

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ

(наименование института полностью)

Кафедра «Теплогазоснабжение, вентиляция, водоснабжение и водоотведение»

(наименование кафедры)

08.03.01 «Строительство»

(код и наименование направления подготовки, специальности)

«Теплогазоснабжение и вентиляция»

(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Ставропольский район. Турбаза «Прибрежная». Теплоснабжение.

Студент

А.Р.Мензелев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.А.Анциферов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

Т.П.Фадеева

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Н.контроль

И.А.Живоглядова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой к.т.н., доцент М.Н. Кучеренко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« » 2017 г.

Тольятти 2017

АННОТАЦИЯ

Данная работа показывает результат расчёта проекта системы теплоснабжения турбазы «Прибрежная». Прделана следующая работа: определены тепловые нагрузки по укрупнённым показателям на отопление и вентиляцию; рассчитаны расходы горячей воды и количество тепла, необходимое для нужд ГВС; проведено технико-экономическое обоснование выбора способа горячего водоснабжения.

Бакалаврская работа состоит из графической части и пояснительной записки, в которой приведены основные расчеты по теплоснабжению: гидравлический, механический расчёты; расчёт теплоизоляции. Разработана тепловая схема котельной. Подобрано основное оборудование блочно-модульной котельной, произведён расчёт и подбор вспомогательного оборудования Разработан раздел организации строительства новой тепловой сети, рассмотрены вопросы охраны труда, автоматизации модульной котельной.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	7
2 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ОТПУСКА ТЕПЛА	8
2.1 Определение расчётных тепловых нагрузок	8
2.2 График часового и годового потребления тепла	15
2.3 Выбор метода регулирования и график регулирования отпуска тепла	17
3 ТЕПЛОВАЯ СЕТЬ	20
3.1 Определение расчетных расходов сетевой воды	20
3.2 Конструирование и механический расчёт тепловой сети, построение монтажной схемы	21
3.3 Гидравлический расчет водяной	27
3.4 Расчёт и подбор тепловой изоляции	34
4 КОТЕЛЬНАЯ	39
4.1 Подбор оборудования блочно-модульной котельной	39
4.2 Разработка тепловой схемы котельной	40
4.3 Расчёт и подбор вспомогательного оборудования	41
5 АВТОМАТИЗАЦИЯ РАБОТЫ БЛОЧНО-МОДУЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ	44
6 ОРГАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ	47
7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА	58
7.1 Технологическая характеристика объекта	58
7.2 Обеспечение пожарной безопасности технического объекта	59
7.3 Обеспечение экологической безопасности технического объекта	60
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	62

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий проект учитывает современные веяния в области теплотехники, гидравлики, теплоизоляционных материалов, это позволяет намного снизить эксплуатационные затраты и продлить срок службы теплосетей.

Проведено технико-экономическое обоснование выбора способа горячего водоснабжения. Сравнивались варианты:

- существующий, с накопительными водонагревателями Electrolux ёмкостью 100 л и работой котельной только в зимний период;
- с дополнительной установкой паяных пластинчатых теплообменников Alfa Laval и работой котельной круглый год.

Целью бакалаврской работы является проектирование системы теплоснабжения Турбаза «Прибрежная».

Задачами, решаемыми данным проектом являются:

- расчёт тепловых нагрузок зданий;
- подбор оборудования модульной котельной;
- проектирование тепловой сети;
- автоматизации блочно-модульной котельной;
- разработка раздела «Организация монтажных работ»;
- безопасность и экологичность технического объекта.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Предусматривается расчёт наружной системы теплоснабжения турбазы «Прибрежная».

Проект разработан на основании следующих исходных данных:
Фрагмент генплана района застройки.

Характеристика грунта – суглинок, грунтовые воды до глубины 12 м, не обнаружены. Рельеф местности относительно спокойный.

Источником тепла является местная котельная

Исходные параметры теплоносителя (вода):

$T_1 = 90\text{ }^{\circ}\text{C}$; $P_1 = 60\text{ м вод.ст.}$

$T_2 = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$; $P_2 = 18\text{ м вод.ст.}$

Климатологические данные приняты для Самарской области [2]:

температура для расчёта отопления и вентиляции $t_{p.o} = -30\text{ }^{\circ}\text{C}$;

протяженность отопительного периода $n_o = 203$;

температура внутри помещений $t_{вн} = 18\text{ }^{\circ}\text{C}$;

средняя температура за отопительный период: $t_{ср.сут.} = -5,4\text{ }^{\circ}\text{C}$;

температура на глубине заложения лотков $t_{гр} = 8,9$

В таблице 1.1 представлены данные о длительности стояния температур по [7].

Таблица 1.1 – Длительность стояния температур

$t\text{ }^{\circ}\text{C}$	Температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$							
	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	8
п,ч	112	280	478	584	844	997	968	609

2 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ОТПУСКА ТЕПЛА

2.1 Определение расчётных тепловых нагрузок

При проектировании системы теплоснабжения района застройки необходимо вычислить суммарные тепловые нагрузки и зданий, для чего используется формулы тепловых потерь по укрупненным показателям (для жилых и общественных зданий). Ориентировочные значения нагрузок определяются:

$$Q = a \cdot V_{зд} \cdot q (t_e - t_n) \quad (2.1)$$

где: a – коэффициент учитывающий район строительства здания;

$$a = 0,54 + 22/(t_e - t_n);$$

q – уд. тепловая характеристика здания, Вт м³°С;

t_e, t_n – температуры внутри и снаружи зданий, °С.

Для жилого дома считается удельная теплохарактеристика,

$$q = (1,16 (1+2d)A+S) / V \quad (2.2)$$

где V – объем здания, м³;

S – площадь дома на плане;

d – процент остекления $d = 0,2 \div 0,3$;

A – площадь наружных ограждающих конструкций, м².

Пример расчёта спортзала:

$$V = 3900 \text{ м}^3;$$

$$S = 1300 \text{ м}^2;$$

$$d = 0,3;$$

$$A = 540 \text{ м}^2.$$

$$q = 1,16 ((1+2 \cdot 0,3) \cdot 540 + 1300) / 3900 = 0,5582 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \text{ К})$$

$$a = 0,54 + 22/(18 - 30) = 0,998$$

$$Q = 0,998 \cdot 3900 \cdot 0,5582 \cdot (13+30)/10^6 = 0,1045 \text{ МВт}.$$

Все здания турбазы можно разделить на 9 групп, т.к. жилые дома имеют одинаковые размеры, результаты расчёта приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Нагрузки зданий по укрупненным показателям

Название здания	Пл. S , м ²	Объем V , м ³	Пл. наружных стен A , м ²	Уд. характеристика q , Вт/(м ³ К)	Тепловая нагрузка Q , МВт
Столовая	860	2580	198	0,4579	0,0567
Спортзал	1300	3900	540	0,5582	0,1045
Административное	520	1560	378	0,7268	0,0544
Ж/комплекс	360	1080	648	1,3077	0,0678
Ж/дом	320	960	240	0,7393	0,0341
Хозяйственный блок	73	219	108	1,1342	0,0119
Водозабор	36	108	72	1,416	0,0073
Склад	120	360	156	1,037	0,0179
КПП	12	36	42	2,228	0,0039

Расход теплоты на вентиляцию общественных зданий, кВт

$$Q_v = n \cdot L \cdot \rho \cdot c \cdot (t_v - t_n) \quad (2.3)$$

где n – количество человек;

L – норма расхода приточного воздуха на одного человека;

ρ – плотность воздуха;

c – теплоёмкость воздуха.

Расход теплоты на вентиляцию для столовой:

$$Q_v = 56 \cdot 30 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot (16 - 30) = 26,88 \text{ кВт}$$

Расход теплоты на вентиляцию для столовой:

$$Q_v = 30 \cdot 80 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot (16 - 30) = 38,40 \text{ кВт}$$

В таблице 2.2 приведены расчётные тепловые нагрузки зданий на отопление и вентиляцию.

Таблица 2.2 – Тепловые нагрузки зданий

№ Поз.	Потребитель тепла	Кол-во тепла, МВт		
		Отоп-е	Вент-я	Всего
1	Жилой дом	0,0341	0	0,0341
2	Жилой комплекс	0,0678	0	0,0678
3	Спортзал	0,0653	0,0384	0,1045
4	Жилой дом	0,0341	0	0,0341
5	КПП	0,0038	0	0,0038
6	Жилой дом	0,0341	0	0,0341
7	Столовая	0,0354	0,02688	0,0566
8	Жилой дом	0,0341	0	0,0341
9	Жилой дом	0,0341	0	0,0341
10	Водозабор	0,00736	0	0,00736
11	Склад	0,01792	0	0,01792
12	Административное	0,05456	0	0,05456
13	Водозабор	0,00736	0	0,00736
14	Хозяйственный блок	0,011923	0	0,0119
	Склад	0,01792	0	0,01792
	ИТОГ.	0,4638	0,0653	0,5291

Расчет тепловых нагрузок на горячее водоснабжение по укрупненным показателям

СП 30.13330.2012 (СНиП 2.04.01-85). Внутренний водопровод и канализация зданий, (приложение 3. Обязательное). Расхода воды потребителями.

Пионерские лагеря (в том числе круглогодичного действия): со столовыми, работающими на сырье и прачечными, оборудованными автоматическими стиральными машинами $q_{u,m}^{tot} = 40$ л/сут на одного человека. В прачеч-

ных и при стирке белья норму расхода горячей воды принимается на 1 кг сухого белья. Норма белья на одного человека 4 кг.

Стадионы и спортзалы: для физкультурников (с учетом приема душа)
 $q_{u,m}^{tot} = 30$ л/сут на одного физкультурника.

В предприятиях общественного питания количество реализуемых блюд U в час определяется:

$$U = 2,2 \cdot n \cdot m, \quad (2.4)$$

где n - количество посадочных мест;

m - количество посадок, принимаемое для столовых открытого типа – 2.

На одно условное блюдо 4 л/сут. Максимальное количество отдыхающих на турбазе 108 человек: по 12 человек в 6 жилых домах и 36 в жилом комплексе. Обслуживающего персонала – 14 человек.

Количество тепла, необходимое для нагревания холодной воды от 5°C до 65°C определяется по формуле:

$$Q_{ГВ} = G_{ср} \cdot c \cdot (t_r - t_x) / (1000 \cdot 24) \quad (2.5)$$

где $G_{ср}$ - расход горячей воды с средние сутки л/сут;

c – теплоёмкость воды;

t_r, t_x – температура горячей и холодной воды, °C.

Пример расчёта потребления горячей воды для столовой:

Количество реализуемых блюд U в час определяется по формуле:

$$U = 2,2 \cdot 61 \cdot 2 = 268,4;$$

$$G_{ср} = 268,4 \cdot 4 = 1073,6 \text{ л/сут.}$$

$$Q_{ГВ} = 1073,6 \cdot 4,19 \cdot (65-5) / (1000 \cdot 24) = 11,25 \text{ кВт}$$

Суммарное количество тепла на нужды ГВС составит:

$$Q_{ГВ} = 6955,6 \cdot 4,19 \cdot (65-5) / (1000 \cdot 24) = 72,86 \text{ кВт}$$

Результат расчёта потребления горячей воды приведён в таблице 2.3

Таблица 2.3 – Расход горячей воды

Поз.	Наимен. потреби- теля	кол. че- ловек	расход л/сут	кол.тепла, кВт	
				всего	электронагрев
1	Столовая	10	1073,6	11,25	Газовый нагреватель
2	Жилой комплекс	36	1440	15,08	15,08
3	Спортзал	2	810	8,48	8,48
4	Жилищное пом.	12	480	5,03	5,03
5	Жилищное пом.	12	480	5,03	5,03
6	Жилищное пом.	12	480	5,03	5,03
7	КПП	0	0	0	0
8	Жилищное пом.	12	480	5,03	5,03
9	Жилищное пом.	12	480	5,03	5,03
10	Жилищное пом.	12	480	5,03	5,03
11	Склад	0	0	0	0
12	Административное	8	320	3,35	3,35
13	Водозабор	0	0	0	0
14	Хозблок	4	0	4,53	Стир.машины
	ИТОГО	122	6955,6	72,86	57,09

Технико-экономическое обоснование установки электрических водонагревателей

Сравнительный расчёт стоимости энергоресурсов при круглогодичной эксплуатации газовой котельной и комбинированной: газовая котельная работает только зимой, обеспечивая нужды отопления и вентиляции; электрические водонагреватели работают круглый год, обеспечивая нужды ГВС. Мощности накопительного водонагревателя достаточно для нагрева требуемого количества воды за 8 часов.

Расход теплоты на отопление и вентиляцию при средней температуре воздуха за отопительный период $t_{\text{ср.сут.}} = -5,4^{\circ}\text{C}$;

$$Q = Q' \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{n.o.}}; \quad (2.6)$$

$$Q_{ov} = 0,529 \cdot \frac{18-8}{18+5,4} = 225 \text{ кВт}; \text{ количество тепла, для отопления и вентиляции};$$

$Q_{\text{сум}} = 225 + 72,86 = 297,9 \text{ кВт}$, количество тепла, для ГВС, отопления и вентиляции;

$Q_{\text{гвс}} = 72,86 \text{ кВт}$, количество тепла для ГВС.

Суточная стоимость нагрева воды в количестве 6955 л/сут, $Q_{\text{гвс}} = 72,86 \text{ кВт}$ (с учётом воды используемой в столовой и стиральными машинами) при стоимости электроэнергии составит:

$$C = Q_{\text{гвс}} \cdot n \cdot c_{\text{э}} \quad (2.7)$$

где $Q_{\text{гвс}}$ – количество тепла, необходимое для нагревания холодной воды, кВт;

$c_{\text{э}}$ – стоимости электроэнергии 2,57 руб. за 1кВт·ч;

n – время работы водонагревателя, ч

$$C = 72,86 \cdot 8 \cdot 2,57 = 1498 \text{ руб/сут}$$

При мощности 1,5 кВт и времени нагрева 196 мин работа водонагревателя составит 8 часов в сутки для обеспечения удельного расхода 260 л/сут.

