

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
« _____ » _____ 20 20 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01.00.05 Теплогазоснабжение и вентиляция
код и наименование специализации
Сети централизованного теплоснабжения
транспортного цеха базы ЖКХ г. Красноярск
тема

Руководитель _____ ст. преподаватель И.Б. Оленёв
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ М.И. Панов
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультант: _____ А.В. Целищев
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Сети централизованного теплоснабжения транспортного цеха базы ЖКХ г. Красноярска» содержит 71 страницу текстового документа, 24 иллюстрации, 8 таблиц, 56 формул, 10 использованных источников, 5 листов графического материала.

ЗАКРЫТАЯ, ДВУХ-ЧЕТЫРЕХТРУБНАЯ ПОДЗЕМНАЯ КАНАЛЬНАЯ ПРОКЛАДКА ТЕПЛОСЕТИ, ИНФОРМАЦИЯ, СПОСОБЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ, ПОДОГРЕВАТЕЛЬ ГВС, СПЕЦИФИКАЦИЯ, ТЕХНОЛОГИЯ И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ СМР.

Цель ВКР – самостоятельно использовать элементы проектирования тепловых сетей ЦТС, т.к. проблема старения изношенных тепловых сетей в РФ актуальна.

Задачи ВКР:

- анализ способов и видов регулирования отпуска теплоты;
- разработать наружные сети централизованного теплоснабжения автобазы ЖКХ;
- определить расходы теплоносителя на отопление, вентиляцию и ГВС автобазы ЖКХ;
- выполнить расчет гидравлических режимов теплосети;
- подобрать оборудование для тепловой сети автобазы ЖКХ.

В результате ВКР приведена спецификация на оборудование и строительные конструкции тепловой сети централизованного теплоснабжения автобазы ЖКХ, включая инновационные и теплоизоляционные материалы – ППУ.

В заключение были приняты для внедрения эффективные технологии возведения сетей централизованного теплоснабжения и мероприятия по энергосбережению.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Технологический	5
1.1 Задание	5
1.2 Параметры центральной системы теплоснабжения (ЦТС)	6
1.3 Расчетные расходы теплоты	9
1.4 Виды и способы регулирования отпуска теплоты	11
1.5 Разработка расчетной схемы теплосети	13
1.6 Расчетные расходы теплоносителя.....	16
1.7 Гидравлический расчет теплосети	21
1.7.1 Гидравлический расчет сетей отопления в зимнем режиме	22
1.7.2 Гидравлический расчет сетей отопления летом	25
1.7.3 Гидравлический расчет сетей ГВС (ТЗ) в режиме потребления	25
1.7.4 Гидравлический расчет сетей ГВС в режиме циркуляции	30
1.8 Тепловой расчет подогревателя ГВС	31
1.9 Расчет параметров гидравлических режимов теплосети	39
1.10 Подбор водосчетчика ГВС	42
1.11 Подбор насосов в МТП для СГВ автобазы	43
1.12. Элементы тепловых сетей	45
1.13 Расчет компенсаторов.....	48
1.14 Определение усилий и подбор неподвижной опоры	54
1.15 Назначение теплоизоляции	55
1.16 Сетевые профили.....	56
1.17 Борьба с коррозией	57
1.18 Строительные материалы для тепловых сетей	58
1.18.1 Лотковые каналы	58
1.18.2 Углы теплотрасс	60
1.18.3 Ниши компенсаторов	60
1.18.4 Камеры для УТ	60
1.18.5 Колодцы для дренажной воды	63
1.19 Повышение качества энергосбережения	63
1.20 Спецификация.....	66
2 Технология возведения инженерных сетей	68
2.1. Элементы наружных сетей теплоснабжения	68
2.2 Подготовительные мероприятия	69
2.3 Технология монтажа и последовательность СМР.....	69
Список сокращений	78
Список использованных источников.....	79
Приложение. Спецификация	80

Введение

Темпы роста городов с каждым годом неуклонно растут. Каждый день возводят новые постройки жилого и нежилого назначения и для обеспечения комфортного нахождения людей в сооружениях необходима соответствующая инфраструктура. Водоснабжение, водоотведение, электричество, вентиляция и теплоснабжения являются основными составляющими инженерных сетей для обеспечения базовых потребностей человека.

В данной бакалаврской работе будет рассмотрен вариант проектирования системы теплоснабжения транспортного цеха ЖКХ с присоединением к действующей системе теплоснабжения.

Целью выпускной квалификационной работы является выбор и проектирование системы теплоснабжения: расчет тепловых потерь, выбор и размещение приборов отопления, гидравлический расчет, подбор оборудования МТП.

1 Технологический

1.1 Задание

Выпускная квалификационная работа (ВКР) разработана на основании следующих исходных данных:

Регион строительства – г. Красноярск, климатическая зона № IV с обычными грунтовыми условиями. Расчетная температура воздуха для проектирования отопления минус 37° С. Средняя температура воздуха в отопительном периоде минус 7,2° С.

Продолжительность отопительного периода 235 суток.

Среднегодовая температура почвы $\tau_{гр}^{год} = 5^{\circ}\text{C}$.

Скорость ветра в г. Красноярске 1 м/с.

Глубина промерзания почвы – до 1,5 м.

Рельеф местности в районе строительства тепловых сетей гаража стабильный с предельным перепадом высот не более 4 м. Грунт – суглинки. Глубина залегания грунтовых вод – ниже 10 м.

Коэффициент теплопроводности грунта $\lambda_{гр.} = 8,374 \text{ КДж/г} \cdot \text{м.гр.}$. По степени влажности грунты – сухие и маловлажные.

Потребителями теплоты являются производственные, ремонтные, складские, административно-бытовой корпус (АБК) автобазы ЖКХ.

Виды потребления тепла на базе: отопление, вентиляция и горячее водоснабжение (ГВС) - (только два здания – АБК и гараж).

Потребление тепла на отопление и вентиляцию характеризуется суточной стабильностью, но зависит от температуры наружного воздуха. ГВС потребляется неравномерно по часам суток и дням недели при независимости от климатических условий местности.

Этажность застроек колеблется от 1 до 3 этажей.

Топографические условия изображены на плане автобазы. Величины тепловых нагрузок (тепловые потоки, МВт) на отопление, вентиляцию и ГВС сведены в ведомость тепловых нагрузок.

Источником тепла является существующая тепловая сеть от районной отопительной котельной. Параметры теплоносителя $130^{\circ}\text{C} / 70^{\circ}\text{C}$.

Потери напора в системе отопления конечного абонента №9 (гараж) составляет 10 м ($\Delta\text{Наб}$). Располагаемый напор в существующей тепловой сети в точке подключения проектируемой сети (УТ*) для базы ЖКХ $\Delta\text{H} = 30,5$ м (напор в подающем трубопроводе здесь составляет 82,8 м, в обратном – 52,3 м).

Гарантированный напор холодного водоснабжения в МТП №9 составляет 40 м. ($P = 0,4$ МПа).

Размещение существующих подземных инженерных сооружений в учебной ВКР условно не учитываем.

Объект проектирования обеспечен энергоресурсами (тепло- и водоснабжением, электроснабжением, канализацией). Имеются развитые транспортные пути и своя материально-техническая база ЖКХ.

СГВ (система горячего водоснабжения) АБК имеет характеристики:

а) потери давления в разводящих трубопроводах СГВ здания $\Sigma\Delta P_{\text{СГВ}} = 0,2$ МПа;

б) высота расположения верхнего водоразборного прибора СГВ от уровня ввода трубопроводов сети в АБК – 9 м.

1.2 Параметры централизованной системы теплоснабжения (ЦТС)

Источником тепла для автобазы является существующая тепловая сеть с параметрами теплоносителя $130^{\circ}\text{C} - 70^{\circ}\text{C}$ от районной отопительной котельной. Проектируемая тепловая сеть автобазы ЖКХ подключена к существующей теплотрассе непосредственно при помощи запорных шаровых кранов $\text{Ø} 125$ мм (по зависимой схеме) в УТ*.

Обоснованием выбранной схемы является:

- близость источника ЦТС;

- запрещение на использование сетевой воды для непосредственного водоразбора на нужды ГВС;

- располагаемый напор в месте подключения проектируемой сети в действующую теплосеть достаточен (30,5 м);

- имеется соответствие гидравлического режима существующей теплосети и проектируемой теплосети автобазы;

- требования надежности, гидравлической устойчивости, экономичности и эффективности проектируемой сети теплоснабжения;

- невозможность обеспечения требуемого качества воды.

Система теплоснабжения автобазы является централизованной. Элементами ЦТС (рисунок 1) являются: источник тепла (котельная), районные распределительные тепловые сети тупикового типа, УТ* местные тепловые пункты абонентов (МТП), системы теплоиспользования в зданиях (отопление, вентиляция и ГВС).

Количество трубопроводов в проектируемой сети базы – четыре: Т1-подающий трубопровод для отопления, вентиляции; Т2 – обратный трубопровод для отопления, вентиляции; Т3 – подающий трубопровод ГВС; Т4 – циркуляционный ГВС.

Т3 и Т4 имеются только на двух участках: от УТ3 до АБК и от УТ3 до МТП абонента №9 (гаража).

Параметры теплоносителя (перегретая вода) в проектируемой сети автобазы: расчетная температура в подающем трубопроводе $\tau_1' = 130^\circ \text{C}$; температура в обратном трубопроводе $\tau_2' = 70^\circ \text{C}$.

Система теплоснабжения автобазы (рисунок 2) по способу подачи воды на ГВС – закрытая с установкой водяных подогревателей ГВС в МТП гаража (абонент № 9). Кроме того, горячее водоснабжение имеется еще в одном здании – в АБК.

В подогревателях ГВС холодная водопроводная вода подогревается от 5 до 60° С за счет тепла сетевой воды.

Т.к. отношение $\rho^m = \frac{Q_{h \max}}{Q_0} = \frac{0,5}{0,3} = 1,67$ для МТП, где установлен подогреватель ГВС, следовательно, схема подключения этого подогревателя ГВС к тепловой сети – одноступенчатая параллельная. Согласно [3] число водяных водонагревателей следует принимать для СГВ (при $Q_{h \max} \leq 2 \text{ МВт}$) - один подогреватель в каждой ступени подогрева, рассчитанных на 100% производительности (т.е. однопоточная компоновка).

Присоединение систем отопления в МТП всех зданий (местных тепловых пунктах) автобазы следует выполнять с учетом гидравлического режима работы тепловых сетей (пьезометрического графика) и графика изменения температуры теплоносителя в зависимости от изменения температуры наружного воздуха (ЦКР).

Существующий гидравлический режим сетей предполагает подключение всех систем отопления административно - бытовых помещений автобазы через элеватор (т.к. $\tau_1' = 130^\circ \text{ С}$) а системы отопления и вентиляции производственных зданий и гаражных боксов – непосредственно без элеватора.

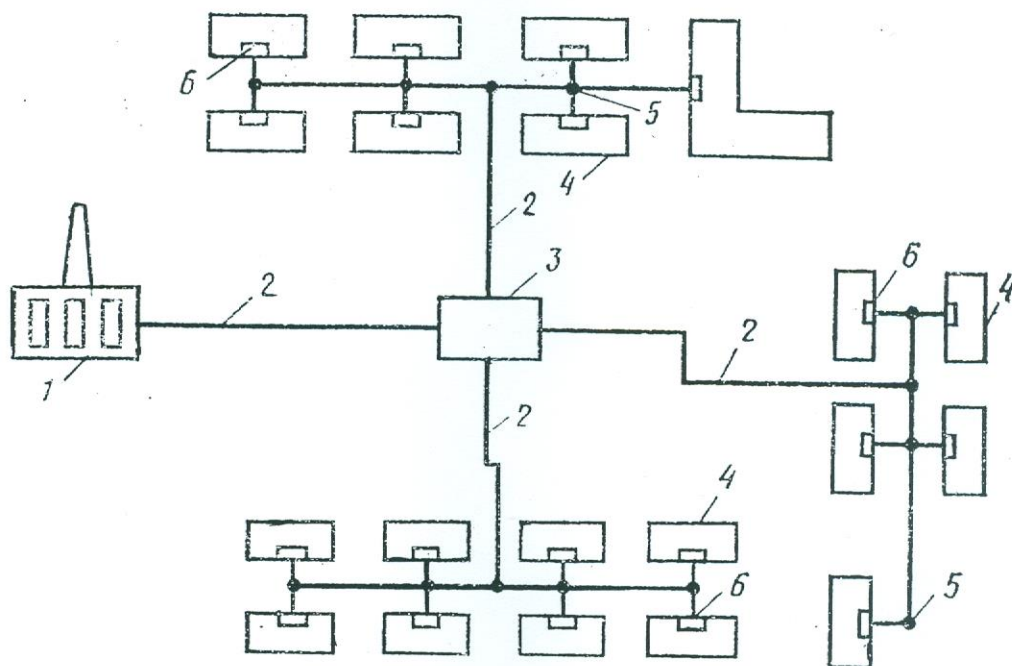
В ВКР предусмотрено заполнение и подпитка водяных тепловых сетей автобазы водой из существующей теплотрассы через обратную магистраль в УТ* (давление в обратном трубопроводе магистрали достаточно для заполнения местных систем отопления зданий). Располагаемый напор в точке подключения проектируемой тепловой сети в существующую магистраль (УТ*) должен обеспечивать циркуляцию теплоносителя по системе теплоснабжения без установки сетевого циркуляционного насоса в теплосети автобазы.

Теоретически кроме принятой в ВКР закрытой схемы снабжения горячей водой потребителей ГВС, также существует открытая система с непосредственным разбором воды на нужды ГВС из трубопроводов тепловой сети через регулятор смещения сетевой воды (из подающего или обратного трубопроводов в МТП зданий).

1.3 Расчетные расходы теплоты

Тепловая нагрузка – это расчетный тепловой поток, МВт. Автобаза имеет следующие виды потребления теплоты: отопление, вентиляция, горячее водоснабжение.

Тепловые нагрузки можно брать по типовым проектам, рассчитывать по укрупненным показателям или выполнив проектные расчеты.



1 – источник теплоснабжения; 2 – тепловые сети; 3 – центральный тепловой пункт

(ЦТП); 4 – потребители тепла (жилые здания); 5 – теплофикационные камеры;

6 – местные тепловые пункты (МТП) жилых зданий.

Рисунок 1 – Элементы ЦТС

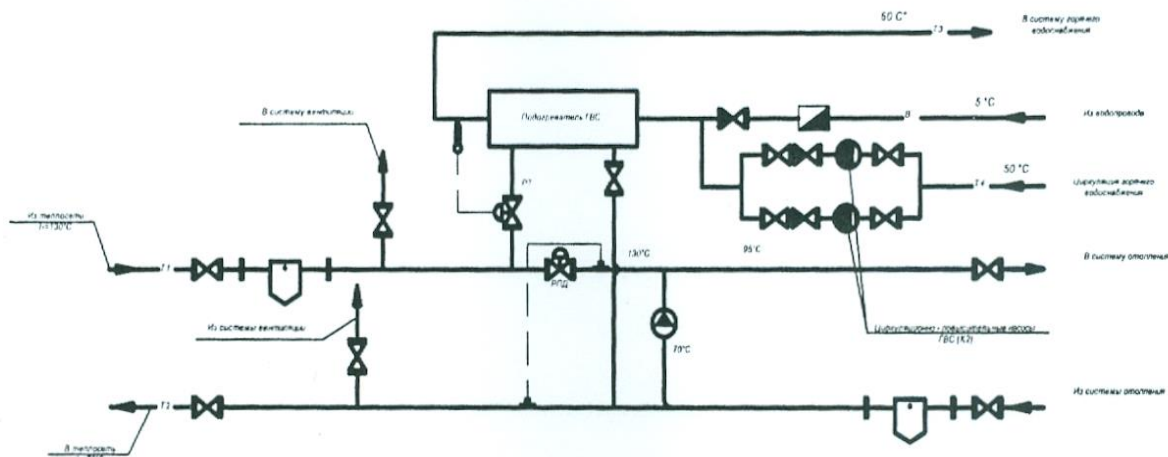


Рисунок 2 – Схема МТП гаража

В ВКР все тепловые нагрузки приняты по типовым проектам зданий. Нагрузки входят в состав задания на проектирование тепловых сетей в ВКР и сведены в таблицу 1.

Таблица 1-Ведомость тепловых нагрузок автобазы

Поз.	Наименование потребителя	Расчетный тепловой поток, МВт			
		ОТОПЛ. $Q_{отmax}$	вентил. $Q_{вmax}$	ГВС $Q_{гmax}$	всего Q_{Σ}
1	1 эт. склады	0,23	0,1	-	0,33
2	2 эт. дерево-обрабатывающий цех	0,25	0,15	-	0,4
3	3 эт. Администрация (АБК)	0,35	0,3	0,4	0,65
4	2эт. цех сборки узлов	0,28	0,12	-	0,4
5	2 эт. проходная	0,12	-	-	0,12
6	2 эт. окрасочный бокс	0,11	0,21	-	0,32
7	1 эт. сварочный участок	0,15	0,21	-	0,36
8	2 эт. ремонтно-механический цех	0,25	0,12	-	0,37
9	1 эт. гараж	0,15	0,22	0,1	0,37
	ИТОГО:	1,89	1,43	0,5	3,82

1.4 Виды и способы регулирования отпуска теплоты

Режимы потребления тепла абонентами отличаются. Тепловая нагрузка на отопление изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха, оставаясь практически неизменной в течение суток.

Тепловая нагрузка на ГВС не зависит от температуры наружного воздуха, но изменяется по часам суток и дням недели.

Требуется искусственное изменение параметров или расхода теплоносителя в соответствии с фактическим теплопотреблением абонентов.

Регулирование повышает экономичность и качество ЦТС.

Регулирование нагрузки в зависимости от места разделяют на: центральное, групповое, местное и индивидуальное.

Центральное регулирование выполняют в котельной или на ТЭЦ.

Групповое – в ЦТП для группы однородных потребителей.

Местное – предусматривается на МТП для дополнительной корректировки параметров теплоносителя с учетом местных проблем.

Индивидуальное – осуществляется непосредственно у теплоиспользующих приборов и дополняет все другие виды регулирования.

По способу – автоматическое и ручное регулирование.

Методы регулирования:

а) качественное (изменение температуры теплоносителя при постоянном его расходе по графику ЦКР);

б) количественное (изменение расхода теплоносителя при постоянной температуре τ_1);

в) регулирование пропусками (прерывистое отключение теплоиспользующих систем);

г) изменение поверхности теплоотдающих приборов.

В ВКР ЦТП нет и проводить групповое центральное регулирование невозможно.

Предусматривается здесь центральное качественное регулирование ((ЦКР) на котельной, которое дополняется местным регулированием на МТП.

Тепловая сеть, к которой подключена проектируемая, регулируется по отопительному графику.

При качественном регулировании задача расчета температурного графика сетевой воды (ЦКР) состоит в определении температуры сетевой воды в зависимости температуры наружного воздуха.

Отопительный график ЦКР по суммарной нагрузке для Красноярска приведен на рисунке 3.

Отопительный график используется, когда отношение среднего теплового потока на ГВС к нагрузке на отопление $\rho_{cp} = Q_{hm} / Q_0 < 0,15$. При $\rho_{cp} \geq 0,15$ принимается повышенный график.

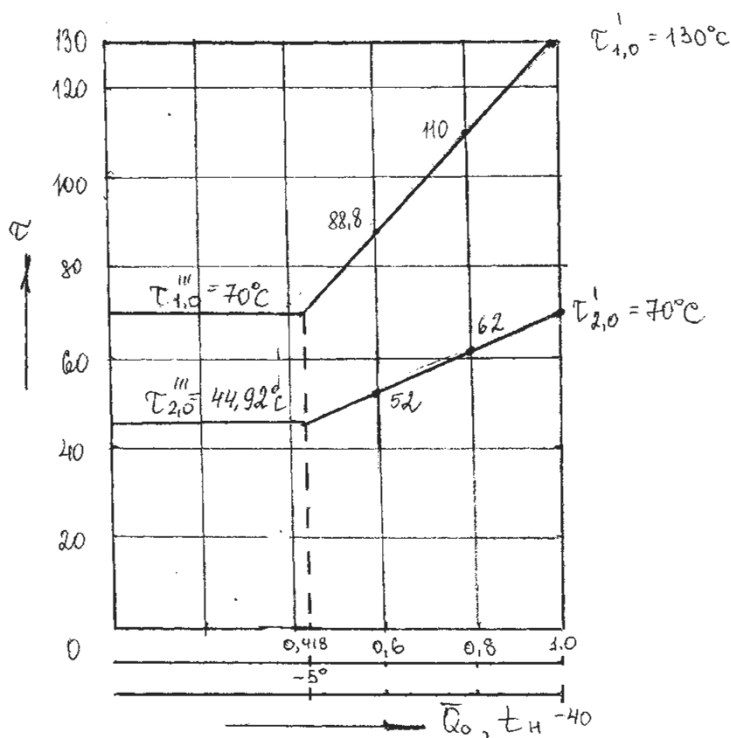


Рисунок 3 - Отопительный график температур сетевой воды при ЦКР закрытой системы ЦТС

1.5 Разработка расчетной схемы тепловой сети

В ВКР перед началом выполнения гидравлического расчета трубопроводов разрабатывают расчетную схему тепловых сетей без масштаба с указанием исходной точки (УТ*), расчетных участков трубопроводов и абонентов. На расчетной схеме сетей здания (абоненты) должны иметь номер и величины расчетных расходов теплоносителя согласно ведомости весовых расходов.

Расчетные участки нумеруются при раскладке от УТ*, указывается их длина и расположение запорной арматуры, неподвижных опор и компенсаторов. Число П-образных компенсаторов и неподвижных опор уточняется при гидравлическом расчете трубопроводов в процессе определения эквивалентных длин местных сопротивлений и раскладке на расчетных участках.

Согласно СНиП [8] в тепловых сетях запорная арматура может устанавливаться:

- а) на трубопроводах выводов тепловых сетей от источников теплоты;
- б) в узлах ответвления от магистрали на трубопроводах с $D_u > 80\text{мм}$;
- в) в узлах ответвлений к отдельным зданиям, независимо от диаметра.

Расчетную схему разрабатывают на основе трассы проектируемой тепловой сети, которую первоначально необходимо расположить на плане автобазы, входящего в состав исходных данных ВКР.

Выбор схемы совмещают с выбором способа прокладки теплопроводов.

Тепловые сети независимо от способа прокладки и вида системы теплоснабжения, не прокладываются по территориям кладбищ, скотомогильников, свалок, мест захоронения радиоактивных отходов, сельскохозяйственных орошаемых полей и др. участков, представляющих опасность биологического, химического и радиоактивного загрязнения.

Для тепловых сетей в Красноярске приоритетна подземная прокладка в городских каналах или тоннелях наряду с другими инженерными сетями. Так

же допускается прокладка надземных тепловых сетей при обосновании, кроме территорий детских и лечебных учреждений.

Допускаемые инженерные сети для совместной прокладки подземных тепловых сетей:

а) в тоннелях – кабелями связи, с водопроводами \varnothing до 500мм, силовыми кабелями напряжением до 10 КВ, а в городских тоннелях также с трубопроводами сжатого воздуха давлением до 1,6 МПа и напорной канализацией;

б) в каналах – с трубопроводами сжатого воздуха давлением до 1,6 МПа, водопроводами, контрольными кабелями, предназначенными для обслуживания тепловых сетей, мазутопроводами.

Прокладку тепловых сетей по территории вне города, следует предусматривать надземную на низких опорах.

По производственной территории все наружные инженерные сети, кроме канализации и водопровода, прокладывают надземным способом на эстакадах (высоких опорах).

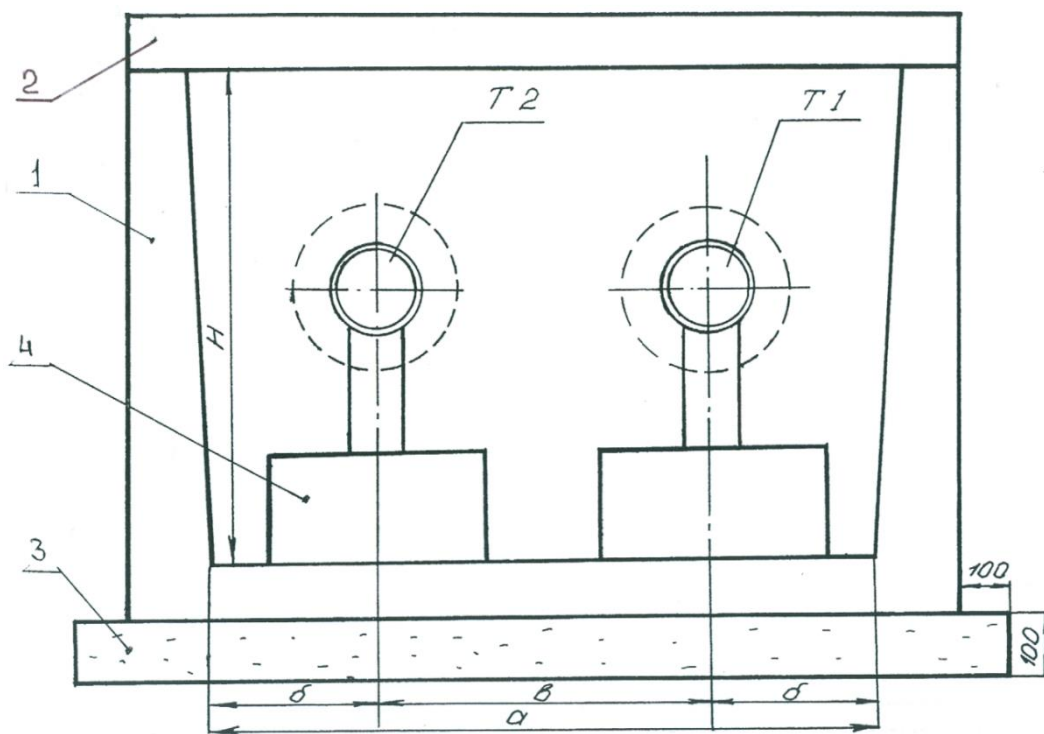
В ВКР тепловой сети автобазы проложены в подземных непроходных каналах (рисунок 4).

При проектировании трассы тепловых сетей необходимо стремиться к экономичности, надежности теплоснабжения, простоте и минимальной длине закладываемых трубопроводов.

Для надежности систем теплоснабжения проектируют ЦТП и резервирование сетей для особо важных объектов (больницы, роддома и т.д.), дающие возможность обеспечить теплом этих абонентов при аварии на одном участке тепловых сетей.

Конфигурацией распределительной тепловой сети автобазы является тупиковая радиальная схема теплосети.

Преимуществом радиальной схемы является экономичность и простота. Недостатком – нарушение теплоснабжения всех абонентов при аварии.



1 – лоток типа КЛ; 2 – плита перекрытия типа ПТ;
3 – подготовка; 4 – опорная подушка типа ОП.

Рисунок 4 – Непроходной канал теплосети

Для ликвидации аварии дается не более суток, чтобы не замерзли местные системы отопления зданий автобазы.

При прокладке теплотрассы минимальные расстояния в плане от конструкций тепловых сетей до сооружений и других инженерных сетей следует принимать по [8].

В черте города и на территории промышленных площадок трассу выбирают параллельно проездам или линиям застройки. В стесненных условиях допускается прокладка теплосетей в полосе зеленых насаждений (под газонами) или под тротуарами и тропинками.

Теплосеть по возможности проектируется прямолинейно и пролегает со стороны проезда или застройки. Множество пересечений с инженерными коммуникациями и линиями городского транспорта, с реками и оврагами усложняют сети. Пересечение выполняют, как правило под углом 90°. В новых

районах массовой застройки и на недостроенных инфраструктурах ось трассы проектирует параллельно дорогам или ранее уложенным другим подземным инженерным сетям.

Расчетная схема тепловой сети автобазы ЖКХ изображена на рисунке 5.

1.6 Расчетные расходы теплоносителя

Расчетные расходы теплоносителя G_d , кг/с, в зависимости от схем присоединения сетей теплоснабжения в тепловом пункте абонента необходимо определять на вводе для каждого МТП.

