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

АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ
(институт)

«Теплогазоснабжение, вентиляция, водоснабжение и водоотведение»
(кафедра)

270800.62 (08.03.01) «Строительство»
(код и наименование направления подготовки, специальности)

«Теплогазоснабжение и вентиляция»
(наименование профиля, специализации)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

на тему г. Сызрань. р-н Монгора. Реконструкция теплоснабжения.

Студент(ка)	А.А. Благодер		
	(И.О. Фамилия)		(личная подпись)
Руководитель	С.А. Анциферов		
	(И.О. Фамилия)		(личная подпись)
Консультанты	А.В. Щипанов		
	(И.О. Фамилия)		(личная подпись)
Нормоконтроль	И.А. Живоглядова		
	(И.О. Фамилия)		(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой к.т.н., доцент М.Н. Кучеренко _____
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)

«_____»_____2016 г.

Тольятти 2016

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

АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ
(институт)
«Теплогазоснабжение, вентиляция, водоснабжение и водоотведение»
(кафедра)

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой ТГВВиВ
_____М.Н. Кучеренко___
(подпись) (И.О. Фамилия)
«____»_____20___г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение бакалаврской работы

Студент Благодер Андрей Анатольевич

1.Тема г. Сызрань. р-н Монгора. Реконструкция теплоснабжения.

2. Срок сдачи студентом законченной выпускной квалификационной работы 10.06.2016

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Фрагмент Генплана р-на Монгора, г. Сызрань; тепловые нагрузки.

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

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

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

6. Консультанты по разделам

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

Руководитель выпускной квалификационной работы _____ (подпись) С.А.Анциферов (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению _____ (подпись) А.А. Благодер (И.О. Фамилия)

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

АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ

(институт)

«Теплогазоснабжение, вентиляция, водоснабжение и водоотведение»

(кафедра)

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой ТГВВиВ

_____ М.Н. Кучеренко___

(подпись) (И.О. Фамилия)

«____»_____20___г.

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

выполнения бакалаврской работы

Студент Благодер Андрей Анатольевич

по теме г. Сызрань. р-н Монгора. Реконструкция теплоснабжения.

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

Руководитель выпускной квалификационной работы _____ (подпись) С.А. Анциферов (И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению _____ (подпись) А.А. Благодер (И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

В работе представлены результаты расчётов по реконструкции теплоснабжения района Монгора г. Сызрань Самарской области, в связи с изменением тепловых нагрузок. Источником тепла является существующая модульная котельная мощностью 12 МВт, расположенной в квартале 1 и подключению к ней жилых и общественных зданий кварталов 1, 2 и резервной магистрали на квартал 3.

Проект теплоснабжения посёлка выполнен на основании утвержденного задания на проектирование.

Представленный дипломный проект состоит из 6 листов графической части и 65 листов пояснительной записки, в которой приведены основные расчеты по теплоснабжению посёлка, разработан раздел организации строительства новой тепловой сети, рассмотрены вопросы охраны труда, автоматизации индивидуального теплового пункта.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 7

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ 8

2 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ОТПУСКА ТЕПЛА 11

2.1 График часового и годового потребления тепла 11

2.2 Выбор метода регулирования и график регулирования отпуска тепла 13

3 ТЕПЛОВАЯ СЕТЬ 15

3.1 Определение расчетных расходов теплоносителя 15

3.2 Конструирование и механический расчет, построение монтажной схемы 17

3.3 Гидравлический расчет 22

3.4 Расчет и подбор тепловой изоляции 28

4 КОТЕЛЬНАЯ 34

4.1 Расчет и подбор котельных агрегатов 34

4.2 Разработка тепловой схемы 35

4.3 Расчет и подбор вспомогательного оборудования 36

5 КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ 39

6 ОРГАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ 42

6.1 Определение объёмов земляных работ 42

6.2 Определение трудоёмкости строительных и монтажных работ 47

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА 48

7.1 Технологическая характеристика объекта 48

7.2 Обеспечение пожарной безопасности технического объекта 49

7.3 Обеспечение экологической безопасности технического объекта 50

ЛИТЕРАТУРА 52

ПРИЛОЖЕНИЯ 54

ВВЕДЕНИЕ

Основным направлением развития теплоснабжения в России на протяжении последних лет являлось теплоснабжение от крупных котельных и теплоэлектроцентралей. Централизованное теплоснабжение имело и имеет ряд преимуществ по сравнению с децентрализованным.

Переход на рыночные отношения остро выявил известные ранее и некоторые новые недостатки централизованного теплоснабжения, что привело в последние десять лет к некоторому увеличению доли децентрализованного теплоснабжения. Однако часть этих недостатков централизованного теплоснабжения является временным явлением. Влияние этих недостатков, органически присущих централизованному теплоснабжению, будут постепенно уменьшаться благодаря техническому прогрессу. В связи с этим теплоснабжение от крупных котельных и теплоэлектроцентралей останется и в будущем основным видом обеспечения теплом различных потребителей.

Строящиеся сети запроектированы с учётом последних разработок в области изоляции и конструирования сетей, что значительно снизит затраты в ходе эксплуатации на ремонт и обслуживание тепловых сетей.

Эффективная работа тепловой сети, ее технико-экономические показатели, во многом зависят от изготовления, монтажа, проведения пусконаладочных работ, а также обслуживания сетей в процессе их эксплуатации.

Основными задачами, которые необходимо решить для достижения поставленной цели являются:

- проектирование участка тепловой сети;
- расчет и подбор котельных агрегатов
- организация монтажных работ;
- безопасность и экологичность технического объекта.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Проект разработан на основании следующих исходных данных:
генплана района Монгора г. Сызрань Самарской области;
проектных тепловых нагрузок на отопление отдельных зданий (Таблица 1.2).

Проектом предусматривается расчёт наружной сети теплоснабжения в связи со сносом ветхого жилья и подключением 22 новых жилых и общественных зданий.

Геологическое строение района: тип грунта – суглинок, грунтовые воды до глубины 25 м, не вскрыты. Рельеф местности спокойный.

Источником тепла является модульная котельная №2, расположенная в 1 квартале, мощностью 12 МВт, Первичный теплоноситель перегретая вода с параметрами:

$T_1 = 110\ ^oC$;

$T_2 = 70\ ^oC$;

Климатологические данные для Самарской области [2]:

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

расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции $t_{р.в}= -17$

продолжительность отопительного периода $n_o = 203$ сут;

расчетная температура внутреннего воздуха $t_{вн}= 18\ ^oC$;

средняя температура в период со среднесуточной температурой воздуха 8°С и менее: $t_{ср.сут.} = -5{,}4^oC$;

температура грунта среднегодовая $t_{гр} = 8{,}9$

В таблице 1.1 приведены данные о продолжительности стояния температур по [7].

Таблица 1.1 – Продолжительность стояния температур.

t° С	Температура наружного воздуха, ^oC

	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	8
n,ч	112	280	478	584	844	997	968	609

В таблице 1.2 приведены максимальные тепловые нагрузки зданий.

Таблица 1.2 – Тепловые нагрузки зданий

№ Дома	Наименование потребителя	Расчетный тепловой поток, МВт				
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего	ГВС, Лето
1	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
2	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
3	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
4	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
5	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
6	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
7	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
8	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
9	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
10	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
11	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
12	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
13	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
14	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
15	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
16	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
17	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
18	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
19	Жилой дом	0,262	0	0	0,262	0,000
	Магазин	0,184	0	0	0,184	0,000
	Правление	0,162	0	0	0,162	0,000
	ЭкоСтрой	0,215	0	0	0,215	0,000
	Склад	0,08	0	0	0,08	0,000
	на квартал 3	2,824	0	0	2,824	0,000
	ИТОГО	**8,443**	**0**	**0**	**8,443**	**0**

Задание на проектирование предписывает подземную прокладку закрытой, двухтрубной тепловой сети в непроходных каналах. Максимальная этаж-

ность застройки – трёхэтажные жилые дома. Система горячего водоснабжения автономная: в квартирах установлены газовые колонки.

Проект разработан на основе следующих исходных данных:

общий расход тепла – 8,443 МВт, в том числе

на отопление – 8,443 МВт,

на горячее водоснабжение – 0 МВт,

на вентиляцию – 0 МВт.

Теплоноситель в системе отопления зданий – вода с параметрами 105-70^{o}С, обеспечивается котельной №2.

2 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ОТПУСКА ТЕПЛА

2.1 График часового и годового потребления тепла

Расчёт и построение графиков зависимости часовых расходов теплоты на отопление от температуры наружного воздуха.

Расчетные расходы теплоты:

на отопление Q_o^p = 8,443 МВт,

Графики часовых расходов теплоты строятся в координатах $Q - t_н$.

Определяются расходы теплоты на отопление в период со среднесуточной температурой наружного воздуха $t_н$ = + 8°С:

$$Q_o = Q'_o \cdot \frac{t_в - t_н}{t_в - t_{н.о.}}; \qquad (2.1)$$

$$Q_o = 8{,}443 \cdot \frac{18-8}{18+30} = 1{,}758\ МВт;$$

Точки, соответствующие значениям Q_o при различных $t_н$, соединяются прямой и получается график часового расхода теплоты на отопление (рисунок 2.1). Результат расчёта Q_o по формуле 2.1 приведён в таблице 2.1.

График часового расхода теплоты на отопление строится путем сложения соответствующих ординат при $t_н$ = +8, -30°С (линия $Q_{сум}$).

Строится график годового расхода теплоты по продолжительности стояния температур наружного воздуха. По [7] находится общая продолжительность отопительного периода для г. Самары n_o = 4872 ч. Продолжительность стояния температур наружного воздуха (в часах) с интервалом 5°С в течение отопительного периода приведена в таблице 1.1.

График годовой тепловой нагрузки строится на основании графика суммарных часовых расходов теплоты в координатах Q-n, (рисунок 2.1).

Таблица 2.1 – Зависимость Q_o от температуры наружного воздуха

$t°\ C$	Температура наружного воздуха, °С							
	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	8
n	112	280	478	584	844	997	968	609
Σn	112	392	870	1454	2298	3295	4263	4872
Q_o	8,44	7,88	7,34	6,83	6,33	5,86	5,41	4,98

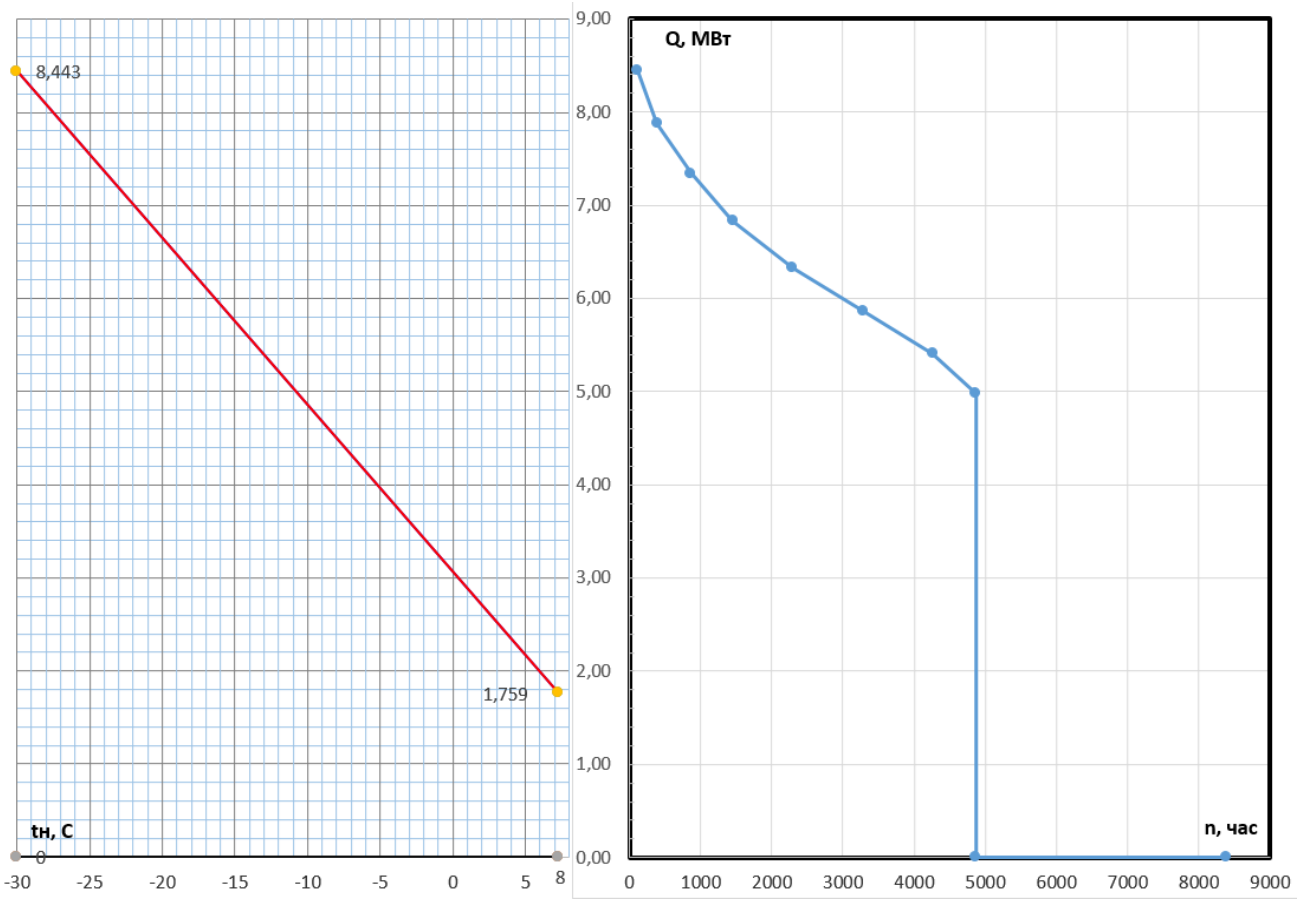


Рисунок 2.1 - График часовых и годовых расходов теплоты на отопление.