При круглосуточной работе котельной потребуется количество газа равное $G_{\text{гвс}} = 72,86 \cdot 0,107 \cdot 24 = 187,1 \text{ м}^3$, стоимость которого при цене 4,85 руб. за м^3 , составит:

$$C = G_{\text{гвс}} \cdot n \cdot c_{\text{г}} \quad (2.8)$$

$$C = 187,1 \cdot 24 \cdot 4,85 = 907,46 \text{ руб/сут}$$

Расход газа при работе котельной зимой в течение 203 суток (ОВ).

$$G_{\text{ов}} = 225 \cdot 0,107 \cdot 24 = 577,8 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Расход газа при круглогодичной работе котельной в течение 350 суток (ОВ и ГВС).

$$G_{\text{сум}} = 297,9 \cdot 0,107 \cdot 24 = 764,9 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Расход газа при работе котельной летом в течение 147 суток (ГВС).

$$G_{\text{гвс}} = 72,86 \cdot 0,107 \cdot 24 = 187,1 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Расход электроэнергии (ГВС) работа нагревателей 8 часов.

$$G_{\text{э}} = 72,86 \cdot 8 = 582,9 \text{ кВт·ч/сут}$$

Стоимость газа при работе котельной зимой в течение 203 суток (ОВ).

$$C_{\text{ов}} = 577,8 \cdot 4,85 \cdot 203 = 568\,873 \text{ руб.}$$

Стоимость газа при круглогодичной работе котельной в течение 203 суток (ОВ и ГВС).

$$C_{\text{сум}} = 764,9 \cdot 4,85 \cdot 350 = 753\,086 \text{ руб.}$$

Стоимость газа при работе котельной летом в течение 147 суток (ГВС).

$$C_{\text{гвс}} = 187,1 \cdot 4,85 \cdot 147 = 133\,396 \text{ руб.}$$

Стоимость газа за 350 суток 203 суток (ОВ и ГВС) + 147 суток (ГВС)

$$C_{\text{сум}} = 753\,086 + 133\,396 = 886\,482 \text{ руб.}$$

Стоимость электроэнергии за 365 суток (ГВС)

$$C_{\text{э}} = 582,6 \cdot 2,57 \cdot 365 = 546\,770 \text{ руб.}$$

Стоимость газа при работе котельной зимой в течение 203 суток (ОВ) и электроэнергии за 365 суток (ГВС)

$$C_{\text{газ-э}} = 568\,873 + 546\,770 = 1\,115\,643 \text{ руб.}$$

Анализ работы турбаз, расположенных на п-о Копылово за 2015 год показывает, что в летний период средняя загрузка составляет 80%, в зимний – 60% от номинальной, соответственно снижается и нагрузка на ГВС. Для предприятий данного типа характерна недельная неравномерность загрузки. Среднегодовая стоимость электроэнергии за 365 суток на ГВС с учётом снижения загрузки составит:

$$C_{\text{э}} = 546\,770 \cdot 0,7 = 382\,739 \text{ руб.}$$

Стоимость газа при работе котельной зимой в течение 203 суток (ОВ) и электроэнергии за 365 суток (ГВС) с учётом снижения загрузки составит

$$C_{\text{газ-э}} = 568\,873 + 382\,739 = 951\,612 \text{ руб.}$$

Для обеспечения горячей водой турбазы ранее установлены 21 накопительного водонагревателя Electrolux EWH 100 Quantum Pro ёмкостью 100 л, количество и мощность нагревательных элементов 1х1500 Вт. Электропитание 220 В / 50 Гц, Время нагрева до 75°C 196 мин, Цена 8 500 руб. Общая стоимость водонагревателей – 178 500 руб.

Данное решение позволяет:

Не эксплуатировать газовую котельную в летний период. Снизить на 30% эксплуатационные расходы, которые составляют 43750 руб/год (по дан-

ным энергетического обследования аналогичной блочно-модульной котельной в г. Тольятти).

Экономия составит $\mathcal{E}_{\text{экс}} = 43\,750 \cdot 0,3 = 13\,125$ руб/год.

В итоге разница составит: $\mathcal{E}_1 = C_{\text{сум}} - C_{\text{газ-эв}}$

$$\mathcal{E}_1 = 886\,482 - 951\,612 = -65\,130 \text{ руб.}$$

Установка паяных пластинчатых теплообменников Alfa Laval AL32 в количестве 14 шт. при стоимости 6 570 руб. обойдётся в

$$C_{\text{то}} = 14 \cdot 6570 = 91\,980 \text{ руб.}$$

Стоимость отказа от существующей схемы ГВС и перевод к схеме с теплообменниками составит: $\mathcal{E}_2 = C_{\text{то}} + \mathcal{E}_{\text{экс}} + \mathcal{E}_1$

$$\mathcal{E}_2 = 91\,980 + 13\,125 - 65\,130 = 39\,975 \text{ руб.}$$

Вывод. Используя установленные 21 накопительный водонагреватель Electrolux EWH 100 Quantum Pro ёмкостью 100 л позволит снизить затраты на организацию горячего водоснабжения с использованием паяных пластинчатых теплообменников Alfa Laval AL32, на 39 975 руб. несмотря на удорожание стоимости энергоресурсов.

2.2 График часового и годового потребления тепла

С учетом изменения температуры наружного воздуха производится расчёт потери теплоты для того что бы построить графики вентиляции и отопления.

Расход теплоты:

в отоплении $Q_o^p = 0,4638$ МВт,

в вентиляции $Q_v^p = 0,0653$ МВт,

общее количество дней теплого периода с температурой наружного воздуха $t_n = + 8^\circ\text{C}$:

$$Q_o = Q_o' \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{н.о.}}; \quad (2.9)$$
$$Q_o = 0,4638 \cdot \frac{18-8}{18+30} = 0,097 \text{ МВт};$$

$$Q_8 = 0,0653 \cdot \frac{18-8}{18+30} = 0,014 \text{ MBm};$$

Соответствующие значения Q_o и Q_8 при различных температурах t_n , соединяются линией. В результате строится график часового расхода тепла на отопление и вентиляцию (Рисунок 2.1). Результат данного расчёта представлен в таблице 2.4. Строим график для определения годового расхода тепла по длительности температур воздуха снаружи зданий. Далее по [7] определяется время отопительного периода для г. Самары $n_o = 4872$ ч. Длительность стояния температур наружного воздуха (часы) с интервалом 5°C за отопительный период представлен в таблице 1.1, а часовой расход тепла на отопление получается при сложении ординат от $t_n = +8$, до -30°C (линия $Q_{\text{сум}}$). График, суммарных часовых расходов теплоты, изображён на рисунке 2.1.

Таблица 2.4 – Зависимость Q от температур воздуха

категория	температура воздуха							
	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	8
n	112	280	478	584	844	997	968	609
Σn	112	392	870	1454	2298	3295	4263	4872
Q_o	30,86	28,11	25,59	23,28	21,16	19,21	17,43	15,79

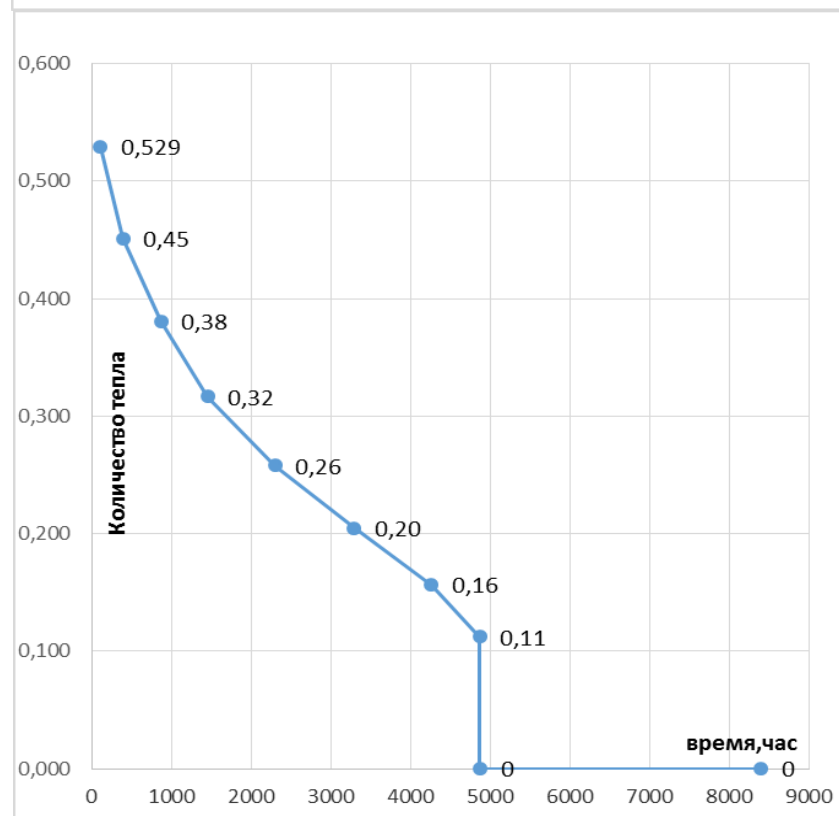
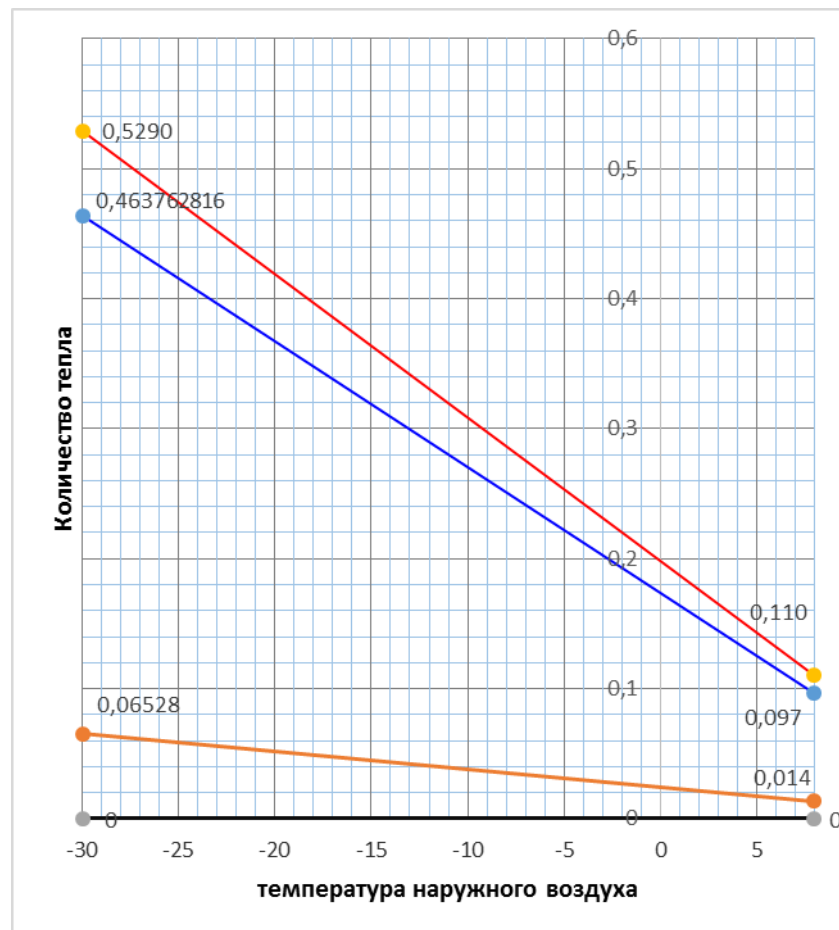


Рисунок 2.1.

Расход теплоты часовой и годовой

2.3 Выбор метода регулирования и график регулирования отпуска тепла

Вода с температурой в подающей и обратной магистрали в период отопления при температурах наружного воздуха от +8 до 30°C:

$$\tau_{1,0} = t_g + \Delta t' \left(\frac{t_g - t_n}{t_g - t_{n,0}} \right)^{0,8} + \tau' - 0,5\theta' \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{n,0}}, \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (2.10)$$

$$\tau_{2,0} = t_g + \Delta t' \left(\frac{t_g - t_n}{t_g - t_{n,0}} \right)^{0,8} - 0,5\theta' \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{n,0}}, \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (2.11)$$

Напор элемента прибора отопления – $\Delta t'$, где температура жидкостной среды в отоплении $\tau_3' = 90^\circ\text{C}$, $\tau_{2,0}' = 70^\circ\text{C}$;

$$\Delta t' = \frac{\tau_3' + \tau_{2,0}'}{2} - t_g; \quad (2.12)$$

$$\Delta t' = \frac{90 + 70}{2} - 18 = 62^\circ\text{C} \quad (2.13)$$

$$\Delta \tau' = 90 - 70 = 20^\circ\text{C}; \quad (2.14)$$

$$\theta' = 90 - 70 = 20^\circ\text{C};$$

При различных значениях t_n в пределах от +8 до -30°C , определяются $\tau_{1,0}$ и $\tau_{2,0}$. получившиеся значения сводятся в таблицу 2.5, например при $+8^\circ\text{C}$

$$\tau_{1,0} = 18 + 62 \left(\frac{18 - 8}{18 + 30} \right)^{0,8} + 70 - 0,5 \cdot 20 \frac{18 - 8}{18 + 30} = 38,8, \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\tau_{2,0} = 18 + 62 \left(\frac{18 - 8}{18 + 30} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 20 \left(\frac{18 - 8}{18 + 30} \right) = 33,6, \text{ } ^\circ\text{C};$$

По получившимся значениям $\tau_{1,0}$ и $\tau_{2,0}$ строится график температур

$\tau_{1,0} = f(t_{om})$, также $\tau_{2,0} = f(t_{om})$, (рисунок 2.2).

Таблица 2.5 – В подающей и обратной магистрали температура сетевой воды зависит от температуры наружного воздуха.

Тем-ра нар. воздуха t_n , $^{\circ}\text{C}$	8	5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30
Тем-ра сет. воды, $^{\circ}\text{C}$									
$\tau_{1,0}$	38,8	42,5	50,0	57,2	64,1	70,8	77,3	83,7	90,0
$\tau_{2,0}$	33,6	37,1	42,5	47,6	52,4	57,1	61,5	65,8	70,0

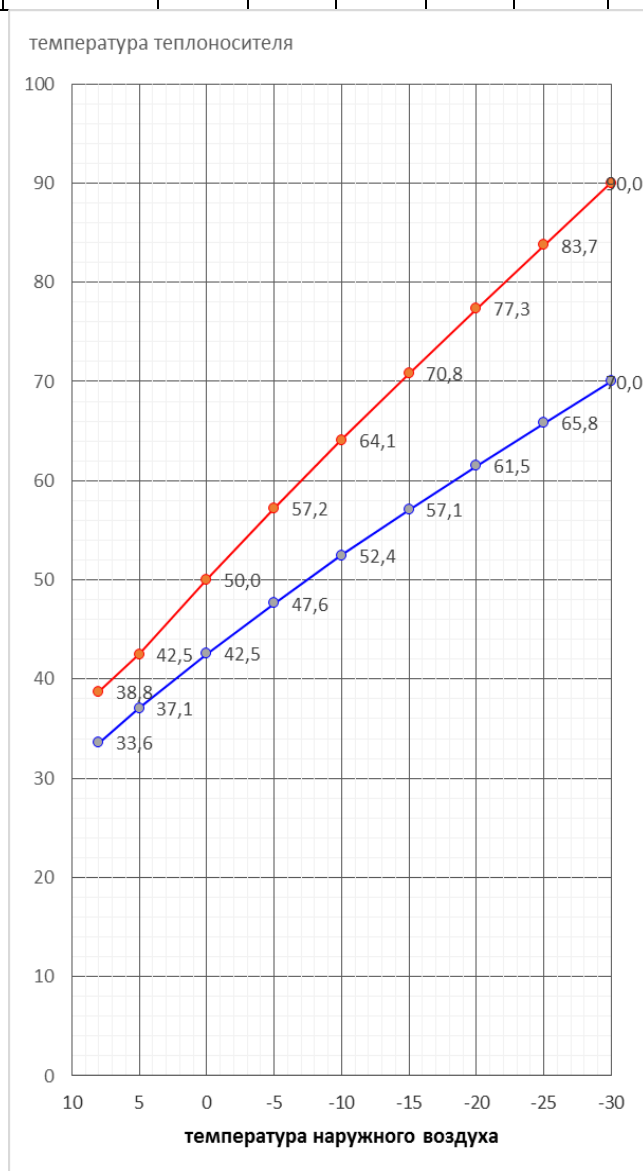


Рисунок 2.2

Температурный график отопительного сезона

3 ТЕПЛОВАЯ СЕТЬ

3.1 Определение расчетных расходов сетевой воды

Запроектирована двухтрубная, закрытая система теплоснабжения. По методике [1] производился расчет.

