

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
Инженерно-строительный  
институт  
Инженерных систем зданий и сооружений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
А.И.Матюшенко  
подпись инициалы, фамилия

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

## 08.03.01.05 Теплогазоснабжение и вентиляция

# Теплоснабжение группы зданий в г. Красноярске

**Руководитель** \_\_\_\_\_ **к.т.н., доцент** \_\_\_\_\_ **И.Б. Оленев**  
подпись, дата \_\_\_\_\_ должность, ученая степень инициалы, фамилия

**Выпускник** \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Консультанты:  
ТВИС  
наименование раздела \_\_\_\_\_ подпись, дата \_\_\_\_\_ А.В. Целищев  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_  
подпись, дата \_\_\_\_\_

Красноярск 2020

## **Содержание**

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>3</b>
1.1 Тепловые нагрузки, методы регулирования тепловых нагрузок.....	5
1.2 Определение расчетных расходов теплоносителя .....	6
1.3 Разработка гидравлических режимов водяных тепловых сетей.....	8
1.4 Расчет пьезометрического графика .....	17
1.5 Тепловые пункты .....	20
1.6 Подбор сетевого и подпиточного насосов .....	21
1.7 Продольный профиль .....	24
1.8 Компенсаторы .....	25
1.10 Раскладка на составные элементы участка теплосети .....	29
1.11 Автоматика и контрольно-измерительные приборы .....	32
1.12 Энергосберегающие мероприятия.....	33
2.Технология строительства тепловых сетей .....	33
2.1 Подготовка к монтажу .....	33
2.2 Земляные работы .....	34
2.3 Технология монтажа теплотрассы.....	40
2.4 Тепловая изоляция трубопровода .....	41
2.5 Гидравлические испытания трубопроводов и благоустройство .....	42
Заключение .....	44
Приложение А .....	45
Приложение Б.....	46
Приложение В .....	48
Список сокращений.....	49
Список использованных источников.....	50

## **ВВЕДЕНИЕ**

Основные задачи теплоснабжения:

- обеспечение каждого потребителя отоплением;
- обеспечение вентиляцией его квартиры;
- подача горячей воды надлежащей температуры и качества.

При этом данные задачи должны осуществляться при минимальной затрате средств и с использованием прогрессивных технических решений.

Теплоснабжение - это одновременное обеспечение теплотой систем отопление, вентиляции, на горячее водоснабжение и технологические нужды. Источником теплоснабжения являются ТЭЦ и котельные. Теплоснабжение зданий бывает: централизованное и местное. При централизованном – снабжают отдельные жилые или промышленные районы. Чтобы работа централизованной сети теплоснабжения была эффективной, её разделяют на уровни. Каждый элемент выполняет одну задачу и с каждым уровнем задача элемента становится меньше.

Централизованные сети теплоснабжения имеют ряд преимуществ: снижение расходов топлива и сокращение затрат, использование низкосортного топлива, улучшение санитарного состояния жилых районов. Система централизованного теплоснабжения включает в себя источник тепловой энергии (ТЭЦ), тепловой сети и теплопотребляющих установок. ТЭЦ комбинированно вырабатывает тепло и энергию.

В настоящее время получила широкое распространение система теплоснабжения с центральными тепловыми пунктами (ЦТП) – групповыми тепловыми пунктами, через которые осуществлялась подача тепла по отдельным трубопроводам на отопление и горячее водоснабжение зданий. Благодаря ЦТП не возникает перерасход воды и тепла, не возникает перегрузки магистралей и оборудования.

Выпускная квалификационная работа (ВКР) разработана на основании следующих исходных данных: район строительства – г. Красноярск; система теплоснабжения открытая; режим отпуска тепла: ЦКР по отопительному графику; параметры теплоносителя в сетях района после ЦТП 150/70 °С;; имеются баки-аккумуляторы; МТП имеют схемы автоматизации: регулирование отопления; двухтрубные сети района подключены к магистрали от ТЭЦ в ЦТП по независимой схеме.

Данная схема широко используется при подключении высотных зданий, в ВКР имеются три 12 этажных здания высотой 36 м.

Достоинства независимой схемы:

- повышенный уровень надежности работы системы
- есть возможность регулировать температуру теплоносителя,

необходимо будет уменьшить поступление воды через теплообменник и в результате температура воздуха в зданиях понизится, а производительность регулируется просто – при помощи циркуляционного насоса.

- высокое энергосбережение, экономия тепла (10-40%)
- можно применять любые теплоносители

Главный минус независимой схемы это большие затраты на строительство и ремонт.

Целью ВКР является самостоятельное применение элементов проектирования новых тепловых сетей и реконструкция старых.

В процессе работы необходимо рассчитать расходы теплоносителя на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение; выполнить расчет гидравлических режимов теплосети; рассчитать пьезометрические графики для четырех режимов; подобрать оборудование для тепловой сети группы зданий;; определить количество и размеры П-образных компенсаторов; рассчитать размеры тепловой камеры и определить размеры земляных работ; выполнить спецификация оборудования и материалов теплосети.

Выпускная квалификационная работа по теме «Теплоснабжение группы зданий в г. Красноярске» содержит 49 страниц текстового документа, 10 иллюстраций, 10 таблиц, 69 формул, 10 использованных источников, 4 листа графического материала.

## **1.1 Тепловые нагрузки, методы регулирования тепловых нагрузок**

Тепловой нагрузкой называется расчетный тепловой поток, измеряемый в МВт. Рассчитываются по укрупненным показателям или по типовым проектам.

Тепловая нагрузка по характеру протекания во времени бывают: круглогодичная и сезонная.

Сезонная нагрузка (отопление, вентиляция, кондиционирование) зависит в основном от климатических условий:

- температура и влажность воздуха;
- направление и скорость ветра;
- количества солнечного излучения.

К круглогодичной нагрузке относят:

1. Технологические нагрузки, которые зависят от количества работающего оборудования, степени его загрузки и режима работы.

2. Горячее водоснабжение, которое изменяется в зависимости от количества включенных водоразборных приборов, числа людей, которые ими пользуются и степени их открытия.

При проектировании и разработке режима эксплуатации систем централизованного теплоснабжения в первую очередь нужно определить значения и характер тепловых нагрузок.

В ВКР тепловые нагрузки на вентиляцию, отопление, ГВС и на технологические нужды определены по типовым проектам.

Все тепловые нагрузки сведены в таблицу 1.

Тепловая нагрузка абонентов не постоянна, поэтому необходимо изменять параметры и расходы теплоносителя в соответствии с фактической потребностью. Если выбрать правильный метод регулирования, можно обеспечить высокое качество теплоснабжения и сэкономить тепловую энергию и топливо.

В зависимости от места осуществления различают пять видов регулирования тепловых нагрузок.

Центральное регулирование происходит на ТЭЦ или в котельной по наибольшей нагрузке. Например, отопление или отопление и ГВС.

Групповое регулирование выполняется в ЦТП. Поддерживают требуемый расход и температуру теплоносителя для группы абонентов.

Местное регулирование выполняют на МТП с учетом окрестных факторов.

Индивидуальное регулирование выполняют у теплопотребляющих приборов, данный вид только дополняет другие виды регулирования.

По способу регулирования тепловой нагрузки выделяют четыре вида. Качественное регулирование - это когда при постоянном расходе изменяют температуру теплоносителя (самое распространенное). Количественное регулирование наоборот. Качественно-количественное регулирование соединяет в себе два способа. Прерывистое регулирование выполняется периодическим отключением системы.

Таблица 1 – Ведомость тепловых нагрузок

Поз. ген. плана	Наименование потребителя	Расчетный тепловой поток, $Q_{utmax}$ , МВт.	Расчетный тепловой поток, $Q_{omax}$ , МВт.	Расчетный тепловой поток, $Q_{hmax}$ , МВт.	Расчетный тепловой поток, $Q_T$ , МВт.	Расчетный тепловой поток, $Q_\Sigma$ , МВт.
1	Спортивный корпус 12 этажей	0,6	0,7	0,4	0,17	1,7
2	Спальный корпус 9 этажей	0	0,3	0,2	0,08	0,5
3	Спальный корпус 12 этажей	0	0,3	0,2	0,08	0,5
4	Спальный корпус 9 этажей	0	0,3	0,2	0,08	0,5
5	Спальный корпус 12 этажей	0	0,3	0,2	0,08	0,5
6	Процедурный корпус 4 этажа	0,62	0,7	0,2	0,08	1,52
7	Спальный корпус 12 этажей	0	0,3	0,2	0,08	0,5
8	Спальный корпус 9 этажей	0	0,3	0,2	0,08	0,5
	Сумма:	$\Sigma 1,22$	$\Sigma 3,2$	$\Sigma 1,8$	$\Sigma 0,75$	$\Sigma 6,22$

## 1.2 Определение расчетных расходов теплоносителя

Расчетный расход сетевой воды необходимо рассчитать для всех зданий в зависимости от схем присоединения сетей теплопотребления в тепловом пункте абонента.

В открытых системах теплоснабжения расход сетевой воды на отопление определяем по формуле:

$$G_o = \frac{1000 \cdot Q_{omax}}{c \cdot (\tau_1 - \tau_2)}, \quad (1)$$

Расход сетевой воды на вентиляцию определяем по формуле:

$$G_v = \frac{1000 \cdot Q_{vmax}}{c \cdot (\tau_1 - \tau_2)}, \quad (2)$$

Максимальный расход сетевой воды на горячее водоснабжение определяем по формуле:

$$G_{hm} = \frac{1000 \cdot Q_{hmax}}{c \cdot (t_h - t_c)}, \quad (3)$$

Средний расход сетевой воды на ГВС определяем по формуле:

$$G_h = \frac{1000 \cdot Q_h}{c \cdot (\tau_1 - \tau_2)}, \quad (4)$$

где  $Q_{omax}$  – максимальный тепловой поток на отопление, МВт;

$Q_h$  – средний тепловой поток на отопление, МВт;

$Q_{vmax}$  – максимальный тепловой поток на вентиляцию, МВт;

$\tau_1$  – температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха, °C;

$\tau_2$  – температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха, равная 70°C;

$Q_{hmax}$  – максимальный тепловой поток на горячее водоснабжение, МВт;

$t_c$  – температура холодной воды в отопительный период, равная 5°C;

$t_h$  – температура горячей воды, поступающая в систему горячего водоснабжения, равная 60°C;

$c$  – удельная теплоемкость воды, равная 4,19 КДж/(кг·°C).

Результаты расчета сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Ведомость весовых нагрузок

Поз.	Наименование потребителя	Расчетная весовая нагрузка, $G_o$ , кг/с.	Расчетная весовая нагрузка, $G_v$ , кг/с.	Средняя весовая нагрузка, $G_h$ , кг/с.	Макс. весовая нагрузка, $G_{hm}$ , кг/с.
1	Спортивный корпус 12 этажей	2,1	1,8	1,19	0,51
2	Спальный корпус 9 этажей	0,9	-	0,6	0,2
3	Спальный корпус 12 этажей	0,9	-	0,6	0,2
4	Спальный корпус 9 этажей	0,9	-	0,6	0,2
5	Спальный корпус 12 этажей	0,9	-	0,6	0,2
6	Процедурный корпус 4 этажа	2,1	1,85	0,6	0,2
7	Спальный корпус 12 этажей	0,9	-	0,6	0,2
8	Спальный корпус 9 этажей	0,9	-	0,6	0,2
		$\Sigma 9,6$	$\Sigma 3,65$	$\Sigma 5,39$	$\Sigma 1,91$

### 1.3 Разработка гидравлических режимов водяных тепловых сетей

Гидравлический режим - это характеристика водяной сети. Гидравлический режим определяет взаимосвязь между давлением в различных точках системы и расходом теплоносителя в данный момент времени. Гидравлический режим системы определяется точкой пересечения гидравлических характеристик насоса и сети.

Предусматривают следующие режимы:

1. Расчетный определяют по расчетным расходам сетевой воды;
2. Зимний определяют при максимальном водоразборе на горячее водоснабжение из обратного трубопровода (для открытой системы);
3. Переходный определяют при максимальном водоразборе на горячее водоснабжения из подающего трубопровода (для открытой системы);
4. Летний определяют при максимальной нагрузке горячего водоснабжения в неотопительный период.

#### 5. Аварийный

Главная особенность гидравлического режима открытых систем теплоснабжения: расход воды при наличии водозaborа в обратной линии тепловой сети меньше расхода в подающей линии, а разность расходов воды в подающей и обратной линиях почти равна водоразбору.

Водоразбор из подающей линии осуществляют перед элеватором, из обратной линии после отопительных установок.

Определяем расчетный расход воды по формуле:

$$G_d = \frac{10^3(Q_{OMAX} + Q_{VMAX})}{(\tau_1 - \tau_2) \cdot C} + \frac{10^3 Q_{hmax}}{(t_h - t_C) \cdot C}, \quad (5)$$

где  $Q_{omax}$  – максимальный тепловой поток на отопление, МВт;

$Q_{vmax}$  – максимальный тепловой поток на вентиляцию, МВт;

$\tau_1$  – температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха, °C;

$Q_{hmax}$  – максимальный тепловой поток на горячее водоснабжение, МВт;

$t_C$  – температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период, принимаемая 5°C;

$t_h$  – температура горячей воды, поступающая в систему горячего водоснабжения равная 60°C;

$C$  – удельная теплоемкость воды, равная 4,19 КДж/(кг·°C).

Определяем расчетный расход для переходного периода при регулировании по нагрузке отопления по формулам, кг/с:

-Подающий:

$$G_d' = G_o \max + G_v \max + G_{hm} \quad (6)$$

-Обратный:

$$G_d' = G_o \max + G_v \max - 1,4 G_{hm} \quad (7)$$

Определяем расчетный расход для отопительного (зимнего) периода при регулировании по нагрузке отопление по формулам, кг/с:

-Подающий:

$$G_d' = G_o \max + G_v \max + 0,6 G_{hm} \quad (8)$$

-Обратный:

$$G_d' = G_o \max + G_v \max - 1,8 G_{hm} \quad (9)$$

Определяем расчетный расход для неотопительного (летнего) периода при любом режиме отпуска тепла по формулам, кг/с:

-Подающий:

$$G_d^S = \beta \cdot G_{h \max} \quad (10)$$

-Обратный:

$$G_d^S = 0,1 \cdot \beta \cdot G_{h \max} \quad (11)$$

где  $\beta$ - для жилой зоны, равный 0,8

Результаты расчета сводим в таблицу 3, 4, 5.

Главные задачи гидравлического расчета является определение наиболее экономичных диаметров тепловой сети, определение падения давления/напора в тепловой сети и в ответвлениях, увязка потерь давления по кольцам, определение напора в различных точках сети.

Результаты гидравлического расчета используются для:

- построения пьезометрического графика
- выбора схем абонентских вводов
- подбора насосов и т.д.

Гидравлический расчет производят по таблицам и номограммам в следующей последовательности:

1. На расчетной схеме тепловой сети, нумеруем участки сети.
2. На расчетные участки наносим длины и расчетные расходы теплоносителя.
3. Выбираем направление движения теплоносителя от источника теплоснабжения до наиболее удаленного абонента.
4. Определяем удельные потери давления для ответвлений по формуле:

$$R_{\text{отв}}^{o\text{m}\varepsilon} = R_0^{\text{mag}} \cdot \frac{l_{\text{mag}}}{l_{\text{отв}}}, \quad (12)$$

где  $R_0^{\text{mag}}$  – удельные потери давления вдоль основной магистрали, равные 10 Па/м;

$l_{\text{mag}}$  – расстояние от точки подключения расчетного ответвления к магистрали до конца магистрали, м;

$l_{\text{отв}}$  – длина расчетного ответвления, м.

В зависимости от удельных линейных потерь давления  $R_0$  и расхода теплоносителя на расчетном участке  $G_d$  выбирается по номограмме теоретический диаметр расчетного участка  $d_0$ . Удельные оптимальные линейные потери давления определяются на основе технико–экономических расчетов.

5. Определяем удельные потери давления магистрали по формуле:

$$R_{\text{л}}^{onm} = 26600 \cdot \left( \frac{\varphi \cdot M_o \cdot R_o^{0,19}}{G \cdot L} \right)^{0,84}, \quad (13)$$

где  $\varphi$  – стоимостной коэффициент, равный 0,17 кВт/м<sup>2</sup>;

$M_o$  – материальная характеристика тепловой сети;

$G$  – расход теплоносителя на первом от ЦТП участке, кг/с;

$L$  – длина основной магистрали.

$$R_{\text{л}}^{onm} = 26600 \cdot \left( \frac{0,17 \cdot 172,3 \cdot 10^{0,19}}{30,7 \cdot 1200} \right)^{0,84} = 171,2 \text{ Па/м}$$

Материальная характеристика тепловой сети рассчитывается по формуле:

$$M_o = 2 \cdot \sum (l \cdot d_o), \quad (14)$$

где  $l$  – длина расчетного участка, м;

$d_0$  – теоретический диаметр трубопровода на расчетном участке при  $R_0=10$  Па/м.

$$M_o = 2 * (94.5 + 22.8 + 23.3) = 140.6 \text{ м}^3$$

6. Определяем удельные потери давления для ответвлений по формуле:

$$(R_{\lambda}^{onm})^{om\theta} = R_o^{om\theta} \cdot \frac{(R_{\lambda}^{onm})^{mag}}{R_o^{mag}}, \quad (15)$$

где  $(R_{\lambda}^{onm})^{mag}$  – удельные линейные оптимальные потери давления на главной магистрали;

$R_o^{mag}$  – удельные потери давления вдоль основной магистрали, на начальном этапе равны 10 Па/м.

$$(R_{\lambda}^{onm})^{om\theta} = 33 \cdot 190,4 / 10 = 628,3 \text{ Па/м}$$

Зная расчетные расходы и расчетные удельные линейные экономические потери определяем по номограмме ближайший стандартный диаметр трубопровода  $d_{cm}$ .

Стандартный диаметр берется в большую сторону на ближайших к ЦТП участках и в меньшую сторону на дальних от ЦТП участках. Действительные удельные потери давления  $R$  находятся по номограмме, используя расчетные расходы и стандартный диаметр.

7. Определяем эквивалентную длину местных сопротивлений  $l_{\vartheta}$ . Для этого необходимо верно рассчитать число компенсаторов, которые установлены на расчетных участках сети.

8. Рассчитываем П–образный компенсатор по формуле:

$$\Pi = l / L_n, \quad (16)$$

где  $l$  – длина расчетного участка, м;

$L_n$  – расстояние между неподвижными опорами, м.

9. Определяем приведенную длину участка по формуле:

$$l_{np} = l + l_{\vartheta}, \quad (17)$$

где  $l$  – то же что и в формуле (16);

$l_{\vartheta}$  – сумма эквивалентных длин местных сопротивлений на расчетном участке, м.

10. Определяем потери давления на рассматриваемом участке:

$$H = R \cdot l_{np} \cdot 10^{-4}, \quad (18)$$

где  $R$  – фактические удельные потери давления, Па.