2.2 Выбор метода регулирования и график регулирования отпуска тепла

Температура воды в подающей и обратной магистралях в течение отопительного периода, т.е. в диапазоне температур наружного воздуха +8…-30°С:

$$\tau_{1,0} = t_в + \Delta t' \left(\frac{t_в - t_н}{t_в - t_{н.о}} \right)^{0,8} + (\Delta\tau' - 0,5\theta') \frac{t_в - t_н}{t_в - t_{н.о}}, \ ^oC; \quad (2.2)$$

$$\tau_{2,0} = t_в + \Delta t' \left(\frac{t_в - t_н}{t_в - t_{н.о}} \right)^{0,8} - 0,5\theta' \frac{t_в - t_н}{t_в - t_{н.о}}, \ ^oC; \quad (2.3)$$

где «штрих» означает, что значения величин взяты при $t_{р.о}$;

$\Delta t'$ – температурный напор нагревательного прибора, при расчетной температуре воды в системе отопления $\tau_3' = 105^oC$, $\tau_{2,0}' = 70^oC$;

$$\Delta t' = \frac{\tau'_3 + \tau_{2,0}}{2} - t_в; \quad (2.4)$$

$$\Delta t' = \frac{105 + 70}{2} - 18 = 69,5^oC$$

$t_н$ – температура наружного воздуха, °С;

$\Delta\tau'$ – расчетный перепад температур воды в тепловой сети,

$$\Delta\tau' = \tau'_{1,0} - \tau'_{2,0}; \quad (2.5)$$

$\Delta\tau' = 110 - 70 = 40^oC$;

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

$$\theta' = \tau'_3 - \tau'_{2,0}; \quad (2.6)$$

$\theta' = 105 - 70 = 35^oC$;

Задаваясь различными значениями $t_н$ в пределах от +8 до –30 °С, определяется $\tau_{1,0}$ и $\tau_{2,0}$. полученные результаты сводятся в таблицу 2.2. например при +8°С

$$\tau_{1,0} = 18 + 69,5\left(\frac{18 - 8}{18 + 30} \right)^{0,8} + (40 - 0,5 \cdot 35) \frac{18 - 8}{18 + 30} = 42,5, \ ^oC;$$

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

По вычисленным значениям $\tau_{1.0}$ и $\tau_{2.0}$ строится отопительно-бытовой температурный график $\tau_{1.0} = f(t_{от})$ и $\tau_{2.0} = f(t_{от})$ (рис. 2.2).

Таблица 2.2 – Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах в зависимости от температуры наружного воздуха

Температура наружного воздуха $t_н$, ^{0}C / Температура сетевой воды, ^{0}C	8	5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30
$\tau_{1,0}$	42,5	48,5	58,1	67,4	76,3	85,0	93,5	101,8	110,0
$\tau_{2,0}$	34,2	37,7	43,1	48,2	52,9	57,5	61,8	66,0	70,0

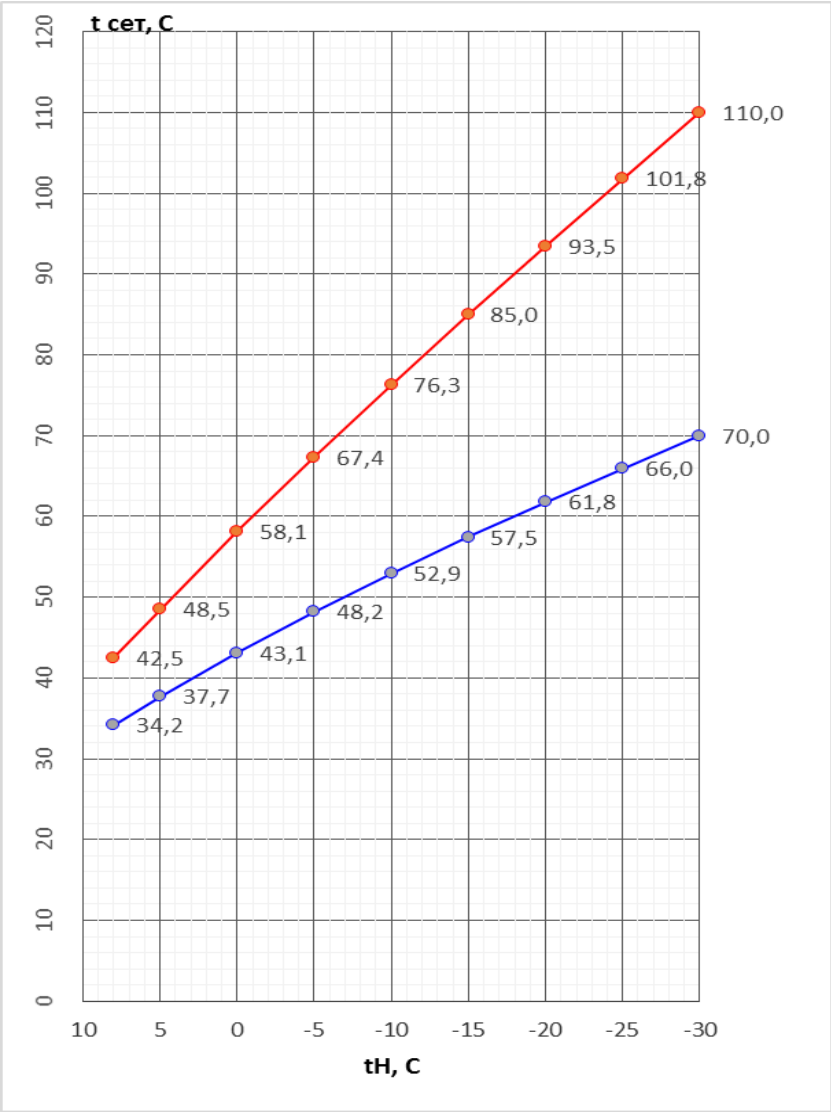


Рисунок 2.2 - Отопительный температурный график

3 ТЕПЛОВАЯ СЕТЬ

3.1 Определение расчетных расходов теплоносителя

Согласно техническому заданию запроектирована двухтрубная система теплоснабжения. Требуется определить только расходы сетевой воды на отопление, т.к. горячее водоснабжение осуществляется от газовых колонок.

Расчет ведется в соответствии по методике, приведённой в [10-12], с учётом требований [1] и других нормативных документов [26-28].

Расчетные расходы сетевой воды на отопление определяются по формуле:

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

где Q_o –максимальный тепловой поток на отопление, кВт;

$\tau'_{1,0}$ - $\tau'_{2,0}$ – расчетный перепад температур сетевой воды в подающей и обратной магистралях при $t_{р.о.}$

с – удельная теплоемкость воды, с = 4,19 кДж/кг°К.

Для каждого из жилых домов 1–19 расчетные расходы сетевой воды на отопление составляют

$$G_o = \frac{3{,}6 \cdot 0{,}262}{4{,}19(110 - 40)} = 5{,}63, \text{ т/ч},$$

Аналогично рассчитываются расходы сетевой воды на магазин, правление, контору ООО «ЭкоСтрой», склад. Полученные в результате расчетов данные приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расчетные расходы сетевой воды

№ Дома	Наименование потребителя	Расчетный расход сетевой воды, т/ч			
		на отопление	на вентиляцию	на горячее водоснабжение	Суммарный расход
		G_o^p	$G_в^p$	$G_{гв}$	$G_{сум}$
1	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
2	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
3	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
4	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
5	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
6	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
7	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
8	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
9	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
10	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
11	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
12	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
13	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
14	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
15	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
16	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
17	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
18	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
19	Жилой дом	5,63	0,00	0,00	5,63
	Магазин	3,95	0,00	0,00	3,95
	Правление	3,48	0,00	0,00	3,48
	ООО «ЭкоСтрой»	4,62	0,00	0,00	4,62
	Склад	1,72	0,00	0,00	1,72
	на квартал 3	60,66	0,00	0,00	60,66
	ИТОГО	**181,35**	**0,00**	**0,00**	**181,35**

3.2 Конструирование и механический расчет тепловой сети, построение монтажной схемы

При выборе способа прокладки тепловых сетей выполнены рекомендации [1], [10-12]. Исходя из указанных местных условий застройки, расположения дорог и коммуникаций принята подземная двухтрубная прокладка трубопроводов в непроходных каналах марки КЛ90-45, КЛ60-45 [6].

При ширине каналов, не превышающей 2,4 м, и массе до 1,6 т лотки изготавливаются длиной 3000 мм, плоские плиты – длиной 3000 мм.

Дно каналов укладывают с уклоном не менее 0,002 в сторону теплофикационных камер, где устроены приямки для сбора воды. Спуск воды осуществляют в дренажные колодцы, собранные из ж/б колец КС-15-10 с последующим ее отводом в систему канализации.

По трассе тепловых сетей в местах установки запорной арматуры, спускников и воздушников запроектированы теплофикационные камеры. Камеры изготовлены из сборных железобетонных конструкций: железобетонные стеновые блоки и ребристые плиты перекрытия. Переход труб с большого диаметра на меньший осуществляется только в теплофикационных камерах.

Для опирания трубопроводов предусмотрены подвижные опоры скользящего типа. Расстояние между подвижными опорами принято в зависимости от диаметра трубопровода [6]: для трубопроводов условным диаметром 159мм – 4,5м; 108 мм – 4,0 м; 89 мм – 3,5 м; 57 – 3,5 м; 45 – 3 м; 38 – 3 м. В качестве неподвижных опор трубопроводов, запроектированы лобовые двухупорные опоры с защитой от электрокоррозии по ГОСТ 30732-2006.

Трубопроводы проектируемой системы теплоснабжения относятся к IV категории. В соответствии с этим для тепловых сетей запроектированы стальные электросварные прямошовные трубы по ГОСТ 10704-91 из стали марки В-20 по ГОСТ 1050-74** диаметрами: 38х2,5; 45х2,5; 57х2,5; 89х3,5; 108х4,0; 159х4,5 мм с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной полиэтиленовой оболочкой по ГОСТ 30732-2006.

Для углов поворота применены отводы крутоизогнутые 90º по ГОСТ 17375-83 из стали 20 заводского изготовления Т 50 серии 4.903-10 выпуск 1. Ответвления трубопроводов запроектированы по ГОСТ 17376-83 заводского изготовления Т 90 серии 4,903-10 выпуск 1.

При изменении диаметра трубопроводов применены переходы сварные листовые концентрические по ГОСТ 17378-83 из стали 20 заводского изготовления Т 57 серии 4.903-10, выпуск 1.

В качестве запорной и спускной арматуры запроектированы стальные шаровые краны КШТ в соответствии с каталогом «Баломакс».

Для компенсации температурных удлинений использованы участки с самокомпенсацией - участки трубопроводов с поворотом на 90º -120º, и гнутые П-образные компенсаторы. На участках самокомпенсации расстояние между неподвижными опорами не должно превышать 60% от указанных расстояний.

Компенсирующая способность П-образного компенсатора – это способность к деформации под действием теплового удлинения труб в пределах допустимых изгибающих напряжений. Тепловое удлинение трубопровода Δl между двумя неподвижными опорами вызывает изгиб и спинки компенсатора. Вылет, смещается на величину $\Delta l/2$, а спинка – на величину. При этом на внешней стороне спинки возникают напряжения, а на внутренней - сжимающие.

