

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ

(ИНСТИТУТ)

«Теплогазоснабжение, вентиляция, водоснабжение и водоотведение»

(кафедра)

270800.62 (08.03.01) «Строительство»

(код и наименование направления подготовки, специальности)

«Теплогазоснабжение и вентиляция»

(наименование профиля, специализации)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Самарская обл. Муниципальное образование Старая Александровка.
Реконструкция теплоснабжения.

Студент(ка)

Н.В.Суворова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

С.А.Анциферов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

Т.П.Фадеева

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Нормоконтроль

И.Ю. Амирджанова

(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)

« » 2016 г.

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ

(институт)

«Теплогазоснабжение, вентиляция, водоснабжение и водоотведение»

(кафедра)

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой ТГВВиВ

М.Н. Кучеренко

(подпись)

(И.О. Фамилия)

« ____ » _____ 20 ____ г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение бакалаврской работы

Студент Суворова Наталья Викторовна

1. Тема Самарская обл. Муниципальное образование Старая Александровка. Реконструкция теплоснабжения.

2. Срок сдачи студентом законченной выпускной квалификационной работы 10.06.2016

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Фрагмент Генплана Муниципального образования Старая Александровка Самарской обл.; тепловые нагрузки.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов, разделов)

Проектирование системы теплоснабжения; разработка функциональной схемы; определение трудоёмкости СМР.

5. Ориентировочный перечень графического и иллюстративного материала лист общих данных, генплан, схема монтажная, график пьезометрический, продольный профиль

6. Консультанты по разделам _____

7. Дата выдачи задания «4» апреля 2016г.

Руководитель выпускной
квалификационной работы

(подпись)

С.А. Анциферов

(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

(подпись)

Н.В. Суворова

(И.О. Фамилия)

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ

(институт)

«Теплогазоснабжение, вентиляция, водоснабжение и водоотведение»

(кафедра)

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой ТГВВиВ

М.Н. Кучеренко

(подпись)

(И.О. Фамилия)

« ____ » _____ 20 ____ г.

**КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН
выполнения бакалаврской работы**

Студент Суворова Наталья Викторовна

по теме Самарская обл. Муниципальное образование Старая Александровка. Реконструкция
теплоснабжения.

Наименование раздела работы	Плановый срок выполнения раздела	Фактический срок выполнения раздела	Отметка о выполнении	Подпись руководителя
Исходные данные для проектирования	04.04.2016	04.04.2016	Выполнено	
Построение графиков расхода теплоты	18.04.2016	18.04.2016	Выполнено	
Гидравлический расчёт	30.04.2016	30.04.2016	Выполнено	
Тепловая изоляция трубопроводов	08.05.2016	08.05.2016	Выполнено	
Контроль и автоматизация	13.05.2016	13.05.2016	Выполнено	
Организация монтажа	18.05.2016	18.05.2016	Выполнено	
Безопасность и экологичность объекта	24.05.2016	24.05.2016	Выполнено	

Руководитель выпускной
квалификационной работы

(подпись)

С.А. Анциферов

(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению

(подпись)

Н.В. Суворова

(И.О. Фамилия)

Аннотация

В данной бакалаврской работе разработан проект реконструкции магистральных трубопроводов тепловых сетей посёлка Старая Александровка Самарской области. Работа выполнена на основании утвержденного задания на проектирование.

В ходе работы были определены расчетные расходы сетевой воды, разработан график регулирования отпуска тепла, график часового и годового потребления тепла, построена расчетная и монтажная схема теплопровода, произведен гидравлический расчет системы теплоснабжения и подобраны диаметры трубопроводов. На основании гидравлического расчета был построен пьезометрический график. Для определения глубины заложения теплотрассы построен продольный профиль. Также в проекте подобраны материалы, трубы и арматура для тепловых сетей. Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки на 70 листах и 6 листов формата А1 графической части.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	7
1.1 Характеристика объекта, климатологические и грунтовые условия	7
1.2 График часового и годового потребления тепла	8
1.3 Метод регулирования и график регулирования отпуска тепла	12
2 ТЕПЛОВАЯ СЕТЬ	15
2.1 Определение расчетных расходов сетевой воды в закрытой системе теплоснабжения	15
2.2 Конструирование тепловой сети, построение расчетной и монтажной схемы	16
2.3 Гидравлический расчет	20
2.4 Пьезометрический график	25
2.5 Расчет и подбор тепловой изоляции	28
2.6 Построение продольного профиля	35
2.7 Компенсация температурных удлинений	39
3 ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ТЕПЛОВОЙ ПУНКТ	41
3.1 Разработка и описание принципиальной схемы ЦТП	41
3.2 Расчет и подбор теплообменного оборудования	42
3.3 Расчет и подбор насосного оборудования	46
4 АВТОМАТИЗАЦИЯ ЦЕНТРАЛЬНОГО ТЕПЛОВОГО ПУНКТА	48
5 ОРГАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ	49
5.1 Определение объемов работ	49
5.2 Определение трудоемкости работ	53
6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА	54
ЛИТЕРАТУРА	58
Приложение 1	61
Приложение 2	62
Приложение 3	63
Приложение 4	64
Приложение 5	65

ВВЕДЕНИЕ

Система централизованного теплоснабжения представляет собой совокупность трех основных составляющих элементов: теплоисточника, тепловых сетей, и местных систем теплоснабжения отдельных зданий или сооружений.

Тепловая сеть является основополагающим элементом системы и представляет собой сложное инженерное сооружение. Тепловые сети состоят из теплопроводов, компенсаторов, запорной арматуры, регулирующего и предохранительного оборудования и многих других элементов. Грамотно рассчитанные и подобранные элементы тепловых сетей, являются гарантом стабильного, бесперебойного и качественного теплоснабжения потребителей.

В связи со строительством нового источника тепла в посёлке Старая Александровка Самарской области, изменением точки подключения и перераспределения нагрузок необходимо произвести реконструкцию магистральных трубопроводов тепловых сетей. Это и является целью данной бакалаврской работы. Основными задачами, которые необходимо решить для достижения поставленной цели являются: определение расчетных расходов теплоносителя, конструирование и механический расчет тепловой сети, построение расчетной и монтажной схем, гидравлический расчет сетей, подбор материалов, трубопроводов, запорной арматуры, расчет тепловой изоляции, организация монтажных работ, обеспечение безопасности и экологичности технического объекта.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Характеристика объекта, климатологические и грунтовые условия

Муниципальное образование Старая Александровка расположена в Самарской области, к юго-востоку от областного центра на территории с координатами 53°21' северной широты 49°28' восточной долготы. Население составляет около 9,5 тыс. человек. По характеру рельефа местность равнинная. Максимальный перепад геодезических отметок 8 метров.

Проект разработан на основании генплана поселка Старая Александровка Самарской области и проектных тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение отдельных зданий.

Геологические данные района:

вид грунтов – глинистые;

уровень грунтовых вод – 10,2 м;

температура грунта среднегодовая $t_{гр} = 6,8\text{ }^{\circ}\text{C}$;

глубина промерзания грунта – 1,54 м.

Из СП Строительная климатология [1] приняты климатологические данные:

расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления – $t_{р.о.} = -30\text{ }^{\circ}\text{C}$;

для вентиляции – $t_{в} = -18\text{ }^{\circ}\text{C}$;

средняя температура в период со среднесуточной температурой воздуха $8\text{ }^{\circ}\text{C}$ и менее: $t_{ср.сут.} = -5,2\text{ }^{\circ}\text{C}$;

продолжительность отопительного периода – 203 сут;

расчетная температура внутреннего воздуха помещений $t_{вн} = 18\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В поселке есть как жилые, так и общественные здания. Максимальная этажность застройки 9 этажей в 1-м, 2-м и 5-м кварталах поселка. Исходные данные по объему потребления тепловой энергии и список потребителей приведены в таблице 1. Централизованным источником теплоснабжения является модульная котельная мощностью 50 МВт. По заданию на

проектирование система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Подключение потребителей осуществляется по зависимой схеме. Горячее водоснабжение объектов осуществляется от теплообменников, подключенных по двухступенчатой схеме. Температура воды в системе ГВС 60°. Теплоносителем является вода с параметрами 150/70°С.

Таблица 1 - Тепловые нагрузки

№	Наименование потребителей	Расчетный тепловой поток, кВт			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
1	1 квартал (жилые дома)	2989		2633	5622
2	2 квартал (жилые дома)	4626		4001	8627
3	3 квартал (жилые дома)	1755		1884	3639
4	4 квартал (жилые дома)	3018		3320	6339
5	5 квартал (жилые дома)	2013		1645	3657
6	Пожарная часть	181		14	195
7	Гостиница	54		15	69
8	Поликлиника	713	116	178	891
9	Школа	2281		714	2995
10	Детский сад	386		47	432
11	Магазин №1	570		-	570
12	Дом культуры	2176	523	465	2641
13	База отдыха	19		2	21
14	Администрация	166		7	173
15	Магазин № 2	7		-	7
16	Почтовое отделение	172		22	194
	Итого:	21127	639	14946	36073
	Итого с учетом потерь в сетях (5%)				37877

1.2 График часового и годового потребления тепла

Построение часового и годового графиков теплового потребления необходимо для решения ряда вопросов централизованного теплоснабжения: определения расходов топлива, выбора оборудования источников теплоты,

выбора режима загрузки и графика ремонта этого оборудования, выбора параметров теплоносителя, а также для технико-экономических расчетов при проектировании и эксплуатации системы теплоснабжения [11].

Зависимость часового расхода теплоты на отопление, вентиляцию и ГВС от наружной температуры отражается на графике часовых расходов тепла. В зависимости от продолжительности стояния температур наружного воздуха строим график годового расхода теплоты [12]. Значения расчетных расходов тепла составляют:

на отопление $Q_o=21,13$ МВт;

на вентиляцию $Q_v=0,64$ МВт

на горячее водоснабжение $Q_{гвс}=14,95$ МВт.

Расходы теплоты на отопление и вентиляцию при $t_n = +8^\circ\text{C}$:

$$Q_o = Q'_o \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{n.o.}}, \text{МВт}, \quad Q_o = 21,13 \cdot \frac{18-8}{18+30} = 4,4 \text{МВт} \quad (1.1)$$

$$Q_v = Q'_v \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{n.в.}}, \text{МВт}, \quad Q_v = 0,64 \cdot \frac{18-8}{18+18} = 0,18 \text{МВт} \quad (1.2)$$

Поскольку в летний период тепловая нагрузка на отопление отсутствует, а остаётся нагрузка на ГВС, то значение ее определяем по формуле:

$$Q_{гвс}^{\eta} = Q_{гвс} \cdot \frac{60 - t_{x.л.}}{60 - t_{x.з.}} \cdot \beta, \text{МВт}, \quad Q_{гвс}^{\eta} = 14,95 \cdot \frac{60-15}{60-5} \cdot 0,8 = 9,8 \text{МВт} \quad (1.3)$$

где β - коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на ГВС в неотапительный период по отношению к отопительному периоду, $\beta = 0,8$.

Наносим на график часового расхода теплоты на отопление и ГВС значения тепловых потоков: максимальные и рассчитанные для отопления при $t_n = +8^\circ\text{C}$, и для ГВС в неотапительный период. Суммируем ординаты часовых графиков по видам тепловых нагрузок, строим суммарный график часового расхода теплоты $Q_{\text{сум}}$.

Чтобы построить годовой график по месяцам используем данные по продолжительности стояния температур наружного воздуха (таблица 2).

В течение отопительного периода число часов стояния температур наружного воздуха принимаем по справочной литературе [7] для ближайшего крупного населенного пункта. В данном случае это город Самара. Построения отображены на рисунке 1.1.

Таблица 2 - Продолжительность стояния температур наружного воздуха

Число часов стояния t_n	Температура наружного воздуха, °C							
	-35... -30	-30... -25	-25... -20	-20... -15	-15... -10	-10... -5	-5... 0	0... +8
n, сут	0,4	4,3	12	20,4	24,9	36	58,97	51
Σn , сут	0,43	4,73	16,73	37,13	62,03	98,03	152	203
Σn , ч	10	114	402	891	1489	2353	3648	4872

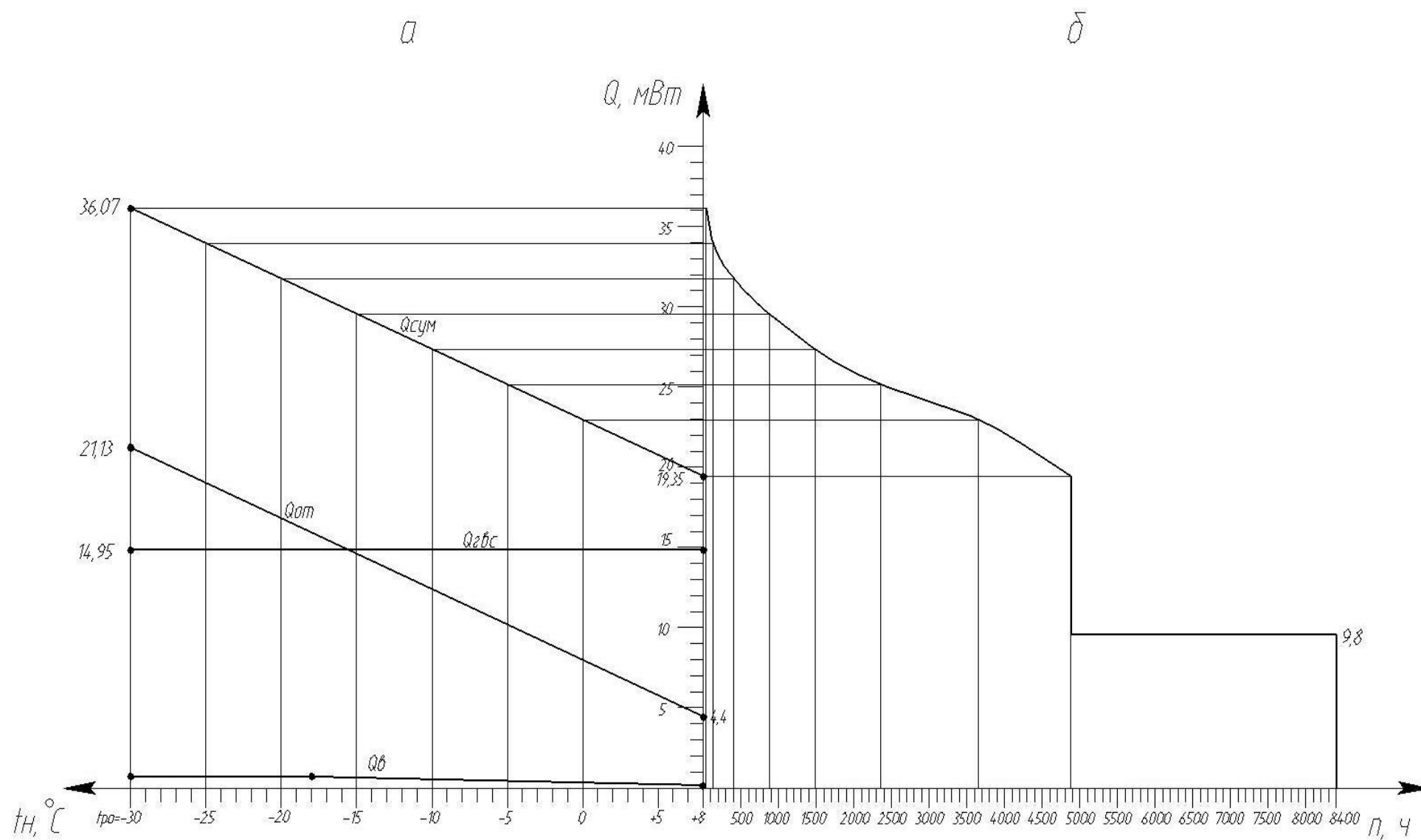


Рисунок 1.1 – График часовых (а) и годового (б) расходов теплоты

1.3 Метод регулирования и график регулирования отпуска тепла

Система теплоснабжения представляет собой взаимосвязанный комплекс потребителей тепла, отличающихся как характером, так и величиной теплопотребления. Режим расхода тепла многочисленными потребителями неодинаков. Тепловая нагрузка отопительных установок изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха. Расход тепла на ГВС не зависит от температуры наружного воздуха, но изменяется как по часам суток, так и по дням недели. В этих условиях необходимо искусственное изменение параметров и расхода теплоносителя в соответствии с фактическими потребностями абонентов. Регулирование тепловой нагрузки помогает решить данный вопрос и повышает качество теплоснабжения [13].

Система теплоснабжения поселка Старая Александровка – двухтрубная, закрытая. По заданию на проектирование подключение потребителей осуществляется по зависимой схеме.