$l_{np}$  – приведенная длина участка, м.

11. Определяем общие потери давления по формуле:

$$\sum H_i = \sum H_{i-1} + H, \quad (19)$$

где  $H_{i-1}$  – суммарные потери давления на участке, м;

$H$  – потери давления на рассматриваемом участке, м.

Суммарные потери напора от источника теплоты до потребителя должны быть не более суммарных потерь напора вдоль основной магистрали, тогда ответвления от главной магистрали тепловых сетей рассчитаны верно. Результаты расчета сводим в таблицу 3, 4, 5.

Таблица 3 - Гидравлический расчет трубопроводов водяной тепловой сети при зимнем режиме

№ участка	$G$ , кг/с	$d_{cm}$ , м	$R$ , Па/м	$l_{np}$ , м	$H$ , м	$\Sigma H$ , м
1	2	3	4	5	6	7
Магистраль						
Цтп-ут1	14,39	0,15	70	222	1,6	1,6
Ут1-цтп	9,83	0,15	40	222	0,9	2,4
Ут1-ут2	12,35	0,15	55	80,8	0,4	2
Ут2-ут1	8,75	0,15	23	80,8	0,19	1,5
Ут2-ут3	7,13	0,1	110	84,7	0,9	2,9
Ут3-ут2	5,22	0,1	55	84,7	0,46	1,31
Ут3-ут4	5,09	0,1	50	190,7	0,95	3,85
Ут4-ут3	4,14	0,1	35	190,7	0,67	0,85
Ут4-5а	1,02	0,07	20	187,4	0,37	4,22
5а-ут4	0,54	0,07	10	187,4	0,18	0,18
1 подмагистраль						
Ут2-ут5	5,22	0,07	350	135,8	4,75	6,75
Ут5-ут2	3,53	0,07	250	135,8	3,39	1
Ут5-1а	4,2	0,07	300	45,7	1,87	8,12
1а-ут5	2,99	0,07	200	45,7	0,91	0,91
Ут5-2а	1,02	0,051	80	43,6	0,35	7,1
2а-ут5	0,54	0,051	20	43,6	0,09	0,09
2 подмагистраль						
Ут1-3а	1,02	0,04	300	45,5	1,37	2,97
3а-ут1	0,54	0,04	80	45,5	0,36	0,36
Ут1-4а	1,02	0,04	300	45,5	1,37	2,97
4а-ут1	0,54	0,04	80	45,5	0,36	0,36
Ут3-7а	1,02	0,04	300	50,5	1,52	4,42
7а-ут3	0,54	0,04	80	50,5	2,04	0,4
Ут3-8а	1,02	0,04	300	50,5	1,52	4,42
8а-ут3	0,54	0,04	80	50,5	0,4	0,4

Ут4-6а	4,07	0,082	110	128,7	1,42	5,27
6а-ут4	3,6	0,082	90	128,7	1,16	1,16

Таблица 4- Гидравлический расчет трубопроводов водяной тепловой сети при летнем режиме

№ участка	G, кг/с	d <sub>cm</sub> , м	R, Па/м	l <sub>np</sub> , м	H, м	ΣH, м
1	2	3	4	5	6	7
Магистраль						
Цтп-ут1	4,31	0,15	10	222	0,22	0,22
Ут1-цтп	0,431	0,15	10	222	0,22	0,76
Ут1-ут2	3,35	0,15	10	80,8	0,08	0,3
Ут2-ут1	0,335	0,15	10	80,8	0,08	0,54
Ут2-ут3	1,92	0,1	10	84,7	0,08	0,38
Ут3-ут2	0,192	0,1	10	84,7	0,08	0,46
Ут3-ут4	0,96	0,1	10	190,7	0,19	0,57
Ут4-ут3	0,096	0,1	10	190,7	0,19	0,38
Ут4-5а	0,48	0,07	10	187,4	0,19	0,76
5а-ут4	0,048	0,07	10	187,4	0,19	0,19
1 подмагистраль						
Ут2-ут5	1,4	0,07	25	135,8	0,34	0,64
Ут5-ут2	0,14	0,07	10	135,8	0,14	0,09
Ут5-1а	0,95	0,07	15	45,7	0,07	0,71
1а-ут5	0,095	0,07	10	45,7	0,05	0,05
Ут5-2а	0,48	0,051	20	43,6	0,08	0,72
2а-ут5	0,048	0,051	10	43,6	0,04	0,04
2 подмагистраль						
Ут1-3а	0,48	0,04	70	45,5	0,32	0,54
3а-ут1	0,048	0,04	10	45,5	0,04	0,04
Ут1-4а	0,48	0,04	70	45,5	0,32	0,54
4а-ут1	0,048	0,04	10	45,5	0,04	0,04
Ут3-7а	0,48	0,04	70	50,5	0,35	0,73
7а-ут3	0,048	0,04	10	50,5	0,05	0,05
Ут3-8а	0,48	0,04	70	50,5	0,35	0,73
8а-ут3	0,048	0,04	10	50,5	0,05	0,05
Ут4-6а	0,48	0,082	10	128,7	0,9	1,47
6а-ут4	0,048	0,082	10	128,7	0,13	0,13

Таблица 5- Гидравлический расчет трубопроводов водяной тепловой сети при переходном режиме

№ участка	$G$ , кг/с	$d_{cm}$ , м	$R$ , Па/м	$l_{np}$ , м	$H$ , м	$\Sigma H$ , м
1	2	3	4	5	6	7
магистраль						
Цтп-ут1	15,16	0,15	80	222	1,76	1,76
Ут1-цтп	10,58	0,15	45	222	0,99	3,05
Ут1-ут2	12,96	0,15	55	80,8	0,44	2,2
Ут2-ут1	9,34	0,15	32	80,8	0,25	2,06
Ут2-ут3	7,45	0,1	140	84,7	1,18	3,38
Ут3-ут2	5,53	0,1	80	84,7	0,87	1,81
Ут3-ут4	5,25	0,1	60	190,7	1,14	4,52
Ут4-ут3	4,29	0,1	50	190,7	0,76	0,94
Ут4-5а	1,1	0,07	18	187,4	0,33	4,85
5а-ут4	0,62	0,07	10	187,4	0,18	0,18
1 подмагистраль						
Ут2-ут5	5,51	0,07	500	135,8	6,7	8,9
Ут5-ут2	3,81	0,07	225	135,8	3,05	3,81
Ут5-1а	4,41	0,07	350	45,7	1,59	10,45
1а-ут5	3,19	0,07	140	45,7	0,61	0,63
Ут5-2а	1,1	0,051	100	43,6	0,43	9,33
2а-ут5	0,62	0,051	30	43,6	0,14	0,13
2 подмагистраль						
Ут1-3а	1,1	0,04	400	45,5	1,82	3,58
3а-ут1	0,62	0,04	110	45,5	0,5	0,5
Ут1-4а	1,1	0,04	400	45,5	1,82	3,58
4а-ут1	0,62	0,04	110	45,5	0,5	0,5
Ут3-7а	1,1	0,04	400	50,5	1,82	5,2
7а-ут3	0,62	0,04	110	50,5	0,5	0,5
Ут3-8а	1,1	0,04	400	50,5	1,82	5,2
8а-ут3	0,62	0,04	110	50,5	0,5	0,5
Ут4-6а	4,15	0,082	110	128,7	1,41	5,93
6а-ут4	3,67	0,082	90	128,7	1,15	1,15

## 1.4 Расчет пьезометрического графика

Распределение давлений в тепловых сетях показывают в виде пьезометрического графика, он дает наглядное представление о напоре или давлении в любой точке сети, таким образом обеспечивает возможность учета многочисленных факторов. Например, рельеф местности, высота зданий, особенности абонентских систем.

Напор давления или пьезометрический напор - это давление, выраженное в линейных единицах измерения.

Благодаря пьезометрическому графику можно легко ориентироваться в гидравлическом режиме тепловых сетей и местных систем, легко подобрать схему присоединения абонентов, так же верно выбрать сооружение насосных подстанций.

Основные требования к гидравлическим режимам: недопущение вскипания высокотемпературного теплоносителя; повышение напоров давления с запасом 5 м от высоты здания потребителя; соответствие механическим прочностям элементов сети и санитарно-гигиенических устройств абонентов.

На рис. 1 в качестве примера дан пьезометрический график двухтрубной тепловой сети микрорайона, присоединенной к магистрали по независимой схеме.

Располагаемый напор ( $H'_i$ ) - разность напоров в подающей и обратной линиях для любой точки сети.  $H_t$  – потери напора сетевой воды в подогревателе отопления Т.  $H_h$  – начальный полный напор после сетевого насоса СН.

Изменение напоров в подающей магистрали на графике показано наклонной линией П<sub>1</sub>-П<sub>заб</sub>. Превышение точки П<sub>1</sub> над П<sub>заб</sub> представляет потери напора в подающем теплопроводе от точки 1 до точки З<sub>АБ</sub>.

Линия О<sub>1</sub>-О<sub>ЗАБ</sub> показывает характер изменения напоров в обратной магистрали.

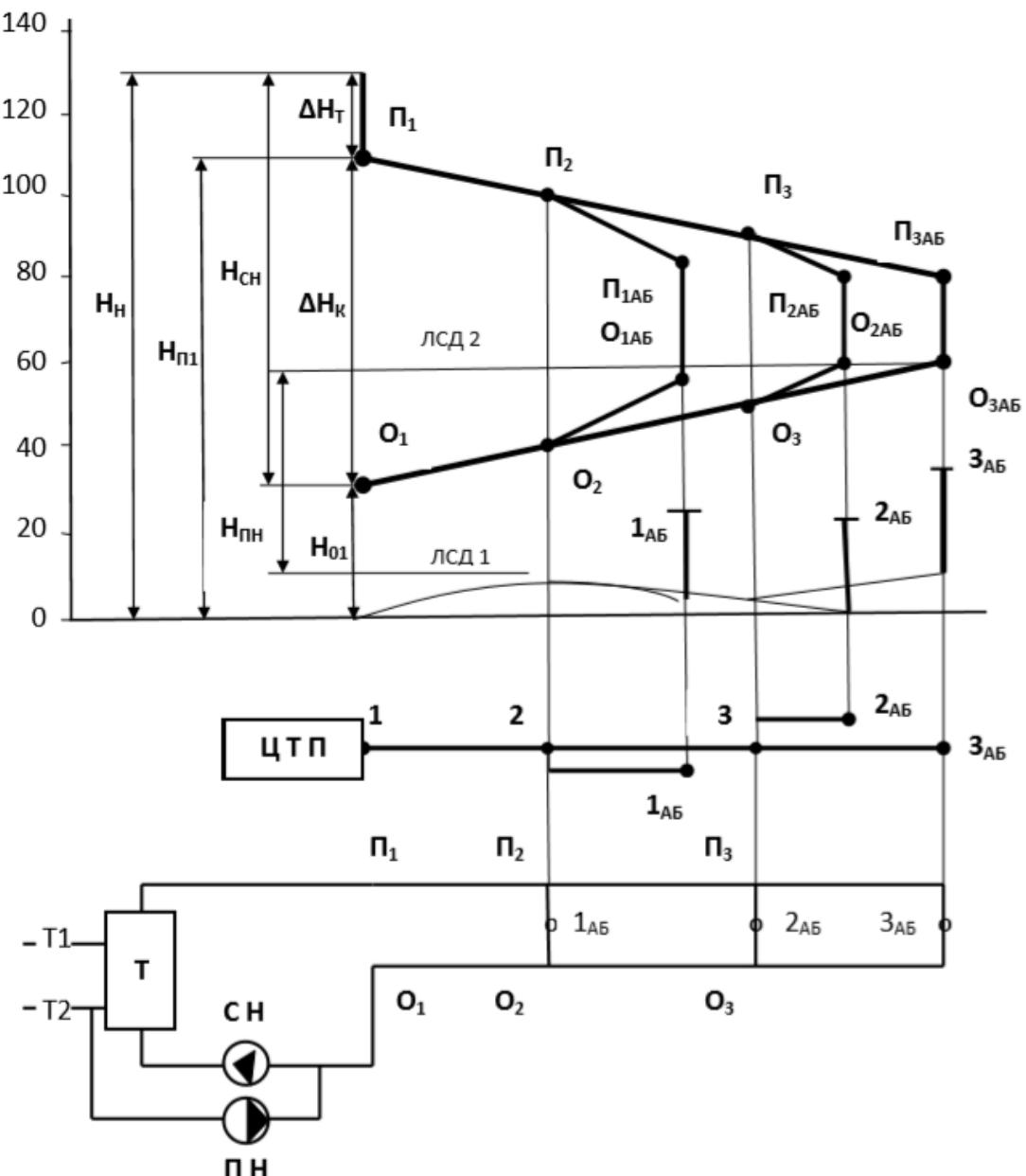


Рисунок 1 – Пример пьезометрического графика тепловой сети

В ВКР при построении графика нужно соблюдать следующие условия:

1. Максимальный пьезометрический напор в подающем трубопроводе теплосети не должен превышать 160 м. в соответствии с прочностью магистральных трубопроводов, арматуры, теплообменников и другого оборудования;
2. При температуре перегретой воды в подающем трубопроводе 150°C, напор не должен быть ниже 40 м. Это необходимо во избежание вскипания теплоносителя;
3. Максимально допустимый напор в обратной линии не должен превышать 60 м. для зависимых систем теплоснабжения с наиболее уязвимыми элементами системы;

4. Напор в обратном трубопроводе должен быть выше на 5 м самого высокого здания, чтобы был некоторый избыток давления, не было кавитации насосов и подсоса воздуха в систему.

Пьезометрический график рассчитывается в примере для зимнего режима, остальные режимы аналогичны:

- В первую очередь определяем напор сетевого насоса по формуле:

$$H_{ch} = \sum H_{nod} + \sum H_{obr} + \Delta H_m + \Delta H_{ab}, \quad (20)$$

где  $\sum H_{nod}$  – потери напора в подающей линии, равные 4,22 м;

$\sum H_{obr}$  – потери напора в обратной линии, равные 2,4 м;

$\Delta H_m$  – потери напора в подогревателях станции, равные 0,58 м;

$\Delta H_{ab}$  – потери напора на концевом абоненте, равные 15 м .

$$H_{ch}=4,22+2,4+0,58+15=22,2 \text{ м}$$

- Определяем располагаемый напор на выходных коллекторах станции:

$$H'_0 = H_{ch} - \Delta H_m, \quad (21)$$

где  $H_{ch}$  – напор сетевого насоса, равный 22,2 м;

$\Delta H_m$  – потери напора в подогревателях станции, равные 0,58 м;

$$H'_0=22,2-0,58=21,62 \text{ м.}$$

- Определяем располагаемый напор в точках тепловой сети для магистрали по формуле:

$$H_i = H_i - 2H_{(i-1)}, \quad (22)$$

где  $H_i$  – располагаемый напор воды в начале расчетного участка, м;

$H_{(i-1)}$  – напор воды на расчетном участке, м.

$$H_{ym1}=H_o-2\Delta H_{ymn-ym1}=21,62-1,6-0,9=19,12 \text{ м};$$

$$H_{ym2}=H_{ym1}-2\Delta H_{ym1-ym2}=19,12-0,4-0,19=18,53 \text{ м};$$

$$H_{ym3}=H_{ym2}-2\Delta H_{ym2-ym3}=18,53-0,9-0,46=17,17 \text{ м};$$

$$H_{ym4}=H_3-2\Delta H_{ym3-ym4}=17,21-0,95-0,67=15,55 \text{ м};$$

- Определяем располагаемый напор в точках тепловой сети для ответвлений по формуле:

$$H'_{ab} = H'_i - 2H_{(i-ab)}, \quad (23)$$

где  $H'_i$  – располагаемый напор в точке присоединения i-ого ответвления, м;

$$H_{ab4}=H_{ym1}-2\Delta H_{ym1-4a}=19,12-1,37-0,36=17,39 \text{ м};$$

$$H_{ab7}=H_{ym3}-2\Delta H_{ym3-7a}=17,21-1,52-0,4=15,29 \text{ м.}$$

## 1.5 Тепловые пункты

Тепловой пункт – это узел подключения потребителей тепловой энергии к сетям, предназначен для подготовки теплоносителя, для регулирования его параметров перед подачей в местные системы и для учета потребления тепла.

В тепловых пунктах размещают оборудование, арматуру, приборы контроля, приборы управления и автоматизации,

Тепловые пункты бывают:

- 1.Индивидуальные тепловые пункты;
- 2.Центральные тепловые пункты;
- 3.Местные тепловые пункты.

Местные тепловые пункты (МТП) обслуживают отдельные здания.

Схема МТП показана на рис. 2. Из ТЭЦ часть теплоносителя идет в регулятор смешения и от туда поступает в систему горячего водоснабжения. Вторая часть воды идет в систему отопления через элеватор, в котором путем подмешивания части обратной воды создается принудительная циркуляция. Часть обратной воды от нужд ГВС так же создает циркуляцию в системе.

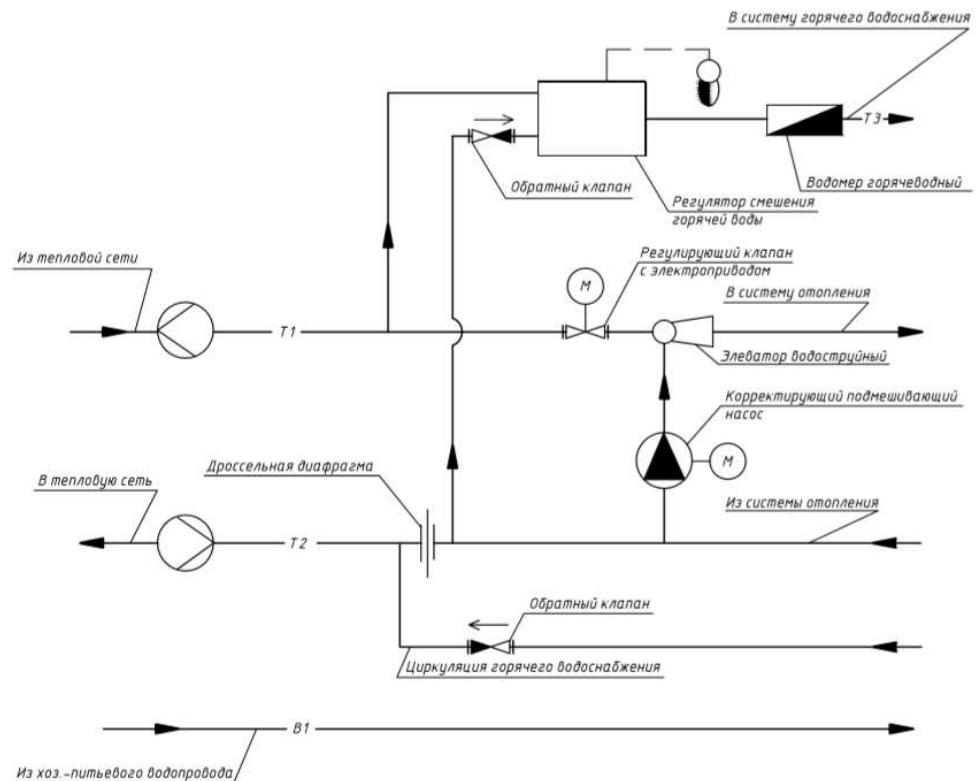


Рисунок 2- Схема МТП

Центральный тепловой пункт (ЦТП)- элемент тепловой сети, связывающий магистральную сеть с распределительными тепловыми сетями, которые идут к абонентам.