Полное тепловое удлинение трубопровода определяется по формуле, мм:

$$\Delta l = \sqrt{\Delta lx^2 + \Delta ly^2} \qquad (3.2)$$

Для симметричных относительно оси Y участков теплопровода (П-образные компенсаторы), тепловое удлинение в направлении оси Y принимается равным нулю, т.е. $\Delta l_y = 0$. Полное тепловое удлинение в этом случае $\Delta l = \Delta l_x$.

Для безаварийной работы тепловой сети П-образные компенсаторы рассчитываются на максимальное удлинение теплопроводов, т.е. при расчёте температура теплоносителя принимается максимальной, а температура окружающей среды – минимальной.

Полное температурное удлинение расчетного участка трубопроводов между неподвижной опорой Н и УТ определяется по формуле:

$$\Delta l = \alpha L(\tau - t_o)\ , \text{мм}, \qquad (3.3)$$

где α- средний коэффициент линейного расширения стали при нагреве от 0 до τ, $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ 1/°С.

τ- расчетная температура воды в трубопроводе, °С; принимаемая для подающего трубопровода τ=110°С [2, п.7.34], для обратного τ=70°С.

t_o- расчетная температура воздуха для проектирования системы отопления t_o= - 30°С.

Для подающего и обратного трубопроводов отопления запроектирована предварительная растяжка П-образных компенсаторов. Тогда расчетное температурное удлинение трубопроводов для определения размеров П-образных компенсаторов определяется по формуле

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

где ε- коэффициент, учитывающий релаксацию компенсационных напряжений и предварительную растяжку компенсатора в размере 50% полного температурного удлинения Δ*l*; принимаем, согласно [6], ε=0,5.

Результат расчёта П-образных компенсаторов приведены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Расчёт П-образных компенсаторов

№ компра	Ду, м	расстояние между опорами, *L*, м	Тепловое удлинение трубопровода, *Δl*, м	Расчетное тепловое удлинение трубопровода, Δl_p, м	*l*, *м*	l_1, *м*	n_1	n_2	изгибающее напряжение в точке	
									А	В
К-1	0,1	70	0,01176	0,00588	1,1	1,2	1,1	63,6	0,914	29,76
К-2	0,04	50	0,0084	0,0042	0,5	0,8	1,6	100,0	0,788	15,88
К-3	0,08	70	0,01176	0,00588	1	1	1	70,0	0,811	28,38
К-4	0,05	50	0,0084	0,0042	0,5	0,8	1,6	100,0	0,984	19,85
К-5	0,08	70	0,01176	0,00588	1	1	1	70,0	0,811	28,38
К-6	0,05	50	0,0084	0,0042	0,5	0,8	1,6	100,0	0,984	19,85
К-7	0,05	50	0,0084	0,0042	0,5	0,8	1,6	100,0	0,984	19,85

В качестве гибких компенсаторов использованы углы поворота трубопроводов от 90° до 120 °.

Расчетные тепловые удлинения участка трубопровода (мм) в направлении осей *x* и *y* определяют по формулам:

$$\Delta l_x = \alpha \Delta t\ (x_в - x_а); \quad (3.5)$$

$$\Delta l = \alpha \Delta t (y_в - y_а); \quad (3.6)$$

где α - коэффициент линейных расширений, значение коэффициента принято по [6] $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ 1/°С.

Расчет Г- образных участков трубопровода производим по методике [6]. Определяются коэффициенты - n; A;B;C,

$$n = \frac{l_б}{l_м}; \quad (3.7)$$

$$A = \frac{3(n^3 + 4n^2 + 3)}{n(n+1)} \quad (3.8)$$

$$B = \frac{3(3n^3 + 4n + 1)}{n^3(n+1)} \quad (3.9)$$

$$C_{(а)} = \frac{1{,}5(n^3 + 2n^2 + 1)}{n(n+1)} \quad (3.10)$$

$$C_{(б)} = \frac{1{,}5(n^3 + 2n + 1)}{n^2(n+1)} \quad (3.11)$$

$$C_{(с)} = \frac{3(n^2 + 1)}{n(n+1)} \quad (3.12)$$

Рассчитываются силы упругой деформации: P_x и P_y (кН)

$$P_x = A\frac{\alpha E I \Delta t}{10^7 l_м^2} \quad (3.13)$$

$$P_y = B\frac{\alpha E I \Delta t}{10^7 l_м^2} \quad (3.14)$$

Изгибающие компенсационные напряжения определяются по формулам (МПа):

$$\sigma^к_{и(а)} = C_{(а)}\frac{\alpha E D_н \Delta t}{10^7 l_м}; \quad (3.15)$$

$$\sigma^к_{и(б)} = C_{(б)}\frac{\alpha E D_н \Delta t}{10^7 l_м} \quad (3.16)$$

$$\sigma^к_{и(с)} = C_{(с)}\frac{\alpha E D_н \Delta t}{10^7 l_м} \quad (3.17)$$

Результат расчета участков самокомпенсации сведен в табл. 3.3

Таблица 3.3 - Расчет участков самокомпенсации

	La	**Lb**	**n**	**A**	**B**	**Ca**	**Cb**	**Cc**	**Px**	**Py**	**σa**	**σb**	**σc**	**dn**
	м	м							кН	кН	МПа	МПа	МПа	м
УП1	19	28	0,68	13,58	23,03	2,94	5,18	3,85	139,6	236,9	0,01	17,17	0,01	**0,159**
УП2	12	25	0,48	17,03	55,55	3,32	9,11	5,20	219,7	716,7	0,01	40,99	0,02	**0,108**
УП3	13	34	0,38	20,66	100,37	3,83	13,51	6,51	144,1	700,2	0,01	78,98	0,01	**0,089**
УП4	20	32	0,63	14,20	28,31	2,99	5,89	4,11	111,8	223,0	0,00	14,48	0,00	**0,05**
УП11	12	22	0,55	15,49	40,00	3,13	7,35	4,62	258,1	666,5	0,00	18,03	0,01	**0,038**
УП12	7	11	0,64	14,05	27,06	2,98	5,73	4,05	936,5	878,2	0,02	12,22	0,03	**0,045**

Разработана монтажная схема двухтрубной тепловой сети подземных магистральных трубопроводов. На монтажной схеме показаны подающие (справа по ходу движения теплоносителя) и обратные трубопроводы; теплофикационные камеры, где предусмотрены узлы ответвлений трубопроводов.

Продольный профиль тепловых сетей разрабатывается от точки подключения в модульной котельной до; от ТК3 до жилого дома 19 и от ТК2 до жилого дома 2. При разработке продольного профиля учитывается необходимость сокращения расходов на земляные работы. Этому способствует минимально возможное заглубление каналов и теплофикационных камер. Кроме того, при разработке продольного профиля необходимо стремиться к уменьшению расходов на строительно-монтажные работы. Этому способствует уменьшение числа переломов профиля. Ломанный профиль удорожает строительство тепловых сетей и усложняет их эксплуатацию из-за необходимости сооружения дополнительных камер для размещения и обслуживания спускников и воздушников. Продольный профиль тепловых сетей приведен на пятом листе графической части.

Высота камер рассчитывается исходя из размещения в них оборудования и особенностей ответвления трубопроводов. Размеры ж/б конструкция, фасонных частей и арматуры выбирается из сбавочной литературы [6-9]. На рисунке 3.1 представлен разрез тепловой камеры с указанием высотных отметок.

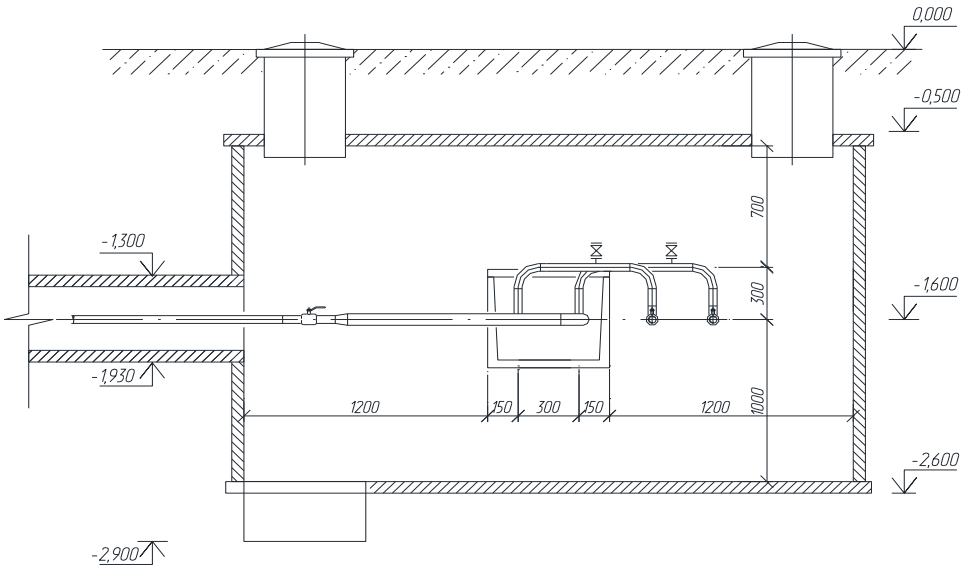


Рисунок 3.1 - Разрез тепловой камеры

3.3 Гидравлический расчет

Перед выполнением гидравлического расчета разрабатывается расчетная схема тепловых сетей. Зная расчетные расходы отдельных участков, находится расход теплоносителя на расчетном участке, длины участков принимаются по генплану участка. Расчетная схема показана на рисунке 3.2.

Предварительно определив диаметры трубопроводов, в результате первого этапа гидравлического расчета, размещают на монтажной схеме неподвижные опоры. Расстояние между неподвижными опорами устанавливается в зависимости от диаметра трубопровода, типа компенсатора, способа прокладки тепловых сетей, температуры и давления теплоносителя [6, 9]. На участке между двумя неподвижными опорами предусматривается П-образный компенсатор. Повороты трассы тепловой сети под углом 90^{o} и 120^{o} используются для самокомпенсации температурных удлинений трубопроводов. Расстояние между неподвижными опорами на участках самокомпенсации принимаются не более 60% от наибольших допустимых расстояний, приведенных в [6, 9], для П-образных компенсаторов.

На всех ответвлениях трубопроводов в теплофикационных камерах установлена запорная арматура и спускная, согласно [8]. Секционирующие задвижки и перемычки между подающими и обратными трубопроводами не предусмотрены из-за небольшого диаметра трубопроводов и небольшой протяженности тепловых сетей [3, п.7.17].

На монтажной схеме обозначены трубопроводы, неподвижные опоры, компенсаторы, места сужения трубопроводов, запорная арматура, дренажи и воздушники, теплофикационные камеры. Монтажная схема тепловых сетей приведена на третьем листе графической части.

В результате второго этапа гидравлического расчета тепловой сети определяются диаметры всех участков теплопроводов, оборудования и запорно-регулирующей арматуры, а также потери давления теплоносителя на всех элементах сети. По полученным значениям потерь давления рассчитываются напоры, которые должны развивать насосы [10, 13]. Результаты гидравлического расчета используются для построения пьезометрических графиков, определения способов подключения потребителей, подбора типов каналов, определения объёмов СМР, стоимости тепловой сети и других целей.

