 – Дом №3 – А

В таблице 7.2.5 представлены данные, необходимые для построения пьезометрического графика для участка К – УТ1 – УТ2 - УТ3 – Дом №3 – Б.

Таблица 7.2.5 – Данные для построения пьезометрического графика дома №3Б по ул. Дорожная.

Участок	К – УТ 1	УТ 1 – УТ 2	УТ 2 – УТ 3	УТ 3 – Дом №3	Дом №3 – Б
Давление в начале участка в подающем трубопроводе P_1 , м	55,00	52,14	48,20	47,81	48,75
Потери на участке H , м	0,86	0,94	0,39	1,06	0,79
Отметка, м	287,00	289,00	292,00	292,00	290,00
	289,00	292,00	292,00	290,00	290,00
Давление в конце участка в подающем трубопроводе P_{1-1} , м	52,14	48,20	47,81	48,75	47,96
Давление в начале участка в обратном трубопроводе P_2 , м	25,00	27,86	31,80	32,19	31,25
Отметка, м	289,00	292,00	292,00	290,00	290,00
	287,00	289,00	292,00	292,00	290,00
Давление в конце участка в обратном трубопроводе P_{2-1} , м	27,86	31,80	32,19	31,25	0,79
Располагаемый напор $\Delta P(H)$, м	24,28	16,40	15,62	17,50	15,92

По данным таблицы 7.2.5 построен пьезометрический график для участка теплосети К – УТ1 – УТ2 – УТ3 – Дом №3 – Б (рисунок 7.2.5).

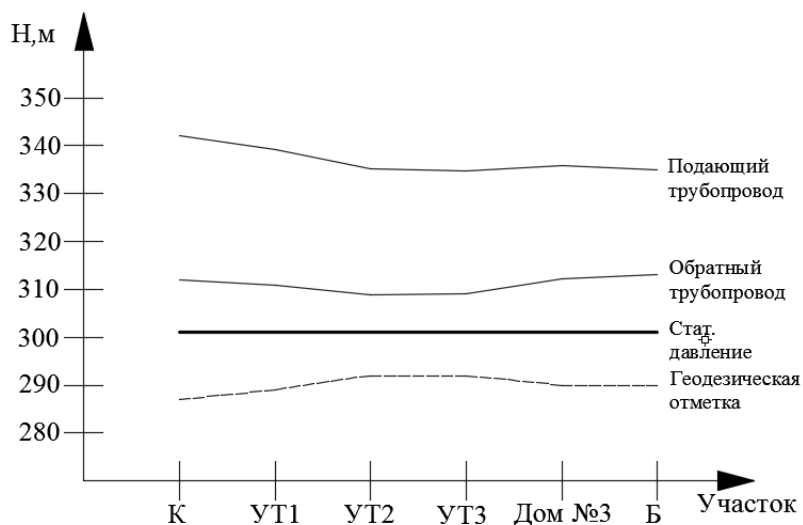


Рисунок 7.2.5 – Пьезометрический график участка К – УТ1 – УТ2 – УТ3 – Дом №3 – Б

8 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА БЛОЧНО-МОДУЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ

При проектировании котельной без постоянного обслуживающего персонала необходимо правильно автоматизировать котельную. По этой причине предусматриваются автоматика безопасности или защита оборудования, автоматическое регулирование, контроль, сигнализация и управление технологическими процессами. Также Согласно правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок теплоэнергетическое оборудование должно быть автоматизировано. Также согласно правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок теплоэнергетическое оборудование должно быть автоматизировано.

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 котельной для вновь построенных жилых и административных зданий по ул. Дорожная Чкаловского района г. Екатеринбурга выполняется подбор контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Для измерения температуры воды на входе и выходе каждого котла (3а-3г и 4а-4г соответственно), в подающем трубопроводе после всех котлов (16а), в подающем трубопроводе после трехходового клапана (16б) и на выходе из котельной (16в), на обратном трубопроводе - на входе в котельную (23а), а так же на входе и выходе воды из калориферов (16г, 16в, 23б, 23в) устанавливаются термометры биметаллические общетехнические ТБ с диапазоном температур от 0°С до 120°С.

Биметаллический термометр имеет круглый корпус, в котором расположен циферблат и кинематический механизм со стрелкой, а также биметаллический термочувствительный элемент в защитной трубке. Так, чувствительная часть термометра (термобаллон) реагирует на смену температуры, а показывающая часть (циферблат), соответственно, показывает изменение температуры в окружающей среде.

Принцип его работы основан на упругой деформации, которая возникает под влиянием температуры двух металлических пластин, прочно соединенных между собой, которые имеют разные температурные коэффициенты линейного расширения. При этом, биметаллическая полоска искривляется в ту сторону материала, коэффициент линейного расширения которого меньше. В результате такой деформации, при помощи кинематического узла, изгиб преобразуется во вращательное движение стрелки, которая, в свою очередь, показывает на шкале термометра измеряемое значение температуры [33].

Также для измерения температуры воды перед котлом (7а-7г) и в подающем (17) и обратном (22) трубопроводах устанавливаются термопреобразователи температур КТПТР-0,1 с диапазоном от 0 до 180 °С.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Термометр сопротивления представляет собой конструкцию, в которой проволока из платины или меди намотана на специальный диэлектрический каркас, размещенный внутри герметичного защитного корпуса, удобного по форме для монтажа.

Работа термометра сопротивления основана на явлении изменения электрического сопротивления проводника в зависимости от его температуры (от температуры исследуемого термометром объекта) [61].

Для контроля температуры воды в котле устанавливают по два термостата на котел: рабочий (10а-10г) и аварийный (10д-10е).

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 RAK-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 (29).

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].

Для измерения температуры внутри помещения устанавливается датчик температуры ESM-10 (28).

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 пары.

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].

Для измерения давления до и после каждого котла (1а-1г и 2а-2г соответственно); в подающем трубопроводе - до и после фильтра-грязевика (15а, 15б), после трехходового клапана (15в) и на выходе из котельной (15г); на обратном трубопроводе - на входе в котельную (19ж), после фильтра-грязевика (19е); а так же до и после каждого сетевого насоса (19а-19г), каждого рециркуляционного (9а-9е) и подпиточного насосов (25в-25е); на подпиточной линии – на входе в трубопровод (25з), после фильтра грязевика (25ж), до и после насоса-дозатора (25а, 25б) так же на входе и выходе воды из калориферов (15д, 19з) устанавливаются манометры общетехнические ДМ2 с диапазоном 0...6 бар.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Принцип действия прибора основан на использовании зависимости между измеряемым давлением и упругой деформацией чувствительного элемента. Основным узлом измерительной системы прибора является трубчатая пружина. При возрастании давления пружина разгибается, и перемещение ее свободного конца с помощью передаточного механизма преобразуется в угловое перемещение показывающей стрелки относительно шкалы циферблата прибора [40].

Также для измерения давления в обратном трубопроводе (20а), до и после фильтра-грязевика (20б,20в) и в подающем трубопроводе (18) устанавливаются преобразователи давления MBS1700.

Действие преобразователей давления измерительных MBS основано на уравнивании 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, рециркуляционными и подпиточными насосами (21а,21б, и 14а-14г, и 27а, 27б соответственно), а так же для автоматизации работы котла до него и после (5а-5г и 6а-6г) 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 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.

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 туже, если же нужно уменьшить показатели — наоборот, элемент следует ослабить. Это принцип работы электромеханического варианта реле давления, существуют также более новые электронные модели [54].

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

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 (8а-8д).