При отсутствии нагрузки на ГВС и при зависимом присоединении систем отопления и вентиляции расчетный расход сетевой воды, кг/ч рассчитываем по формуле

$$G_d = \frac{10^3 \cdot (Q_{0\max} + Q_{V\max})}{c(\tau_1 - \tau_2)}, \quad (1.1)$$

где $Q_{0\max}$ – максимальный тепловой поток на отопление, МВт;

$Q_{V\max}$ – максимальный тепловой поток на вентиляцию, МВт;

τ_1 - температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха, 0С;

c – удельная теплоемкость воды, равная 4,19 КДж/(кг·0С)

При наличии нагрузки ГВС в закрытых системах теплоснабжения, присоединенных по одноступенчатой схеме с регулированием расхода теплоты на отопление [2].

Расчетный суммарный расход сетевой воды, кг/ч

$$G_{ds} = \frac{10^3 \cdot (Q'_{0\max} + Q'_{V\max})}{c(\tau'_1 - \tau'_2)} + \frac{10^3 \cdot Q_{h\max}}{c(\tau'_1 - \tau'_3)}, \quad (1)$$

где $Q'_{0\max}$ – тепловой поток на отопление в точке излома графика температуры воды при температуре наружного воздуха t/n , МВт;

$Q'_{V\max}$ - тепловой поток на вентиляцию в точке излома графика температуры воды при температуре наружного воздуха t/n , МВт;

$Q_{h\max}$ – средний поток на горячее водоснабжение, МВт;

$\tau/1$ – температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловой сети в точке излома отопительного графика температур, °С;

$\tau/2$ – температура сетевой воды в обратном трубопроводе тепловой сети в точке излома отопительного графика температур, °С;

$\tau/3$ - температура сетевой воды после параллельно включенного подогревателя ГВС в точке излома графика температур воды, которую рекомендуется принимать 30°С;

C - теплоемкость воды, равная 4,2 КДж/кг·гр.

Результаты расчетов приведены в таблице 3.

$$Q'_{0\max} = Q_{0\max} \cdot \left(\frac{t'_6 - t'_n}{t_6 - t_0} \right), \quad (2)$$

где $Q_{0\max}$ – то же что и в формуле (1);

t_6 – температура внутреннего воздуха, 0С;

t/n – температура наружного воздуха в точке излома графика температур воды, 0С;

t_0 – расчетная температура наружного воздуха, 0С.

$$Q'_{V \max} = Q_{V \max} \cdot \left(\frac{t_g - t'_h}{t_g - t_0} \right), \quad (3)$$

где t_h , t'_h , t_0 – то же что и в формуле (1);

$Q_{V \max}$ – то же что и в формуле (1).

$$t'_h = t_h - 0,419(t_h - t_0), \quad (4)$$

где t_h , t_0 – то же что и в формуле (1).

Расчетный расход сетевой воды на горячее водоснабжение в закрытых системах теплоснабжения и параллельной схеме присоединения подогревателя ГВС, кг/с

$$G_{h \max} = \frac{3,6 \cdot Q_{h \max}}{c(\tau'_1 - \tau'_3)}, \quad (5)$$

где Q_{\max} , $Q_{v \max}$, $Q_{h \max}$ – максимальные тепловые потоки (нагрузки) на отопление, вентиляцию и ГВС, Вт;

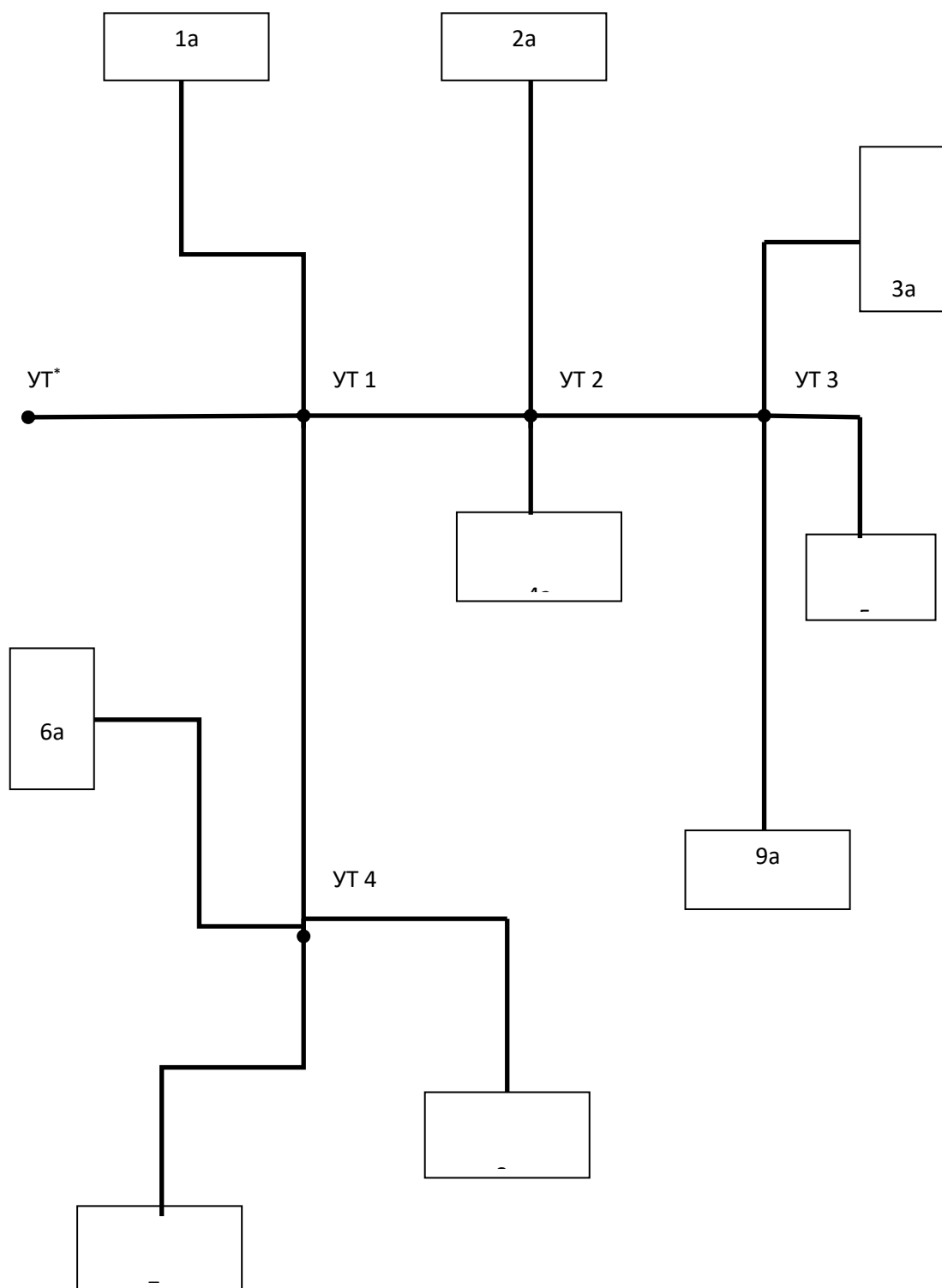


Рисунок 5 – Расчетная схема тепловой сети автобазы ЖКХ

τ_1 - расчетная температура сетевой воды в подающем трубопроводе тепловой сети, равная 130°C;

τ_2 – то же в обратном трубопроводе, равная 70°C;

τ_1' - температура « сетевой воды в подающем трубопроводе тепловой сети в точке излома» отопительного графика температур, равная 70°C;

τ_3' - температура сетевой воды после параллельно включенного подогревателя ГВС в точке излома графика температур воды, которую рекомендуется принимать 30°C;

C - теплоемкость воды, равная 4,2 КДж/кг.гр.

Суммарные расчетные расходы сетевой воды, кг/ч, в двухтрубных тепловых сетях (участи сети гаража все двухтрубные, кроме участка 9а – УТЗ - 3а, где они 4-х трубные) для любой системы теплоснабжения (закрытой и открытой) при ЦКР, также для потребителей при Q_{hmax} больше Q_{omax} , при отсутствии баков - аккумуляторов и с тепловым потоком менее 10 МВт определяется по формуле (1).

Следует помнить, что подогреватель ГВС расположен в МТП абонента №9 (гараж), АБК (абонент №3) снабжается теплом по 4-х трубной тепловой сети и в таблице 4 гидравлического расчета суммарный расход сетевой воды на расчетном участке (9а – УТЗ - 3а) равен сумме G_{omax} и G_{vmax} . Расход G_{hmax} для АБК плюсуется к участку УТЗ - 9а.

Расчетные расходы теплоносителя для всех зданий гаража приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Ведомость расходов теплоносителя автобазы

Поз.	Наименование потребителя	Расчетный расход воды, кг/с			
		отопл. G_{omax}	вент. G_{vmax}	ГВС G_{hmax}	всего G_{Σ}
1	1 эт. склады	0,92	0,4	-	1,32
2	2 эт. дерево-обрабатывающий цех	1,0	0,6	-	1,6

3	3 эт. Администрация (АБК)	1,39	1,19	-	2,59
4	2эт. цех сборки узлов	1,11	0,48	-	1,6
5	2 эт. проходная	0,48	-	-	0,48
6	2 эт. окрасочный бокс	0,44	0,84	-	1,28
7	1 эт. сварочный участок	0,6	0,84	-	1,44
8	2 эт. ремонтно-механический цех	1,0	0,48	-	1,48
9	1 эт. гараж	0,6	0,88	2,99	4,46
	ИТОГО:	7,52	5,69	2,99	16,25

1.7 Гидравлический расчет теплосети

Гидравлический расчет является определяющим при проектировании тепловой сети. На его данных:

- определяется стоимость проекта. Расход материалов и объем строительно-монтажных работ (СМР);
- подбираются напоры и расходы насосов;
- разрабатываются гидравлические необходимые режимы эксплуатации тепловых сетей и строятся пьезометрические графики.

Задача гидравлического расчета – определение диаметров участков тепловой сети и потерь давления на этих участках, гидравлическая увязка всех точек системы для обеспечения подачи расчетных расходов теплоносителя, допустимых давлений и требуемых напоров во всех точках тепловой сети.

Эквивалентную шероховатость внутренней поверхности стальных труб следует принимать для водяных тепловых сетей $K_e = 0,0005$ м, для сетей ГВС $K_e = 0,001$ м.

Удельные потери давления на трение, Па/м, при гидравлических расчетах водяных тепловых сетей следует рассчитывать на основе технико-экономических расчетов (ТЭР).

Диаметры подающего (Т1) и обратного (Т2) трубопроводов двухтрубных или четырехтрубных водяных тепловых сетей при совместной подаче теплоты

на отопление, вентиляцию и ГВС должны приниматься одинаковыми. Циркуляционные трубопроводы (Т4) ГВС принимаются на один-два размера меньше чем соответствующие им разводящие подающие (Т3) трубопроводы СГВ.

Диаметр труб D_u независимо от расчетного расхода теплоносителя G_d должен приниматься в тепловых сетях не менее 32 мм, а для циркуляционных трубопроводов ГВС – не менее 25 мм.

Гидравлический расчет трубопроводов тепловой сети автобазы закрытой системы теплоснабжения включает:

- расчет трубопроводов отопления и вентиляции (Т1; Т2) в расчетном зимнем и летнем режимах;
- расчет разводящих (Т3) трубопроводов СГВ в режиме разбора воды;
- расчет разводящих (Т3) и циркуляционных (Т4) трубопроводов ГВС в режиме циркуляции.

1.7.1 Гидравлический расчет сетей отопления в расчетном (зимнем) режиме

Суммарные расчетные расходы теплоносителя в этом режиме на вводах тепловой сети в МТП (трубопроводы Т1 и Т2) равны

$$G_{\Sigma} = G_{o\max} + G_{v\max} + G_{h\max} \quad , \quad (6)$$

где $G_{o\max}$, $G_{v\max}$, $G_{h\max}$ – максимальные секундные расходы теплоносителя на отопление, вентиляцию и ГВС, взятые из ведомости таблицы 3, л/с.

Потери давления в трубопроводах тепловой сети определяем удобным для нас методом приведенных длин. Различают потери давления на трение (по длине), Па, определяемые по формуле

$$\Delta P_{\text{л}} = R \cdot l \quad , \quad (7)$$

где R - удельные потери давления на трение, Па/м;

l – длина расчетного участка трубопровода, м.

Для определения потерь давления в местных сопротивлениях (запорная арматура, компенсаторы, повороты трасс, тройники, переходы и др.) вводится понятие эквивалентной длины $l_{\text{э}}$, м, (это длина прямого трубопровода, у

которого потери на трение равны потерям в расчетном местном сопротивлении).

Приведенная длина участка теплосети

$$l_{\text{пр}} = l + l_{\Sigma}, \quad (8)$$

где l - длина расчетного участка трубопроводов тепловой сети, м;

l_{Σ} - сумма эквивалентных длин местных сопротивлений на данном участке, сведенные в таблицу 5, м.

Полные потери давления, м вод. ст., или потери ΔH напора, м, определяются

$$\Delta H = R \cdot l_{\text{пр}} \cdot 10^{-4}. \quad (9)$$

На начальном этапе гидравлического расчета удельные потери давления вдоль основной магистрали проектируемой сети $R_0^{\text{маг}} = 10 \text{ Па/м}$.

Для ответвлений от главной магистрали удельные потери давления на трение определяем по формуле

$$R_0^{\text{отв}} = R_0^{\text{маг}} \cdot \frac{l_{\text{маг}}}{l_{\text{отв}}}, \quad (10)$$

где $l_{\text{маг}}$ - расстояние от точки подключения расчетного участка ответвления до конца главной магистрали тепловой сети, м;

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

Определяем R_0 по формуле (10) для различных ответвлений:

$$R_0(1 - 1a) = 10 \frac{225,5}{104} = 24,8 \text{ Па/м};$$

$$R_0(2 - 2a) = 10 \frac{160,5}{71,5} = 26,6 \text{ Па/м};$$

$$R_0(2 - 4a) = 10 \frac{160,5}{10} = 190 \text{ Па/м};$$

$$R_0(3 - 3a) = 10 \frac{93}{56} = 2,3 \text{ Па/м};$$

$$R_0(3 - 5a) = 10 \frac{93}{34} = 36,8 \text{ Па/м};$$

$$R_0(1 - 4 - 8a) = 10 \frac{225,5}{153} = 16,8 \text{ Па/м};$$

$$R_0(4 - 6a) = 16,8 \frac{72}{55} = 22 \text{ Па/м};$$

$$R_0(4 - 7a) = 16,8 \frac{72}{42} = 28,5 \text{ Па/м}.$$

По номограмме определяем теоретический диаметр d_0 расчетного участка [2] в зависимости от удельных потерь давления R_0 и суммарного расхода теплоносителя G_Σ .

Материальная характеристика тепловой сети M_0 определяется как удвоенная сумма произведений всех длин участков сети на теоретический диаметр d_0 .

$$M_0 = 2 * 150 = 300 \text{ м}^2.$$

Удельные оптимальные линейные потери давления, Па/м, на главной магистрали проектируемой сети определяются на основе ТЭР по формуле

$$R_{\lambda}^{opt} = 26600 \left(\frac{\varphi \cdot M_0 \cdot R_0^{0,19}}{G \cdot L} \right)^{0,84}, \quad (11)$$

где M_0 – материальная характеристика тепловой сети, м^2 ;

R_0 - удельные потери давления вдоль основной магистрали на начальном этапе гидравлического расчета, принятые 10 Па/м;

G - расчетный расход теплоносителя на первом головном участке магистрали по таблице 4, равный 16,25 кг/с;

L - длина основной проектируемой магистрали (считая подающий и обратный трубопровод), равная 701 м;

φ - стоимостной коэффициент, равный 0,17 кВт/м².

$$(R_{\lambda}^{opt})^{mag} = 26600 \left(\frac{0,17 \cdot 300 \cdot 1,55}{16,25 \cdot 701} \right)^{0,84} = 132,2 \text{ Па / м}.$$

Удельные линейные экономические потери давления для ответвлений определяются по формуле

$$(R_{\lambda}^{opt})^{omv} = R_0^{omv} \frac{(R_{\lambda}^{opt})^{mat}}{R_0^{mag}}, \quad (12)$$

где R_0^{mag} - удельные потери на трение вдоль основной магистрали, равные 10 Па/м;

$(R_{\lambda}^{opt})^{mag}$ - величина определенная по формуле (11), Па/м;

R_0^{omv} - величины, определенные по формуле (10), Па/м.

Опираясь на R_0^{opt} и расчетный расход воды G_Σ по номограмме [4] выбираем подходящий существующий стандартный диаметр трубопровода $d_{ст}$, уточняем фактические удельные линейные потери давления R .

Расчет эквивалентных длин l_0 местных сопротивлений сводим в таблицу 5. При этом уточняем количество и места установки элементов тепловой сети: П-образные компенсаторы, задвижки, неподвижные опоры. Определяем

расстояния между элементами теплосети с нанесением их на план сетей и нумеруем их, начиная от УТ*.

Ответвления от главной магистрали тепловой сети рассчитывают из условия, чтобы суммарные потери напора ΣH от начала проектируемой сети (УТ*) до любого МТП абонента составляли не более ΣH по основной магистрали тепловой сети автобазы.

1.7.2 Гидравлический расчет сети отопления летом

В летнем режиме расчетный расход теплоносителя подается к МТП гаража (№9) для подогрева водопроводной воды в подогревателе ГВС. На участке магистральной теплосети УТ* – УТ 3 расход сетевой воды постоянен и составляет

$$G_d^s = G_{h \max} , \quad (13)$$

где $G_{h \max}$ - максимальный расход сетевой воды на горячее водоснабжение двух абонентов (3 и 9) и по таблице 3 составляет 2,99 кг/с.

При расчете трубопроводов диаметры и приведенные длины принимаем те же что и в зимнем режиме. Расчет сводим в таблицу 6.

Летом трубопроводы Т1 и Т2 на всех участках и ответвлениях к абонентам, кроме АБК (3а) и гаража-бокса (9а) отключены. Вода циркулирует по магистральной сети через МТП гаража-бокса (абонент № 9).

1.7.3 Гидравлический расчет сети ГВС (Т3) в режиме потребления воды

По разводящим трубопроводам (Т3) горячая вода поступает от МТП бокса-гаража (абонент № 9) к АБК автобазы (абонент № 3).

Максимальный секундный расход сетевой воды на ГВС определяем по формуле

Таблица 4 - Гидравлический расчет трубопроводов Т1 теплосети автобазы при зимнем режиме

№ уч-ков	G_{Σ}^{\max} кг/с	l, м	R_o , Па/м	d_o , м	l_{xdo} , м ²	R_{\wedge}^{omm} , Па/м	$d_{ст}$, м	R, Па/м	l_3 , м	$l_{пр}$, м	ΔH , м	$\Sigma \Delta H$, м
УТ*-1	16,25	125	10	0,222	27,8	132,2	0,125	160	48,1	173,1	2,8	2,8
1-2	10,76	65	10	0,19	12,4	132,2	0,1	260	18	83	2,2	5,0
2-3	7,53	67,5	10	0,17	11,1	132,2	0,1	135	19,65	87,15	1,2	6,2
3-9a	4,46	93	10	0,14	12,7	132,2	0,082	150	17,08	110,08	1,7	7,8
1-4	4,2	81	16,8	0,13	10,1	222,4	0,082	140	24,66	105,66	1,5	4,3
4-8a	1,48	72	16,8	0,08	5,8	222,4	0,051	160	6,7	78,7	1,3	5,6
4-7a	1,44	42,5	28,5	0,07	33,1	376,8	0,051	150	5,5	48	0,7	5,0
4-6a	1,28	55	22	0,07	4	291,1	0,051	128	5,5	60,5	0,8	5,1
1-1a	1,32	104	24,8	0,07	7,3	327,2	0,051	150	5,5	109,5	1,6	4,4
2-2a	1,6	71,5	26,6	0,08	5,6	351,2	0,051	200	14,2	85,7	1,7	6,7
2-4a	1,6	10	190	0,05	0,5	2511	0,033	2000	7,62	17,62	3,5	8,5

3-3a	2,59	56	22,3	0,1	5,6	295	0,07	100	10	66	0,7	6,9
3-5a	0,48	34	36,8	0,05	1,6	486	0,033	160	9,24	43,24	0,7	6,9

$$2 \sum(L \cdot d_0) = 300 \text{ м}^2.$$

Таблица 5 - Эквивалентные длины местных сопротивлений участков теплосети автобазы

N участков	d _{ст} , м	ℓ, м	Lп, м	Эквивалентная длина ℓ _э , м					∑ ℓ _э , м
							Тройник		
							проход	на ответвление	
УТ*-1	0,125	125	90	2*12,5	2,2	2,2	2*5,5	7,7	48,1
1-2	0,1	65	80	1*9,8	-	-	2*4,1	-	18

2-3	0,1	67,5	80	1*9,8	-	1,65	2*4,1	-	19,65
3-9a	0,082	93	70	2*7,9	1,28	-	-	-	17,08
1-4	0,082	81	70	2*7,9	-	2*1,28	2*3,15	4,14	24,66
1-8a	0,051	72	60	1*5,2	0,65	1*0,65	-	-	6,7
1-6a	0,051	55	60	-	0,65	3*0,65	-	2,3	5,5
1-7a	0,051	42,5	60	-	0,65	3*0,65	-	2,3	5,5
1-1a	0,051	104	60	-	0,65	3*0,65	-	2,3	5,5
2-2a	0,051	71,5	60	2*5,2	0,65	1*0,65	-	2,3	14,2
2-4a	0,033	10	50	-	6	1*0,38	-	1,32	7,62
3-3a	0,07	56	70	-	1,28	2*1	-	3,5	10
3-5a	0,033	34	50	-	6	2*0,38	-	1,32	9,24

Таблица 6 - Гидравлический расчет подающего трубопровода теплосети автобазы летом

N уч-ков	G_d кг/с	$d_{ст},$ м	R, Па/м	$l_{пр},$ м	$\Delta H,$ м	$\Sigma \Delta H,$ м
УТ*-1	2,99	0,125	5	173,1	0,1	0,1
1-2	2,99	0,1	20	83	0,2	0,3
2-3	2,99	0,1	20	87,15	0,2	0,5
3-9а	2,99	0,082	60	110,08	0,7	1,2

$$G_{h \max} = \frac{3,6 \cdot Q_{h \max}}{4,19(t_e - t_x) \cdot 3600}, \quad (14)$$

где $G_{h \max}$ – максимальный тепловой поток на ГВС по таблице 1, равный 400000 Вт;

t_e - температура горячей воды после подогревателя ГВС, равная 60°C;

t_x - температура холодной водопроводной воды 5°C.

Для гидравлического расчета тепловой сети необходимо знать потребление воды в АБК, определенные по формуле (14)

$$G_{h \max}^{3a} = \frac{3,6 \cdot 400000}{4,19(60 - 5) \cdot 3600} = 1,74 \text{ л/с}.$$

Часть горячей воды, нагретая в подогревателе ГВС, потребляется в гараже (абонент № 9) и в гидравлический расчет наружных тепловых сетей не входит.

По монограмме [10] для пропускания 1,1 $G_{h \max}^{3a} = 1,74$ л/с с предельным по скорости движения воды 1,5 м/с выбираем диаметр разводящего трубопровода ТЗ, $d_n = 57$ мм, удельные потери давления на трение $R = 600$ Па/м. Коэффициент 1,1 учитывает подачу суммарного расхода на ГВС.

Сумма эквивалентных длин местных сопротивлений состоит (от подогревателя ГВС до ввода в АБК, т.е. абонента №3а):

- вентиль $d_y 50$, $l_3 = 0,65$ м;
- отводы (7 шт.) $d_y 50$, $l_3 = 7 \cdot 0,85 = 5,9$ м;
- тройник на проход $d_y 50$, $l_3 = 1,6$ м.

$$\sum l_3 = 0,65 + 5,9 + 1,6 = 8,15 \text{ м}.$$

Длина участка трубопровода ТЗ от абонента 9а до 3а составляет (по плану сетей и таблице 4) составляет 150 м.

Методом приведенных длин определения потери давления, Па, в трубопроводе ТЗ тепловой сети автобазы по (12).

$$\Delta P = 600(150 + 8,15) = 94890 \text{ Па}.$$

1.7.4 Гидравлический расчет сети ГВС в режиме циркуляции

Удельные потери давления по номограмме при проходе через трубу Т4 $\varnothing 32$ мм циркуляционного расхода $G_{ц} = 0,17$ кг/с составляют $R_1 = 50$ Па/м; при проходе этого же расхода по трубе ТЗ $\varnothing 50$ мм, $R_2 = 7$ Па/м.

Полные потери давления, Па, при циркуляции $G_{ц}$ по ТЗ и Т4 тепловой сети рассчитаем по (8; 9)

$$\Delta P_{ц} = 7 \cdot 158,15 + 50 \cdot 158,15 = 9015 \text{ Па}.$$

1.8 Тепловой расчет подогревателя ГВС

Методика расчета приведена в [5].

Расчетную тепловую производительность водоподогревателей Q_h , Вт, для ГВС следует определять при температурах сетевой воды в точке излома графика температур воды (ЦКР):

- при наличии баков - аккумуляторов нагреваемой воды у потребителей – по среднему тепловому потоку ГВС, Q_{hm} ;

- при отсутствии баков-аккумуляторов – по максимальному тепловому потоку на ГВС Q_{hmax} . Т.к. баки-аккумуляторы в системе теплоснабжения автобазы отсутствуют, то тепловая нагрузка на подогреватель ГВС составляет $Q_h = Q_{hmax} = 0,5$ МВт.

Расчет поверхности нагрева водоподогревателей ГВС следует производить при температуре воды в подающем трубопроводе тепловой сети соответствующей точке излома графика температур воды (ЦКР) и по расчетной производительности Q_h .

$$F = \frac{Q_h}{k \cdot \Delta t_{cp}}, \quad (15)$$

где Q_h - расчетная производительность подогревателя ГВС, Вт;

k – коэффициент теплопередачи, Вт/м²·°С;

Δt_{cp} – средний температурный напор в подогревателе ГВС, °С.

Температуру нагреваемой воды следует принимать: на входе в подогреватель t_x – принять равной 5°С; на выходе из подогревателя t_h – принять равной 60°С.

Температуру греющей воды, следует принимать: на входе в подогреватель ГВС $\tau_1^g = 70$ °С – температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети на вводе в тепловой пункт при температуре наружного воздуха в точке излома графика температур воды (ЦКР); на выходе из подогревателя $\tau_3^g = 30$ °С.

Расчетные расходы воды, кг/ч, для расчета подогревателя ГВС следует определять по формулам:

а) для греющей воды из теплосети

$$G_{dh} = \frac{3,6 \cdot Q_h}{(\tau_1^g - \tau_3^g) \cdot C}; \quad (16)$$

б) для нагреваемой воды из водопровода

$$G_h = \frac{3,6 \cdot Q_h}{(\tau_h - \tau_x) \cdot C}, \quad (17)$$

где Q_h - тоже что в (15), равное 500000 Вт;

τ_1' - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети на вводе в тепловой пункт при температуре наружного воздуха в точке излома графика температур воды, равная 70°C;

τ_3' - температура сетевой воды на выходе из подогревателя ГВС, равная 30°C;

τ_h - температура водопроводной воды на выходе из подогревателя ГВС, равная 60°C;

τ_x - температура водопроводной воды, равная 5°C.

$$G_{dh} = \frac{3,6 \cdot 500000}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 10740 \text{ кг/ч}$$

$$G_h = \frac{3,6 \cdot 500000}{(60 - 5) \cdot 4,19} = 7811 \text{ кг/ч}$$

Температурный напор подогревателя ГВС

$$\Delta t_{cp} = \frac{(\tau_3' - t_x) - (\tau_1' - t_h)}{2,31 \lg \frac{\tau_3' - t_x}{\tau_1' - t_h}}, \quad (18)$$

где все значения те же что в (17).

$$\Delta t_{cp} = \frac{(30 - 5) - (70 - 60)}{2,31 \lg \frac{30-5}{70-60}} = 16,4^\circ \text{C}.$$

В подогревателях воды по ГОСТ 27590 (горизонтальные секционные скоростные с трубной системой из прямых гладких или профилированных труб) для предотвращения прогиба трубок устанавливаются двухсекторные опорные перегородки, являющейся частью трубной решетки. Конструкция с опорными перегородками упрощает монтаж трубок и их обслуживание. Каждая опора смещена относительно друг друга на 60° - это увеличивает степень турбулентности потока теплоносителя, проходящего по межтрубному пространству секции подогревателя ГВС, что приводит к увеличению коэффициента теплоотдачи от теплоносителя к стенкам трубок. Используются трубки из латуни с внутренним диаметром 14 мм и толщиной стенки 1 мм.