Схема ЦТП показана на рис. 3.

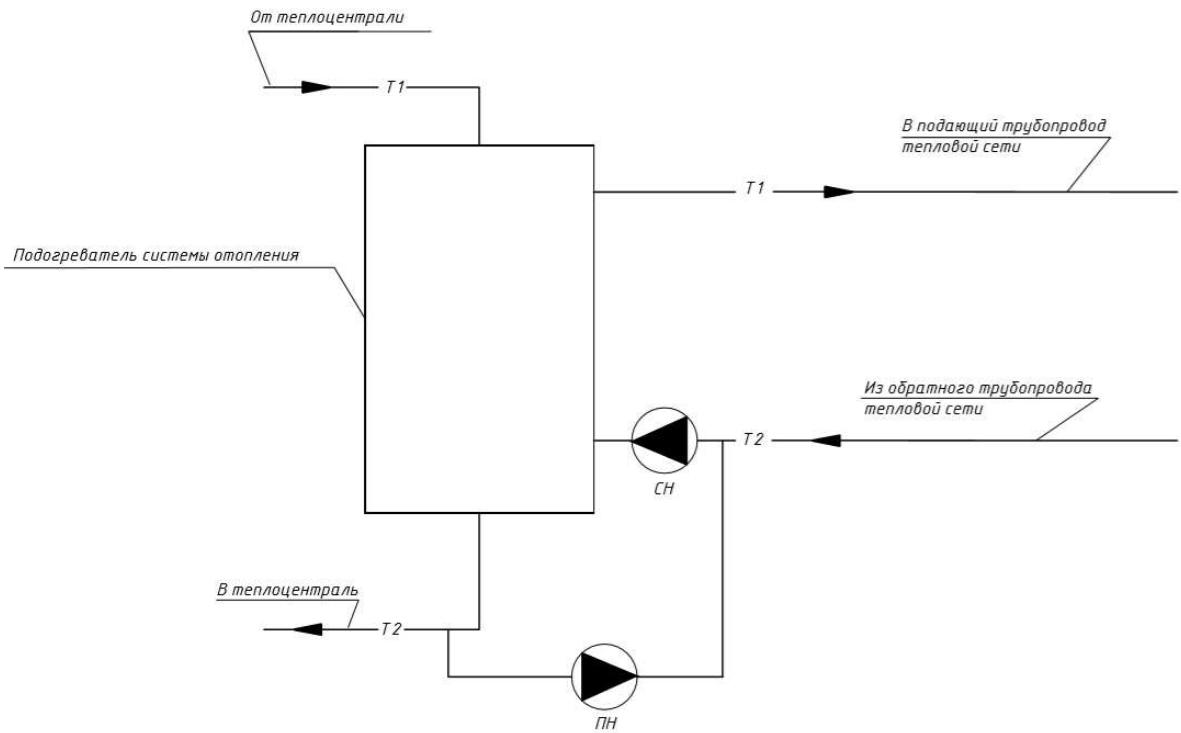


Рисунок 3- Схема ЦТП

ТЭЦ нагревает теплоноситель, далее по магистральным сетям он поступает в тепловой пункт. Температура воды от ТЭЦ составляет 150/70 °С. Теплоноситель с высокой температурой нельзя подавать в системы ГВС и отопления, потому что это может вызвать ожоги. Следовательно, нужно понижать температуру воды. Это решается с помощью теплообменника. Таким образом, вода из тепловой сети циркулирует через теплообменник, нагревая внутренний контур.

## 1.6 Подбор сетевого и подпиточного насосов

Подбор насосов производится по двум основным параметрам:

Первый, это производительность насосов – объемный расход воды, подаваемый насосом в тепловую сеть за единицу времени;

Второй, рабочий напор насоса – это максимальная высота поднятия воды, при которой насос будет работать в течении всего срока службы.

Сетевой насос создает циркуляцию воды в системе теплоснабжения.

Сетевые насосы для открытых систем теплоснабжения подбирают по расходу воды на отопление, вентиляцию и ГВС, принимая среднечасовой, но с коэффициентом 1,4.

В летний период производительность сетевых насосов принимают по максимальному часовому расходу воды на горячее водоснабжение.

Производительность сетевых насосов для открытых систем теплоснабжения в зимний период определяем по формуле:

$$G_{CH} = G_{omax} + G_{vmax} + 1,4 G_{hm}, \quad (24)$$

где  $G_{omax}$  - расход теплоносителя на отопление, равный 9,6 кг/с;

$G_{vmax}$  - расход теплоносителя на вентиляцию, равный 3,65 кг/с;

$G_{hm}$  - расход теплоносителя на горячее водоснабжение, равный 5,39 кг/с.

$$G_{CH} = 9,6 + 3,65 + 1,4 \cdot 1,91 = 15,9 \text{ кг/с} = 57,3 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Напор сетевого насоса в неотопительный период определён по формуле (20) и равен  $H_{CH} = 22,2$  м.

Подбор насосов выполняем с помощью программы «GRUNDFOSX».

Выбираем TPE 80-270/4 A-F-A-BAQE-LD3; 2 шт. (рабочий и резервный). Одноступенчатый, без соединительной муфты, центробежный с всасывающим и выпускным патрубками на одной линии. Насос имеет удобную конструкцию извлечения сверху, можно демонтировать головную часть для обслуживания или ремонта при корпусе насоса остается на трубопроводе.

#### Результат подбора

Тип	TPE 80-270/4
Кол-во * Двиг-ль	1 * 7,5 кВт

Расход	57.3	м <sup>3</sup> /ч
Н общий	22.2	м
Мощн. Р1	5.398	кВт
Мощн. Р2 для раб.точки	5.023	кВт
КПД нас.	68.9	%
КПД двиг.	93.1	%
КПД агрегата	64.1	% = КПД нас.*КПД эл.двиг
Общий КПД	64.1	%
Общ. расх.	102256	м <sup>3</sup> /год
Потребл. энергии	15993	кВт·ч/Год
Прайс-лист без НДС	4.217,00	UER
стоим.жизн.цикл	25489	UER /10Лет

Рисунок 2- Характеристики сетевого насоса

Задача подпиточного насоса: компенсировать утечки воды и поддерживать нужный уровень пьезометрических линий, как при статическом, так при динамическом режимах. В открытых системах теплоснабжения насос компенсирует водозабор на ГВС из теплового пункта в тепловые сети.

Производительность подпиточного насоса определяют по формуле:

$$G_{n.h.} = 0,2 \cdot V + \frac{1000 \cdot Q_{hmax}}{2,4 \cdot \Delta t \cdot C}, \quad (25)$$

где  $V$  – объем сетевой воды,  $\text{м}^3$ .

$Q_{hmax}$  – максимальный тепловой поток на горячее водоснабжение, МВт;

$\Delta t_C$  – разность температур холодной (водопроводной) воды в отопительный период и горячей воды, поступающей в систему горячего водоснабжения равная  $55^\circ\text{C}$ ;

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

Объем сетевой воды определяем по формуле:

$$V = 0,056 \cdot Q_{\Sigma} \cdot v, \quad (26)$$

где  $Q_{\Sigma}$  – тепловая мощность системы, МВт;

$v$  – удельный объем сетевой воды, равный  $6,22 \text{ м}^3$ .

$$V = 0,056 \cdot 6,22 \cdot 70 = 24,38 \text{ м}^3;$$

$$G_{n.h.} = 0,2 \cdot 24,38 + 6,876 = 11,75 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Напор подпиточного насоса определен по пьезометрическому графику и равен  $H_{ПН} = 36 \text{ м}$ .

Выбираем СМ 5-8 А-Р-А-Е-AVBE F-A-A-N – 96935468; 2 шт. Многоступенчатый, центробежный насос с односторонним всасыванием с осевым всасывающим и радиальным выпускным патрубком.

#### Результат подбора

Тип	СМ 5-8
Кол-во * Двиг-ль	3 * 1.5 кВт

Расход	11.75	м <sup>3</sup> /ч
Включен. при	86 / 81	%
Н общий	36	м
Мощн. Р1	2.542	кВт
Мощн. Р2 для раб.точки	2.066	кВт
КПД нас.	55.7	%
КПД двиг.	81.3	%
КПД агрегата	45.3	% =КПД нас.*КПД эл.двиг
Общий КПД	45.3	%
Общ. расх.	14170	м <sup>3</sup> /год
Потребл. энергии	3350	кВт-ч/Год
Прайс-лист без НДС	По запросу	
стоим.жизн.цикл	5686	UER /10Лет

Рисунок 3- Характеристики подпиточного насоса

## 1.7 Продольный профиль

Продольный профиль сети – это развертка по осям трубопроводов.

На профиле подземной канальной прокладке трубопроводов указывают:

1. Проектную поверхность земли (сплошной тонкой линией) и натурную поверхность (тонкой штриховой);
2. Уровень грунтовых вод обозначают тонкой штрихпунктирной линией;
3. Пересекаемые пути и дороги, подземные и надземные коммуникации и сооружения, которые могут повлиять на прокладку проектируемых сетей, их размеры и высотные отметки, так как проект учебный все подземные коммуникации не указаны;
4. Каналы, камеры, тоннели, ниши П-образных компенсаторов, отдельно стоящие опоры, эстакады, вентиляционные шахты, и другие сооружения и конструкции сетей обозначают упрощенными контурными очертаниями внутренних габаритов, а сплошной тонкой линией вычертывают наружные габариты;
5. Неподвижные опоры обозначают условно графическими изображениями.
6. Трубопроводы в каналах, камерах и нишах не изображены.

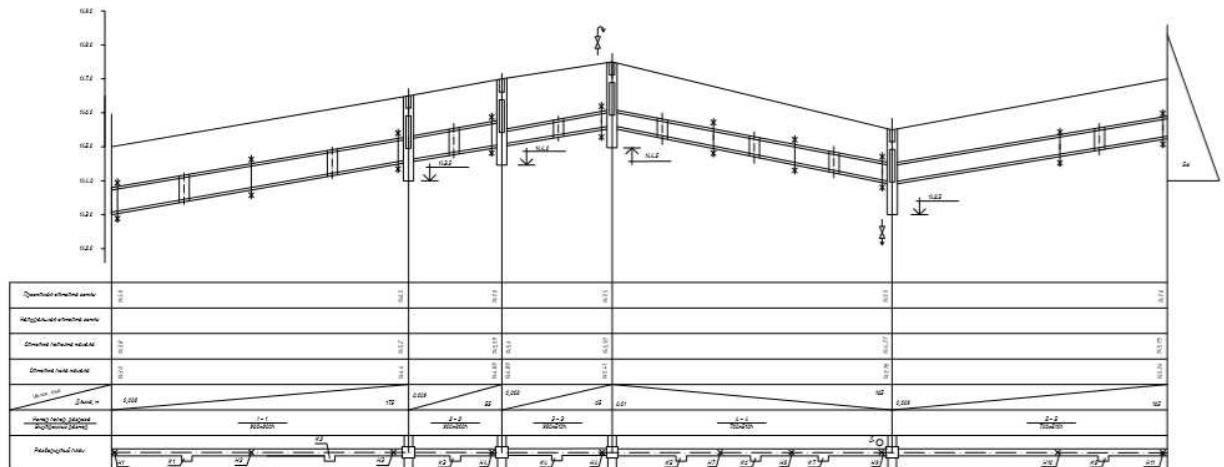


Рисунок 4- Продольный профиль.

На рисунке 4 изображен пример продольного профиля для магистрали.

Уклоны трубопроводов должен быть не менее 0,002. В ВКР все уклоны рассчитаны.

Благодаря продольному профилю наглядно видно, где требуется установить дренажные колодцы и воздушники. Без расчетов определить строительные отметки котлованов под тепловые камеры, а так же безопасно выполнить земляные работы, не задев различные коммуникации.

## 1.8 Компенсаторы

Для компенсации тепловых удлинений трубопроводов можно применять:

- сальниковые компенсаторы;
- сильфонные компенсаторы;
- гибкие П-образные компенсаторы;
- повороты трассы (самокомпенсация).

В ВКР используются П-образные компенсаторы

П-образным компенсатором называется участок тепловой сети, который изготовлен из отводов и прямых участков труб и соединен при помощи электродуговой сварки. Другими словами, П-образный компенсатор – гибкий компенсатор,двигающийся при температурном расширении и поглощающий осевые нагрузки.

Применяя П-образный компенсатор, можно проектировать трассу с большим количеством углов поворотов, тем самым упростить построение продольного профиля, регулировать уровень заложения труб и менять уклоны трубопроводов.

На рис. 4 пример размещение П-образных компенсаторов на участке ЦТП-УТ1.

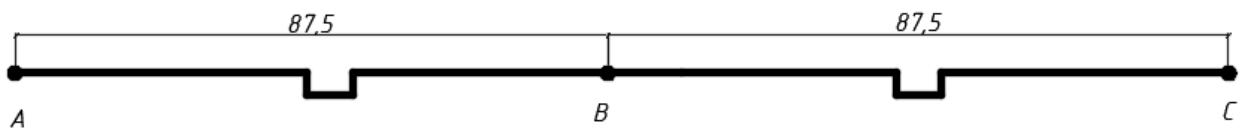


Рисунок 4 –Схема размещения компенсаторов на участке ЦТП-УТ1

1. Определяем количество компенсаторов на расчетном участке, результат нужно округлить в большую сторону:

$$m = \frac{l}{L_{\Pi}} . \quad (27)$$

где  $l$  – длина участка теплосети, равная 175 м;

$L_n$  – максимально возможное расстояние между неподвижными опорами, равная 120 м.

$$m = \frac{175}{120} = 1,46 \approx 2$$

2. Определяем действительную длину участка сети, где будет установлен каждый из двух компенсаторов:

$$l_1 = \frac{175}{2} = 87,5 \text{ м.}$$

3. Определяем размеры компенсаторной ниши по приложению 1 [5].

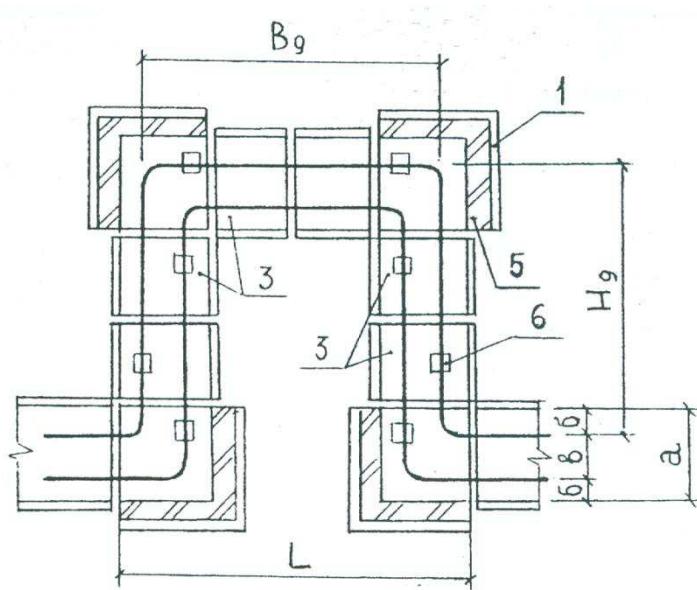


Рисунок 5 - Устройство ниши П-образного компенсатора:

1 – плита днища угла поворота ПДУ 140.150.12; 2 – кирпичная кладка; 3 – доборный лоток ЛК300.120.90; а -ширина лотка,  $a=0,96$  м; б - расстояние между осью трубы и стенкой канала,  $\delta=0,27$ м; в – расстояние между осями труб  $b = 0,42$  м; L – длина компенсаторной ниши;  $B_g$  – фактическая спина компенсатора;  $H_g$ – фактический вылет компенсатора.

4. Определяем тепловое удлинение участка по формуле:

$$\Delta = \alpha \cdot l_1 \cdot (\tau_1 - t_h), \quad (28)$$

где  $\alpha$  – коэффициент температурного удлинения, равный  $1,2 \cdot 10^{-5} \text{ } 1/\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

$l_1$  – длина участка, равная 87,5 м;

$\tau_1$  – температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха, равная  $130 \text{ } ^{\circ}\text{C}$ ;

$t_h$  – температура воздуха в канале теплосети, равная  $5 \text{ } ^{\circ}\text{C}$ .

$$\Delta = 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 87,5 \cdot 125 = 0,13 \text{ м}$$

5. Определяем расчетное значение вылета компенсатора при условии равенства размеров вылета и спины компенсатора по формуле:

$$H = 19,4 \sqrt{\Delta \cdot d_h}, \quad (29)$$

где  $\Delta$  – тепловое удлинение участка, равное 0,13 м;

$d_h$  – наружный диаметр, равный 0,207 м;

$$H = 19,4 \cdot \sqrt{0,13 \cdot 0,219} = 3,27 \text{ м.}$$

6. Определяем фактическое значение вылета компенсатора после выбора комплекта лотков между углами поворота в нише, должно соблюдаться условие  $H \leq H_{\Delta}$ .

$$H_q = a + n \cdot l_{\Delta}, \quad (30)$$

где  $a$  – ширина канала, равная 1,18 м;

$n$  – число основных или доборных лотков между углами поворота компенсаторной ниши;

$l_{\delta}$  – длина доборного лотка, всегда равная 0,75 м.

$$H_{\Delta} = 1,18 + 4 \cdot 0,75 = 3,96 \text{ м}$$

$3,27 \leq 3,96$  - условие соблюдается.

7. Определяем фактическое значение спины П-образного компенсатора по формуле:

$$B_q = 2 \cdot (a - \delta) + n \cdot l_1, \quad (31)$$

где  $\delta$  – расстояние между осью трубопровода и стенкой канала, равная 0,26 м;

$a, n, l_{\delta}$  – те же значения, что и в формуле (30).

$$B_q = 2 \cdot (0.96 - 0.27) + 4 \cdot 0.75 = 3.72 \text{ м}$$

8. Определяем напряжение изгиба П-образного компенсатора по формуле:

$$\sigma = \frac{3 \cdot \Delta \cdot E \cdot d_h}{10 \cdot H^2 q}, \quad (32)$$

где  $\Delta, d_h$  – те же значения, что в формуле (29);

$E$  – модуль упругости стали, равный  $2 \cdot 10^5$  МПа;

$H_q$  – фактическое значение вылета компенсатора, равное 3,96 м.

$$\sigma = 3 \cdot 0,13 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 0,219 / (10 \cdot 3,98^2) = 107 \text{ МПа.}$$

$\sigma < 160$  МПа – условие выполняется.