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].

Для контроля за наличием пламени устанавливается фотэлемент Olympia OLB 500G (11а-11г).

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 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 (13а-13г).

Электронная схема датчика, выполненная на современной элементной базе по технологии СНІР-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].

Для преобразования расхода теплоносителя устанавливаются преобразователь расхода воды МФ-5.2.1-Б-100-0,1 (24а-24б).

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 менее 250 мм [69].

Для измерения уровня в жидкости в подпиточном баке устанавливаются емкостные уровнемеры NivoCap (26а,26б).

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].

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 (30а,30б).

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 (31).

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.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 (32).

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

Модуль обеспечивает: автоматический пуск и остановку котла, автоматическое регулирование мощности горелки, аварийную защиту котла, световую сигнализацию 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;
- 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].

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для вычисления расхода теплоносителя устанавливается вычислитель Термотроник (34).

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

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

- повышение концентрации метана до опасного уровня – 10% ИКПР;
- повышение концентрации оксида углерода до опасного уровня – 5 ПДК СО;
- отключение электроэнергии.

Световой и звуковой сигналы оповещают о:

- отсечке электромагнитного клапана;
- загазованности CH_4 ;
- загазованности СО.

Сигналы выведены на щит сигнализации ЩСА.

Для местного контроля температуры и давления предусмотрены показывающие приборы.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Энергосбережение – реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование топливно-энергетических ресурсов [4].

Одним из способов повышения энергосбережения и энергоэффективности тепловых сетей является их утепление теплоизоляционными материалами. Благодаря тепловой изоляции тепловые потери снижаются в 5 – 10 раз и более по сравнению с неизолированными теплопроводами и при транспортировке теплоносителя на большие расстояния составляют порядка 3 – 8 %. При этом обеспечивается допустимая температура изолируемой поверхности, что облегчает условия труда обслуживающего персонала. Одновременно со снижением тепловых потерь уменьшается падение температуры теплоносителя вдоль теплопровода, что повышает качество теплоснабжения [20].

Материал изоляции представлен в таблице 9. При выборе необходимо ориентироваться на температуру, при которой применяется этот материал [16].

Таблица 9 – Материал тепловой изоляции паропровода

Материал	Теплопроводность изоляционного материала $\lambda_{из}, \text{Вт./м} \cdot \text{°C}$	Температура применения, °C
Пенополиуретан	$0,032 + 0,00015 \cdot t_m$	От – 180 до 130

Средняя температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе, °C (9.1) [16]:

$$t_m = \frac{t_{нсп.г} + t_{обр.г}}{2}, \quad (9.1)$$

где $t_{нсп.г} = 80,9 \text{ °C}$ – средняя за отопительный сезон температура теплоносителя в подающем трубопроводе;

$t_{обр.г} = 55,5 \text{ °C}$ – средняя за отопительный сезон температура теплоносителя в обратном трубопроводе.

$$t_m = \frac{80,9 + 55,5}{2} = 68,2 \text{ °C}.$$

Коэффициент теплопроводности изоляции, Вт/м·°C [16]:

$$\lambda_{из} = 0,032 + 0,00015 \cdot 68,2 = 0,0422 \text{ Вт/м} \cdot \text{°C}.$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для оценки эффективности изоляции тепловой сети, необходимо каждый полученный диаметр изоляции сравнить с критическим диаметром, мм, рассчитанный по формуле (9.2) [26]:

$$d_{кр} = \frac{2\lambda_{из}}{\alpha_6}, \quad (9.2)$$

где $\alpha_6 = 7 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С})$ - коэффициент теплоотдачи от изоляции трубопровода к воздуху,

$$d_{кр} = \frac{2 \cdot 0,042 \cdot 1000}{7} = 12 \text{ мм.}$$

Исходные данные для участка К – УТ1:

- условный диаметр $d_y = 250 \text{ мм}$;
- линейное термическое сопротивление теплоотдачи наружной изоляции $R_H^L = 0,13 \text{ м} \cdot \text{°С}/\text{Вт}$ [16];
- коэффициент дополнительных потерь $K = 1,15$ [16];
- нормативная линейная плотность теплового потока $q_l = 63 \text{ Вт}/\text{м}^2$ [16].

Для упрощения расчетов вводится величина $\ln B$, рассчитываемая по формуле (9.3) [16]:

$$\ln B = 2 \cdot \pi \cdot \lambda_{из} \cdot \left[\frac{(t_m - t_{ср.год}) \cdot K}{q_l} - R_H^L \right], \quad (9.3)$$

где $t_{ср.г} = -6,5 \text{ °С}$ – средняя температура воздуха, за периода со средней суточной температурой воздуха меньше 8 °С [11],

$$\ln B = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,042 \cdot \left[\frac{(68,2 + 6,5) \cdot 1,15}{63} - 0,13 \right] = 0,33;$$

$$B = 1,38.$$

Толщина изоляции, м (9.4) [16]:

$$\delta_{из} = \frac{d_2 \cdot (B - 1)}{2}, \quad (9.4)$$

где $d_2 = 273 \text{ мм}$ – наружный диаметр трубопровода без изоляции,

$$\delta_{из} = \frac{273 \cdot (1,38 - 1)}{2} = 52,4 \text{ мм.}$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Согласно СНиП толщина изоляции трубопровода должна быть кратна 20, тогда выберем $\delta_{из} = 60$ мм.

Наружный диаметр трубопровода с изоляцией, мм (9.5) [16]:

$$d_3 = d_2 + 2\delta_{из}; \quad (9.5)$$
$$d_3 = 273 + 2 \cdot 60 = 393 \text{ мм.}$$

$d_3 > d_{из}$ – изоляция энергоэффективна.

Исходные данные для участка УТ1 – ДОУ:

– условный диаметр $d_y = 80$ мм;
– наружный диаметр трубопровода $d_2 = 89$ мм;
– линейное термическое сопротивление теплоотдачи наружной изоляции $R_n^L = 0,31$ м²·°С/Вт [16];

– коэффициент дополнительных потерь $K = 1,2$ [16];

– нормативная линейная плотность теплового потока $q_l = 32,6$ Вт/м² [16].

Величина $\ln B$ рассчитывается по формуле (9.3):

$$\ln B = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,042 \cdot \left[\frac{(68,2 + 6,5) \cdot 1,2}{32,6} - 0,31 \right] = 0,65;$$
$$B = 1,9.$$

Толщина изоляции, мм рассчитывается по формуле (9.4):

$$\delta_{из} = \frac{89 \cdot (1,9 - 1)}{2} = 40,1 \text{ мм.}$$

Согласно СНиП толщина изоляции трубопровода должна быть кратна 20, тогда выберем $\delta_{из} = 40$ мм.

Наружный диаметр трубопровода с изоляцией, мм рассчитывается по формуле (9.5):

$$d_3 = 89 + 2 \cdot 40 = 169 \text{ мм.}$$

$d_3 > d_{из}$ – изоляция энергоэффективна.

Исходные данные для участка УТ1 – УТ2:

– условный диаметр $d_y = 250$ мм.;
– наружный диаметр трубопровода $d_2 = 273$ мм;
– линейное термическое сопротивление теплоотдачи наружной изоляции $R_n^L = 0,13$ м²·°С/Вт [16];

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

- коэффициент дополнительных потерь $K = 1,15$ [16];
 - нормативная линейная плотность теплового потока $q_l = 63 \text{ Вт/м}^2$ [16].
- Величина $\ln B$ рассчитывается по формуле (9.3):

$$\ln B = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,042 \cdot \left[\frac{(68,2 + 6,5) \cdot 1,15}{63} - 0,13 \right] = 0,33;$$

$$B = 1,38.$$

Толщина изоляции, мм рассчитывается по формуле (9.4):

$$\delta_{из} = \frac{273 \cdot (1,38 - 1)}{2} = 52,4 \text{ мм.}$$

Согласно СНиП $\delta_{из}$, мм должна быть кратна 20, тогда выберем $\delta_{из} = 60 \text{ мм}$.