Эти подогреватели воды состоят из секций, которые соединяются между собой калачами по трубному пространству и трубками – по межтрубному.

Используемые в МТП секции подогревателя СГВ с разъемными соединениями и гладкими трубами имеют марку РГ. Технические характеристики подогревателей приведены в [3].

Число подогревателей воды для ГВС принимаем один на 100% нагрузки, подключенный к теплосети параллельно.

Для выбора необходимого типоразмера подогревателя ГВС предварительно задаемся оптимальной скоростью движения нагреваемой воды в трубках, равной $W_{тр}=1$ м/с, и исходя из однопоточной компоновки определяем необходимое сечение трубок секции f_{mp}^{ycl} , м² по формуле

$$f_{mp}^{ycl} = \frac{G_h}{3600 \cdot W_{mp} \cdot \rho}, \quad (19)$$

где ρ - плотность воды, равная 1000 кг/м³;

G_h – расход нагреваемой воды, определенный по (17), кг/с;

$W_{тр}$ – оптимальная скорость воды в трубном пространстве подогревателя ГВС, равная 1 м/с

$$f_{mp}^{ycl} = \frac{7811}{3600 \cdot 1 \cdot 1000} = 0,00216 \text{ м}^2$$

По таблице 1 приложения 7 [3] выбираем необходимый типоразмер секции подогревателя ГВС.

Наружный диаметр секции $D_H = 114$ мм. Число трубок в секции – 19 шт.

Площадь сечения межтрубного пространства $t_{мтр} = 0,005$ м²; площадь сечения трубок $f_{тр} = 0,0029$ м², эквивалентный диаметр межтрубного пространства $d_{эkv} = 0,0159$ м; поверхность нагрева одной секции при длине секции 4 м, = 3,58 м; внутренний диаметр трубок $d_{вн} = 0,014$ м.

Для выбранного типоразмера подогревателя определяем фактические скорости воды в трубах и межтрубном пространстве подогревателя при однопоточной компоновке по формулам

$$W_{mp} = \frac{G_h}{3600 \cdot f_{mp} \cdot \rho}, \quad (20)$$

где G_h – тоже что в (15), кг/с;

$f_{тр}$ - площадь сечения трубок, равная 0,0029 м²;

ρ - плотность воды, равная 1000 кг/м³.

$$W_{mp} = \frac{7811}{3600 \cdot 0,0029 \cdot 1000} = 0,75 \text{ м/с};$$

$$W_{мтр} = \frac{G_{gh}}{3600 \cdot f_{мтр} \cdot \rho}, \quad (21)$$

где G_{gh} – тоже что в (16), кг/с;

$f_{мтр}$ - площадь сечения межтрубного пространства, равная 0,005 м²;

ρ - плотность воды, равная 1000 кг/м³.

$$W_{мтр} = \frac{10740}{3600 \cdot 0,005 \cdot 1000} = 0,6 \text{ м/с}.$$

Коэффициент теплоотдачи α_1 , Вт/м² · °С, от греющей воды к стенке трубки

$$\alpha_1 = 1,16[1210 + 18\tau_{cp} - 0,038 \cdot \tau_{cp}^2] \frac{W_{мп}^{0,8}}{d_{экр}^{0,2}}, \quad (22)$$

где τ_{cp} – средняя температура греющей воды, равная 50 °С;

$W_{мп}$ – скорость греющей воды в межтрубном пространстве, определенная по (21), м/с;

$d_{экр}$ - эквивалентный диаметр межтрубного пространства, равный 0,0159 м.

$$\alpha_1 = 1,16(1210 + 18 \cdot 50 - 0,038 \cdot 250) \frac{0,6^{0,8}}{0,0155^{0,2}} = 3741 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°С}.$$

Коэффициент теплоотдачи α_2 от стенки трубки к нагреваемой воде

$$\alpha_2 = 1,16[1210 + 18\tau_{cp} - 0,038 \cdot \tau_{cp}^2] \frac{W_{тр}^{0,8}}{d_{вн}^{0,2}}, \quad (23)$$

где τ_{cp} – средняя температура нагреваемой воды, равная 32,5 °С;

$W_{тр}$ – скорость греющей воды в трубном пространстве подогревателя, определенная по (20), м/с;

$d_{вн}$ - внутренний диаметр латунной трубки, равный 0,014 м.

$$\alpha_2 = 1,16(1210 + 18 \cdot 32,5 - 0,038 \cdot 32,5^2) \frac{0,75^{0,8}}{0,014^{0,2}} = 3823 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°С}.$$

Коэффициент теплопередачи подогревателя ГВС, Вт/м² · °С, определяем по формуле

$$K = \frac{\Psi \cdot \beta}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}}}, \quad (24)$$

где Ψ коэффициент эффективности теплообмена для гладкотрубных подогревателей с опорами в виде полок равен 0,95;

β – коэффициент загрязнения, равный 0,9;

$\delta_{ст}$ - толщина стенки трубки, равная 0,001 м;

$\lambda_{ст}$ - коэффициент теплопроводности латуни, равный 105 Вт/м · гр.

$$K = \frac{0,95 \cdot 0,9}{\frac{1}{3741} + \frac{0,001}{105} + \frac{1}{3823}} = 1589 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{гр}.$$

Расчетная поверхность нагрева подогревателя ГВС определенная по формуле (15)

$$F = \frac{500000}{1589 \cdot 16,4} = 19,18 \text{ м}^2.$$

Число секций подогревателя ГВС в одном потоке, исходя из однопоточной компоновки

$$N = \frac{F}{f_{сек}}, \quad (25)$$

где $f_{сек}$ – площадь секции подогревателя, равная 3,58 м²;

F - Расчетная поверхность нагрева подогревателя ГВС определенная по формуле (15), м².

$$N = \frac{F}{\int_{сек}} = \frac{19,18}{3,58} = 5,36 \approx 6шт$$

Пример условного обозначения подогревателя ГВС разъемного типа, с наружным диаметром корпуса секции 114 мм, длиной секции 4 м, без компенсаторов теплового расширения, на условное давление 1,0 МПа, с трубной системой из гладких труб из 6 секций, климатического исполнения У3.

ПВ 114 х 4 – 1,0 – РГ – 6 - У3 ГОСТ 27590-88

Потери давления ΔP , кПа, в подогревателях ГВС для нагреваемой воды, проходящих в гладких трубках и длине секции 4м

$$\Delta P_H = \varphi \cdot 7,5 \left(\frac{gh}{f_{мп} \cdot \rho} \right)^2 \cdot N, \quad (26)$$

где φ - коэффициент, учитывающий образование накипи, равный 3;

g_h - максимальный секундный расчетный расход воды на горячее водоснабжение, опр. по формуле (17), равный 3,0 кг/с;

N - Число секций подогревателя, определенная по (25);

ρ - плотность воды, равная 1000 кг/м³.

$$\Delta P_H = 3 \cdot 7,5 \left(\frac{3,0}{0,0029 \cdot 1000} \right)^2 \cdot 6 = 344 \text{ кПа};$$

для греющей воды, проходящей в межтрубном пространстве

$$\Delta P_{гр} = B \cdot W_{мп}^2 \cdot N, \quad (27)$$

где B - коэффициент, принимаемый по таблице 3 приложения 7 [3], равный 25.

$$\Delta P_{гр} = 25 \cdot (0,6)^2 \cdot 6 = 54 \text{ кПа}.$$

Во втором варианте данного раздела ВКР есть расчет пластинчатых теплообменных аппаратов.

Расчет варианта №2:

Из формул видно, что расход теплоносителей не превышает 11 м³/час. Следовательно, рассчитывать будем установку пластинчатого теплообменника

собранного из пластин 0,3 р для СГВ что и пример варианта №1 с кожухотрубными секционными подогревателями. Следовательно, исходные данные, величины расходов и температуры теплоносителей подогревателя принимаются такими же, как и в предыдущем варианте.

Проверяем соотношение ходов (пакетов) в теплообменнике принимая предварительно потери давления по нагреваемой воде $\Delta P_H = 100 \text{ кПа}$, по греющей (сетевой) воде $\Delta P_{гр} = 40 \text{ кПа}$.

$$\frac{x_1}{x_2} = \left(\frac{G_h}{G_d} \right)^{0,636} \cdot \left(\frac{\Delta P_{сп}}{\Delta P_H} \right)^{0,364} \cdot \frac{1000 - t_{сп}^4}{1000 - t_{сп}^4}, \quad (28)$$

где G_d – расход греющей сетевой воды, равный 10740 кг/ч;

$G_h = 7811 \text{ кг/ч}$ – расход нагреваемой водопроводной воды, равный 7811 кг/ч

$t_{сп}^H$ - средняя температура нагреваемой воды, равная 32,5 °С;

$t_{сп}^{сп}$ - средняя температура греющей воды, равная 50°С.

$$\frac{x_1}{x_2} = \left(\frac{7811}{10740} \right)^{0,636} \cdot \left(\frac{40}{100} \right)^{0,364} \cdot \left(\frac{1000 - 32,5}{1000 - 50} \right) = 0,6.$$

Соотношение ходов меньше 2, следовательно, принимаем симметричную компоновку теплообменника.

По оптимальной скорости $W_{опт} = 0,4 \text{ м/с}$ нагреваемой воды определяем требуемое число каналов по нагреваемой воде

$$m_H = \frac{G_{h \max}}{W_{опт} \cdot f_k \cdot \rho \cdot 3600}, \quad (29)$$

где f_k - живое сечение одного межпластинного канала, равное 0,0011 м²;

ρ – плотность воды, равная 1000 кг/м³;

$G_{h \max}$ – максимальный расход воды на ГВС, определенный по (17).

$$m_H = \frac{7811}{0,4 \cdot 0,0011 \cdot 1000 \cdot 3600} = 4,93 \approx 5$$

$m_H = m_{гр} = 5$ т.к. компоновка симметричная

Общее живое сечение каналов в пакете определяем по формуле

$$t_{гр} = t_H = m_H \cdot f_k = 5 \cdot 0,0011 = 0,0055 \text{ м}^2, \quad (30)$$

где m_H - требуемое число каналов по нагреваемой воде, определенное по (29);

f_k - живое сечение одного межпластинного канала, равное 0,0011 м².

$$t_{гр} = t_H = 5 \cdot 0,0011 = 0,0055 \text{ м}^2,$$

Фактические скорости греющей и нагреваемой воды

$$W_{cp} = \frac{G_d}{3600 \cdot t_{cp} \cdot \rho} ; \quad (31)$$

$$W_n = \frac{G_{hmax}}{3600 \cdot t_H \cdot \rho} , \quad (32)$$

где значения те же что в (28).

$$W_{cp} = \frac{10740}{3600 \cdot 0,0055 \cdot 1000} = 0,54 \text{ м/с} ;$$

$$W_n = \frac{7811}{3600 \cdot 0,0055 \cdot 1000} = 0,39 \text{ м/с} ;$$

Выбираем по таблице 1 приложения 8 [3].

Коэффициент $A = 0,368$. Коэффициент теплоотдачи α_1 , Вт/ (м² °С) от греющей воды к стенке пластины.

$$\alpha_1 = 1,16 \cdot A (23000 + 283 t_{cp}^{cp} - 0,63 t_{cp}^{cp2}) \cdot W_{cp}^{0,73} , \quad (33)$$

где A – коэффициент, принятый по таблице 1 приложения 8 [5] равным 0,368;

где t_{cp} – средняя температура греющей воды, равная 50 °С;

$W_{мтр}$ – скорость греющей воды в межтрубном пространстве, определенная по (21), м/с.

$$\alpha_1 = 1,16 \cdot 0,368 (23000 + 283 \cdot 50 - 0,63 \cdot 50^2) \cdot 0,54^{0,73} = 9705.$$

Коэффициент теплоотдачи от пластины к нагреваемой воде α_2 , Вт / (м²°С)

$$\alpha_2 = 1,16 \cdot A (23000 + 283 t_{cp}^n - 0,63 t_{cp}^{n2}) W_n^{0,73} , \quad (34)$$

где A – коэффициент, принятый по таблице 1 приложения 8 [3] равным 0,368;

где t_{cp} – средняя температура нагреваемой воды, равная 32,5 °С;

W_n – скорость греющей воды в трубном пространстве, определенная по (20), м/с.

$$\alpha_2 = 1,16 \cdot 0,368 (23000 + 283 \cdot 32,5 - 0,63 \cdot 32,5^2) \cdot 0,39^{0,73} = 6245$$

Коэффициент теплопередачи K , Вт/ (м²°С)

$$K = \frac{\beta}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}} , \quad (35)$$

где β – коэффициент, равный 0,8;

α_1 - коэффициент теплоотдачи, определенный по (33), Вт / (м²°С);

α_2 - коэффициент теплоотдачи, определенный по (34), Вт / (м²°С);

δ – толщина пластины, равная 0,001 м;

λ – коэффициент теплопроводности, равный 16 Вт / (м·°С).

$$K = \frac{\beta}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}} = \frac{0,8}{\frac{1}{9705} + \frac{0,001}{16} + \frac{1}{6245}} = 2477.$$

Требуемую поверхность нагрева определяем по (15)

$$F_{mp} = \frac{500000}{2477 \cdot 16,4} = 12,3 \text{ м}^2.$$

Количество ходов (или пакетов) при $t_{пл} = 0,3 \text{ м}^2$

$$X = \frac{F_{mp} + t_{пл}}{2 \cdot m_H \cdot t_{пл}}, \quad (36)$$

где $t_{пл}$ – площадь пластины, равная $0,3 \text{ м}^2$;

m_H - требуемое число каналов по нагреваемой воде, определенное по (29);

$F_{тр}$ - требуемую поверхность нагрева определяем по (15).

$$X = \frac{12,3 + 0,3}{2 \cdot 5 \cdot 0,3} = 4,2 \approx 5.$$

Действительная поверхность нагрева подогревателя

$$F = (2m_H X - 1) \cdot t_{пл}, \quad (37)$$

где m_H - требуемое число каналов по нагреваемой воде, определенное по (29);

$t_{пл}$ – площадь пластины, равная $0,3 \text{ м}^2$;

X - количество ходов (или пакетов), определенное по (36).

$$F = (2 \cdot 5 \cdot 5 - 1) \cdot 0,3 = 14,7 \text{ м}^2$$

Потери давления ΔP , кПа в подогревателе для нагреваемой воды

$$\Delta P_H = \varphi \cdot B \cdot (33 - 0,08 t_{cp}^H) \cdot W_H^{1,75}, \quad (38)$$

где φ - коэффициент, равный 1,5;

B - коэффициент, равный 4,5;

t_{cp} – средняя температура нагреваемой воды, равная $32,5 \text{ }^\circ\text{C}$;

W_H – скорость греющей воды в трубном пространстве, определенная по (20), м/с.

$$\Delta P_H = 1,5 \cdot 4,5 (33 - 0,08 \cdot 32,5) \cdot 0,39^{1,75} = 39 \text{ кПа};$$

для греющей воды

$$\Delta P_{гр} = \varphi \cdot B \cdot (33 - 0,08 t_{cp}^{гр}) \cdot W_{гр}^{1,75}, \quad (39)$$

где t_{cp} – средняя температура греющей воды, равная $50 \text{ }^\circ\text{C}$;

$W_{гр}$ – скорость греющей воды в межтрубном пространстве, определенная по (21), м/с.

$$\Delta P_{гр} = 1,5 \cdot 4,5 (33 - 0,08 \cdot 50) \cdot 0,54^{1,75} = 67 \text{ кПа}$$

В результате расчета в качестве подогревателя ГВС принимаем теплообменник разборной конструкции (Р) с пластиками типа 0,3 р, толщиной 0,8мм, из стали. 12 · 18н 10т (исполнение 01) на двухопорной раме (исполнение 2к), с уплотнительными прокладками из резины марки 359 (условное обозначение –10). Поверхность нагрева 14,7м².

$$\text{Схема компоновки } C_x \frac{5+5+5+5+5}{6+5+5+5+5}.$$

Условное обозначение теплообменника

$$P \text{ 0,3 р - 0,8 -14,7- 2 к - 01 - 10 } C_x \frac{5+5+5+5+5}{6+5+5+5+5}.$$

Габариты данного теплообменника составляют 650 x 400 x 1665 мм.

Схема компоновки пластины по горячей среде (сетевая вода) 5 + 5 + 5 + 5 + 5, параллельных каналов в пакете – 5, включенных последовательно пятью пакетами. По *холодной* (нагреваемой) среде – 6+5+5+5+5, параллельных каналов в пакете 5, включенных последовательно пятью пакетами.

1.9 Расчет параметров гидравлических режимов теплосети

Пьезометрический график – это для наглядности графическое изображение гидравлического режима тепловой сети.

Требования к гидравлическому режиму теплосети:

- соответствие условиям механической прочности элементов сети и теплоиспользующих устройств абонентов;
- предотвращение вскипания высокотемпературного (более 100°С) теплоносителя (перегретой воды) в подающем трубопроводе;
- обеспечение во всех точках системы теплоснабжения избыточных напоров для предотвращения завоздушивания систем отопления зданий.

На пьезометрический график (рисунок 7) теплосети наносят в масштабе:

- рельеф местности вдоль тепловой сети и отметки земли (Z);
- высоты присоединенных к теплосети автобазы зданий;
- напоры в сети;
- допустимые границы напоров в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, т.е. требования к гидравлическим режимам.

Все узловые точки пьезометрического графика имеют отметки так называемых полных напоров.

Полный напор - это сумма пьезометрического напора Н* (созданный избыточным давлением или насосом) в данной точке сети и геометрического напора (геодезическая отметка земли Z).

$$H = H^* + Z, \tag{40}$$

где Н* - пьезометрический напор, м;

Z - геометрический напор или геодезическая отметка, м.

Пьезометрический напор связан с избыточным давлением воды в трубопроводе по формуле

$$H^* = \frac{P}{\rho \cdot g} \quad , \quad (41)$$

где ρ - плотность воды, равная 1000 кг/м^3 ;

g – Величина, равная $9,8 \text{ м/с}^2$;

P - избыточное давление в сети, Па.

Точка обратного пьезометра в ЦТП определяется величиной подпора выбранного сетевого насоса.

Уклоны пьезометров определяются величиной потерь напоров ΔH на расчетных участках тепловой сети.

Потери напора ΔH принимаем по таблицам гидравлического расчета. Потери напора у последнего абонента магистрали автобазы заданы в техническом задании на ВКР. Местные потери напора в теплообменнике отопления отсутствуют за отсутствием оно.

Располагаемым напором называется разность напоров в подающем и обратном трубопроводе в любой точке теплосети.

При работающем сетевом насосе котельной в сети имеет место динамический гидравлический режим. В этом случае на пьезометрическом графике имеются две наклонные линии напоров (подающего и обратного) и имеются располагаемые напоры во всех точках тепловой сети.

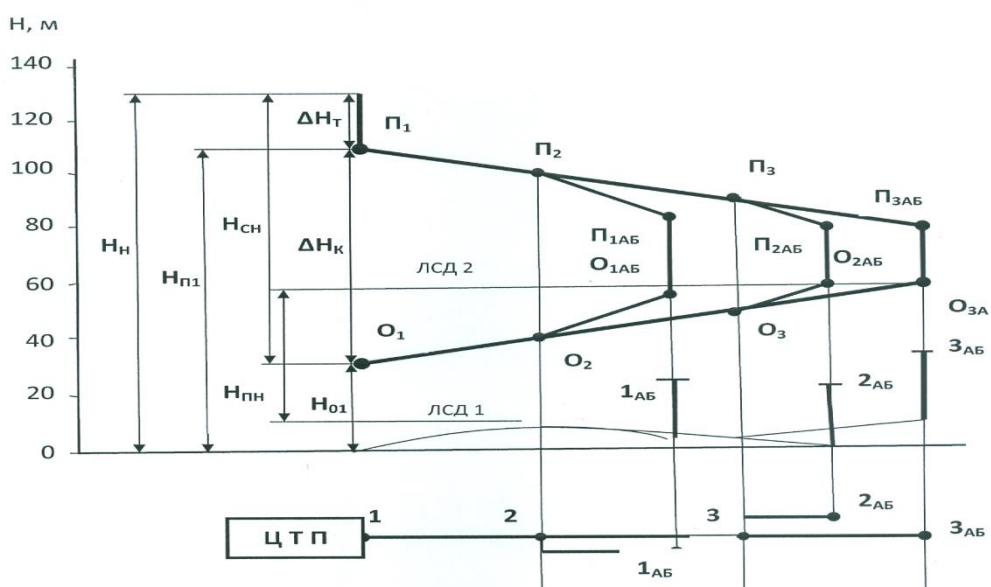


Рисунок 7 – Пьезометрический график теплосети

При остановке сетевого насоса в сети устанавливается статический напор, создаваемым подпиточным насосом в котельной и график напоров представлен одной линией статического давления (ЛСД). В статическом режиме движение (циркуляция) теплоносителя в трубопроводах отсутствует.

Циркуляция теплоносителя при динамическом режиме по тепловой сети автобазы происходит за счет располагаемого напора в УТ* в точке подключения проектируемой сети к теплотрассе от котельной.

На пьезометрическом графике наносят 4 предельных уровня для пьезометров:

- исходя из условий прочности магистральных трубопроводов, арматуры, теплообменников и другого оборудования котельной максимальный пьезометрический напор в подающем трубопроводе теплосети не должен превышать $H(n_{max}) = 160$ м;

- во избежание вскипания теплоносителя 130°C во всех точках подающего трубопровода давление воды не должно быть меньше давления насыщения водяного пара при 130°C т.е. напор в подающем трубопроводе должен быть $H(n_{min}) = 29$ м;

- для зависимого элеваторного присоединения систем отопления с чугунными радиаторами, как наиболее уязвимых элементов ЦТС, максимально допустимый напор в обратном трубопроводе тепловой сети не должен превышать $H(o_{max}) = 60$ м;

- из условия нормального заполнения систем отопления зданий при запуске и отсутствии завоздушивания, напор в обратном трубопроводе не должен быть менее высоты абонентов с запасом 5 м, т.е. $H(o_{min}) = H_{зд} + 5$ м.

Выбор напора при статическом режиме производят в предположении, что ЛСД должна быть расположена при зависимом присоединении чугунных радиаторов системы отопления не выше 60 м и не ниже высоты с запасом в 5 м самого высокого здания.

Для закрытых ЦТС разрабатывается два режима: зимний и летний. Тепловая сеть в ВКР работает при гидравлическом режиме существующей теплосети от котельной.

Практически по пьезометрическому графику выбирают схемы абонентских вводов потребителей (МТП). В ВКР все здания автобазы имеют зависимое присоединение систем отопления.

Расчет пьезометрического графика зимнего режима начинают с определения необходимого располагаемого напора в УТ* по формуле

$$H_0' = \Delta H_{\Pi} + \Delta H_0 + \Delta H_{AB}, \quad (42)$$

где ΔH_{Π} - потери напора в подающей линии ΔH_{Π} , равные 7,8 м;

ΔH_0 - потери напора в обратной линии сети, равные 7,8 м;

ΔH_{AB} - потери напора в конечном абоненте, равные 15 м;

$$H_0' = 7,8 + 7,8 + 15 = 30,6 \text{ м.}$$

Располагаемые напоры в точках теплосети для магистрали

$$H_1' = H_0' - 2 \cdot H_{\text{TK-1}} = 30,6 - 2 \cdot 2,8 = 25 \text{ м}$$

$$H_2' = H_1' - 2 \cdot H_{1-2} = 25 - 2 \cdot 2,2 = 20,6 \text{ м}$$

$$H_3' = H_2' - 2 \cdot H_{2-3} = 20,6 - 2 \cdot 1,2 = 18,2 \text{ м}$$

$$H_{9a}' = H_3' - 2 \cdot H_{3-9a} = 18,2 - 2 \cdot 1,7 = 15 \text{ м}$$

Располагаемые напоры для абонентов

$$H_{5a}' = H_3' - 2 \cdot H_{3-5a} = 18,2 - 2 \cdot 0,7 = 16,8 \text{ м}$$

$$H_{3a}^1 = H_3' - 2 \cdot H_{3-3a} = 18,2 - 2 \cdot 0,7 = 17,8 \text{ м}$$

$$H_{4a}' = H_2' - 2 \cdot H_{2-4a} = 20,6 - 2 \cdot 3,5 = 13,6 \text{ м}$$

$$H_{2a}^1 = H_2' - 2 \cdot H_{2-2a} = 20,6 - 2 \cdot 1,7 = 17,2 \text{ м}$$

$$H_{1a}' = H_1' - 2 \cdot H_{1-1a} = 25 - 2 \cdot 1,6 = 21,8 \text{ м}$$

$$H_4' = H_1' - 2 \cdot H_{1-4} = 25 - 2 \cdot 1,5 = 22 \text{ м.}$$

$$H_{6a}' = H_4' - 2 \cdot H_{4-6a} = 22 - 2 \cdot 0,8 = 20,4 \text{ м}$$

$$H_{7a}' = H_4' - 2 \cdot H_{4-7a} = 22 - 2 \cdot 0,7 = 20,6 \text{ м.}$$

$$H_{8a}' = H_4' - 2 \cdot H_{4-8a} = 22 - 2 \cdot 1,3 = 19,4 \text{ м}$$

Примечание: системы отопления абонента 4а присоединены к тепловым сетям через смесительный насос (располагаемый напор на вводе менее 15 м). Другие абоненты гаража – через элеватор (располагаемый напор более 15 м).

1.10 Подбор водосчетчика ГВС

Расходомер для ГВС устанавливается на трубопроводе холодной воды перед подогревателем ГВС в МТП гаража-бокса.

Счетчик подбираем по максимальному расходу проходящей через него воды, м³/ч, по таблице 3 [7].

Максимальный (номинальный) расход воды на ГВС составляет 2,2 л/с = G_h = 7,8 м³/ч = 7811 кг/ч.

Крыльчатые водомеры типа УВК калибром от Ø 20÷50 мм рассчитаны на пропуск воды в размере 1,8÷10 м³/ч.

Турбинные счетчики воды типа ВТ калибром Ø 50÷150 мм рассчитаны на номинальный расход воды в размере 15÷150 м³/ч.

Для ВКР подбираем турбинный расходомер ВТ – 50 с номинальным расходом воды через него 15 м³/ч.

Гидравлическое сопротивление S для этого типа размера счетчика составляет $0,265 \text{ кПа} \cdot \text{с}^2/\text{кг}^2$.

Потери давления в водомере, МПа, определяют по формуле

$$\Delta P_{\text{вод}} = S \left(\frac{G_h}{3600} \right)^2 \cdot 10^{-3}, \quad (43)$$

где S - сопротивление водомера, $\text{кПа} \cdot \text{с}^2/\text{кг}^2$;

G_{hmax} – максимальный расход воды, кг/ч .

$$\Delta P_{\text{вод}} = 0,265 \left(\frac{7811}{3600} \right)^2 \cdot 10^{-3} = 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}.$$

При расчетах допускают потерю напора в крыльчатых водомерах до $0,025 \text{ МПа}$, в турбинных – до $0,01 \text{ МПа}$.

1.11 Подбор насосов в МТП для СГВ автобазы

В ВКР не подбираем сетевые и подпиточные насосы т.к. проектируемая тепловая сеть автобазы функционирует за счет имеющегося необходимого располагаемого напора в существующей теплотрассе, куда она подключена через существующую камеру УТ*.

Подбираем насосное оборудование для обслуживания системы горячего водоснабжения (СГВ). Циркуляционно – повысительный насос, установленный в МТП гаража (абонент № 9), подает воду в СГВ АБК (абонент № 3) для водоразбора и обеспечивает циркуляцию в СГВ базы ЖКХ.

Требуемое давление на вводе водопровода, вследствие потерь давления в трубном пространстве подогревателя и определяется по формуле

$$\Delta P_{\text{хв}}^{\text{треб}} = P_{\text{геом}} + \Delta P_{\text{н}} + \sum \Delta P^{\text{СГВ}} + \Delta P^{\text{сети}} + \Delta P_{\text{вд}} + \Delta P_{\text{ок}} + \Delta P_{\text{св}}, \quad (44)$$

где $P_{\text{геом}}$ – необходимое давление для подъема воды к верхнему водоразборному прибору АБК от уровня водопроводного ввода в МТП, равное $0,01 \cdot H_{\text{геом}}$ здания и равное $0,09 \text{ МПа}$;

$\Delta P_{\text{н}}$ – потери давления в водоподогревателе ГВС, равное из расчета $0,039 \text{ МПа}$;

$\sum \Delta P^{\text{СГВ}}$ - потери давления в разводящих трубопроводах СГВ АБК по заданию равные $0,2 \text{ МПа}$;

$\sum \Delta P^{\text{сети}}$ - потери давления в трубопроводе ТЗ тепловой сети, из гидравлического расчета проекта следует принять их равными $0,167 \text{ МПа}$;

$\Delta P_{\text{вд}}$ – потери давления в водомере, рассчитанные по формуле (30) и равные $0,0013 \text{ МПа}$;

$\Delta P_{\text{ок}}$ – потери давления в обратном клапане после насоса, равные $0,005 \text{ МПа}$;

$\Delta P_{св}$ – свободное давление выливания – 0,05 МПа.