Строим график температур по отпуску теплоты по отопительной нагрузке. Определяем температуру воды в подающей и обратной магистралях в течение отопительного периода от +8...-30 °С:

$$\tau_{1,0} = t_g + \Delta t' \cdot \left(\frac{t_g - t_n}{t_g - t_{n,0}} \right)^{0,8} + \left(\delta \tau' - \frac{\theta'}{2} \right) \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{n,0}}; \quad (1.4)$$

$$\tau_{2,0} = t_g + \Delta t' \cdot \left(\frac{t_g - t_n}{t_g - t_{n,0}} \right)^{0,8} + \frac{\theta'}{2} \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{n,0}}; \quad (1.5)$$

где $\Delta t'$ – температурный напор нагревательного прибора при расчетной температуре воды в отопительной системе $\tau'_3 = 105^\circ\text{C}$ и $\tau'_{2,0} = 70^\circ\text{C}$:

$$\Delta t' = \frac{\tau'_3 + \tau'_{2,0}}{2} - t_g, \text{C}, \quad \Delta t' = \frac{105 + 70}{2} - 18 = 69,5^\circ\text{C} \quad (1.6)$$

$\delta \tau'$ – расчетный перепад температур воды в тепловой сети:

$$\delta \tau' = \tau_{1,0} - \tau_{2,0}, ^\circ\text{C}, \quad \delta \tau' = 150 - 70 = 80^\circ\text{C}; \quad (1.7)$$

t_n – текущая температура наружного воздуха, °С;

θ' – расчетный перепад температур воды в местной системе отопления:

$$\theta' = \tau'_3 - \tau'_{2,0}, ^\circ\text{C}, \quad \theta' = 105 - 70 = 35^\circ\text{C} \quad (1.8)$$

$$\tau_{1,0} = 18 + 69,5 \left(\frac{18-8}{18-(-30)} \right)^{0,8} + \left(80 - \frac{35}{2} \right) \frac{18-8}{18-(-30)} = 50,8^\circ\text{C}$$

$$\tau_{2,0} = 18 + 69,5 \left(\frac{18-8}{18-(-30)} \right)^{0,8} - \frac{35}{2} \cdot \frac{18-8}{18-(-30)} = 34,2^\circ\text{C}$$

Задавая таким образом различные значения температуры наружного воздуха, находим температуру сетевой воды. Расчеты сведены в таблицу 3. По полученным данным строим график $\tau_{1,0} = f(t_H)$ и $\tau_{2,0} = f(t_H)$ (рисунок 1.2).

Таблица 3 - Значения температур сетевой воды в подающем и обратном теплопроводах

	Температура сетевой воды при $t_H, ^\circ\text{C}$								
	+8	+5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30
$\tau_{1,0}$	50,8	59,4	73,1	86,5	99,6	112,5	125,1	137,6	150
$\tau_{2,0}$	34,2	37,7	43,1	48,2	52,9	57,5	61,8	66	70

Сетевая вода на выходе из источника теплоты и в тепловых сетях при наличии в закрытых системах теплоснабжения нагрузки ГВС, должна обеспечивать подогрев воды, поступающей в точки водоразбора, до нормируемого уровня.

Поскольку в проекте источником теплоснабжения является котельная, то принимаем температуру воды в трубопроводе Т1 равной 75°C . Это обусловлено качественно-количественным регулированием отпуска теплоты для подогрева воды в системах горячего водоснабжения потребителей, подключенных по двухступенчатой схеме. Следовательно, отопительный график спрямляется на уровне указанной температуры.

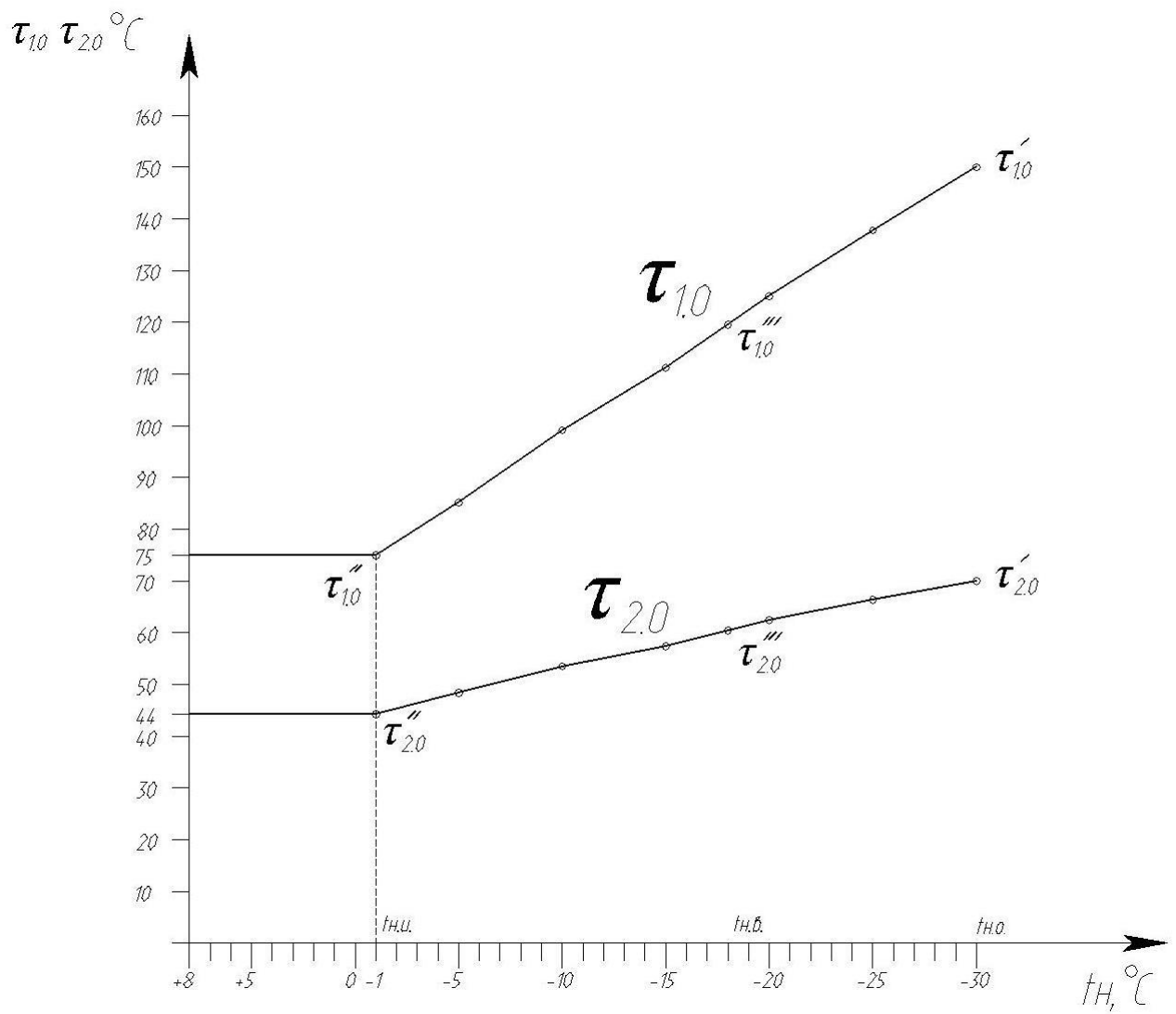


Рисунок 1.2 – График температур воды в тепловой сети при центральном качественном регулировании закрытой системы по отопительной нагрузке

2 ТЕПЛОВАЯ СЕТЬ

2.1 Определение расчетных расходов сетевой воды в закрытой системе теплоснабжения

Расчетные расходы теплоносителя в тепловой сети определяются по соответствующей расчетной тепловой нагрузке и температурным параметрам системы теплоснабжения. Расходы теплоты принимаем из таблицы 1.

Расчетный расход сетевой воды на отопление жилых кварталов и прочих потребителей определяем по формуле, т/ч:

$$G_o = \frac{3,6 \cdot Q_o}{c \cdot (\tau'_{1,0} - \tau'_{2,0})}; \quad (2.1)$$

где Q_o – расчетный расход теплоты на отопление жилых и общественных зданий, кВт;

τ'_1 и τ'_2 - расчетный перепад температур сетевой воды в подающей и обратной магистралях при $t_{н.о.}$, равный $150-70=80^\circ\text{C}$;

c – теплоемкость воды, равная $4,19 \text{ кДж}/(\text{кг}^\circ\text{C})$.

Максимальный часовой расход сетевой воды на горячее водоснабжение кварталов, т/ч:

$$G_{\text{з.г}}^{\text{max}} = \frac{3,6 \cdot 0,55 \cdot Q_{\text{з.г.}}^{\text{max}}}{c \cdot (\tau'''_{1,0} - \tau'''_{2,0})} \quad (2.2)$$

где $Q_{\text{з.г.}}^{\text{max}}$ – расчетный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий, кВт;

τ'''_1, τ'''_2 - температура сетевой воды в подающей и обратной магистралях тепловой сети в точке излома температурного графика, $\tau'''_1 = 75^\circ\text{C}$, $\tau'''_2 = 44^\circ\text{C}$.

Расчеты сведены в таблицу 4.

Таблица 4 - Определение расчетных расходов сетевой воды

№	Наименование потребителей	Расход сетевой воды на отопление, т/ч	Расход сетевой воды на ГВС, т/ч	Расход сетевой воды на ГВС (летний период), т/ч	Всего
		$G_{от}$	$G_{гвс}$	$G_{гвс л}$	$G_{общ}$
1	1 квартал (жилые дома)	32,10	44,43	36,19	76,53
2	2 квартал (жилые дома)	49,68	67,52	55,00	117,21
3	3 квартал (жилые дома)	18,85	31,79	25,90	50,64
4	4 квартал (жилые дома)	32,42	56,04	45,64	88,45
5	5 квартал (жилые дома)	21,62	27,76	22,61	49,37
6	Пожарная часть	1,95	0,24	0,19	2,18
7	Гостиница	0,58	0,25	0,21	0,84
8	Поликлиника	7,66	3,00	2,45	10,66
9	Школа	24,50	12,05	9,81	36,55
10	Детский сад	4,14	0,78	0,64	4,93
11	Торговый центр	6,12	0,00	0,00	6,12
12	Дом культуры	23,37	7,85	6,39	31,22
13	База отдыха	1,78	0,13	0,10	1,91
14	Администрация	0,07	0,00	0,00	0,07
15	Магазин	1,84	0,37	0,30	2,21
16	Почтовое отделение	0,21	0,03	0,02	0,24
		226,90	252,24	205,5	479,2

2.2 Конструирование тепловой сети, построение расчетной и монтажной схемы

В данной бакалаврской работе проектируются магистральные тепловые сети в соответствии с рекомендациями СП [2,3]. Трасса тепловых сетей прокладывается прямолинейно, параллельно линии застройки. Ввиду проектирования тепловых сетей в населенной местности, предусматривается подземная прокладка трубопроводов в непроходных каналах.

Для монтажа тепловых сетей подобраны предварительно-изолированные пенополиуретаном стальные трубы и фасонные изделия по каталогу оборудования [24]. В качестве запорной арматуры выбраны стальные шаровые краны «Балломакс» компании «Броен» с механическим редуктором. Запорную арматуру в тепловых сетях предусматриваем:

- на трубопроводах выводов тепловых сетей от источника теплоты;
- в узлах на трубопроводах ответвлений $D_y > 100$ мм [3].

В нижних точках трубопроводов тепловых сетей предусматриваем штуцера с запорной арматурой для спуска воды (спускные устройства). Спускные устройства должны обеспечить продолжительность опорожнения участка для трубопроводов $D_y \leq 300$ мм – не более 2 ч; для трубопроводов $D_y = 350–500$ мм – не более 4 ч; для трубопроводов $D_y \geq 600$ мм – не более 5 ч [3]. Спуск воды осуществляется в дренажные колодцы.

В высших точках трубопроводов тепловых сетей предусматриваем штуцера с запорной арматурой для выпуска воздуха (воздушники), условный проход которых принимаем по СП [3, Приложение 10].

При прокладке трубопроводов необходимо определить места расположения опорных конструкций, которые в свою очередь подразделяют по своему назначению на подвижные и неподвижные. Подвижные опоры воспринимают вес теплопровода и обеспечивают ему свободное перемещение на строительных конструкциях. Неподвижные опоры служат для разделения теплопроводов на участки, независимые друг от друга в восприятии усилий от температурных деформаций и внутреннего давления [13].

В данном проекте используются подвижные опоры скользящего типа и неподвижные лобовые двухупорные опоры. Неподвижные опоры устанавливаем в местах размещения ответвлений, секционирующих задвижек, на участках самокомпенсации с углами поворота 90–130°. Промежуточные неподвижные опоры расставляем на протяженных прямолинейных участках. Максимальные расстояния между неподвижными опорами не должны превышать величин указанных в справочнике проектировщика [8, таблица 3.7].

Расстояние между подвижными опорами принято в зависимости от диаметра трубопровода [9, табл. 3.1].

Компенсацию температурных деформаций обеспечиваем в первую очередь с помощью участков самокомпенсации с углом поворота 90° , а также использованием радиальных (П-образных) компенсаторов. Радиальные компенсаторы могут применяться для любых диаметров трубопроводов.

Построение расчетной схемы заключается в разделении теплосети на расчетные участки. Расчетным участком называется отрезок теплопровода между двумя ответвлениями, на протяжении которого не изменяется расход теплоносителя. Далее нумеруем все расчетные участки, а так же указываем расходы и длины участков. Расчетная схема представлена на рисунке 3.1.

После составления расчетной схемы тепловых сетей, была построена монтажная схема магистральных теплопроводов, на которой показаны узлы трубопроводов, компенсаторы, запорная арматура, неподвижные опоры. На схеме подающая магистраль располагается с правой стороны по ходу движения теплоносителя. Монтажная схема представлена в графической части работы на 3-м листе.

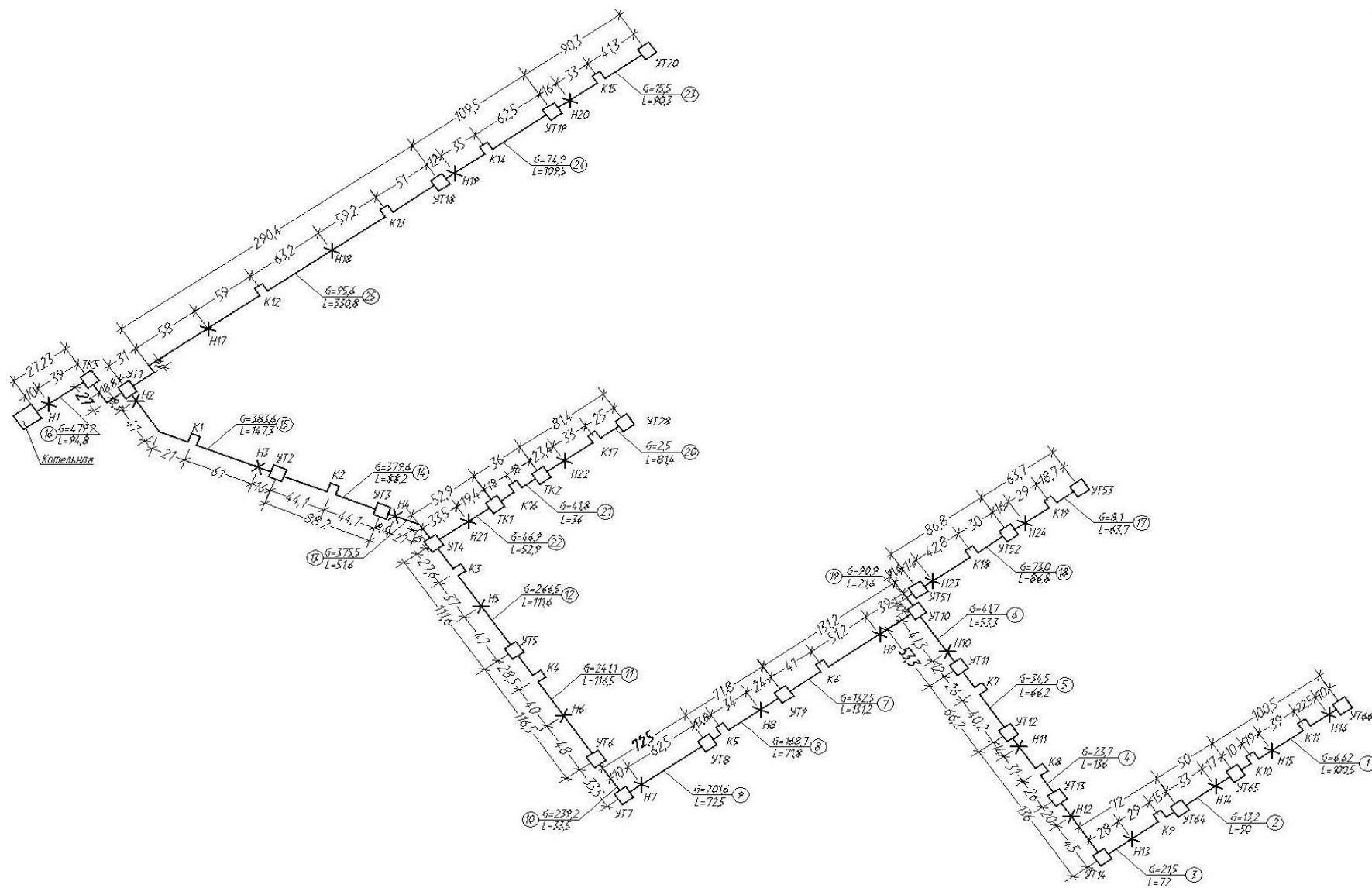


Рисунок 2.1 – Расчетная схема

2.3 Гидравлический расчет водяной тепловой сети

Основной задачей гидравлического расчета трубопроводов тепловых сетей является определение диаметров трубопроводов и потерь давления при заданных расходах теплоносителя [8]. Поскольку в закрытой системе расход воды в магистралях Т1 и Т2 равны, то гидравлический расчет производим только для подающей магистрали, принимая потери давления в обратной магистрали равными потерям в подающей трубе.