Наружный диаметр трубопровода с изоляцией, мм рассчитывается по формуле (9.5):

$$d_3 = 273 + 2 \cdot 60 = 393 \text{ мм.}$$

$d_3 > d_{из}$ – изоляция энергоэффективна.

Исходные данные для участка УТ2 – Дом №1:

- условный диаметр $d_y = 150 \text{ мм}$;
 - наружный диаметр трубопровода $d_2 = 159 \text{ мм}$;
 - линейное термическое сопротивление теплоотдачи наружной изоляции $R_n^L = 0,18 \text{ м} \cdot \text{°C/Вт}$ [16];
 - коэффициент дополнительных потерь $K = 1,2$ [16];
 - нормативная линейная плотность теплового потока $q_l = 44,2 \text{ Вт/м}^2$ [16].
- Величина $\ln B$ рассчитывается по формуле (9.3):

$$\ln B = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,042 \cdot \left[\frac{(68,2 + 6,5) \cdot 1,2}{44,2} - 0,18 \right] = 0,49;$$

$$B = 1,63.$$

Толщина изоляции, мм рассчитывается по формуле (9.4):

$$\delta_{из} = \frac{159 \cdot (1,63 - 1)}{2} = 49,8 \text{ мм.}$$

Согласно СНиП толщина изоляции трубопровода должна быть кратна 20, тогда выберем $\delta_{из} = 60 \text{ мм}$.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наружный диаметр трубопровода с изоляцией, мм рассчитывается по формуле (9.5):

$$d_3 = 159 + 2 \cdot 60 = 279 \text{ мм.}$$

$d_3 > d_{из}$ – изоляция энергоэффективна.

Исходные данные для участка УТ2 – УТ3:

- условный диаметр $d_y = 250$ мм;
 - наружный диаметр трубопровода $d_2 = 273$ мм;
 - линейное термическое сопротивление теплоотдачи наружной изоляции $R_n^L = 0,13 \text{ м} \cdot \text{°C}/\text{Вт}$ [16];
 - коэффициент дополнительных потерь $K = 1,15$ [16];
 - нормативная линейная плотность теплового потока $q_l = 63 \text{ Вт}/\text{м}^2$ [16].
- Величина $\ln B$ рассчитывается по формуле (9.3):

$$\ln B = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,042 \cdot \left[\frac{(68,2 + 6,5) \cdot 1,15}{63} - 0,13 \right] = 0,33;$$
$$B = 1,38.$$

Толщина изоляции, мм рассчитывается по формуле (9.4):

$$\delta_{из} = \frac{273 \cdot (1,38 - 1)}{2} = 52,4 \text{ мм.}$$

Согласно СНиП толщина изоляции трубопровода должна быть кратна 20, тогда выберем $\delta_{из} = 60$ мм.

Наружный диаметр трубопровода с изоляцией, мм рассчитывается по формуле (9.5):

$$d_3 = 273 + 2 \cdot 60 = 393 \text{ мм.}$$

$d_3 > d_{из}$ – изоляция энергоэффективна.

Исходные данные участка УТ3 – Дом №2:

- условный диаметр $d_y = 150$ мм;
- наружный диаметр трубопровода $d_2 = 159$ мм;
- линейное термическое сопротивление теплоотдачи наружной изоляции $R_n^L = 0,18 \text{ м} \cdot \text{°C}/\text{Вт}$ [16];
- коэффициент дополнительных потерь $K = 1,2$ [16];
- нормативная линейная плотность теплового потока $q_l = 44,2 \text{ Вт}/\text{м}^2$ [16].

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Величина $\ln B$ рассчитывается по формуле (9.3):

$$\ln B = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,042 \cdot \left[\frac{(68,2 + 6,5) \cdot 1,2}{44,2} - 0,18 \right] = 0,49;$$
$$B = 1,63.$$

Толщина изоляции, мм рассчитывается по формуле (9.4):

$$\delta_{из} = \frac{159 \cdot (1,63 - 1)}{2} = 49,8 \text{ мм.}$$

Согласно СНиП $\delta_{из}$, мм должна быть кратна 20, тогда выберем $\delta_{из} = 60$ мм.

Наружный диаметр трубопровода с изоляцией, мм рассчитывается по формуле (9.5):

$$d_3 = 159 + 2 \cdot 60 = 279 \text{ мм.}$$

$d_3 > d_{из}$ – изоляция энергоэффективна.

Исходные данные для участка УТЗ – Дом №3:

– условный диаметр $d_y = 200$ мм;

– наружный диаметр трубопровода $d_2 = 219$ мм;

– нормативная линейная плотность теплового потока $q_l = 54,5$ Вт/м² [16].

Величина $\ln B$ рассчитывается по формуле (9.3):

$$\ln B = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,042 \cdot \left[\frac{(68,2 + 6,5) \cdot 1,15}{54,5} - 0,16 \right] = 0,38;$$
$$B = 1,45.$$

Толщина изоляции, мм рассчитывается по формуле (9.4):

$$\delta_{из} = \frac{219 \cdot (1,45 - 1)}{2} = 49,5 \text{ мм.}$$

Согласно СНиП $\delta_{из}$, мм должна быть кратна 20, тогда выберем $\delta_{из} = 60$ мм.

Наружный диаметр трубопровода с изоляцией, мм рассчитывается по формуле (4):

$$d_3 = 219 + 2 \cdot 60 = 339 \text{ мм.}$$

$d_3 > d_{из}$ – изоляция энергоэффективна.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

10 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Основой всех органических топлив является углерод, при полном сгорании которого образуется – диоксид углерода CO_2 . В процессе фотосинтеза, протекающего в природе, зелёная растительность (деревья, кустарники и т.д.) при участии лучистой энергии Солнца разлагает углекислый газ и возвращает кислород в атмосферу. Неуклонное наращивание темпов потребления ископаемого органического топлива привело к нарушению природного баланса углекислого газа. Существующие на земной поверхности зелёные насаждения уже не справляются с гигантскими объёмами диоксида углерода, выбрасываемого в атмосферу [68].

Одним из мероприятий по снижению концентрации выбросов вредных веществ является правильные расчет и подбор дымовой трубы.

10.1 Расчет количества выбросов

Топливо природный газ газопровода Бухара – Урал, характеристики которого приведены в таблице 10.1.1. Расчет выбросов проводится только для NO_x , так как газ – топливо беззольное [21].

Таблица 10.1.1 – Характеристика топлива

Состав газа по объему, %							Q , кДж/м ³
CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2	
94,9	3,2	0,4	0,1	0,1	0,9	0,4	36694,0

Расчет объемов продуктов сгорания топлива взяты из расчета котла и приведены в таблице 10.1.2.