Если располагаемое (гарантированное) давление холодного водопровода ($P_{гар} = 0,4$ МПа) у МТП меньше требуемого, устанавливают специальные повысительные насосы.

$$P_{хв}^{треб} = 0,09 + 0,039 + 0,2 + 0,167 + 0,0013 + 0,005 + 0,05 = 0,55 \text{ МПа.}$$

Напор циркуляционно - повысительного насоса, м, определяем по формуле

$$H_{цпн} = 10^2 (\Delta P_{хв}^{треб} - \Delta P_{хв}^{расч}) \left(1 + \frac{G_{ц}}{G} \right)^2, \quad (45)$$

где $\Delta P_{хв}^{треб}$ - требуемое давление на вводе холодного водоснабжения, определенное по (37) и равное 0,55 МПа;

$\Delta P_{хв}^{расч}$ - располагаемое (гарантированное) давление на входе водопровода в МТП, по заданию равно 0,4 МПа;

$G_{ц}$ – циркуляционный расход в СГВ из гидравлического расчета 0,299 л/с;

G – Секундный расход горячей воды на водоразбор, из гидравлического расчета 2,99 л/с.

$$H_{цпн} = 10^2 (0,55 - 0,4) \left(1 + \frac{0,299}{2,99} \right)^2 = 18,2 \text{ м}$$

Производительность циркуляционно-повысительного насоса, м³/ч, определяем по формуле

$$L_{цпн} = 3,6 (G + G_{ц}), \quad (46)$$

где G и $G_{ц}$ то же что в (45);

$$L_{цпн} = 3,6 (2,99 + 0,299) = 11,84 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

По двум параметрам (напору и производительности) подбираем по каталогу [2] в качестве циркуляционно - повысительного насоса:

Насос марки К50-32-125 (8/18). Характеристики: подача 12 м³/ч; напор – 20м; мощность привода – 1,5 кВт (электродвигатель: 5А80МА-2, n = 2850 об/мин, N = 1,5 кВт; вес 14кг); масса насоса (агрегата) – 32 (64) кг.

Количество насосов – 2 шт., один рабочий другой резервный.

Полное название насоса – центробежный, консольный, одноступенчатый с односторонним подводом воды к рабочему колесу (вода от 0 ÷ 105°С).

1.12 Элементы тепловых сетей

Для трубопроводов тепловых сетей применяют стальные электросварные трубы. Для сетей ГВС в закрытых системах теплоснабжения используют оцинкованные трубы.

Трубы и арматуру подбирают по условным давлениям и проходам. Условное давление P_y - это избыточное давление для длительной эксплуатации при температуре воды 20°C.

Условный проход D_y это номинальный внутренний диаметр трубы, мм.

В тепловых сетях применяют электросварные прямошовные трубы по ГОСТ 10704 (T_1 и T_2 в дипломе), выпускающиеся с наружным диаметром $d_n = 32 \div 426$ мм; электросварные со спиральным швом по ГОСТ 8696 и наружным диаметром более 426 мм; оцинкованные стальные трубы по ГОСТ 3262 с диаметром 15 ÷ 250 мм.

Соединяются трубопроводы теплосетей электросваркой.

Запорная арматура на тепловых сетях м.б. двух видов: клапаны запорные 15с 27нх1 (с наружным диаметром d_n до 50 мм), задвижки типа ЗКЛ 2-16 ($d_n \geq 50$ мм). Для выпуска теплоносителя предусматриваются спускники в виде клапанов ($d_n 25 \div 100$ мм). Для выпуска воздуха из трубопроводов имеются воздушники в виде клапанов диаметром от 15 до 32 мм.

Вся запорная и дренажная арматура и воздушники располагаются при подземной прокладке тепловой сети в тепловых камерах (УТ).

Дренаж воды с магистральных участков тепловой сети автобазы предусмотрен в дренажные колодцы (Д) из прямиков камер, расположенных в нижних точках (по профилю) сетей. Дренаж с ответвлений к отдельно стоящим зданиям проводят в прямки камер с последующей откачкой воды передвижными насосами в канализационные колодцы.

В ВКР дренажные колодцы (рисунок 8) размещены возле УТ 1, УТ3. Воздушники установлены в верхних точках профиля сети (УТ*, УТ 2, УТ 4).

Для Красноярска с расчетной температурой наружного воздуха для проектирования отопления $t_o - 37^\circ\text{C}$ вся арматура – стальная. Крепление к трубопроводам – с помощью фланцевых соединений.

Для размещения трубопроводов сетей на строительных конструкциях (рисунок 9) применяют неподвижные и подвижные опоры .

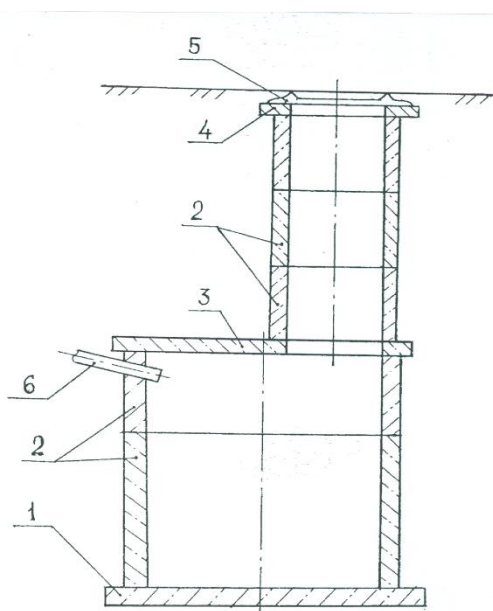
Неподвижные опоры (хомутовые, упорные и др.) служат для разделения теплопроводов на участки, независимые друг от друга в восприятии усилий от температурных деформаций. Размещают неподвижные опоры между компенсаторами, участками труб с естественной самокомпенсацией температурных удлинений, возле узлов трубопроводов. В ВКР запланированы хомутовые неподвижные опоры.

Устройство хомутовой опоры (серия 4.903 -10 выпуск 4) представлено на рисунке 9.

Принцип работы: 2 косынки привариваются к трубопроводу по обе стороны от упорной балки (швеллера) и обеспечивают неподвижное положение

трубы относительно строительной конструкции. Хомут (стальная лента) удерживает косынки и балку в состоянии зацепления и не является главной частью неподвижной опоры. На трубопроводах тепловых сетей с наружным диаметром 257 ÷ 350мм упорная балка состоит из двух швеллеров и 4 косынок.

Подвижные опоры (скользящие, катковые, шаровые) воспринимают вес трубопроводов и обеспечивают свободное перемещение по строительной конструкции. В дипломном проекте предусмотрены скользящие опоры (серия 4.903.10 выпуск 5). Скользящие опоры располагаются между неподвижными опорами на расстоянии, обеспечивающем минимально допустимый прогиб трубы (0,5 внутреннего диаметра трубы); в компенсаторных нишах и углах поворота трассы. Все скользящие опоры в данном проекте имеют высоту 100 мм. Принцип работы и устройство скользящей опоры можно показать на изображении сечения канала теплосети. Сама скользящая опора приваривается на сварке к трубе. Низ опоры скользит по стальной закладной детали в опорной подушке. Закладная уменьшает силу трения.



1 – плита днища ПН; 2 – кольцо стеновое КС; 3 – плита перекрытия ПТ;

4 – кольцо опорное КО; 5 – люк Л; 6- дренажная труба.

Рисунок 8 – Дренажный колодец

Скользящие опоры выбираются по диаметру трубопровода и величине температурного удлинения (Δ) на расчетном участке.

Элементы тепловой сети (трубопроводы, арматура, опоры) покрываются антикоррозийным покрытием. В ВКР предусмотрена окраска за два раза БТ № 177 по грунтовке ГФ 21.

В качестве тепловой изоляции применены скорлупы из пенополиуритана (ППУ 331/3) толщиной 40 мм.

Покровный слой – рулонный стеклопластик РСТ. (для подземной трассы можно рубероид и стеклоткань).

Контрольно – измерительные приборы (КИП) включают (рисунок 10) комплекты для установок в тепловых камерах манометров и термометров.

Комплект для установки термометра включает:

- бобышка (штука с внутренней резьбой под гильзу для термометра) для приварки к трубе;

- оправа защитная с гильзой (в гильзу наливают масло машинное, т.к. масло не кипит при $t^{\circ}=130^{\circ}\text{C}$);

- стеклянный термометр со шкалой $0 \div 130^{\circ}\text{C}$;

- паронитная прокладка между бобышкой и гильзой.

Комплект для установки манометра для измерения избыточного давления в трубопроводе:

- закладная (аналог бобышки);

- отборное устройство (состоит из изогнутой трубки Перкенса для снижения погрешности измерений и трехходового манометрического крана);

- манометр показывающий МПЧ –У.

При установке термометра на трубу с диаметром менее 76 мм используют специальный расширитель трубопровода.

В ЦТП осуществляется: преобразование параметров теплоносителя (Т или Р); контроль параметров; учет тепловых потоков и расходов теплоносителя; заполнение и подпитка тепловых сетей; создание давления насосом для циркуляции.

В ЦТП расположено следующее оборудование: подогреватели отопления или ГВС; запорно-регулирующая аппаратура; сетевые и подпиточные насосы; грязевики; автоматика, КИП, приборы учета.

В ВКР нет ЦТП но есть МТП (местный тепловой пункт) в котором установлен подогреватель ГВС для закрытой системы теплоснабжения автобазы, циркуляционно-повысительные насосы для СГВ. Кроме того в МТП установлен элеваторный узел бокса-гаража (№9). Помещение МТП расположено в подвале, ниже уровня земли.

В ВКР приняты краны шаровые стальные с рукояткой, фланцевые типа D Z T на условное давление 16 Бар (1,6 МПа) по каталогу ЗАО «Данфос». $D_y = 15 \div 150$ мм. Шаровые краны состоят: корпус (сталь); запорного шара со штоком (нержавеющая сталь); уплотнение шара и сальника (фторопласт PTFE); ручка (сталь).

Применение шаровых кранов позволит уменьшить габариты тепловых камер и уменьшить глубину заложения лотковых каналов теплотрасс.

1.13 Расчет компенсаторов

При прогреве тепловых сетей трубопроводы деформируются, возникают температурные удлинения труб между неподвижными опорами. Они компенсируются в ВКР с помощью П-образных компенсаторов и за счет естественных поворотов трубопроводов (Г-; Z- образных компенсаторов).

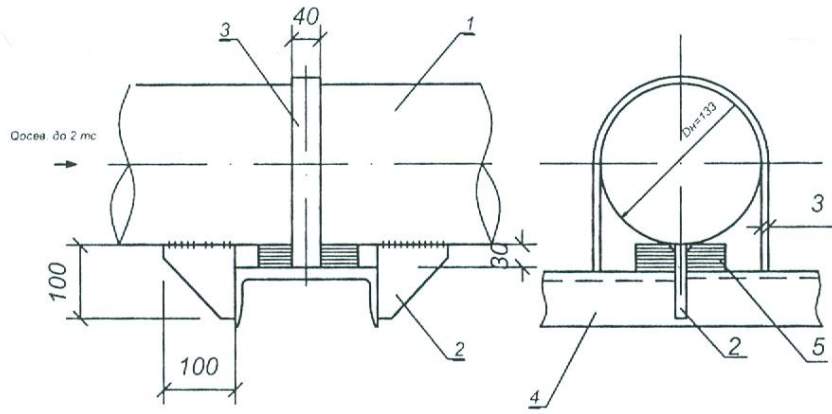
Все расчеты компенсаторов выполняются по подающему трубопроводу Т1, как наиболее нагреваемому до 130°С.

По сравнению с сальниковыми компенсаторами, П-образные имеют ряд преимуществ и свои недостатки.

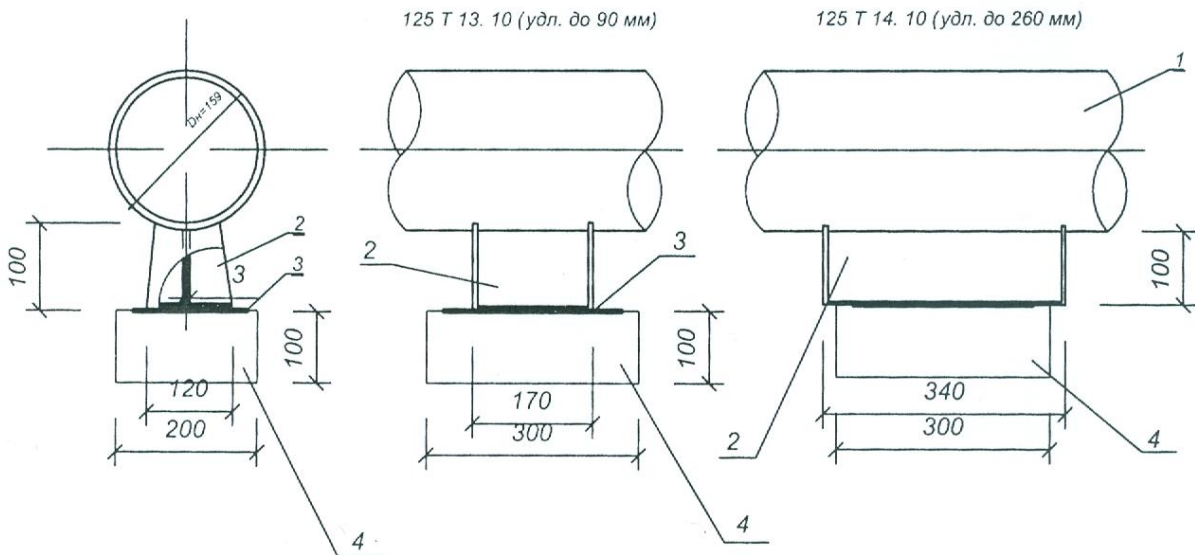
Преимуществом П-образных компенсаторов является то, что не требует сооружения тепловых камер в местах расположения компенсатора для их технического обслуживания.

К недостаткам П-образных компенсаторов отнесем их сравнительно большее гидравлическое сопротивление.

а



б



а – хомутовая неподвижная опора 125Т3.08; 1 – трубопровод теплосети;

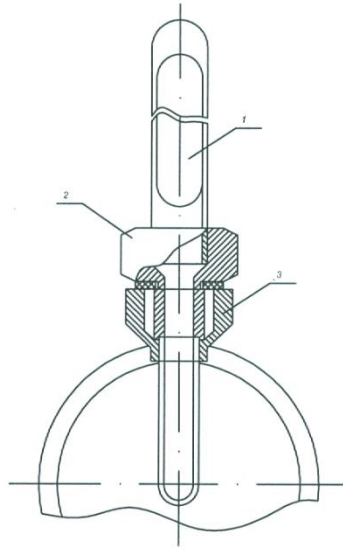
2 – ребро (косынка); 3 – хомут; 4 – швеллер (балка); 5 – подкладки (сталь 3 – 10 мм);

б – скользящие опоры 125Т13(14); 1 – трубопровод теплосети; 2 – опора скользящая;

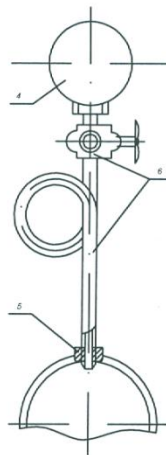
3 – металлическая закладная; 4 – бетонная подушка марки ОП.

Рисунок 9 – Виды опор трубопроводов

Установка термометра



Установка манометра



- 1 – стеклянный термометр; 2 – оправа защитная; 3 – бобышка;
4 – манометр; 5 – отборное устройство (успокоительная трубка Перкенса,
Трехходовой манометрический кран); 6 – закладная.

Рисунок 10 – Контрольно – измерительные приборы

Кроме рассмотренных выше компенсаторов на тепловых сетях могут быть установлены следующие виды компенсаторов: лирообразные, линзовые, манжетные, сильфонные и др.

В расчет П-образных компенсаторов необходимо начинать с определения тепловых удлинений расчетных участков теплопровода, размеров компенсатора, возникающих напряжений и усилий, действующих на неподвижную опору.

Расчет П-образного компенсатора рассмотрим на примере компенсатора К1, схема которого приведена на листе графической части дипломного проекта. Расчетная схема П-образного компенсатора приведена на рисунке 11.

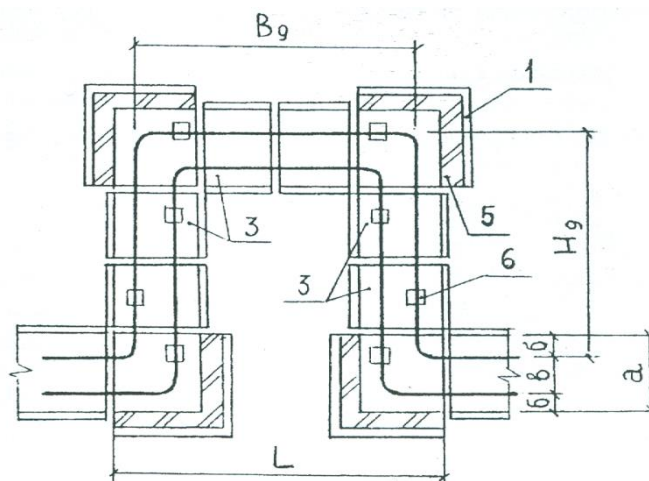
Данные для расчета:

Размеры на схеме рисунке 11 приняты по приложению 1 [5].

Предварительно принимаем, что размеры вылета и спины равны ($H = B$); наружный диаметр трубопровода $d_n = 0,133\text{м}$; длина расчетного участка (расстояние между неподвижными опорами Н1 и Н2 где установлен компенсатор К1) $l = 59,5\text{ м}$; коэффициент температурного удлинения $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} 1/^\circ\text{C}$; температура сетевой воды в подающем трубопроводе $t_1 = 130^\circ\text{C}$; температура окружающей трубопровод среды в канале $t_n = 5^\circ\text{C}$; модуль упругости стали $E = 2 \cdot 10^5\text{ МПа}$; длина доборных лотков между углами поворота ниши $l_1 = 0,75\text{м}$; модуль инерции $I = 0,339 \cdot 10^{-5}\text{ м}^4$

Порядок расчета П-образного компенсатора К1:

Тепловое удлинение участка



1 – плита днища угла поворота ПДУ 110.120.12;

2 – кирпичная кладка;

3 – доборный лоток ЛК 75.90.60;

a - ширина лотка, $a=0,7\text{м}$;

b - расстояние между осью трубы и стенкой канала, $\delta=0,18\text{м}$;

v – расстояние между осями труб $v = 0,34\text{м}$;

L – длина компенсаторной ниши;
 В_г – фактическая спина компенсатора;
 Н_г – фактический вылет компенсатора.

Рисунок 11 - Устройство ниши П-образного компенсатора К 1 (К 2)

$$\Delta = \alpha \cdot l(\tau_1 - \tau_H), \quad (47)$$

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

l - длина расчетного участка (расстояние между неподвижными опорами где установлен компенсатор К1), равная 59,5 м;

τ_1 - температура сетевой воды в подающем трубопроводе, равная 130 °С;

τ_H - температура окружающей трубопровод среды в канале, равная 5 °С.

$$\Delta = 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 59,5 (130 - 5) = 0,095 \text{ м.}$$

Расчетное значение вылета компенсатора при условии равенства размеров вылета и спины.

$$H = 19,4 \sqrt{\Delta \cdot d_H}, \quad (48)$$

где Δ - величина теплового удлинения участка по формуле (47), м;

d_H - наружный диаметр трубопровода, равный 0,133 м.

$$H = 19,4 \sqrt{0,095 \cdot 0,133} = 2,17 \text{ м.}$$

Фактическое значение вылета компенсатора после выбора комплекта ж/б конструкций компенсаторной ниши К1 (К2) при соблюдении условия $H \leq H_g$ определяется по формуле

$$H_g = a + n \cdot l_1, \quad (49)$$

где n – число доборных лотков между углами поворота компенсаторной ниши;

l_1 - длина доборного лотка, равная 0,75 м.

$$H_g = 0,7 + 2 \cdot 0,75 = 2,2 \text{ м.}$$

Фактическое значение спины компенсатора определяется по формуле

$$B_g = 2(a - б) + n \cdot l_1, \quad (50)$$

где a – ширина лотка, равная 0,7 м;

б – расстояние между осями труб в канале, равное 0,18 м;

n ; l_1 – тоже что в (49).

$$B_g = 2(0,7 - 0,18) + 2 \cdot 0,75 = 2,54 \text{ м.}$$

Напряжение изгиба П-образного компенсатора определяется по формуле

$$\delta = \frac{3 \cdot \Delta \cdot E \cdot d_H}{10 \cdot H_g^2}, \quad (51)$$

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

Δ - тепловое удлинение участка определяется по формуле (47), м;

H_d - фактическое значение вылета компенсатора после выбора комплекта ж/б конструкций компенсаторной ниши К1 при соблюдении условия $H \leq H_g$ определяется по формуле (49), м;

d_H - наружный диаметр трубопровода, равный 0,133 м.

$$\sigma = \frac{3 \cdot 0,095 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 0,133}{10 \cdot 2,2^2} = 155 \text{ МПа};$$

это меньше допустимого $[\delta] = 160$ МПа.

Сила упругой деформации компенсатора определяется по формуле

$$P = \frac{\Delta \cdot E \cdot J}{A}, \quad (52)$$

где A – безразмерная величина, определяемая по формуле (53);

Δ - тепловое удлинение участка определяется по формуле (47), м;

J - модуль инерции, равный $0,339 \cdot 10^{-5}$ м⁴;

E - модуль упругости стали, равный $2 \cdot 10^5$ МПа.

$$A = \frac{5}{3} \cdot H_d^3, \quad (53)$$

где H_d - фактическое значение вылета компенсатора после выбора комплекта ж/б конструкций компенсаторной ниши К 1 при соблюдении условия $H \leq H_g$ определяется по формуле (49), м.

$$A = \frac{5}{3} \cdot (2,2)^3 = 17,7.$$

$$P = \frac{0,095 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 0,339 \cdot 10^{-5}}{17,7} = 0,002 \text{ мН}$$

Длина компенсаторной ниши К1 определяется по формуле

$$L = 2a + n \cdot l_1, \quad (54)$$

где a ; n ; l_1 – тоже что в (49).

$$L = 2 \cdot 0,7 + 2 \cdot 0,75 = 2,9 \text{ м.}$$

Аналогично рассчитываем все имеющиеся на проектируемой тепловой сети автобазы П-образные компенсаторы К2 ÷ К10.

Основные характеристики компенсаторов приведены в таблице 7.

Таблица 7-Характеристики П-образных компенсаторов

Наименование	Наружн. диаметр d_n , м	Температурн. удлинения Δ , м	Вылет H_g , м	Спина B_g , м	Напряжение δ , МПа
К1; К2	0,133	0,095	2,2	2,54	155
К3	0,108	0,1	2,2	2,54	130,5
К4	0,108	0,1	2,2	2,54	135,5
К5; К6	0,057	0,05	1,47	1,75	85
К7; К8	0,057	0,04	1,47	1,75	60
К9; К10	0,089	0,06	1,45	1,79	154

1.14 Определение усилий и подбор неподвижной опоры

Расчет рассмотрим на примере определения осевых усилий на неподвижную опору Н 2 на участке между узлом УТ* и УТ 1 (рисунок 14).

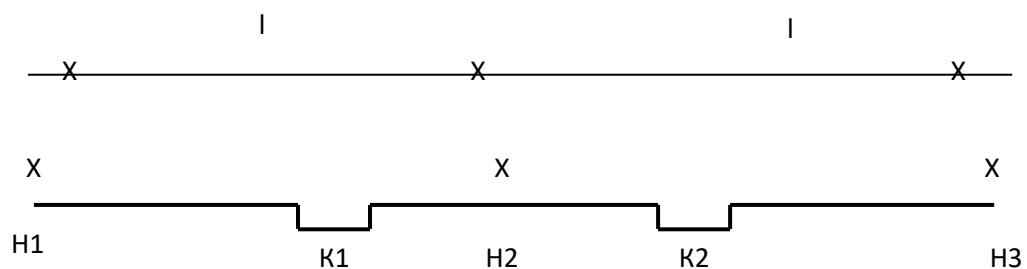


Рисунок 14 - Схема размещения опор

Данные для расчета равны $d_n = 0,133$ м; вес одного погонного метра трубы $g = 14,25$ н/м; модуль инерции $I = 0,339 \cdot 10^{-5}$ м; коэффициент трения $\mu=0,4$; модуль упругости стали $E = 2 \cdot 10^5$ МПа; температурное удлинение участка, где установлен один компенсатор (рисунок 14) по данным таблицы 7, $\Delta = 0,095$ м; вылет компенсаторов К1 и К2 $H_g = 2,2$ м; длина расчетного участка $l = 59,5$ м.

Осевое усилие на неподвижную опору Н2 с учетом сил трения в скользящих опорах и реактивных сил Р в П-образных компенсаторах К1 и К2

$$H_2 = \mu \cdot g \cdot l + P, \quad (55)$$

где μ - коэффициент трения, равный 0,4;

g - вес одного погонного метра трубы, равный 14,25 н/м;

l - длина расчетного участка (расстояние между неподвижными опорами где установлен компенсатор К1), равная 59,5 м;

P - сила упругой деформации компенсатора, определённая по (52), МН.

$$H_4 = 0,4 \cdot 14,25 \cdot 59,5 + 2000 = 2339 \text{ Н} = 0,002 \text{ МН} = 2 \text{ т.с.}$$

Осевое усилие на неподвижную опору необходимо рассчитывать для выбора типа неподвижной опоры (2 меньше 2,5 – опора принята хомутовая ТЗ).

1.15 Назначение тепловой изоляции

Изоляция трубопроводов, арматуры и опор теплоизоляционным покрытием предусмотрена для уменьшения тепловых потерь в тепловых сетях.

В общем случае конструкция теплоизоляции состоит из тепловой изоляции и кровного слоя.

Конструкция теплоизоляции зависит от температуры теплоносителя, способа прокладки тепловой сети и от диаметра трубопроводов.

Для любой, кроме бесканальной подземной прокладки сетей, материалы теплоизоляционных покрытий должны удовлетворять следующим требованиям: плотность $\rho \leq 400 \text{ кг/м}^3$; коэффициент теплопроводности $\lambda \leq 0,07 \text{ КДж/кг} \cdot \text{гр}$.

Для бесканальной : $\rho \leq 600 \text{ кг/м}^3$; $\lambda \leq 0,13$.

Расчетные характеристики теплоизоляционных материалов приведены в [6].

В ВКР предусмотрена теплоизоляция из пенополиуритана (ППУ 331/3). ППУ – наиболее эффективный изоляционный материал, имеет наименьшую теплопроводность $\lambda = 0,02 \div 0,03 \text{ Вт/м} \cdot \text{к}$ (λ минеральной ваты равна $0,05 \div 0,07 \text{ Вт/м} \cdot \text{к}$ в сухом состоянии и $0,18 \text{ Вт/м} \cdot \text{к}$ во влажном состоянии). ППУ

имеет достаточную монтажную и эксплуатационную прочность (0,3 – 0,4 МПа), широкий интервал рабочих температур (до 150°С)

Главные преимущества ППУ скорлупами по сравнению с традиционными способами (минеральной ватой): стойкость к воздействию химических сред и атмосферных осадков, высокоэффективная теплоизоляция, достаточная монтажная и эксплуатационная прочность, теплостойкость, низкая трудоемкость и высокая производительность монтажа (экономия трудозатрат), возможность многократного использования после демонтажа, быстрый доступ к поврежденным участкам труб, возможность круглосуточного монтажа в любое время года. Скорлупы из ППУ гарантируют надежность теплоизоляции в течение 45 лет (вата – до 5 лет), повышают технический уровень прокладки теплотрасс. ППУ легко поддается механической обработке - режется, пилится, сверлится. ППУ является экологически чистым материалом.