9. Определяем длину конструкции компенсаторной ниши по формуле:

$$L_H = 2 \cdot a + n \cdot l_{\delta}, \quad (33)$$

где  $a, n, l_{\delta}$  – те же значения, что и в формуле (30).

$$L_H = 2 \cdot 1,18 + 4 \cdot 0,75 = 4,96 \text{ м.}$$

10. Определяем объем кирпичной кладки для ниш компенсаторов по формуле:

$$V = 4 \cdot (2a \cdot \delta_{kl}) \cdot \delta_{kl} \cdot H \cdot n, \quad (34)$$

где  $H$  – высота лотка, равная 0,8 м;

$a$  – ширина лотка, равная 0,96 м;

$\delta_{kl}$  – толщина кладки, принятая 0,25 м.

$n$  – число ниш для П-образных компенсаторов, равная 2.

$$V=4 \cdot (2 \cdot 0.96 \cdot 0.25) \cdot 0.25 \cdot 0.8 \cdot 2 = 0.768 \text{ м}^3.$$

## 1.9 Тепловая камера

Тепловая камера – это сооружение на теплосети, в котором размещают и обслуживают следующие виды оборудования: задвижки; компенсаторы сальникового типа; устройства для воздуха и дренажа; контрольно-измерительное оборудование; ответвление к потребителю; неподвижные опоры.

Размер тепловой камеры зависит в первую очередь от диаметров трубопровода и ответвлений теплосети, так же от количества ответвлений и ремонтно-эксплуатационных размеров от оси трубопроводов до любой стенки камеры.

1. Определяем минимальную внутреннюю ширину тепловой камеры по формуле:

$$Ш = 700 + \delta_{om8} + 700, \quad (35)$$

где  $\delta_{om8}$  – расстояние между осями труб теплосети на ответвлениях, при  $d_{om8}=51$  мм, равное 280 мм.

$$Ш = 700 + 280 + 700 = 1680 \text{ мм.}$$

2. Определяем минимальную внутреннюю длину тепловой камеры по формуле:

$$\Д = 700 + \delta_{mag} + 700, \quad (36)$$

где  $\delta_{mag}$  - расстояние между осями труб теплосети при  $d=200$  мм, равное 420 мм.

$$\Д = 700 + 420 + 700 = 1820 \text{ мм.}$$

По [6] примем типовую тепловую камеру УТ (тип 2) с внутренними размерами А=2250 мм и В=1800 мм.

3. Определяем действительную ширину камеры по наружному обмеру по формуле:

$$Ш_к = B + 2 \cdot \delta , \quad (37)$$

где  $\delta$  – толщина плит ФБС для стен камеры, равная 0,4 м;

$A$  – длина тепловой камеры, равная 2,25 м;

$B$  – ширина тепловой камеры, равная 1,8 м.

$$Ш_к = 1,8 + 2 \cdot 0,4 = 2,6 \text{ м.}$$

4. Определяем объем блоков ФБС для стен тепловой камеры по формуле:

$$V_{ФБС} = H_k \cdot [(A + 0,8) \cdot (B + 0,8) - A \cdot B], \quad (38)$$

где  $A, B$  – те же значения, что и в формуле (36)

$H_k$  – высота камеры, равная 2,5 м.

$$V_{ФБС} = 2,5 \cdot [(2,25 + 0,8) \cdot (1,8 + 0,8) - 2,25 \cdot 1,8] = 9,7 \text{ м}^3$$

5. Определяем объем бетона марки В15 для днища камеры по формуле:

$$V_{полкамеры} = A \cdot B \cdot 0,2 \quad (39)$$

где  $A, B$  – те же значения, что и в формуле (36).

$$V_{полкамеры} = 2,25 \cdot 1,8 \cdot 0,2 = 0,8 \text{ м}^3$$

6. Определяем объем бетона марки В7,5 для подготовки под камеру по формуле:

$$V_{подгот} = (A + 0,8) \cdot (B + 0,8) \cdot 0,1, \quad (40)$$

где  $A, B$  – те же значения, что и в формуле (36).

$$V_{подгот} = (2,25 + 0,8) \cdot (1,8 + 0,8) \cdot 0,1 = 0,8 \text{ м}^3$$

## 1.10 Раскладка на составные элементы участка теплосети

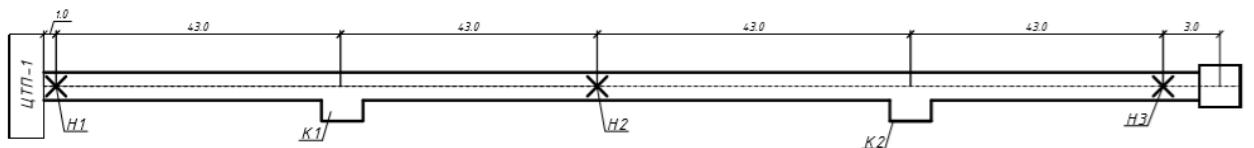


Рисунок 6 – Схема расчетного участка ЦТП-УТ1

Лотки основные и доборные - это железобетонные высокопрочные элементы подземных каналов различной протяженности, через которые прокладывают теплотрассы.

1. Определяем длину участка, которую занимают основные и доборные лотки с вычетом строительных конструкций показанных на рисунке 6 на поформуле:

$$l_{\text{л}} = l_{y\text{ч}} - \text{Ш}_K / 2 - 2 \cdot l_{\text{дл}} - 2 \cdot L_H - 3 \cdot l_{\text{он}}, \quad (41)$$

где  $l_{y\text{ч}}$  – длина расчетного участка, равная 175 м;

$\text{Ш}_K$  – ширина тепловой камеры, определенная по формуле (36), равная 2,6 м;

$l_{\text{он}}$  – длина монолитной вставки под неподвижную опору, равная 0,75 м;

$l_{\text{дл}}$  – длина доборного лотка, равная всегда 0,75 м;

$L_H$  – длина конструкции компенсаторной ниши, определенная по (33) и равная 4,96 м.

$$l_{\text{л}} = 175 - 2,6 / 2 - 2 \cdot 0,75 - 2 \cdot 4,96 - 3 \cdot 0,75 = 157,4 \text{ м.}$$

2. Определяем количество основных лотков длиной по 3 м марки ЛК 300.120.90 по формуле:

$$n_3 = \frac{l_{\text{л}}}{3}, \quad (42)$$

где  $l_{\text{л}}$  – длина участка, занимаемая основными и доборными лотками с вычетом строительных конструкций, равная 157,4 м.

$$n_3 = 157,4 / 3 = 52,9 = 53 \text{ шт.}$$

Опора скользящая воспринимает вес теплопровода и дает ему возможность перемещаться на строительных конструкциях. Опора опирается на несущие строительные конструкции. Чтобы уменьшить силы трения в бетон заливают стальную опорную плиту с приваренными ламами для скрепления бетона. Для закрепления тепловой изоляции проволокой существуют боковые отверстия. Выбирают опоры по диаметру трубопровода и величине температурного удлинения на расчетном участке.

Располагают скользящие опоры:

- Между неподвижными опорами на таком расстоянии, чтобы обеспечивался минимальный допустимый прогиб трубы;
- В компенсаторных нишах;
- Углах поворота.

В ВКР опоры скользящие серии 4.903-10 вып. 5, высотой 100 мм.

3. Определяем число скользящих опор или опорных подушек на прямых участках в каналах теплосети по формуле:

$$n_{co} = \frac{2 \cdot l_a}{l_{co}}, \quad (43)$$

где  $l_a$  – то же значение, что и в формуле (38), равное 157,4 м;

$l_{co}$  – расстояние между скользящими опорами, равное 6,0 м.

$$n_{co}=2*157,4/6=54 \text{ шт}$$

4. Определяем сумму скользящих опор в нишах П-образных компенсаторов, в каналах и в углах поворота трасс по формуле:

$$\Sigma n_{co} = n_{co1} + m \cdot n_k, \quad (44)$$

где  $n_{co}$  – величина, определенная по формуле (39), равная 54 шт;

$n_k$  – число скользящих опор в нишах, принимаем по 8 штук;

$m$  – число П-образных компенсаторов на расчетном участке, определенное по формуле (27) и равное 2.

$$\Sigma n_{co} = 53 + 2 \cdot 8 = 69 \text{ шт.}$$

По [6] выбираем опорную подушку. При  $d = 200$  мм принимаем ОП 3.

Неподвижную опору используют для разделения теплопроводов на участки, которые не будут зависеть друг от друга в восприятии температурных деформаций и внутреннего давления. Размещают опоры на участках с естественной компенсацией температурных удлинений и между компенсаторами.

В ВКР выбраны опоры хомутовые, неподвижные серии 4.903-10 вып. 4.

1. Для монолитных вставок неподвижных опор определяем объем бетона марки В15 по формуле:

$$V_{\substack{вс. \\ мон. \\ опор.}} = l_{on} \cdot [(a + 0,4) \cdot (H + 0,2) - a \cdot H] \cdot n, \quad (45)$$

где  $l_{on}$ ,  $a$  – те же значения, что и в формуле (37);

$H$  – высота монолитной вставки (высота лотка), при  $d = 200$  мм, равная 0,8 м;

$n$  – число неподвижных опор определенное по рис. 6, равное 3.

$$V_{\text{м.вс.о.}} = 0,75 \cdot ((0,96 + 0,4) \cdot (0,8 + 0,2) - 0,96 \cdot 0,8) \cdot 3 = 1,3 \text{ м}^2.$$

2. Для подготовки под монолитные вставки неподвижных опор определяем объем бетона марки В7,5 по формуле:

$$V_{\substack{\text{подгот} \\ \text{под мон} \\ \text{вставку}}} = l_{on} \cdot 0,1 \cdot (a + 0,4) \cdot n, \quad (46)$$

где  $l_{on}$ ,  $a$ ,  $n$  – те же значения, что и в формуле (41).

$$V_{\text{под.под мон.вст.}} = 0,75 * 0,1 * (0,96 + 0,4) * 3 = 0,31 \text{ м}^2.$$

## 1.11 Автоматика и контрольно-измерительные приборы

Тепловые сети, насосные станции и тепловые пункты согласно [6] оснащают средствами автоматики, измерений и контроля, которые обеспечивают правильность и экономичность ведения технологического режима, безопасную эксплуатацию, контролируют расход тепла.

В тепловых сетях предусматривают следующие приборы:

- Автоматические регуляторы и блокировки, которые обеспечивают заданное давление воды в подающем и обратном трубопроводах, деление водяной сети на гидравлически независимые зоны при повышении давления более допустимого, включение подпиточных устройств в узлах деления.
- Устройства с запорной арматурой для измерения температуры, давления и расхода воды.

Запорную, предохранительную и регулирующую арматуру используют для управления режимами потребления тепла. В работе используются клапаны запорные (15с22нж) с Dy=80мм. Арматуру располагают в узлах трубопровода и в тепловых камерах. В ВКР используется технический стеклянный термометр по ГОСТ 2832-73\*, манометр 170-16.

Согласно [10] предусматривают приборы для учета расхода тепловой энергии и теплоносителя.

Автоматизация в тепловых пунктах:

1. Регулирует расхода тепла в системе отопления и ограничивает максимальный расход сетевой воды у абонента;
2. Обеспечивает нужную температуру воды в системе горячего водоснабжения, требуемое давление в обратном и подающем трубопроводе;
3. Поддерживает статическое давление в системах теплопотребления;
4. В случае возникновения превышения предельных параметров защищает систему теплопотребления от повышенного давления или температуры воды;
5. Включает резервный насос при отключении рабочего насоса;

6. Прекращает подачу и разбор воды из бака-аккумулятора при достижении предельных уровней;
7. Предотвращает опорожнение системы отопления;

### **1.12 Энергосберегающие мероприятия**

Причины, по которым происходят потери тепла при транспортировке воды различны. Например, потери по длине сети, потери на распределение абонентам, аварийная ситуация или некачественная изоляция трубопровода. Особенно велики потери при подземной прокладке труб, так как возникает риск затопления дождевыми или подземными водами.

В ВКР в качестве энергосберегающих мероприятий применяют следующие действия:

1. Выполнять проект и монтажные работы в соответствии с нормативными документами;
2. Использование качественной тепловой изоляции;
3. Обеспечение систем ГВС циркуляцией;
4. Использование насосов с высоким КПД. Для экономической выгоды— использование устройства частотного регулирования. Использовать новые, современные пластинчатые подогреватели воды;
5. В качестве запорной арматуры используем шаровой кран, так как он более герметичен и имеет наименьшее гидравлическое сопротивление, применять терmostатические клапаны на отопительных приборах;
6. Автоматизировать тепловые пункты;
7. Чтобы избежать перегрева воды в системе ГВС после подогревателя использовать температурные регуляторы;
8. Для экономии сливаемой воды в случае аварийной ситуации использовать дренаж на ответвлениях к зданиям.

## **2. Технология строительства тепловых сетей**

### **2.1 Подготовка к монтажу**

Согласно [7] работы по монтажу тепловых сетей выполняются в строгом соответствии с проектом и соблюдением технических требований. Чем лучше будет подготовлен строительный участок, тем больше будет эффективность в работе монтажников.

Подготовительные работы монтажа тепловых сетей состоят из следующих этапов.

Первый этап: нужно получить разрешение на производство земляных работ в соответствующей инстанции, уведомления от эксплуатационных служб, устанавливающие порядок разработки грунта в близи от действующих различных коммуникаций.

Второй этап: перенести с проекта оси теплотрасс, то есть разбить теплотрассу на местности. Выполняют это с помощью вешек установленных на местности через 10 м, в углах поворотов трассы, в местах расположения камер и П-образных компенсаторов.

Третий этап: разработать траншеи по заданному профилю согласно проекту.

И четвертый этап: устроить водосток, основании под камеры, опоры, произвести монтаж нижней части каналов, опор, камер.

Так же подготовительной стадией монтажа теплосетей является доставка труб и строительных материалов вдоль готового участка трассы. Доставляют трубы специальными автомашинами. Разгружают трубные узлы с помощью применением траверз, канатов. Сбрасывать трубы и трубные узлы при разгрузке не допускается. В случае необходимости выполняют перекатку труб по лагам. Перемещать трубы волоком запрещается.

## 2.2 Земляные работы

1. Определяем объем разработки грунта под канал теплосети.

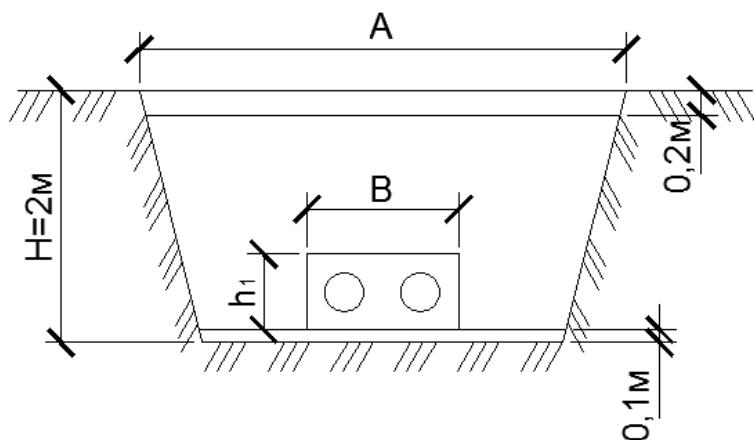


Рисунок 7 – Схема траншеи теплопровода.

Рассчитываем срезку растительного слоя по формуле:

$$V_{p.c.} = l_{yq} \cdot A \cdot h, m^3 \quad (47)$$

где  $l_{yq}$  - длина расчетного участка, равная 175 м;

*A* – ширина траншеи по верху, равная 3,85 м;

*h* - толщина растительного слоя, равна 0,2 м.

$$V_{p.c.} = 175 \cdot 3,85 \cdot 0,2 = 134,75 \text{ м}^3$$

Рассчитываем объем грунта с погрузкой на автомобиль и выгрузкой по формуле:

$$V_{nozr.} = l_{yu} \cdot h_1 \cdot B, \text{м}^3 \quad (48)$$

где *l<sub>yu</sub>* – то же значение, что и в формуле (47);

*h<sub>1</sub>* – высота канала, равная 0,9 м;

*B* – ширина канала, м.

$$V_{p.c.} = 175 \cdot 0,9 \cdot 1,2 = 189 \text{ м}^3$$

Рассчитываем общую выемку экскаватором по формуле:

$$V = l_{yu} \cdot (H - 0,3) \cdot \frac{A + E}{2}, \text{м}^3 \quad (49)$$

где *H*-высота котлована, равная 3 м;

*A*-то же значение, что и в формуле (47);

*E*-ширина траншеи, равная 3,85 м.

$$V = 175 \cdot (2 - 0,3) \cdot (3,85 + 2,85 / 2) = 996,6 \text{ м}^3.$$

Рассчитываем объем грунта в отвал по формуле:

$$V_{omv.} = V - V_{nozr.}, \text{м}^3 \quad (50)$$

где *V*- объем общей выемки экскаватором, определенный по формуле (49);

*V<sub>nozr.</sub>*- объем грунта с погрузкой на автомобиль и выгрузкой, определенный по формуле (48);

$$V_{omv.} = 996,6 - 189 = 807,6 \text{ м}^3$$

Рассчитываем объем разработки грунта вручную по формуле:

$$V_{pyu.} = l_{yu} \cdot h \cdot E, \text{м}^3 \quad (51)$$

где *h*- толщина вынимаемого вручную грунта, равная 0,1 м

*E*-то же значение, что и в формуле (49);

*l<sub>yu</sub>* – то же значение, что и в формуле (47).

$$V_{pyu.} = 175 * 0,1 * 2,85 = 49,9 \text{ м}^3$$

2. Определяем объем разработки грунта под тепловую камеру.

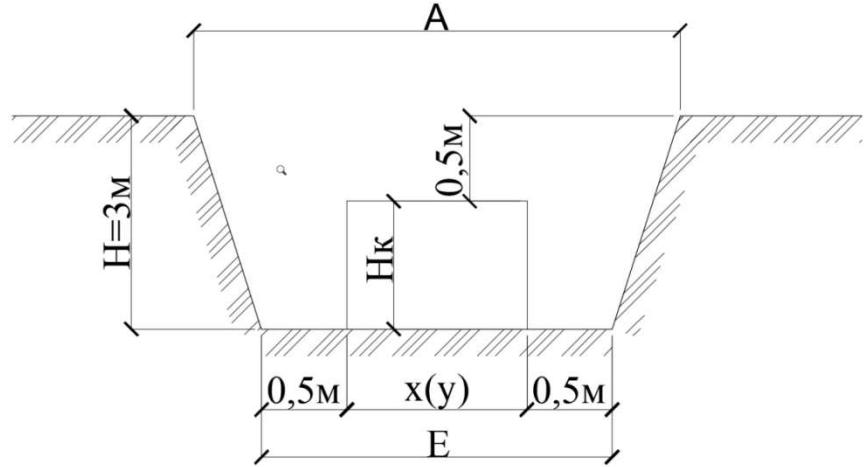


Рисунок 8 – Схема котлована под тепловую камеру.