Расчет необходимый для расхода теплоносителя (т/ч) в трубопроводах для обеспечения теплом рассчитывается по формуле:

$$G_o = \frac{3,6Q_o}{c(\tau'_{1,0} - \tau'_{2,0})}, \text{ т/ч}, \quad (3.1)$$

Откуда Q_o является максимально тепловым потоком для отопления;

c – удельная теплоемкость воды, $c = 4,19$ кДж/кг $^{\circ}$ К.

В качестве примера, далее приводиться расчёт расходов сетевой воды для спортзала. Расход сетевой воды на отопление составляет:

$$G_o = \frac{3,6 \cdot 0.0297}{4,19 \cdot (90 - 70)} = 1.28, \text{ т/ч},$$

Подобным образом рассчитываются расходы теплоносителя на прочие жилые и административные здания. Результат расчетов приведен в таблице 3.1.

Расчетный расход сетевой воды на вентиляцию общественных зданий определяются при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования вентиляции $t_{н.в.}$:

$$G_v = \frac{3,6 \cdot 0,02688}{4,19 \cdot (90 - 70)} = 1,15, \text{ т/ч} \quad (3.2)$$

Расход на горячее водоснабжение представлен в таблице 2.3

Таблица 3.1 – Рассчитанные расходы сетевой воды

№	Обозначение потребителя	Рассчитанные расходы сетевой воды, т/ч			
		G_o^p	G_B^p	$G_{ГВ}$	$G_{сум}=G_o+G_B$
1	Столовая	1,28	1,15	1,074	2,43
2	Жилой комплекс	2,91	0	1,44	2,91
3	Спортзал	2,91	1,65	0,81	4,49
4	Жилищное пом.	1,46	0	0,48	1,46
5	Жилищное пом.	1,46	0	0,48	1,46
6	Жилищное пом.	1,46	0	0,48	1,46
7	Пункт контроля	0,16	0	0	0,16
8	Жилищное пом.	1,46	0	0,48	1,46
9	Жилищное пом.	1,46	0	0,48	1,46
10	Жилищное пом.	1,46	0	0,48	1,46
11	Склад	0,77	0	0	0,77
12	Административное	2,34	0	0,32	2,34
13	Водозабор	0,320	0	0	0,32
14	Хозблок	0,51	0	0,432	0,51
	Всего	19,14	3,59	6,96	22,73

3.2 Конструирование и механический расчёт тепловой сети,

построение монтажной схемы

Способ заложения теплосетей регламентирован [1], рекомендации даны [10-12]. В настоящей работе принята 2-х трубная подземная прокладка в непроходных лотках КЛ90-45, КЛ60-45 [6].

Ширина лотков до 1 м и массе до 1,6 т лотки и покровные плиты изготавливаются длиной 3 м.

Днище лотков закладывают на песчаную подготовку соблюдая уклон 0,002 в сторону, где расположены тепловые камеры, в них воздвигнуты дренажные приемки. Слив воды делают в спец. колодцы, собранные из ж/б колец КС-15-10 с отводом ее в канализацию либо забором в бочку на автомашине.

По всей протяженности теплосетей, где есть установка запорной арматуры, спусковых и воздушных патрубков, проектированы тепло фрикционные камеры либо колодцы. Камеры собраны из ж/бетонных элементов: фундаментных блоков и плит перекрытия. Переход труб с крупного диаметра к уменьшенному выполняется исключительно в теплофрикционных камерах.

Были спроектированы опоры трубопроводов, предусмотрены опоры подвижные скользящего вида. Расстояние меж, которыми избирается от диаметра трубопровода [6]. В качестве неподвижных опор трубопроводов, запроектированы лобовые двух упорные опоры с защитой от электрической коррозии по ГОСТ 30732-2006.

В бакалаврской работе заложены стальные электро-газо-сварные трубы с прямым швом, трубы определяются по ГОСТ 10704-91 из стали марки В-20 по ГОСТ 1050-74** Ду: 38х2,5; 45х2,5; 57х3,5; 108х4,0; 159х4,5 мм где предусматривается защита с скорлупной полиэтиленовой оболочкой для тепловой изоляции по ГОСТ 30732-2006.

В местах где труба изогнута под углом 90° применяется в соответствии ГОСТ 17375-83 из стали 21 заводского изготовления Т 52 серию 4.903-10 выпуска №1. В местах разветвления трубопроводы спроектированы по ГОСТу 17376-83 производственного типа Т 90 серии 4,903-10 выпуска №1.

Стыки разных диаметров труб свариваются переходниками обозначенные ГОСТ 17378-83 из стали 21 заводского изготовления Т 57 серии 4.903-10, выпуск 1.

Спускная и запорная арматура является стальными шаровыми кранами «Баломакс».

Также используем участки с самокомпенсацией для компенсации температурных удлинений - участки трубопровода с поворотами на 90° -120°, и компенсаторы П-образного типа.

Механический расчёт

П-образный компенсатор способен деформироваться под действием теплового удлинения труб в пределах допустимого изгибающего напряжения. При изменении температуры изменяется длина трубопровода. В следствии чего получается вылет смещения на величину $\Delta l/2$, а спинка – в корзинку. Поэтому в изгибе спинки возникает напряжение, а внутри – сжатие.

Полностью тепловое удлинение трубопровода определяем по следующей формуле, мм:

$$\Delta l = \sqrt{\Delta l_x^2 + \Delta l_y^2} \quad (3.3)$$

Для симметричных участков, на которых установлены компенсаторы п-образного типа, относительно оси Y, тепловое удлинение в направлении оси Y принимаем равное нулю, т.е. $\Delta l_y = 0$. В этом случае полное тепловое удлинение равно $\Delta l = \Delta l_x$.

Рассчитываем максимально возможное удлинение трубопровода для того чтобы тепловая сеть работала без аварий, т.е. в расчёте выбираем максимальную температуру теплоносителя, а температуру окружающей среды – считаем минимальной.

Полное тепловое увеличение расчетного участка трубопроводов между неподвижной опорой и тепловыми камерами рассчитывается по следующему алгоритму:

Температура т/н в трубопроводе; принимаемая для T1 $\tau=90^\circ\text{C}$ [2, п.7.34],
для T2 $\tau=70^\circ\text{C}$ - τ

температура воздуха для исчисления отопления $t_o= - 30^\circ\text{C}$ - t_o

Для трубопровода отопления на подающем и обратном проектируем П-образные компенсаторы с предварительной растяжкой. Узнаем расчётные параметры для температурного удлинения трубопроводов и для определения размеров П-образных компенсаторов:

$$\Delta x = \varepsilon \Delta l, \text{ мм}, \quad (3.4)$$

коэффициент, учитывающий расслабление компенсационных напряжений и предварительную растяжку компенсатора в размере 50% полного температурного удлинения Δl ; принимаем, согласно [6], $\varepsilon=0,5$.

Итоги расчёта П-образных компенсаторов представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры П-образных компенсаторов

нумерация компенсаторов	Условный диаметр, в метрах	дистанция от опоры до опоры	Изменение длины труб	Рассчитанное изменение длины в следствии теплового воздействия	длина	высота	Действие силы на изгиб в мегапаскалях	
							А	В
К-1	0,1	84	0,018144	0,009072	1,2	0,9	1,112	52,18
К-2	0,1	80	0,01728	0,00864	1,2	0,9	1,112	49,71
К-3	0,1	80	0,01728	0,00864	1,2	0,9	1,112	49,71
К-4	0,1	80	0,01728	0,00864	1,2	0,9	1,112	49,71
К-5	0,1	80	0,01728	0,00864	1,2	0,9	1,112	49,71
К-6	0,05	60	0,01296	0,00648	0,8	0,5	0,852	30,58
К-7	0,05	60	0,01296	0,00648	0,8	0,5	0,852	30,58
К-8	0,05	60	0,01296	0,00648	0,8	0,5	0,852	30,58
К-9	0,032	46	0,009936	0,004968	0,8	0,4	0,557	16,25
К-10	0,032	40	0,00864	0,00432	0,8	0,4	0,557	14,15
К-11	0,032	50	0,0108	0,0054	0,8	0,4	0,557	17,65
К-12	0,032	50	0,0108	0,0054	0,8	0,4	0,557	17,65
К-13	0,032	50	0,0108	0,0054	0,8	0,4	0,557	17,65

Изгибающие усилия не превышают допустимых $\sigma_{\text{доп}} = 80 \text{ МПа}$

В качестве компенсирующих труб использован трубопровод с углом поворота от 90° до 120°.

Изменения длин трубопровода определяем:

в местах, где трубопровод имеет угол 90 градусов считаем по методу [6].

Исчисляем коэффициенты - n; A; B; C,

$$n = \frac{l_{\theta}}{l_m}; \quad (3.5)$$

$$A = \frac{3(n^3 + 4n^2 + 3)}{n(n+1)} \quad (3.6)$$

$$B = \frac{3(3n^3 + 4n + 1)}{n^3(n+1)} \quad (3.7)$$

$$C_{(a)} = \frac{1,5(n^3 + 2n^2 + 1)}{n(n+1)} \quad (3.8)$$

$$C_{(\theta)} = \frac{1,5(n^3 + 2n + 1)}{n^2(n+1)} \quad (3.9)$$

$$C_{(c)} = \frac{3(n^2 + 1)}{n(n+1)} \quad (3.10)$$

Исчисляем необходимые силы для упругой деформации: P_x и P_y (кН)

$$P_x = A \frac{\alpha EI \Delta t}{10^7 l_m^2} \quad (3.11)$$

$$P_y = B \frac{\alpha EI \Delta t}{10^7 l_m^2} \quad (3.12)$$

Определяем напряжения для изгибающихся компенсаторов по формулам (МПа):

$$\sigma_{u(a)}^{\kappa} = C_{(a)} \frac{\alpha E D_n \Delta t}{10^7 l_m}; \quad (3.13)$$

$$\sigma_{u(\theta)}^{\kappa} = C_{(\theta)} \frac{\alpha E D_n \Delta t}{10^7 l_m} \quad (3.14)$$

$$\sigma_{u(c)}^{\kappa} = C_{(c)} \frac{\alpha E D_n \Delta t}{10^7 l_m} \quad (3.15)$$

Итоги расчёта участков само компенсации приводим в таблицу 3.3

Таблица 3.3 – Результат расчёта самокомпенсирующихся участков

Углы пов-та	La	Lm	n	A	B	Ca	Cb	Cc	σa	σb	σc	dn
Уг.Пов.1	16	16	1	12,00	9,00	3,00	3,00	3,00	0,024	6,22	0,024	0,108
Уг.Пов.2	16	26	0,62	14,33	29,44	3,00	6,04	4,16	0,009	33,08	0,013	0,108
Уг.Пов.3	36	50	0,72	13,19	19,88	2,92	4,73	3,68	0,002	18,93	0,003	0,108
Уг.Пов.5	16	30	0,53	15,74	42,37	3,16	7,63	4,71	0,007	55,62	0,011	0,108
Уг.Пов.6	17	30	0,57	15,09	36,29	3,08	6,90	4,46	0,004	23,53	0,005	0,057
Уг.Пов.7	24	34	0,71	13,32	20,88	2,93	4,88	3,73	0,003	10,71	0,004	0,057
Уг.Пов.8	19	24	0,79	12,70	15,74	2,91	4,11	3,44	0,006	7,18	0,007	0,057
Уг.Пов.9	15	40	0,38	21,03	105,62	3,88	13,98	6,64	0,002	72,56	0,003	0,038
Уг.Пов.10	16	36	0,44	18,12	67,79	3,46	10,39	5,60	0,003	57,57	0,005	0,057
Уг.Пов.11	16	20	0,80	12,65	15,34	2,91	4,05	3,42	0,008	6,93	0,009	0,057
Уг.Пов.12/13	12	26	0,46	17,57	61,47	3,39	9,74	5,39	0,005	50,04	0,009	0,057
Уг.Пов.14/15	17	34	0,50	16,50	50,00	3,25	8,50	5,00	0,003	37,21	0,005	0,057
Уг.Пов.16/17	20	27	0,74	13,03	18,53	2,91	4,54	3,60	0,003	6,03	0,004	0,038
Уг.Пов.18	20	33	0,61	14,46	30,60	3,02	6,19	4,21	0,002	12,30	0,003	0,038
Уг.Пов.19/20	7	16	0,44	18,36	70,62	3,50	10,68	5,68	0,010	40,70	0,016	0,038
Уг.Пов.21	20	20	1,00	12,00	9,00	3,00	3,00	3,00	0,005	2,19	0,005	0,038
Уг.Пов.22	20	33	0,61	14,46	30,60	3,02	6,19	4,21	0,002	12,30	0,003	0,038
Уг.Пов.23/24	24	44	0,55	15,49	40,00	3,13	7,35	4,62	0,001	21,35	0,002	0,045
Уг.Пов.12/26	26	32	0,81	12,58	14,77	2,91	3,96	3,38	0,002	4,38	0,002	0,038
Уг.Пов.27/28	21	44	0,48	17,10	56,37	3,33	9,20	5,22	0,001	29,46	0,002	0,038
Уг.Пов.29	26	30	0,87	12,34	12,63	2,92	3,62	3,25	0,002	3,52	0,003	0,038
Уг.Пов.30/31	10	26	0,38	20,55	98,83	3,81	13,37	6,47	0,004	65,96	0,007	0,038
Уг.Пов.32	20	40	0,50	16,50	50,00	3,25	8,50	5,00	0,001	24,81	0,002	0,038
Уг.Пов.33/34	13	18	0,72	13,18	19,72	2,92	4,71	3,67	0,007	6,59	0,008	0,038
Уг.Пов.35	16	37	0,43	18,54	72,79	3,52	10,90	5,75	0,002	42,51	0,003	0,038
Уг.Пов.36	30	60	0,50	16,50	50,00	3,25	8,50	5,00	0,001	24,81	0,001	0,038
Уг.Пов.37	10	14	0,71	13,24	20,27	2,92	4,79	3,70	0,011	6,85	0,014	0,038

Изгибающие усилия не превышают допустимых $\sigma_{\text{доп}} = 80 \text{ МПа}$

3.3 Гидравлический расчет водяной

Главной целью данного расчёта трубопроводов тепловой сети является подбор диаметров трубопроводов и при данных расходах и потери давления т/н при определённом перепаде давления.