Таблица 10.1.2 – Характеристика топлива

Наименование величины	Обозначение	Размерность	Значение
Коэффициент избытка воздуха	α		1,200
Теоретический объем воздуха	V_6^0	м ³ /м ³	9,740
Теоретический объем трехатомных газов	$V_{RO_2}^0$	м ³ /м ³	1,038
Теоретический объем водяных паров	$V_{H_2O}^0$	м ³ /м ³	2,200
Теоретический объем двухатомных газов	$V_{N_2}^0$	м ³ /м ³	7,704
Действительный объем продуктов сгорания при н.у.	V_2	м ³ /м ³	11,430

Объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 м³ топлива при условиях выхода, м³/м³ (10.1.1) [19]:

$$V_{yx} = \frac{P_{ny} \cdot V_z \cdot T_{yx}}{P_{yx} \cdot T_{ny}}, \quad (10.1.1)$$

где P_{ny} = 760 мм.рт.ст – атмосферное давление при нормальных условиях;

P_{yx} = 735 мм.рт.ст – атмосферное давление при рабочих условиях;

T_{ny} = 273 К – температура окружающей среды при н.у.;

T_{yx} = 438 К – температура продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы при рабочих условиях,

$$V_{yx} = \frac{760 \cdot 11,43 \cdot 438}{735 \cdot 273} = 18,96 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Разность температур газозвушной смеси и окружающего воздуха рассчитываемая для зимнего и летнего режима, °С (10.1.2) [19]:

$$\Delta T = t_{yxz} - t_{cp}, \quad (10.1.2)$$

где t_{cp} – температура воздуха для лета +22,8 °С; для зимы – средняя температура наиболее холодного месяца – 15,5 °С.

$$\Delta T_l = 165 - 22,8 = 142,2 \text{ °С};$$

$$\Delta T_z = 165 + 15,5 = 180,5 \text{ °С}.$$

Объем продуктов сгорания, м³/с, образующихся при работе в летний период одного котла, в зимний – трех котлов, определяется по формуле (10.1.3) [19]:

$$V = V_{yxz} \cdot B, \quad (10.1.3)$$

где B = 0,029 м³/с – расход топлива на один котел,

$$V_z = 11,43 \cdot 0,029 \cdot 3 = 0,994 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$V_l = 11,43 \cdot 0,029 = 0,331 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расчет выбросов окислов азота, г/с (10.1.4) [19]:

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot B \cdot Q_n^p \cdot K_{NO_2} \cdot (1 - \beta), \quad (10.1.4)$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где K_{NO_2} – параметр характеризующий количество окислов азота, образующихся на 1 МДж теплоты для лета 0,08, для зимы 0,09;

$\beta=0$ – коэффициент, зависящий от степени снижения выбросов окислов азота в результате применяемых технических решений,

$$M_{NO_2}^l = 0,001 \cdot 0,029 \cdot 36694 \cdot 0,08 \cdot (1 - 0) = 0,085 \text{ г/с};$$

$$M_{NO_2}^3 = 0,001 \cdot 0,029 \cdot 3 \cdot 36694 \cdot 0,08 \cdot (1 - 0) = 0,255 \text{ г/с}.$$

10.2 Расчет дымовой трубы для зимнего периода

Минимальная высота дымовой трубы рассчитывается с учетом рассеивания выбросов. Дымовая труба должна обеспечить такое рассеивание вредных веществ, при котором его максимальная концентрация в приземном слое не превышает значения максимально разовой предельно допустимой концентрации вещества в атмосферном воздухе.

Зададимся скоростью газов на выходе из устья трубы $\omega = 10 \text{ м/с}$.

Диаметр устья трубы, м (10.2.1) [21]:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot \omega}}; \quad (10.2.1)$$

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,994}{3,14 \cdot 10}} = 0,36 \text{ м}.$$

Выберем стандартный диаметр для стальной трубы $D = 0,4 \text{ м}$ [21].

Реальная скорость дымовых газов на выходе, м/с, (10.2.2) [21]:

$$\omega_o = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_o^2}; \quad (10.2.2)$$

$$\omega_o = \frac{4 \cdot 0,994}{3,14 \cdot 0,4^2} = 7,91 \text{ м/с}.$$

Высота дымовой трубы, м, рассчитывается по формуле (10.2.3) [21]:

$$h = \sqrt{A \cdot F \cdot n \cdot m \cdot \frac{M}{ПДК} \cdot \sqrt[3]{\frac{z}{v \cdot \Delta T}}}, \quad (10.2.3)$$

где $A = 160$ – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, определяется климатической зоной, для данного расчета климатической зоной является Урал;

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

F – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе. Для газообразных примесей $F = 1$;
 M – расход выбрасываемого в атмосферу вещества, г/с;
 ПДК = 0,085 мг/м³ – предельно допустимая разовая концентрация окислов азота NO₂ [21];

Z – число труб;

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

m и n – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой.

Для определения значения коэффициентов m и n необходимо определить коэффициенты f и v_m .

Величины f и v_m рассчитываются по формулам (10.2.4) и (10.2.5) [21]:

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega_0^2 \cdot D_0}{h^2 \cdot \Delta T}; \quad (10.2.4)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{h}}. \quad (10.2.5)$$

Коэффициенты m и n рассчитываются по формулам (10.2.6), (10.2.7), (10.2.8), (10.2.9) [21]:

При $f < 100$:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}}; \quad (10.2.6)$$

при $f > 100$:

$$m = \frac{1,47}{\sqrt[3]{f}}; \quad (10.2.7)$$

при $v_m \geq 2$: $n = 1$;

при $0,5 < v_m < 2$:

$$n = 0,532 \cdot v_m^2 - 2,13 \cdot v_m + 3,13; \quad (10.2.8)$$

при $v_m \leq 0,5$:

$$n = 4,4 \cdot v_m. \quad (10.2.9)$$

При расчете минимальной высоты дымовой трубы для зимнего периода воспользуемся графоаналитическим методом [21]. Для этого зададимся тремя высотами труб: 5, 8 и 10 м.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. $h'_3 = 5$ м

Произведем расчет величины f для первой высоты дымовой трубы, по формуле (10.2.4):

$$f' = \frac{10^3 \cdot 11,43^2 \cdot 0,4}{5^2 \cdot 180,5} = 11,58.$$

Рассчитаем значение m по формуле (10.2.6):

$$m' = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{11,58} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{11,58}} = 0,56.$$

Найдем значение v'_m по формуле (10.2.5):

$$v'_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,994 \cdot 180,5}{5}} = 2,14.$$

Так как $v'_m = 2,14$, что больше 2, тогда $n = 1$.

Высота трубы, м рассчитывается по формуле (10.2.3):

$$h' = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 0,56 \cdot 1 \cdot \frac{0,255}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{2,14 \cdot 180,5}}} = 6,07 \text{ м.}$$

2. $h''_3 = 8$ м

Произведем расчет величины f для второй высоты, по формуле (10.2.4):

$$f'' = \frac{10^3 \cdot 11,43^2 \cdot 0,4}{8^2 \cdot 180,5} = 4,52.$$

Рассчитаем значение m по формуле (10.2.6) :

$$m'' = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{4,52} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{4,52}} = 0,69.$$

Найдем значение v''_m по формуле (10.2.5):

$$v''_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,994 \cdot 180,5}{8}} = 1,83.$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тогда n находится по формуле (10.2.8) :

$$n = 0,532 \cdot 1,83^2 - 2,13 \cdot 1,83 + 3,13 = 1,01.$$

Высота трубы, м считается по формуле (10.2.3):

$$h'' = \sqrt{160 \cdot 1,01 \cdot 0,69 \cdot 1 \cdot \frac{0,255}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{1,83 \cdot 180,5}}} = 6,96 \text{ м.}$$