Для обеспечения долговременной надежности теплоизоляционные скорлупы с внешней стороны покрыты защитным материалом – стеклотканью, стеклоизолом, фольгой и т.д. (В ВКР – рулонным стеклопластиком РСТ).

Скорлупы крепятся на трубе бандажами из стальной оцинкованной ленты. После закрепления скорлуп производится заливка продольных и поперечных швов монтажной пеной.

Толщину теплоизоляционного слоя рассчитываются двумя способами:

- 1) по заданной величине температуры на поверхности теплоизоляционного слоя;
- 2) по допустимым нормам плотностей теплового потока через слой теплоизоляции.

В ВКР толщина теплоизоляции не рассчитывалась, пользовались практическими рекомендациями.

Применение покровных слоев из металлических покрытий (оцинкованная сталь, алюминий) запрещено для подземных прокладок теплосетей.

Другие допустимые материалы покровного слоя подземной канальной прокладки сетей - рубероид, пух шнур (трубопроводы до 50 мм). ППУ в отличие от минваты – горюч.

1.16 Сетевые профили

На продольном профиле тепловых сетей в определенном масштабе, согласно [10] по оси трассы наносят на участках тепловой сети:

- элементы тепловых сетей: каналы, ниши П-образных компенсаторов, камеры, неподвижные опоры;
- поверхность земли проектную сплошной тонкой линией;
- пересекаемые надземные и подземные сооружения; коммуникации с нанесением их размеров и высотных отметок;
- размеры каналов и номера сечений;
- строительные отметки пола и потолка каналов;
- длину и уклон трубопроводов.

Уклоны трубопроводов водяных тепловых сетей принимаются не менее 0,002. Уклоны разрешается менять в камерах (УТ). Уклон на участках, примыкающих к зданиям, выполняют всегда в сторону тепловой камеры.

Заглубление от поверхности земли не менее:

- до верха перекрытий каналов – 0,5 м (в ВКР 0,9м);
- до верха перекрытия камер – 0,3м.

В ВКР уклоны участков соответствуют естественным уклонам земли вдоль оси теплотрассы.

Продольный профиль теплосети необходим для решения вопросов:

- безопасного выполнения земляных работ и определения объемов выбираемого грунта;
- определения мест установки дренажных узлов и воздушников в камерах;
- определения строительных отметок котлованов под камеры и проемов в стенах камеры для примыкания лотков к тепловым камерам.

1.17 Борьба с коррозией

Коррозия сокращает срок службы тепловых сетей до 10-15 лет (на 70%). Согласно теории, скорость коррозии максимальна при температуре 70-80°С. Именно такова средняя температура теплоносителя за год.

Виды коррозии: внутренняя, наружная. Внутреннюю коррозию вызывает кислород, содержащийся в сетевой воде. В водяные тепловые сети кислород попадает главным образом с подпиточной водой. Различают язвенную коррозию – в нижних застойных участках трубопроводов, где скапливается грязь. На поверхности металла образуются отдельные участки глубоких поражений. Со временем процесс язвенной коррозии приводит к сквозному протравливанию металла трубопроводов.

Распределенная коррозия захватывает большие участки труб по длине, хотя скорость ее меньше.

Следствия внутренней коррозии:

- безвозвратно теряется труба;
- увеличивается шероховатость внутренней поверхности труб, что приводит к увеличению гидравлического сопротивления и росту расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя насосом;
- при окислении образуется налет на внутренних стенках труб, снижается сечение трубопроводов теплосети;
- засорение запорной арматуры, отопительных приборов, снижается их расчетная производительность.

Меры борьбы с внутренней коррозией:

- во всех отключаемых трубопроводах и аппаратах следует обеспечить полное удаление воды и влаги;
- организация более качественной подпитки (ХВО, деаэрация);
- периодически выпускать воздух в верхних точках теплосети;

- поддерживание во всех точках водяных тепловых сетей избыточного давления не менее 0,05 МПа для предотвращения подсоса воздуха;
- применение ингибиторов (замедлителей коррозии): силикат натрия, т.е. жидкое стекло, которые создают внутри труб защитные пленки;
- применение нестальных труб.

Наружная коррозия является следствием химических или электрохимических реакций в почве, возникающих под воздействием окружающей среды. При химической коррозии металлы непосредственно вступают в химические соединения с активными газами и жидкостями, насыщающими окружающую среду. В электрохимическом процессе коррозии разрушение металла происходит в результате соприкосновения его с электролитами при котором вместе с химическим воздействием возникает движение электрического тока в грунтах.

Особенно бесканальные прокладки тепловых сетей подвержены почвенной коррозии.

Меры борьбы с наружной коррозией:

- правильный выбор способа прокладки тепловой сети;
- антикоррозийное покрытие труб (силикатные эмали, мастики);
- обработка грунта, замена грунта в основании трассы и засыпка чистым песком;
- МТП применяется магнитная обработка водопроводной воды;
- поддерживание постоянного режима эксплуатации тепловой сети;
- применение мер по осушению трассы, гидроизоляция каналов и тепловых камер битумом.

В ВКР для защиты от наружной коррозии поверхности трубопроводов и арматуры покрываются на два раза краской БТ№ 177 по грунтовке ГФ 21. От внутренней коррозии трубопроводы ГВС выполнены из оцинкованных труб, в МТП применяется магнитная обработка водопроводной воды.

1.18 Строительные материалы для тепловой сети

1.18.1 Лотковые каналы

При подземной прокладке тепловых сетей широко применяют непроходные каналы, в которые укладывают теплопроводы. Сборный железобетон служит основным конструктивным элементом, используемым при сооружении каналов.

Согласно серии 3.006. 1-8 «Каналы сборные железобетонные из лотковых элементов» каналы типа КЛ (рисунок 15) состоят из лотков ЛК и плит перекрытия ПТ. Основные лотки и плиты имеют по этой серии длину 3000 мм, доборные (короткие) – 750 мм. Ширина каналов составляет от 140 до 3500 мм, высота каналов меняется от 210 до 1300 мм.

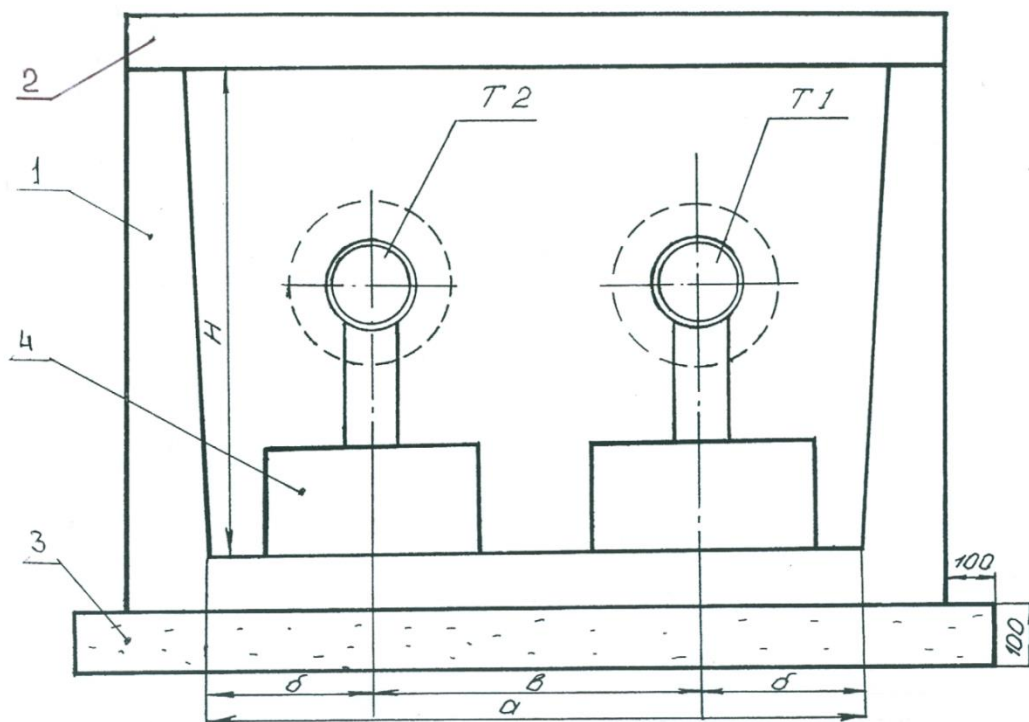
При стыковке каналов щели заполняют цементным раствором, а сами каналы гидроизолируют в 2 этапа битумом. В области примыкания каналов к тепловым камерам выполняют деформационные швы.

Трубопроводы тепловых сетей и ГВС при четырехтрубной прокладке, устанавливают в изолированных друг от друга каналах.

Чтобы разделить теплопровод на участки, с условием независимости друг от друга в условиях температурных деформаций, используют неподвижные опоры.

Применяя П-образные компенсаторы, неподвижные опоры выносят за пределы тепловых камер, располагая между лотками теплотрассы, возле самой камеры.

Хомутовые неподвижные опоры, которые используем в ВКР, монтируются с помощью монолитной вставки из бетона. Упорная балка неподвижной опоры (швеллер определенной длины) устанавливают в монолитную вставку опоры, изготовленную из бетона марки В15. Сама вставка опирается на бетонную подготовку марки В 7,5, сверху



1 – лоток типа КЛ; 2 – плита перекрытия типа ПТ;

3 – подготовка; 4 – опорная подушка типа ОП.

Рисунок 15 – Непроходной канал типа КЛП

накрывается плитой перекрытия лотков и торцами упирается в лотки теплотрассы.

Длина монолитной вставки (рисунок 16) под неподвижную опору составляет 750 мм для любого типа непроходного канала, внутренние размеры вставки соответствуют габаритам лотка расчетного участка теплотрассы, где установлена опора.

Кроме неподвижных опор, в лотках теплотрассы размещаются скользящие опоры, служащие для свободного перемещения трубопроводов относительно строительных конструкций при температурной деформации теплопроводов.

Скользкая опора двигается по строительной конструкции, которая называется опорной подушкой (ОП). Опорная подушка устанавливается к полу канала на цементный раствор толщиной 10 мм.

1.18.2 Углы теплотрасс

Поворотные углы непроходных каналов теплотрасс изготавливают из сборных ж/б конструкций по серии 3.006. 1- 8 выпуск 0-2 «Углы трасс».

Нижняя часть угла поворота состоит из плиты днища ПДУ. Сверху угол канала закрывается плитой перекрытия ПТУ. Между лотками с обеих сторон возводится кирпичная кладка толщиной от 250 до 510 мм, чтобы скрыть просветы. Стыки заполняются цементным раствором и гидроизолируются, как каналы.

Перекрытие угла поворота состоит из плит перекрытия лотков ПТ.

1.18.3 Ниши компенсаторов

П-образные компенсаторы размещают в нишах. Каждая ниша П-образного компенсатора (рисунок 17) состоит из четырех углов поворота непроходного канала и трех комплектов лотковых элементов с плитами перекрытия, расположенных между углами поворота.

В зависимости от расчетных размеров вылета и спины П-образного компенсатора определяется число и типоразмер лотков между углами ниши.

Нишу компенсатора всегда располагают выпуклой частью в сторону подающего трубопровода. Подающий трубопровод в канале теплосети расположен справа по ходу теплоносителя от источника.

1.18.4 Камеры для УТ

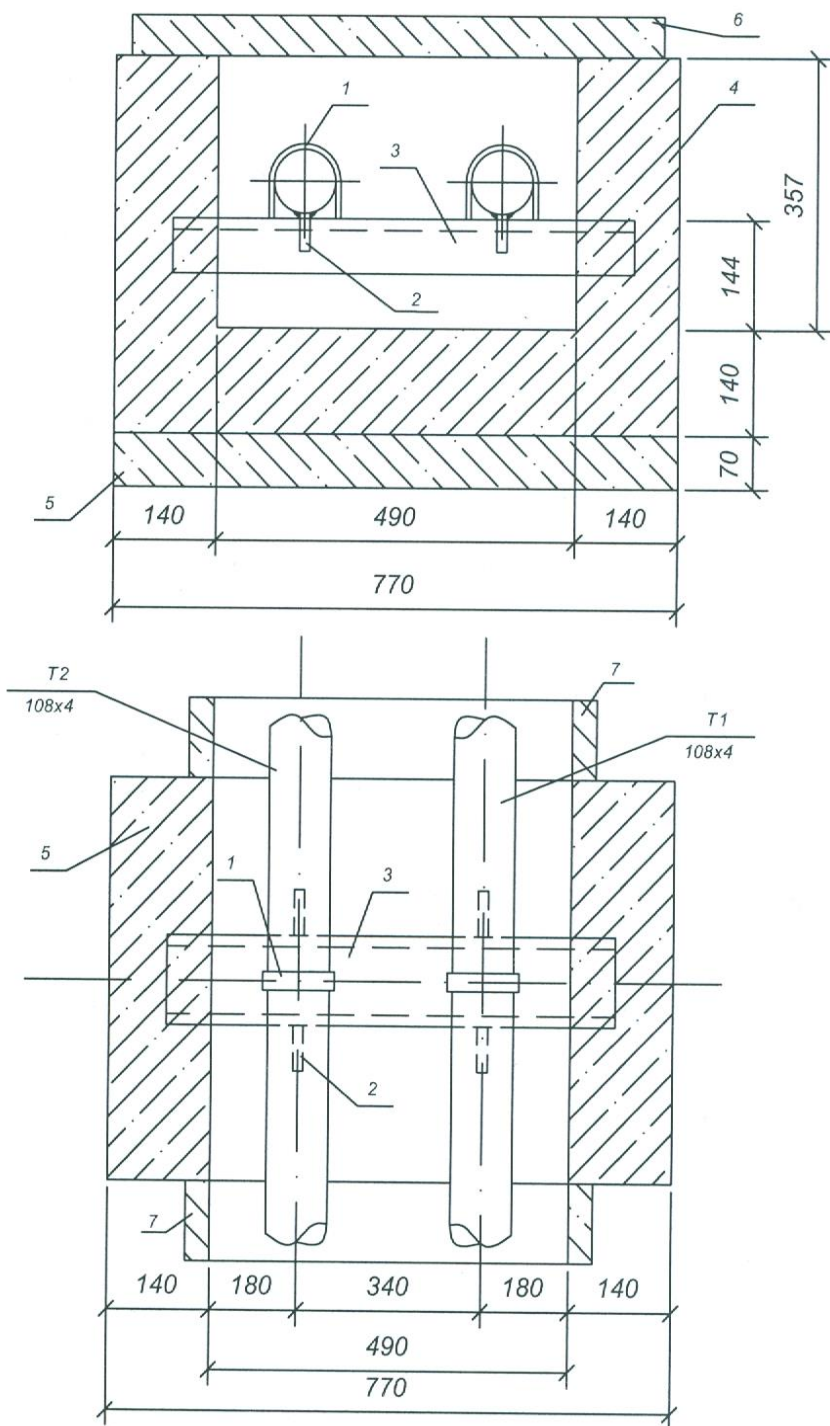
К узлам трубопроводов(УТ) относят: запорную арматуру, дренаж и воздушные клапана, контрольно-измерительные приборы, сальниковые компенсаторы и неподвижные опоры для сальниковых компенсаторов. Для размещения УТ, при подземной прокладке сооружают камеры.

Размеры камер подбирают из условий хорошего доступа к размещенному в камере оборудованию и арматуры для их обслуживания. Минимальная высота камер 2 м. Минимальное углубление перекрытия камер от поверхности земли 0,3 м, а от верха дорожного покрытия 0,5 м.

Строительную часть камер (рисунок 18) выполняют из сборного железобетона. Стены камер возводят из фундаментных блоков типа ФБС. Пол камеры - монолитная плита основания из бетона В15 с уклоном в сторону приямка. Строительные отметки низа и верха проемов в стенах камеры для примыкания каналов в магистральном направлении принимаются по продольному профилю сетей.

При проектировании камер необходимо соблюдать следующие условия:

- при внутренней площади от 2,5 до 6м² устанавливается не менее двух люков диаметром 630 мм, расположенных по диагоналям.



1 – хомут; 2 – ребро (косынка); 3 – балка (швеллер); 4 – бетон В 15;
 5 – подготовка (бетон В 7,5); 6 – плита перекрытия ПТ; 7 – канал теплосети.

Рисунок 16 – Монолитная вставка неподвижной опоры

При использовании сальниковых компенсаторов в камерах длиной до 3,5 м и присутствии одного ответвления с проходом под трубами менее 1м, количество люков должно быть не менее 3-х; при длине более 3,5м, внутренней площади камеры $\geq 6\text{м}^2$, при наличии двух ответвлений - не менее 4-х;

- Люки должны быть оборудованы металлической лестницей или ходовыми скобами. Горловина люка изготавливается из ж/б колец $\varnothing 700\text{мм}$ при высоте засыпки над перекрытием камеры не более 1м. При большей высоте засыпки горловина устанавливается не менее $\varnothing 1000\text{мм}$;

- пол камеры должен иметь уклон $i = 0,02$ в сторону приемка для сбора дренажной воды;

Размеры приемка 400 x 400мм, глубина 300 мм;

- камеры тепловых сетей защищают надежной гидроизоляцией от грунтовых вод;

- сальниковые компенсаторы и задвижки устанавливаются в разбежку со смещением на 100 мм.

1.18.5 Колодцы для дренажной воды

Из приемков камер, расположенных в нижних точках трассы, должны предусматриваться самотечный отвод воды в дренажные колодцы и устройство отключающих клапанов на входе самотечного трубопровода в дренажный колодец.

Отвод из приемков других камер, расположенных не в нижних точках по профилю трассы, должен предусматриваться передвижными насосами в систему канализации.

Дренажные колодцы для тепловых сетей выполняются из сборного ж/б по серии 3.900.1-14 «изделия ж/б для круглых колодцев водопроводов и канализации».

В ВКР строительные конструкции тепловой сети автобазы принимались по [5].

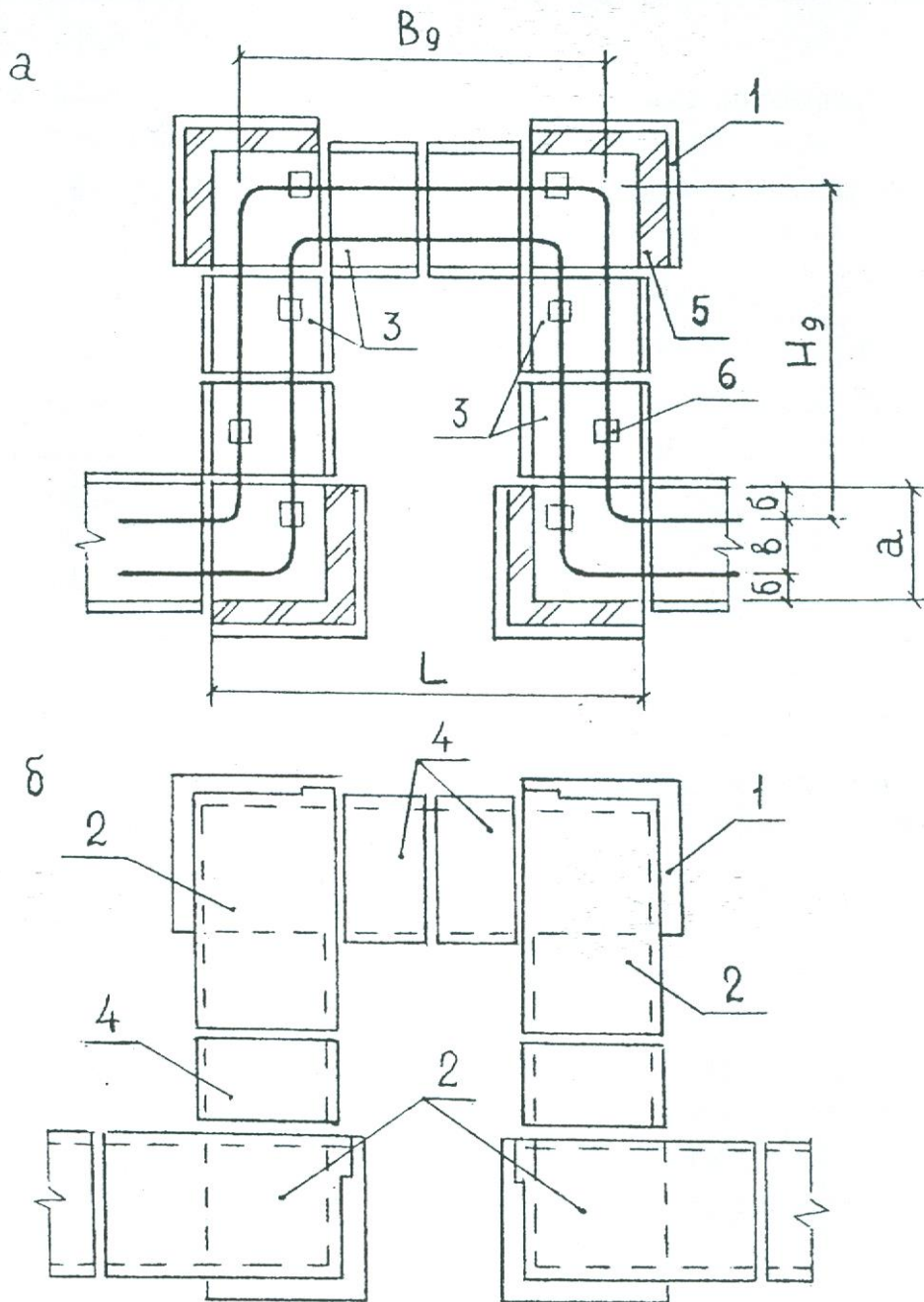
1.19 Повышение качества энергосбережения

Мероприятия для энергосбережения, применяемые в ВКР ЦТС:

а) соблюдение требований нормативной документации при проектировании и монтаже систем теплоснабжения;

б) применение центрального качественного регулирования (ЦКР) отпуска тепловой энергии от источников тепла (температурный график сетевой воды);

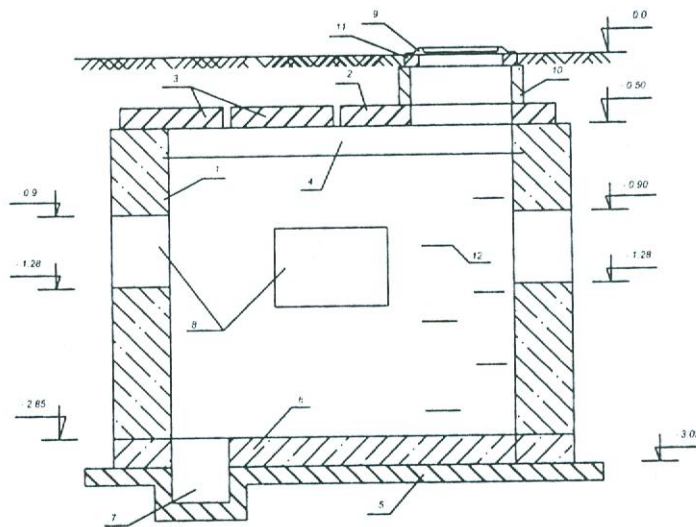
г) применение термостатических клапанов на отопительных приборах для индивидуального регулирования потребления тепла;



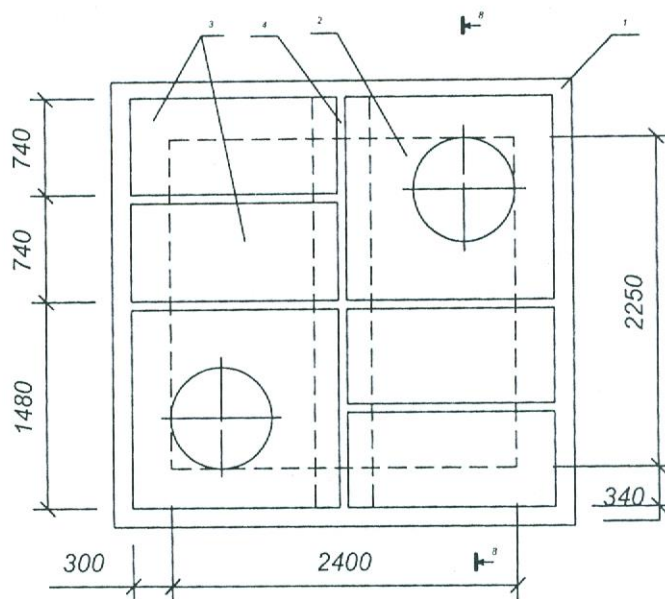
- а – комплект лотковых элементов; б – комплект плит перекрытия;
- 1 – плита днища угла поворота ПДУ; 2 – плита перекрытия угла поворота ПТУ;
- 3 – лоток ЛК; 4 – плита перекрытия лотка ПТ; 5 – кирпичная кладка;
- 6 – опорная подушка ОП; а – ширина лотка; L – длина ниши, H_d – фактический вылет компенсатора; B_d – фактическая спина компенсатора

Рисунок 17 – Ниша П-образного компенсатора

8 - 8



План перекрытия камеры УТ (тип 4)



- 1 – стены камеры (ФБС); плита перекрытия ПТО; 3 – плита перекрытия ПТ;
4 – балка; 5 – подготовка (бетон В 7,5); 6 – пол камеры (бетон В 15);
7 – приямок; 8 – проемы в стенах камеры для примыкания каналов теплосети;
9 – люк; 10 - кольцо стеновое КС 7.3; 11 – кольцо опорное КО 6; 12 – скобы.

Рисунок 18 – Тепловая камера

- д) автоматизация МТП;
- е) применение регуляторов температуры в СГВ для предотвращения перегрева воды после подогревателя ГВС;
- ж) применение систем ГВС с циркулирующей воды;
- и) использование современных пластинчатых подогревателей воды с повышенной эффективностью теплопередачи и низкими гидравлическими потерями давления в подогревателях (снижение расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя);
- к) использование частотно-регулируемых приводов насосов;
- л) применение в качестве запорной арматуры шаровых кранов, имеющих минимальные гидравлические сопротивления и не имеющих утечек через сальники;
- м) применение инновационных теплоизоляционных покрытий из пенополиуретана;
- н) дренажные устройства на ответвлениях от камер к зданиям позволяют экономить лишнюю сливаемую воду при авариях;
- о) водогазонепроницаемые перегородки (рис. 19) на вводах тепловых сетей в зданиях позволяют защитить тепловую изоляцию теплопроводов от намокания и разрушения, снижения ее теплозащитных функций; подвалы зданий защищают от аварийного затопления из сетей.

1.20 Спецификация на оборудование и строительные конструкции

Спецификация на оборудование приведена в таблице Приложения.

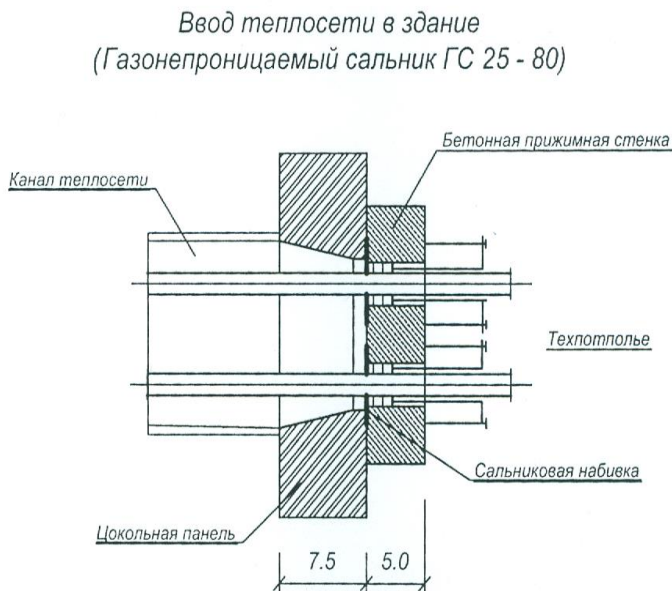
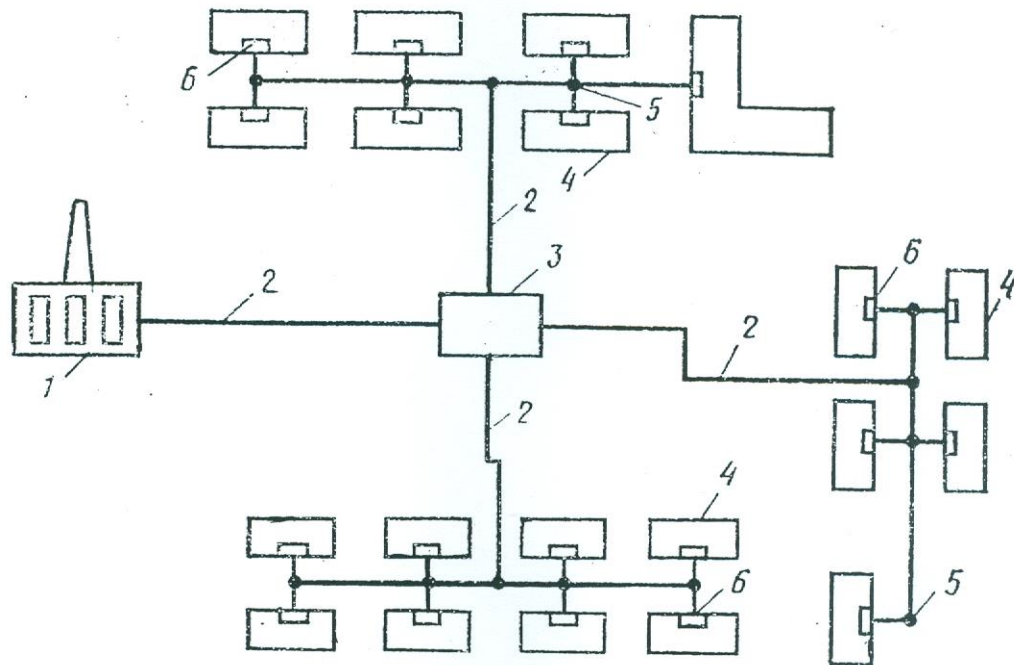


Рисунок 19 – Водогазонепроницаемая перегородка



1 – источник теплоснабжения; 2 – тепловые сети; 3 – центральный тепловой пункт

(ЦТП); 4 – потребители тепла (жилые здания); 5 – теплофикационные камеры;

6 – местные тепловые пункты (МТП) жилых зданий.