Гидравлический расчет начинаем с главной расчетной магистрали, как наиболее протяженной и нагруженной. Зная расчетные расходы по участкам, определяем диаметр теплопроводов, действительную удельную потерю давления на трение R и скорость движения теплоносителя с помощью таблицы для гидравлического расчета [8, таблица 9.11]. При этом скорость движения теплоносителя должна быть не более 3,5 м/с, а удельные потери давления на трение в магистральных теплопроводах в пределах 30-80 Па/м [10, стр.191]. Данные заносим в графы 3,8,9 таблицы 5.

Потери давления в местных сопротивлениях заменяем равновеликими потерями давления в прямолинейном трубопроводе того же диаметра длиной l_{ϕ} [8, таблица 9.12]. Заполняем колонку 6 таблицы 5.

Общие потери давления на участке определяем по формуле:

$$\Delta P = R \cdot l_{\text{ип}} = R \cdot (l_{\phi} + l_{\phi}) \quad (2.3)$$

Аналогичным образом производим расчет ответвлений.

По результатам расчета производим увязку главного расчетного магистрального трубопровода с ответвлениями. Величина невязки между потерями давления в главном расчетном трубопроводе и ответвлениями должна быть не более 10%. Расчеты сведены в таблицу 5.

Таблица 5- Гидравлический расчет магистральных трубопроводов тепловой сети

№ участка	Расход G, т/ч	Дн, мм	Дн x S, мм	Фактическая длина ℓ_{ϕ} , м	Эквивалентная длина ℓ_{ε} , м	Приведенная длина, м, $\ell_{\text{пр}} = \ell_{\phi} + \ell_{\varepsilon}$	Скорость воды, м/с	Удельные потери давления R, Па/м	Потери давления на участке, ΔP Па	Потери напора H, м	Суммарные потери давления, $\sum Rl_{\text{пр}}$, Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Магистраль											
16	479,2	350	377x9	94,8	24,50	119,30	1,38	54,8	6537,64	0,65	48160,21
15	383,6	350	377x9	147,3	40,87	188,17	1,12	36,2	6811,75	0,68	41622,57
14	379,6	350	377x9	88,2	11,50	99,70	1,09	34,3	3419,71	0,34	34810,82
13	375,5	350	377x9	51,6	4,17	55,77	1,09	34,3	1912,91	0,19	31391,11
12	266,5	350	377x9	111,6	24,10	135,70	0,77	17,3	2347,61	0,23	29478,20
11	241,1	350	377x9	116,5	16,00	132,50	0,69	13,7	1815,25	0,18	27130,59
10	239,2	350	377x9	33,5	1,50	35,00	0,69	13,7	479,50	0,05	25315,34
9	201,6	300	325x8	72,5	4,20	76,70	0,77	20,9	1603,03	0,16	24835,84
8	168,7	300	325x8	71,8	9,40	81,20	0,66	15,1	1226,12	0,12	23232,81
7	132,5	300	325x8	131,2	9,40	140,60	0,52	9,5	1335,70	0,13	22006,69
6	41,7	175	194x5	53,3	8,80	62,10	0,46	14,2	881,82	0,09	20670,99
5	34,5	150	159x4,5	66,2	8,40	74,60	0,57	28,9	2155,94	0,22	19789,17
4	23,7	125	133x4	136	6,50	142,50	0,57	35,7	5087,25	0,51	17633,23
3	21,5	100	108x4	72	8,15	80,15	0,81	97,7	7830,66	0,78	12545,98
2	13,2	100	108x4	50	0,00	50,00	0,5	36,8	1840,00	0,18	4715,32
1	6,62	80	89x4	100,5	13,60	114,10	0,36	25,2	2875,32	0,29	2875,32

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ответвление											
25	95,6	200	219х6	330,8	44,64	375,44	0,82	38,9	14604,62	1,46	45248,42
24	74,9	150	159х4,5	109,5	6,5	116,00	1,25	136	15776,00	1,58	30643,80
23	15,5	125	133х4	90,3	3,8	94,10	0,59	158	14867,80	1,49	14867,80
$\Delta P_{\text{нев уч 15-25}} = ((41622,57 - 45248,42) / 41622,57) * 100 = -8,7\%$											
Ответвление											
22	46,9	125	133х4	52,9	23,14	76,04	1,11	138	10493,52	1,05	26263,92
21	41,8	125	133х4	36	17,5	53,5	0,99	124	6634,00	0,66	15770,40
20	2,5	50	57х3,5	81,4	9,6	91	0,37	100,4	9136,40	0,91	9136,40
$\Delta P_{\text{нев уч 12-22}} = ((29478,2 - 26263,92) / 29478,2) * 100 = 10\%$											
Ответвление											
19	90,9	175	194х5	21,6	21,74	43,34	0,98	65	2817,10	0,28	18993,78
18	73	150	159х4,5	86,8	15,4	102,2	1,21	129	13183,80	1,32	16176,68
17	8,1	80	89х4	63,7	7,9	71,6	0,47	41,8	2992,88	0,30	2992,88
$\Delta P_{\text{нев уч 19-6}} = ((20670,99 - 18993,78) / 20670,99) * 100 = 8,1\%$											

Гидравлический расчет теплопроводов для летнего периода сводится к определению потерь давления на расчетных участках сети при известных диаметрах теплопроводов (определенных для зимнего режима) и летних расчетных расходах теплоносителя [12].

В летний период используется только нагрузка на ГВС. Зная расчетные расходы воды и потери напора по участкам для зимнего периода, определяем сопротивление каждого участка сети по формуле:

$$S = \frac{H}{G_p^2} \quad (2.4)$$

где H – потери напора на участке в зимний период, м;

G_p - расчетный расход воды на участке для отопительного периода, т/ч.

Зная сопротивление и летние расчетные расходы воды по участкам (таблица4), определяем потери напора для летнего периода, м, по формуле:

$$H_{л} = S \cdot (G_p^{л})^2 \quad (2.5)$$

Расчеты сведены в таблицу 6.

Таблица 6 - Гидравлический расчет водяных тепловых сетей для летнего периода

№ участ ка	Расход G, т/ч	Потери напора H, м	Сопротивление участков сети S, м·ч ² /мб	Расход воды в летний период G _{лп} , т/ч	Потери напора на участке в летний период H, м	Суммар ные потери напора ΣH, м
Магистраль						
16	479,2	0,65	$2,847 \cdot 10^{-6}$	205,5	0,120	0,898
15	383,6	0,68	$4,629 \cdot 10^{-6}$	166,3	0,128	0,778
14	379,6	0,34	$2,373 \cdot 10^{-6}$	163,3	0,063	0,650
13	375,5	0,19	$1,357 \cdot 10^{-6}$	161,6	0,035	0,587
12	266,5	0,23	$3,305 \cdot 10^{-6}$	110,1	0,040	0,551
11	241,1	0,18	$3,123 \cdot 10^{-6}$	97,4	0,030	0,511
10	239,2	0,05	$8,38 \cdot 10^{-7}$	97,3	0,008	0,482
9	201,6	0,16	$3,944 \cdot 10^{-6}$	90,9	0,033	0,474
8	168,7	0,12	$4,308 \cdot 10^{-6}$	78,5	0,027	0,441
7	132,5	0,13	$7,608 \cdot 10^{-6}$	60,1	0,027	0,415
6	41,7	0,09	$5,071 \cdot 10^{-5}$	19,1	0,018	0,387
5	34,5	0,22	$1,811 \cdot 10^{-4}$	15,4	0,043	0,369
4	23,7	0,51	$9,057 \cdot 10^{-4}$	9,7	0,085	0,326
3	21,5	0,78	$1,694 \cdot 10^{-3}$	9,5	0,153	0,240
2	13,2	0,18	$1,056 \cdot 10^{-3}$	5,7	0,034	0,088
1	6,62	0,29	$6,561 \cdot 10^{-3}$	2,85	0,053	0,053
Ответвление						
25	95,6	1,46	$1,598 \cdot 10^{-4}$	39,2	0,246	0,822
24	74,9	1,58	$2,812 \cdot 10^{-4}$	33,9	0,323	0,577
23	15,5	1,49	$6,188 \cdot 10^{-3}$	6,4	0,253	0,253
Ответвление						
22	46,9	1,05	$4,77 \cdot 10^{-4}$	28,9	0,398	0,558
21	41,8	0,66	$3,797 \cdot 10^{-4}$	19,5	0,144	0,159
20	2,5	0,91	0,146	0,32	0,015	0,015
Ответвление						
19	90,9	0,28	$3,409 \cdot 10^{-5}$	41	0,057	0,430
18	73	1,32	$2,474 \cdot 10^{-4}$	34,8	0,300	0,373
17	8,1	0,30	$4,562 \cdot 10^{-3}$	4	0,073	0,073

2.4 Пьезометрический график

Распределение давлений в тепловых сетях изобразим в виде пьезометрического графика, который дает наглядное представление о напоре в любой точке тепловой сети и позволяет учесть многочисленные факторы (рельеф местности, высоту зданий) при выборе оптимального гидравлического режима [13].

Пьезометрические графики разрабатываем для отопительного и межотопительного периода, для статического и динамического режимов работы системы теплоснабжения. За начало координат принимаем отметку уровня поверхности земли 118 метров. Наносим на график рельеф местности, указываем высоту присоединяемых зданий. По оси ординат откладываем длины расчетных участков сети. Вычерчиваем план трассы теплопроводов с указанием узлов ответвлений, расстояний между ними и углов поворотов трассы. Из-за небольшого заглубления теплопроводов ось теплотрассы принимаем совпадающей с отметкой рельефа местности [12].

Разрабатываем график при гидростатическом режиме, когда циркуляция теплоносителя в тепловой сети отсутствует, и напор в системе поддерживается работой подпиточных насосов. Исходим из условия заполнения всех потребителей сетевой водой и создания у них избыточного напора 3...5 м. В данном проекте из всех потребителей наибольшую отметку имеют здания квартала №2. Полный статический напор для всей системы составит:

$$H_{ст} = H_{кв} + Z_1 + H_{св}, м \quad H_{ст} = 27 + 3 + 5 = 35 м \quad (2.6)$$

где $H_{кв}$ - высота здания, м, при условии, что высота этажа равна 3 м;

Z - геодезическая высота, м;

$H_{св}$ - величина свободного напора, принимается 3...5 м.

По расчетам определили, что статический напор не превышает отметку 60м, которая отражает предел механической прочности отопительных приборов.

Далее разрабатываем пьезометрический график при гидродинамическом режиме, когда циркуляция теплоносителя в тепловой сети осуществляется

сетевыми насосами. Разработку начинаем с построения пьезометрической линии обратной магистрали. Напор на всасывающем патрубке сетевых насосов H_{BC} принимаем равным 20 м.

Зная потери напора на расчетных участках по гидравлическому расчету (таблица 5), определяем значения полных напоров в обратной магистрали:

в конце шестнадцатого участка $H_{16} = 20 + 0,65 = 20,65 м$;

в конце пятнадцатого участка $H_{15} = 20,65 + 0,68 = 21,33 м$;

в конце четырнадцатого участка $H_{14} = 21,33 + 0,34 = 21,67 м$;

в конце тринадцатого участка $H_{13} = 21,67 + 0,19 = 21,87 м$;

в конце двенадцатого участка $H_{12} = 21,87 + 0,23 = 22,1 м$;

в конце одиннадцатого участка $H_{11} = 22,1 + 0,18 = 22,28 м$;

в конце десятого участка $H_{10} = 22,28 + 0,05 = 22,33 м$;

в конце девятого участка $H_9 = 22,33 + 0,16 = 22,49 м$;

в конце восьмого участка $H_8 = 22,49 + 0,12 = 22,62 м$;

в конце седьмого участка $H_7 = 22,62 + 0,13 = 22,75 м$;

в конце шестого участка $H_6 = 22,75 + 0,09 = 22,84 м$;

в конце пятого участка $H_5 = 22,84 + 0,22 = 23,05 м$;

в конце четвертого участка $H_4 = 23,05 + 0,51 = 23,56 м$;

в конце третьего участка $H_3 = 23,56 + 0,78 = 24,34 м$;

в конце второго участка $H_2 = 24,34 + 0,18 = 24,53 м$;

в конце первого участка $H_1 = 24,53 + 0,29 = 24,82 м$.

Соединив полученные значения на графике, получаем пьезометрическую линию обратной магистрали. Максимальный пьезометрический напор в обратной магистрали в конце шестнадцатого участка равен разности полного напора в обратной линии сети и геодезической отметки оси теплопровода, т.е. $24,82 + 6 = 30,82 м$, что меньше допустимого значения 60 м для зависимых схем присоединения потребителей.

Откладываем вверх располагаемый напор на квартал $H_{кв} = 20 м$. Учитывая потери напора на участках, аналогично пьезометрической линии обратной магистрали строим пьезометрическую линию подающей магистрали:

в начале первого участка $H_1 = 44,82 + 0,29 = 45,1 м$;

в начале второго участка $H_2 = 45,1 + 0,18 = 45,3 м$;

в начале третьего участка $H_3 = 45,3 + 0,78 = 46,1 м$;

в начале четвертого участка $H_4 = 46,1 + 0,51 = 46,6 м$;

в начале пятого участка $H_5 = 46,6 + 0,22 = 46,8 м$;

в начале шестого участка $H_6 = 46,8 + 0,09 = 46,9 м$;

в начале седьмого участка $H_7 = 46,9 + 0,13 = 47 м$;

в начале восьмого участка $H_8 = 47 + 0,12 = 47,1 м$;

в начале девятого участка $H_9 = 47,1 + 0,16 = 47,3 м$;

в начале десятого участка $H_{10} = 47,3 + 0,05 = 47,35 м$;

в начале одиннадцатого участка $H_{11} = 47,35 + 0,18 = 47,5 м$;

в начале двенадцатого участка $H_{12} = 47,5 + 0,23 = 47,8 м$;

в начале тринадцатого участка $H_{13} = 47,8 + 0,19 = 48 м$;

в начале четырнадцатого участка $H_{14} = 48 + 0,34 = 48,34 м$;

в начале пятнадцатого участка $H_{15} = 48,34 + 0,68 = 49 м$;

в начале шестнадцатого участка $H_{16} = 49 + 0,65 = 49,65 м$.

Откладываем вверх потери напора в тепло подготовительной установке источника теплоснабжения $H_{ист} = 20 м$. Полученная точка характеризует напор на нагнетательном патрубке сетевого насоса, равный $49,65 + 20 = 69,65 м$, что не превышает допустимого значения $120 м$, из условия прочности стальных трубопроводов и арматуры.

Напор, развиваемый сетевыми насосами, равен:

$$H_{CH} = H_{под} + H_{обр} + H_{кв} + H_{ист}, м \quad H_{CH} = 4,8 + 4,8 + 20 + 20 = 49,6 м \quad (2.7)$$

Минимальный пьезометрический напор в подающем теплопроводе в начале первого участка равен разности полного напора в подающей линии сети

и геодезической высоты оси теплопровода, т.е. $44,82-(112-118) = 51$ м, что превышает минимально допустимый пьезометрический напор 40 м из условия нескипания теплоносителя с температурой 150 °С

Пьезометрический график для летнего периода строим по аналогии с зимним периодом. По построенным графикам можно сделать вывод, что гидравлический режим тепловой сети соответствует зависимой схеме присоединения потребителей. Пьезометрические графики представлены на 4 и 5 листе графической части работы.

2.5 Расчет и подбор тепловой изоляции

Для монтажа системы теплоснабжения приняты предварительно-изолированные стальные трубы компании «Теплопайп».

Трубы представляют собой конструкцию «сэндвич», состоящую из таких слоев: стальная труба, теплоизолирующий слой из пенополиуретана, сигнальные медные проводники системы оперативного дистанционного контроля ОДК, защитная оболочка из полиэтилена низкого давления. Данные изделия производятся в соответствии с ГОСТ 30732-2006 и предназначены для прокладки тепловых сетей с расчетными параметрами теплоносителя 150/70 °С.

Преимуществами применения данного материала являются такие качества, как низкая теплопроводность и малое влагопоглощение, а так же:

- повышение долговечности: срок службы теплопроводов - 30 лет и более;
- снижение эксплуатационных расходов;
- снижение тепловых потерь;
- возможность прокладки трубопроводов в различных;
- наличие системы оперативного дистанционного контроля увлажнения теплоизоляции.

Система ОДК позволяет контролировать состояние трубопровода, оперативно сигнализировать о появившейся неисправности и точно указывать место любого дефекта.

Действие системы оперативного дистанционного контроля основано на измерении электрического сопротивления изоляции между стальной трубой и сигнальными проводами, установленными в теплоизоляционном слое. При увлажнении изоляции сопротивление падает, что фиксируется специальными приборами системы ОДК – детекторами [24].

Трубы предизолированные - это уже полностью готовые изделия, которые не требуют проведения дополнительных работ при монтаже, что значительно сокращает все расходы на установку и дальнейшее обслуживание. Предусматривается также использование предизолированной арматуры Броен Балломаск и фасонных частей.

Определяем эффективность нанесенной тепловой изоляции в соответствии с СП [5].