3. $h_3''' = 10$ м

Произведем расчет величины f для третьей высоты, по формуле (10.2.4):

$$f''' = \frac{10^3 \cdot 11,43^2 \cdot 0,4}{10^2 \cdot 180,5} = 2,9.$$

Рассчитаем значение m по формуле (10.2.6):

$$m''' = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{2,9} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{2,9}} = 0,75.$$

Найдем значение v_m''' по формуле (10.2.5):

$$v_m''' = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,994 \cdot 180,5}{10}} = 1,7.$$

Тогда n рассчитывается по формуле (8.11):

$$n = 0,532 \cdot 1,7^2 - 2,13 \cdot 1,7 + 3,13 = 1,05.$$

Высота трубы, м рассчитывается по формуле (10.2.8):

$$h''' = \sqrt{160 \cdot 1,05 \cdot 0,75 \cdot 1 \cdot \frac{0,255}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{1,7 \cdot 180,5}}} = 7,5 \text{ м.}$$

На рисунке 10.2 по полученным значениям для трех высот дымовых труб построен график зависимости расчетных высот дымовых труб от высот, которыми задавались в начале расчета и найдем минимальную высоту дымовой трубы для разрабатываемой блочно-модульной котельной в г. Екатеринбурге.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

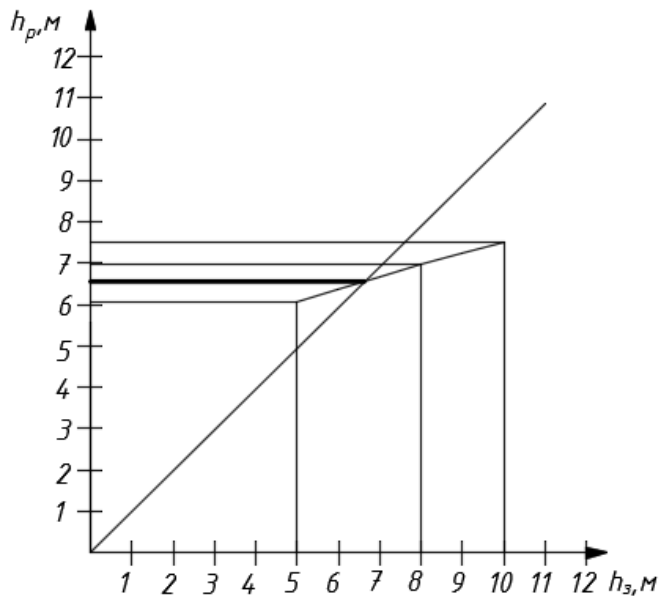


Рисунок 10.2 – Определение минимальной высоты дымовой трубы для зимнего периода

Из рисунка 10.2 видно, что минимальная высота дымовой трубы составляет $h' = 6,6$ м.

10.3 Расчет дымовой трубы для летнего периода

Расчет высоты дымовой трубы для летнего режима работы котельной проводится так же как для зимнего периода. Так же зададимся тремя высотами дымовых труб: 3, 8 и 10 м .

1. $h'_3 = 3$ м

Величина f для первой высоты трубы рассчитывается по формуле (10.2.4):

$$f' = \frac{10^3 \cdot 11,43^2 \cdot 0,4}{3^2 \cdot 142,2} = 40,8.$$

Рассчитаем значение m по формуле (10.2.6):

$$m' = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{40,8} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{40,8}} = 0,4.$$

Найдем значение v'_m по формуле (10.2.5):

$$v'_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,331 \cdot 142,2}{3}} = 1,63.$$

Тогда n находится по формуле (10.2.8) :

$$n = 0,532 \cdot 1,63^2 - 2,13 \cdot 1,63 + 3,13 = 1,07.$$

Высота трубы, м рассчитывается по формуле (10.2.3):

$$h' = \sqrt{160 \cdot 1,07 \cdot 0,4 \cdot 1 \cdot \frac{0,085}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{1,63 \cdot 142,2}}} = 3,34 \text{ м.}$$

2. $h_3'' = 8$ м

Произведем расчет величины f для второй высоты, по формуле (10.2.4):

$$f'' = \frac{10^3 \cdot 11,43^2 \cdot 0,4}{8^2 \cdot 142,2} = 5,74.$$

Рассчитаем значение m по формуле (10.2.6) :

$$m'' = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{5,74} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{5,74}} = 0,66.$$

Найдем значение v_m''' по формуле (10.2.5):

$$v_m'' = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,331 \cdot 142,2}{8}} = 1,17.$$

Тогда n находится по формуле (10.2.8) :

$$n = 0,532 \cdot 1,17^2 - 2,13 \cdot 1,17 + 3,13 = 1,37.$$

Высота трубы, м считается по формуле (10.2.3):

$$h'' = \sqrt{160 \cdot 1,37 \cdot 0,66 \cdot 1 \cdot \frac{0,085}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{1,17 \cdot 142,2}}} = 5,13 \text{ м.}$$

3. $h_3''' = 10$ м

Произведем расчет величины f для третьей высоты, по формуле (10.2.4):

$$f''' = \frac{10^3 \cdot 11,43^2 \cdot 0,4}{10^2 \cdot 142,2} = 3,7.$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Рассчитаем значение m по формуле (10.2.6):

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

Найдем значение v_m''' по формуле (10.2.5):

$$v_m''' = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,331 \cdot 142,2}{10}} = 1,09.$$

Тогда n рассчитывается по формуле (8.11):

$$n = 0,532 \cdot 1,09^2 - 2,13 \cdot 1,09 + 3,13 = 1,44.$$

Высота трубы, м рассчитывается по формуле (10.2.8):

$$h''' = \sqrt{160 \cdot 1,44 \cdot 0,72 \cdot 1 \cdot \frac{0,085}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{1,09 \cdot 142,2}}} = 5,6 \text{ м.}$$

На рисунке 10.3 по полученным значениям для трех высот дымовых труб построен график зависимости расчетных высот дымовых труб от высот, которыми задавались в начале расчета и найдем минимальную высоту дымовой трубы для разрабатываемой индивидуально блочно-модульной котельной в г. Екатеринбурге.

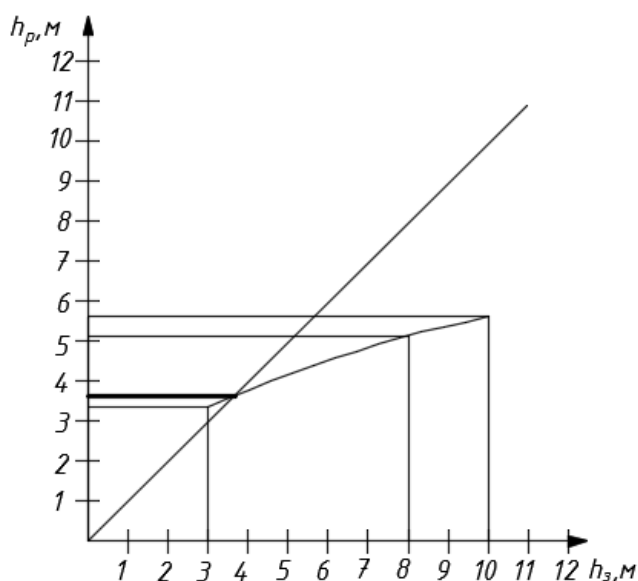


Рисунок 10.3 – Определение минимальной высоты дымовой трубы для летнего периода

Из рисунка 10.3 видно, что минимальная высота дымовой трубы составляет $h' = 3,6$ м.