Рисунок 1 – Элементы ЦТС

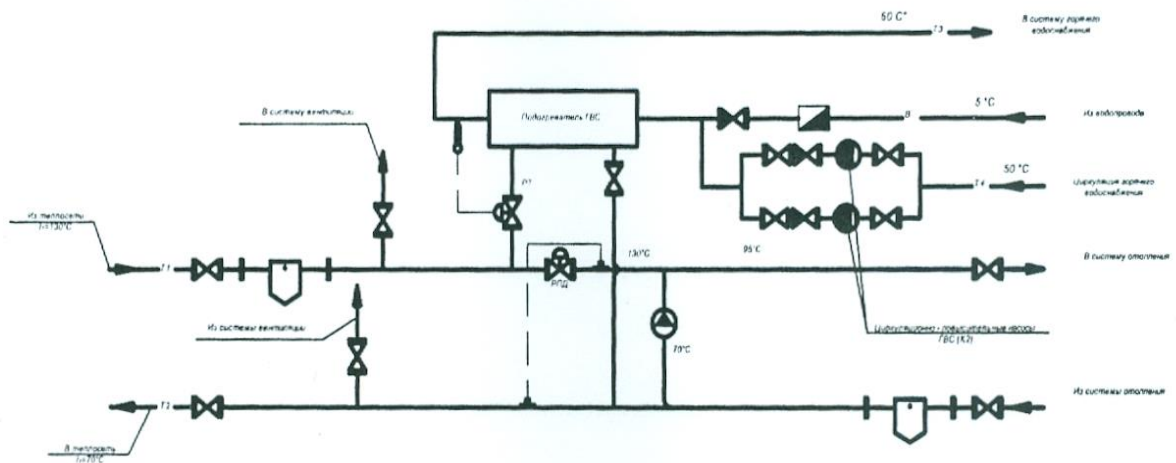


Рисунок 2 – Схема МТП гаража

В ВКР все тепловые нагрузки приняты по типовым проектам зданий. Нагрузки входят в состав задания на проектирование тепловых сетей в ВКР и сведены в таблицу 1.

2 Технология возведения инженерных сетей

2.1 Элементы наружных сетей теплоснабжения

Тепловые сети централизованного теплоснабжения предназначены для доставки теплоносителя от места выработки теплоты к месту потребления. Теплотрассу прокладывают в отведенных для подземных инженерных сетей технических полосах параллельно дорогам, улицам, проездам.

По схеме подачи теплоты теплосеть является тупиковой, двухтрубной. Один из трубопроводов является подающим, т.е. доставляющим теплоноситель к потребителю, а второй – обратный, по которому охлажденная сетевая вода возвращается от потребителя к источнику теплоснабжения для возобновления подогрева.

В ВКР предусмотрена подземная прокладка теплосети в непроходных каналах (типа КЛ), выполненных из сборного железобетона.

К тепловой сети автопарка относят следующие элементы конструкции:

- трубопровод;
- неподвижные и подвижные опоры трубопроводов;
- запорно-регулирующая арматура;

– П – образные компенсаторы.

Для обслуживания запорно-регулирующей арматуры на теплотрассе устанавливают тепловые камеры. Камеры устанавливают из сборных железобетонных элементов. Вход в камеру для обслуживания запорной арматуры предусматривают через два люка. Для спуска в камеру под люком в стену заделаны ходовые скобы. Для предотвращения внешней коррозии трубопроводов предусмотрена гидроизоляция камер и каналов. Для уменьшения потерь теплоты теплоносителя, идущего по теплопроводу, предусмотрена теплоизоляция из пенополиуритана полуцилиндрами.

2.2 Подготовительные мероприятия

До начала прокладки трассы теплопроводов нужно получить допуск на выполнение работ в соответствующих инстанциях. Допуск на разработку грунтов дает административная инспекция района по землепользованию, указывая условия и сроки производства земляных работ. Затем нивелирами производят разбивку трассы теплосети на местности в соответствии с координатами, нанесёнными на генплане и привязкой их к ближайшим зданиям, люками подземных колодцев и к другим сооружениям. На поворотах или на пересечениях с поперечными осями ниш и камер, трассу фиксируют вешками. Границы рытья траншей, ниш, камер различают забивкой временных кольшков по их наружным габаритам через каждые 25 м; по трассе сетей через каждые 50 м устанавливают постоянные визирки. По окончании геодезической разбивки трассы устанавливают ограждение, производят строительство временных сооружений, отчистку территории, проводку временного освещения трассы, проводку воды и электроэнергии и ограждения. Вдоль теплотрассы устанавливают временные пути для проезда автотранспорта и строительных механизмов. На стройку завозят инвентарные временные здания для производителей работ и мастеров, для кладовой, для приёма пищи, для хранения инвентаря, материалов и инструментов. До начала строительства на трассу завозят материалы для монтажа, готовят инструменты.

2.3 Технология монтажа и последовательность строительномонтажных работ (СМР)

Теплотрассу сооружают поточным методом с использованием комплексной механизации транспортных, погрузочных и монтажных работ. Трассу делят на захватки, работу ведут по шести комплексам (бригадам). Последовательность и технология производства строительномонтажных работ выглядит следующим образом:

- земляные работы;
- устройство железобетонных конструкций, каналов, камер;
- монтаж трубопроводов и арматуры;

- антикоррозийная и тепловая изоляция трубопроводов;
- монтаж перекрытий каналов камер;
- благоустройство;
- окончательное гидравлическое испытание.

Земляные работы.

После геодезической обработки трассы теплопроводов, установки ограждений места разбивки, сигнального освещения и подготовки проездов, для землеройных машин, готовят траншеи экскаватором Э-3026. Разработка грунта экскаватором для прокладки сетей представлена на рисунке 20.

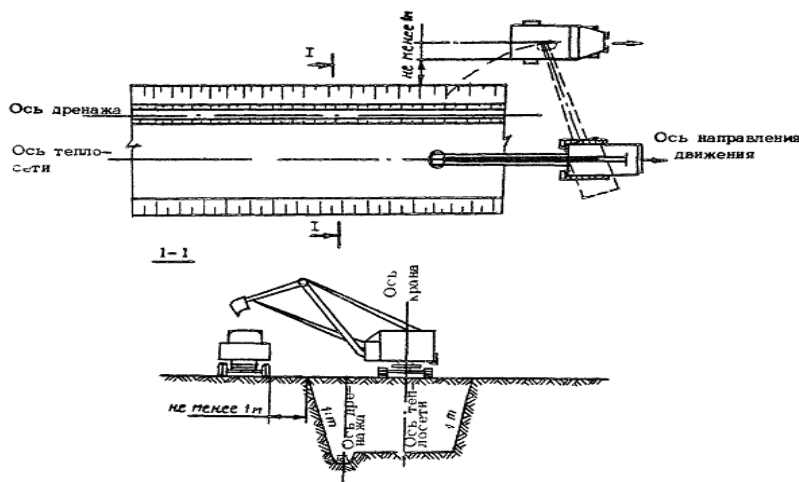


Рисунок 20 - Разработка грунта экскаватором для тепловых сетей

Ширина траншеи по дну устанавливается СНиП и принимается равной $D + 300$ мм для трубопроводов диаметром до 700 мм (где D – условный диаметр трубопровода).

Глубину траншеи устанавливают из условий предохранения трубопровода от механических повреждений при переезде через него автотранспорта и назначают равной: для трубопроводов диаметром D до 1000 мм – $D + 0,8$ м. Крутизна откосов траншей под трубопровод принимается по СНиП и сведена в таблицу 8.

Методы разработки грунтов зависят от параметров земляного сооружения и объемов работ, местных условий строительства, наличия землеройных машин в строительных организациях, геотехнических характеристик грунтов, классификации грунтов по технологии разработки.

Для пересчета объемов работ разрыхленного грунта на объем в плотном состоянии при невозможности замера последнего, грунт замеряется, и оплата производится как за его разработку в плотном теле.

Подсчет объёма земляных работ при разработке траншей с откосами ведём по формуле

$$V = 1/2(B_1 + B_2)LH , \quad (56)$$

где B_1 – ширина траншеи по верхней кромки, м;

B_2 – ширина траншеи по полу, м ;

L – длина траншеи, м;

H – высота траншеи, м.

Таблица 8 – Наибольшая допустимая крутизна откосов траншей и котлованов

Грунты	Отношение высоты откосов к его заложению при глубине выемки, м.		
	1,5	3	5
Насыпные	1 : 0,67	1 : 1	1 : 0,25
Песчаные и гравелистые влажные (ненасыщенные)	1 : 0,5	1 : 1	1 : 1
Глинистые:			
супесь	1 : 0,25	1 : 0,67	1 : 0,85
суглинок	1 : 0	1 : 0,5	1 : 0,75
глина	1 : 0	1 : 0,25	1 : 0,5
лёссовый сухой	1 : 0	1 : 0,5	1 : 0,5
Моренные:			
песчаные и супесчаные	1 : 0,25	1 : 0,57	1 : 0,75
суглинистые	1 : 0,2	1 : 0,5	1 : 0,65
Скальные:			
на равнине	0,2	0,2	0,2

Разработка траншей в отвал допускается только в устойчивых грунтах в летнее время. Во избежание обвала вынутаго грунта, а также обрушения стенок траншеи ближняя кромка основания отвала вынутаго грунта должна располагаться не ближе 0,5 м от края траншеи.

Засыпка траншей является конечной операцией в строительном процессе теплотрассы. Для этого используют бульдозеры, роторные траншеезасыпатели, роторные траншейные экскаваторы, а также одноковшовые экскаваторы с оборудованиём, обратную лопату или драглайн. Засыпку траншей одноковшовыми экскаваторами выполняют со стороны, противоположной отвалу, а при больших объёмах грунта экскаватор с обратной лопатой перемещается вдоль траншей, непосредственно по полосе размещения отвала грунта.

На участках рекультивации в теплое время года проводят уплотнение минерального грунта (после первой засыпки) пневмокатками или многократными (3 - 5 раз) проходами гусеничных тракторов. При толщине плодородного слоя до 15 см рекомендуется применять автогрейдеры.

Минеральный грунт, который остался после укладки трубопровода в траншею, может быть вывезен в места, указанные в проекте и согласованные с органами, предоставляющими земельные участки в пользование, либо равномерно распределён и спланирован на полосе в зоне со снятым плодородным слоем почвы (перед нанесением последнего).

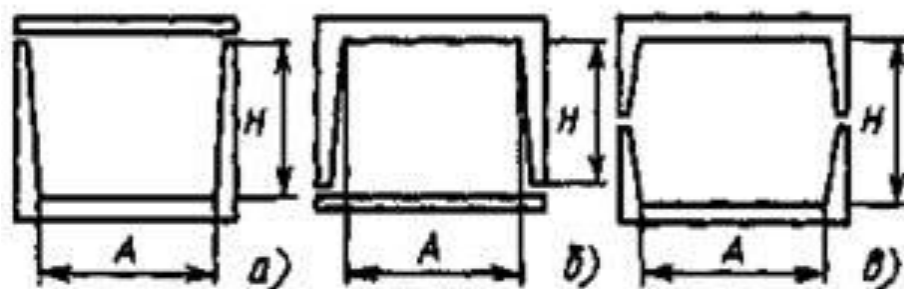
В зимних условиях искусственное уплотнение минерального грунта засыпки не производят. Грунт (щебень) отсыпают в траншею, где он

приобретает необходимую плотность после оттаивания в течение 3 месяцев (естественное уплотнение).

При ёмкости ковша $0,4 \text{ м}^3$ движение для экскаватора начинают по оси траншеи. Траншею роют экскаватором на глубину меньше проектной отметки на $0,1 \text{ м}$. Остаточный грунт вывозят автосамосвалом на свалку на расстояние около 5 км . Траншею до проектной отметки (по профилю сетей) углубляют вручную лопатами, а грунт при этом удаляют при помощи ковша экскаватора. Дно траншеи разравнивают, стенки делают без креплений в местах установки каждой с откосом $1/0,2$. В местах установки камер – при глубине до 3 м с откосом $1/0,5$.

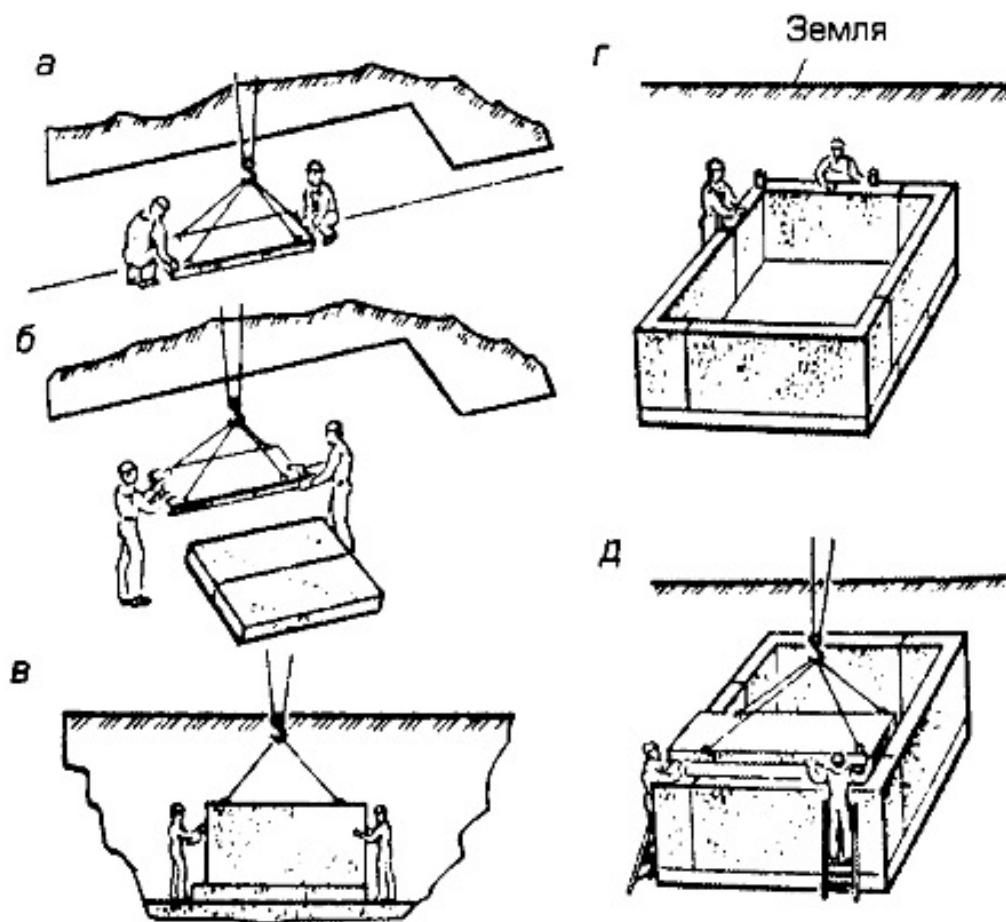
Устройство железобетонных конструкций, каналов и камер.

Монтаж осуществляется в соответствии с рабочими чертежами конструкций ТС, проектом производства работ (ППР) и правилами техники безопасности (ТБ). Монтаж лотков (рисунок 21) каналов разного типа, элементов камер из железобетона (рисунок 22), производят автокраном. Технология подъема. Плавно без рывков, раскачиваний на высоту $0,5 - 0,3 \text{ м}$ от поверхности земли поднимают изделие и опускают в проектное положение и устанавливают их плавно, без ударов и толчков. Строповку убирают после окончания выверки правильности установки. Вертикальные и горизонтальные швы между конструкциями заделывают цементным раствором. Неподвижные опоры выполняют из монолитного железобетона во вставках для неподвижных опор, устанавливают на предварительно уложенную подготовку.



а — марка КЛ; б — марка КЛп; в — марка КЛс

Рисунок 21 - Непроходные каналы



а,в - укладка плит основания
 в,г - монтаж Г-образных блоков
 д - укладка плит перекрытия

Рисунок 22 - Монтаж тепловой камеры

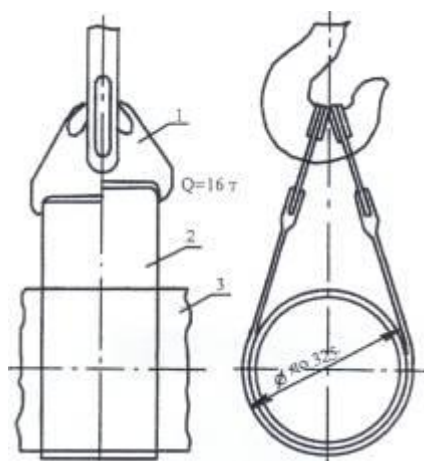
Монтаж трубопроводов и арматуры.

Для тепловой сети в ВКР применены электросварные трубы (ГОСТ 10704-91) длиной $l = 10$ м. До начала СМР трубы собирают в звенья по четыре штуки на бровке вырытой траншеи, тщательно проверяют соответствие проектным размерам по диаметру, толщине стенок их сертификату качества, при необходимости выправляют деформированные края труб. Перед сборкой необходимо полностью отчистить трубы от грязи и грунта. Перед сваркой кромки трубы и прилегающие к ним внутреннюю и внешнюю поверхности на 10 см отчищают до металлического блеска. Состыкованные трубы закрепляют прихваткой труб. Сварные стыки являются поворотными вертикальными. Участки слоёв шва с порами, раковинами и трещинами вырубают до чистого металла, а каверы сварного шва тщательно заваривают и зачищают.

С помощью двух однотипных автокранов звенья труб опускают в траншею. Строповку звена (рисунок 23) производят в двух точках, потом звено поднимают кранами (рисунок 24) на 0,7 м от уровня земли.

Убедившись в надёжности строповки и устойчивости подъемных механизмов, звено труб перемещают в проектное положение, изменяя длину стропы. Звено опускают плавно без толчков и рывков. После выверки положения звена в канале снимают стропы, передвигают краны далее вдоль оси теплотрассы и цикл повторяют. Окончив спуск звеньев и сварку труб, производят их рихтовку, а также приварку к трубопроводам скользящих опор. При рихтовке следует соблюдать, чтобы от поверхности изоляции труб до стенки канала был проем 70 мм, расстояние между изоляцией смежных труб было не менее 110 мм. При укладке трубопроводов теплосети подающую трубу укладывают справа по ходу движения теплоносителя. Перед монтажом арматуру осматривают и испытывают (ревизия). Арматуру устанавливают с разбежкой в 150 мм таким образом, чтобы к ней был облегчен свободный доступ во время монтажа, эксплуатации и ремонта. Места установки арматуры на трассе (тепловые камеры) должны полностью предохраняться от воздействия каких-либо изгибающих усилий и напряжений. После установки на место задвижек (в ВКР-шаровых кранов), их центровки к трубопроводам и точной инструментальной проверки правильности их установки и совпадение осей, производят сборку и окончательное закрепление фланцевых соединений с установкой уплотнительных прокладок. При монтаже задвижек фланцы на трубопроводе устанавливают без перекосов и при полном совпадении болтовых отверстий с отверстиями во фланцах задвижек. Болты заворачиваются параллельными гаечными ключами, не допуская сильной затяжки болтов.

Плети П-образных компенсаторов привозят на теплотрассу в собранном виде. Соединяют компенсаторы с трубопроводами посредством сварки. П-образный компенсатор перед его установкой растягивая при монтаже на величину указанную в ВКР.



1 - пластина; 2 - лента; 3 – трубопровод

должна превышать 1,5 кг. удары наносят не по шву, а по трубе (не ближе 100 мм от шва). Результаты испытания считают удовлетворительными, если нет падения давления по манометру и не обнаружено течи или потения стыков

Антикоррозийная и тепловая изоляция трубопроводов теплосети.

Изоляционные работы выполняют после сварки стыков и предварительного гидравлического испытания трубопроводов. По антикоррозийной защите осуществляют следующие операции:

- просушка;
- очистка;
- обезжиривание;
- грунтовка и окраска.

Если антикоррозийное покрытие наносят в дождливую погоду, производят просушку труб. Очистку наружной поверхности выполняют вручную металлическими щетками, обезжиривание - бензином. Затем начинают грунтовку и окраску труб. После нанесения антикоррозийной изоляции трубопроводы покрывают теплоизоляцией (в ВКР пенополиуританом - ППУ) с покровным слоем из рулонного стеклопластика (РСТ).

Монтаж перекрытий каналов камер.

Перекрытия устраивают из ж/б плит, для камер некоторые плиты выполнены с отверстиями под входные люки. Плиты устанавливают автокраном (рисунок 25). Технология аналогична технологии укладки лотков теплотрассы. Швы между плитками заделываются цементным раствором. Перекрытия каналов и тепловых камер покрывают битумной мастикой в два слоя для защиты бетона от влаги.

Благоустройство (озеленение).

Засыпку траншеи с уложенной теплотрассой начинают вручную, при этом между стенками траншеи и канала (трубы) тщательно засыпают пазухи с постоянной утрамбовкой грунта. После засыпки пазух остальной грунт засыпают бульдозером. Уплотнение производят катками.

Окончательное гидравлическое испытание.

При окончательном гидравлическом испытании трубопроводов теплосети пробное давление (для подающего – 1,6 МПа; для обратного – 1,25 рабочего давления по пьезометрическому графику) выдерживают в течение 15 минут. Затем, осматривают сварные и фланцевые соединения, арматуру и далее давление снижают до рабочего. Если при этом потери давления в течении двух часов не превышает 10% начального давления, то теплопровод считается выдержавшим гидравлическое испытание. По окончании гидравлического испытания производят промывку труб. Сначала трубопровод промывают водопроводной водой под давлением равным избыточному давлению в водопроводной сети (0,3 – 0,4 МПа). Затем, воду сливают в канализацию, вновь заполняют водопроводной водой, создавая при этом избыточное давление насосом. Подпитку теплопровода

производят из водопроводной сети. Трубопроводы теплосети промывают до полного осветления воды. Заполнение и промывку обычно производит персонал строительной-монтажной организации под наблюдением представителей персонала эксплуатационной организации.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АБК – административно-бытовой корпус (администрация);
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ГВС – горячее водоснабжение;
- ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство;
- ЗАО – закрытое акционерное общество;
- ИТП – индивидуальный тепловой пункт;
- КИП – контрольно-измерительные приборы;
- ЛСД – линия статического давления на пьезометрическом графике;
- МТП – местный тепловой пункт;
- ППУ – пенополиуретан;
- ПВ – подогреватель водяной;
- ППР – проект производства работ;
- СГВ – система горячего водоснабжения;
- СМР – строительно-монтажные работы;
- ТБ – техника безопасности;
- ТС – марка чертежей по теме теплоснабжение;
- ТЭС – тепловая станция;
- УТ – тепловая камера (узел трубопроводов);
- ЦКР – центральное качественное регулирование;
- ЦТП – центральный тепловой пункт;
- ЦТС – централизованное теплоснабжение;
- РМЦ – ремонтно-механический цех.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 СТО 4.2-07-2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Введ. Взамен СТО 4.2-07-2012; дата введ. 9.01.2014. Красноярск: ИПК СФУ, 2014 - 60с.

2 Теплоснабжение района города: учебно-методическое пособие [Электронный ресурс]: для бакалавров всех видов обучения по направлению подготовки - 270800.62 «Строительство», для профиля подготовки 270800.62.00.05 - «Теплогазоснабжение и вентиляция»/ Ю.Л. Липовка, А.В. Целищев.- Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2013. – 32 с. – Систем. требования: РС не ниже класса Pentium I; 128 Mb RAM; Windows 98/XP/7; Adobe Reader V8.0 и выше. – Загл. с экрана.

3 СП 41-101-95 Проектирование тепловых пунктов. В дополнение к СНиП 2.04.07 – 86*. Введ. 14.01.1997.-М.: ГУП ЦПП, 1997. - 79с.

4 Каталог оборудования 1999-2000г. Красноярск: ВПО «Промоборудование», 2001. - 40с.

5 Строительные конструкции тепловых сетей: учебно-методическое пособие [Электронный ресурс]: для бакалавров всех видов обучения по направлению подготовки - 270800.62 «Строительство», для профиля подготовки 270800.62.00.05 - «Теплогазоснабжение и вентиляция»/ А.В. Целищев.- Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2013. – 36 с. – Систем. требования: РС не ниже класса Pentium I; 128 Mb RAM; Windows 98/XP/7; Adobe Reader V8.0 и выше. – Загл. с экрана.

6 СНиП 41.03.2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Введ. 01.01.03. - М.:ФГУП ЦПП, 2003. - 32с.

7 Липовка, Ю.Л. Горячее водоснабжение: методические указания к курсовой работе / А.В. Целищев, И.В. Мисютина - Красноярск: БИК СФУ, 2011. - 36с.

8 СНиП 41-02-2003 Тепловые сети. Введ. Взамен СНиП 2.04.07-86*. Введ. 01.09.03. –М.: Госстрой России, 2004. - 48с.

9 Целищев А.В. Подбор оборудования и строительных конструкций для наружных сетей централизованного теплоснабжения: учебно-методическое пособие [Электронный ресурс]: для бакалавров всех видов обучения по направлению подготовки – 08.03.01 «Строительство», для профиля подготовки 08.03.01.05 - «Теплогазоснабжение и вентиляция» / А.В. Целищев, И.В. Мисютина.- Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2019. – 32 с.