Определяем эквивалентные наружный и внутренний диаметры канала КЛс150-90:

$$d_{н.э} = \frac{4 \cdot F_n}{P_n}, м, \quad d_{н.э} = \frac{4 \cdot 1,74 \cdot 1,07}{2 \cdot (1,74 + 1,07)} = 1,325, м \quad (2.8)$$

$$d_{в.э} = \frac{4 \cdot F_v}{P_v}, м, \quad d_{в.э} = \frac{4 \cdot 1,5 \cdot 0,9}{2 \cdot (1,5 + 0,9)} = 1,125, м \quad (2.9)$$

где F_n и F_v – площадь канала по наружным и внутренним размерам;

P_n и P_v – периметр канала по наружным и внутренним размерам.

Находим термическое сопротивление на внутренней поверхности канала:

$$R_{ПК} = \frac{1}{\pi \cdot d_{в.э} \cdot \lambda} = м \cdot ^\circ K / Вт \quad (2.10)$$

$$\text{канал КЛс150-90 } R_{ПК} = \frac{1}{3,14 \cdot 1,13 \cdot 8,15} = 0,035 м \cdot ^\circ K / Вт$$

$$\text{канал КЛ90-45 } R_{ПК} = \frac{1}{3,14 \cdot 0,6 \cdot 8,15} = 0,065 м \cdot ^\circ K / Вт$$

$$\text{канал КЛ60-45 } R_{ПК} = \frac{1}{3,14 \cdot 0,51 \cdot 8,15} = 0,076 м \cdot ^\circ K / Вт$$

где λ - коэффициент теплоотдачи на внутренней поверхности канала и наружной поверхности гидроизоляционного материала принимаем равным 8,15 Вт/(м · °K) [5, стр.263].

Приняв коэффициент теплопроводности конструкции канала $\lambda_k = 2,04 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{К})$, находим термическое сопротивление стенок канала:

$$R_{\kappa} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\kappa}} \cdot \ln \frac{d_{н.э.}}{d_{в.э.}} = \text{м} \cdot ^\circ\text{К} / \text{Вт} \quad (2.11)$$

$$R_{\kappa} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,04} \cdot \ln \frac{1,325}{1,125} = 0,0128 \text{ м} \cdot ^\circ\text{К} / \text{Вт}$$

Таблица 7 – Термическое сопротивление теплопередачи канала

Размеры канала		Площадь сечения канала	Периметр канала	Эквивалентный диаметр		Коэффициент теплопроводности	Сопротивления канала
а	б	F	P	d _в	d _н	λ_{κ}	R _κ
м	м	м ²	м	м	м	Вт/(м·°К)	(м·°К)/Вт
канал КЛс150-90							
1,5	0,9	1,35	4,8	1,13	1,33	2,04	0,0128
канал КЛ90-45							
0,9	0,45	0,41	2,7	0,6	0,81	2,04	0,0239
канал КЛ60-45							
0,6	0,45	0,27	2,1	0,51	0,7	2,04	0,0246

Термическое сопротивление грунта при значении его коэффициента теплопроводности $\lambda_{gp} = 1,92 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{К})$ [5, табл.13.3]:

$$R_{gp} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{gp}} \cdot \ln \frac{4 \cdot h}{d_{н.э.}} = \text{м} \cdot ^\circ\text{К} / \text{Вт} \quad (2.12)$$

$$\text{канал КЛс150-90 } R_{gp} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,92} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,1}{1,33} = 0,1 \text{ м} \cdot ^\circ\text{К} / \text{Вт}$$

$$\text{канал КЛ90-45 } R_{gp} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,92} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,4}{0,81} = 0,16 \text{ м} \cdot ^\circ\text{К} / \text{Вт}$$

$$\text{канал КЛ60-45 } R_{gp} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,92} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,6}{0,7} = 0,18 \text{ м} \cdot ^\circ\text{К} / \text{Вт}$$

Общее термическое сопротивление канала и грунта равно:

$$R_o = R_{\kappa} + R_{н.к.} + R_{gp}, \text{ м} \cdot ^\circ\text{К} / \text{Вт} \quad (2.13)$$

$$\text{канал КЛс150-90 } R_o = 0,0128 + 0,1 + 0,035 = 0,147 \text{ м} \cdot ^\circ\text{К} / \text{Вт}$$

$$\text{канал КЛ90-45 } R_o = 0,0239 + 0,16 + 0,065 = 0,25 \text{ м} \cdot ^\circ\text{К} / \text{Вт}$$

$$\text{канал КЛ60-45 } R_o = 0,0246 + 0,18 + 0,076 = 0,28 \text{ м} \cdot ^\circ\text{К} / \text{Вт}$$

При одинаковых диаметрах подающего и обратного трубопроводов и одинаковой толщине слоя изоляции термическое сопротивление основного слоя изоляции для каждой трубы:

$$R_{u.} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_u} \cdot \ln \frac{d_u}{d_n} = \text{м} \cdot ^\circ\text{K} / \text{Вт} \quad (2.14)$$

$$\text{для Ду 377х9 } R_{u.} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,02} \cdot \ln \frac{0,489}{0,377} = 2,0809 \text{ м} \cdot ^\circ\text{K} / \text{Вт}$$

$$\text{для Ду 325х8 } R_{u.} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,02} \cdot \ln \frac{0,437}{0,325} = 2,3689 \text{ м} \cdot ^\circ\text{K} / \text{Вт}$$

где d_n - наружный диаметр теплопровода с учетом слоя изоляции, м;

λ_u - теплопроводность изоляционного слоя, Вт/(м·°K).

Термическое сопротивление покровного слоя для каждой трубы:

$$R_{пс} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{пс}} \cdot \ln \frac{d_{пс}}{d_n}, \text{ м} \cdot ^\circ\text{K} / \text{Вт} \quad (2.15)$$

$$\text{для Ду 377х9 } R_{пс.} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,175} \cdot \ln \frac{0,499}{0,489} = 0,0185 \text{ м} \cdot ^\circ\text{K} / \text{Вт}$$

$$\text{для Ду 325х8 } R_{пс} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,175} \cdot \ln \frac{0,447}{0,437} = 0,0207 \text{ м} \cdot ^\circ\text{K} / \text{Вт}$$

где $d_{пс}$ - наружный диаметр покровного слоя, м;

$\lambda_{пс}$ - теплопроводность покровного слоя, Вт/(м·°K).

Термическое сопротивление поверхности гидроизоляционного материала для каждой трубы:

$$R_{пш} = \frac{1}{\pi \cdot d_{н.с.} \cdot \lambda} = \text{м} \cdot ^\circ\text{K} / \text{Вт} \quad (2.16)$$

$$\text{для Ду 377х9 } R_{пш} = \frac{1}{3,14 \cdot 0,499 \cdot 8,15} = 0,078 \text{ м} \cdot ^\circ\text{K} / \text{Вт}$$

$$\text{для Ду 325х8 } R_{пш} = \frac{1}{3,14 \cdot 0,447 \cdot 8,15} = 0,087 \text{ м} \cdot ^\circ\text{K} / \text{Вт}$$

Суммарные термические сопротивления каждой трубы $\sum R$, (м·°K)/Вт:

$$\sum R = R_u + R_{пс} + R_{пш} \quad (2.17)$$

$$\text{для Ду 377х9 } \sum R = 2,0809 + 0,0185 + 0,078 = 2,1778 \text{ (м} \cdot ^\circ\text{K) / Вт}$$

для Ду 325х8 $\sum R = 2,3689 + 0,0207 + 0,087 = 2,477 \text{ (м} \cdot \text{°K)/Вт}$

где R_{II} - термическое сопротивление изоляции, (м·°K)/Вт;

$R_{ПС}$ - термическое сопротивление покровного слоя, (м·°K)/Вт;

R_{III} - термическое сопротивление теплоотдачи от поверхности покровного слоя воздуху в канале, (м·°K)/Вт.

Температура воздуха в канале t_K , °C, определяем по формуле:

$$t_K = \frac{\frac{\tau_1}{\sum R_1} + \frac{\tau_2}{\sum R_2} + \frac{t_0}{R_0}}{\frac{1}{\sum R_1} + \frac{1}{\sum R_2} + \frac{1}{R_0}}, ^\circ C \quad (2.18)$$

$$\text{для Ду 377х9 } t_K = \frac{\frac{90}{2,1778} + \frac{50}{2,1778} + \frac{6,8}{0,147}}{\frac{1}{2,1778} + \frac{1}{2,1778} + \frac{1}{0,147}} = 14,34^\circ C$$

$$\text{для Ду 325х8 } t_K = \frac{\frac{90}{2,477} + \frac{50}{2,477} + \frac{6,8}{0,147}}{\frac{1}{2,477} + \frac{1}{2,477} + \frac{1}{0,147}} = 13,53^\circ C$$

где τ - среднегодовая температура теплоносителя в магистрали, °C;

t_0 - температура грунта на оси заложения теплопровода, °C.

Удельные теплотери изолированным теплопроводом q'' , Вт/м, определяются по формуле:

$$q_i'' = \frac{\tau_i - t_K}{\sum R_i}, \text{ Вт / м} \quad (2.19)$$

$$\text{для Ду 377х9 } q_1'' = \frac{90 - 14,34}{2,1778} = 34,74 \text{ Вт / м}$$

$$q_2'' = \frac{50 - 14,34}{2,1778} = 16,37 \text{ Вт / м}$$

$$\text{для Ду 325х8 } q_1'' = \frac{90 - 13,53}{2,477} = 30,87 \text{ Вт / м}$$

$$q_2'' = \frac{50 - 13,53}{2,477} = 14,72 \text{ Вт / м}$$

где τ_i - среднегодовая температура в подающем или обратном теплопроводах, °C;

$\sum R_i$ - суммарное термическое сопротивление соответствующей трубы, (м·°K)/Вт.

Суммарные удельные теплотери изолированных теплопроводов q'' , Вт/м, определяем по формуле:

$$q'' = q_1'' + q_2'' \text{ Вт/м} \quad (2.20)$$

$$\text{для Ду } 377 \times 9 \quad q'' = 34,74 + 16,37 = 51,11 \text{ Вт/м}$$

$$\text{для Ду } 325 \times 8 \quad q'' = 30,87 + 14,72 = 45,6 \text{ Вт/м}$$

Теплотери неизолированными теплопроводами.

Термическое сопротивление на поверхности неизолированного теплопровода, R_H , (м·°K)/ Вт:

$$R_H = \frac{1}{\pi \cdot d_H \cdot \alpha} = \text{м} \cdot \text{°K} / \text{Вт} \quad (2.21)$$

$$\text{для Ду } 377 \times 9 \quad R_H = \frac{1}{3,14 \cdot 0,377 \cdot 8,15} = 0,1037 \text{ м} \cdot \text{°K} / \text{Вт}$$

$$\text{для Ду } 325 \times 8 \quad R_H = \frac{1}{3,14 \cdot 0,325 \cdot 8,15} = 0,1202 \text{ м} \cdot \text{°K} / \text{Вт}$$

Температура воздуха в канале при неизолированных теплопроводах t_K , °C:

$$t_K^H = \frac{\frac{\tau_1}{R_H} + \frac{\tau_2}{R_H} + \frac{t_0}{R_0}}{\frac{1}{R_H} + \frac{1}{R_H} + \frac{1}{R_0}} \quad (2.22)$$

$$\text{для Ду } 377 \times 9 \quad t_K = \frac{\frac{90}{0,1037} + \frac{50}{0,1037} + \frac{6,8}{0,147}}{\frac{1}{0,1037} + \frac{1}{0,1037} + \frac{1}{0,147}} = 53,57^\circ \text{C}$$

$$\text{для Ду } 325 \times 8 \quad t_K = \frac{\frac{90}{0,1202} + \frac{50}{0,1202} + \frac{6,8}{0,147}}{\frac{1}{0,1202} + \frac{1}{0,1202} + \frac{1}{0,147}} = 51,71^\circ \text{C}$$

Удельные теплотери неизолированных теплопроводов q^H , Вт/м, по формуле:

$$q_i^H = \frac{\tau_i - t_K^H}{R_H} \text{ Вт/м} \quad (2.23)$$

$$\text{для Ду 377х9 } q_1^H = \frac{90 - 53,57}{0,1037} = 351,42 \text{ Вт/м}$$

$$q_2^H = \frac{50 - 53,57}{0,1037} = -34,49 \text{ Вт/м}$$

$$\text{для Ду 325х8 } q_1^H = \frac{90 - 51,71}{0,1202} = 318,48 \text{ Вт/м}$$

$$q_2^H = \frac{50 - 51,71}{0,1202} = -14,2 \text{ Вт/м}$$

Суммарные теплотери неизолированных теплопроводов:

$$q^H = q_1^H + q_2^H \text{ Вт/м} \quad (2.24)$$

$$\text{для Ду 377х9 } q^H = 351,42 + (-34,49) = 316,94 \text{ Вт/м}$$

$$\text{для Ду 325х8 } q^H = 318,48 + (-14,2) = 304,28 \text{ Вт/м}$$

Эффективность тепловой изоляции определяется как соотношение:

$$\eta = \frac{q^H - q^H}{q^H} \cdot 100\% \quad (2.25)$$

$$\text{для Ду 377х9 } \eta = \frac{316,94 - 51,11}{316,94} \cdot 100\% = 84\%$$

$$\text{для Ду 325х8 } \eta = \frac{304,28 - 45,6}{304,28} \cdot 100\% = 85\%$$

Эффективность изоляции составляет 84-85%, что является хорошим показателем минимизации тепловых потерь. Поскольку для проектирования тепловых сетей выбраны предизолированные трубы, то толщины изоляционных конструкций приняты по каталогу компании «Теплопайп». Объем изоляционных материалов приведен в таблице 8.

Таблица 8 - Толщины изоляционных конструкций

Наименование и размеры трубопровода	Толщина изоляцио нного слоя	Наружный диаметр трубы	Наружный диаметр с изоляцией	Длина тр-да	Объём изоляцион ного материала	Площадь покровного слоя
мм	м	м	м	м	куб.м	кв.м
T1 - 377x9	0,056	0,377	0,489	643,5	49,00	988,07
T2 - 377x9	0,056	0,377	0,489	643,5	49,00	988,07
T1 - 325x8	0,056	0,325	0,437	275,5	18,46	378,04
T2 - 325x8	0,056	0,325	0,437	275,5	18,46	378,04
T1 - 219x6	0,042	0,219	0,303	330,8	11,39	314,73
T2 - 219x6	0,042	0,219	0,303	330,8	11,39	314,73
T1 - 194x5	0,042	0,194	0,278	74,9	2,33	65,38
T2 - 194x5	0,042	0,194	0,278	74,9	2,33	65,38
T1 - 159x4,5	0,042	0,159	0,243	262,5	6,96	200,29
T2 - 159x4,5	0,042	0,159	0,243	262,2	6,95	200,06
T1 - 133x4	0,042	0,133	0,217	315,2	7,27	214,77
T2 - 133x4	0,042	0,133	0,217	315,2	7,27	214,77
T1 - 108x4	0,033	0,108	0,174	122	1,78	66,66
T2 - 108x4	0,033	0,108	0,174	122	1,78	66,66
T1 - 89x3,5	0,033	0,089	0,155	164,2	2,08	79,92
T2 - 89x3,5	0,033	0,089	0,155	164,2	2,08	79,92
T1 - 57x3,5	0,033	0,057	0,123	81,4	0,76	31,44
T2 - 57x3,5	0,033	0,057	0,123	81,4	0,76	31,44

2.6 Построение продольного профиля

Продольный профиль разрабатываем от точки подключения котельной до тепловой камеры УТ66. При построении продольного профиля учитываем необходимость снижения объема земляных работ, в связи с чем прокладываем тепловые сети параллельно профилю земли. Уклон тепловых сетей, независимо от направления движения теплоносителя, должен быть не менее 0,002. Для прокладки трубопроводов используем каналы типовых размеров серии КЛс 150-90, КЛ 90-45, КЛ 60-45. Тепловые камеры применяются серии с.3.903 КЛ13 размером 3000x3000x2000 мм.

Строим план трассы теплопровода с указанием камер, расстояний между ними. Затем наносим отметки поверхности земли, и получаем продольный

профиль земли. Отметки потолка и дна каналов, высоты камер определяем исходя от диаметра теплопровода и установленной арматуры.

Глубина заложения камеры (глубина дна камеры) $H_{\text{ДК}}$, м, определяется как сумма:

$$H_{\text{ДК}} = a + b + l + c + d, \text{ м} \quad (2.26)$$

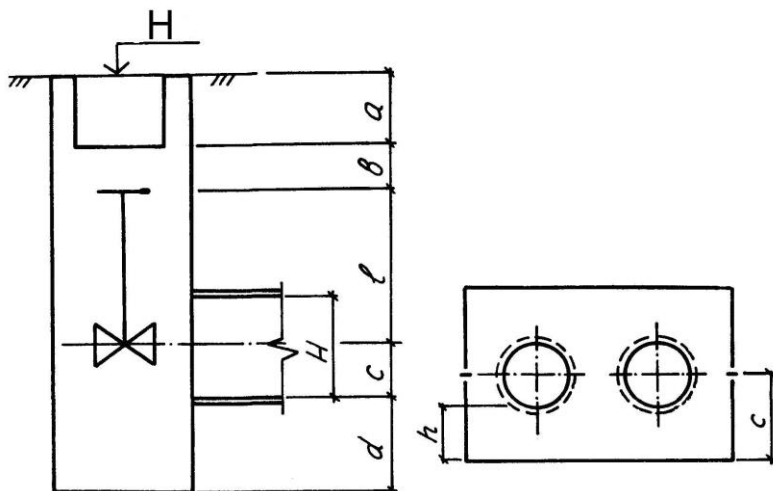


Рисунок 2.2 - .Разрез камеры

где a - расстояние от поверхности земли до верха перекрытия камеры, 0,4 м;

b - расстояние от перекрытия камеры до редуктора шарового крана, 0,44 м;

l - высота шарового крана с редуктором, 0,632 м;

c - расстояние от оси теплопровода до пола канала, м;

$$c = h + \frac{d_H}{2} = 246 + \frac{377}{2} = 434 \text{ мм} = 0.43 \text{ м} \quad (2.27)$$

h - расстояние от низа трубы до пола канала, 0,246 м;

d - расстояние от пола канала до дна камеры, 0,5 м;

H - высота канала, 0,83 м.