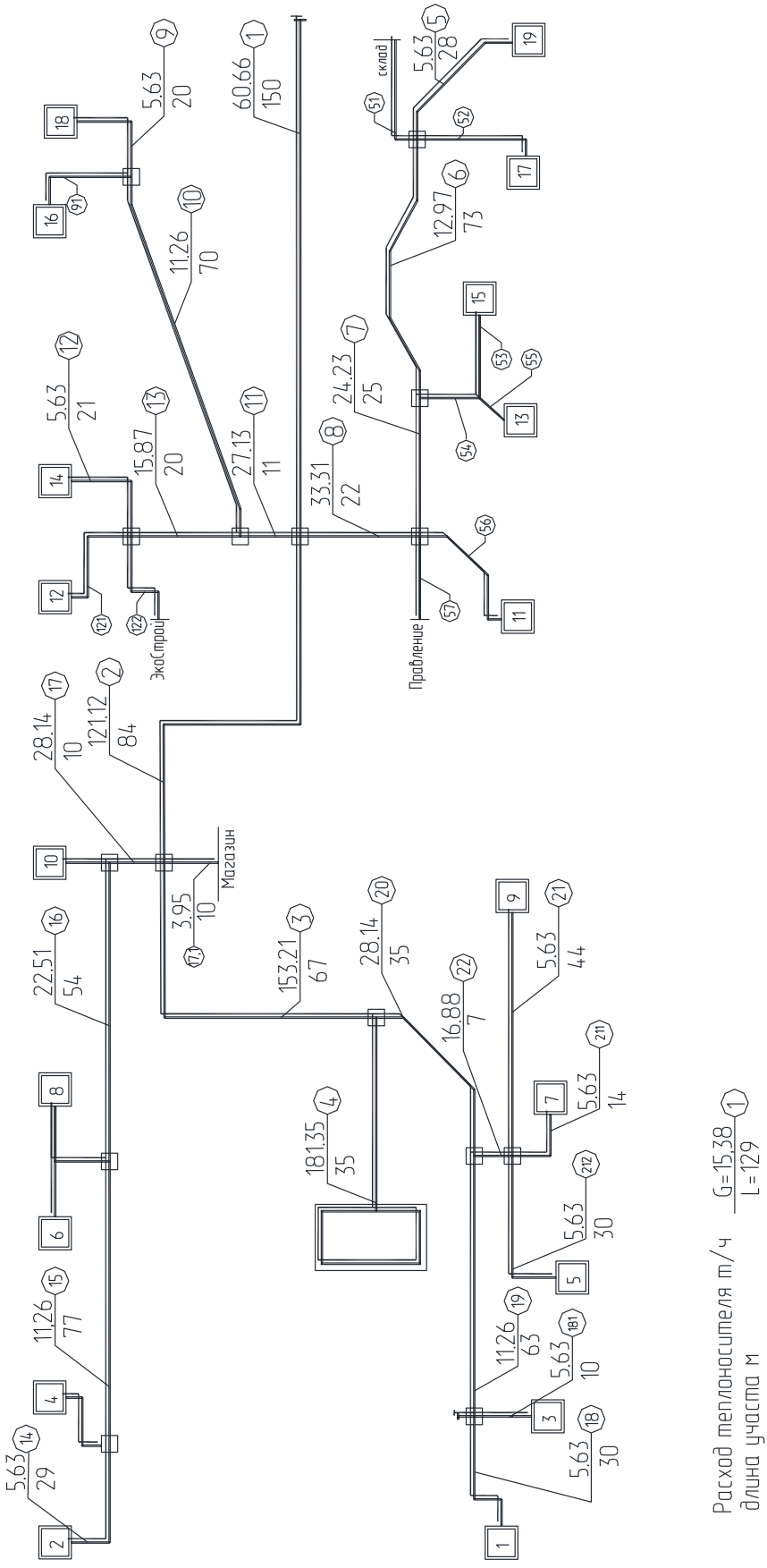


Рисунок 3.2 - Расчетная схема

Потери давления на участках тепловой сети определяются методом удельных потерь давления на трение и приведённых длин.

Для закрытой системы теплоснабжения, где расходы теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах одинаковы, гидравлический расчет выполняется для подающего теплопровода, принимая потери давления в обратном теплопроводе такими же, как и в подающем.

Эквивалентную шероховатость внутренней поверхности труб $k_э$ для трубопроводов систем отопления принимается 0,0005 м [6], скорости движения теплоносителя не должна превышать 3,5 м/с.

Эквивалентная длина для каждого расчетного участка определяется по характеру местных сопротивлений по справочнику [6].

Приведённая длина участка $l_{пр}$ равна сумме длин участка теплопровода по плану и эквивалентной местных сопротивлений $l_э$. Общие потери давления на участке определяются как произведение удельных линейных потерь R на приведённую длину участка $l_{пр}$.

$$P = R \cdot l_{пр} = R\,(l_ф + l_э),\ \text{Па} \qquad (3.18)$$

Затем увязываются потери давления в ответвлениях и располагаемое давление, при этом невязка не должна превышать 10%. При необходимости на ИТП зданий устанавливаются регуляторы давления [13].

Расчет ведётся только для зимнего периода, т.к. ГВС осуществляется посредством газовых колонок, и сводится в табл. 3.4.

Таблица 3.4 – Гидравлический расчёт

№ уч-ка	Расход воды, G, $м^3/ч$	$Д_у$, м	S, $м^2$	Фактическая длина уч-ка, $\ell_ф$, м	Эквивалентная длина уч-ка $\ell_э$, м	Приведенная длина уч-ка, м $\ell_{пр} = \ell_ф + \ell_э$	Скорость воды ω, м/с	Удельные потери давления R, Па/м	Потери давления на уч-ке $R \cdot \ell_{пр}$, Па	Потери напора на уч-ке H, м	Суммарные потери давления $\sum R \cdot \ell_{пр}$, Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	60,66	0,1	0,00785	150	3,6	153,6	2,15	516,2	79288,37	7,93	79288,37
2	121,12	0,15	0,0176625	84	14,6	98,6	1,90	252,3	24880,10	2,49	104168,47
3	153,21	0,15	0,0176625	67	10,4	77,4	2,41	380,7	29467,20	2,95	133635,68
4	181,35	0,15	0,0176625	35	11,2	46,2	2,85	511,4	23625,61	2,36	157261,28
9	5,63	0,05	0,0019625	20	0,4	20,4	0,80	216,6	4419,32	0,44	161680,60
10	11,26	0,05	0,0019625	70	0,4	70,4	1,59	728,7	51297,94	5,13	212978,54
11	27,13	0,08	0,005024	11	1,47	12,47	1,50	364,4	4544,12	0,45	217522,66
9,1	5,63	0,032	0,00080384	20	0,4	20,4	1,94	1804,6	36812,91	3,68	36812,91
12	5,63	0,032	0,00080384	21	0,4	21,4	1,94	1804,6	38617,46	3,86	38617,46
13	15,87	0,05	0,0019625	20	1,23	21,23	2,25	1329,9	28234,19	2,82	66851,65
12,1	5,63	0,032	0,00080384	22	0,4	22,4	1,94	1804,6	40422,01	4,04	40422,01
12,2	4,62	0,032	0,00080384	20	0,4	20,4	1,60	1276,8	26045,95	2,60	26045,95
5	5,63	0,032	0,00080384	28	0,4	28,4	1,94	1804,6	51249,34	5,12	51249,34
6	12,97	0,08	0,005024	73	0,72	73,72	0,72	100,2	7388,01	0,74	58637,35
7	24,23	0,1	0,00785	25	1,4	26,4	0,86	103,6	2734,95	0,27	61372,30
8	33,34	0,1	0,00785	22	3,52	25,52	1,18	181,1	4621,11	0,46	65993,41

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5,1	1,72	0,032	0,00080384	22	0,4	22,4	0,59	226,3	5069,89	0,51	5069,89
5,2	5,63	0,032	0,00080384	23	0,4	23,4	1,94	1804,6	42226,57	4,22	42226,57
5,3	5,63	0,032	0,00080384	15	0,4	15,4	1,94	1804,6	27790,13	2,78	27790,13
5,4	11,26	0,04	0,001256	11	1,2	12,2	2,49	2103,1	25657,23	2,57	25657,23
5,5	5,63	0,032	0,00080384	8	0,4	8,4	1,94	1804,6	15158,26	1,52	15158,26
5,6	5,63	0,032	0,00080384	26	0,4	26,4	1,94	1804,6	47640,23	4,76	47640,23
5,7	3,48	0,032	0,00080384	15	0,4	15,4	1,20	778,0	11981,60	1,20	11981,60
14	5,63	0,04	0,001256	29	0,4	29,4	1,24	625,2	18382,08	1,84	18382,08
15	11,26	0,05	0,0019625	77	0,4	77,4	1,59	728,7	56398,59	5,64	74780,67
16	22,51	0,08	0,005024	54	0,6	54,6	1,24	262,9	14353,32	1,44	89134,00
17	28,14	0,08	0,005024	10	1,52	11,52	1,56	388,5	4475,12	0,45	93609,12
17,1	3,95	0,032	0,00080384	10	0,4	10,4	1,37	972,2	10111,30	1,01	10111,30
18	5,63	0,032	0,00080384	30	0,4	30,4	1,94	1804,6	54858,45	5,49	54858,45
19	11,26	0,04	0,001256	63	0,4	63,4	2,49	2103,1	133333,45	13,33	133333,45
20	28,14	0,05	0,0019625	35	1,52	36,52	3,98	3621,8	132267,48	13,23	132267,48
						0					
21	5,63	0,032	0,00080384	44	0,4	44,4	1,94	1804,6	80122,21	8,01	80122,21
22	16,88	0,05	0,0019625	7	0,6	7,6	2,39	1481,5	11259,02	1,13	11259,02
21,1	5,63	0,032	0,00080384	14	0,4	14,4	1,94	1804,6	25985,58	2,60	25985,58
21,2	5,63	0,032	0,00080384	30	0,4	30,4	1,94	1804,6	54858,45	5,49	54858,45

Пьезометрический график

Пьезометрический график строится на основании данных гидравлического расчета для расчетного направления от котельной до ТК 3 для холодного периода года [6, 9], [1]. На основании пьезометрического графика можно определить напор и располагаемый напор в любой точке тепловых сетей; учесть взаимное влияние рельефа местности, высоты присоединенных потребителей и потерь напора в сети при разработке гидравлического режима; выбрать схемы присоединения потребителей; подобрать автоматические регуляторы и др.

При построении графика за начало координат принимается отметка 44.0 (котельная). Высота этажа принимается 3 м. Т.к. заглубления трубопроводов около 1,5 м ось теплотрассы принимается совпадающей с отметкой рельефа местности. Величина полного статического напора принимается 20 м (при температурном графике 110–70°С) для обеспечение не вскипания воды, т.к. расчётное значение составляет:

$$H_{ст} = H_{зд} + H_{доп} + Z_{ТК2}\,, \qquad (3.19)$$

$H_{ст} = 9 + 3 + 5 = 17$ м.

Напор на всасывающем патрубке сетевых насосов $H_{вс}$ принимаем равным 15 м. Зная потери напора на расчётных участках (таблица 2.4, графа 11), определяются значения напоров в обратной магистрали:

$H_4=15+2{,}4=17{,}4$ м; $H_3=17{,}4+2{,}9=20{,}3$ м; $H_2=20{,}3+2{,}5=22{,}8$ м;

значения напоров в подающей магистрали:

$H_4=40{,}3+2{,}9=43{,}2$ м; $H_3=37{,}8+2{,}5=40{,}3$ м; $H_2=22{,}8+15=37{,}8$ м

Требуемое давление на источнике $H_к=43{,}2+2{,}4=45{,}6$ м

Участок 1заглушен.

Таким образом, потребители присоединяются к тепловым сетям по зависимой схеме, согласно СП 41-101-95 пункт 3.3.

3.4 Расчет и подбор тепловой изоляции

ППУ в качестве тепловой изоляции применяется для трубопроводов водяных тепловых сетей, т.е. при рабочей температуре теплоносителя до 150 °С.

(коэффициент теплопроводности λ = 0,019 – 0,04 Вт/(м^2*°С). Рекомендации по выбору и расчету теплоизоляционных конструкций приведены в [3, 29, 30].

В соответствии с указанной методикой [3] толщина основного слоя изоляции определяется по нормативным теплопотерям [3, 30].

Производится расчёт эффективности изоляционной двухтрубной тепловой сети, проложенной в каналах типа КЛ 90-45, КЛ 60-45. Среднегодовая температура теплоносителя τ_1 = 90 °С, τ_2 = 50 °С. Глубина заложения оси канала h = 1,5 м. Температура грунта на глубине заложения t_o = 6,7 °С. Изоляция из ППУ, коэффициент теплопроводности $\lambda_и$ = 0,02 Вт/(м·°К). Покровный слой из полиэтилена δ = 0,005 м по ГОСТ 30732-2006.

Эквивалентные наружный и внутренний диаметры канала КЛ 90-45:

$$d_{в.э.} = \frac{4 \cdot F}{P};. \qquad (3.20)$$

$$d_{в.э.} = \frac{4 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}46}{2 \cdot (0{,}9 + 0{,}46)} = 0{,}61\ м; \qquad d_{н.э.} = \frac{4 \cdot 0{,}78 \cdot 0{,}63}{2 \cdot (0{,}78 + 0{,}63)} = 0{,}67\ м.$$

Коэффициент теплоотдачи на внутренней поверхности канала и наружной поверхности бризола принимаем равным λ = 8,15 Вт/(м·°К).