10 ГОСТ 21.705-2016 Сети тепловые. Рабочие чертежи. – М.: Издательство стандартов, 2016. - 10с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица – спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Прим е- чание
<u>Тепловые сети</u>					
1	ГОСТ 10704-91	Труба стальная электро-			
2	То же	сварная $\phi 133 \times 4.5$	250	14.26	м
3	То же	$\phi 108 \times 4$	265	10.26	м
4	То же	$\phi 89 \times 3.5$	348	7.38	м
5	То же	$\phi 76 \times 3$	112	5.4	м
6	То же	$\phi 57 \times 3$	681	4.0	м
7	То же	$\phi 45 \times 2.5$	-	2.62	м
8	То же	$\phi 38 \times 2.5$	88	2.19	м
9	ГОСТ 3262-75**	Труба стальная			
		оцинкованная $\phi 38 \times 2.5$	150	2.19	м
10	То же	$\phi 57 \times 3$	150	4	м
11	ГОСТ 10704-91	Компенсатор из электро-			
		сварных труб $\phi 159 \times 4.5$	-		шт
12	То же	$\phi 133 \times 4.5$	4		шт
13	То же	$\phi 108 \times 4$	4		шт
14	То же	$\phi 89 \times 3,5$	8		шт
15	То же	$\phi 57 \times 3$	6		шт
16	DZT	Кран шаровой стальной			
		$R_y 16, \phi 125$	2	39.9	шт
17	То же	$\phi 80$	4	15	шт
18	То же	$\phi 50$	10	8.95	шт
19	То же	$\phi 40$	-	6.7	шт
20	То же	$\phi 32$	4	5.2	шт
21	ГОСТ 8240-89	Балка неподвижной опоры-			
		Швеллер №18, L=1200 мм	5	19.56	шт
22	То же	Швеллер №10, L=800 мм	5	6.89	шт
23	То же	Швеллер №8, L=800 мм	8	5.64	шт
	с.4.903-10 в.4	Неподвижная опора			
25	То же	125.Т3.08	3	1.24	шт
26	То же	100.Т3.07	2	1.18	шт
27	То же	80.Т3.06	4	0.486	шт
28	То же	70.Т3.05	1	0.465	шт
29	То же	50.Т3.04	7	0.368	шт
30	То же	25.Т3.01	-	0.35	шт
31	То же	32.Т3.02	1	0.34	шт

Продолжение таблицы

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Прим е- чание
	с.4.903-10 В.5	Опора скользящая			
33	То же	125.Т13.10	68	2.25	шт
34	То же	100.Т13.07	80	1.1	шт
35	То же	80.Т13.07	128	1.1	шт
36	То же	70.Т13.04	36	0.89	шт
37	То же	50.Т13.04	244	0.89	шт
38	То же	25.Т13.01	-	0.7	шт
39	То же	32.Т13.01	42	0.7	шт
40	ГОСТ 3631-76*	Антикоррозийное покрытие БТ №177 за два раза по грунтовке ГФ 21	500		м ²
41	ТУ 568-003-2000	Теплоизоляция: скорлупы из пенополиуретана δ=40мм	30		м ³
42	ТУ 6-11-145-80	Покровный слой: Рулонный стеклопластик	1009		м ²
43	Зкч-1-87 Уст. 7	Бобышка	10		шт
44	ГОСТ 3029-75	Оправа защитная под терм.	10		шт
45	ГОСТ 2823-73*	Термометр 0÷130 °С	10		шт
46	Зкч- 46-76	Закладная	10		шт
47	ТУ 36-1258-76	Отборное устройство	10		шт
	16-225П				
48	МПЧ-У	Манометр 170-16	10		шт
		<u>Дренаж:</u>			
49	15с22нж	Клапан Р _у 16, ø50	-	18.6	шт
50	То же	ø40	8	15	шт
51	То же	ø25	16	7.4	шт
52	15с27нж	ø20	4	10	шт
53	ø100, L=150 мм	Бачок для разрыва струи	16		шт
54	ГОСТ 539-80*	Труба асбестоцементная ø150	30		м
		<u>Строительные конструкции</u>			
1	с.3.006.1-8	Лоток основной ЛК 300.120.60	-	1550	шт
2	То же	ЛК 300.90.60	126	1130	шт
3	То же	ЛК 300.90.45	164	900	шт
4	То же	ЛК 300.60.45	13	680	шт
5	То же	Лоток доборный ЛК 75. 120.60	-	400	шт
6	То же	ЛК 75.90.60	11	280	шт

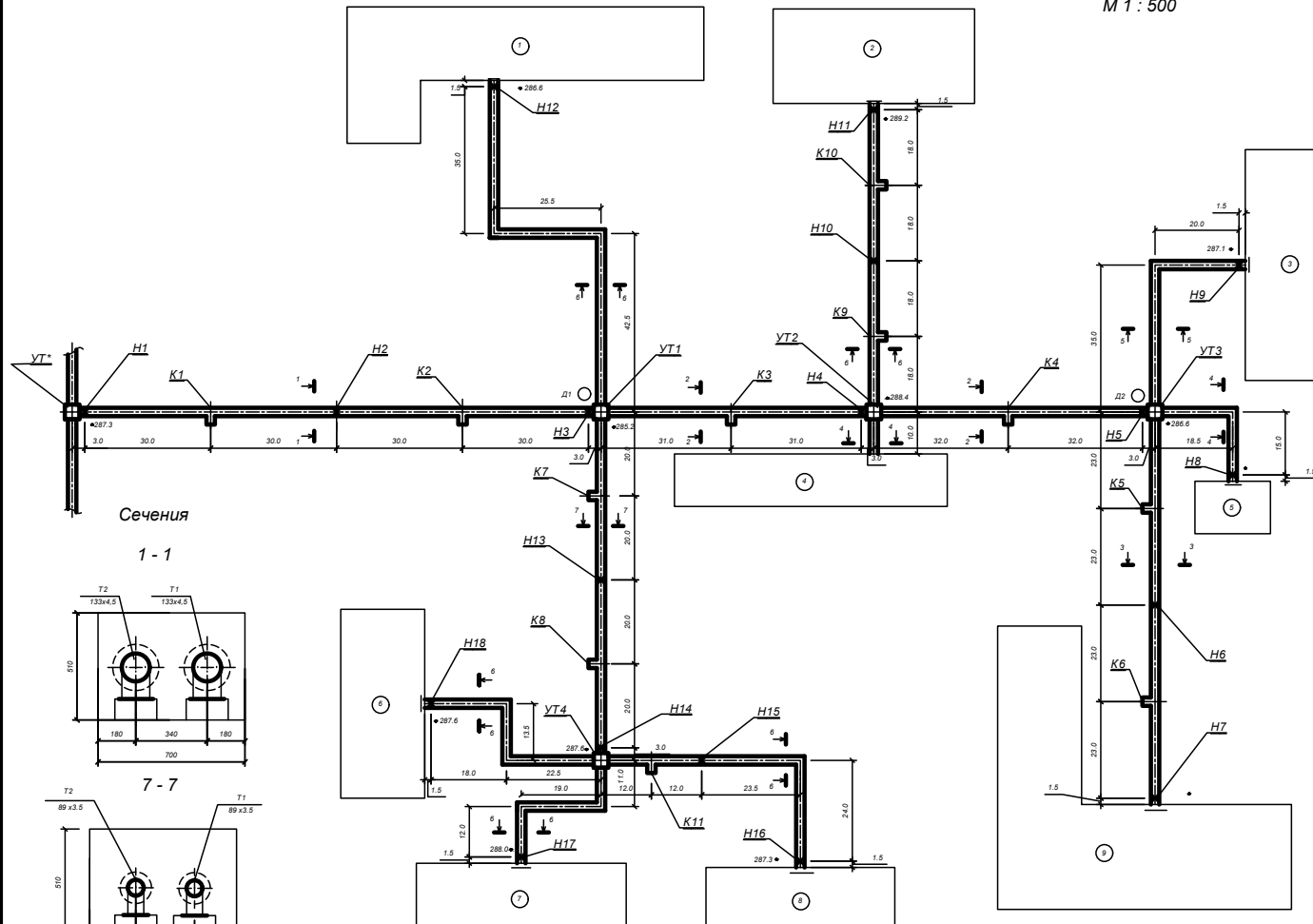
Продолжение таблицы

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Прим е- чание
7	То же	ЛК 75.90.45	12	230	шт
8	То же	ЛК 75.60.45	2	180	шт
9	То же	Плита перекрытия основная ПТ 300.120.12	-	1050	шт
10	То же	ПТ 300.90.10	290	660	шт
11	То же	Плита перекрытия доборная ПТ 300.60.8	13	-	шт
12	То же	ПТ 75.90.10	23	120	шт
13	То же	ПТ 75.60.8	2	85	шт
14	То же	Опорная подушка ОП 2	276	13	шт
15	То же	ОП 1	322	10	шт
16	Гс 25÷80	Водогазонепроницаемый сальник	20		шт
		<u>Компенсаторные ниши:</u>			
17	с.3.006.1-8	Плита днища ПДУ110.120.12	44	390	шт
18	То же	Плита перекрытия угла ПТУ 180.90.10	44	100	шт
19	То же	Лоток ЛК 300.90.60	-	1130	шт
20	То же	ЛК 75.120.60	-	400	шт
21	То же	ЛК 75.90.60	56	280	шт
22	То же	ЛК 75.90.45	9	230	шт
23	То же	Плита перекрытия основная ПТ 300.90.10	-	660	шт
24	То же	Плита перекрытия доборная ПТ 75.120.12	-	260	шт
25	То же	ПТ 75.90.10	65	120	шт
26	То же	Опорная подушка ОП 2	64	13	шт
27	То же	ОП 1	-	10	шт
28		Кирпичная кладка	9,95		м ³
29	То же	Плита днища угла ПДУ 110.150.12	-	500	шт
30	То же	Плита перекрытия угла ПТУ 210.120.12	-	130	шт
		<u>Углы поворота 90°:</u>			
31	То же	Плита днища ПДУ110.120.12	6	390	шт
32	То же	ПДУ 80.90.8	1	180	шт
33	То же	Плита перекрытия угла ПТУ 180.90.10	6	100	шт

Окончание таблицы

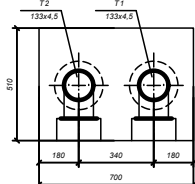
Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Прим е- чание
34	То же	ПТУ 100.60.8	1	70	шт
35	То же	Опорная подушка ОП 2	12	13	шт
36	То же	ОП 1	72	10	шт
37		Кирпичная кладка	2,66		м ³
<u>Тепловые камеры:</u>					
38	ГОСТ 13579-78	Блоки ФБС. Стены камер	61,1	640	м ³
	12.4.6-Т				
39	Бетон В 15	Местные заделки	4		м ³
40	Битум за 2 раза	Гидроизоляция камер	218		м ²
41	Бетон В 15	Отмостка люков	3,6		м ³
42	с.3.900.1-14	Кольцо стеновое КС 7.3	16	130	шт
43	То же	Кольцо опорное КО 6	16	50	шт
44	ГОСТ 3634-89	Люк типа Л	16	152	шт
45	Бетон В 15	Днище камер, h=200 мм	7,11		м ³
46	Бетон В 7.5	Подготовка, h=100 мм	6		м ³
47	Ст. ø16 А1	Скобы ходовые	160		шт
48	с.3.006.1-8	Плита перекрытия камер			
		ПТО 150.180.14	12	800	шт
49	То же	ПТО 150.150.12	4	520	шт
51	То же	Плита перекрытия доборная			
		ПТ 75.180.14	4	450	шт
52	То же	ПТ 75.150.12	8	330	шт
53	То же	Балка Б4	4	500	шт
54	То же	Балка Б12	1	2140	шт
<u>Неподвижные опоры:</u>					
55	Бетон В 15	Монолитные вставки	5,33		м ³
56	Бетон В 7.5	Подготовка, h=100	1,48		м ³
57	с.3.900.1-14	ПТ 75.90.10	17	120	шт
58	То же	ПТ 75.60.8	1	85	шт
<u>Дренажные колодцы:</u>					
59	с.3.900.1-14	Плита днища ПН 20	2	1480	шт
61	То же	Кольцо стеновое КС 20.9	4	1480	шт
64	То же	КС 7.9	6	380	шт
65	То же	Кольцо опорное КО 6	2	50	шт
66	То же	Плита перекрытия			
		1ПП 20-1	2	1138	шт
68	ГОСТ 3634-89	Люк типа Л	2	152	шт
69	Бетон В 15	Отмостка люков	0.45		м ³

План сетей
М 1 : 500

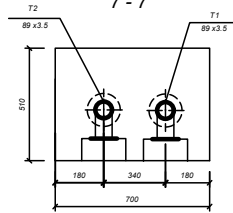


Сечения

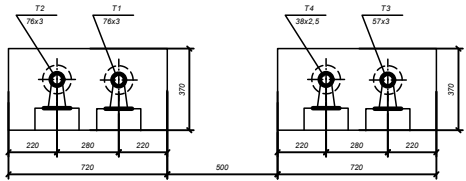
1 - 1



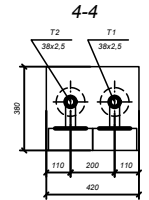
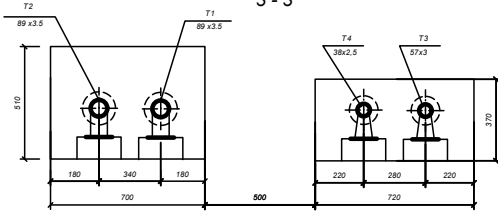
7 - 7



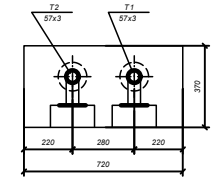
5 - 5



3 - 3



6 - 6



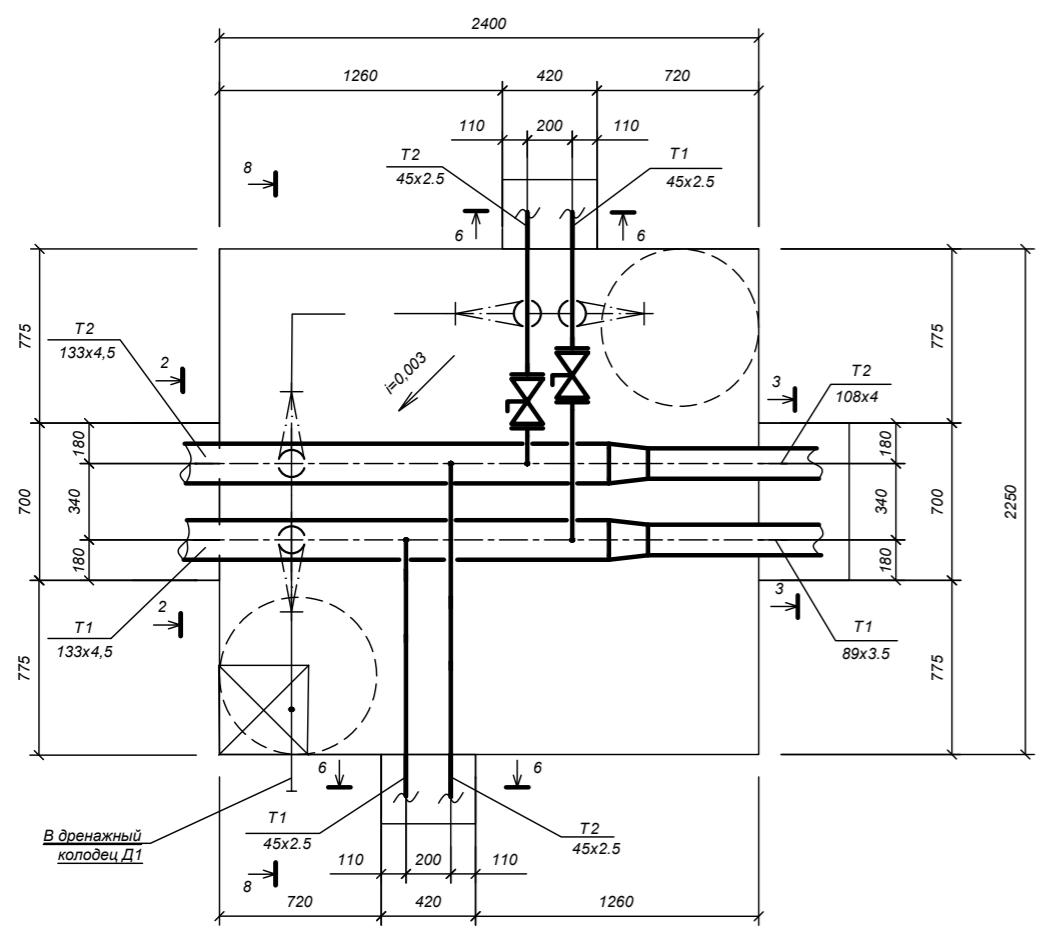
Тепловые нагрузки

Поз	Наименование потребителя	Расчетный тепловой поток, МВт			
		Q _{от} ах	Q _{от} вх	Q _{от} ах	Q _с
1	1 эт. склады	0.23	0.1	-	0.33
2	1 эт. ДОЦ	0.25	0.15	-	0.4
3	3 эт. АБК	0.35	0.3	0.4	0.65
4	2 эт. цех сборки узлов	0.28	0.12	-	0.4
5	2 эт. проходная	0.12	-	-	0.12
6	2 эт. окрасочный цех	0.11	0.21	-	0.32
7	1 эт. окрасочный участок	0.15	0.21	-	0.36
8	2 эт. РМЦ	0.25	0.12	-	0.37
9	1 эт. гараж	0.15	0.22	0.1	0.47
Итого:		1.89	1.43	0.5	3.82

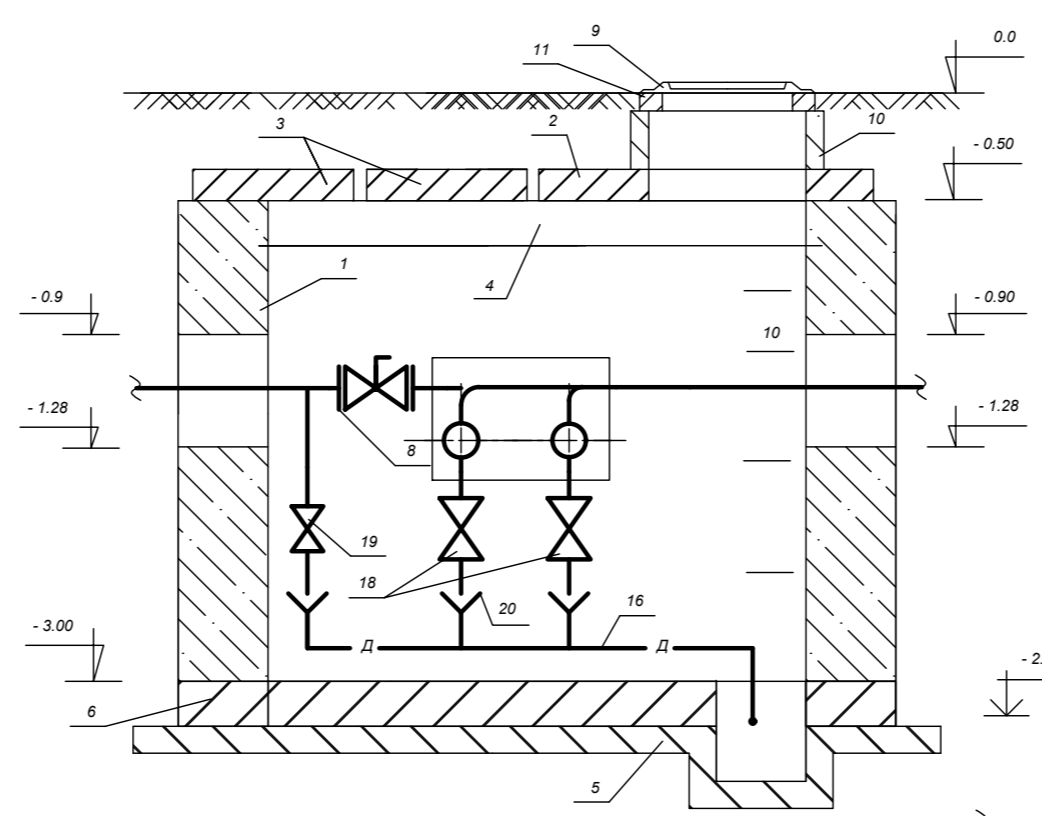
		БР - 08.03.01.00.05 2020 - ТС			
		Сибирский федеральный университет			
		Инженерно-строительный институт			
		Сети централизованного теплоснабжения промышленной цеха базы ЖХК в Красноярске			
Листов:	Листов:	Листов:	Листов:	Листов:	Листов:
Конкул:	Целище:	Олеина:	Сав.кар:	У	1
Рукоп:	Олеина:	Сав.кар:	Мельникова:	И	8
		План сетей. Сечения		Каф. ИСЗС	

Спецификация

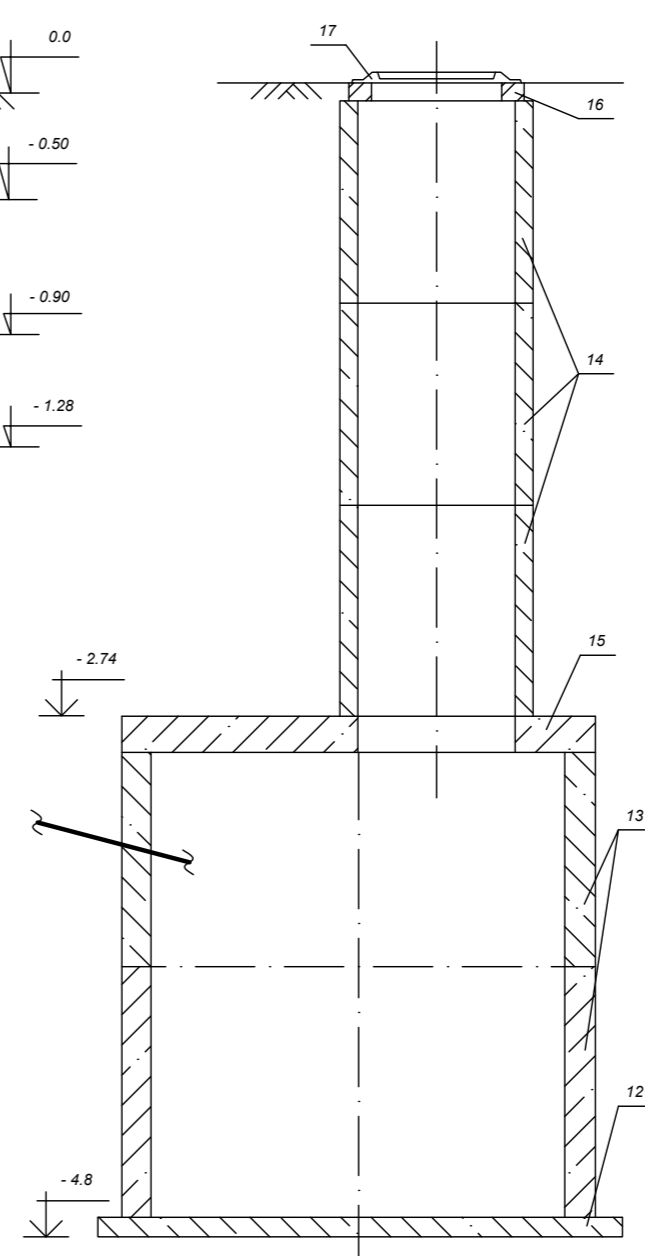
УТ 1 (тип 4)



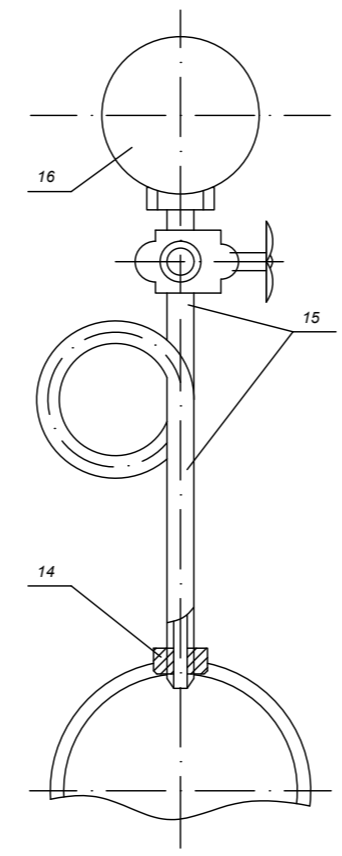
8 - 8



Колодец Д1

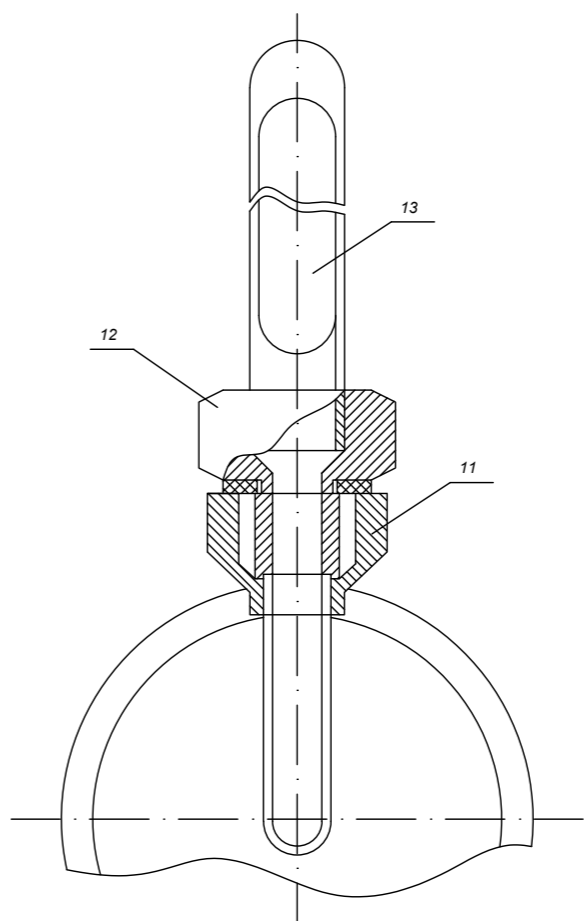


Установка манометра

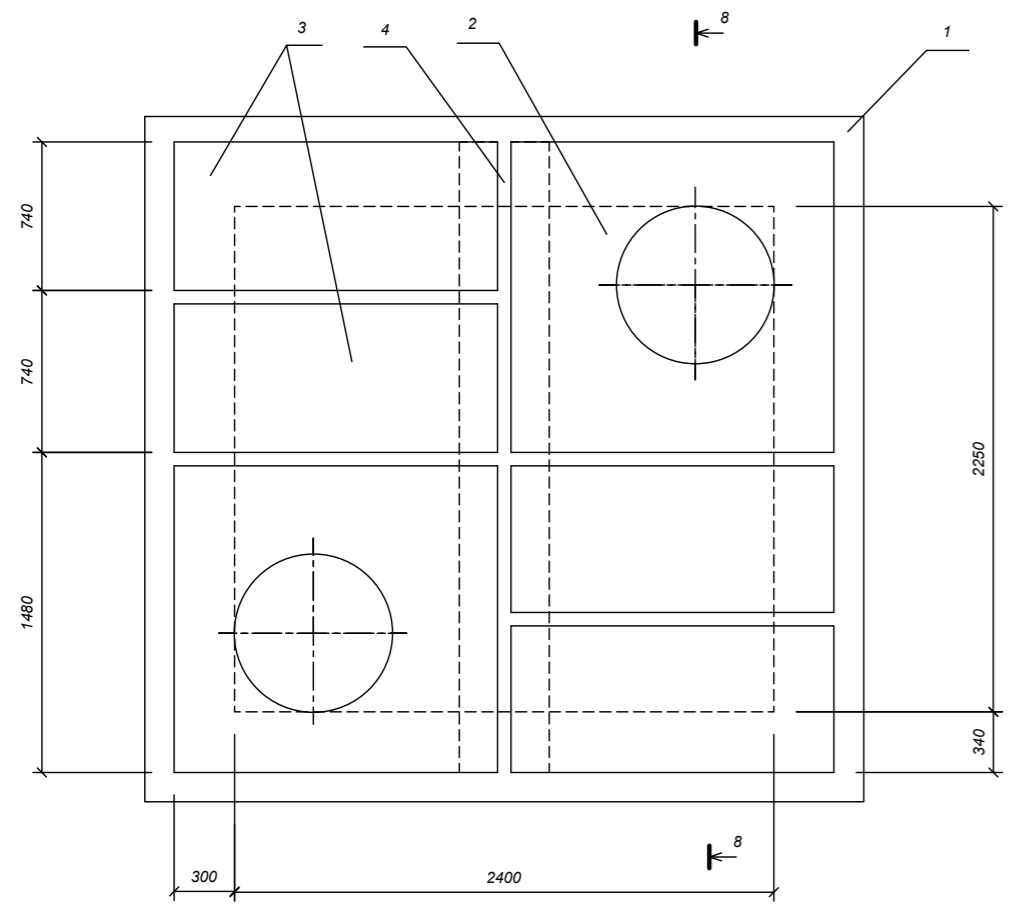


Отборное устройство: успокоительная трубка Перкинса; трехходовой манометрический кран.