Определение диаметров трубопроводов производится при суммарных зимних расчетных часовых расходах теплоносителя. Независимо от результатов расчета наименьшие диаметры труб принимают: для распределительных сетей 40 мм и для ответвлений к отдельным зданиям 25 мм [6].

Зная длины и расходы расчетных участков задаваясь диаметром трубопровода и скоростями до 3,5 м/с, определяются потери давления на участках. Расчетная схема показана на рисунке 3.1.

По результатам гидравлического расчета разработана монтажная схема двухтрубной подземной тепловой сети. На ней показаны: подающие справа по ходу движения теплоносителя; обратные трубопроводы – слева; тепловые камеры, в местах ответвлений трубопроводов; колодцы.

Первоначально определив диаметры труб, на монтажной схеме размещают опоры (Н). Расстояние между опорами (Н) устанавливают в зависимости от диаметра трубопровода, типа компенсаторов, в зависимости от метода прокладки тепловых сетей, тепловых изменений и изменения давления теплоносителя [6, 9]. Между двумя опорами (Н) устанавливается П-образный компенсатор. На ответвлениях в теплокамерах установлена запорная арматура и спускная, согласно [8].

Монтажная схема предусматривает обозначение трубопроводов, неподвижных опор, компенсаторов, запорной арматуры, мест дренажа и отвода воздуха, тепловые камеры и колодцы. Монтажная схема тепловых сетей приведена в графической части проекта.

По итогам гидравлического расчета тепловой сети выясняется, какие диаметры трубопроводов необходимы на данных участках, где устанавливается оборудование и запорно-регулирующая арматура. В результате используем

данные расчёта, которые произвели ранее рассчитываем потери давления и напоры, которые должен развить сетевой насос. Следуя расчёту, выстраиваются пьезометрические графики, для определения способов подключения потребителей и подбора типовых каналов.

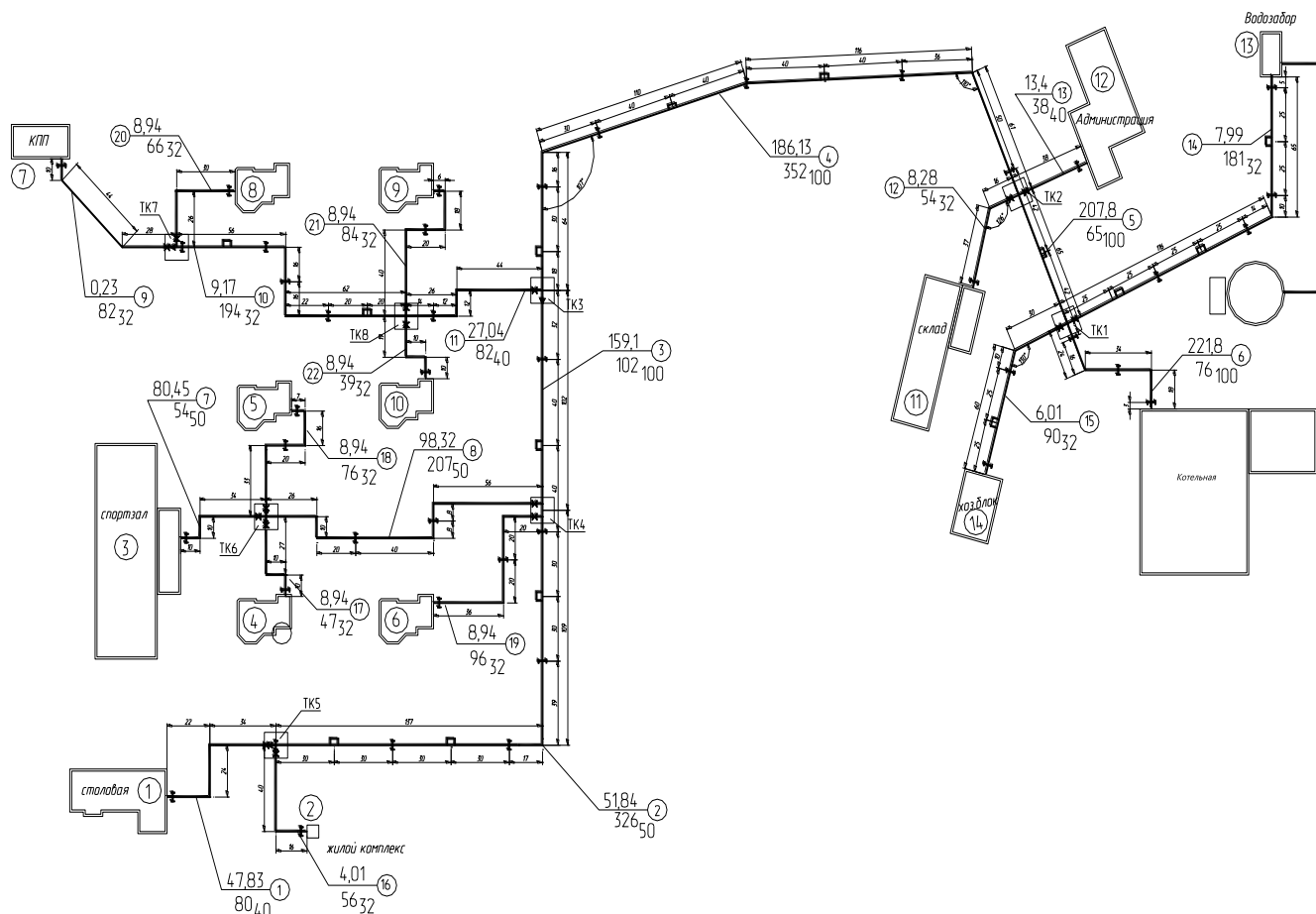


Рисунок 3.1

Расчетная схема

На каждом участке теплосети имеются потери давления их и определяем методом удельных потерь давления на трение и эквивалентных длин.

В закрытой схеме теплоснабжения, расходы теплоносителя в подаче и обратке трубопровода равны, и выполняем расчёт данных трубопроводов, давления в обратном и подающем принимаются одинаковыми.

Скорость движения в трубопроводе т/н не должна быть больше чем 3,5 м/с принимаем шероховатость внутренней поверхности труб $k=0,0005$ м [6].

Длину для каждого участка определяем по расчётной схеме, а характеристику местных сопротивлений по справочнику [6].

Далее по плану суммируем длины участков трубопровода и эквивалентные длины местных сопротивлений l_{Σ} для того чтобы узнать приведённую длину участка $l_{пр}$. Общие потери давления на участке определяются как произведение удельных линейных потерь R на приведённую длину участка $l_{пр}$.

$$P = R \cdot l_{пр} = R (l_{\phi} + l_{\Sigma}), \text{ Па} \quad (3.16)$$

Затем делаем увязку потерь давления на ответвлениях и располагаемое давление, так чтобы невязка не превышала более 10%. Если потребуется на вводе в здания устанавливаются дроссельные шайбы [13]. Расчет сводится в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Гидравлический расчёт

№	G, м³/ч	D _y , м	S, м²	ℓ _φ , м	ℓ _Σ , м	ℓ _{пр} = ℓ _φ + ℓ _Σ	v, м/с	R, Па/м	R·ℓ _{пр} , Па	H, м	ΣR·ℓ _{пр} , Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2,43	0,04	0,00125	80	5,4	85,40	0,54	144,1	12309,6	1,23	12309,63
2	5,35	0,05	0,00196	246	11,3	257,3	0,76	198,0	50937,2	5,09	63246,90
3	14,23	0,1	0,00785	102	9,4	111,4	0,50	40,8	4546,7	0,45	67793,61
4	18,79	0,1	0,00785	352	35,5	387,5	0,66	66,4	24720,4	2,57	93514,03
5	21,90	0,1	0,00785	65	35,5	100,5	0,77	86,8	8724,15	0,87	102238,1
6	22,73	0,1	0,00785	76	10,0	86,0	0,80	92,6	7966,59	0,80	110204,7
7	4,49	0,05	0,00196	54	2,5	56,5	0,64	145,8	8238,66	0,82	8238,66
8	7,42	0,05	0,00196	162	4,1	166,1	1,05	351,3	58359,1	5,84	66597,76
										ΔP %	-5,30
9	0,16	0,032	0,000803			84,7	0,06	3,7	311,51	0,03	311,51
10	1,63	0,032	0,000803			158,3	0,56	206,0	32606,1	3,26	32917,67
11	4,56	0,04	0,001256			88,3	1,01	432,3	38161,1	3,82	71078,80
										ΔP %	-4,85
12	0,77	0,032	0,000803	54	0,9	54,9	0,27	55,5	3045,72	0,30	3045,72
13	2,34	0,04	0,001256	38	0,7	38,7	0,52	135,0	5220,23	0,52	5220,23
14	0,32	0,032	0,000803	181	6,8	187,8	0,11	11,7	2197,55	0,22	2197,55
15	0,51	0,032	0,000803	90	3,8	93,8	0,18	27,2	2553,85	0,26	2553,85
16	2,91	0,032	0,000803	56	1,1	57,1	1,01	569,9	32522,18	3,25	32522,18
17	1,46	0,032	0,000803	47	1,6	48,6	0,51	171,2	8319,58	0,83	8319,58
18	1,46	0,032	0,000803	76	3,0	79,0	0,51	171,2	13521,32	1,35	13521,32
19	1,46	0,032	0,000803	96	1,6	97,6	0,51	171,2	16707,64	1,67	16707,64
20	1,46	0,032	0,000803	56	1,1	57,1	0,51	171,2	9768,95	0,98	9768,95
21	1,46	0,032	0,000803	84	3,0	87,0	0,51	171,2	14890,80	1,49	14890,80
22	1,46	0,032	0,000803	39	1,6	40,6	0,51	171,2	6950,10	0,70	6950,10

Определяется необходимый объём подпитки для закрытой системы тепло-снабжения с суммарной тепловой нагрузкой 0,53 МВт.

Объём требуемой воды в системе определяем по уравнению:

$$V = 0,53 \cdot (40 + 25) = 31,8 \text{ м}^3$$

удельный объём сетевой воды в системах отопления жилых и общественных зданий, $V_m = 25 \text{ м}^3 / \text{МВт} \cdot \text{ч}$ - V_m

Объём подпитки

$$G_{nn} = 0,0075 \cdot V; \quad (3.17)$$

$$G_{nn} = 0,0075 \cdot 31,8 = 0,24 \text{ м}^3 / \text{ч}.$$

Требуемый напор подпиточных насосов:

$$H_{nn} = H_{ст} - H_6 + H_{nc}, \quad (3.18)$$

$$H_{nn} = 12 + 2 + 3 = 17 \text{ м}.$$

К установке принимается насос Grundfos UPA 15-90 N, рабочая точка $H=17,2\text{м}$, $G=0,25 \text{ м}^3/\text{ч}$. Запасной насос на складе.

Необходимый напор сетевых насосов в период отопления зданий:

$$H_{сн} = H_{нк} + H_c + H_{аб}; \quad (3.19)$$

где $H_{нк}$ - потери напора в котлах и станционных коммуникациях, 3 м - $H_{нк}$
 H_c - потери напора в подающих и обратных теплопроводах, 37 м - H_c
 $H_{аб}$ - требуемый напор у абонентов, 15 м - $H_{аб}$

$$H_{сн} = 3 + 37 + 15 = 55 \text{ м}$$

Количество воды, расходуемой в зимний период: $G = 22,7 \text{ м}^3/\text{ч}$

К установке принимаются один рабочий и один резервный насос Grundfos CRE 20-6 A-F-A-E-HQE – 99071662. Характеристика насоса представлена на рисунке 3.2.

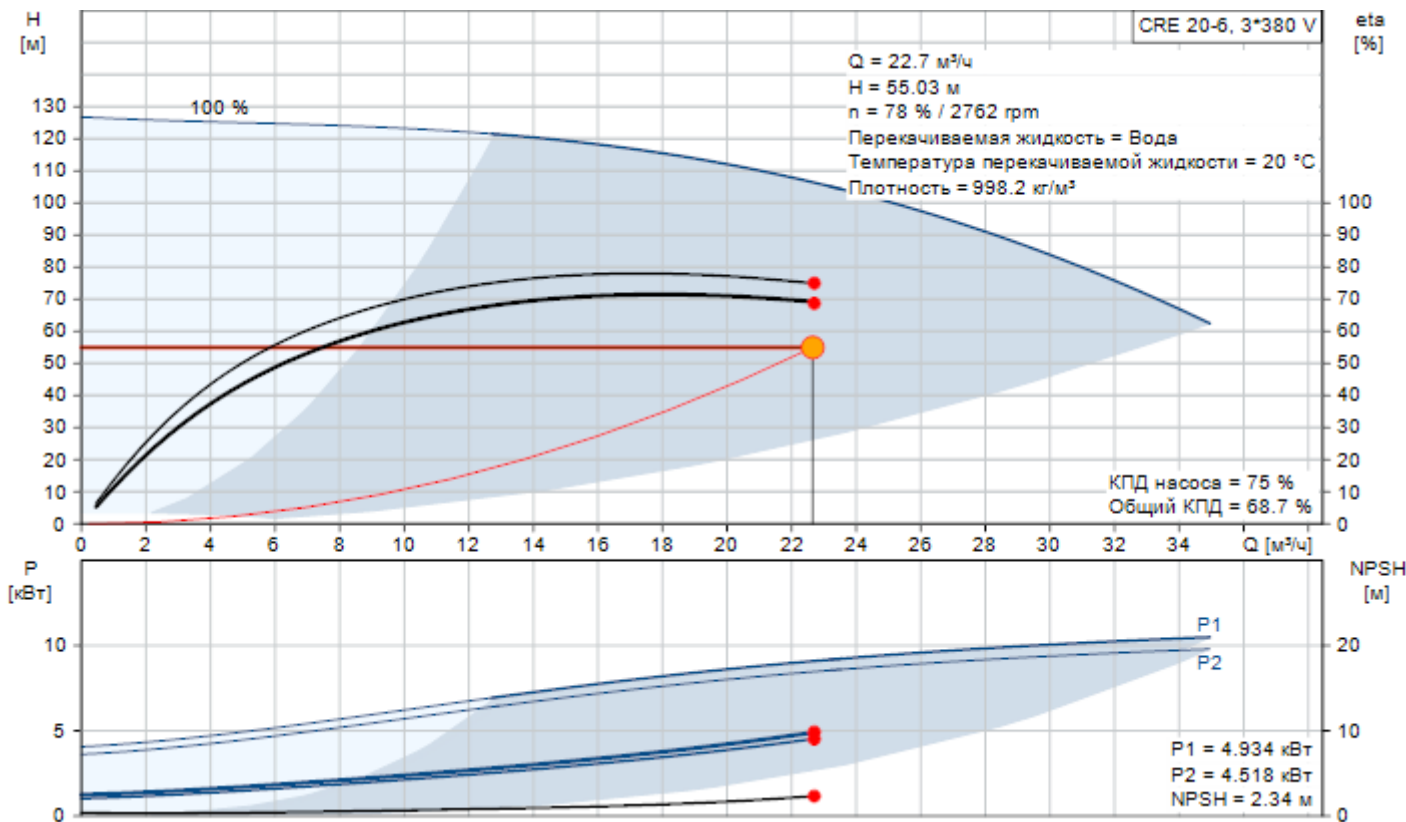


Рисунок 3.2

Характеристика насоса CRE 20-6

Пьезометрический график

Графики давлений разрабатываются для водяных тепловых сетей при состоянии покоя теплоносителя (гидростатический режим) и при установившемся движении теплоносителя (гидродинамический режим). Графики разрабатываются для основной расчетной магистрали и характерных ответвлений,

Условно принимается, что отметка прокладки трубопроводов, установки насосов и нагревательных приборов в первом этаже зданий совпадает с отметкой земли. Высшее положение воды в местной системе принимается равным высоте здания [6, 9], [1].