Термическое сопротивление на внутренней поверхности канала:

$$R_{п.к.} = \frac{1}{\pi \cdot d_{в.э.} \cdot \lambda}; \qquad (3.21)$$

$$R_{п.к.} = \frac{1}{3{,}14 \cdot 0{,}61 \cdot 8{,}15} = 0{,}0641\ м \cdot^{o} К / Вт;$$

Приняв коэффициент теплопроводности конструкции канала $\lambda_к$=2,04 Вт/(м·°К), определяется термическое сопротивление стенок канала:

$$R_к = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_к} \cdot \ell n \frac{d_{н.э.}}{d_{в.э.}}; \qquad (3.22)$$

$$R_к = \frac{1}{6{,}28 \cdot 1{,}92} \ell n \frac{0{,}67}{0{,}61} = 0{,}033\ м \cdot^{o} К / Вт$$

Термическое сопротивление грунта при значении его коэффициента теплопроводности $\lambda_{гр}$ = 1,92 Вт/(м·°К):

$$R_{гр} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{гр}} \cdot \ell n \frac{4 \cdot h}{d_{н.э.}}; \qquad (3.23)$$

$$R_{гр} = \frac{1}{6{,}28 \cdot 1{,}92} \ell n \frac{4 \cdot 1{,}5}{0{,}63} = 0{,}0713 \; м \cdot ^{o} \; К / Вт;$$

Общее термическое сопротивление канала и грунта:

$$R_{о} = R_{к} + R_{п.к} + R_{гр}; \tag{3.24}$$

$$R_{о} = 0{,}033 + 0{,}0641 + 0{,}0713 = 0{,}139 \; м \cdot ^{o} \; К / Вт.$$

При одинаковых диаметрах подающего и обратного теплопроводов и одинаковой толщине слоя изоляции термическое сопротивление основного слоя изоляции для трубы 159х4,5:

$$R_{и} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{и}} \cdot \ell n \frac{d_{и}}{d_{н}}; \tag{3.25}$$

$$R_{и} = \frac{1}{6{,}28 \cdot 0{,}005} \ell n \frac{0{,}201}{0{,}159} = 0{,}814 \; м \cdot ^{o} \; К / Вт;$$

Термическое сопротивление покровного слоя для каждой трубы:

$$R_{пс} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{пс}} \cdot \ell n \frac{d_{пс}}{d_{и}}; \tag{3.26}$$

$$R_{пс} = \frac{1}{6{,}28 \cdot 0{,}08} \ell n \frac{0{,}206}{0{,}201} = 0{,}0213 \; м \cdot ^{o} \; К / Вт$$

где $\lambda_{пс}$ – коэффициент покровного слоя, $\lambda_{пс}$ = 0,08 Вт/(м·°К);

$d_{пс}$ – наружный диаметр теплопровода с учетом покровного слоя, $d_{пс}$ = 0,206 м.

Суммарное термическое сопротивление труб Т1, Т2 159х4,5:

$$\sum R = R_{и} + R_{пс};. \tag{3.27}$$

$$\sum R = 0{,}814 + 0{,}021 = 0{,}836 \; м \cdot ^{o} \; К / Вт$$

Температура воздуха в канале:

$$t_{к} = \frac{\frac{\tau_{1}}{\sum R} + \frac{\tau_{2}}{\sum R} + \frac{t_{о}}{R_{о}}}{\frac{1}{\sum R} + \frac{1}{\sum R} + \frac{1}{R_{о}}}; \tag{3.28}$$

$$t_{к} = \frac{\frac{90}{0{,}836} + \frac{50}{0{,}836} + \frac{6{,}7}{0{,}139}}{\frac{1}{0{,}836} + \frac{1}{0{,}836} + \frac{1}{0{,}139}} = 21{,}94 \; ^{o}C;$$

Удельные потери изолированными подающим и обратным теплопроводами:

$$q_1 = \frac{\tau_1 - t_к}{\sum R}; \quad (3.29)$$

$$q_2 = \frac{\tau_2 - t_к}{\sum R};. \quad (3.29)$$

$$q_1 = \frac{90 - 21{,}94}{0{,}836} = 59{,}9 \ Вт/м;$$

$$q_2 = \frac{50 - 21{,}94}{0{,}836} = 12{,}1 \ Вт/м;$$

Суммарные удельные теплопотери изолированных теплопроводов:

$$q_и = q_1 + q_2; \quad (3.30)$$

$$q_и = 59{,}9 + 12{,}1 = 71{,}92 \ Вт/м.$$

Термическое сопротивление на поверхности неизолированного теплопровода:

$$R_н = \frac{1}{\pi \cdot d_н \cdot \lambda};. \quad (3.31)$$

$$R_н = \frac{1}{3{,}14 \cdot 0{,}67 \cdot 8{,}15} = 0{,}246 \ м \cdot {}^{o} \ К/Вт$$

Температура воздуха в канале при неизолированных теплопроводах:

$$t_к^н = \frac{\frac{90}{0{,}246} + \frac{50}{0{,}246} + \frac{6{,}7}{0{,}139}}{\frac{1}{0{,}246} + \frac{1}{0{,}246} + \frac{1}{0{,}139}} = 39{,}95 \ {}^{o}C;$$

Удельные теплопотери неизолированных теплопроводов:

$$q_1^н = \frac{90 - 39{,}95}{0{,}246} = 277{,}34 \ Вт/м;$$

$$q_2^н = \frac{50 - 39{,}95}{0{,}246} = 114{,}34 \ Вт/м.$$

Суммарные теплопотери неизолированных теплопроводов:

$$q^н = q_1^н + q_2^н;. \quad (3.32)$$

$$q^н = 277{,}34 + 114{,}34 = 319{,}67 \ Вт/м$$

Эффективность тепловой изоляции:

$$\eta = \frac{q^н - q^и}{q^н} \cdot 100\%;. \quad (3.33)$$

$$\eta = \frac{319,7 - 71,92}{319,7} \cdot 100\% = 81,8\%$$

Эффективность изоляции удовлетворительная.

Аналогично поэтапно проводится приводится расчёт сопротивления тепловой изоляции трубопроводов, расположенных в каналах КЛ90-45 и КЛс60-45 (таблица 3.5) для подающих и обратных трубопроводов остальных диаметров приведены в таблице. 3.6.

Таблица 3.5 – Расчёт сопротивления канала

а	**б**	**F**	**P**	**dв**	**dн**	**$\lambda_к$**	**Rк**
м	м	$м^3$	м	м	м	Вт/(м·°К)	(м·°К)/Вт
канал КЛ90-45							
0,9	0,46	0,414	2,72	0,61	0,67	2,04	0,0032
канал КЛ60-45							
0,6	0,46	0,276	2,12	0,52	0,57	2,04	0,0032

Таблица 3.6 – Расчёт толщины изоляции трубопроводов

Наименование и размеры трубопровода, мм	Толщина основного слоя изоляции, м	наружный диаметр трубы м	наружный диаметр с изоляцией м	длина м	объём изоляционного материала куб.м	площадь покровного слоя кв.м
подающий DxS 38x2,5	0,033	0,038	0,104	359	2,64	117,24
обратный DxS 38x2,5	0,033	0,038	0,104	359	2,64	117,24
подающий DxS 45x2,5	0,037	0,045	0,119	92	0,88	34,38
обратный DxS 45x2,5	0,037	0,045	0,119	92	0,88	34,38
подающий DxS 57x3,5	0,033	0,057	0,123	229	2,14	88,44
обратный DxS 57x3,5	0,033	0,057	0,123	229	2,14	88,44
подающий DxS 89x4	0,033	0,089	0,155	148	1,87	72,03
обратный DxS 89x4	0,033	0,089	0,155	148	1,87	72,03
подающий DxS 108x4	0,033	0,108	0,174	197	2,88	107,63
обратный DxS 108x4	0,033	0,108	0,174	197	2,88	107,63
подающий DxS 159x4,5	0,042	0,159	0,243	186	4,93	141,92
обратный DxS 159x4,5	0,042	0,159	0,243	186	4,93	141,92

4 КОТЕЛЬНАЯ

4.1 Расчет и подбор котельных агрегатов

В проекте рассматривается квартальная котельная на базе 2 водогрейных котлов FR16-1.5-10-120 мощностью 6000кВт, для жидкого и газообразного топлива в режиме работы с постоянной температурой теплоносителя. Режим программируемой теплогенерации с переменной температурой теплоносителя. Нормативный к.п.д.: 94 %. Экономичная и надежная эксплуатация отопительной установки за счет использования цифрового контроллера Vitotronic с функцией информационного обмена. Стандартизированная телекоммуникационная шина LONBUS позволяет полностью интегрировать контроллер в системы диспетчерского управления.

Котлы оснащены: горелками "OILON": GP-500M.

Горелки представляет собой полностью автоматические модулирующие горелки для сжигания: GP-газа; GKP-газа и жидкого топлива с электронной системой управления. В состав горелок входят:

- вентилятор воздуха горения
- двигатель регулировки мощности
- насос для жидкого топлива для горелок GKP
- трансформатор зажигания, электроды и кабель зажигания
- детектор пламени
- менеджер горения LFL 1.322
- клапан электромагнитный для жидкого топлива для горелок GKP
- клапан электромагнитный для газа
- клапан электромагнитный для запального газа
- реле минимального давления газа
- реле максимального давления газа
- прибор контроля герметичности газовых клапанов VPS 504
- дифференциальное реле давления воздуха

4.2 Разработка тепловой схемы

Котлы располагаются в существующем блочном здании котельной и обеспечиваются всеми видами материально-технического оборудования, связи, сигнализации. Топливо – природный газ.

Удаление дымовых газов предусмотрено в металлическую дымовую трубу диаметром 400 мм, высотой Н=20м самотягой без установки дымососа.

Тепловая схема является основой для выбора основного и вспомогательного оборудования, определения технико-экономических показателей работы котельной. Модульная котельная на базе 2 водогрейных котлов FR16-1.5-10-120 мощностью 6000кВт комплектуется производителем вспомогательным оборудованием. Подбор оборудования, не входящего в спецификацию приведён в п 4.3, тепловая схема – на рисунке 4.1.

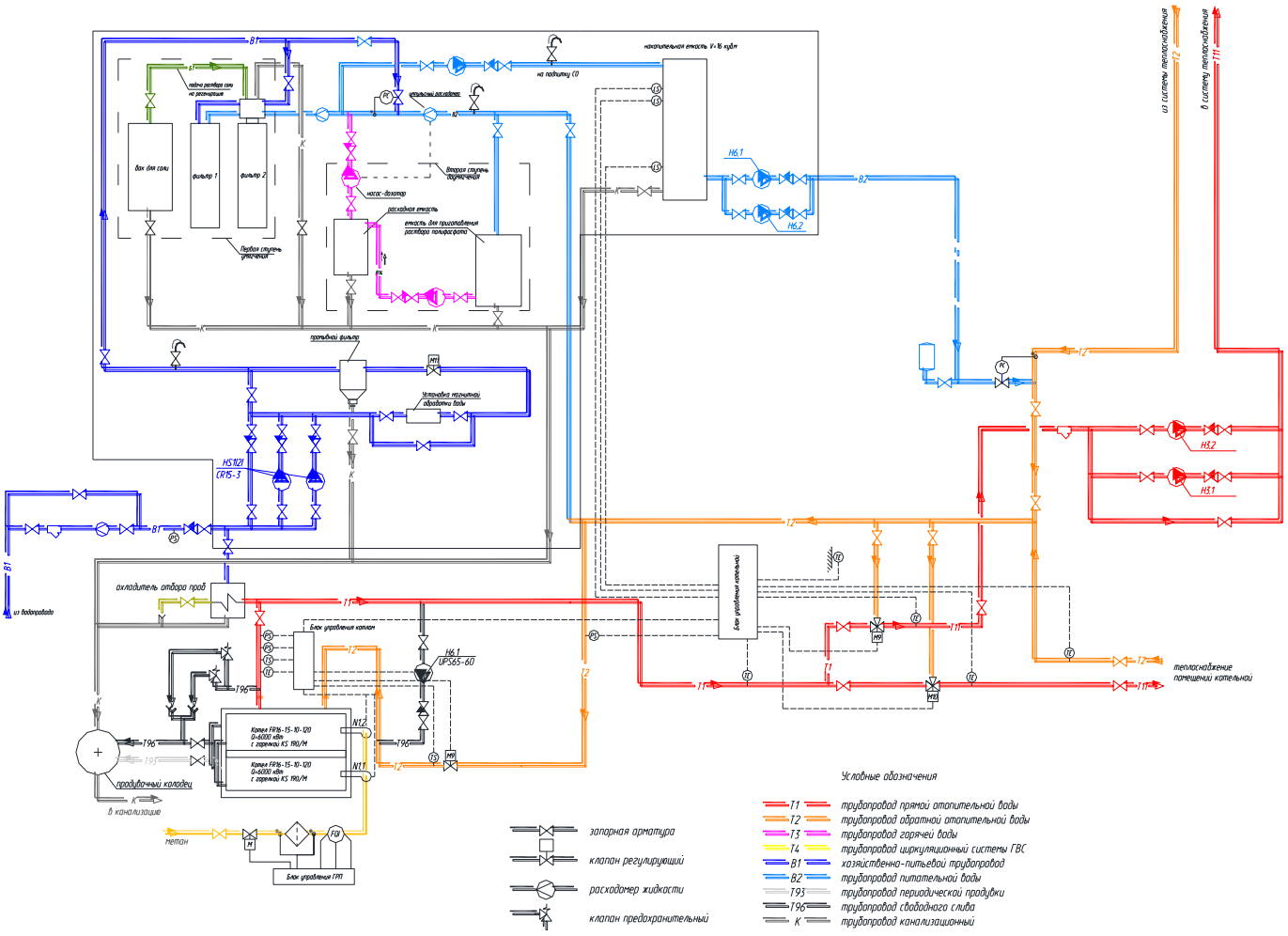


Рисунок 4.1 - Тепловая схема

4.3 Расчет и подбор вспомогательного оборудования

Схема автоматизации котельной предусматривает использование котловой автоматики Vitotronic 100 для управления котельным оборудованием. Для управления системой теплоснабжения регулятор температуры, с помощью которого осуществляется установка параметров регулирования. Регулятор управляет трехходовым смесительным клапаном в системе теплоснабжения.