Зная все выше описанные расстояния, рассчитываются следующие отметки для камеры УТ1:

пола канала $118 - a - b - l - c = 118 - 0,4 - 0,44 - 0,632 - 0,43 = 116,09$;

потолка канала $116,09 + H = 116,09 + 0,83 = 116,92$;

дна камеры $116,09 - d = 116,09 - 0,5 = 115,59$.

Зная отметки пола и потолка канала и задавшись уклоном $i = 0,002$ находим соответствующие отметки канала камеры ТК5:

отметка потолка канала $116,92 + 0,002 \cdot 45,8 = 117,02$;

отметка пола канала $116,09 + 0,002 \cdot 45,8 = 116,19$.

Далее определяем отметки канала на выходе из источника теплоты:

отметка потолка канала $117,02 + 0,002 \cdot 49 = 117,11$;

отметка пола канала $116,19 + 0,002 \cdot 49 = 116,28$.

Аналогично определяем отметки канала и дна камер для последующих участков сети. Расчеты сведены в таблицу 9.

Заглубление тепловых сетей от поверхности земли до верха перекрытия должно быть не менее 0,5 м. По расчетам определено, что заглубление тепловых сетей варьируется от 1 до 1,6 метра. В нижних точках тепловой сети предусматриваются штуцера с запорной арматурой для спуска воды. В высших точках – для выпуска воздуха. Продольный профиль показан на 6 и 7 листах графической части.

Таблица 9 – Расчет глубины заложения каналов

№ камеры	Ду трубопровода,мм	a	b	l	h	c	H	протяженность тр-да L, м	отм. уровня земли	отм. пола канала	отм. потолка канала	отм. дна камеры	уклон
К	377	-	-	-	-	-	-	49	118	116,28	117,11	-	0,002
ТК5	377	-	-	-	0,246	0,43	0,83	45,80	118	116,19	117,02	115,69	0,002
УТ1	377	0,4	0,44	0,632	0,246	0,43	0,83	147,30	118	116,09	116,92	115,59	0,003
УТ2	377	-	-	-	0,246	0,43	0,83	88,20	117,5	115,65	116,48	115,15	0,005
УТ3	377	-	-	-	0,246	0,43	0,83	51,60	117	115,21	116,04	114,71	0,006
УТ4	377	-	-	-	0,246	0,43	0,83	111,60	116,7	114,91	115,74	114,41	0,006
УТ5	377	-	-	-	0,246	0,43	0,83	116,50	116	114,21	115,04	113,71	0,009
УТ6	377	-	-	-	0,246	0,43	0,83	33,50	115	113,21	114,04	112,71	0,002
УТ7	377	-	-	-	0,246	0,43	0,83	72,50	115	113,14	113,97	112,64	0,002
УТ8	325	-	-	-	0,246	0,41	0,83	71,80	115	112,99	113,82	112,49	0,002
УТ9	325	-	-	-	0,246	0,41	0,83	131,20	115	112,85	113,68	112,35	0,002
УТ10	325	-	-	-	0,246	0,41	0,83	53,30	115	112,59	113,42	112,09	0,004
УТ11	194	-	-	-	0,196	0,29	0,83	66,20	114,5	112,38	113,21	111,88	0,004
УТ12	159	-	-	-	0,196	0,28	0,46	71,00	114	112,11	112,57	111,61	0,007
УТ13	133	-	-	-	0,196	0,26	0,46	65,00	113,5	111,61	112,07	111,11	0,008
УТ14	133	-	-	-	0,196	0,26	0,46	72,00	113	111,09	111,55	110,59	0,012
УТ64	108	-	-	-	0,196	0,25	0,46	50,00	112	110,23	110,69	109,73	0,002
УТ65	108	-	-	-	0,196	0,25	0,46	100,50	112	110,13	110,59	109,63	0,002
УТ66	89	-	-	-	0,196	0,24	0,46	-	112	109,93	110,39	109,43	

2.7 Компенсация температурных удлинений

П-образные компенсаторы применяют для компенсации температурных удлинений труб на протяжённых прямых участках, если возможности самокомпенсации трубопровода за счёт поворотов тепловой сети нет. Отсутствие компенсаторов на жёстко закреплённых трубопроводах с переменной температурой рабочей среды, приведёт к росту напряжений способных деформировать и разрушить трубопровод. В проекте подобраны П-образные компенсаторы с гнутыми отводами типовых размеров [7].

Рассчитаем изгибающее напряжение компенсатора для трубопровода Ду 377 мм. Линейное удлинение компенсируемого участка теплопровода определяем по формуле:

$$\Delta \ell = \alpha \cdot L \cdot (\tau - t_o), \Delta \ell = 12 \cdot 10^{-6} \cdot 123 \cdot (150 - (-30)) = 0.03 \text{ м} \quad (2.28)$$

где α - коэффициент удлинения стали, $12 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$;

L – расстояние между неподвижными опорами, м;

τ - температура теплоносителя, 150°C ;

t_o - температура наружного воздуха расчётная отопительная - 30°C .

Учитывая предварительную растяжку компенсатора, расчётное тепловое удлинение:

$$\Delta \ell_p = \varepsilon \cdot \Delta \ell, \Delta \ell_p = 0.5 \cdot 0.03 = 0.013 \text{ м} \quad (2.29)$$

Изгибающие напряжения в точках А и В:

$$n_1 = \frac{\ell_1}{\ell}; \quad n_2 = \frac{L}{\ell}; \quad n_1 = \frac{3.7}{4.2} = 0.9, \quad n_2 = \frac{123}{4.2} = 29.3 \quad (2.30)(2.31)$$

Изгибающее напряжение в точке В:

$$\sigma_B = \frac{\Delta \ell_p \cdot E \cdot d_n}{\ell^2} \cdot \frac{1.5}{3 \cdot n_1 + 2 - \frac{n_1 + 1}{n_2 - n_1 + 1}} < \sigma^{\text{дон}} = 80 \text{ МПа} \quad (2.32)$$

$$\sigma_B = \frac{0.013 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 0.377}{4.2^2} \cdot \frac{1.5}{3 \cdot 0.9 + 2 - \frac{0.9 + 1}{29.3 - 0.9 + 1}} = 18.6 \text{ МПа}$$

где E - модуль продольной упругости, $2 \cdot 10^5 \text{ МПа}$;

d_n - наружный диаметр трубопровода, м;

ℓ - вылет компенсатора, м;

$\Delta \ell_p$ - расчетное тепловое удлинение.

в точке А:

$$\sigma_A = \frac{\Delta \ell_p \cdot E \cdot d_n}{\ell^2} \cdot \frac{1,5}{\frac{(3 \cdot n_1 + 2) \cdot (n_2 - n_1 + 1)}{n_1 + 1} - 1} \text{ МПа} \quad (2.33)$$

$$\sigma_A = \frac{0,013 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 0,377}{4,2^2} \cdot \frac{1,5}{\frac{(3 \cdot 0,9 + 2) \cdot (29,3 - 0,9 + 1)}{0,9 + 1} - 1} = 1,2 \text{ МПа}$$

Расчеты по остальным компенсаторам сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет П-образных компенсаторов

Обозначение компенсатора	Ду, м	Расстояние между опорами, м	Тепловое удлинение трубопровода, м	Расчетное тепловое удлинение трубопровода, м	l , м	l_1 , м	n1	n2	Изгибающее напряжение в точке	
	L		Δl	Δl_p			А	В	А	В
K1	0,377	123	0,03	0,013	4,2	3,7	0,9	29,3	1,2	18,6
K2	0,377	113,8	0,02	0,012	4,2	3,7	0,9	27,1	1,2	17,2
K3	0,377	106,6	0,02	0,012	4,2	3,7	0,9	25,4	1,2	16,2
K4	0,377	115,5	0,02	0,012	4,2	3,7	0,9	27,5	1,2	17,5
K5	0,325	110,3	0,02	0,012	3,6	3,1	0,9	30,6	1,2	19,8
K6	0,325	116,2	0,03	0,013	3,6	3,1	0,9	32,3	1,2	20,9
K7	0,159	92,2	0,02	0,010	2,4	1,6	0,7	38,4	0,9	21,1
K8	0,159	77	0,02	0,008	2,4	1,6	0,7	32,1	0,9	17,7
K9	0,108	77	0,02	0,008	1,6	1,1	0,7	48,1	0,9	26,1
K10	0,089	46	0,01	0,005	1,6	1,1	0,7	28,8	0,7	12,9
K11	0,089	61,5	0,01	0,007	1,6	1,1	0,7	38,4	0,7	17,2
K12	0,219	122,2	0,03	0,013	3,2	2,1	0,7	38,2	0,9	21,6
K13	0,219	122,2	0,03	0,013	3,2	2,1	0,7	38,2	0,9	21,6
K14	0,159	113,5	0,02	0,012	2,4	1,6	0,7	47,3	0,9	25,6
K15	0,133	74,3	0,02	0,008	2,0	1,3	0,7	37,2	0,9	20,5
K16	0,133	78,8	0,02	0,009	2,0	1,3	0,7	39,4	0,9	21,7
K17	0,057	58	0,01	0,006	1,0	1,0	1,0	58,0	0,7	21,6
K18	0,159	88,8	0,02	0,010	2,4	1,6	0,7	37,0	0,9	20,1
K19	0,089	47,7	0,01	0,005	1,6	1,1	0,7	29,8	0,7	13,4

3 ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ТЕПЛОВОЙ ПУНКТ

3.1 Разработка и описание принципиальной схемы ЦТП

В поселке Старая Александровка расположена ЦТП№1, которая обеспечивает подготовку горячей воды для системы ГВС потребителей (12 жилых домов).

Центральные тепловые пункты устраивают для нескольких зданий, квартала или микрорайона, что позволяет вынести циркуляционные насосы систем горячего водоснабжения и весь узел приготовления горячей воды из подвалов домов в отдельно стоящее здание [11].

В ЦТП размещают теплообменное оборудование, запорно-регулирующую арматуру, приборы контроля, автоматизации и управления. Все это позволяет контролировать параметры теплоносителя, регулировать расход, отключать системы теплоснабжения, защищать местные системы от резкого повышения параметров теплоносителя, производить водоподготовку.

Для разработки ЦТП необходимы соответствующие документы:

- техническое задание на выполнение работы;
- технические условия на подключение теплоснабжающих установок, выданные ресурсоснабжающей организацией;
- архитектурно-строительная документация.

В общем виде механизм работы ЦТП можно представить как многоступенчатую систему, в которой происходит преобразование теплоносителя, поступающего из теплосети, в соответствии с необходимыми потребителям параметрами.

Теплоноситель, поступающий в ЦТП по подающему трубопроводу теплового ввода, отдает свое тепло в подогревателях системы ГВС, после чего возвращается в обратный трубопровод теплового ввода и по магистральным сетям отправляется обратно на источник тепла (котельная или ТЭЦ) для повторного использования. Принципиальная схема ЦТП представлена в Приложении 1.

3.2 Расчет и подбор теплообменного оборудования

В качестве теплообменника для подготовки ГВС на ЦТП подберем кожухотрубный водонагреватель соответствии с СП и ГОСТ [4,6].

Максимальный тепловой поток на ГВС потребителей, присоединенных к ЦТП№1, $Q_{\text{звс}}^{\text{max}} = 1,4 \times 10^6$ Вт.

Максимальный расход нагреваемой воды через I и II ступени водоподогревателя:

$$G_{h \text{ max}} = \frac{3.6 \cdot Q_{h \text{ max}}}{c \cdot (t_h - t_c)}, \text{ кг/ч}, G_{h \text{ max}} = \frac{3.6 \cdot 1,4 \cdot 10^6}{4.19 \cdot (60 - 5)} = 21,87 \cdot 10^3 \text{ кг/ч} \quad (3.1)$$

Принимаем расчетную тепловую производительность водоподогревателя $Q_h^{\text{SP}} = 1,84 \times 10^6$ Вт.

Определяем максимальный расход греющей воды на горячее водоснабжение:

$$G_{d \text{ max}} = \frac{3.6 \cdot 0.55 \cdot Q_{\text{звс}}^{\text{max}}}{c \cdot (\tau_1' - \tau_2')}, \text{ кг/ч}, G_{d \text{ max}} = \frac{3.6 \cdot 0.55 \cdot 1,84 \cdot 10^6}{4.19 \cdot (75 - 44)} = 28,05 \cdot 10^3 \text{ кг/ч} \quad (3.2)$$

Температура нагреваемой воды за водоподогревателем I ступени:

$$t_h^I = \tau_2' - 5, ^\circ \text{C}, t_h^I = 44 - 5 = 39 ^\circ \text{C} \quad (3.3)$$

Расчетная производительность водоподогревателя I ступени:

$$Q_h^{\text{SPI}} = G_{h \text{ max}} (t_h^I - t_c) \cdot (c / 3.6), \text{ Вт}, \\ Q_h^{\text{SPI}} = 21,87 \cdot 10^3 \cdot (39 - 5) (4.19 / 3.6) = 8,65 \cdot 10^5 \text{ Вт}$$

Расчетная производительность водоподогревателя II ступени:

$$Q_h^{\text{SPII}} = Q_h^{\text{SP}} - Q_h^{\text{SPI}}, \text{ Вт}, Q_h^{\text{SPII}} = 1,84 \cdot 10^6 - 8,65 \cdot 10^5 = 9,75 \cdot 10^5 \text{ Вт} \quad (3.5)$$

Температура греющей воды на выходе из водоподогревателя II ступени τ_2'' и на входе в водоподогреватель I ступени τ_1' :

$$\tau_2'' = \tau_1' = \tau_1' - \frac{3.6 \cdot Q_h^{\text{SPII}}}{c \cdot G_d}, ^\circ \text{C}, \tau_2'' = 75 - \frac{3.6 \cdot 9,75 \cdot 10^5}{4.19 \cdot 28,05 \cdot 10^3} = 45 ^\circ \text{C} \quad (3.6)$$

Температура греющей воды на выходе из водоподогревателя I ступени:

$$\tau_2^I = \tau_1' - \frac{3.6 \cdot Q_h^{\text{SP}}}{c \cdot G_d}, ^\circ \text{C}, \tau_2^I = 75 - \frac{3.6 \cdot 1,84 \cdot 10^6}{4.19 \cdot 28,05 \cdot 10^3} = 18,6 ^\circ \text{C} \quad (3.7)$$

Среднегеометрическая разность температур между греющей и нагреваемой водой для I ступени водоподогревателя:

$$\Delta t_{cp}^I = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\mu}}{2.3 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\mu}}}, ^{\circ}C, \Delta t_{cp}^I = \frac{(45-39)-(15-5)}{2.3 \cdot \lg \frac{(45-39)}{(15-5)}} = 7,8^{\circ}C \quad (3.8)$$

Среднегеометрическая разность температур между греющей и нагреваемой водой для II ступени водоподогревателя:

$$\Delta t_{cp}^{II} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\mu}}{2.3 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\mu}}}, ^{\circ}C, \Delta t_{cp}^{II} = \frac{(75-60)-(45-39)}{2.3 \cdot \lg \frac{(75-60)}{(45-39)}} = 9,8^{\circ}C \quad (3.9)$$

Для выбора необходимого типоразмера водоподогревателя предварительно задаемся оптимальной скоростью нагреваемой воды в трубках равной $W_{mp} = 1$ м/с, и исходя из двухпоточной компоновки каждой ступени определяем необходимое сечение трубок водоподогревателя $f_{mp}^{усл}, м^2$:

$$f_{mp}^{усл} = \frac{G_{h\max}}{2 \cdot 3600 \cdot W_{mp} \cdot \rho}, м^2, f_{mp}^{усл} = \frac{21,87 \cdot 10^3}{2 \cdot 3600 \cdot 1 \cdot 10^3} = 0,003 м^2 \quad (3.10)$$

По таблице 1 приложения 7 СП [4] и полученной величине $f_{mp}^{усл}$ подбираем тип водоподогревателя со следующими характеристиками:

$$f_{mp} = 0,00293 м^2;$$

$$D_H = 114 \text{ мм};$$

$$f_{мтр} = 0,005 м^2;$$

$$d_{экв} = 0,0155 \text{ м};$$

$$f_{сек} = 3,58 м^2 \text{ (при длине секции 4 м);}$$

$$\frac{d_{нар}}{d_{вн}} = \frac{16}{14} \text{ мм.}$$

Скорость воды в трубках при двухпоточной компоновке:

$$W_{mp} = \frac{G_{h\max}}{2 \cdot 3600 \cdot f_{mp} \cdot \rho}, м/с, W_{mp} = \frac{21,87 \cdot 10^3}{2 \cdot 3600 \cdot 0,00293 \cdot 10^3} = 1,01 м/с \quad (3.11)$$