Высота дымовой трубы в зимний период работы котельной, выше высоты дымовой трубы, полученной при расчетах летнего периода, поэтому за расчетную высоту примем высоту $h = 6,6$ м.

Индивидуальная блочно-модульная котельная будет располагаться на 87 м от близстоящего здания. Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» блочно-модульная котельная относится к предприятиям первого класса, поэтому радиус санитарно-защитной зоны составляет 50 м. Отсюда следует, что высота дымовой трубы не обязательно должна превышать конька самого высокого здания на 5 м.

Выберем высоту дымовой трубы из стандартных, $h = 10$ м. При этом необходимо учесть соответствие санитарным нормам: веществ в приземном слое не выше ПДК. Максимальная приземная концентрация от источника рассчитывается по формуле, мг/м^3 [1]:

$$C_M = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{h^2_{\min} \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (8.13)$$

В этой формуле все величины рассчитываются по формулам (10.2.4) – (10.2.9):

$$f = \frac{10^3 \cdot 11,43^2 \cdot 0,4}{10^2 \cdot 180,5} = 2,9;$$
$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{2,9} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{2,9}} = 0,75;$$
$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,994 \cdot 180,5}{10}} = 1,7;$$
$$n = 0,532 \cdot 1,7^2 - 2,13 \cdot 1,7 + 3,13 = 1,05.$$

Приземная концентрация окислов азота зимой:

$$C_m = \frac{160 \cdot 0,255 \cdot 1,05 \cdot 0,75 \cdot 1}{10^2 \cdot \sqrt[3]{0,994 \cdot 180,5}} = 0,057 \text{ мг/м}^3$$

Максимальная концентрация выбросов не превышает ПДК, следовательно, выбранная дымовая труба обеспечит требуемое рассеивание в зимнем и летнем режимах. Высота дымовой трубы выбрана верно и составляет 10 метров.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Безопасность жизнедеятельности – наука, изучающая опасности и способы ликвидации и защиты от них.

Основная цель БЖД как науки – защита человека от негативных опасностей антропогенного и естественного происхождения и достижения комфортных или безопасных условий жизнедеятельности.

К задачам БЖД относятся:

– идентификация опасностей (вид опасности, пространственные и временные координаты);

– профилактика и защита от опасностей, исходя из концентрации и остаточного риска, и ликвидация последствий воздействия опасности на человека.;

– планирование и организация мероприятий в условиях возможных и реализованных чрезвычайных ситуаций;

– защита от опасности на основе сопоставления затрат и выгод [32].

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.

11.1 Должностные обязанности мастера-обходчика блочно-модульной котельной

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;

– предотвращение использования технологий и методов работы, оказывающих отрицательное влияние на людей и окружающую среду;

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- соблюдение требований нормативно-правовых актов и нормативно-технических документов, регламентирующих взаимоотношения производителей и потребителей тепловой энергии и теплоносителя;
- 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 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;

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– 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 [41].

11.2 Вредные производственные факторы и риски мастера-обходчика блочно-модульной котельной

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:

- 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.

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

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

облучения. В случае, когда эти параметры становятся неоптимальными для человека, нарушается функциональное и тепловое состояние человека, которое сопровождается напряжением реакции терморегуляции, ухудшением самочувствия [8].

Многочисленными исследованиями установлено большое влияние освещенности рабочих поверхностей на производительность труда. Освещение как вредный фактор возникает из-за плохой работы осветительных приборов и затененности оборудования и конструкций. Недостаточное освещение в помещении котельной может привести к повышению травматизма персонала.

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 пульты управления;
- водоуказательные и измерительные приборы;
- вентиляционная площадка;
- помещения для баков и деаэраторов;
- площадки и лестницы котлов;
- насосные помещения [15].

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.

Для 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.

Для снижения уровня шума проводят следующие мероприятия:

- улучшение режима эксплуатации оборудования;
- центровка и балансировка механизмов;
- наложение шумовой изоляции;
- применение средств индивидуальной защиты.

Вибрация – это колебательное движение.

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.

Источниками теплового излучения на водогрейной котельной являются котлоагрегаты, трубопроводы горячей воды [8].

В таблице 11.2 представлены нормы вредных производственных факторов влияющих на мастера-обходчика котельной во время его работы.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Таблица 11.2 – Допустимые нормы вредных факторов мастера-обходчика котельной

Фактор	Единицы измерения	Нормы
Освещение измерительных приборов, указателей уровня, тепловые щиты, пульта управления	Лк	Не менее 50
Освещение фронта котлов, бункерного, дымососного, вентиляционного и компрессорного отделения, приборов автоматики, химводоочистки, приборов управления питанием котлов и топливоподачей	Лк	Не менее 30
Освещение помещений баков, деаэраторов, зольных помещений, площадок обслуживания котлов	Лк	Не менее 5
Шум	ДБа	Не более 80
Тепловое излучение	Вт/м ²	Не более 35

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 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;
- попадание в глаза химических веществ, используемых в установках ХВО [8].

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. Нарушения технологического режима, представляющие угрозу возникновения пожара, должны устраняться немедленно.

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 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:

– использовать электроприемники в условиях, не соответствующих требованиям инструкций организаций-изготовителей, или приемники, имеющие неисправности, а также эксплуатировать электропровода и кабели с поврежденной или потерявшей защитные свойства изоляцией;

– пользоваться поврежденными розетками, рубильниками;

– обертывать электролампы и светильники бумагой, тканью и другими горючими материалами, а также эксплуатировать светильники со снятыми колпаками (рассеивателями), предусмотренными конструкцией светильника;

– пользоваться утюгами, электроплитками, электрочайниками и другими электронагревательными приборами, не имеющими устройств тепловой защиты, без подставок из негорючих теплоизоляционных материалов;

– применять нестандартные электронагревательные приборы, использовать некалиброванные плавкие вставки или другие самодельные аппараты защиты от перегрузки и короткого замыкания;

– размещать 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.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

13. Топки котлов и газоходы необходимо тщательно проветрить в течение 10-15 мин, открыв заслонки газоходов естественной тяги, а при наличии дымососов - путем их включения на 3-5 мин.

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.

18. При топке котлов необходимо обращать внимание на количество топлива, тягу и соблюдать требуемое соотношение между поступающим в топку топливом, воздухом [7, 13, 44]

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

12 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

При строительстве новых жилых и общественных зданий по ул. Дорожная, Чкаловского района, г. Екатеринбурга необходимо выбрать источник теплоснабжения. Для принятия решения о разработке источника теплоснабжения необходимо провести оценку двух вариантов:

- 1 вариант: строительство индивидуальной блочно-модульной котельной;
- 2 вариант: подключение потребителей к тепловым сетям города.

При подключении вновь построенных зданий к городским тепловым сетям возникает ряд проблем:

- нехватка существующей мощности городской котельной для подключения новых потребителей;
- недостаточная пропускная способность существующих трубопроводов;
- низкие параметры теплоносителя;
- дальность расположения котельной от потенциального потребителя.

Вследствие возникающих проблем, целесообразнее в качестве источника теплоснабжения для новых жилых и общественных зданий по ул. Дорожная, Чкаловского района, г. Екатеринбурга выбрать индивидуальную блочно-модульную котельную.

Цель проведения расчёта – определить эффективность строительства индивидуальной блочно-модульной котельной, как источника теплоснабжения для вновь построенных жилых и общественных зданий по ул. Дорожная, Чкаловского района, г. Екатеринбурга.