Минимальную высоту тепловой камеры принимаем  $H_k = 2,5$  м, а расстояние от поверхности земли до верха перекрытия камеры равно 0,5 м. Значит глубина котлована под камеру будет равна  $H = 3$  м.

Определяем наружный размер камеры вдоль оси теплотрассы по формуле:

$$x = B + 0,8, \quad (52)$$

где  $B$  – внутренний размер тепловой камеры вдоль оси трассы, равный 1,2 м.  
 $x = 1,2 + 0,8 = 2$  м.

Определяем ширину низа котлована под тепловую камеру по формуле:

$$E = x + l, \quad (53)$$

где  $x$  – величина, определенная по (52), м.

$$E = 2 + 1 = 3 \text{ м.}$$

Определяем ширину верха котлована под тепловую камеру по формуле:

$$A = E + 2 \cdot \alpha_{omk} \cdot H, \quad (54)$$

где  $E$  – величина, определенная по формуле (53);

$\alpha_{omk}$  - коэффициент откоса котлована, принятый для всех 0,25;

$H$  – то же значение, что и в формуле (49).  
 $A=3+2\cdot0,25\cdot3=4,5$  м.

Рассчитываем объем срезки растительного слоя по формуле:

$$V_{p.c.}=y\cdot0,2\cdot A, \quad (55)$$

где  $y$  – наружный размер камеры, равный 2,6 м;

$A$  – значение, определенное по формуле (54), м.

$$V_{p.c.}=2,6\cdot0,2\cdot4,5=2,34 \text{ м}^3.$$

Рассчитываем объем грунта с погрузкой на автомобиль и выгрузкой по формуле:

$$V_{nogr.}=y\cdot x\cdot H_k, \quad (56)$$

где  $y$  – то же значение, что и в формуле (55), м;

$x$  – величина, определенная по формуле (52), м;

$H_k$  – высота камеры снаружи, равная 2,5 м.

$$V_{nogr.}=2,6\cdot2\cdot2,5=13 \text{ м}^3.$$

Рассчитываем объем общей выемки грунта экскаватором по формуле:

$$V=y\cdot(H-0,3)\cdot(A+E)/2, \quad (57)$$

где  $y$ ,  $A$  – те же значения, что и в формуле (55), м;

$H$  – тоже что в (39), м;

$E$  – величина, определенная по (38), м;

$$V=2,6\cdot2,2\cdot3,75=21,45 \text{ м}^3.$$

Рассчитываем объем грунта в отвал по формуле:

$$V_{om8}=V-V_{nogr}, \quad (58)$$

где  $V$  – величина, определенная по формуле (57), м<sup>3</sup>;

$V_{nogr}$  – величина, определенная по формуле (56), м<sup>3</sup>.

$$V_{om8}=21,45-13=8,45 \text{ м}^3.$$

Рассчитываем объем вынутого грунта вручную по формуле:

$$V_{pyu}=y\cdot0,1\cdot E, \quad (59)$$

где  $y$  – то же значение, что и в формуле (55), м;

$E$  – величина, определенная по формуле (53), м.  
 $V_{pyu}=2,6 \cdot 0,1 \cdot 3=0,78 \text{ м}^3$ .

3. Определяем объем разработанного грунта под колодец.

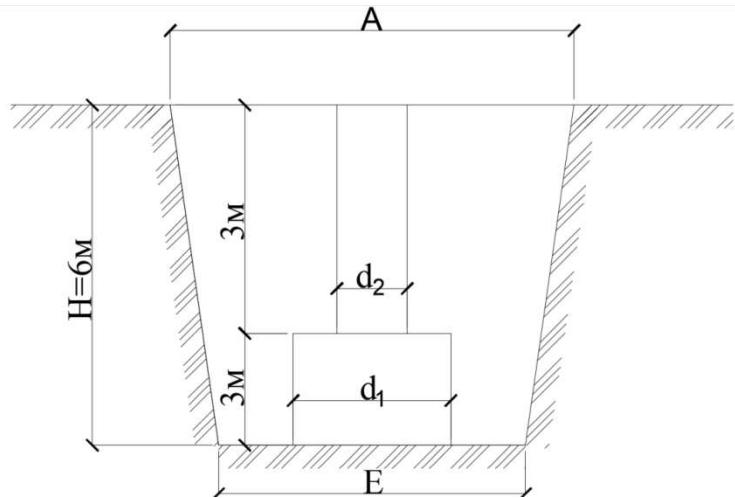


Рисунок 9 – Схема котлована под колодец.

Глубина котлована равна 6 м. Можно условно принять, что  $E=4,2$  м,  $A=7,2$  м.

Определяем срезка растительного слоя по формуле:

$$V_{p.c.} = 0,2 \cdot A^2, \quad (60)$$

$$V_{p.c.} = 0,2 \cdot 7,2^2 = 10,4 \text{ м}^3.$$

Определяем объем грунта с погрузкой на автомобиль и выгрузкой по формуле:

$$V_{noe} = \frac{3 \cdot \pi}{4} \cdot (d_1^2 + d_2^2), \quad (61)$$

где  $d_1$  - диаметр стеновых колец для хранения дренажной воды, равный 2,2 м;

$d_2$  - диаметр стеновых колец для спуска в колодец, равный 0,85 м.

$$V_{noe} = 3 \cdot 3,14 / 4 \cdot (2,2^2 + 0,85^2) = 13,1 \text{ м}^3.$$

Определяем общую выемку экскаватором по формуле:

$$V = \frac{6 \cdot \pi}{4} \cdot \left( \frac{A + E}{2} \right)^2, \quad (62)$$

$$V=3,14/4 \cdot (4,2+7,2/2)^2 = 153 \text{ м}^3.$$

Определяем объем грунта в отвал по формуле:

$$V_{om\delta} = V - V_{no\delta}, \quad (63)$$

$$V_{otv} = 153 - 13,1 = 139,9 \text{ м}^3.$$

Определяем объем разработки грунта вручную по формуле:

$$V_{pyu} = 0,1 \cdot \frac{\pi \cdot E^2}{4}, \quad (64)$$

$$V_{pyu} = 0,1 \cdot 3,14 \cdot 4,2^2 / 4 = 1,4 \text{ м}^3.$$

4. Определяем объема разработки грунта под нишу компенсатора.

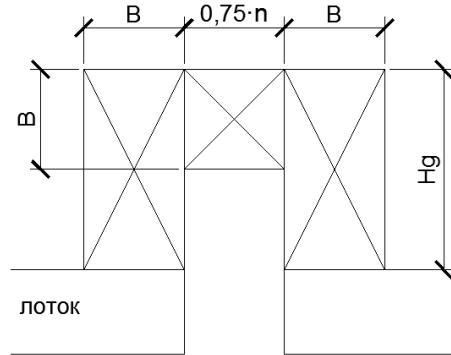


Рисунок 10 – Схема ниши компенсатора.

Определяем объем срезки растительного слоя по формуле:

$$V_{p.c.} = (2 \cdot H_g + n \cdot 0,75) \cdot A \cdot h, \text{м}^3 \quad (65)$$

где  $H_g$  – фактическое значение вылета компенсатора, равное 3,96 м;

$n$ -число ниш, равное 2;

$A$ -ширина верха траншеи, равная 3,85 м;

$h$ -толщина растительного слоя, равная 0,2 м.

$$V_{p.c.} = (2 \cdot 3,96 + 4 \cdot 0,75) \cdot 3,85 \cdot 0,2 = 8,4 \text{ м}^3.$$

Определяем объем грунта с погрузкой на автомобиль и выгрузкой по формуле:

$$V_{no\delta.} = (2 \cdot H_g + n \cdot 0,75) \cdot B \cdot h, \text{м}^3 \quad (66)$$

где  $H_g$ ,  $n$ ,  $h$ - те же значения, что и в формуле (65);

*B*-ширина канала.

$$V_{nozr} = (2 \cdot 3,96 + 4 \cdot 0,75) \cdot 0,9 \cdot 1,2 = 11,8 \text{ м}^3.$$

Определяем общую выемку экскаватором по формуле:

$$V = (2 \cdot H_g + n \cdot 0,75) \cdot (H - 0,2) \cdot \frac{A + E}{2}, \text{ м}^3 \quad (67)$$

где  $H_g$ ,  $n$ ,  $H$ ,  $A$ ,  $E$  - те же значения, что и в формуле (65) и (66);

$$V = (2 \cdot 3,96 + 4 \cdot 0,75) \cdot (2 - 0,2) \cdot (3,85 + 2,85) / 2 = 65,8 \text{ м}^3.$$

Определяем объем грунта в отвал по формуле:

$$V_{omz.} = V - V_{nozr}, \text{ м}^3 \quad (68)$$

где  $V$  – величина, определенная по формуле (67),  $\text{м}^3$ ;

$V_{nozr}$  - величина, определенная по формуле (66),  $\text{м}^3$ .

$$V_{omz.} = 65,8 - 11,8 = 54 \text{ м}^3$$

Определяем объем разработки грунта вручную по формуле:

$$V_{pyu.} = 0,1 \cdot E \cdot (2 \cdot H_g + n \cdot 0,75), \text{ м}^3 \quad (69)$$

$$V_{pyu.} = 0,1 \cdot 2,85 \cdot (2 \cdot 3,96 + 4 \cdot 0,75) = 3,1 \text{ м}^3.$$

## 2.3 Технология монтажа теплотрассы

Самый основной элемент тепловых сетей это трубы. Главные эксплуатационные требования для труб:

- прочность и герметичность, чтобы выдержать большое давление и высокую температуру
- стойкость к коррозии
- низкие термические напряжения, которые обеспечивает малый коэффициент линейного удлинения
- низкая теплопроводность
- невысокая стоимость, надежность и простота монтажа

Подбор трубопровода производят по условному давлению  $P_y$  (самое высокое давление, которое может быть допустимо при длительной эксплуатации при температуре 20°C) и условному проходу  $D_y$  (номинальный внутренний диаметр трубы). Соединяют стальные трубы электрической или газовой сваркой.

В ВКР используем стальные электросварные прямозовные трубы по ГОСТ 10704 – 76.

Последовательность при строительстве трассы включает следующие действия:

1. Выполняют разметку трассы в соответствии с чертежами;
2. Подготавливают траншеи по ширине и глубине с учетом песчаной подсыпки, проверяют глубины траншей по геодезическим отметкам;
3. Раскладывают трубы, фасонные изделия и другие элементы;
4. Проверяют целостность трубопроводов и других элементов теплотрассы;
5. В каналах устанавливают неподвижные опоры;
6. Выполняют сборку труб и сварку стыков;
7. Производят гидравлическое испытание сварных швов, составляют акты испытаний;
8. Соединяют провода системы контроля в местах стыков;
9. Выполняют тепло и гидроизоляцию стыков труб;
10. Оформляют акт на скрытые работы;
11. Выполняют обратную засыпку траншей, трамбуют грунт.

Монтаж трубопроводов выполняют на дне траншеи., иногда производят сварку прямых участков труб на бровке траншеи.

В случае необходимости выполняют резку стальных труб газорезкой. Теплоизоляцию в таких случаях снимают механизированным ручным инструментом на участке длиной 400 мм, а торцы теплоизоляции закрывают влажной тканью или жесткими экранами.

В соответствии с требованиями [8] производят сварку стыков труб и контроль сварных соединений трубопроводов.

В узлах УТ4 и УТ5 устанавливаем резервуар вместимостью 30% от максимального часового количества дренажной воды для сбора воды. Воды будет отводиться самотеком в дождевую канализацию.

В узле УТ3 устанавливаем штуцер с запорной арматурой для выпуска воздуха (воздушник), так как данный узел является высшей точкой теплотрассы.

## **2.4 Тепловая изоляция трубопровода**

Тепловая изоляция играет большую роль в качестве и долговечности трубопроводов. При использовании качественных материалов и технологий

изготовления тепловая изоляция может служить в качестве антикоррозионной защиты наружной поверхности трубы. Тепловую изоляцию используют на трубопроводах, фланцевых соединениях, опорах, арматуре, компенсаторах.

Благодаря теплоизоляции уменьшаются потери тепла при его транспортировки, тем самым снижается установленную мощность источника тепла и расход топлива. Уменьшается падения температуры теплоносителя, подаваемого к потребителям, тем самым снижается требуемый расход теплоносителя и повышается качество теплоснабжения. Понижается температуры на поверхности теплопровода и воздуха в местах обслуживания, тем самым исключается опасность ожогов и облегчается обслуживание теплопроводов.

В ВКР изоляционный слой выполняют в виде подвесной или монолитной конструкции в три слоя.

Первый: антикоррозийное покрытие БТ №177 за 2 раза по грунтовке ГФ-02 по ГОСТ 5631-79\*, имеет достаточную механическую прочность и обладает высоким электросопротивлением и необходимой температуростойкостью.

Второй: теплоизоляция, маты из стеклянного штапельного волокна толщиной 40 мм по ГОСТ 10499-78, материала с низким коэффициентом теплопроводности, укладываемый поверх защитного антикоррозионного слоя.

Третий: защитное механическое покрытие из рулонного стеклопластика РСТ, исполняет роль несущей конструкции для теплоизоляционного слоя.

## **2.5 Гидравлические испытания трубопроводов и благоустройство**

Гидравлическим испытанием называется совокупность мероприятий, которые проводятся сразу после прокладки теплотрассы, то есть перед её запуском. Согласно [9] обязательно должны проверяться на различные дефекты сети работающие под давлением, это необходимо для предотвращения аварийной ситуации.

При гидравлическом испытании нагнетается проверочное давление в трубопровод медленно и плавно для того чтобы не возник гидроудар или аварийная ситуация. Давления при этом превышает стандартные эксплуатационные нормы.

На манометрах фиксируют силу подачи жидкости. Согласно [9] при подаче жидкости в разных точках коммуникации происходит скопление газа.

Временем выдержки –время после наполнения трубопроводов водой при повышенном, проверочном давлении. Когда время выдержки выходит производят работу по снижению давления до обычных показателей.

После проведения гидравлического испытания, рабочие осматривают коммуникации на наличие повреждений и составляют акт о проведении гидравлического испытания.

После завершения строительства восстанавливают благоустройство. Поврежденные покрытия в ходе земляных работ восстанавливают в соответствии с изначальным состоянием местности, строители обязаны убрать излишний грунт, строительные материалы, мусор и отходы до окончания срока действия разрешения на производство земляных работ.

Запорную, предохранительную и регулирующую арматуру используют для управления режимами потребления тепла. В работе используются клапаны запорные (15с22нж) с Dy=80мм. Арматуру располагают в узлах трубопровода и в тепловых камерах.

## **Заключение**

В ходе выполнения ВКР была достигнута основная цель работы, а именно выполнено проектирование теплоснабжение группы зданий в г. Красноярске. Для достижения этой цели были решены следующие задачи:

- рассчитаны расходы теплоносителя на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение;
- построены пьезометрические графики и с их помощью подобраны насосы;
- подобрано оборудование для тепловой сети группы зданий;
- определено количество и размеры П-образных компенсаторов;
- подобранна тепловая камера для узла УТ1 и разработан ее план на чертежах;
- построены продольный профиль для магистрали и монтажная схема для участка ЦТП-УТ1;
- определенны размеры земляных работ;
- выполнены спецификации оборудования и материалов теплосети;

Все выполненные расчеты и проведенные вычисления и таблицы приведены в пояснительной записке.

## Приложение А

Таблица 8- Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг	Примечание
1	2	3	4	5	6
Строительные материалы					
	Серия 3.006.1-8				
1	ЛК 300.120.60-3	Основной лоток, шт	33	5115	
2	ЛК 75.120.60-3	Доборный лоток, шт	4	1600	
3	ПТ 300.120.12-3	Плита перекрытия, шт	33	3450	
4	ПТ 75.120.12-3	Плита перекрытия добрная, шт	4	1040	
5	ОП 2	Опорная подушка, шт	40	520	
Компенсаторная ниша (2шт)					
1	ЛК 75.120.60-3	Лоток доборный, шт	12	400	
2	ПДУ 140.150.12	Плита днища, шт	8	500	
3	ПТ 75.120.12	Плита перекрытия, шт	12	260	
4	ПТУ 210.120.12	Плита перекрытия угловая, шт	8	130	
5		Кирпичная кладка из кирпича М 100 на растворе М 50, м <sup>3</sup>	0,627		
6	ОП 2	Опорная подушка, шт	16	13	
Неподвижная опора (3шт)					
1	Бетон В15	Монолитная вставка, м <sup>3</sup>	1,1		
2	Бетон В7,5	Подготовка, м <sup>3</sup>	0,3		
3	Серия 3.006.1-8 ПТ 75.120.12	Плита перекрытия добрная, шт	3	780	
4	Битум на 2 раза	Гидроизоляция канала, м <sup>2</sup>	430		
Тепловая камера (тип 2)					
	ГОСТ 13579-78				
1	ФБС 12.4.6-Т	Блок, м <sup>3</sup> , стены кам.	9,7	470	
2	Бетон В15	Местные заделки, м <sup>3</sup>	0,8		
3	Бетон В15	Днища камеры, м <sup>3</sup>	0,8		
	Серия 3.006.1-8				
4	ПТО 150.240.14	Плиты перекрытия, шт	2	520	
5	Бетон В7,5	Подготовка под камеру, м <sup>3</sup>	0,8		
	Серия 3.900.1-14				
6	КС 7.3	Кольцо стеновое, шт	2	130	
7	КО 6	Кольцо опорное, шт	2	50	
8	Битум на 2 раза	Гидроизоляция камеры, м <sup>2</sup>	36,2		
9	Бетон В15	Отмостка люков, м <sup>3</sup>	2,6		
10	Ст 16 А1	Скобы ходовые, шт	32	2,1	