Подбор трехходовых смесительных клапанов фирмы «Veissman» для систем отопления производится по методике, изложенной в каталоге «Каталог автоматических регуляторов для систем теплоснабжения зданий».

Расход теплоносителя через трехходовой клапан для внутреннего контура (котел – теплообменник) определяется по суммарной тепловой нагрузке всех потребителей, которая составляет: Q_{Σ} = 12 Мвт;

$$G = \frac{0.86 \cdot Q}{(t_г - t_о)} \tag{3.1}$$

Расход теплоносителя составляет: G = 181,35 (м^3/ч)

Пропускная способность трехходового клапана:

$$K_{VS} = \frac{1{,}1 \cdot G_0}{\sqrt{\Delta P_{КЛ}}} = \frac{1{,}1 \cdot 181{,}35}{\sqrt{0{,}15}} = 365{,}1\left(\frac{м^3}{ч}\right) \tag{3.2}$$

По значению K_{vs} = 365 (м^3/ч) подбирается клапан типа VF3 d_y 150 с характеристиками: K_{vs} = 420 (м^3/ч); ход штока клапана – 50 мм.

Для управления регулирующего клапана типа ESBE 3F подбирается редукторный сервопривод с характеристиками:

- ход штока – 0-50 мм;
- время перемещения штока – 11 с на 1мм;
- развиваемое усилие – 1200 Н.

Для контроля за изменением температур наружного и внутреннего воздуха принимается платиновый датчик температур.

Контрольно-измерительные приборы водогрейного котла и их эксплуатационное назначение:

-температура воды после котла: производится измерение температуры воды выходящей из котла и количество топлива регулируется до соответствия с температурой 105 ТЕ 10

-температура воды после котла (локальная) 110 С TI 109

-температура обратной воды перед котлом: производится измерение температуры и регулирование ее на заданном уровне 80 С ТЕ 1315

-температура воды перед котлом (локальная) 80 С TI 115

-температура дымовых газов после котла (локальная) 218 С TI 107

-давление в котле (локальное) 5 кгс/см^2 PI 212

Подбор повысительных насосов

Установка повысительных насосов у подключаемых объектах не требуется, давление в подающем трубопроводе не превышает 60 м (не превышает предела прочности чугунных радиаторов). В котельной устанавливается насосная станция Grundfoss с двумя насосами NBG 100-80-160/177 AS-F2-A-BAQE (рабочий и резервный), характеристики и описание насосов приведены в приложении 1. Пьезометрический график приведен графической части.

Подбор подпиточного насосов

Подбор подпиточного насоса для закрытой системы теплоснабжения жилого района с суммарной тепловой нагрузкой 12,0 МВт. Статический напор в системе составляет 20,0 м. Уровень воды в подпиточных баках, установленных в помещении котельной 3,0 м по отношению к оси подпиточных насосов, потери напора в подпиточной линии равны 1,0 м.

Объем воды в системе теплоснабжения определяется по выражению:

$$V = Q \cdot (V_c + V_м), \qquad (3.3)$$

$V = 12 \cdot (40 + 25) = 780\ м^3$

где Q - мощность системы теплоснабжения, МВт;

V_c - удельный объем воды в тепловых сетях, V_c = 40 м^3/МВт;

$V_м$ - удельный объем сетевой воды в системах отопления жилых и общественных зданий, $V_м$ = 25 м^3 /МВт

Подача подпиточного насоса

$$G_{пн} = 0{,}0075 \cdot V; \quad (3.4)$$

$G_{пн} = 0{,}0075 \cdot 780 = 5{,}85\ м^3/ч.$

Требуемый напор подпиточного насоса:

$$H_{пн} = H_{ст} - H_{б} + H_{пс}; \quad (3.5)$$

$H_{пн} = 20{,}0 - 3{,}0 + 1{,}0 = 18{,}0\ м.$

К установке принимается подпиточный насос Grundfoss TP 32-230/2 один рабочий, резервный на складе. Характеристики и описание насосов приведены в приложении 2.

5 КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ

Схема автоматизации квартальной котельной выполнена на основании монтажно-технологических схем и состоит из следующих элементов автоматики:

– первичный измерительный преобразователь для измерения температуры, установленный по месту. Для измерения температуры теплоносителя на выходе из котлов, в газопроводе, после трехходового клапана, в подающем и обратном трубопроводах системы отопления.

– прибор для измерения температуры, показывающий, установленный по месту. Устанавливается для измерения температуры дымовых газов и воды на выходе из котлов, в подающем и обратном трубопроводах системы отопления, до и после водоподогревателей и температуры газа в газопроводе.

– прибор для измерения температуры, показывающий с контактным устройством, установленный по месту. Для измерения температуры в помещении котельной.

– прибор для измерения температуры, регулирующий, установленный на щите. Обеспечивает работу трехходового клапана, при подмешивании обратной воды из системы отопления, т.е. поддерживает постоянную температуру воды в подающем трубопроводе системы отопления при неизменном расходе;

– прибор для измерения температуры бесшкальный с контактным устройством, установленный на щите. Срабатывает при недогреве или перегреве теплоносителя на выходе из котлов.

– прибор для измерения давления показывающий, установленный по месту. Установлен для измерения давления на выходе из котлов; в газопроводе; до и после фильтров системы газоснабжения, отопления; до и после насосов; в подающем и обратном трубопроводах системы отопления; до и после водоподогревателей.

– прибор для измерения давления бесшкальный с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Устанавлен совместно с прибором измерения расхода на подающем и обратном трубопроводах системы отопления на трубопроводе хозпитьевой воды.

– прибор для измерения давления бесшкальный с контактным устройством, установленный по месту. Установлен на выходе из котлов и трубопроводе хозпитьевой воды. Предназначен для включения, отключения или переключения горелок котлов и блока насосов хозпитьевой воды.

– прибор для измерения расхода интегрирующий, установленный по месту. Установлен на газопроводе, для регулирования расхода газа в зависимости от температуры и давления. Так же установлен на трубопроводе хозпитьевой воды.

– прибор для измерения расхода бесшкальный с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Устанавливается на подающем и обратном трубопроводах системы отопления.

– прибор для измерения качества среды с контактным устройством, установленный по месту. Установлен в помещении котельной и при помощи газоанализатора способен обнаружить в воздухе рабочей зоны метан и оксид углерода. При выходе параметров за пределы допустимой нормы срабатывает аварийная сигнализация.

– прибор для измерения гидравлических характеристик среды, установленный на щите.

– первичный измерительный преобразователь для измерения уровня, установленный по месту. Установлен на выходе из котлов и осуществляет контроль уровня воды в котле, который должен быть не ниже заданного значения.

– прибор для измерения уровня с контактным и сигнальным устройством, установленный на щите. Осуществляет подачу сигнала о низком значении уровня воды в котле и выключении горелок котла.

– прибор с сигнальным устройством, установленный на щите. Срабатывает при отклонении параметров качества среды или при возникновении пожара.

– прибор с сигнальным устройством, установленный по месту, с электрической передачей сигнала в диспетчерский пункт. Срабатывает при возникновении аварии и несанкционированном проникновении посторонних лиц в тепловой центр.

– прибор для измерения мощности бесшкальный с контактным устройством, установленный по месту. Установлен на блоках насосов систем отопления, хозпитьевой воды и блоке насосов водоподогревателей. Обеспечивает необходимую мощность насоса путем его переключения, включения и выключения. Тем самым создает необходимое давления в трубопроводе и циркуляцию воды в системе.

– прибор для измерения мощности бесшкальный с контактным и сигнальным устройством, установленный по месту. Установлен на блоках насосов систем отопления, хозпитьевой воды и блоке насосов водоподогревателей. При прекращении работы насоса подает сигнал на щит сигнализации.

Данными приборами и средствами автоматики обеспечивается полная автоматизация котельной.

6 ОРГАНИЗАЦИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

6.1 Определение объёмов земляных работ

Общая протяжённость проектируемой тепловой сети составляет 959 м, монтаж выполняется в одну захватку.

Для определения объёмов земляных работ определяются наружные размеры лотков каналов (таблица 6.1)

Таблица 6.1 – Типы, размеры, количество лотков каналов

тип канала	длина	Размеры наружные			количество		
		ширина А	высота В	длина L	длина Lд	станд.	доборные
		м	м	м	м	шт	шт
КЛ60-45	80	0,78	0,63	3	2	26	3
КЛ90-45	31	1,15	0,78	3	2	76	2

Длина захватки определяется без учёта тепловых камер и компенсаторных ниш по формуле (4.1), м:

$$l = l_{ЗАХ} - l_{КАМ} - lк \cdot n \qquad (6.1)$$

где *lкам* – длина камеры, 3 м;

lзах – длина захватки, 1211 м;

lк – длина компенсаторной ниши, 9.3 м;

n – число компенсаторных ниш 7 шт.

$l = 1211 - 3 \cdot 16 - (2 + 1{,}7 + 1{,}4 \cdot 4) = 1153{,}7 м$

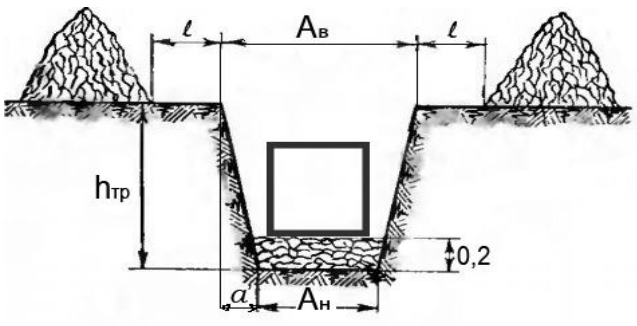


Рисунок 4.1 - Монтажное расположение канала КЛ 90-60 в траншее

Средняя глубина траншеи на захватке (заглубление) определяется по формуле (4.2), м:

$$h_{ср} = \frac{\sum_{1}^{n} h}{n}, \quad h_{ср} = \frac{1{,}2 + 1{,}3}{2} = 1{,}25 м \tag{6.2}$$

где $\sum_{1}^{n} h$ - сумма всех глубин траншеи, м;

n – число сечений, определяется по участкам (характерным точкам поверхности земли), равна 0,5 м.