12.1 Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты в данной работе включают в себя затраты на разработку двух вариантов проекта: строительство индивидуальной блочно-модульной котельной и подключение потребителей к тепловым сетям города. Для первого варианта затраты включают: разработка проекта, проведение мероприятий по подключению объектов заявителей, создание тепловых сетей от существующих источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, реконструкция источников тепловой энергии и развитие существующих источников тепловой энергии и тепловых сетей, необходимые для создания технической возможности подключения. Для второго варианта: разработка проекта, оборудование, транспорт, строительные-монтажные работы, пусконаладочные работы.

Капитальные вложения на строительство индивидуальной блочно-модульной котельной и подключения потребителей к тепловым сетям города приведены в ценах мая 2018 года. Затраты на оборудование, КИПиА и теплосеть представлены в таблице 12.1.1. Цены на контрольно-измерительные приборы и автоматику, теплосеть и прочее оборудование взяты из документации бухгалтерии ОАО «ТЭСиС».

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Таблица 12.1.1 – Затраты на оборудование

Наименование	Кол-во, шт.	Цена, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
Котел «Энтропос» ТТ100 [62]	4	1352,1	5410,8
Горелка CIB UNIGAS R93A [56]	4	887,2	3548,8
Насос сетевой Grundfos NB 100-200/189 [46]	2	495,3	990,6
Насос подпиточный Grundfos CR 5-5 [46]	2	45,5	91,0
Насос рециркуляции Grundfos Magna3 50-180 F [46]	2	121,7	243,4
Бак подпиточный Pentair water FS 28-18T [47]	1	88,1	88,1
Бак расширительный Wester WRV-200 [48]	4	10,2	40,8
Калориферы КЭВ 42ПЗ110W [60]	2	25,5	51,1
Установка сорбционно-осветительной очистки Pentair water TS 91-12M [47]	1	125,5	125,5
Комплекс обескислороживания Seco Tekna EVO APG 603 [66]	1	21,9	21,9
Фильтр защиты от попадания грязи в насосы Tesofі F3240 [65]	2	11,0	22,0
КИПиА	-	-	605,0
Теплосеть	-	-	2500,0
Прочее оборудование	-	-	170,0
ИТОГО	-	-	13 907,4

В таблице 12.1.2 приведена смета капитальных затрат для первого варианта: строительство блочно модульной котельной. Цены на проектные работы, транспортные затраты, строительно-монтажные и пусконаладочные работы взяты из документации бухгалтерии ОАО «ТЭСиС».

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 12.1.2 – Смета капитальных затрат для первого варианта: строительство блочно-модульной котельной

Статьи расхода	Кол-во, шт.	Цена, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
Проектные работы	1	300,0	300,0
Стоимость оборудования	1	13 907,4	13 907,4
Транспортные затраты	1	1500,0	1500,0
Строительно-монтажные работы	1	2650,0	2650,0
Пусконаладочные работы	1	700,0	700,0
ИТОГО:	-	-	19 120,4

В таблице 12.1.3 приведена смета капитальных затрат для второго варианта: подключение потребителей к тепловым сетям города. Цены на проектные работы взяты из документации бухгалтерии ОАО «ТЭСиС».

Таблица 12.1.3 – Смета капитальных затрат на подключение потребителей к тепловым сетям города

Статьи расхода	Кол-во, шт.	Цена, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
Проектные работы	1	200,0	200,0
Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей [63]	1	396,2	396,2
Расходы на создание тепловых сетей от существующих источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей [63]	1	18 001,6	18 001,6
Расходы на развитие существующих источников тепловой энергии и тепловых сетей, необходимые для создания технической возможности подключения [63]	1	59 503,6	69 503,6
ИТОГО:	-	-	78 101,4

12.2 Расчет текущих затрат

Кроме капитальных затрат, существуют текущие затраты, возникающие в ходе эксплуатации блочно-модульной котельной или городских тепловых сетей: материальные, топливно-энергетические и трудовые ресурсы.

Стоимость годового расхода топлива, 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;

$C_m = 4319,82$ руб./тыс.м³ – по тарифам филиала ОАО «Регионгазинвест» в г. Екатеринбурге [57].

$$I_m = 4319,82 \cdot 18589,1 = 80301,6 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на использованную воду, тыс.руб./год (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,

$C_e = 12760$ руб./тыс.м³ – по тарифам МУП «Водоканал» [36].

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

$$G_{год} = 68,7 \cdot 24 \cdot 365 = 601,8 \text{ тыс.м}^3/\text{год};$$

$$I_e = 12760 \cdot 601,8 = 7678968 \text{ руб.} = 7678,97 \text{ тыс.руб./год.}$$

Затраты на электроэнергию, тыс.руб./год (12.3) []:

$$I_э = C_э \cdot N_э, \quad (12.3)$$

где $C_э = 3,7$ руб/кВт · ч – тариф на электроэнергию [58];

$N_э$ – годовая суммарная мощность электродвигателей, электромеханизмов, контрольно измерительных приборов и автоматики,

$$I_э = 3,7 \cdot 1154000 = 4269,8 \text{ тыс.руб./год.}$$

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.,

$$I_a = 0,16 \cdot 13907,4 = 2225,2 \text{ тыс.руб./год.}$$

Для сравнительных расчётов затраты на текущий ремонт, тыс.руб./год рекомендуется принимать равными 20 % от затрат на амортизацию, тыс.руб./год (12.5) [15]:

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

$$I_{mp} = 0,2 \cdot 2225,2 = 445,1 \text{ тыс.руб./год.}$$

Общехозяйственные расходы примем 50 тыс.руб./год.

Сумма текущих затрат:

$$I_{c1} = 80301,6 + 7678,97 + 4269,8 + 3059,3 + 445,1 + 50 = 95804,8 \text{ тыс.рублей/год.}$$

Себестоимость 1 Гкал теплоты, выработанной на блочно-модульной котельной, руб/Гкал по формуле (12.6) [15]:

$$I_{cm.1} = \frac{I_{c1} \cdot 1000}{8760 \cdot Q_{кот}}, \quad (12.6)$$

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

$$I_{cm.1} = \frac{95804,8 \cdot 1000}{8760 \cdot 12,04} = 908,4 \text{ руб/Гкал.}$$

Тариф на выработку тепловой энергии городской котельной составляет $I_{cm.2} = 1195,54$ руб./Гкал [42].

12.3 Выбор экономически эффективного варианта

Для определения экономически эффективного варианта необходимо сравнить капитальные затраты на строительство блочно-модульной котельной и

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

капитальные затраты на подключение потребителей к городским тепловым сетям. Также требуется сравнить себестоимости 1 Гкал, выработанной на блочно-модульной котельной с ценой 1 Гкал, отпускаемой городской котельной.

Капитальные затраты на строительство блочно-модульной котельной:

$$K_1 = 19\,120,4 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные затраты на подключение потребителей к городским сетям города:

$$K_2 = 78\,101,4 \text{ тыс.руб.}$$

Себестоимость 1 Гкал вырабатываемого тепла на индивидуальной блочно-модульной котельной:

$$I_{см.1} = 908,4 \text{ руб./Гкал.}$$

Себестоимость 1 Гкал тепла, выработанного на городской котельной.

$$I_{см.2} = 1195,54 \text{ руб./Гкал.}$$

Сравнение капитальных затрат и себестоимости выработки 1 Гкал тепла:

$$19\,120,4 \text{ тыс.руб.} < 78\,101,4 \text{ тыс.руб.};$$
$$908,4 \text{ руб./Гкал} < 1195,54 \text{ руб./Гкал.}$$

Следовательно:

$$K_1 < K_2;$$
$$I_{см.1} < I_{см.2}.$$

Вывод: экономически эффективным вариантом является строительство индивидуальной блочно-модульной котельной.