## Приложение Б

Таблица 9- Ведомость объемов работ

№	Наименование	Ед. изм.	Кол.
	Раздел 1. Земляные работы		
1	Разработка гр. 1 бульдозером 80 л.с. (срезка)	1000 м <sup>3</sup>	0,11
2	Разработка гр. 1 экскаватором 0,4 м <sup>3</sup> в отвал	1000 м <sup>3</sup>	0,74
3	Разработка гр. 1 экскаватором 0,25 м <sup>3</sup> с погрузкой на автомобили-самосвалы	1000 м <sup>3</sup>	0,12
4	Разработка гр. 1 вручную в траншее глубиной до 2 м	100 м <sup>3</sup>	0,37
5	Обратная засыпка гр. 1 бульдозером 80 л.с.	1000 м <sup>3</sup>	0,96
6	Обратная засыпка гр. 1 вручную в траншее глубиной до 2 м	100 м <sup>3</sup>	0,37
7	Уплотнение гр. 1 одним проходом пневмокатка	1000 м <sup>3</sup>	1,33
	Раздел 2. Устройство каналов		
8	Устройство непроходных каналов, перекрываемых плитами	1000 м <sup>3</sup>	0,04
9	Лотки	м <sup>3</sup>	21,12
10	Плиты перекрытия железобетонные	м <sup>3</sup>	17,2
11	Кладка кирпичная	м <sup>3</sup>	0,627
	Раздел 3. Опоры трубопроводов		
12	Устройство неподвижных опор из монолитного ж/б	100 м <sup>3</sup>	0,03
13	Бетон В 15	м <sup>3</sup>	0,8
14	Бетон В 7,5	м <sup>3</sup>	1,1
15	Плиты перекрытия ж/б	м <sup>3</sup>	0,3
16	Швеллер № 18	т	0,06
	Раздел 4. Трубопроводы, арматура, КИП		
17	Прокладка трубопроводов в непроходных каналах ф150	1000 м	0,113
18	Устройство П-образных компенсаторов ф 150	шт	2
19	Устройство задвижек, клапанов до ф 50	шт	4
20	Устройство манометра с трехходовых краном	шт	4
21	Манометр с трехходовых краном	шт	4
22	Устройство термометра в оправе	шт	4
23	Термометр стеклянный	шт	4
	Раздел 5. Теплоизоляционные работы		
24	Противокоррозионная окраска каналов и камер 1 слой	100 м <sup>2</sup>	4,3
25	Противокоррозионная окраска каналов и камер 2 слой	100 м <sup>2</sup>	4,3
26	Противокоррозионная окраска труб ГФ 21 (1слой)	100 м <sup>2</sup>	1,13
27	Противокоррозионная окраска труб БТ №177 (2 слой)	100 м <sup>2</sup>	1,13
28	Тепловая изоляция труб штучными изделиями из ППУ	м <sup>3</sup>	5,65
29	Покровный слой - РСТ	100 м <sup>2</sup>	1,65
	Раздел 6. Тепловые камеры		
30	Устройство камер из ФБС	100 м <sup>3</sup>	0,03
31	ФБС, стены камер	м <sup>3</sup>	9,7
32	Балки ж/б	м <sup>3</sup>	0,2
33	Плиты перекрытия ж/б	м <sup>3</sup>	5,17
34	Конструкция колодцев сборная ж/б	т	2,5

35	Люки чугунные	шт	2
36	Бетон В 15	$m^3$	5,3
37	Бетон В 7,5	$m^3$	1,1

Продолжение таблицы 9

№	Наименование	Ед. изм.	Кол.
Раздел 7. Дренажные колодцы			
38	Устройство круглых колодцев из сборного ж/б	$10 m^3$	0,59
39	Конструкция колодцев сборная ж/б	т	17
40	Люки чугунные	шт	2
Раздел 8. Гидравлические испытания тубопроводов			
41	Ф200	100 м	2,26

## Приложение В

Таблица 10 – Спецификация оборудования и материалов на расчетном участке ЦТП–УТ1

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Мас.ед., кг	Прим.
<b>Тепловые сети</b>					
1	ГОСТ 10704–76	Труба стальная электросварная Ø219×4,5, м	340	17,15	
2	ГОСТ 10740–76	Компенсаторы из электросварных труб Ø219×4,5, шт.	4		
3	4.903–10 вып.4	Опора неподвижная 219.T3.11, шт.	6	1,3	
4	4.903–10 вып.5	Опора скользящая 219.T14.16, шт.	54	2,25	
5	ГОСТ 8240–72	Балка неподвижной опоры швеллер №20l=1500, шт.	3	19,56	
6	ЗКЧ–1–87 уст 1	Бобышка, шт.	2	—	КиП, $t^o$
7	ГОСТ 3029–75*	Оправа защитная под термометр, шт	2	—	КиП, $t^o$
8	ГОСТ 2832–73*	Технический стеклянный термометр 0°–150°C, шт.	2	—	КиП, $t^o$
9	ЗКЧ–46–76	Закладная.	2	—	КиП, Р
10	16–225П	Отборное устройство, шт.	2	—	КиП, Р
11	МП4–У	Манометр 170–16, шт.	2	—	КиП, Р
12	ГОСТ 5631–79	Антикоррозийное покрытие БТ№177 за 2 раза по грунтовке ГФ–020, м <sup>2</sup>	235	—	—
13	ГОСТ 10499–78	Теплоизоляция, маты из стеклянного штапельного волокна, δ=40 мм, м <sup>3</sup>	11,2	—	
14	ТУ 6–11–145–80	Покровный слой– стеклопластик рулонный РСТ, м <sup>2</sup>	319,6	—	
15	15с22нж	Клапан запорный (дренаж)Р <sub>y</sub> 1,6 D <sub>y</sub> 80, шт.	2	18,6	

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

ВКР – выпускная квалификационная работа;  
ГВС – горячее водоснабжение;  
ИТП – индивидуальный тепловой пункт;  
КИП – контрольно-измерительные приборы;  
ЛСД – линия статического давления на пьезометрическом графике;  
МТП – местный тепловой пункт;  
ППУ – пенополиуретан;  
РСТ – рулонный стеклопластик;  
ГВС – система горячего водоснабжения;  
УТ – тепловая камера (узел трубопроводов);  
ЦТП – центральный тепловой пункт.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. СТО 4.2- 07- 2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. – Введ. взамен СТО 4.2 – 07 - 2012 – Красноярск: ИПК СФУ, 2014, - 57 с.
2. Теплоснабжение района города: методические указания к курсовому и дипломному проектированию/ Ю. Л. Липовка, А. В. Целищев: Красноярск: ИПК СФУ, 2009. – 34с;
3. Строительные конструкции тепловых сетей: методические указания к курсовому и дипломному проектированию / Целищев А.В: Красноярск, КрасГАСА, 2013.– 35с;
4. ГОСТ 21.605 – 82 Сети тепловые. Рабочие чертежи. - Введ. 01.07.83. М.: Издательство Стандартов, 1997. 12 с.
5. СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003. – Введ. 01.01.2013 : ДЕАН, 2012 – 10 с.
6. Подбор оборудования и строительных конструкций для наружных сетей централизованного теплоснабжения / Целищев: Красноярск. СФУ ИСИ, 2019 – 20 с.
7. СП 73.13330.2016 Внутренние санитарно-технические системы зданий. – Введ. 01.04.2017 : ТК 465 "Строительство", 2017 – 21 с.
8. СНиП 3.05.03-85 Тепловые сети. – Введ. 01.07.1986 : Росстандарт, 1986 – 11 с.
9. СНиП 3.05.04-85 Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации. – Введ. 01.07.1986 : Госстрой СССР, 1986 – 18 с.
10. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. По состоянию на 31,09,2012 : Министерством юстиции, 2015 – 9 с.

## Тепловые нагрузки

### Общие указания

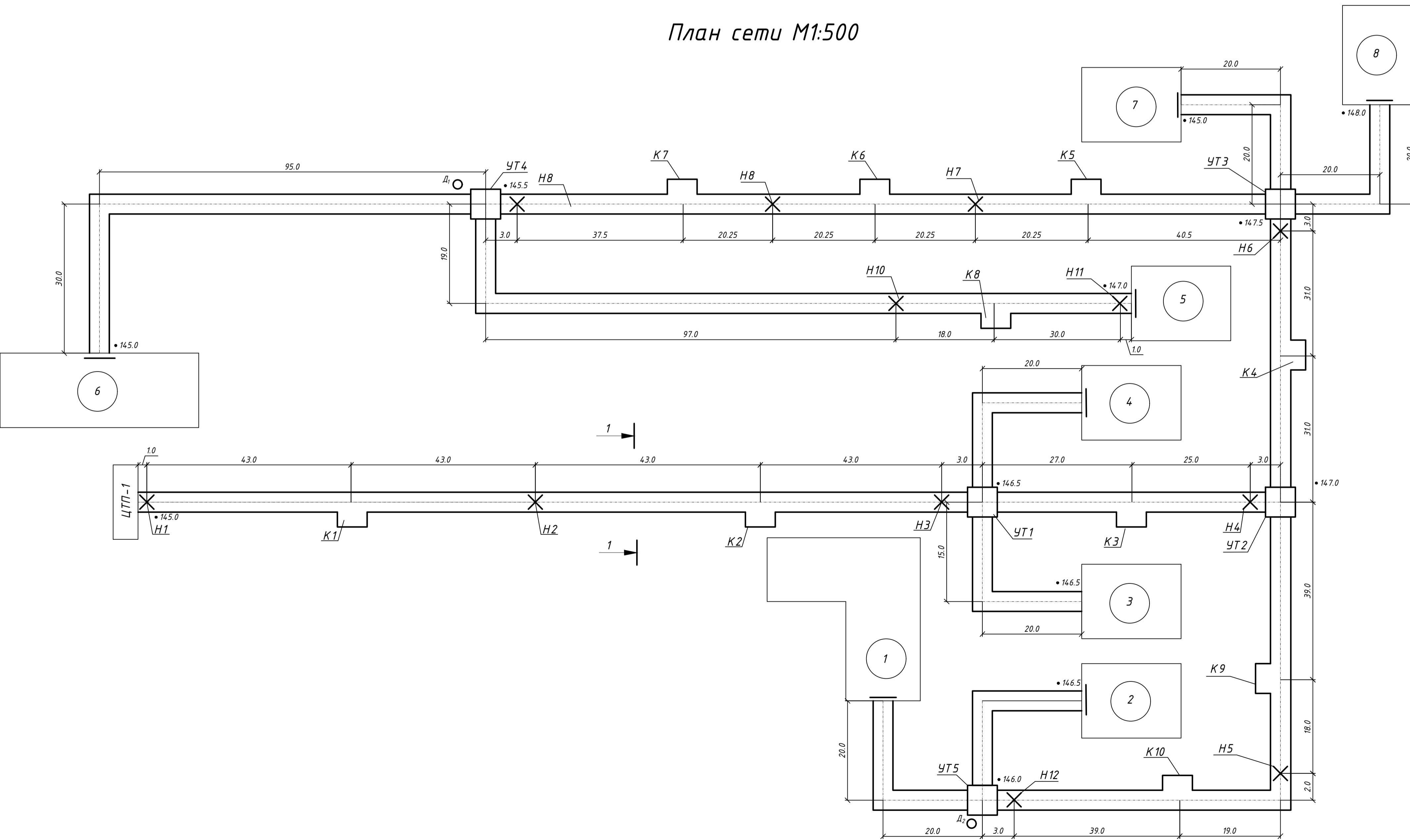
1. Проект "Теплоснабжение группы зданий в г. Красноярске" выполнен в соответствии со зданием на выпускную квалификационную работу.
2. При проектировании были соблюдены требования СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети".
3. Графическая часть проекта выполнена в соответствии с ГОСТ 21.705-2016 "Правила выполнения рабочей документации тепловых сетей".
4. Проект тепловых сетей выполнен в соответствии с заданием на дипломное проектирование.
5. Теплоноситель - перегретая вода с параметрами 150–70 °C. Тип прокладки сетей – подземная, в непроходных каналах, двухтрубная. Рабочее давление в подающем трубопроводе 0,7 МПа, в обратном 0,4 МПа.
6. Система теплоснабжения открыта с установкой водяного подогревателя отопления в ЦП для независимого присоединения сетей микрорайона к тепломагистрали от ТЭЦ.
7. Монтаж трубопроводов из электросварных труб ГОСТ 10704-91, производить в соответствии со СНиП 3.05.03-85. Монтаж конструкций каналов производить в соответствии с требованием серии 3.006.1-В.87 в 0,5.
8. Компенсация температурных удлинений осуществляется за счет углов поворота и П-образных компенсаторов.
9. Камеры для УТ из бетонных блоков с перекрытием из бетонных плит.
10. В УТ устанавливать бандажники, в УТ 4,5 – спускники для слива воды из теплотрассы в дренажные колодцы. Из дренажных колодцев вода удаляется передвижными насосами в ближайшую канализацию или ливнесток.
11. Для защиты наружной поверхности труб от коррозии, трубопроводы и арматуру покрыть анткоррозионным составом: БТ № 177 в два слоя по грунтовке ГФ 21.
12. Теплоизоляцию трубопроводов выполнить из стеклянного штапельного волокна а=40 мм. Покровной слой – рулонный стеклопластик РСТ.
13. В местах примыкания каналов к тепловым камерам и на углах трассы установить деформационные швы.
14. Швы между сборными железобетонными элементами заполняются цементным раствором марки 50, в местах деформационных швовстыки заполняются битумом.
15. Вводы теплопроводов в здание выполнить с водонепроницаемыми перегородками.
16. Для гидроизоляции наружные поверхности каналов и камер покрыть за два раза битумом.
17. После монтажа трубопроводы подвергнуть гидравлическому испытанию давлением 1,25 рабочего, подающий трубопровод – давлением 1,6 МПа.

Поз.	Наименование потребителя	Расчетный тепловой поток, МВт				
		Q <sub>нmax</sub>	Q <sub>от max</sub>	Q <sub>нmax</sub>	Q <sub>r</sub>	Всего
1	Спортивный корпус 12 этажей	0,6	0,7	0,4	0,17	1.7
2	Спальный корпус 9 этажей	0	0,3	0,2	0,08	0,5
3	Спальный корпус 12 этажей	0	0,3	0,2	0,08	0,5
4	Спальный корпус 9 этажей	0	0,3	0,2	0,08	0,5
5	Спальный корпус 12 этажей	0	0,3	0,2	0,08	0,5
6	Процедурный корпус 4 этажа	0,62	0,7	0,2	0,08	1.52
7	Спальный корпус 12 этажей	0	0,3	0,2	0,08	0,5
8	Спальный корпус 9 этажей	0	0,3	0,2	0,08	0,5
	Сумма:		1,22	3,2	1,8	0,75
						6.22