Объём траншеи с откосами определяется по формуле (4.3), м^3:

$$V_{ТР} = (h_{ТР} \cdot (Ан + 0{,}2) + m \cdot h_{ТР}{}^2) \cdot l, \tag{6.3}$$

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

Ширина траншеи по верху определяется по формуле (4.4), м:

$$Ав = Ан + 0{,}2 + 2 \cdot a' \tag{6.4}$$

где $Ан$ – наружная ширина канала, м;

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

$$a' = h_{тр} \cdot m \tag{6.5}$$

где $h_{тр}$ – глубина траншеи, с учётом наружной высота канала и подсыпки, равная 1,42 м.

$$a' = 1{,}42 \cdot 0{,}5 = 0{,}7 м$$

$$Ав = 1{,}15 + 0{,}2 + 2 \cdot 0{,}7 = 2{,}77 м$$

$$V_{ТР} = (1{,}42 \cdot (1{,}15 + 0{,}2) + 0{,}5 \cdot 1{,}42^2) \cdot 1154 = 3376 м^3$$

Определяются объёмы котлованов для камер:

Длина дна котлована камеры определяется по формуле (4.6):

$$Ан = a_{кам} + 0{,}5 \tag{6.6}$$

Ширина дна котлована камеры определяется по формуле (4.7):

$$Вн = b_{кам} + 0{,}5 \tag{6.7}$$

Длина верха котлована камеры определяется по формуле (4.8):

$$Ав = Ан + 2 \cdot a' \tag{6.8}$$

Ширина верха котлована камеры определяется по формуле (4.9):

$$Bв = Bн + 2 \cdot b' \tag{6.9}$$

Площадь камеры по низу определяется по формуле (4.10):

$$Fн = Aн \cdot Bн \tag{6.10}$$

Площадь камеры по верху определяется по формуле (4.11):

$$Fв = Aв \cdot Bв \tag{6.11}$$

Объём котлована камеры определяется по формуле (4.12):

$$V_{КОТ} = \frac{1}{3} Hк(Fв + Fн + \sqrt{Fв + Fн}) \tag{6.12}$$

где $H_к$ – глубина заложения камеры, определяется по формуле (4.13), м:

$$H_К = h + h_{КАМ}^{НАР} + 0{,}2 \tag{6.13}$$

где h равна 0,5 м.

Так как рельеф местности не имеет значительных перепадов высот, заложение всех 16 тепловых камер находится в пределах 2,3 – 2,4 м. Размеры камер также одинаковы 3х3 м.

$$Aн = 3{,}2 + 0{,}5 = 3{,}7м$$

$$Bн = 3{,}2 + 0{,}5 = 3{,}7м$$

$$Aв = 3{,}7 + 2 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}77 = 5{,}24м$$

$$Bв = 3{,}7 + 2 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}77 = 5{,}24м$$

$$Fн = 3{,}7 \cdot 3{,}7 = 13{,}69м^2$$

$$Fв = 5{,}24 \cdot 5{,}24 = 27{,}46м^2$$

$$V_{КОТ} = \frac{1}{3} \cdot 2{,}4 \cdot (27{,}46 + 13{,}69 + \sqrt{27{,}46 + 13{,}69}) = 38{,}1м^3$$

Суммарный объем 16 котлованов составляет 634,16 м^3.

Производится расчёт компенсаторных ниш. Объём компенсаторной ниши определяется по формуле (4.14), м^3:

$$V_{К.Н.} = (H_{ТР} \cdot A_{Н+0,2} + m \cdot h_{ТР}^2) l_{усл} \cdot n \tag{6.14}$$

где $l_{усл}$ – уловная длина П-образного компенсатора, зависящая от диаметра трубы, равная 4,5, согласно [21], м.

n – число компенсаторов, шт.

$$V^1{}_{К.Н.} = (1{,}2 \cdot 0{,}98 + 0{,}5 \cdot 1{,}42^2)2 \cdot 3 = 13{,}5 м^3$$

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

Суммарный объём компенсаторных ниш составляет 29,1 м^3.

$$V_{Кол} = 3{,}14 \cdot 1{,}7^2 / 4 \cdot 5 = 11{,}35 м^3$$

Суммарный объём 3 дренажных колодцев составляет 34,04 м^3

Определяются объёмы конструктивных элементов:

$$V_{1КАН}{}' = (0{,}78 \cdot 0{,}63) \cdot 680 = 334{,}15 м^3$$

$$V_{2КАН}{}' = (1{,}15 \cdot 0{,}78) \cdot 531 = 476{,}31 м^3$$

$$V_{1КАМ}{}' = (3{,}2 \cdot 3{,}2 \cdot 2{,}4) \cdot 15 = 368{,}4 м^3$$

$$V_{1ком}{}' = (0{,}78 \cdot 0{,}63) \cdot 1{,}4 \cdot 4 = 2{,}8\ м^3$$

$$V_{2ком}{}' = (1{,}15 \cdot 0{,}78) \cdot 2 \cdot 3 = 5{,}4 м^3$$

Суммарный объём конструктивных элементов составляет 1187,042 м^3

Объём обратной засыпки определяется по формуле (4.16):

$$V_{обр}^{зас} = (Vo - Vк) \cdot K_P \qquad (6.16)$$

где V_o – объём отвала, определяется по формуле (4.17), м^3:

$$V_o = V_{ТР} + V_{КОТЛ} + V_{кол} + V_{Коом} \qquad (6.17)$$

где «`» означает, что это объёмы существующих коммуникаций.

Объём избыточного грунта определяется по формуле (4.18), м^3:

$$V_{ИЗБ} = Vo \cdot K_P - V_{обр}^{зас} \qquad (6.18)$$

где $K_р$ – коэффициент разрыхления грунта, равный, согласно 1,24 [16].

$$V_o = 3376 + 634 + 29 + 34 = 4073 м^3$$

$$V_{обр}^{зас} = (4073 - 1187) \cdot 1{,}24 = 3578 м^3$$

$$V_{ИЗБ} = 4073 \cdot 1{,}24 - 3578 = 1472\ м^3$$

Площадь планировки определяется по формуле (4.19), м^2:

$$F_{пл} = (A_{ср} + 4) l_{зах} \qquad (6.19)$$

где $A_{ср}$ – средняя длина конструкции, определяется по формуле (4.20), м;

$l_{зах}$ – длина захватки, м.

$$A_{ср} = \frac{A_B^{ТР} + A_B^{КОТЛ}}{2} \quad (6.20)$$

где $А_в^{тр}$ – длина траншеи по верху, м;

$А_в^{котл}$ – длина котлована по верху, м.

$$A_{ср} = \frac{5{,}24 + 1{,}25}{2} = 3{,}2 м$$

$$F_{пл} = (3{,}2 + 4) \cdot 1211 = 8719 м^2$$

Площадь вскрытия и восстановления дорожного полотна определяется по формуле (4.21), м^2:

$$F_д = (A_в^{ТР} + 0{,}2) l_{дор} \cdot n \quad (6.21)$$

где $l_{дор}$ – длина дорожного покрытия, равная 10м;

n – количество транспортных коммуникаций, шт.

$$F_д = (5{,}24 + 0{,}2) \cdot 187 = 1017{,}28 м^2$$

Результаты расчётов сводятся в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Ведомость земляных работ

№ захватки	Общий $V_о$, м^3	Объем конструкций, $V_к$, м^3	Объем обратной засыпки, Vобр, м^3	Объем избыточного грунта, Vизб, м^3	Площадь планировки, Fпл, м^2	Площадь дорожного покр., Fдор, м^2
I	4073	1187	3578	1472	8719	1017,28

Далее составляется спецификация плетей трубопроводов, которая приведена в Приложении 3, таблица 6.3.

6.2 Определение трудоёмкости строительных и монтажных работ

Расчёт трудоёмкости СМР производится согласно [18, 19, 20] по ранее подсчитанным объёмам работ.

Трудоёмкость работ определяется по формуле, чел-дн, маш-см:

$$Тр = \frac{Н_{ВР} \cdot V}{8{,}2} \qquad (6.22)$$

где *Нвр* – норма времени на единицу объёма работ, чел-час, маш-час;

V – объём работ, т, шт, м, м^2, м^3;

8,2 – продолжительность смены в часах.

После определения трудоёмкости основных СМР, учитываются затраты труда на необъёмные работы, выполненные за счёт накладных расходов, а также на подготовительные работы, размеры которых принимаются в процентах от суммарной трудоёмкости основных работ.

Накладные расходы: 16% от суммы всех работ.

Подготовительные работы: 8% от суммы всех работ.

Результаты расчётов заносятся в ведомость трудоёмкости работ (Приложение 3, таблица 6.4).

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА

7.1 Технологическая характеристика объекта

Монтаж тепловых сетей, который должен вестись поточным методом, включает в себя земляные, монтажно-сварочные, каменные, бетонные, железобетонные, изоляционные, опрессовочные, плотничные и прочие работы.

При правильно организованном поточном методе строительства работы выполняются в определенной технологической последовательности. Поток организуется с таким расчетом, чтобы наиболее экономично распорядиться силами и средствами, выполнить большой объем работ в сжатые сроки, с малыми затратами и с высоким качеством строительства [17–19].

Таблица 7.1 – Технологический паспорт объекта

Технологический процесс	Технологическая операция вид выполняемых работ	Наименование должности работника, выполняющего технологический процесс, операцию	Оборудование устройство, приспособление	Материалы, вещества
Монтажно-сборочные работы	Монтаж железобетонных конструкций в тепловых сетях	Монтажник стальных железобетонных конструкций	Автокран; уровень; отвес	Железобетонная плита

Таблица 7.2 – Идентификация профессиональных рисков.

№ п/п	Технологическая операция, вид выполняемых работ	Опасный и вредный производственный фактор	Источник опасного и вредного производственного фактора
1	Монтаж ж/б конструкций	Двигающиеся объекты	Автотранспорт, плита
2		Производственный шум	Работа ДВС, удары
3		Опасность обрушения кромок котлована	Изменение грунта в различных погодных условиях
4		Напряженность труда	Работа в различных погодных условиях

Таблица 7.3 – Методы и средства снижения воздействия опасных и вредных производственных факторов

№ п/п	Опасный и вредный производственный фактор	Методы и средства защиты, снижения, устранения опасного и вредного производственного фактора	Средства индивидуальной защиты работника
1	Двигающиеся предметы	Соблюдение требований охраны труда	Костюм х/б с пропиткой от общих производственных загрязнений; ботинки кожаные с жестким подмостком; каска защитная; перчатки с полимерным покрытием.
2	Производственный шум	Техническими средствами, применение организационно-технических мероприятий	
3	Опасность обрушения кромок котлована, траншеи	Дополнительное усиление кромок котлована	
4	Напряженность труда	Соблюдение технических перерывов	

7.2 Обеспечение пожарной безопасности технического объекта

Таблица 7.4 – Идентификация классов и опасных факторов пожара.

Участок, подразделение	Оборудование	Класс пожара	Опасные факторы пожара	Сопутствующие проявления факторов пожара
Монтажный участок тепловых сетей	Автомобили и спецтехника, битумная мастика, сварочное оборудование	D	Повышенная температура, Продукты сгорания.	осколки, части разрушившихся зданий, сооружений, транспортных средств, оборудования, агрегатов, изделий и иного имущества

Таблица 7.5 – Средства обеспечения пожарной безопасности.

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

Таблица 7.6 – Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

Наименование технологического процесса, вид объекта	Наименование видов работ	Требования по обеспечению пожарной безопасности
Монтаж тепловых сетей	Укладка труб в траншею, сварочные работы	Работать в специально отведенном месте, выполнение требований пожарной безопасности

7.3 Обеспечение экологической безопасности технического объекта

Таблица 7.7 – Идентификация экологических факторов

Наименование технического объекта, технологического процесса	Структурные составляющие технического объекта, технологического процесса (здания по функциональному назначению, технологические операции, оборудование)	Воздействие объекта на атмосферу (выбросы в окружающую среду)	Воздействие объекта на гидросферу (образующие сточные воды, забор воды из источников водоснабжения)	Воздействие объекта на литосферу
Тепловые сети	железобетонные конструкции трубы, изоляционные материалы	выхлопные газы, пыль	мойка техники, промывка трубопроводов	выемка плодородного слоя почвы с последующим частичным возвратом

Таблица 7.8 – Мероприятия по снижению антропогенного воздействия на окружающую среду.