Скорость воды в межтрубном пространстве при двухпоточной компоновке:

$$W_{\text{мпр}} = \frac{G_d}{2 \cdot 3600 \cdot f_{\text{мпр}} \cdot \rho}, \text{ м/с}, W_{\text{мпр}} = \frac{28,05 \cdot 10^3}{2 \cdot 3600 \cdot 0,005 \cdot 10^3} = 0,3 \text{ м/с} \quad (3.12)$$

Расчет водоподогревателя I ступени:

а) средняя температура греющей воды:

$$t_{\text{ср}}^{\text{гп}} = \frac{t_{\text{вх}}^{\text{гп}} + t_{\text{вых}}^{\text{гп}}}{2}, ^\circ \text{C}, t_{\text{ср}}^{\text{гп}} = \frac{45 + 18,6}{2} = 31,8 ^\circ \text{C} \quad (3.13)$$

б) средняя температура нагреваемой воды:

$$t_{\text{ср}}^{\text{н}} = \frac{t_{\text{вх}}^{\text{н}} + t_{\text{вых}}^{\text{н}}}{2}, ^\circ \text{C}, t_{\text{ср}}^{\text{н}} = \frac{5 + 39}{2} = 22 ^\circ \text{C} \quad (3.14)$$

в) коэффициент теплопередачи от греющей воды к стенке трубки:

$$\alpha_1 = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot t_{\text{ср}}^{\text{гп}} - 0,038 \cdot (t_{\text{ср}}^{\text{гп}})^2 \right] \cdot \frac{W_{\text{мпр}}^{0,8}}{d_{\text{экв}}^{0,2}}, \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ \text{C)} \quad (3.15)$$

$$\alpha_1 = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot 31,8 - 0,038 \cdot 31,8^2 \right] \cdot \frac{0,78^{0,8}}{0,0155^{0,2}} = 3816 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ \text{C)}$$

г) коэффициент теплоотдачи от стенки трубки к нагреваемой воде:

$$\alpha_2 = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot t_{\text{ср}}^{\text{н}} - 0,038 \cdot (t_{\text{ср}}^{\text{н}})^2 \right] \cdot \frac{W_{\text{мпр}}^{0,8}}{d_{\text{вн}}^{0,2}}, \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ \text{C)} \quad (3.16)$$

$$\alpha_2 = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot 22 - 0,038 \cdot 22^2 \right] \cdot \frac{1,01^{0,8}}{0,014^{0,2}} = 4359 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ \text{C)}$$

д) коэффициент теплопередачи при $\beta = 0,9$:

$$k^I = \frac{\psi \beta}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} + \frac{\delta_{\text{см}}}{\lambda_{\text{см}}}}, \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ \text{C)}, \quad (3.17)$$

$$k^I = \frac{1,2 \cdot 0,9}{\frac{1}{3816} + \frac{1}{4359} + \frac{0,001}{105}} = 2155,7 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ \text{C)}$$

Коэффициент ψ принят равным 1,2 для гладких трубок;

е) требуемая поверхность нагрева водоподогревателя I ступени:

$$F_{\text{мп}}^I = \frac{Q_h^{\text{сп}}}{k^I \cdot \Delta t_{\text{ср}}^I}, \text{ м}^2, F_{\text{мп}}^I = \frac{8,65 \cdot 10^5}{2155,7 \cdot 7,8} = 51,44 \text{ м}^2 \quad (3.18)$$

ж) число секций водоподогревателя I ступени при длине секции 4м:

$$N^I = \frac{F_{\text{мп}}^I}{2 \cdot f_{\text{сек}}}, \text{ шт}, N^I = \frac{51,44}{2 \cdot 3,58} = 7,2 \text{ шт} \quad (3.19)$$

Принимаем 8 секций в одном потоке. Действительная поверхность нагрева будет:

$$F^I = 3,58 \cdot 2 \cdot 8 = 57,3 \text{ м}^2$$

Расчет водоподогревателя II ступени:

а) средняя температура греющей воды:

$$t_{cp}^{zp} = \frac{t_{ex}^{zp} + t_{vblx}^{zp}}{2}, ^\circ \text{C}, \quad t_{cp}^{zp} = \frac{75 + 45}{2} = 60^\circ \text{C} \quad (3.20)$$

б) средняя температура нагреваемой воды:

$$t_{cp}^H = \frac{t_{ex}^H + t_{vblx}^H}{2}, ^\circ \text{C}, \quad t_{cp}^H = \frac{39 + 60}{2} = 49,5^\circ \text{C} \quad (3.21)$$

в) коэффициент теплопередачи от греющей воды к стенке трубки:

$$\alpha_1 = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot t_{cp}^{zp} - 0,038 \cdot (t_{cp}^{zp})^2 \right] \cdot \frac{W_{мп}^{0,8}}{d_{экв}^{0,2}}, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ \text{C}) \quad (3.22)$$

$$\alpha_1 = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot 60 - 0,038 \cdot 60^2 \right] \cdot \frac{0,78^{0,8}}{0,0155^{0,2}} = 4711 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ \text{C})$$

г) коэффициент теплоотдачи от стенки трубки к нагреваемой воде:

$$\alpha_2 = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot t_{cp}^H - 0,038 \cdot (t_{cp}^H)^2 \right] \cdot \frac{W_{мп}^{0,8}}{d_{вн}^{0,2}}, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ \text{C}) \quad (3.23)$$

$$\alpha_2 = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot 49,5 - 0,038 \cdot 49,5^2 \right] \cdot \frac{1,01^{0,8}}{0,014^{0,2}} = 5513 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ \text{C})$$

д) коэффициент теплопередачи при $\beta = 0,9$:

$$k^H = \frac{\psi \beta}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}}}, \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ \text{C}), \quad (3.24)$$

$$k^H = \frac{1,2 \cdot 0,9}{\frac{1}{4711} + \frac{1}{5513} + \frac{0,001}{105}} = 2679 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ \text{C})$$

е) требуемая поверхность нагрева водоподогревателя II ступени:

$$F_{мп}^H = \frac{Q_h^{СПИ}}{k^H \cdot \Delta t_{cp}^H}, \text{м}^2, \quad F_{мп}^H = \frac{9,75 \cdot 10^5}{2679 \cdot 9,8} = 37,1 \text{ м}^2 \quad (3.25)$$

ж) число секций водоподогревателя II ступени:

$$N'' = \frac{F''_{mp}}{2 \cdot f_{сек}}, ум, N'' = \frac{37,1}{2 \cdot 3,58} = 5,2 ум \quad (3.26)$$

Принимаем 6 секций в одном потоке. Действительная поверхность нагрева будет:

$$F'' = 3,58 \cdot 2 \cdot 6 = 42,96 м^2$$

В итоге komponуем по 6 секции в каждом водоподогревателе II ступени и 8 – каждом водоподогревателе I ступени. Общая поверхность нагрева 100,3 м².

Потери давления в водоподогревателе (14 последовательных секций в каждом потоке): для воды, проходящей в трубках (с учетом $\varphi = 2$):

$$\Delta P_n = \varphi 7,5 \left(\frac{g_h}{f_{mp} \cdot \rho} \right)^2 \cdot N, кПа, \Delta P_n = 2 \cdot 7,5 \cdot \left(\frac{10,1}{2 \cdot 0,00293 \cdot 10^3} \right)^2 \cdot 7 = 45 кПа \quad (3.27)$$

для воды, проходящей в межтрубном пространстве

$$\Delta P_{cp} = B \cdot W_{мтр}^2 \cdot N, кПа, \Delta P_{cp} = 25 \cdot 0,3^2 \cdot 14 = 31,5 кПа \quad (3.28)$$

Коэффициент В принимается по таблице 3 приложения 7 СП [4].

По рассчитанным техническим характеристикам подбираем существующий горизонтальный кожухотрубный теплообменник ТМПГ 133х4-1,0-4+4-УЗ производства ОАО «Сатэкс».

3.3 Расчет и подбор насосного оборудования

В центральных тепловых пунктах обеспечивающих ГВС устанавливают следующие группы насосов: хозяйственные, циркуляционные, пожарные, дренажный. Рассчитаем и подберем хозяйственные насосы, обеспечивающие расчетное давление холодной и горячей воды, поступающей к потребителям, независимо от изменений давлений в городском водопроводе, и циркуляционные насосы ГВС, обеспечивающие постоянную циркуляцию воды в системе горячего водоснабжения, чтобы предотвратить ее остывание и соответственно бесполезный слив остывшей воды [13].

Требуемый напор H_{TR} в водопроводе перед системой горячего водоснабжения находим по формуле:

$$H_{TP} = \Delta P_{CЧ} + \Delta P_{П} + \Delta P_{см} + P_{CB} + P_{Г} + \Delta P_{H}, м \quad (3.29)$$

$$H_{TP} = 1,4 + 225 + 3 + 10,7 + 4,5 = 244,6, м$$

где $\Delta P_{CЧ}$ - потери напора в счетчике расхода воды при Ду50, $\Delta H_{CЧ}=1,4м$

$\Delta P_{П}$ - потери напора в подающих трубопроводах системы горячего водоснабжения до наиболее удаленной точки, $\Delta H_{П}=225м$;

P_{CB} - свободный напор у водоразборных приборов, принимаем $H_{CB}=3м$;

$P_{Г}$ - геометрическая высота подъема воды от уровня ввода водопровода в ЦТП до наиболее высоко расположенного санитарного прибора, $H_{Г}=10,7 м$;

ΔP_{H} - потери давления в водоподогревателе, $\Delta P_{H} = 4,5м$. По программе Wilo-Select подбираем насос Zeox-First V 6005/A-55-2 (Приложение 2).

4 АВТОМАТИЗАЦИЯ ЦЕНТРАЛЬНОГО ТЕПЛОВОГО ПУНКТА

Разнообразный характер потребления тепла в отопительно-вентиляционных установках и в системах ГВС затрудняет применение единого центрального регулирования отпуска тепла. Центральное регулирование на ЦТП дополняется местным регулированием для корректировки тепловых и гидравлических режимов тепловой сети в соответствии с местными факторами. Вместе с корректировкой теплового потребления автоматика в ЦТП выполняет защиту местных систем от аварии, разрегулировок и опорожнения [11].

Управление режимами осуществляется регуляторами различного назначения и принципа действия. На водяных сетях применяют гидравлические авторегуляторы. На ЦТП устанавливают следующие виды регуляторов:

- расхода воды;
- регулятор давления на подающем и обратном трубопроводе;
- регулятор температуры воды.

В закрытых системах теплоснабжения постоянная температура нагреваемой водопроводной воды поддерживается путем изменения расхода греющей воды, поступающей в теплообменник.

Для автоматизации центрального теплового пункта со смешанным включением подогревателей горячего водоснабжения установлены следующие регуляторы: $РТ_г$, $РТ_о$, расхода $РР$, дифференциальный регулятор давления ДРД, обеспечивающий постоянный расход воды в системе отопления. Регулятор расхода $РР$ ограничивает расход сетевой воды не выше расчетного.

Функциональная схема автоматизации ЦТП представлена в Приложении 2.

5 ОРГАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

В основе организации монтажных работ лежит поточный метод – метод непрерывного и ритмичного производства работ, основанный на эффективном сочетании последовательного и параллельного методов. Сущность данного метода в том, что рабочие одного состава, оснащенные комплектом инструментов и машин, выполняют одинаковые работы, максимально приближенные по времени.

Подготовка теплопровода выполняется на специальных трубозаготовительных заводах или базах. В нее входит: изготовление узлов теплопровода, фасонных частей, компенсаторов, опор, проверка их на прочность и плотность.

К монтажно-сборочным работам относится: доставка трубопроводов к месту укладки, подготовка и обработка концов труб для сварки стыков, монтаж и сварка опор, установка фасонных частей и арматуры, проверка трубопроводов на прочность и плотность.

5.1 Определение объёмов работ

Земляные работы.

Суммарная протяжённость проектируемой тепловой сети составляет 2270 м, монтаж выполняется в одну захватку.

1 захватка – 2270 м.

Для определения объёмов земляных работ определяются наружные размеры лотков каналов (таблица 11).

Длину захватки определяем без учёта тепловых камер и компенсаторных ниш по формуле (5.1), м:

$$l = l_{\text{зак}} - n \cdot l_{\text{кам}} - l_{\text{к}}, l = 2270 - (3 \cdot 27) - 39,5 = 2047 \text{ м} \quad (5.1)$$

где $l_{\text{кам}}$ – длина камеры, $l_{\text{кам}} = 3$ м;

n – число камер, $n = 27$ шт

$l_{зах}$ – длина захватки;

l_k – длина компенсаторной ниши, $l_k = 142$ м.

Таблица 11 – Типы, размеры, количество лотков каналов

Размер трубопровода, мм	Длина, м	Тип канала	Размеры канала вн		Размеры канала нар			Количество		
			ширина, м	высота, м	ширина, м	высота, м	длина, м	стандарт, шт	длин, м	доборные, шт
377x9	644	КЛс150-90	1,5	0,9	1,74	1,07	3	214	2	1
325x8	276	КЛс150-90	1,5	0,9	1,74	1,07	3	92	0	0
219x6	331	КЛс150-90	1,5	0,9	1,74	1,07	3	110	1	1
194x5	75	КЛс150-90	1,5	0,9	1,74	1,07	3	25	0	0
159x4,5	263	КЛ90-45	0,9	0,45	1,15	0,63	3	87	2	1
133x4	316	КЛ90-45	0,9	0,45	1,15	0,63	3	105	1	1
108x4	122	КЛ90-45	0,9	0,45	1,15	0,63	3	40	2	1
89x3,5	165	КЛ60-45	0,6	0,45	0,85	0,6	3	55	0	0
57x3,5	82	КЛ60-45	0,6	0,45	0,85	0,6	3	27	1	1

Среднюю глубину траншеи на захватке (заглубление) определяем по формуле (5.2), м:

$$h_{cp} = \frac{\sum_1^n h}{n}, \quad h_{cp} = \frac{1,8 + 1,9 + 2 + 2,4}{4} = 2,03 \text{ м} \quad (5.2)$$

где $\sum_1^n h$ - сумма всех глубин траншеи, м;

n – число сечений, определяется по участкам (характерным точкам поверхности земли).

Объём траншеи с откосами определяем по формуле (5.3), м³:

$$V_{TP} = (h_{TP} \cdot (A_n + 0,2) + m \cdot h_{TP}^2) \cdot l, \quad (5.3)$$

$$V_{TP} = (2,23 \cdot (1,15 + 0,2) + 0,5 \cdot 2,23^2) \cdot 2047 = 11252 \text{ м}^3$$

где m – коэффициент крутизны откосов траншей, при данном виде грунта и глубине выемки 1,5 м равен 0,5 [15, прил.3].

Ширину траншеи по верху определяем по формуле (5.4), м:

$$A_v = A_n + 0,2 + 2 \cdot a', \quad A_v = 1,15 + 0,2 + 2 \cdot 1,12 = 3,6 \text{ м} \quad (5.4)$$

где A_n – наружная ширина канала, м;

a' – определяется по формуле (4.5), м:

$$a' = h_{mp} \cdot m, \quad a' = 2.23 \cdot 0.5 = 1.12 \text{ м} \quad (5.4)$$

где h_{mp} – глубина траншеи, с учётом наружной высота канала и подсыпки, равная 2,23 м.

Определяем объёмы котлованов для камер:

Длина дна котлована камеры:

$$A_n = a_{клм} + 0.5, \quad A_n = 3.2 + 0.5 = 3.7 \text{ м} \quad (5.5)$$

Ширина дна котлована камеры:

$$B_n = b_{клм} + 0.5, \quad B_n = 3.2 + 0.5 = 3.7 \text{ м} \quad (5.6)$$

Длина верха котлована камеры:

$$A_v = A_n + 2 \cdot a', \quad A_v = 3.7 + 2 \cdot 1.12 = 5.94 \text{ м} \quad (5.7)$$

Ширина верха котлована камеры:

$$B_v = B_n + 2 \cdot b', \quad B_v = 3.7 + 2 \cdot 2 \cdot 1.12 = 5.94 \text{ м} \quad (5.8)$$

Площадь камеры по низу:

$$F_n = A_n \cdot B_n, \quad F_n = 3.7 \cdot 3.7 = 13.69 \text{ м}^2 \quad (5.9)$$

Площадь камеры по верху:

$$F_v = A_v \cdot B_v, \quad F_v = 5.94 \cdot 5.94 = 35.3 \text{ м}^2 \quad (5.10)$$

Объём котлована камеры:

$$V_{кот} = \frac{1}{3} H_k (F_v + F_n + \sqrt{F_v + F_n}), \quad (5.11)$$

$$V_{кот} = \frac{1}{3} \cdot 2.7 \cdot (35.3 + 13.69 + \sqrt{35.3 + 13.69}) = 50.4 \text{ м}^3$$

где H_k – глубина заложения камеры, определяется по формуле (5.12), м:

$$H_k = h + h_{кАМ}^{HAP} + 0.2, \quad H_k = 0.5 + 2 + 0.2 = 2.7 \quad (5.12)$$

где h равна 0,5 м.

Расчёт компенсаторных ниш.