По пьезометрическому графику исчисляется перепад напора в некоторой точке теплосетей; влияние отметки местности на высотные отметки подсосов и единенных домов рассчитанных потерь напора в сети и другие параметры.

При построении графика за начало координат принимается отметка 61,9 (котельная). Высота этажа принимается 3 м. Т.к. заглубления трубопроводов не более 1,5 м ось теплотрассы принимается совпадающей с отметкой рельефа местности.

Во избежание вскипания теплоносителя его давление на всех участках подающих трубопроводов необходимо быть больше давления водных паров при температуре в системе выше 100°C. При температуре подаваемой воды 90°C минимальный пьезометрический напор в подающих линиях равен:

$$H_{\text{ст}} = H_{\text{зд}} + H_{\text{доп}} + Z_{\text{ТК}}, \quad (3.20)$$

где $H_{\text{зд}}$ – высота здания, м;

$Z_{\text{ТК}}$ – геодезическая высота, м;

$H_{\text{доп}}$ – избыточный напор 3...5 м.

$$H_{\text{ст}} = 3 + 5 + 4 = 12 \text{ м}$$

Задаваясь напором в Т2 задан $P_{\text{п}}=18$ м; и зная потери напора на расчётных участках (таблица 3.2), вычисляются следующие параметры:

$$H_1=18,0+0,80=18,80 \text{ м}; \quad H_2=18,80+0,87=19,67 \text{ м}; \quad H_3=19,67+2,57=22,24 \text{ м};$$

$$H_4=22,24+0,45=22,69 \text{ м}; \quad H_5=22,69+5,09=27,78 \text{ м}; \quad H_6=27,78+1,23=29,01 \text{ м}$$

величина напоров в Т1:

$$H_6=29,01+0,8=29,81 \text{ м}; \quad H_5=29,81+0,87=30,68 \text{ м}; \quad H_4=30,68+2,57=33,25 \text{ м};$$

$$H_3=33,25+0,45=33,70 \text{ м}; \quad H_2=33,70+5,09=38,79 \text{ м}; \quad H_1=38,79+1,23=40,02 \text{ м};$$

$$\text{располагаемый напор в летний период } H_1^{\text{рас}}=40,02-29,81=10,21 \text{ м};$$

Определение напоров в Т2: по направлению от ТК-4 до спортзала.

$$H_7=29,01+0,82=29,83 \text{ м}; \quad H_8=29,83+5,84=35,67 \text{ м};$$

величина напоров в Т1:

$$H_8=35,67+0,82=36,49 \text{ м}; \quad H_7=36,49+5,84=42,33 \text{ м};$$

$$\text{располагаемый напор в зимний период } H_8^{\text{рас}}=42,33-35,67=6,66 \text{ м};$$

Расчёт напоров в обратной магистрали: по направлению от ТК-3 до КПП в зимний период.

$$H_{11}=22,69+3,82=26,51 \text{ м}; \quad H_{10}=26,51+3,26=29,77 \text{ м}; \quad H_9=29,77+0,03=29,80 \text{ м};$$

величина напоров в Т1:

$$H_9=29,80+0,03=29,83 \text{ м}; \quad H_{10}=29,83+3,26=33,09 \text{ м}; \quad H_{11}=33,09+3,82=36,91 \text{ м};$$

располагаемый напор в зимний период $H_{11}^{\text{рас}} = 41,80 - 29,80 = 12,0$ м.

Т.к. располагаемый напор в подающей магистрали не превышает 60 м (предел прочности чугунных радиаторов) все дома и строения подсоединяются к теплосети по зависимой схеме, согласно жёстким требованиям СП 41-101-95 пункт 3.3. Пьезометрический график для основного расчётного направления приведен графической части.

Продольный профиль

Данный профиль тепловых сетей строим от точки подключения в котельной по расчётному направлению до столовой. При построении продольного профиля необходимо учитывать сокращения расходов на земляные работы для минимально возможного заглубления каналов и теплофикационных камер, а также унификация ж/б изделий. Также нужно стремиться уменьшить расходы на строительные и монтажные работы. Уменьшение числа переломов профиля способствует уменьшению расходов. Ломанный профиль удорожает строительство и усложняет эксплуатацию тепловых сетей из-за острой надобности строительства дополнительных камер для размещения и obsługi спускного оборудования и воздушников. Продольный профиль тепловых сетей основного расчётного направления приведен в изобразительной части.

Габаритные размеры камер считаем исходя из размещения в них оборудования и особенностей ответвления трубопроводов. Размеры ж/б конструкций, фазанины и арматуры выбирается из методической литературы [6-9]. На рисунке 3.3 показан разрез тепловой камеры на котором отражены отметки высот, пересечения труб разного диаметра, фрагменты разрезов каналов.

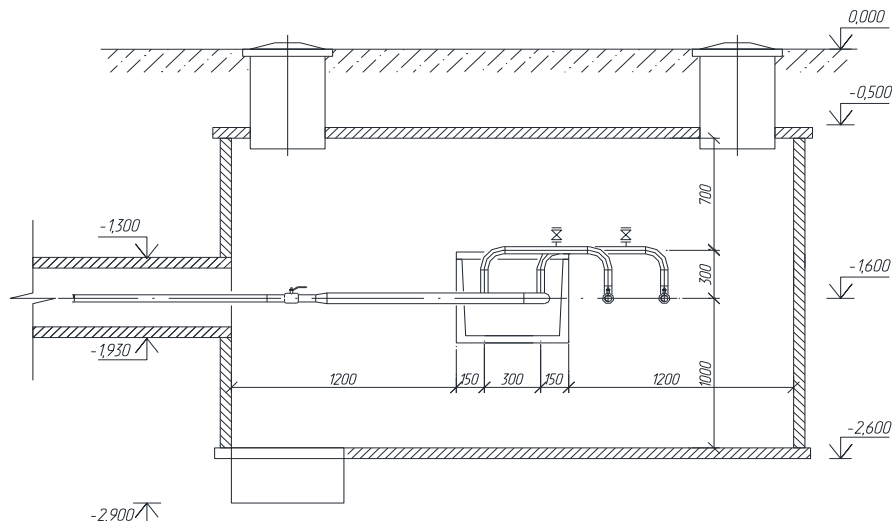


Рисунок 3.3
Разрез тепловой камеры

3.4 Расчёт и подбор тепловой изоляции

Для изоляции трубопровода применяем минераловатные скорлупы для при температуре т/н до 100 °С. $\lambda = 0,043 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С})$. Защитный слой из полиэтилена $\delta = 0,005 \text{ м}$ по ГОСТ 30732-2006.

Выбор данной теплоизоляции основываем на рекомендации по выбору и расчету теплоизоляционных конструкций приведены в литературе [3, 29, 30].

Считаем насколько эффективна данная изоляция тепловой сети, проложенной в каналах типа КЛ 90-45, КЛ 60-45. Годовая температура т/н $\tau_1 = 60 \text{ }^\circ\text{С}$, $\tau_2 = 45 \text{ }^\circ\text{С}$. Величина заглубления по оси канала $h = 1,2 \text{ м}$. Температура глины в зоне заглубления $t_0 = 6,7 \text{ }^\circ\text{С}$.

Исчисляются наружные и внутренние эквивалентные диаметры лотка КЛ 90-45:

$$d_{\text{в.э.}} = \frac{4 \cdot F}{P}; \quad (3.21)$$

$$d_{\text{н.э.}} = \frac{4 \cdot 0,96 \cdot 0,46}{2 \cdot \sqrt{0,96^2 + 0,46^2}} = 0,68 \text{ м}; \quad d_{\text{в.э.}} = \frac{4 \cdot 0,91 \cdot 0,45}{2 \cdot \sqrt{0,91^2 + 0,45^2}} = 0,62 \text{ м}.$$

Берем $\lambda = 8,15 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{К})$ внутри лотка.

Термосопротивление на внутри поверхности лотка высчитываем:

$$R_{n.к.} = \frac{1}{\pi \cdot d_{в.э.} \cdot \lambda}; \quad (3.22)$$

$$R_{n.к.} = \frac{1}{3,14 \cdot 0,62 \cdot 8,15} = 0,058 \text{ м} \cdot ^\circ \text{ К} / \text{Вт};$$

Когда нашли коэффициент теплопроводности конструкции канала (железобетон) $\lambda_{к.} = 2,04 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ \text{ К})$, можем посчитать термическое сопротивление стенок канала:

$$R_{к.} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{к.}} \cdot \ln \frac{d_{н.э.}}{d_{в.э.}}; \quad (3.23)$$

$$R_{к.} = \frac{1}{6,28 \cdot 1,92} \ln \frac{0,68}{0,62} = 0,032 \text{ м} \cdot ^\circ \text{ К} / \text{Вт}$$

Зная $\lambda_{тр} = 1,92 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ \text{ К})$ можем определить термосопротивление грунта:

$$R_{зп} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{зп}} \cdot \ln \frac{4 \cdot h}{d_{н.э.}}; \quad (3.24)$$

$$R_{зп} = \frac{1}{6,28 \cdot 1,92} \ln \frac{4 \cdot 1,5}{0,68} = 0,064 \text{ м} \cdot ^\circ \text{ К} / \text{Вт};$$

Общее термосопротивление лотка и глинистого грунта:

$$R_o = R_{к.} + R_{n.к.} + R_{зп}; \quad (3.25)$$

$$\text{КЛ6О-45 } R_o = 0,0032 + 0,0693 + 0,0679 = 0,1405 \text{ м} \cdot ^\circ \text{ К} / \text{Вт}.$$

$$\text{КЛ9О-45 } R_o = 0,0032 + 0,064 + 0,0584 = 0,1256 \text{ м} \cdot ^\circ \text{ К} / \text{Вт}.$$

Имея одинаковые диаметры на подаче и обратке и одинаковые толщины слоёв теплоизоляции термическое сопротивление основного слоя изоляции для трубы 108х4:

$$R_u = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_u} \cdot \ln \frac{d_u}{d_n}; \quad (3.26)$$

$$R_u = \frac{1}{6,28 \cdot 0,0043} \ln \frac{0,268}{0,108} = 1,008 \text{ м} \cdot ^\circ \text{ К} / \text{Вт};$$

Термосопротивление защитного слоя для каждой в отдельности трубы:

$$R_{nc} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{nc}} \cdot \ln \frac{d_{nc}}{d_u}; \quad (3.27)$$

$$R_{nc} = \frac{1}{6,28 \cdot 0,085} \ln \frac{0,268}{0,273} = 0,0241 \text{ м} \cdot ^\circ \text{ К} / \text{Вт}$$

коэффициент покровного слоя, $\lambda_{nc} = 0,0851 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{К})$

диаметр снаружи теплопровода с учетом защитного слоя, $d_{nc} = 0,273 \text{ м}$;

Итоговое термосопротивление трубных проводов Т1, Т2 $D \times S = 108 \times 4$:

$$\sum R = R_u + R_{nc}; \quad (3.28)$$

$$\sum R = 1,008 + 0,0241 = 1,6693 \text{ м} \cdot ^\circ\text{К} / \text{Вт}$$

Определяем температуру канального воздуха:

$$t_{\kappa} = \frac{\frac{\tau_1}{\sum R} + \frac{\tau_2}{\sum R} + \frac{t_o}{R_o}}{\frac{1}{\sum R} + \frac{1}{\sum R} + \frac{1}{R_o}}; \quad (3.29)$$

$$t_{\kappa} = \frac{\frac{60}{1,67} + \frac{47}{1,67} + \frac{6,7}{0,13}}{\frac{1}{1,67} + \frac{1}{1,67} + \frac{1}{0,13}} = 14,62 ^\circ\text{С};$$

Потери на 1 погонный метр заизолированными на подаче и обратке:

$$q_1 = \frac{\tau_1 - t_{\kappa}}{\sum R}; \quad (3.30)$$

$$q_2 = \frac{\tau_2 - t_{\kappa}}{\sum R}; \quad (3.31)$$

$$q_1 = \frac{60 - 17,83}{1,67} = 27,19 \text{ Вт} / \text{м};$$

$$q_2 = \frac{47 - 17,83}{1,67} = 15,21 \text{ Вт} / \text{м};$$

Суммированные на 1 погонный метр теплотери заизолированных теплопроводов:

$$q_u = q_1 + q_2; \quad (3.32)$$

$$q_u = 27,19 + 15,21 = 42,39 \text{ Вт} / \text{м}.$$

Сопротивление (термическое) сверху неизолированного теплопровода:

$$R_n = \frac{1}{\pi \cdot d_n \cdot \lambda}; \quad (3.34)$$

$$R_n = \frac{1}{3,14 \cdot 0,67 \cdot 8,15} = 0,17 \text{ м} \cdot ^\circ\text{К} / \text{Вт}$$

Теперь считаем при неизолированных теплопроводах температура канального воздуха:

$$t_k'' = \frac{\frac{60}{0,17} + \frac{47}{0,17} + \frac{6,7}{0,13}}{\frac{1}{0,17} + \frac{1}{0,17} + \frac{1}{0,13}} = 46,36 \text{ } ^\circ\text{C};$$

Далее на 1 погонный метр теплопотери неизолированных теплопроводов:

$$q_1'' = \frac{60 - 46,36}{0,17} = 266,3 \text{ Вт / м};$$

$$q_2'' = \frac{47 - 46,365}{0,17} = 207,62 \text{ Вт / м}.$$

Затем считаем сумму теплопотерь неизолированных теплопроводов:

$$q'' = q_1'' + q_2''; \quad (3.35)$$

$$q'' = 266,3 + 207,62 = 473,92 \text{ Вт / м}$$

Рассчитывается кпд тепловой изоляции:

$$\eta = \frac{q'' - q''}{q''} \cdot 100\%; \quad (3.36)$$

$$\eta = \frac{473,92 - 42,39}{473,92} \cdot 100\% = 91,3\%$$

Вывод: кпд теплоизоляции удовлетворительный.