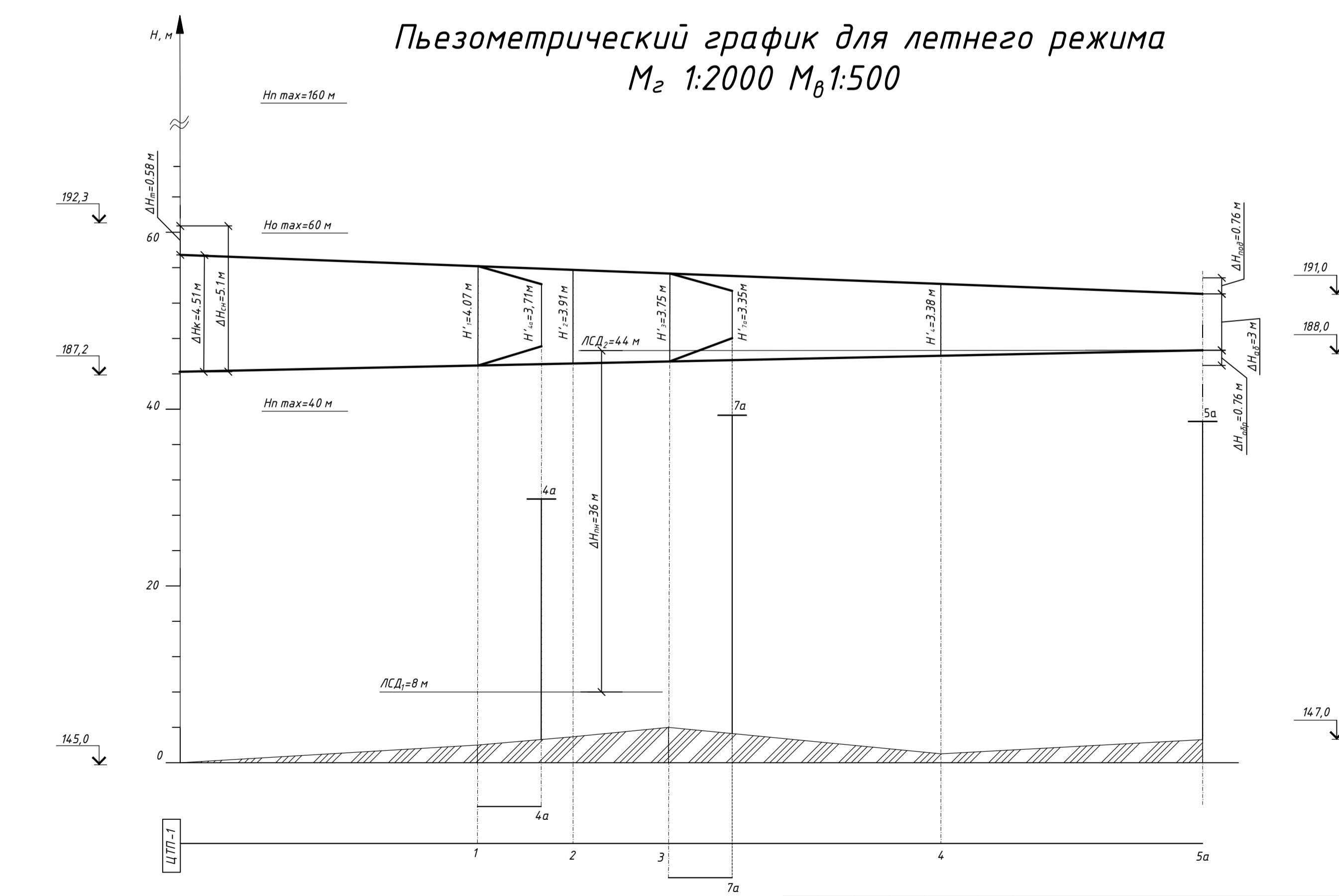
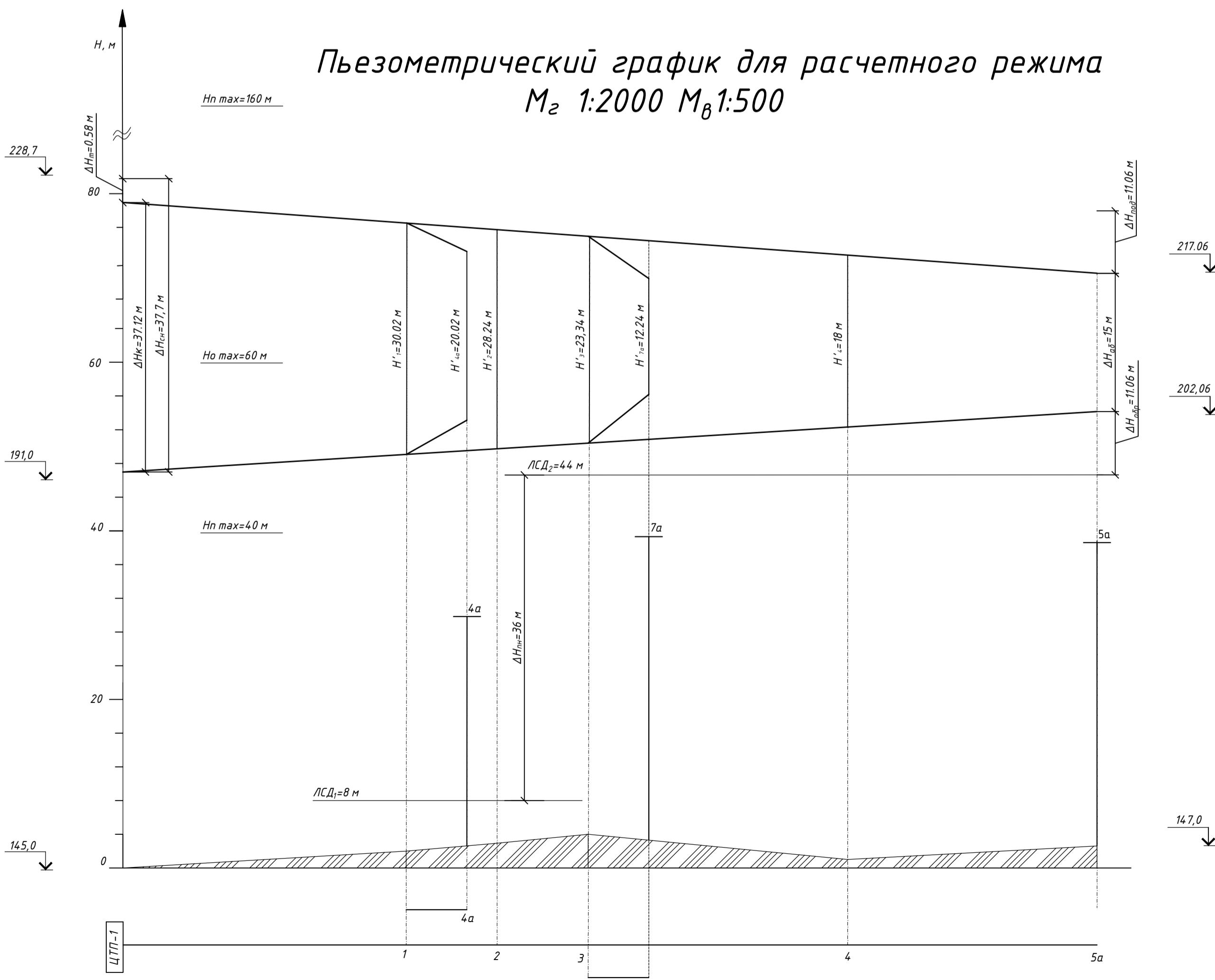
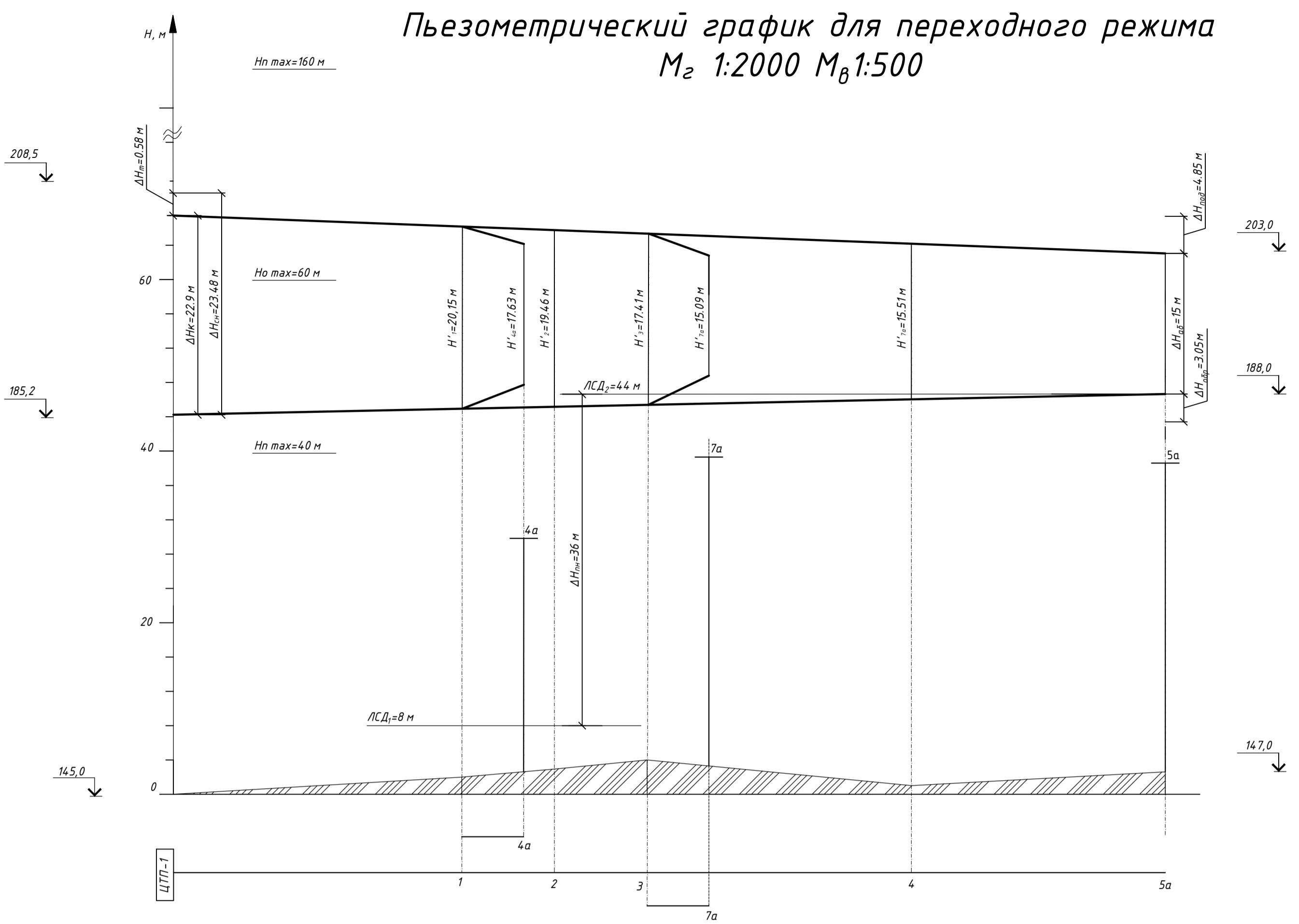
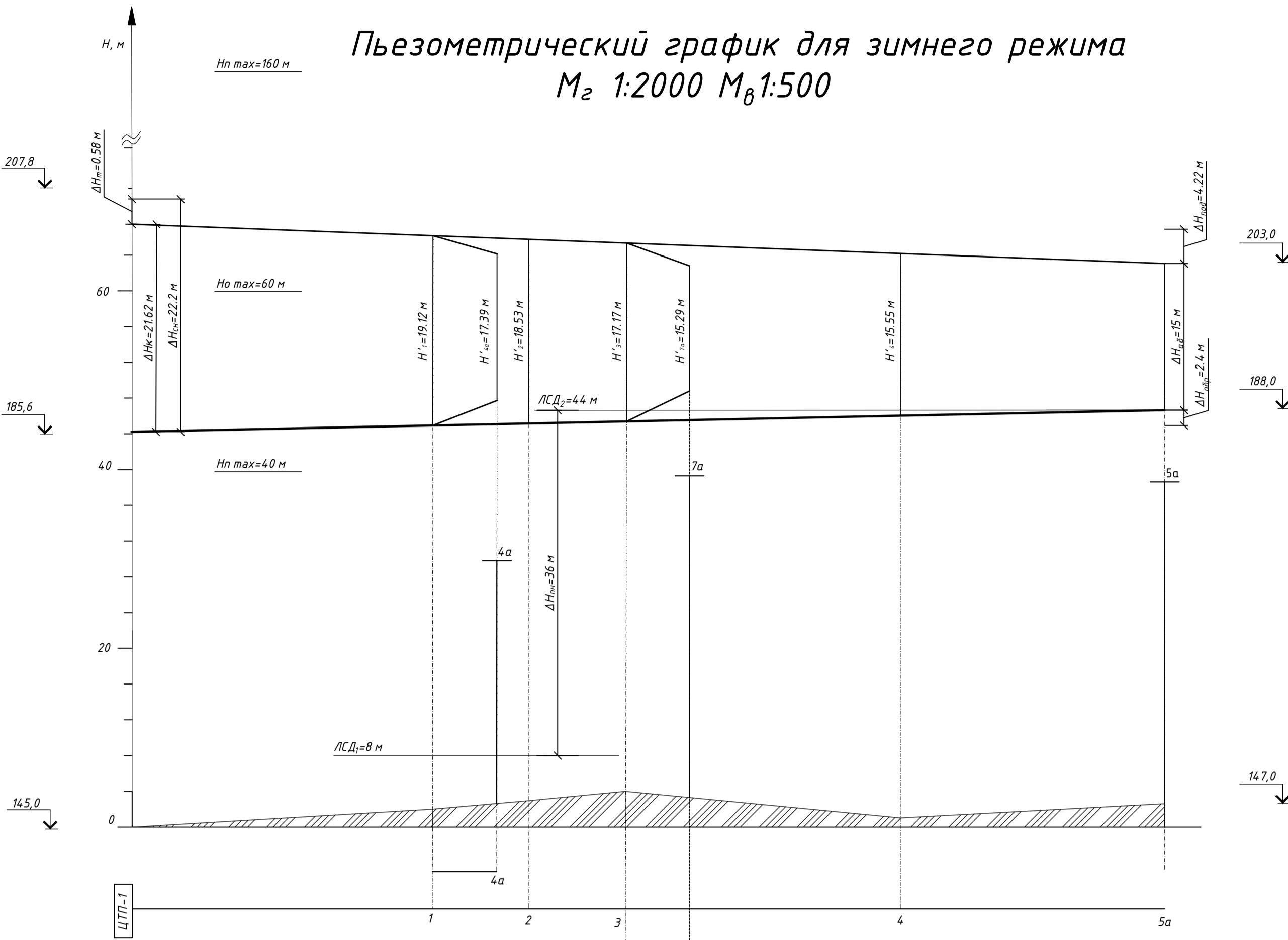
### Ведомость рабочих чертежей основного комплекта

Лист	Наименование	Примечание
1	Общие данные; Тепловые нагрузки; План сети	
2	План сети	
3	Схема скользящей опоры; схема неподвижной опоры; схема ЦП; Схема МП;	
	Монтажная схема участка ЦП-УТ1	
4	Продольный профиль сети; Камера УТ1; Разрез 1-1	

План сети М1:500



		БР-08.03.01.05-2020-ТС	
		ИСИ СФУ	
Разраб.	Ильина	Стадия	Лист
Руковод.	Оленев		
Консульт.	Целищев		
Н.контр.	Целищев		
Зав.каф.	Матюшенко		
Общие данные; Тепловые нагрузки; План сети		СБ 16-515	



БР-08.03.01.05-2020-ТС

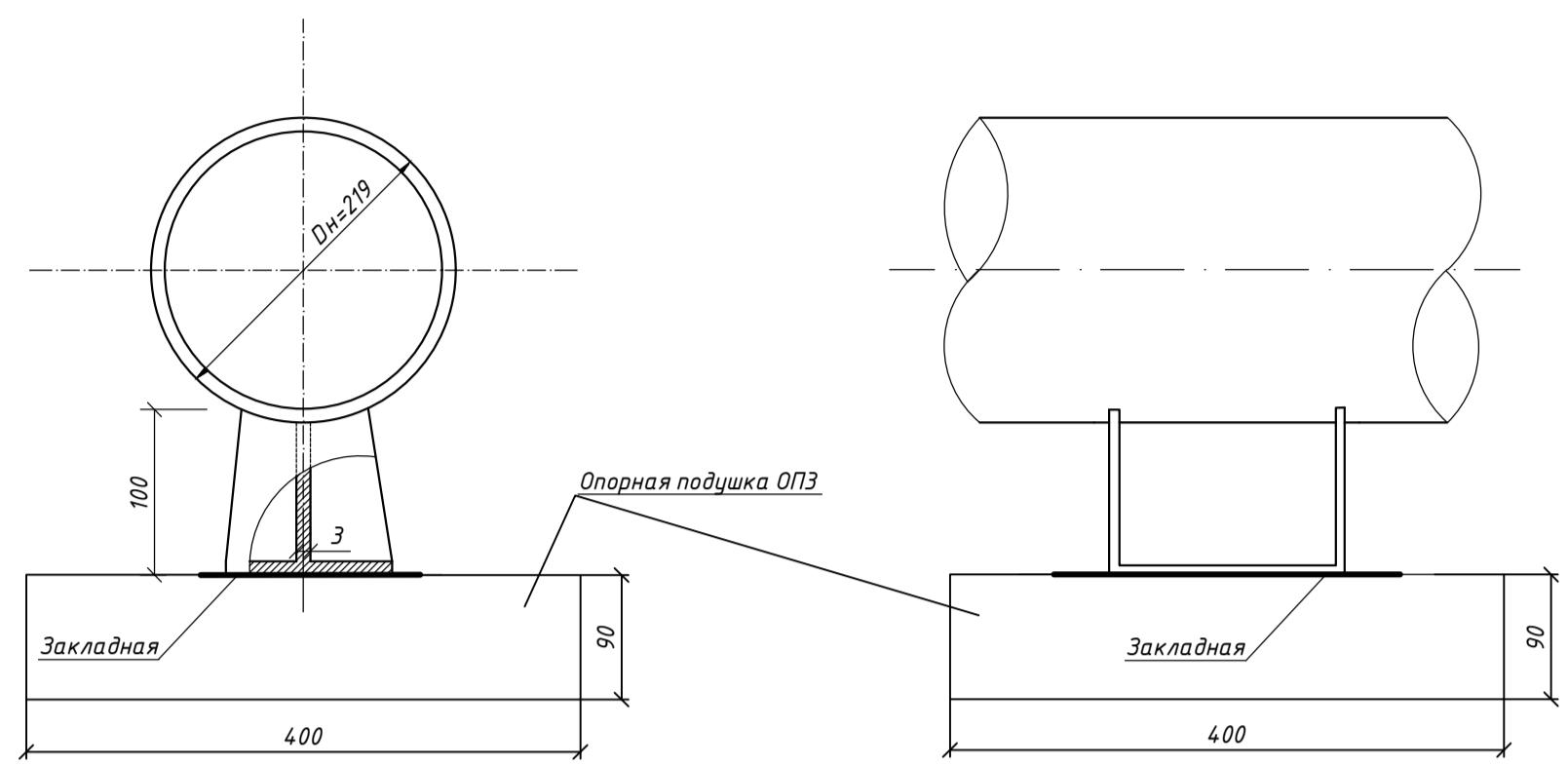
ИСИ СФУ

Разраб.	Ильина	Теплоснабжение группы зданий г. Красноярске	Стадия	Лист	Листов
Руковод.	Оленев	у	2	4	
Консульт.	Целищев				
Н. контр.	Целищев				
Зав.каф.	Матюшенко				