Объём компенсаторных ниш:

$$V_{K.H.} = (H_{TP} \cdot A_{H+0,2} + m \cdot h_{TP}^2) l_{ycl} \cdot n \quad (5.13)$$

$$V_{K.H.}^1 = (2,0 \cdot 1,94 + 0,5 \cdot 2,23^2) 4,2 \cdot 4 = 107 \text{ м}^3$$

$$V_{K.H.}^2 = (1,8 \cdot 1,25 + 0,5 \cdot 2,23^2) 3,6 \cdot 2 = 34 \text{ м}^3$$

$$V_{K.H.}^3 = (1,7 \cdot 1,05 + 0,5 \cdot 2,23^2) 2,4 \cdot 13 = 133,2 \text{ м}^3$$

где l_{ycl} – уловная длина П-образного компенсатора, зависящая от диаметра трубы, м;

n – число компенсаторов, шт.

Суммарный объём компенсаторных ниш составляет 274,2 м³.

Объём конструктивных элементов:

$$V_{1КАН}' = (1,74 \cdot 1,07) \cdot 1326 = 2469 \text{ м}^3$$

$$V_{2КАН}' = (1,15 \cdot 0,67) \cdot 701 = 540 \text{ м}^3$$

$$V_{3КАН}' = (0,85 \cdot 0,6) \cdot 247 = 126 \text{ м}^3$$

$$V_{1КАМ}' = (3,2 \cdot 3,2 \cdot 2,4) \cdot 26 = 639 \text{ м}^3$$

$$V_{1КОМТ}' = (1,74 \cdot 1,07) \cdot 3,6 \cdot 3 = 20 \text{ м}^3$$

$$V_{2КОМТ}' = (1,15 \cdot 0,67) \cdot 2 \cdot 1,6 = 2,5 \text{ м}^3$$

$$V_{3КОМТ}' = (0,85 \cdot 0,6) \cdot 1,6 \cdot 1,1 = 0,9 \text{ м}^3$$

Общий объём: 3797 м³

Объём обратной засыпки определяем по формуле (5.14):

$$V_{обр}^{зас} = (V_o - V_k) \cdot K_p, \quad (5.14)$$

$$V_{обр}^{зас} = (11576,4 - 3511 - 486 - 252) \cdot 1,24 = 10545 \text{ м}^3$$

где V_o – объём отвала:

$$V_o = V_{TP} + V_{КОТЛ}^1 + V_{КОТЛ}^2 + V_{КОМ}, \quad V_o = 11252 + 274,2 + 50,4 = 11576,4 \text{ м}^3 \quad (5.15)$$

Объём избыточного грунта:

$$V_{ИЗБ} = V_o \cdot K_p - V_{обр}^{зас}, \quad V_{ИЗБ} = 11576 \cdot 1,24 - 10545 = 3809 \text{ м}^3 \quad (5.16)$$

где K_p – коэффициент разрыхления грунта, равный 1,24, согласно [14].

Площадь планировки:

$$F_{нл} = (A_{ср} + 4)l_{зах}, F_{нл} = (3,5 + 4) \cdot 2047 = 15352.м^2 \quad (5.17)$$

где $A_{ср}$ – средняя длина конструкции, находим по формуле (5.18), м;

$l_{зах}$ – длина захватки, м.

$$A_{ср} = \frac{A_B^{TP} + A_B^{КОТЛ}}{2}, A_{ср} = \frac{1,15 + 5,94}{2} = 3,5.м \quad (5.18)$$

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

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

Таблица 12 – Ведомость объема земляных работ

№ захватки	Общий V_o $м^3$	Объем конструкций, $м^3$	Объем обратной засыпки, $м^3$	Объем избыточного грунта, $м^3$	Площадь планировки, $м^2$
I	11576	3797	10545	3809	15352

Объем строительно-монтажных работ сводим в таблицу 13 (Приложение 4).

5.2 Определение трудоемкости работ

Трудоемкость работ вычисляем по рассчитанному объему работ, в соответствии с Едиными нормами и расценками на строительно-монтажные работы [23,24].

Трудозатраты даны в человеко-часах и машино-часах. Трудозатраты на объем работ вычисляем по формуле:

$$T_p = \frac{H_{вр} \cdot V}{8,2}, \text{ чел-дн (маш-см)} \quad (5.19)$$

где $H_{вр}$ – норма времени на единицу объема работ по ЕНиР, чел-час(маш-час);

V – физический объем работ;

8,2 – продолжительность рабочей смены, часа.

Работы заполняются в соответствии с порядком их выполнения. Помимо основных строительно – монтажных работ, необходимо учесть затраты на необъемные работы, выполняемые за счет накладных расходов, а также на подготовительные работы. Объем их составляет в процентах от суммарной трудоемкости основных работ (соответственно 16% и 8%). Расчет сводим в таблицу 14 (Приложение 5).

6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА

Технологическая характеристика объекта.

Объектом дипломного проектирования являются инженерные сети. Под инженерными сетями понимается комплекс трубопроводов и их элементов (оборудование, арматура, строительные конструкции, специальные устройства и т.д.), предназначенных для транспортировки теплоносителя к потребителю.

Монтажно-сборочные работы включают в себя: перемещение труб к месту укладки, подготовка и обработка концов труб для сварки стыков, монтаж и сварка опор, подгонка концов труб, установка и подгонка отводов, компенсаторов и фланцев при сварке, установка задвижек, испытания трубопроводов [15,18].

Таблица 15 – Технологический паспорт объекта

№ п/п	Технологический процесс	Технологическая операция, вид выполняемых работ	Наименование должности работника, выполняющего технологический процесс, операцию	Оборудование, устройство, приспособление	Материалы, вещества
1	Монтажно-сборочные работы	Электросварка	Электросварщик дуговой сварки	Сварочный трансформатор, сварочный генератор, сварочный выпрямитель, сварочная горелка	Сварочные электроды, трубопроводы, фасонные изделия

Идентификация профессиональных рисков.

Таблица 16 – Идентификация профессиональных рисков

№ п/п	Технологическая операция, вид выполняемых работ	Опасный и вредный производственный фактор	Источник опасного и вредного производственного фактора
1	Электросварка	Сварочные аэрозоли, газы	Расплавленный металл, сварочные электроды
2		Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Расплавленный металл, сварочные электроды

3		Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов	Расплавленный металл, сварочные электроды
4		Повышенный уровень ультрафиолетовой радиации	Сварочная дуга
5		Повышенная яркость света	Сварочная дуга
6		Повышенная напряженность магнитного поля	Сварочная дуга
7		Нервно-психические перегрузки	Напряженность труда

Методы и средства снижения профессиональных рисков.

Таблица 17 – Методы и средства снижения воздействия опасных и вредных производственных факторов

№ п/п	Опасный и вредный производственный фактор	Методы и средства защиты, снижения, устранения опасного и вредного производственного фактора	Средства индивидуальной защиты работника
1	Сварочные аэрозоли, газы		Костюм сварщика, ботинки кожаные с жестким подноском, краги сварщика, щиток защитный
2	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
3	Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов	Отсутствие сгораемых материалов в радиусе не менее 5 м.	
4	Повышенный уровень ультрафиолетовой радиации	Применение оградительных устройств (кожухи, щитки, экраны)	
5	Повышенная яркость света		
6	Повышенная напряженность магнитного поля		
7	Нервно-психические перегрузки		

Обеспечение пожарной безопасности технического объекта.

Таблица 18 – Идентификация классов и опасных факторов пожара

№ п/п	Участок, подразделение	Оборудование	Класс пожара	Опасные факторы пожара	Сопутствующие проявления факторов пожара
1	Тепловые сети	Сварочный аппарат Газовый резак	А	Пламя	Опасные факторы взрыва, происшедшего из-за пожара; воздействие огнетушащих веществ
				Искры	
				Повышенная температура	
				Тепловой поток	
				Понижение концентрации и кислорода	

Таблица 19 – Средства обеспечения пожарной безопасности

Первичные средства пожаротушения	Мобильные средства пожаротушения	Установки пожаротушения	Средства пожарной автоматики	Пожарное оборудование	Средства индивидуальной защиты и спасения людей при пожаре	Пожарный инструмент (механизированный и немеханизированный)	Пожарные сигнализации, связь и оповещение
Огнетушитель	Пожарный автомобиль				Средства индивидуальной защиты органов дыхания	Лом, ведро, лопата, багор	
Песок					средства защиты кожи		
Пожарный инструмент							
Покрывало из негорючего полотна							

Таблица 20 – Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Наименование технологического процесса, вид объекта	Наименование видов работ	Требования по обеспечению пожарной безопасности
Прокладка трубопровода	Сварка, резка	Место проведения огневых работ должно быть обеспечено первичными средствами пожаротушения (огнетушитель, кошма, ящик с песком и лопатой, ведро с водой) и подготовлено для безопасного и удобного их выполнения (организованы удобные подходы, удалены мешающие предметы и т.д.).
		Для защиты оборудования и сгораемых конструкций от искр, следует использовать металлические щиты, листы или асбестовое полотно.

Таблица 21 – Идентификация экологических факторов

Наименование технического объекта, технологического процесса	Структурные составляющие технического объекта, технологического процесса	Воздействие объекта на атмосферу	Воздействие объекта на гидросферу	Воздействие объекта на литосферу
Прокладка трубопровода	Копка траншеи под трубопровод, укладка лотков			Отчуждение земель, нарушение растительного покрова, выемка плодородного слоя

Таблица 22 – Мероприятия по снижению антропогенного воздействия на окружающую среду

Наименование технического объекта	Трасса трубопровода
Мероприятия по снижению антропогенного воздействия на атмосферу	
Мероприятия по снижению антропогенного воздействия на гидросферу	
Мероприятия по снижению антропогенного воздействия на литосферу	Восстановление плодородного слоя почвы и растительного покрова

ЛИТЕРАТУРА

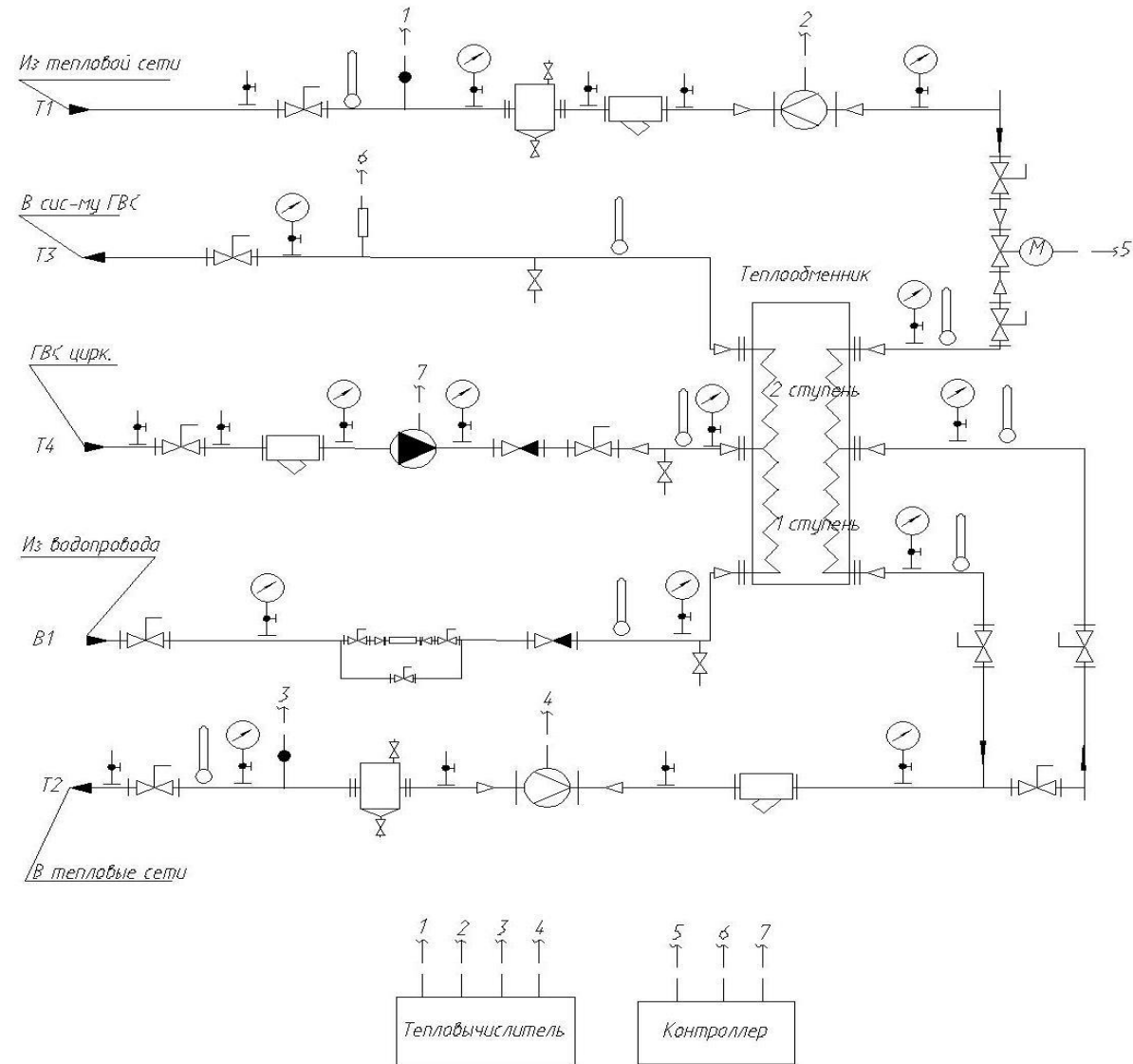
1. СП 131.13330.2012. - Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99 [электронный ресурс]. - Введ. 2013. - режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>.
2. СНиП 11-36-73. Тепловые сети. Нормы проектирования/Госстрой СССР. - Москва: ЦИТП Госстроя СССР, 1985. - 52с.
3. СП 124.13330.2012. Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 / Госстрой России. – Москва: ГП ЦПП, 2003. – 48 с.
4. СП 41-101-95. Проектирование тепловых пунктов[электронный ресурс]. - Введ. 1996. - режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/871001264>.
5. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003.[электронный ресурс]. – Москва.2012. - режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200091050>.
6. ГОСТ 27590-2005 Подогреватели кожухотрубные водо-водяные систем теплоснабжения. Общие технические условия. – Москва: Стандартинформ, 2007. – 24с.
7. Манюк В.А. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей. Справочник / В.А. Манюк, Я.И. Каплинский. - 3-е изд., перераб. и доп. - Москва: Стройиздат, 1988. – 432 с.
8. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей / ред. А. А. Николаева. — Москва: Стройиздат, 1965. — 360с.
9. Водяные тепловые сети: Справочное пособие по проектированию / ред. Беляйкина И. В., Витальева В. П., Громова Н. К., Шубина Е. П. — Москва: Энергоатомиздат, 1988. — 376с.
10. Ионин А.А. Теплоснабжение. Учебник для вузов / А.А. Ионин, Б.М. Хлыбов, В.Н. Братенков, Е.Н. Терлецкая. - Москва: Стройиздат, 1982. - 336с.
11. Тихомиров А.К. Теплоснабжение района города. Учеб. пособие / А. К.Тихомиров. – Хабаровск: Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та, 2006. – 135 с.

12. Писарев В.А. Теплоснабжение района города: учеб.-метод. пособие по выполнению курсового проекта / В.А. Писарев, В.Т. Плицин. - Тольятти: ТГУ, 2007. - 135 с.
13. Козин В.Е. Теплоснабжение. Учебное пособие для студентов вузов / В.Е. Козин. - Москва: Высш. школа, 1980. - 408 с.
14. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети / Е.Я Соколов. - Москва: Энергоиздат, 1982. - 360 с.
15. ПОТ Р М 005-97. Правила по охране труда при термической обработке металлов. – 71 с.
16. Пчелинцев В.А. Охрана труда в строительстве / В.А. Пчелинцев. - Москва: Высшая школа, 1991. - 272 с.
17. Белецкий Б.Ф. Технология прокладки трубопроводов и коллекторов различного назначения / Б.Ф. Белецкий. - Москва: Стройиздат, 1992. - 336 с.
18. ГОСТ 12.3.003-86. Межгосударственный стандарт. ССБТ. Работы электросварочные. Требования безопасности. – 7 с.
19. Мухин О.А. Автоматизация систем теплогазоснабжения: Учебное пособие для вузов / О.А. Мухин. - Москва: Высшая школа, 1986. - 304 с.
20. Калмаков А.А. Автоматика и автоматизация систем теплогазоснабжения и вентиляции: Учебник для вузов / А. А. Калмаков, Ю. Я. Кувшинов, С.С. Романова, С. А. Щелкунов, ред. В.Н. Богословский. – Москва: Стройиздат, 1986. - 479 с.
21. Пырков В.В. Современные тепловые пункты. Автоматика и регулирование / В.В. Пырков. – Киев: ІДП «Такі справи», 2007. – 252 с.
22. Андреев С.В. Охрана труда / С.В. Андреев, О.С. Ефимова. - Москва: Альфа-Пресс, 2003. - 288 с.
23. Шарапов В.И., Ротов П.В. Регулирование нагрузки систем теплоснабжения / - М.: Издательство «Новости теплоснабжения», 2007. – 164 с.
24. Каталог оборудования ТЕРЛО-ПАЙП [электронный ресурс] - режим

доступа: <http://www.teploripe.ru/>.