Установка термометра



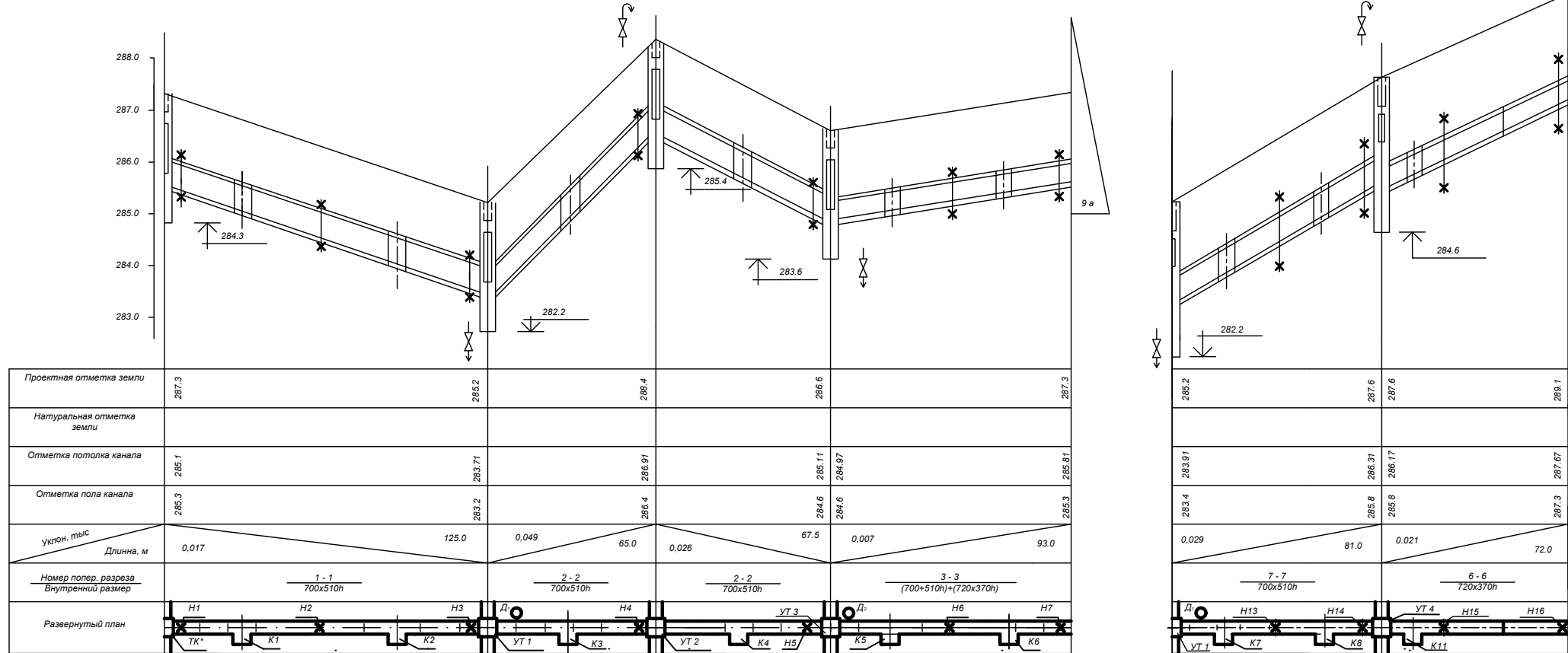
План перекрытия камеры УТ 1 (тип 4)



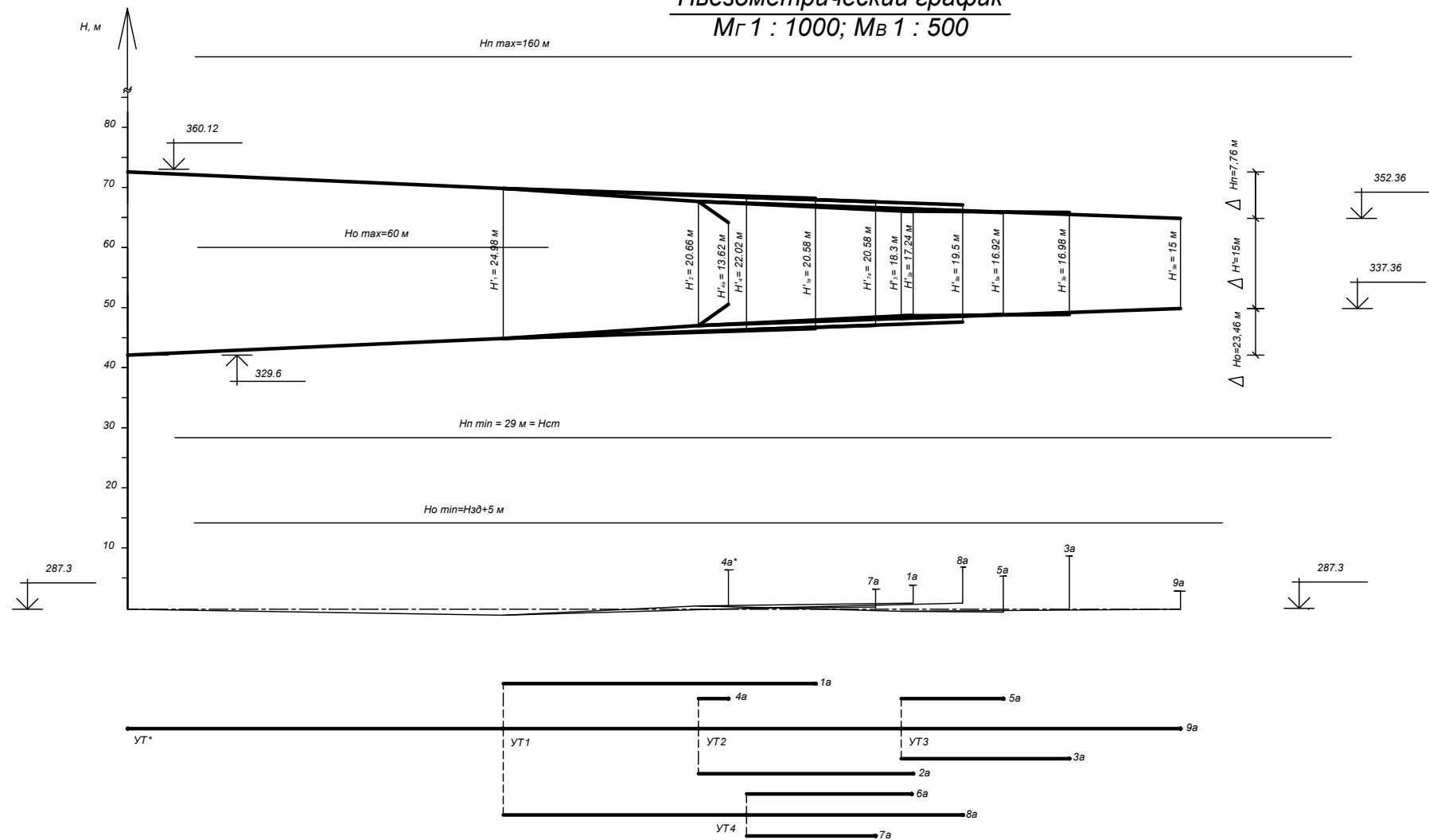
Марка	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг	Примечание
Спецификация на УТ 1					
	133x4.5 ГОСТ 10704-91	1. Труба стальная электросварная d, 125, м	5	14,26	
	108x4	2. То же d, 100, м	2	7,4	
	57x3	3. ———— d, 50, м	2	4	
	89x3.5	4. ———— d, 80, м	2	2,2	
	57x3 ГОСТ 3262-75*	5. Труба стальная оцинкованная d, 50, м	-	4	
	38x2.5	6. То же d, 32, м	-	2,2	
	DZT	7. Кран стальной шаровой Р,16, d,80, шт	-	15	
		8. То же d, 50, шт	2	8,95	
		9. ———— d, 40, шт	-	5,2	
	ГОСТ 17378-77	10. Переход стальной сварной 125x100, шт	2	1	
t*	ЗКЧ-1-87 УСТ. 7	11. Бобышка, шт	2		КИП
	ГОСТ 3029-75	12. Оправа защитная под термометр, шт	2		КИП
	ГОСТ 2823-73*	13. Технический стеклянный термометр, 0-160, шт	2		КИП
p	ЗКЧ-46-76	14. Закладная, шт	2		КИП
	16-225 П	15. Отборное устройство, шт	2		КИП
	ТУ 36.1258-76	16. Манометр 170-16, шт	2		КИП
	МПЧ-У	17. Дренажная труба, м	9	5,4	
Установка дренажа в узле УТ 1:					
	76x3 ГОСТ 10704-76	17. Дренажная труба, м	9	5,4	
	15с 22нж 1	18. Вентиль стальной запорный фланцевый Р,16, d, 40, шт	2	15	
		19. То же d, 25, шт	2	13	
		20. Бачек для разрыва струи	4		
Строительные конструкции:					
	ГОСТ 13579-78	1. Блок фундаментный для стен камеры, шт	38	640	
	ФБС 12.4.6-Т	2. Плита перекрытия, шт	2	520	
	с.3.006.1-8 В.02 ПТО 150.150.14	3. Плита перекрытия добротная, шт	4	330	
		4. Балка, шт	1	500	
		5. Кольцо опорное, шт	2	50	
		6. Кольцо стеновое, шт	2	380	
	ГОСТ 3634-89	7. Люк типа Л, шт	2	152	
	Бетон В15	8. Днище камеры h=200 мм, м ³	1,08		
	Бетон В7,5	9. Подготовка h=100, м ³	0,54		
	Ст. Ø16 А1	10. Скобы ходовые, шт	28	2,1	
	Бетон В15	11. Отмостка люков, м ³	0,6		
Дренажный колодец Д1:					
	с.3.900.1-14 ПН 20	12. Плита днища, шт	1	1480	
		13. Кольцо стеновое, шт	2	1480	
		14. То же, шт	3	380	
		15. Плита перекрытия, шт	1	1380	
		16. Кольцо опорное, шт	1	50	
	ГОСТ 3634-89	17. Люк типа Л, шт	1	152	
	Бетон В15	18. Отмостка люков, м ³	1		

БР - 08.03.01.00.05 2020 - ТС				
Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт				
Разраб.	Панов	Сети централизованного теплоснабжения транспортного цеха базы ЖКХ г. Красноярск	Стадия	Лист
Консул.	Целищев		У	3
Руков.	Оленев	Узел трубопровода УТ 1.		5
Н. контр.	Целищев	Спецификация. КИП		
Зав. каф.	Матюшенко			
			Каф. ИС3иС	

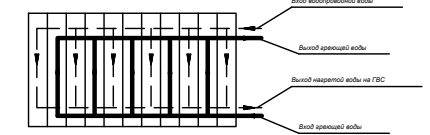
Профили сетей
МГ 1 : 1000; МВ 1 : 50



Пьезометрический график
МГ 1 : 1000; МВ 1 : 500

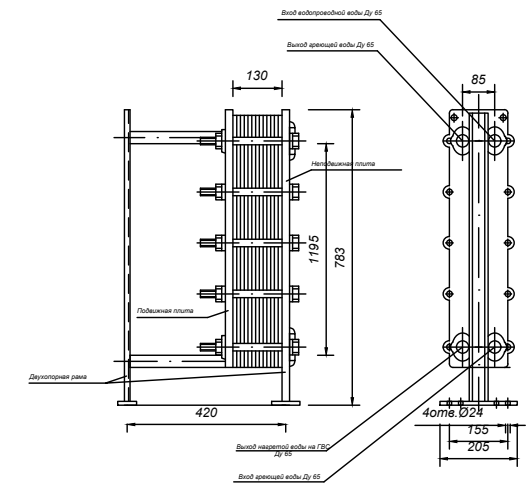


Симметричная компоновка пластин в пакете Сх 5/6



Теплообменник (исполнение 2)
Р 0,3р-0,8-14,7-2к-01-10

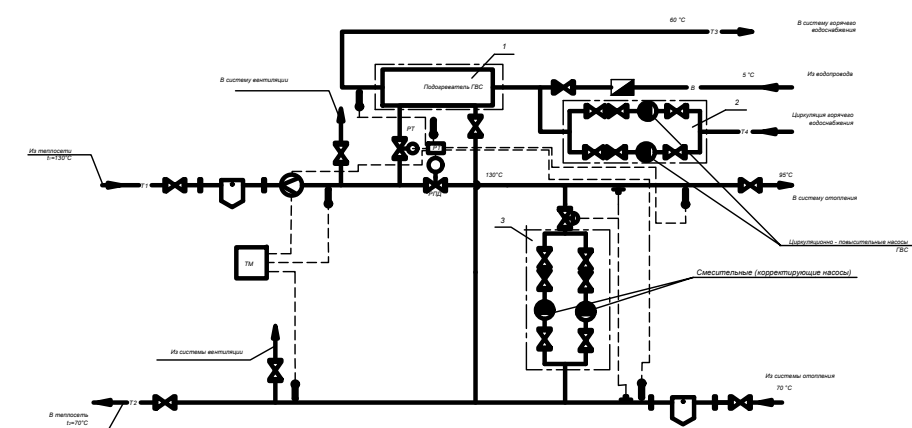
$$Сх \frac{5+5+5+5+5}{6+5+5+5+5}$$



Сравнение теплообменников

Наименование	Габариты, мм	Вес, кг	Потери давления ΔР, кПа напорной арматуры
Пластинчатый водоподогреватель Р 0,3р-0,8-14,7-2к-01-10 ГОСТ 15518	1565x840x310	436	39 87
Кожухотрубный водоподогреватель ПВ 76x4-1,0-РГ-7-УЗ ГОСТ 27590-88	4265x1200x200	446	304 85

Схема МТП (абонент №9)



Экспликация оборудования МТП

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
К1	Теплообменник водопроводной пластинчатый Р 0,3р - 0,8 - 14,7- 2к - 01 - 12	1	F = 14,7 м²; n=52 пластины
К2	Насос циркуляционно-повысительный ГВС К 50 - 32 - 125 (В/18);	2	G = 12,5 м³/ч; H = 20 м
К3	Насос корректирующий (подмешивающий)	2	

БР - 08.03.01.00.05 2020 - ТС

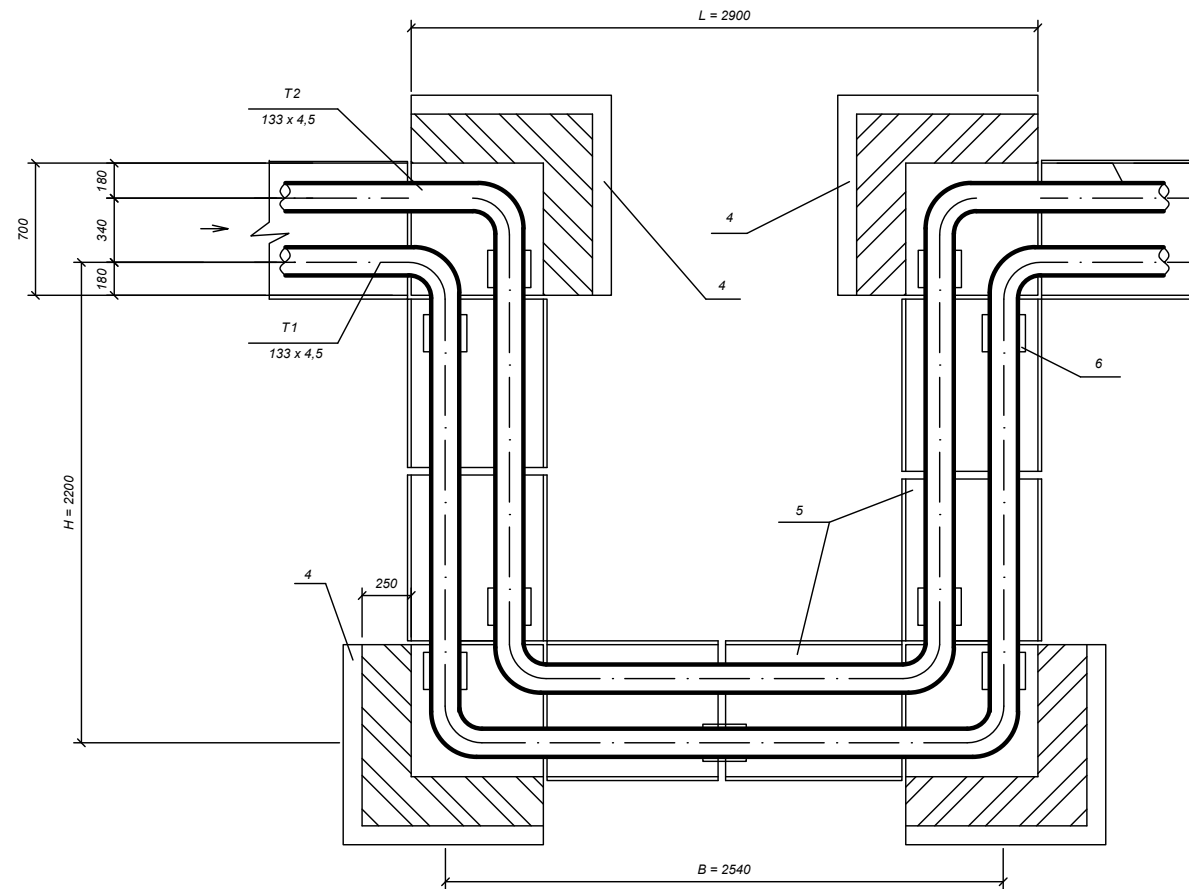
Сибирский федеральный университет
Инженерно-строительный институт

Сети централизованного теплоснабжения транспортного цеха базы ЖХХ г. Красноярск

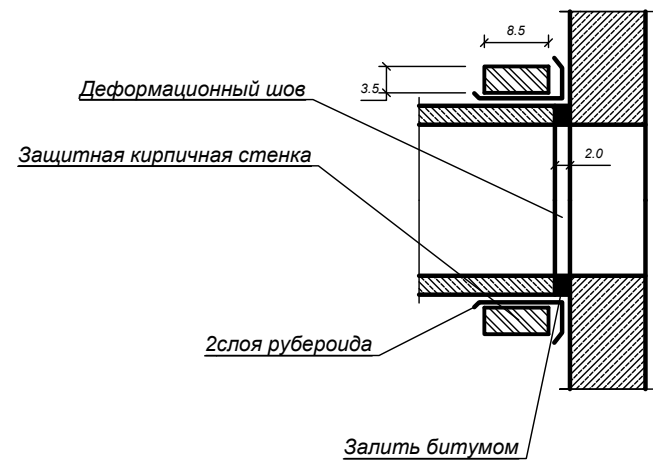
Продольные профили сетей.
Пьезометрический график.
Схема МТП

Каф. ИС3иС

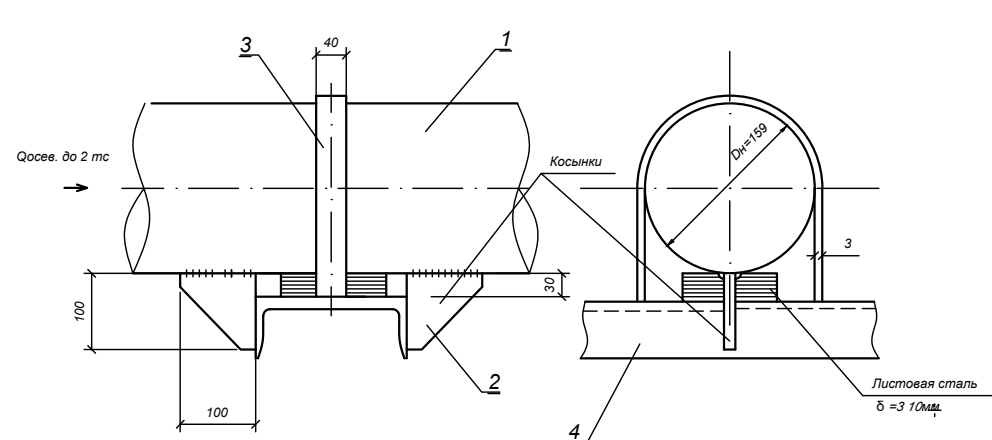
Компенсаторная ниша К 1



Узел примыкания канала к тепловой сети

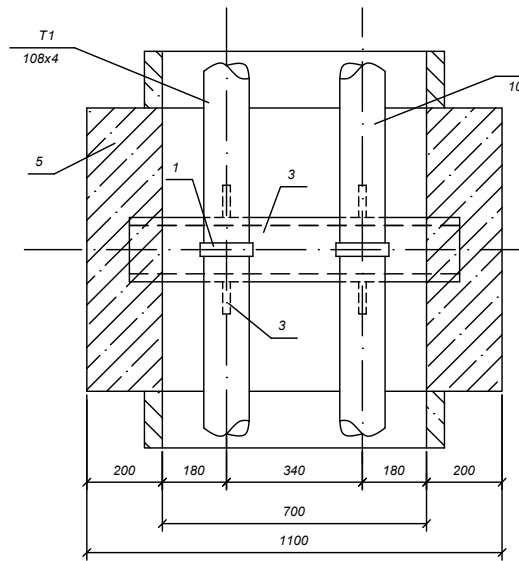
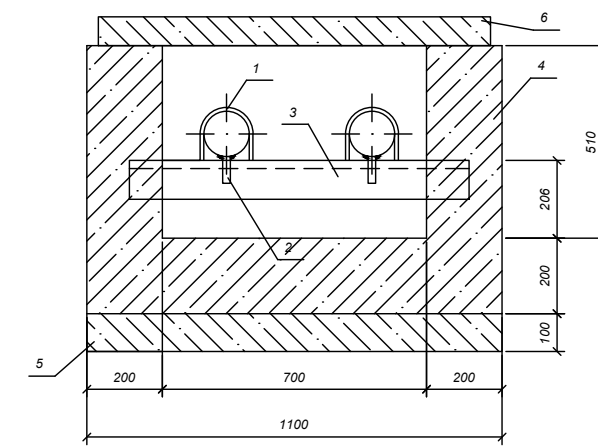


Хомутовая неподвижная опора 125 Т3.08



Опорная подушка ОП 2

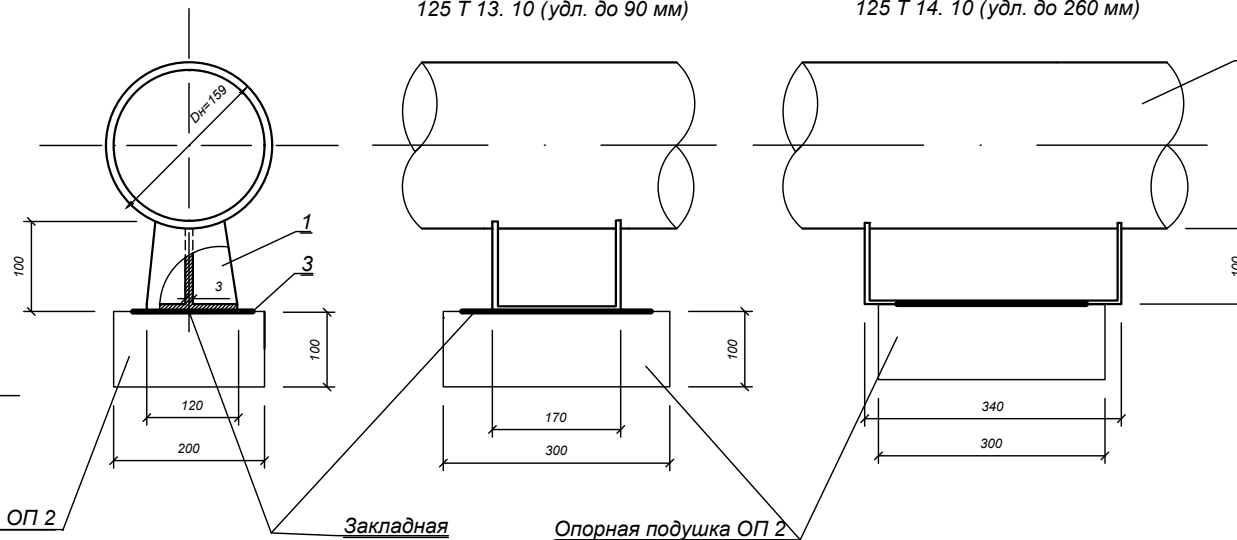
Монолитная вставка неподвижной опоры Н4-Н5



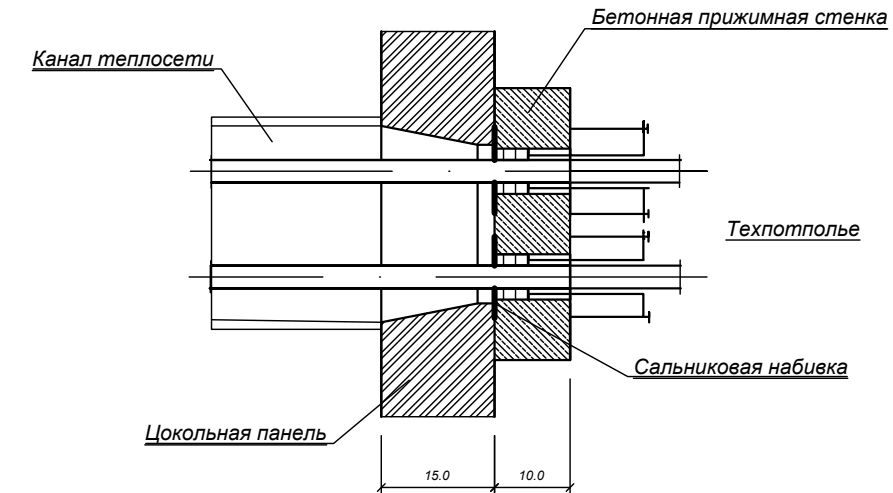
Скользкие опоры 125 Т13 (14)

125 Т 13. 10 (удл. до 90 мм)

125 Т 14. 10 (удл. до 260 мм)



Ввод теплосети в здание (Газонепроницаемый сальник ГС 25 - 80)



Спецификация

Марка	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг	Примечание
Компенсаторная ниша К1					
	133x4,5 ГОСТ 10704-91	1. Труба d, 125, м	18	17,15	
	90°133x4,5 ГОСТ 17375-77	2. Отвод d, 125, шт	8	17,0	
	125Т13.10	3. Скользящая опора, шт	8	1,25	
	Серия 3.006.1-8				
	ПДУ 110.120.12	4. Плита днища, шт	4	390	
	ЛК 75.90.60	5. Лоток доборный, шт	6	280	
	ОП 2	6. Опорная подушка, шт	8	13	
Опора неподвижная хомутовая 125 Т3.08					
	133x4,5 ГОСТ 10704-91	1. Труба d, 125, м	1	14,26	
	Ст 2 ГОСТ14637-69	2. Упор, шт	2	0,45	
	Ст 2 ГОСТ14637-69	3. Хомут 3x40 мм, м	1		
	ГОСТ 8240-72	4. Балка неподвижной опоры - швеллер №18, шт	1	19,56	
Опора скользящая					
	125 Т13.10	1. Скользящая опора, шт	1	2,25	
	133x4,5 ГОСТ 10704-91	2. Труба d, 125, м	1	14,26	
	СТ 2 ГОСТ 14637-69	3. Закладная, шт	1		
	Серия 3.006.1-8				
	ОП 2	4. Опорная подушка, шт	2	13	
Газонепроницаемый сальник					
	7219-88/95.1 ИМ	1. Газонепроницаемый сальник			
	ГС 25...80, шт		2		
	ГОСТ 5152-84Е	2. Сальниковая набивка- кольца			
	АПП	асбеста			
Монолитная вставка неподвижной опоры					
	108 x 4 ГОСТ 10704-96	1. Труба Ду 100, м	1,5	10,26	
	Серия 4.903.10 вып. 4				
	100 Т3.07	2. Неподвижная опора, шт	2	1,1	
	ГОСТ 8240-72	3. Балка неподвижной опоры - швеллер № 18, l=1200 мм, шт	1	19,56	
	В 15	4. Бетон. Монолитная вставка, м³		0,32	
	В 7,5	5. Бетон. Подбетовка, м³			
	Серия 3.006.1-8	6. Плита перекрытия лотка доборная, шт	1	120	
	ПТ 75.90.10				

БР - 08.03.01.00.05 2020 - ТС				
Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт				
Разраб.	Панов	Сети централизованного теплоснабжения транспортного цеха базы ЖХХ г. Красноярск	Стадия	Лист
Консул.	Целищев		У	5
Рукоев.	Оленев	Компенсаторная ниша К1. Вставка опоры Н1		
Н. контр.	Целищев	Опоры. Сальник.		
Зав. каф.	Матюшенко			Каф. ИС3иС

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

« 7 » 7 20 20 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА


08.03.01.00.05 Теплогазоснабжение и вентиляция

код и наименование специализации

Сети централизованного теплоснабжения
транспортного цеха базы ЖКХ г. Красноярск

тема

Руководитель



подпись, дата

Доцент к.т.н. кафедры ИСЗиС И.Б. Оленёв

должность, ученая степень

инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

М.И. Панов

инициалы, фамилия

Консультант:


подпись, дата

А.В. Целищев

инициалы, фамилия

Красноярск 2020