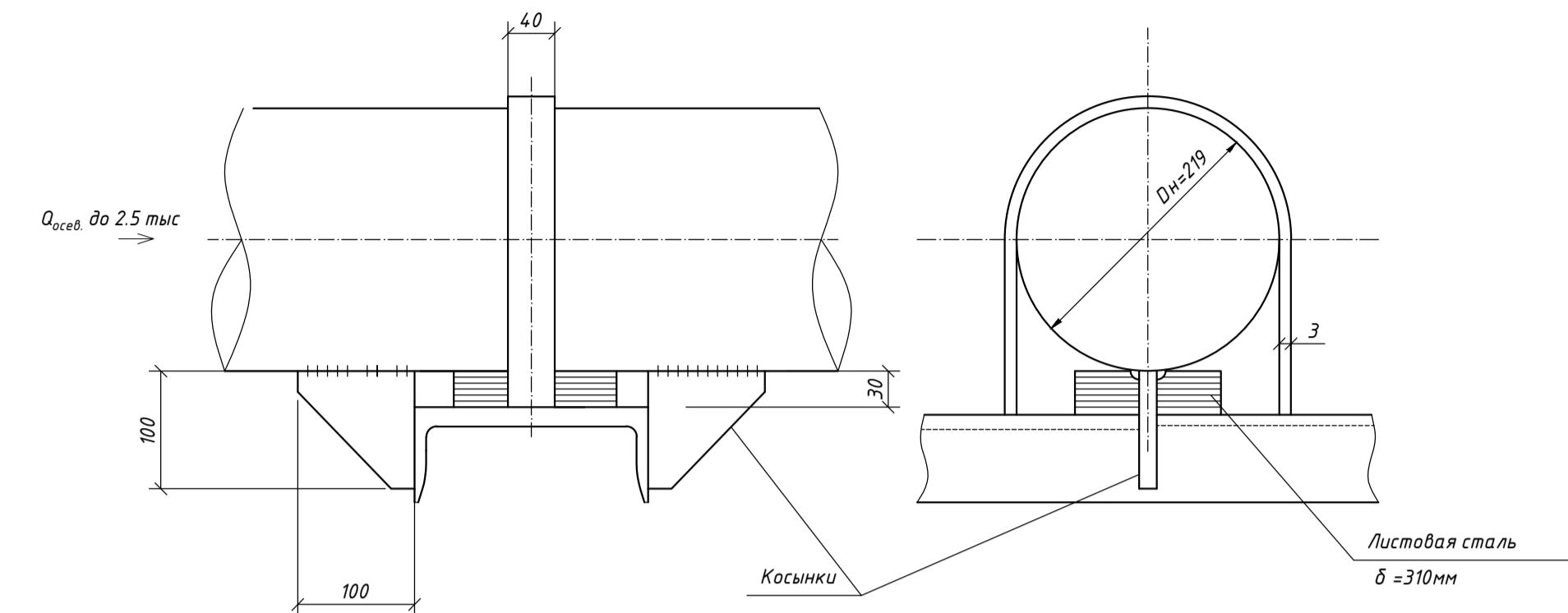
Пьезометрические графики

СБ 16-51Б

## *Скользящая опора 200-T 14.16 М 1:5*

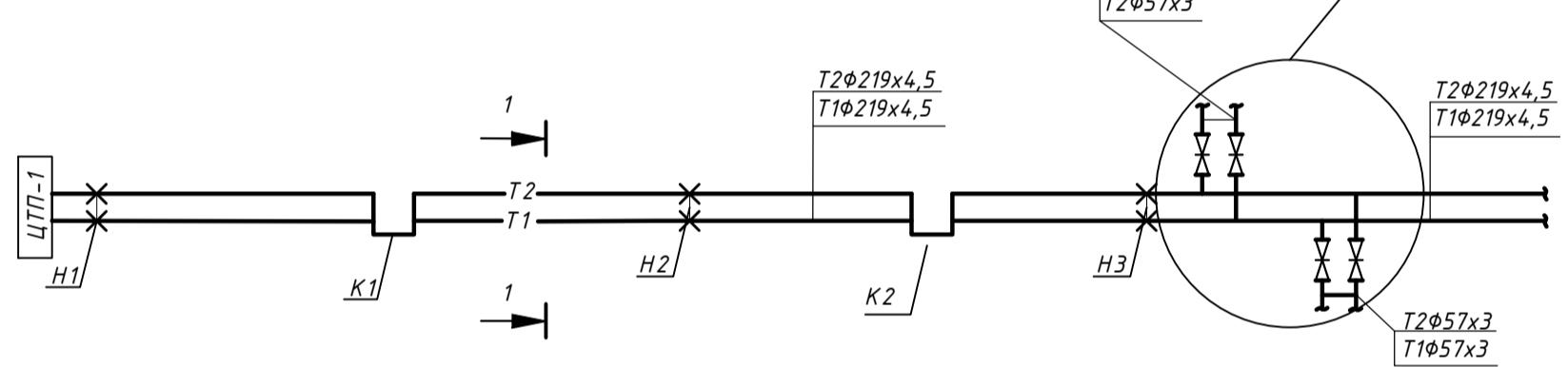


# *Хомутовая неподвижная опора 200-T3.11 M 1:5*

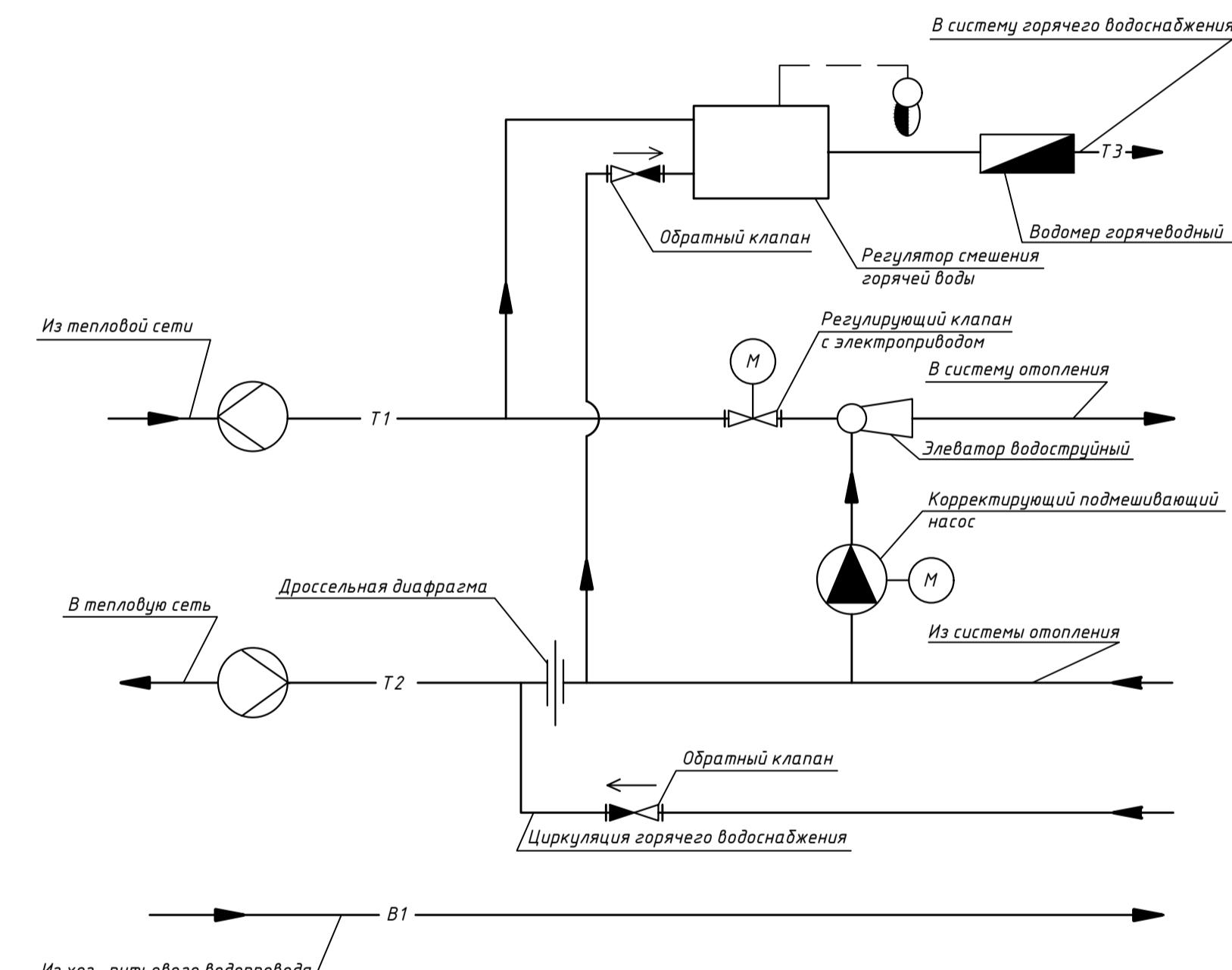
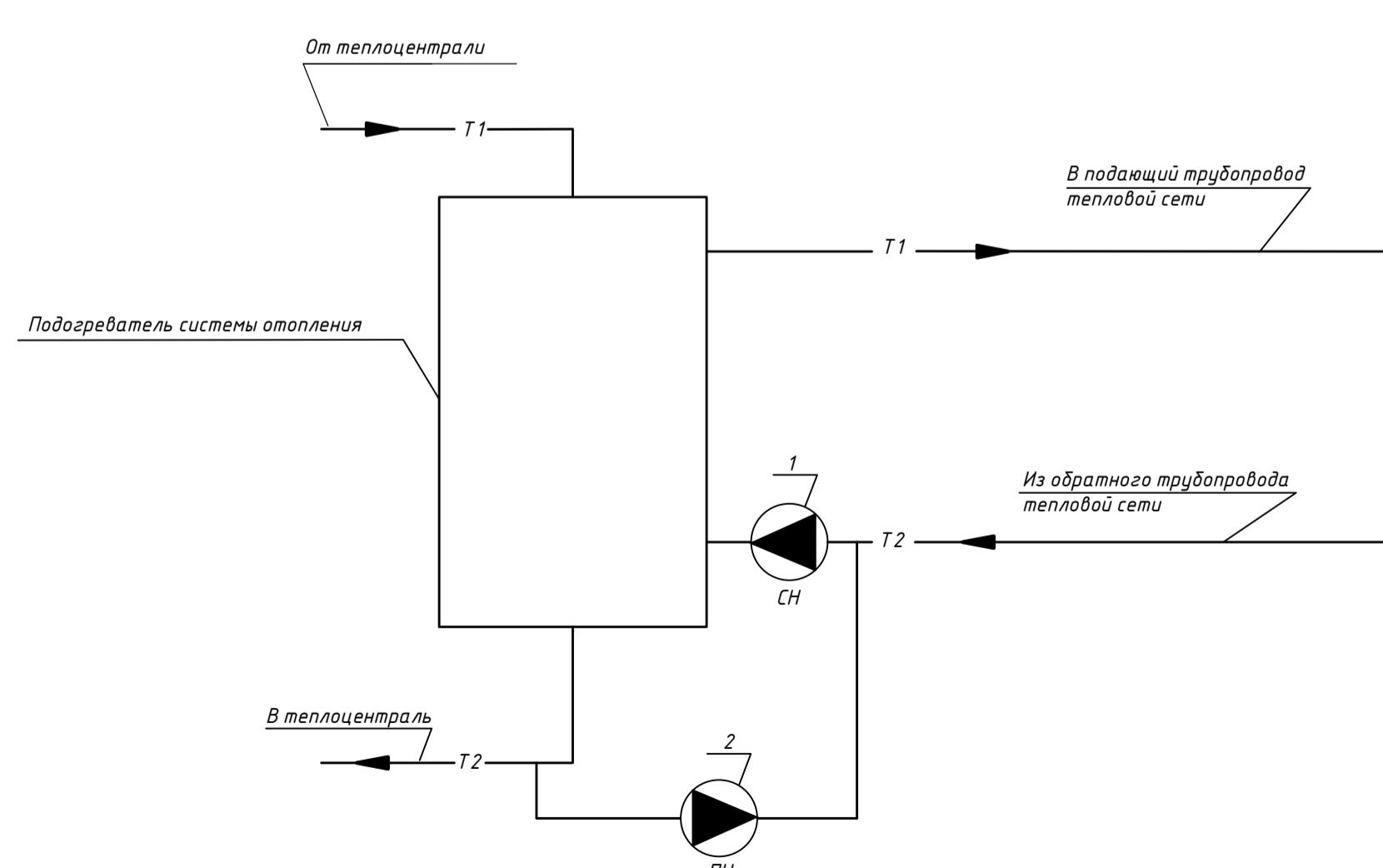


## Схема МТП

# *Монтажная схема участка ЦП-УТ1*



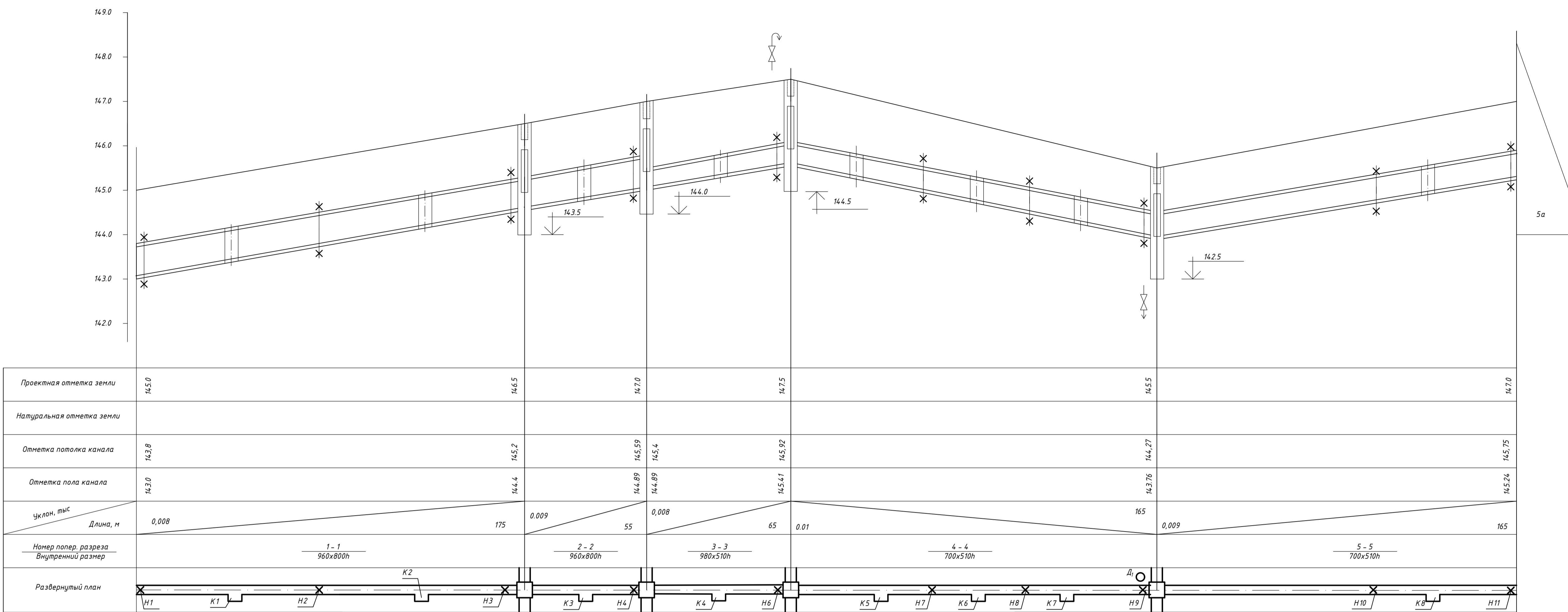
## *Схема ЦТП*



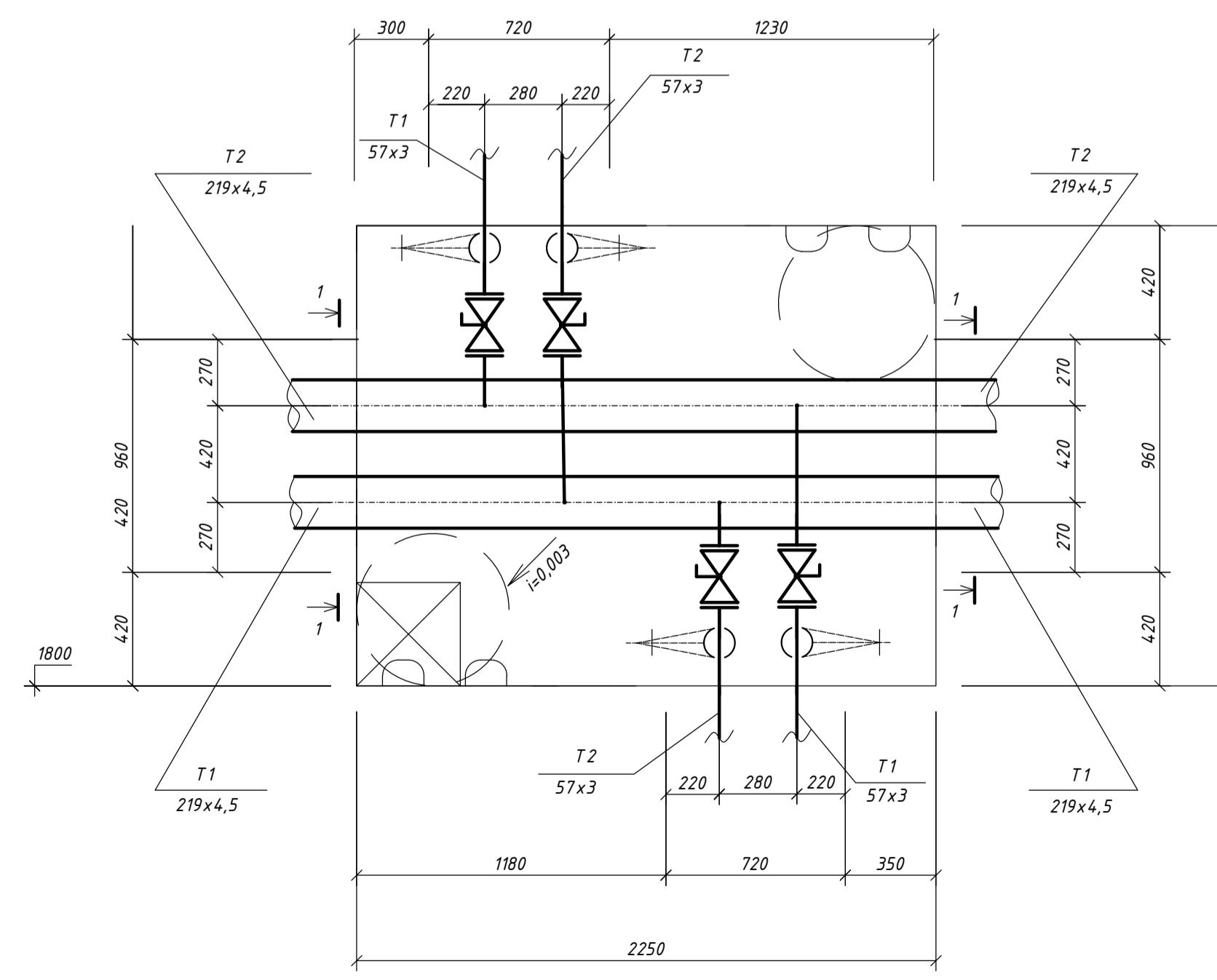
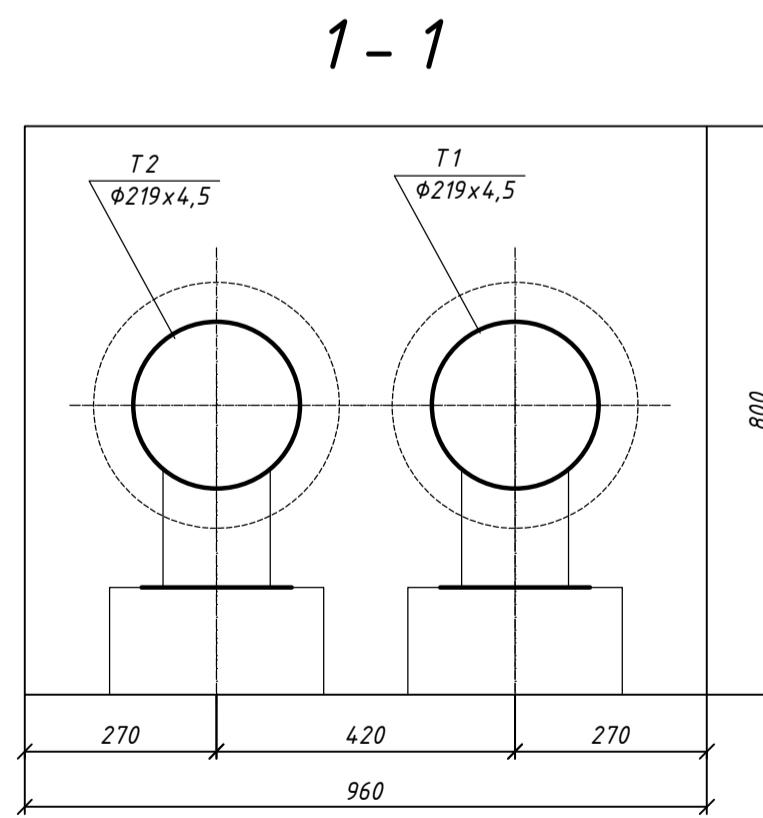
# *Экспликация оборудования*

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
1	Насос сетевою TPE 80-270/4 A-F-A-BAQE-LD3 Электродвигатель 132MB (1 рабочий, 1 резервный)	2 2	$Q=79 \text{ м}^3/\text{ч}$ $H=22,7 \text{ м}$ $N=5,398 \text{ кВт}$ $n=1450 \text{ об/мин}$
2	Насос подпиточный CM 5-8 A-R-A-E-AVBE F-A-A-N Электродвигатель IEC (1 рабочий, 1 резервный)	2 2	$Q=4,7 \text{ м}^3/\text{ч}$ $H=62,4 \text{ м}$ $N=2,542 \text{ кВт}$ $n=2900 \text{ об/мин}$

Профиль сети Мг 1: 1000; Мв 1: 50



УТ 1 (тип 2)



ИСИ СФУ		БР-08.03.01.05-2020-ТС		
Разраб.	Ильина	Теплоснабжение группы зданий г. Красноярске	Стадия	Лист
Руковод.	Оленев	у	4	4
Консульт.	Целищев			
Н. контр.	Целищев			
Зав.кадр.	Матюченко			
		Предельный профиль сети; Камера УТ1; Разрез 1-1	СБ 16-51Б	

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
**«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**  
**Инженерно-строительный**  
институт  
**Инженерных систем зданий и сооружений**  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

  
Заведующий кафедрой  
A.I. Матюшенко  
подпись инициалы, фамилия

«30» 06 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01.05 Теплогазоснабжение и вентиляция  
код и наименование специализации

Теплоснабжение группы зданий в г. Красноярске  
тема

Руководитель



подпись, дата

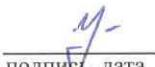
к.т.н, доцент

должность, ученая степень

И.Б. Оленев

инициалы, фамилия

Выпускник



подпись, дата

В.Г. Ильина

инициалы, фамилия

Консультанты:

ТВИС

наименование раздела

  
подпись, дата

А.В. Целищев

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

  
подпись, дата

А.В. Целищев

инициалы, фамилия

Красноярск 2020