Подобно описанному выше алгоритму, проводим расчёт термосопротивления теплоизоляции трубопроводов, уложенных в лотках КЛ6О-45 (таблица 3.5) для подачи и обратке остальных диаметров приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.5 – Результаты расчёта сопротивления канала

Наименование канала	а	б	S	П	λ_k	дв	дн	Rк
	м	м	м ³	м	Вт/(м·°K)	м	м	(м·°K)/Вт
КЛ6О-45	0,64	0,46	0,2944	2,2	2,04	0,54	0,59	0,0032
КЛ9О-45	0,96	0,46	0,4416	2,84	2,04	0,62	0,68	0,0032

Таблица 3.6 – Результаты расчётов толщины теплоизоляции труб

Вид и размеры трубопровода, мм	Толщи- на ос- новного слоя изоля- ции, м	внешний м	наружный диаметр с изоляцией м	длина м	объём изоля- ционного ма- териала куб.м	площадь покровного слоя кв.м
подача 38х2,5	0,05	0,038	0,138	1011	13,97	438,09
обратка 38х2,5	0,05	0,038	0,138	1011	13,97	438,09
подача 45х2,5	0,05	0,045	0,145	200	2,98	91,06
обратка 45х2,5	0,05	0,045	0,145	200	2,98	91,06
подача 57х3,5	0,05	0,057	0,157	462	7,76	227,76
обратка 57х3,5	0,05	0,057	0,157	462	7,76	227,76
подача 108х4	0,08	0,108	0,268	595	28,10	500,70
обратка 108х4	0,08	0,108	0,268	595	28,10	500,70

4 КОТЕЛЬНАЯ

4.1 Подбор оборудования блочно-модульной котельной

Корпус типовой котельной мощностью 1,0 МВт - два блок-модуля - обшитых сэндвич-панелями контейнера каркасного типа. В котельной предусмотрены дверь для защиты оборудования от несанкционированного доступа, окно/окна для обеспечения естественной приточно-вытяжной вентиляции через жалюзийные решетки и дефлекторы на крыше. В котельной также проводится охранная и пожарная сигнализации с выводом сигналов на пульт управления.

Отопление помещения котельной осуществляет агрегат воздушного отопления, который поддерживает температуру внутри котельной не ниже +10°C при температуре окружающей среды до -42°C.

Котельные установки мощностью 1 МВт относятся ко II категории по надежности отпуска тепла, степень огнестойкости корпуса котельной - II или III в зависимости от требований Заказчика. По взрывопожароопасности котельные соответствуют категории Г (по НПБ 105-03).

Блок-модули котельных установок поставляются на строительную площадку в полной заводской готовности. На месте эксплуатации блок-модули устанавливаются на железобетонный фундамент, соединяются в единую конструкцию, котельное и газовое оборудование подсоединяется к внешним инженерным сетям, производится пуско-наладка.

В котельной устанавливается два водогрейных котла Titan Prom 500 – 2 мощностью по 500 кВт. Котлы комплектуются атмосферными или вентиляторными двухступенчатыми горелками, а также пультами управления.

Система теплоснабжения котельной устроена по закрытой схеме. Котельная используется только для отопления потребителей. Для восполнения объема теплоносителя котельной устанавливаются подпиточные насосы.

Котельная укомплектована системой водоподготовки, которая приводит химические свойства воды в соответствии с нормами. Состав системы водоподготовки зависит от качества исходной воды и может включать в себя комплексы постоянного или переменного дозирования реагента, установки фильтрации, умягчения, обезжелезивания и натрий-катионирования.

Стоимость блочно-модульной котельной производства ООО «Котло-стройсервис» мощностью 1 МВт от 2 400 000 руб. Основные технические характеристики блочно-модульной котельной приведены в таблице 4.1.

4.2 Разработка тепловой схемы котельной

Блочно-модульная котельная представляет собой совокупность котлов и оборудования, включающего следующие устройства:

- для подачи и сжигания топлива (газовые горелки с мультиблоком);
- для очистки, химической подготовки и деаэрации воды;
- насосы исходной воды (используются насосы водозабора);
- циркуляционные – для циркуляции воды в системе теплоснабжения;
- подпиточные – для возмещения утечек в сетях;
- антиконденсатный насос;
- бак питательный (объем 2,5 м³);
- бак расширительный мембранный (объем 0,75 м³);
- дутьевые вентиляторы и воздушный тракт;
- системы автоматического регулирования подачи газа;

Тепловая схема котельной зависит от вида вырабатываемого теплоносителя и от схемы тепловых сетей, связывающих котельную с потребителями. Т.к. сеть закрытая, небольшой протяжённости предназначенная только для отопления и вентиляции установки дополнительных теплообменников не требуется.

Тепловая схема блочно-модульная котельная представлена в графической части проекта.

4.3 Расчёт и подбор вспомогательного оборудования

На-катионитовый фильтр представляет собой цилиндрический 2 сосуда изготовленных из стеклопластика. Внутри сосуда помещается слой катионита, вода подается в фильтр через автоматический модуль управления на слой фильтрующего катиона, под которым располагается дренажное устройство, состоящее из коллектора и трубки, присоединенных к нему. Отфильтрованная вода выходит через вентиль в бак питательной воды.

Для приготовления раствора соли применяют специальные аппараты — солерастворители, не отличающиеся по конструкции от катионитовых фильтров. В нижней части солерастворителя помещают три слоя кварцевого песка, различного по крупности состава, который служит для предотвращения выноса соли вместе с потоком воды. Поваренная соль загружается в аппарат через воронку, туда же через вентиль подводится вода для раствора соли. Раствор соли выходит через трубу и направляется в фильтр.

Подбор сетевых и подпиточных насосов приведён в разделе 3.3.

Основные технические характеристики блочно-модульной котельной производства ООО «Котлостройсервис» мощностью 1 МВт с котлами Titan Prom 500 приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
1	2	3
Номинальная теплопроизводительность (предельные отклонения $\pm 7\%$)	мВт	1,0
2.Вид топлива		Природный газ ГОСТ 5542
Коэффициент полезного действия, не менее	%	92
Присоединительное давление природного газа в системе, не более (P_n ; $P_{ср}$)	кПа	4,0 / 40,0
Диапазон регулирования теплопроизводительности относительно номинальной	%	От 40 до 100 включительно
Рабочее давление воды - на входе в котел, не более - на выходе из котла, не менее	МПа	0,6 0,35
Максимальная температура воды на выходе из котла	°C	115
Минимальная температура воды на входе в котел	°C	60
Расход воды, не менее	м ³ /ч	19,1
Гидравлическое сопротивление при расчетном перепаде температур 45°C, не более	МПа	0,03
Водяной объем котла	м ³	1,08
Поверхность нагрева	м ²	20,3
Минимальная температура уходящих газов при номинальной теплопроизводительности	°C	160
Давление в топке, не более	Па	600
Номинальное разрежение за котлом при номинальной теплопроизводительности, не более	Па	80
Содержание оксида азота (в пересчете на NO ₂) в сухих продуктах сгорания, приведенных к нормальным условиям (температура 0°C, давление 760 мм.рт.ст.) и при коэффициенте избытка воздуха равном 1, не более	мг/м ³	130

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3
Уровень звука на рабочем месте оператора, не более	дБа	80
Время срабатывания защитных устройств, не более	с	2
Напряжение питания электродвигателей и системы автоматизации, (при температуре окружающего воздуха от минус 10 до плюс 40 °С и при относительной влажности 80 %), (предельные отклонения +10 %; минус 15 %)	В	380/220
Удельное потребление электроэнергии, не более	кВт/МВт	1,4
Срок службы, не менее	Лет	10
Масса, не более	кг	2740
Удельная материалоемкость, не более	т/МВт	2,74

5 АВТОМАТИЗАЦИЯ РАБОТЫ БЛОЧНО-МОДУЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ

Модульная система автоматического контроля загазованности снабжена электронными блоками контроля и запорным электромагнитным газовым клапаном. Она предназначена для непрерывного контроля содержания угарного газа, топливных газов в воздухе и выдачи сигнализации (световой и звуковой) с отключением подачи газа в предаварийных ситуациях (при возникновении в контролируемом помещении концентрации газа на уровне сигнальной). Система автоматического контроля загазованности оснащена блоком управления и сигнализации котельной (БС-УК), на который выводятся сигналы об аварии технологического оборудования, взломе, пожаре и диспетчерским пультом (ПД), устанавливаемом в месте нахождения оператора котельной (определяется при разработке проекта привязки котельной). Технические требования, касающиеся места установки ПД и соединения его с БС-УК приведены в технической документации предприятия-изготовителя системы автоматического контроля загазованности.

Газооборудование горелки состоит из газового крана Ду50, продувочного газопровода с краном, регулируемыми и запорными клапанами с электромагнитными приводами и датчиками-реле давления газа.

Система автоматики безопасности и регулирования обеспечивает:

- автоматический пуск и останов котла;
- автоматическое регулирование температуры воды на выходе из котла;
- автоматическое двухпозиционное (100 и 30 %) регулирование теплопроизводительности котла;
- регулирование температуры воды на горячее водоснабжение;
- защиту, обеспечивающую отсекание подачи газа к горелке, в следующих аварийных ситуациях:
 - погасание пламени горелки;
 - понижение, повышение давления газа перед горелкой;

- понижение давления воздуха;
- увеличения давления в топке;
- отклонение от нормы давления воды за котлом;
- повышение температуры воды за котлом;
- при срабатывании защиты от токов короткого замыкания и перегрузок;
- отключение электроэнергии.

Предусмотрен контроль основных параметров работы котла и всей котельной показывающими приборами, установленными по месту:

температуры дымовых газов и воды до и после котла;

давления газа на горелке и после регулирующих клапанов;

давления воздуха на горелке;

давления воды на прямом и обратном трубопроводе, циркуляционном трубопроводе ГВС и трубопроводе исходной воды;

температуры воды до и после пластинчатого теплообменника.

Горелки поставляются комплектно с пультом управления, газооборудованием и вентилятором. Установлена светозвуковая сигнализация аварии котлов.

Схема функциональная автоматизации котельной показана на рисунке 5.1.

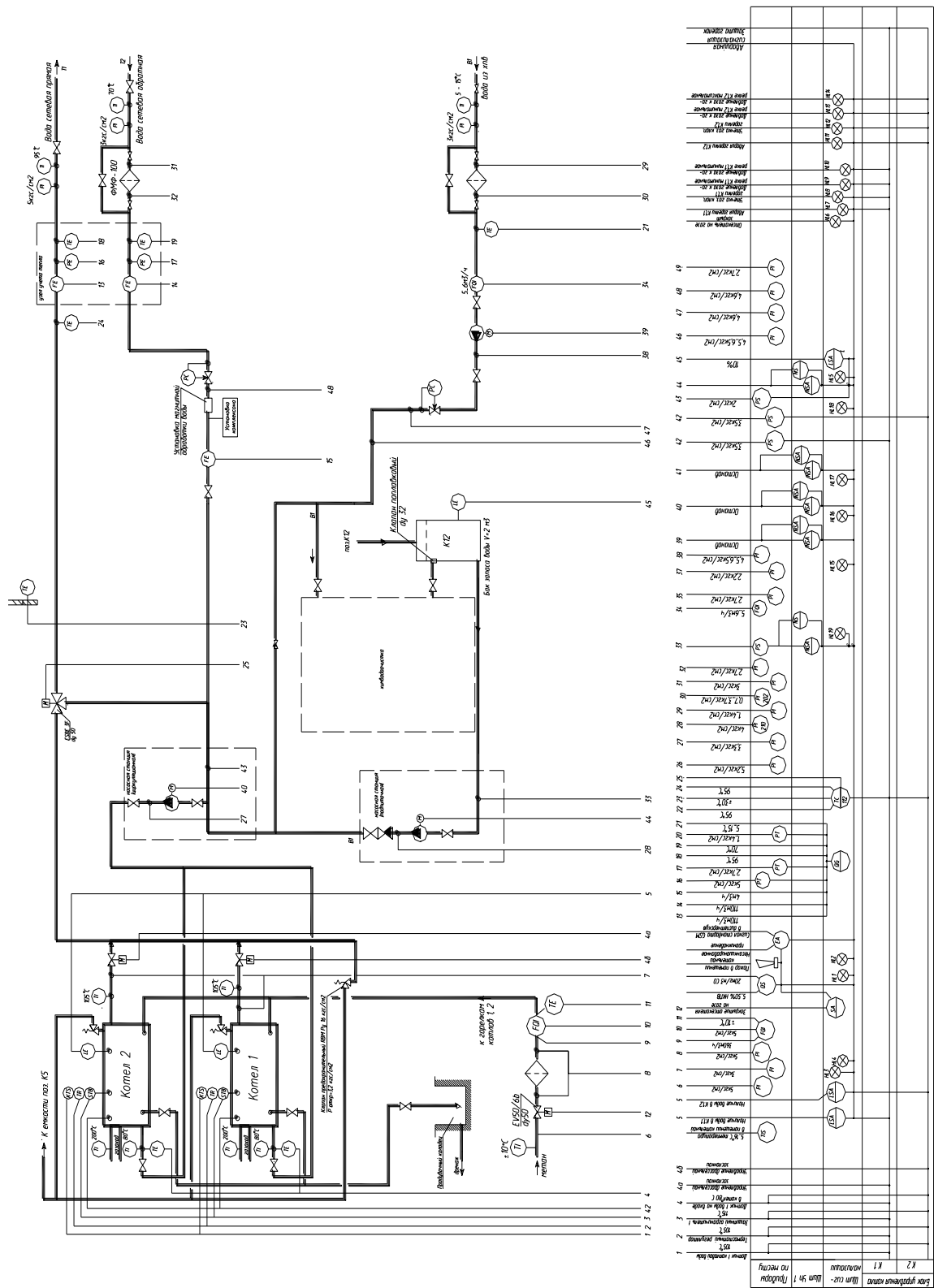


Рисунок 5.1
Схема функциональная автоматизации котельной

6 ОРГАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

Определение объёмов земляных работ

Проектируемая тепловая сеть общей протяжённостью составляет 2268 м, монтаж работ выполняется в один захват.

Чтобы определить весь объем работ определяем размеры лотков каналов (таблица 6.1)

Таблица 6.1 – Типы, размеры, кол-во лотков каналов

тип канала	а	б	F	P	dv	dh	λ_k	Rк
	м	м	м ³	м	м	м	Вт/(м·°K)	(м·°K)/Вт
КЛ60-45	0,64	0,46	0,2944	2,2	0,54	0,59	2,04	0,0032
КЛ90-45	0,96	0,46	0,4416	2,84	0,62	0,68	2,04	0,0032

По формуле определяем длину захватки без учёта тепловых камер и компенсаторных ниш по рисунку 6.1.