25. Каталог оборудования BROEN[электронный ресурс] - режим доступа: <http://www.broen.ru/>.
26. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е2. Земляные работы. Выпуск 1. Механизированные и ручные земляные работы / Госстрой России. - Москва: ГУП ЦПП, 2013. – 138с.
27. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е9. Выпуск 2. Сооружение систем теплоснабжения, водоснабжения, газоснабжения и канализации. Наружные сети и сооружения / Госстрой России. - Москва: ГУП ЦПП, 2013. – 59с.
28. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е22. Сварочные работы. Выпуск 1. Конструкции зданий и промышленных сооружений / Госстрой России. - Москва: ГУП ЦПП, 2013. – 41с.
29. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е9. Выпуск 1. Сооружение систем теплоснабжения, водоснабжения, газоснабжения и канализации. Санитарно-техническое оборудование зданий и сооружений / Госстрой России. - Москва: ГУП ЦПП, 2013. – 60с.
30. «О теплоснабжении»: Федеральный закон от 27 июля 2010 г. №190. – 52с.

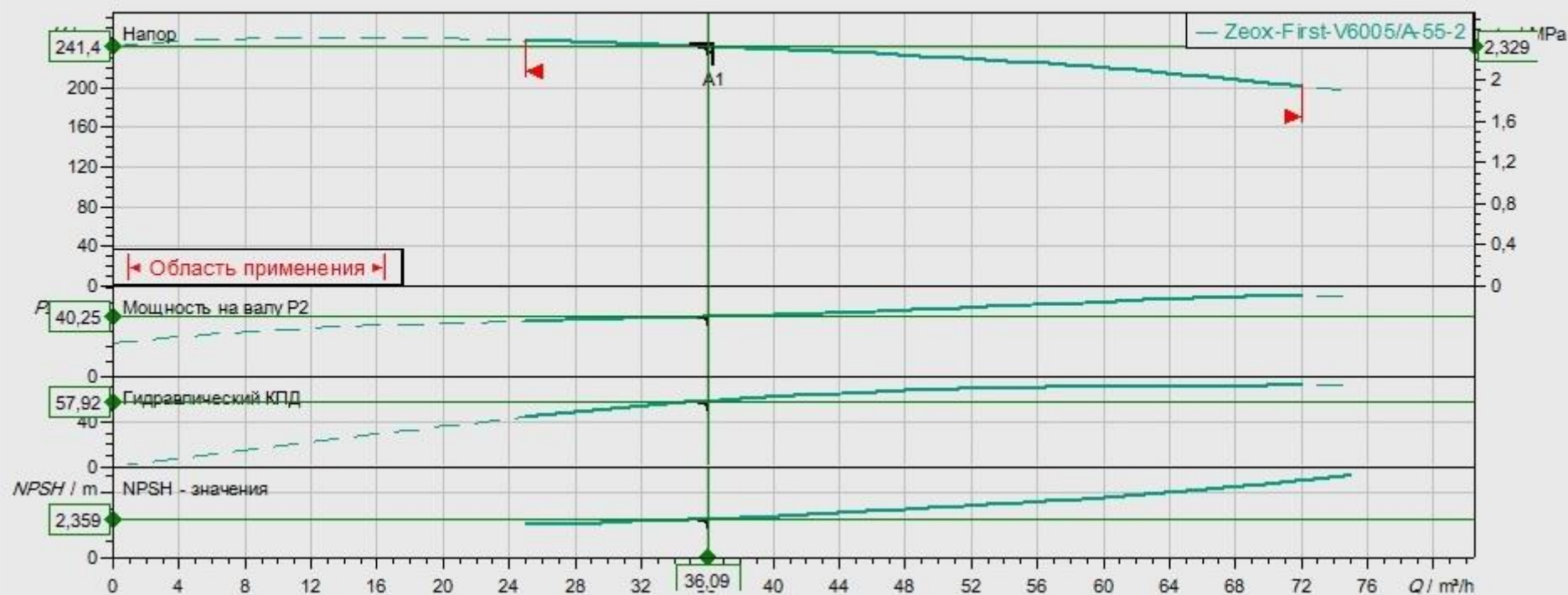
Приложение 1 – Принципиальная схема ЦТП



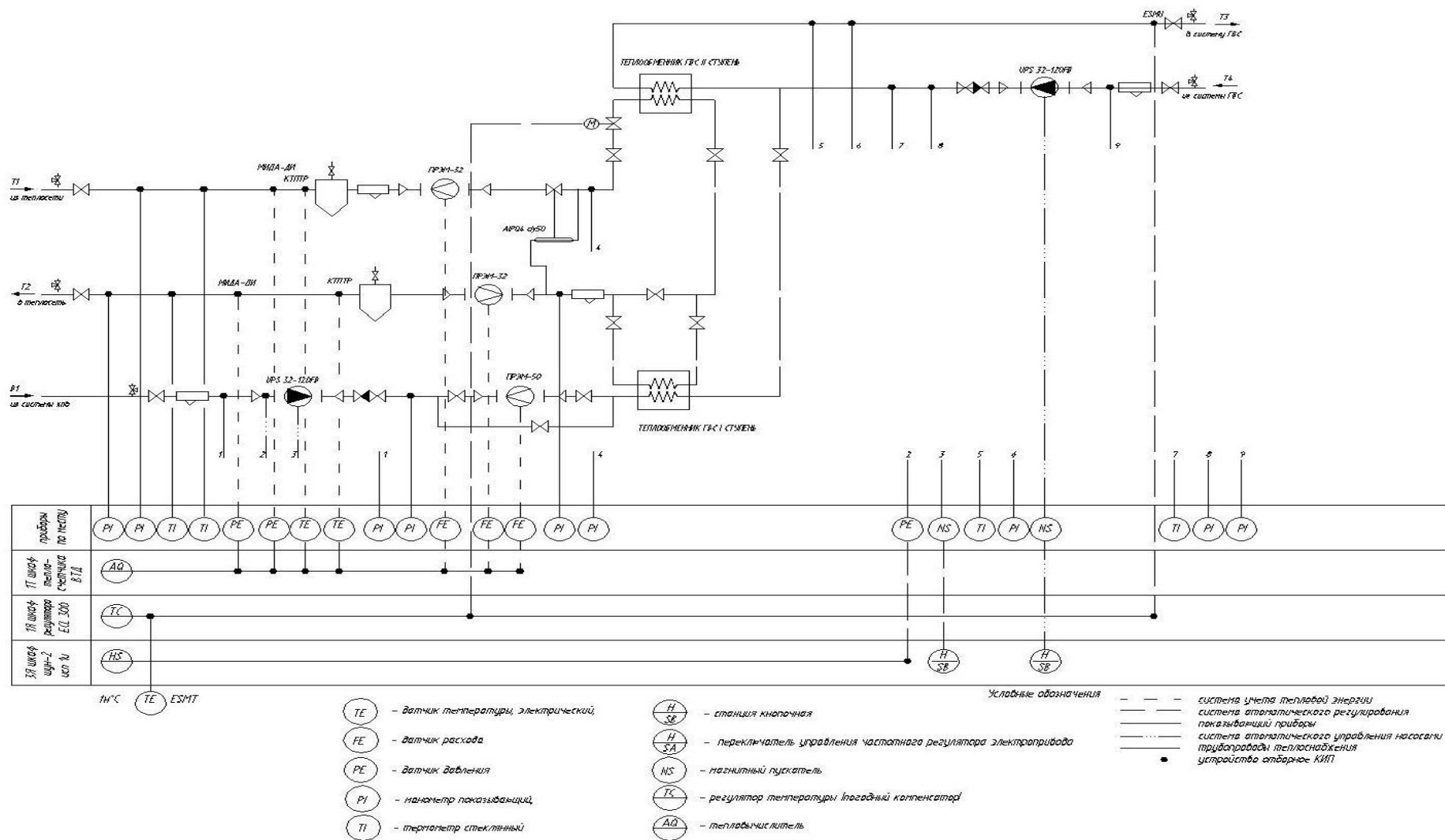
Приложение 2 – Подбор насоса

Zeox-FIRST V 6005/A-55-2: Кривые насосов

Редактировать: Вид диаграммы ▾ Настройка диаграммы ▾ Рабочая линия ▾ Рабочая точка ▾ Правка текста ▾



Приложение 3 – Функциональная схема ЦТП



Приложение 4

Таблица 13 – Ведомость объемов строительно-монтажных работ

№ пп	Наименование работ	Ед. изм.	Объем работ по захватке
1	2	3	4
1	Отрывка траншей экскаватором	100м ³	112
2	Отрывка котлованов экскаватором	100м ³	6,39
3	Устройство песчаного основания	м ³	522
4	Монтаж ж/б лотков каналов	м	2047
5	Устройство тепловых камер	шт	26
6	Сборка труб в секции на бровке	м	562
7	Поворотная сварка труб	стык	22
8	Монтаж неподвижных опор	шт	24
9	Монтаж подвижных опор	шт	347
10	Укладка секций труб в каналы	м	1770
11	Установка арматуры (задвижек)	шт	8
12	Монтаж фасонных частей отводов	шт	20
	тройники	шт	6
	переходы	шт	14
13	Монтаж компенсаторов	шт	19
14	Неповоротная сварка труб в канале	стык	42
15	Первичное испытание труб на	м	2274
	прочность и плотность		
16	Гидроизоляция сварных стыков	стык	96
17	Тепловая изоляция трубопроводов	м	2274
18	Укладка плит перекрытий каналов	м	2047
	камер	шт	26
19	Устройство гидроизоляции перек-		
	рытий каналов, камер	100м ²	31,8
20	Устройство защитного слоя по гид-		
	роизоляции каналов, камер	100м ²	4,46
21	Окончательное испытание труб,	м	2274
	промывка и хлорирование		
22	Обратная засыпка траншей и котло-	100м ³	105
	ванов бульдозером		
23	Планировка площадей бульдозером	1000м ²	15,3

Приложение 5

Таблица 14 – Ведомость трудоемкости работ

Наименование работ	Ед. изм.	ЕНиР	Норма времени		Трудоемкость		
			чел.ч	маш.ч	объем работ	чел-дн	маш- см
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Отрывка траншей и котлованов экскаватором:		E2-1-10					
с погрузкой на транспорт	100м³		3,6	3,6	118,4	51,98	22,82
на вымет			2,9	2,9	32,727	11,57	4,09
Состав бригады: машинист бр-2							
2. Устройство песчаного основания	1м³	E9-2-32	0,9		522	57,29	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1</i>							
3. Монтаж ж/б лотков каналов	1м	E9-2-25	0,55		2047	137,30	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1</i>							
4. Устройство днищ камер и дрен.колодцы	1шт	E9-2-28	0,3		26	0,95	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2 3р-2</i>							
5. Устройство стен камер	1м³	E9-2-28	3		5,6	2,06	
<i>Состав бригады: каменщики 4р-1, 2р-1</i>							
6. Сборка труб в секции на бровке траншей	1м	E9-2-1					
Ø 57х3,5			0,01		9	0,02	
Ø 89х4			0,02		18	0,07	
Ø 108х4			0,02		14	0,05	
Ø 133х4			0,03		35	0,13	
Ø 159х4,5			0,03		29	0,11	

Ø 194x5			0,03		8	0,03	
Ø 219x6			0,04		37	0,18	
Ø 325x8			0,04		31	0,15	
Ø 377x9			0,04		72	0,35	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2</i>							
7. Поворотная сварка труб	1стык	E22-2-2					
Ø 57x3,5			0,1		9	0,1098	
Ø 89x4			0,2		18	0,4390	
Ø 108x4			0,26		13	0,4122	
Ø 133x4			0,29		29	1,0256	
Ø 159x4,5			0,29		25	0,8841	
Ø 194x5			0,29		8	0,2829	
Ø 219x6			0,7		29	2,4756	
Ø 325x8			0,7		25	2,1341	
Ø 377x9			0,7		52	4,4390	
<i>Состав бригады: электросварщик 5р-1</i>							
8. Укладка бетонных подушек под подвижные опоры	1шт	E9-2-28					
Ø 57x3,5			0,05		64	0,3927	
Ø 89x4			0,05		33	0,2028	
Ø 108x4			0,06		52	0,3784	
Ø 133x4			0,06		12	0,0857	
Ø 159x4,5			0,06		43	0,3155	
Ø 194x5			0,06		56	0,4129	
Ø 219x6			0,06		25	0,1822	
Ø 325x8			0,06		40	0,2945	
Ø 377x9			0,06		22	0,1579	

<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 4р-1, 3р-2</i>							
9. Устройство подвижных опор	1шт	E9-2-18					
Ø 57х3,5			0,05		64	0,393	
Ø 89х4			0,07		33	0,284	
Ø 108х4			0,07		52	0,442	
Ø 133х4			0,07		12	0,100	
Ø 159х4,5			0,07		43	0,368	
Ø 194х5			0,07		56	0,482	
Ø 219х6			0,11		25	0,334	
Ø 325х8			0,11		40	0,540	
Ø 377х9			0,11		22	0,289	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 3р-1</i>							
10. Устройство неподвижных опор	1шт	E9-2-18					
Ø 57х3,5			0,11		1	0,013	
Ø 89х4			0,11		3	0,040	
Ø 108х4			0,11		2	0,027	
Ø 133х4			0,13		4	0,063	
Ø 159х4,5			0,17		2	0,041	
Ø 194х5			0,17		1	0,021	
Ø 219х6			0,2		2	0,049	
Ø 325х8			0,2		3	0,073	
Ø 377х9			0,2		6	0,146	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 3р-1</i>							
11. Укладка труб в каналы	1м	E9-2-1					
Ø 57х3,5			0,08		82	0,80	
Ø 89х4			0,08		165	1,61	

Ø 108x4			0,08		122	1,49	
Ø 133x4			0,08		316	6,94	
Ø 159x4,5			0,1		263	3,21	
Ø 194x5			0,1		75	0,91	
Ø 219x6			0,18		331	7,27	
Ø 325x8			0,18		276	6,06	
Ø 377x9			0,18		644	14,14	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1</i>							
12. Монтаж фасонных частей:	1шт	E9-2-14					
отводы 108x4			0,42		2	0,02	
Ø 194x5			0,42		2	0,02	
Ø 219x6			0,42		2	0,02	
Ø 325x8			0,42		2	0,02	
Ø 377x9			0,63		8	0,18	
переходы			0,49		14	0,84	
тройники более dy100			1,1		4	0,54	
тройники менее dy100			0,56		2	0,14	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 4р-1, 3р-2</i>							
13. Монтаж арматуры	1шт	E9-2-16					
Ø 133x4			1,4		2	0,34	
Ø 194x5			1,4		2	0,34	
Ø 219x6			1,9		2	0,46	
Ø 377x9			1,9		2	0,46	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-1, 3р-1</i>							
14. Неповоротная сварка труб	1стык	E22-2-2					
Ø 108x4			0,29		2	0,07	

Ø 133x4			0,54		2	0,13	
Ø 219x6			0,79		4	0,39	
Ø 325x8			0,79		2	0,19	
Ø 377x9			0,79		4	0,39	
<i>Состав бригады: электросварщик 5р-1</i>							
15. Первичное гидравлическое испытание на прочность	1м	E9-2-9					
до dy100			0,1		247	3,01	
до dy200			0,12		776	11,36	
до dy300			0,15		331	6,05	
до dy400			0,15		920	16,83	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2</i>							
16. Гидроизоляция сварных стыков	1стык	E9-2-12					
до dy100			0,27		54	1,78	
до dy200			0,3		172	6,29	
до dy300			0,33		74	2,98	
до dy400			0,33		204	8,21	
<i>Состав бригады: изолировщик на термоизоляцию 4р-2, 3р-2</i>							
17. Укладка плит перекрытия каналов	1м	E9-2-24	0,95		2047	237,15	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1</i>							
18. Укладка плит перекрытий камер	1шт	E9-2-28	0,3		26	0,95	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 4р-1, 3р-2</i>							
19. Устройство гидроизоляции каналов	100м²	E9-2-24	0,28		31,8	1,09	
<i>Состав бригады: изолировщик на гидроизоляцию 4р-1, 3р-1, 2р-1</i>							
20. Устройство гидроизоляции перекрытий камер	100м²	E11-37	11,5		4,46	6,25	
<i>Состав бригады: гидроизолировщик 4р-1</i>							
21. Обратная засыпка траншей и котлованов бульдозером	100м³	E2-1-34	0,66	0,66	105,00	8,45	0,68

<i>Состав бригады: машинист бр-1</i>							
22. Окончательное испытание трубопроводов	1м	E9-2-9					
до dy100			0,1		247	3,01	
до dy200			0,12		776	11,36	
до dy300			0,15		331	6,05	
до dy400			0,15		920	16,83	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-1, 3р-2</i>							
23. Промывка и хлорирование трубопроводов	1м	E9-2-9					
до dy100			0,05		247	1,51	
до dy200			0,06		776	5,68	
до dy300			0,07		331	2,83	
до dy400			0,07		920	7,85	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 4р-1, 3р-2, 2р-1</i>							
24. Планирование площадей бульдозером	1000м ²	E2-1-36	0,49	0,49	15,30	0,91	0,91
<i>Состав бригады: машинист бр-1</i>							
Всего:						398,41	-3,49
Затраты труда на необъемные работы, выполняемые засчет накладных расходов, принимаемые 16%						63,7456	
от суммарной трудоемкости основных работ						1092,38	
Затраты труда на подготовительные работы, принимаемые 8% от суммарной трудоемкости						31,8728	