12.4 SWOT – анализ выбора источника теплоснабжения для вновь построенных зданий по ул. Дорожная Чкаловского района г. Екатеринбург

SWOT-анализ предполагает возможность оценки фактического положения и стратегических перспектив компании, получаемых в результате изучения сильных и слабых сторон компании, ее рыночных возможностей и факторов риска. Название анализа – это первые буквы четырех критериев, по которым проводится анализ:

- Strengths – сильные стороны – преимущества решения;

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

- Weaknesses – слабые стороны – недостатки решения;
- Opportunities – возможности – факторы внешней среды, использование которых создаст преимущество;
- Threats – угрозы – факторы, которые могут ухудшить положение [15].

В таблице 12.4.1 приведен SWOT-анализ первого варианта.

Таблица 12.4.1 – SWOT-анализ для первого варианта: теплоснабжение от блочно-модульной котельной

<p>S:</p> <ul style="list-style-type: none"> – не требует постоянного присутствия рабочего персонала; – простота эксплуатации; – низкие тарифы на теплоноситель; – малые потери тепла при транспортировке теплоносителя. 	<p>W:</p> <ul style="list-style-type: none"> – загрязнение атмосферы; – ограничение тепловой мощности ввиду предельных габаритных размеров модулей; – малые расстояния для обслуживания оборудования;
<p>O:</p> <ul style="list-style-type: none"> – совершенствование оборудования в результате появления новых технологий в сфере энергетики; – привлечение инвесторов. 	<p>T:</p> <ul style="list-style-type: none"> – наличие взрывоопасных установок вблизи жилых зданий; – наличие выбросов вредных веществ с дымовыми газами в жилом районе.

В таблице 12.4.2 приведен SWOT-анализ второго варианта.

Таблица 12.4.2 – SWOT-анализ для второго варианта: теплоснабжение от городских тепловых сетей.

<p>S:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отсутствие взрывоопасных установок вблизи жилых зданий; – отсутствие выбросов вредных веществ с дымовыми газами в жилом районе. 	<p>W:</p> <ul style="list-style-type: none"> – большие тепловые потери при транспортировке теплоносителя; – загрязнение атмосферы; – высокие тарифы на теплоноситель, по сравнению с индивидуальным источником.
<p>O:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отсутствие необходимости самостоятельного обслуживания и ремонта оборудования 	<p>T:</p> <ul style="list-style-type: none"> – недостаточная пропускная способность существующих трубопроводов; – низкие параметры теплоносителя; – дальность расположения котельной от потенциального потребителя.

По результатам проведения SWOT-анализа можно сделать вывод, что получение тепловой энергии от индивидуальной блочно-модульной котельной более целесообразно.

12.5 Планирование целей проекта в дереве целей

Дерево целей показывает соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения миссия предприятия делится на простые цели его подразделений и операционные цели его исполнителей. Цели составляются по принципу SMART.

Аббревиатура SMART расшифровывается следующим образом:

- Specific — конкретный;
- Measurable — измеримый;
- Attainable — достижимый;
- Relevant — значимый;
- Time-bounded — обозначенный во времени [15].

Дерево целей проекта разработки котельной представлено на рисунке 12.4.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 12.5.1 – Дерево целей проекта
12.6 Ленточный график Ганта

Для наглядности проведения комплекса работ по реализации строительства индивидуальной блочно-модульной котельной по ул. Дорожная Чкаловского района г. Екатеринбурга, 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 [15].
- Ленточный график Ганта представлен в таблице 12.6.

Таблица 12.6 – Ленточный график Ганта

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

12.7 Основные показатели экономической эффективности

В таблице 12.7 приведены основные показатели экономической эффективности строительства индивидуальной блочно-модульной котельной.

Таблица 12.7 - Основные показатели экономической эффективности строительства индивидуальной блочно-модульной котельной

Наименование показателей	Единицы измерения	Изменение показателей	
		1 вариант	2 вариант
Капитальные затраты	тыс. руб./год	19 120,4	78 101,4
Экономия капитальных затрат	тыс. руб./год	58 981,0	-
Себестоимость 1 Гкал	руб./Гкал	908,4	1 195,5

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложен вариант разработки индивидуальной блочно-модульной котельной для вновь построенных жилых и общественных зданий по ул. Дорожная Чкаловского района г. Екатеринбурга.

Расчетом тепловых нагрузок определена максимальная нагрузка систем отопления, горячего водоснабжения и вентиляции, которая составила 10,35 МВт. Расчет тепловой схемы определил необходимую мощность котельной с учетом потерь тепла и затрат на собственные нужды, которая составила 12,04 МВт.

На основе расчета тепловых нагрузок выбраны 4 жаротрубно-дымогарных котла Термотехник ТТ100 фирмы «ЭНТРОРОС» теплопроизводительностью 3,5 МВт каждый.

Было подобрано вспомогательное оборудование: сетевые насосы марки Grundfos NB 100-200/192; подпиточные насосы марки Grundfos CR 5-5; антиконденсатные насосы марки Grundfos UPS 40-180F; бак подпиточный

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Pentair water FS 28-18 T; баки расширительные WRV-200 фирмы Wester, комплекс обескислороживания с насосом дозатором, установка сорбционно-осветительной очистки, газовые горелки CIB UNIGAS мощностью 4100 кВт.

В разделе энергосбережения рассчитана тепловая изоляция трубопроводов тепловых сетей.

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 автоматики разработана и описана функциональная схема автоматики котельной.

В экономико-управленческой части произведен выбор оптимального варианта источника теплоснабжения для вновь построенных жилых и общественных зданий по ул. Дорожная Чкаловского района г. Екатеринбурга. По сравнению полученных капитальных и текущих затрат выбран вариант строительства блочно-модульной котельной, как наиболее экономически эффективный.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» // Российская газета, 2009. – 41 с.

2 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.

3 Федеральный закон от 21.07.2011 № 256-ФЗ (ред. от 26.07.2016) «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» – 42 с.

4 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.

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.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

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.

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.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

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-rynkekotel'nogo/110304.881131.s1.html/>.

32 Безопасность жизнедеятельности. – https://ru.wikipedia.org/wiki/Безопасность_жизнедеятельности.

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 Водогрейный 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-gazovyx-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>.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

- 40 Деформационные манометры. – <http://www.poznauka.org/s76257t1.html>.
- 41 Должностные инструкции. Мастер котельной. – <http://www.kausgroup.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/cbeee3e8f7e5f1eae8e5_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>.
- 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 Екатеринбурге. – https://energovopros.ru/spravochnik/gazosnabzhenie/tarify-na-gaz/sverdlovskaya_oblast/35417/.
- 58 Тарифы на электроэнергию в Екатеринбурге. – <https://energo-24.ru/tariffs/electro/2017/12343.html>.
- 59 Температурный 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_efc648cbe84ca0bb33549f80b084a840.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.1200B-M. – <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 Чкаловский район (Екатеринбург). – [https://ru.wikipedia.org/wiki/Чкаловский_район_\(Екатеринбург\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Чкаловский_район_(Екатеринбург)).

68 Экология в теплоэнергетике. – <https://studfiles.net/preview/3378104/page:24/>.

69 Электромагнитные расходомеры. – http://www.eti.su/articles/izmeritelnaya-tehnika/izmeritelnaya-tehnika_528.html.

					13.03.01.2018.055.06 ПЗ	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		