длина захватки, 2268 м - $l_{зах}$

средняя длина выемки для компенсатора, 1,5 м - l_k

число выемок для компенсатора 13 шт - n

$$l = 2268 - 2 \cdot 8 - (1,5 \cdot 13) = 2232,5 \text{ м}$$

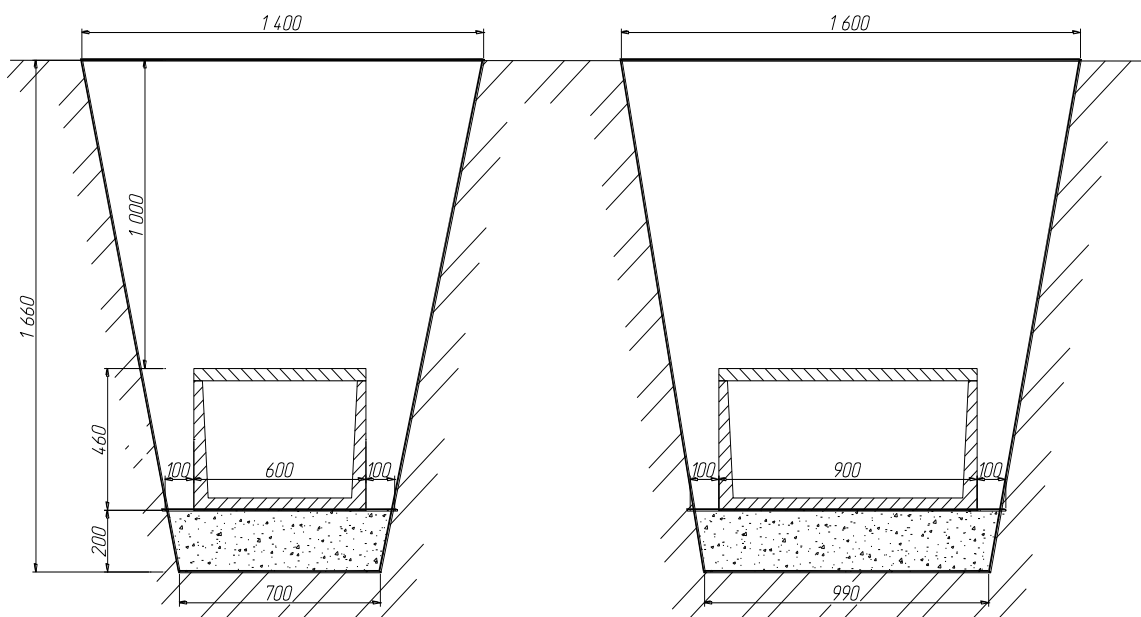


Рисунок 6.1

Расположение каналов КЛ 90-45 КЛ 60-45 в траншее

Среднее величина заглубления траншеи на захватке исчисляется:

$$h_{cp} = \frac{\sum_1^n h}{n}, \quad (6.2)$$

$$h_{cp} = \frac{1,6+1,6}{2} = 1,6м$$

где $\sum_1^n h$ - суммирование всех заглублений траншеи, м;

количество сечений, исчисляемое по участкам (некоторым точкам поверхности земли), равна 0,5 м - n

Весь объём траншеи с откосами рассчитываем по формуле (6.3), м³:

$$V_{TP} = (h_{TP} \cdot (A_n + A_b) / 2) \cdot l, \quad (6.3)$$

При нашем грунте и средней глубине выемки углы откосов траншей будут равны 1,25м 15° [15, прил.3].

А ширина траншеи по верху считается по формуле (6.4), м:

$$A_b = A_n + 0,2 + 2 \cdot a' \quad (6.4)$$

где внешняя ширина канала, м - A_n

определяется по формуле (6.5), м - a' :

$$a' = h_{mp} \cdot m \quad (6.5)$$

где заглубления траншей, по внешней высоте лотка и подсыпки, м - h_{mp}

$$\text{КЛ60-45 } A_b = 0,62 + 0,2 + 0,5 \cdot 0,8 = 1,6м$$

$$\text{КЛ90-45 } A_b = 0,91 + 0,2 + 0,5 \cdot 0,8 = 1,9м$$

$$\text{КЛ60-45 } V_{TP} = (1,66 \cdot (0,62 + 1,6) / 2) \cdot 1673 = 3138,2м^3$$

$$\text{КЛ90-45 } V_{TP} = (1,66 \cdot (0,91 + 1,9) / 2) \cdot 595 = 1116,1м^3$$

Рассчитываем объём котлованов для камер:

Считаем длину дна котлована камеры по формуле (6.6):

$$A_n = a_{кам} + 0,5 \quad (6.6)$$

Считаем ширину дна котлована камеры по формуле (6.7):

$$B_n = b_{кам} + 0,5 \quad (6.7)$$

Считаем длину верха котлована камеры по формуле (6.8):

$$A_{\text{в}} = A_{\text{н}} + 2 \cdot a' \quad (6.8)$$

Рассчитываем ширину верха котлована камеры по формуле (6.9):

$$B_{\text{в}} = B_{\text{н}} + 2 \cdot b' \quad (6.9)$$

А также узнаем площадь камеры по низу по формуле (6.10):

$$F_{\text{н}} = A_{\text{н}} \cdot B_{\text{н}} \quad (6.10)$$

И далее площадь камеры по верху считается по формуле (6.11):

$$F_{\text{в}} = A_{\text{в}} \cdot B_{\text{в}} \quad (6.11)$$

Затем полностью размеры котлована камеры просчитываем по формуле (6.12):

$$V_{\text{кот}} = \frac{1}{3} H_{\text{к}} (F_{\text{в}} + F_{\text{н}} + \sqrt{F_{\text{в}} + F_{\text{н}}}) \quad (6.12)$$

Исчисляется заглубление камеры, (6.13), м - $H_{\text{к}}$

$$H_{\text{к}} = h + h_{\text{КАМ}}^{\text{НАР}} + 0,2 \quad (6.13)$$

где $h = 0,5$ м.

Закладываем 8 (восемь) тепловых камер одинакового размера 2х2 м в пределах 2,2 – 2,4 м, так как рельеф местности не имеет значительных перепадов высот.

$$A_{\text{н}} = 2,2 + 0,5 = 2,7 \text{ м}$$

$$B_{\text{н}} = 2,2 + 0,5 = 2,7 \text{ м}$$

$$A_{\text{в}} = 2,7 + 2 \cdot 0,5 \cdot 0,77 = 4,24 \text{ м}$$

$$B_{\text{в}} = 2,7 + 2 \cdot 0,5 \cdot 0,77 = 4,24 \text{ м}$$

$$F_{\text{н}} = 2,7 \cdot 2,7 = 7,29 \text{ м}^2$$

$$F_{\text{в}} = 4,24 \cdot 4,24 = 17,98 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{кот}} = \frac{1}{3} \cdot 2,4 \cdot (17,98 + 7,29 + \sqrt{17,98 + 7,29}) = 25,25 \text{ м}^3$$

Итоговый объем 8 котлованов равен 201,96 м³.

Делаем расчёт компенсаторных ниш. Объём компенсаторной ниши рассчитываем по формуле (6.14), м³:

$$V_{\text{к.н.}} = (H_{\text{ТР}} \cdot A_{\text{н}+0,2} + m \cdot h_{\text{ТР}}^2) l_{\text{уч}} \cdot n \quad (6.14)$$

где протяжённость П-образного компенсатора, которая зависит от DхS трубы, $l_{ysl} = 4,5$, согласно [21],

число компенсаторов, шт - n

$$V_{К.Н.}^1 = (1,2 \cdot 0,98 + 0,5 \cdot 1,42^2) \cdot 2 \cdot 10 = 43,5 \text{ м}^3$$

$$V_{К.Н.}^2 = (1,3 \cdot 1,35 + 0,5 \cdot 1,42^2) \cdot 1,4 \cdot 3 = 15,7 \text{ м}^3$$

Итоговый объём котлованов ниш компенсаторных - $59,2 \text{ м}^3$.

$$V_{Кол} = 3,14 \cdot 1,7^2 / 4 \cdot 2,5 \cdot 2 = 4,54 \text{ м}^3$$

Итоговый объём двух колодцев дренажных $11,4 \text{ м}^3$

Определение объёмов каналов:

$$\text{для КЛ60-45 } V_{1КАН}' = (0,46 \cdot 0,62) \cdot 1673 = 477,1 \text{ м}^3$$

$$\text{для КЛ90-45 } V_{2КАН}' = (0,46 \cdot 0,91) \cdot 595 = 249,1 \text{ м}^3$$

Определение объёмов компенсаторных ниш

$$\text{для КЛ60-45 } V_{1комп}' = (0,8 \cdot 1,4) \cdot 0,48 \cdot 10 = 5,3 \text{ м}^3$$

$$\text{для КЛ90-45 } V_{2комп}' = (1,2 \cdot 1,4) \cdot 0,48 \cdot 3 = 2,4 \text{ м}^3$$

Высчитывание объёмов камер

$$V_{кам} = 2^3 \cdot 8 = 64 \text{ м}^2$$

Высчитывание объёмов колодцев

$$V_{кам} = 3,14 \cdot 1,5^3 / 4 \cdot 2,3 \cdot 2 = 8,1 \text{ м}^2$$

Итоговый объём конструктивных элементов составляет

$$V_{констр} = 477,1 + 249,1 + 5,3 + 2,4 + 64 + 8,1 = 608 \text{ м}^3$$

Объём обратной засыпки вычисляется по формуле (6.16):

$$V_{обр}^{зас} = (V_o - V_k) \cdot K_p \quad (6.15)$$

где V_o – объём отвала, вычисляется по формуле (6.17), м^3 :

$$V_o = V_{TP} + V_{КОТЛ} + V_{кол} + V_{Коом} \quad (6.16)$$

Данное обозначение «`» указывает на то, что это V существующих коммуникаций.

Объём избыточного грунта вычисляется по формуле (6.18), м^3 :

$$V_{ИЗБ} = V_o \cdot K_p - V_{обр}^{зас} \quad (6.17)$$

где коэффициент разрыхления грунта, равный, согласно 1,24 [16] - K_p

$$V_o = 3920 + 202 + 52,9 + 11,4 = 4168,6$$

$$V_{обр}^{зас} = (4520,6 - 608) \cdot 1,2 = 4293 \text{ м}^3$$

$$V_{ИЗБ} = 4168,6 \cdot 1,2 - 4293 = 707,6 \text{ м}^3$$

Вычисляем площадь планировки по формуле (6.19), м^2 :

$$F_{пл} = (A_{cp} + 4)l_{зах} \quad (6.18)$$

где длина средней конструкции, исчисляется как:

$$A_{cp} = \frac{A_B^{TP} + A_B^{КОТЛ}}{2} \quad (6.19)$$

где длина траншеи по верху, м - A_B^{TP}

длина котлована по верху, м - $A_B^{КОТЛ}$

$$A_{cp} = \frac{1,6 + 1,4}{2} = 1,5 \text{ м}$$

$$F_{пл} = (1,5 + 4) \cdot 2268 = 12474 \text{ м}^2$$

Подводимые итоги записываем в таблицу 6.2.

Расчёт объемов строительно-монтажных работ занесены в таблицу 6.3.

Таблица 6.2 – Ведомость земляных работ

Номер захватки	Общий объем, м^3	Объём констр. м^3	Объем обрат- ной засыпки, $V_{обр}, \text{м}^3$	Объем избы- точного грунта, $V_{изб}, \text{м}^3$	Площадь, $F_{пл}, \text{м}^2$
1	4520,6	608	4293	707,6	12474

Таблица 6.3 – Ведомость объемов строительно-монтажных работ

№	Виды производимых работ	Ед-цы	Объем ра- бот
1	Установка арматуры (задвижек,кранов)	штук	28
2	Отрывка котлованов экскаватором	100м ³	0,266
3	Гидроизоляция сварных стыков	стык	546
4	Отрывка траншей экскаватором	100м ³	39,2
5	Устройство тепловых камер	штук	8
6	Сваривание труб в секции на бровке	метров	4536
7	Поворотное сваривание труб	стык	422
8	Установка неподвижных опор	штук	42
9	Установка подвижных опор	штук	888
10	Укладка секций труб в каналы	метров	4536
11	Устройство песчаного основания	м ³	296,6
12	Установка фасонных частей отводов	штук	72
	тройники	штук	26
	переходы	штук	6
13	Монтаж компенсаторов	штук	13
14	Неповоротная сварка труб в канале	стык	124
15	Первичное испытание труб на прочность и плотность	метров	4536
16	Планирование площадей трактором	1000м ²	12,5
17	Теплоизоляция трубопроводов	метров	4536
18	Укладка плит перекрытий каналов	метров	2268
	камер	штук	8
19	Нанесение гидроизоляции перекрытий каналов, камер	100м ²	14,12
20	Нанесение защитного слоя по гидроизоляции каналов, камер	100м ²	68,47
21	Вторичное испытание труб, промывание и озонирование	метров	4536
22	Засыпание траншей и котлованов трактором	100м ³	42,9
23	Укладка ж/б лотков каналов	метров	2268

Определение трудоёмкости строительных и монтажных работ

Выявление трудоёмкости СМР производим согласно [18, 19, 20] по ранее подсчитанным объёмам работ.

Трудоёмкость работ считаем по (6.20), человек/день, маш/смен:

$$Tp = \frac{H_{BP} \cdot V}{8,2} \quad (6.20)$$

где временная норма на единицу рабочего объёма, человек/день, маш/смен - H_{BP}

количество выполненных работ, - V

сменная продолжительность - 8,2 часов.

Далее учитываем трудозатраты на необъёмные работы, выполненные за счёт НР, кроме того еще на ПР, размеры которых принимаем в процентах от итоговой трудоёмкости основных работ.

16% от суммы всех работ это накладные расходы, подготовительные работы равны 8% от суммы всех работ.

Итоги расчётов вписываем в ведомость трудоёмкости работ таблица 6.4.

Таблица 6.4 - Ведомость трудоемкости работ

Выполненные работ	Ед-цы.	ЕНиР	Норма времени		Трудоемкость		маш-см
			чел.ч	маш.ч	Объем работ	чел-дн	
1	2	3	4	5	6	7	8
Отрыв траншей и котлованов экскаватором: с погрузкой на транспорт на вымет Состав бригады: машинист бр-2	100м³	Е2-1-10	3,6	3,6	33,23	25,94	11,39
			2,9	2,9	59,08	11,75	4,16
2. Устройство песочного основания (<i>Состав бригады: МНТ 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1</i>)	1м³	Е9-2-32	0,9		514,2	56,44	
3. Монтаж ж/б лотков <i>Состав бригады: МНТ 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1</i>	1м	Е9-2-25	0,55		1827	122,54	
4. Устройство дрищ камер и дрен.колодцы <i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2 3р-2</i>	штук	Е9-2-28	0,3		14	0,51	
5. Устройство стен камер <i>Состав бригады: каменщики 4р-1, 2р-1</i>	1м³	Е9-2-28	3		57,7	21,11	
6. Сборка и сваркатруб в секции на бровке траншей 38х2,5 45х2,5 38х2,5 45х2,5 57х3,5 108х4 <i>Состав бригады: МНТ 5р-1, 4р-2, 3р-2</i>	метр	Е9-2-1	0,01		1011	1,23	
			0,02		200	0,49	
			0,03		462	1,69	
			0,03		595	2,18	
			0,01		1011	1,23	
			0,02		200	0,49	
			0,03		462	1,69	
			0,03		595	2,18	
. Сборка труб в секции в лотке 38х2,5 45х2,5 57х3,5 108х4 <i>Состав бригады: электросварщик 5р-1</i>			0,08		24	0,0293	
			0,1		44	0,1073	
			0,2		42	0,0512	
			0,26		90	0,2195	
8. Укладка бетонных подушек под подвижные опоры 38х2,5 45х2,5 57х3,5 108х4 <i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 4р-1, 3р-2</i>	штук	Е9-2-28	0,03		506	1,8494	
			0,03		80	0,2927	
			0,03		154	0,5634	
			0,05		149	0,9070	

9. Устройство подвижных опор 38х2,5 45х2,5 57х3,5 108х4			0,05		20	0,1220	
			0,05		4	0,024	
			0,06		12	0,88	
	штук	E9-2-18	0,06		6	0,044	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 3р-1</i>							
10. Устройство неподвижных опор 38х2,5 45х2,5 57х3,5 108х4			0,11		27	0,360	
			0,11		36	0,481	
			0,11		29	0,386	
	штук	E9-2-18	0,11		49	0,657	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 3р-1</i>							
11. Укладывание труб в лотки 38х2,5 45х2,5 57х3,5 108х4			0,05		1011	6,125	
			0,05		200	1,220	
			0,06		462	3,380	
			0,06		595	4,354	
<i>Состав бригады: МНТ 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1</i>							
	метр	E9-2-1					
12. Монтирование фас-х частей: 38х2,5 45х2,5 57х3,5 108х4 тройники более dy100 тройники менее dy100			0,42		16	0,82	
			0,42		8	0,41	
			0,42		22	1,13	
			0,63		12	0,92	
			1,1		10	1,34	
	штук	E9-2-14	0,56		22	1,50	
<i>Состав бригады: МНТ 4р-1, 3р-2</i>							
13. Монтирование арматуры 38х2,5 45х2,5 57х3,5 108х4			1,2		8	1,17	
			1,2		4	0,59	
			1,4		4	0,68	
	штук	E9-2-16	1,4		2	0,34	
<i>Состав бригады: МНТ 5р-1, 4р-1, 3р-1</i>							
14. Неповоротное сваривание труб 38х2,5 45х2,5 57х3,5 108х4							
		E22-2-2	0,16		36	0,70	
			0,18		20	0,44	
			0,22		16	0,43	
	штук		0,29		12	0,42	
<i>Состав бригады: электро-сварщик 5р-1</i>							

15. Первичное гидравлическое испытание на прочность до $\text{dy}80$ Состав бригады: МНТ 5р-1, 4р-2, 3р-2	метр	E9-2-9	0,1		4536	55,32	
16. Гидроизоляция сварных стыков до $\text{dy}100$ Состав бригады: изолировщик на термоизоляцию 4р-2, 3р-2	штук	E9-2-12	0,27		4536	149,36	
17. Тепловая изоляция трубопроводов 38х2,5 45х2,5 57х3,5 108х4 Состав бригады: изолировщик на термоизоляцию 4р-1, 2р-1	метр	E9-2-13	0,08		1011	9,86	
			0,08		200	1,95	
			0,08		462	4,51	
			0,1		595	7,26	
18. Укладывание плит перекрытия каналов Состав бригады: МНТ 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1	метр	E9-2-24	0,95		2268	262,76	
19. Укладка плит перекрытий камер Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 4р-1, 3р-2	штук	E9-2-28	0,3		8	0,29	
20. Устройство гидроизоляции каналов Состав бригады: изолировщик на гидроизоляцию 4р-1, 3р-1, 2р-1	100м ²	E9-2-24	0,28		68,47	0,48	
21. Устройство гидроизоляции перекрытий камер Состав бригады: гидроизолирующая 4р-1	100м ²	E11-37	11,5		14,12	19,80	
22. Обратное засыпание траншей и котлованов бульдозером Состав бригады: бульдозерист 6р-1	100м ³	E2-1-34	0,66	0,66	42,90	3,45	0,28
23. Окончательное испытание трубопроводов до $\text{dy}100$ Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-1, 3р-2	1м	E9-2-9	0,1		2268	27,66	

Продолжение таблицы 6.4

24. Промывка и хлорирование трубопроводов до $\text{du}100$ Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 4р-1, 3р-2, 2р-1	1м	E9-2-9	0,05		2268	13,83	
25. Планирование площадей бульдозером Состав бригады: машинист бр-1	1000м ²	E2-1-36	0,49	0,49	12,50	0,75	0,75
Сумма:						447,85	8,57
Трудозатраты на неохватные работы, выполняемые засчет накладных расходов, принимаемые 16%						71,656	
от суммы трудоемкости основных работ						1302	
Трудозатраты на подготовительные работы, берётся 8% от суммарной трудоемкости						35,828	

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА

7.1 Технологическая характеристика объекта

Ставропольский район. Турбаза «Прибрежная». Теплоснабжение.

Таблица 7.1 – Технический паспорт объекта

Технология процесса	вид выполняемых работ	должность работника, выполняющего технологический процесс, операцию	Виды приспособлений и оборудования	сырье и вещества
Монтаж тепловой сети	Монтаж железобетонных конструкций в тепловых сетях	Монтажник стальных железобетонных конструкций	Автокран; уровень; отвес, бетономешалка, вибратор	Железобетонная плита

Таблица 7.2 – Идентификация профессиональных рисков.

пункт	вид выполняемых работ	Фактор оказывающий опасное и вредное воздействие	Источник опасного и вредного воздействия
1	Монтаж ж/б конструкций	Двигающиеся объекты	Автотранспорт, плита Работа ДВС, удары
2		Производственный шум	
3		Напряженность труда	Работа в различных погодных условиях

Таблица 7.3 – Факторы снижения воздействия опасностей

номер пункта	Вид опасного и вредного производственного фактора	Способы снижения, устранения опасного и вредного производственного фактора	Средства индивидуальной защиты работника
1	Перемещающиеся объекты	Соблюдение требований охраны труда	Пиджак п/п с пропиткой от общих производственных загрязнений; ботинки кожаные с мехом наружу; очки защитные каска строительная; перчатки с полимерным покрытием, жилет сигнальный 2 класса опасности
2	Производственный шум	Техническими средствами, применение организационно-технических мероприятий	
3	Опасность обрушения кромок котлована, траншеи	Дополнительное усиление кромок котлована	
4	Напряженность труда	Соблюдение технических перерывов	

7.2 Обеспечение пожарной безопасности технического объекта

Таблица 7.4 – Идентификация классов и опасных факторов пожара.

Уч-к, подразд.	Обор-ние	Кл.пожара	Опасные факторы пожара	Сопутствующие проявления факторов пожара
Ставропольский район. Турбаза «Прибрежная». Теплоснабжение.	Автомобили и спецтехника, битумная мастика, сварочное оборудование, электроинструмент	Класс D	Повышенная температура, Негативные термохимические воздействия, используемых при пожаре огнетушащих веществ, на предметы и людей.	Частишки разбитых вещей, транспортных средств, оборудования, агрегатов, изделий и иного имущества

Таблица 7.5 Обеспечение пожарной безопасности.

Первичные средства пожаротушения	Мобильные средства пожаротушения	Местные установки пожаротушения	Средства пожарной автоматики	Пожарное оборудование	Средства индивидуальной защиты и спасения людей при пожаре	Пожарный инструмент (механизированный и немеханизированный)	Пожарные сигнализация, связь и оповещение.
Огнетушитель, песок, вода	Пожарные автомобили, механическая лопата	Пожарные гидранты	не предусмотрены	Огнетушители, пожарный водопровод, насос	Защита органов дыхания. Пути эвакуации.	Лом, топор, ведро, клещи, лопата, багор	01, 112 Сот.

Таблица 7.6 – Организационные (организационно-технические) мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

Наим-ние технологического процесса, используемого оборудования в составе технического объекта	Наим-ние видов реализуемых организационных (организационно-технических) мероприятий	Требования предъявляемые нормативные по обеспечению пожарной безопасности, реализуемые эффекты
Ставропольский район. Турбаза «Прибрежная». Теплоснабжение.	Укладка труб в траншею, сварочные работы. Работа электроинструмента	Работать в специально отведенном месте, выполнение требований пожарной безопасности согласно Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России 30.12.2008 г. № 235

7.3 Обеспечение экологической безопасности технического объекта

Таблица 7.7 – Определение экологических факторов

Наим-ние техни- ческого объекта, тех. процесса	Структуры из ко- торых состоит тех. объект, и их технологические процессы (здания по функциональ- ному назначению, технологические операции, обору- дование)	Пагубное экологическое воздействие объекта на атмосферу (выбросы в окружающую среду)	Пагубное эко- логическое воз- действие объ- екта на гидро- сферу (образу- ющие сточные воды, забор во- ды из источни- ков водоснаб- жения)	Пагубное эколо- гическое воздей- ствие объекта на литосферу
Ставропольский район. Турбаза «Прибрежная». Теплоснабжение.	Работа авто- транспорта, сва- рочные работы, земляные работы	выхлопные газы	мойка техники, промывка тру- бопроводов	выемка плодo- родного слоя почвы с после- дующим частич- ным возвратом

Таблица 7.8 – Мера, снижающие антропогенное воздействия на природу.

Наим-ние технического объекта	г. Самара. Юнгордок. участок тепловых сетей
Мероприятия по сниже- нию антропогенного воздействия на атмосфе- ру	Уменьшение выбросов выхлопных газов ДВС
Мероприятия по сниже- нию антропогенного воздействия на гидро- сферу	Использование временной канализации, биотуалет
Мероприятия по сниже- нию антропогенного воздействия на литосфе- ру	Рекультивация земель, вывоз строительного мусора в специ- ально отведенное место

Выяснив масштаб пагубного воздействия разработали организационно-технические мероприятия для обеспечения пожарной безопасности заданного технического объекта. Для снижения пожарной опасности провели идентификацию классности пожара и его факторов с разработкой дополнительных технико-организационных мероприятий. Также разработали организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности заданного технического объекта удовлетворяющие действующим нормативным требованиям.

Учтены и классифицированы пагубные экологические факторы, связанные с реализацией производственно-технологического процесса, согласно действующим требованиям нормативных документов разработаны соответствующие организационно-технические мероприятия по обеспечению экологической безопасности на заданном техническом объекте.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. СП 124.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003. Тепловые сети / Госстрой СССР-М: ЦНТП, 2013.
2. СП 131.13330.2011 Актуализированная редакция СНиП 23.01-99*. Строительная климатология / М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 2012.
3. СП 61.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2013.
4. СП 77.13330.2011 Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85 Системы автоматизации / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2012.
5. ГОСТ 21605-82 Система проектной документации для строительства (СПДС). Сети тепловые (тепломеханическая часть). Рабочие чертежи (с Изменением № 1). МНТКС – М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 1997.
6. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей / Под ред. А.А.Николаева - М: Стройиздат, 1985. - 359 с.
7. Справочник по наладке и эксплуатации водяных тепловых сетей / Под ред. Манюка В.И., Каплинского Я.И - М.: Стройиздат, 1982. - 215 с.
8. Справочник монтажника сетей теплогазоснабжения / Под ред. Мельникова О.Н., Ежова В.Т. 2-е изд. - Л.: Стройиздат, 1980. -208с.
9. Водяные тепловые сети: Справочное пособие по проектированию. / Под ред. Н.К.Громова, Е.П.Шубина. - М.: Энергоатомиздат, 1988. -315с.
- 10.Ионин А.А. и др. Теплоснабжение. - М.: Стройиздат, 1982. - 336 с.
- 11.Мухин О.А. Автоматизация систем теплогазоснабжения: Учебное пособие для вузов. - М.: Высшая школа, 1986.-304 с.
- 12.Автоматика и автоматизация систем теплогазоснабжения и вентиляции: Учебник для вузов / Калмаков А. А., Кувшинов Ю. Я., Романова С. С., Щелкунов С. А.; Под ред. Богословского В. Н. – Москва: Стройиздат, 1986. -479 с.

- 13.Постановление Правительства Самарской от 30 июля 2010 года № 355 «Об утверждении областной целевой программы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Самарской области на 2010-2013 годы и на период до 2020 года».
- 14.Методика проведения энергетических обследований бюджетных организаций. РД.34.01-00. НИЦЭ НГТУ, 2000 г.
- 15.В.А. Найдумов. Техничко-экономическое сравнение энергосберегающих проектов./Минск: 2006. – 268 с.
- 16.Фокин В.М. Основы энергосбережения и энергоаудита. / М.: «Издательство Машиностроение», 2006. – 256 с.
- 17.Аракелов В.Е., Минеев Р.В. Методика проведения ускоренного энергетического обследования промышленного оборудования./ ВНИПИэнергопром. М., 2010. – 232 с.
- 18.ГОСТ 18293-72 Вода питьевая. Методы определения содержания свинца, цинка, серебра. Издание официальное. / М., 1974.
- 19.ГОСТ 3262-75 Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия Издание официальное. / М., 1977, Переиздание 1994 г.
- 20.СП 30.13330.2012 Внутренний водопровод и канализация зданий. Актуализированная редакция СНиП 2.04.01-85*. Издание официальное. / М., 2010.
- 21.Фокин В.М. Основы энергосбережения и энергоаудита. / М.: «Издательство Машиностроение», 2006. – 256 с.
- 22.Аракелов В.Е., Минеев Р.В. Методика проведения ускоренного энергетического обследования промышленного оборудования./ ВНИПИэнергопром. М., 2010. – 232 с.
- 23.Карелин В. Я., Минаев А. В. Насосы и насосные станции: Учеб. для вузов.– 2-е изд., перераб. и доп.– М.: Стройиздат, 1986. – 320 с.
- 24.Шевелев А.Ф., Яновский Ю.Г. Методы защиты действующих водопроводов / Водоснабжение и санитарная техника. 1988 №1.

25. Чапаев Д.Б., Оленников А.А. Расчёт скорости внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей из углеродистых сталей // Известия высших учебных заведений. Черная металлургия. 2012. № 4. С. 33-36.