Наименование технического объекта	Монтажный участок тепловых сетей
Мероприятия по снижению антропогенного воздействия на атмосферу	Уменьшение выбросов выхлопных газов ДВС
Мероприятия по снижению антропогенного воздействия на гидросферу	Использование временной канализации, биотуалет
Мероприятия по снижению антропогенного воздействия на литосферу	Рекультивация земель, вывоз строительного мусора в специально отведенное место

ЛИТЕРАТУРА

1. СП 124.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003. Тепловые сети / Госстрой СССР-М: ЦНТП, 2013. - 59 с.
2. СП 131.13330.2011 Актуализированная редакция СНиП 23.01-99*. Строительная климатология / М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 2012. - 72 с.
3. СП 61.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2013. - 38 с.
4. СП 77.13330.2011 Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85 Системы автоматизации / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2012. - 24 с.
5. ГОСТ 21605-82 Система проектной документации для строительства (СПДС). Сети тепловые (тепломеханическая часть). Рабочие чертежи (с Изменением № 1). МНТКС – М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 1997. - 12 с.
6. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей / Под ред. А.А.Николаева - М: Стройиздат, 1985. - 359 с.
7. Справочник по наладке и эксплуации водяных тепловых сетей / Под ред. Манюка В.И., Каплинского Я.И - М.: Стройиздат, 1982. - 215 с.
8. Справочник монтажника сетей теплогазоснабжения / Под ред. Мельниковова О.Н., Ежова В.Т. 2-е изд. - Л.: Стройиздат, 1980. - 208с.
9. Водяные тепловые сети: Справочное пособие по проектированию. / Под ред. Н.К.Громова, Е.П.Шубина. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 315с.
10. Ионин А.А. и др. Теплоснабжение. - М.: Стройиздат, 1982. - 336 с.
11. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. - М.: Энергоиздат, 1982.-360 с.
12. Козин В.Е. Теплоснабжение. Уч.пособие. - М.: Высшая школа, 1980. - 408 с.
13. Зингер Н.М. Гидравлические и тепловые режимы теплофикационных сетей. - М.: Энергоатомиздат, 1986, - 319 с.
14. Мухин О.А. Автоматизация систем теплогазоснабжения: Учебное пособие для вузов. - М.: Высшая школа, 1986.-304 с.

15. Автоматика и автоматизация систем теплогазоснабжения и вентиляции: Учебник для вузов / Калмаков А. А., Кувшинов Ю. Я., Романова С. С., Щелкунов С. А.; Под ред. Богословского В. Н. - Москва: Стройиздат, 1986.-479 с.
16. Пырков В. В.Современные тепловые пункты. Автоматика и регулирование.– К.: ІІ ДП «Такі справи», 2007.– 252 с.
17. Андреев С.В., Ефимова О.С. Охрана труда. - М.:Альфа-Пресс, 2003.-288с.
18. Пчелинцев В.А. Охрана труда в строительстве. - М.: В. школа., 1991.- 272с.
19. Белецкий Б.Ф. Технология прокладки трубопроводов и коллекторов различного назначения. - М.: Стройиздат, 1992.-336 с.
20. Организация работ по монтажу систем вентиляции: Методические указания/Сост. Маслова Н.В.- Тольятти: ТолПИ, 1995.
21. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е1. Земляные работы Выпуск 1 Механизированные и ручные земляные работы / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2013.
22. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е2. Сооружение систем теплоснабжения, водоснабжения, газоснабжения и канализации. Наружные сети и сооружения / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2013.
23. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е22. Сварочные работы. Выпуск 1 Конструкции зданий и промышленных сооружений / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2013.
24. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е9. Сооружение систем теплоснабжения, водоснабжения, газоснабжения и канализации Выпуск 1 Санитарно-техническое оборудование зданий и сооружений. / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2013.
25. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е11. изоляционные работы / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2013.

26. Федеральный Закон №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г.
27. Постановление Правительства РФ № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» от 22.02.2012 г.
28. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения МДК 4-05.2004.
29. Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России 30.12.2008 г. № 235
30. Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей. – М.: Государственное энергетическое издательство, 2009.

Приложение 1

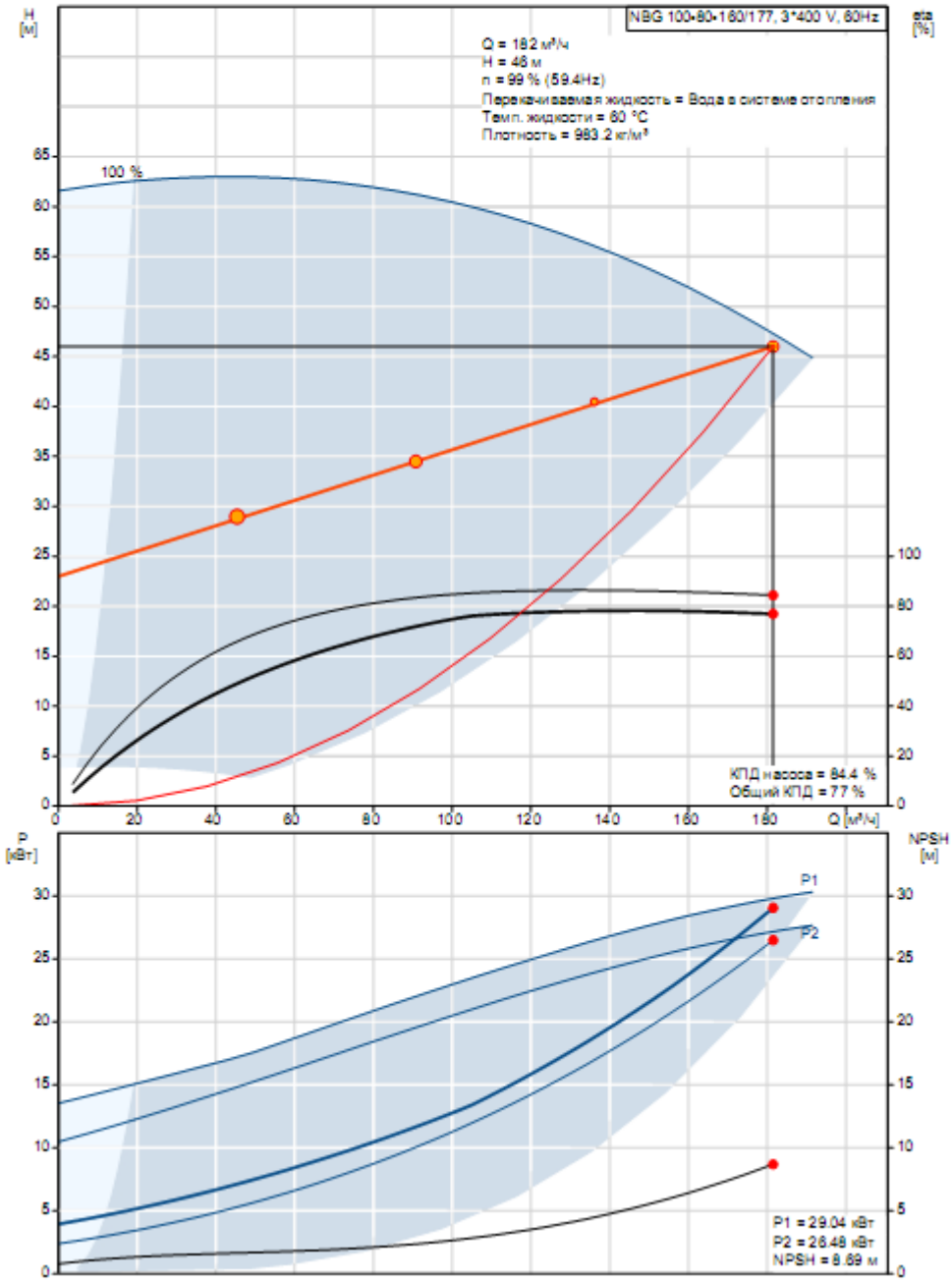
Характеристика сетевых насосов NBG 100-80-160/177

GRUNDFOS

Название компании:
Разработано:
Телефон:

Дата: 20.05.2016

NBG 100-80-160/177 60 Гц



Приложение 2

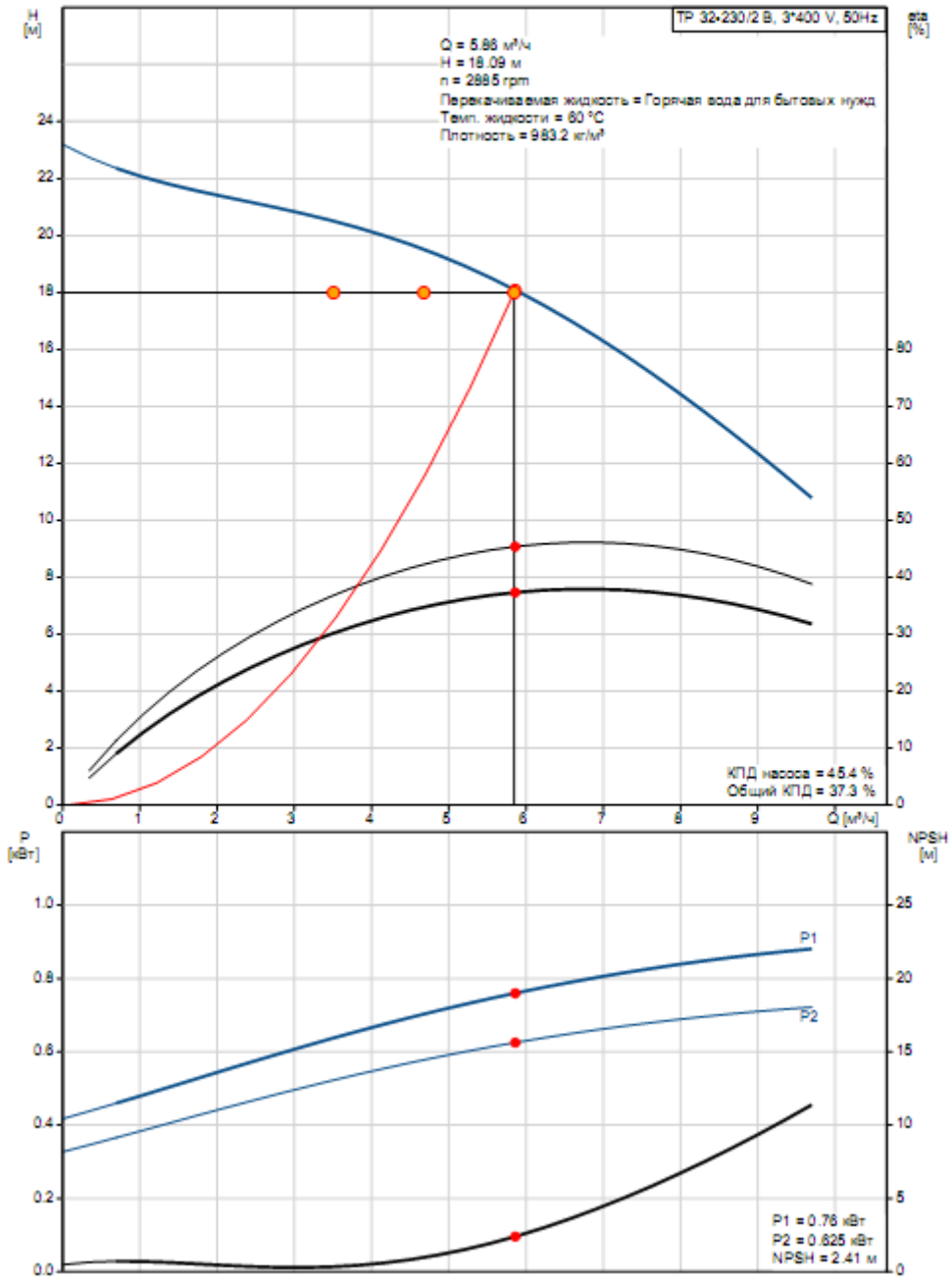
Характеристика подпиточных насосов 96463731 TP 32-230/2 B

GRUNDFOS

Название компании:
Разработано:
Телефон:

Дата: 22.05.2016

96463731 TP 32-230/2 B 50 Гц



Приложение 3

Таблица 6.3 - Спецификация плетей трубопроводов

Диаметр труб, DxS мм	Состав плети						Отводы		Арматура		Компенсаторы		Число сварных стыков	
	секции труб		стандартные трубы		неполномерные трубы		наименование	кол-во	наименование	кол-во	наименование	кол-во	поворотных	неповоротных
	длина, L, м	кол-во, шт	длина, L, м	кол-во, шт	длина, L, м	кол-во, шт								
38х2,5	359	12	10,2	70	2	2		36		38			4	12
45х2,5	92	8	10,2	18				6	КШТ	6	К2	1	4	8
57х3,5	229	34	10,2	44	5	2	ГОСТ	6	61.103.200		К4, К6, К7	3	18	24
89х4	148	18	10,2	28	5	2	17375-2001			2	К3, К5	2	6	12
108х4	197	38	10,2	38	3	2		2		6	К1	1	12	26
157х4,5	186	26	10,2	36	3	2		6					18	24

Приложение 4

Таблица 6.4 - Ведомость трудоемкости работ

Наименование работ	Ед. изм.	ЕНиР	Норма времени		Трудоемкость		
			чел.ч	маш.ч	объем работ	чел-дн	маш-см
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Отрывка траншей и котлованов эскаватором:		Е2-1-10					
с погрузкой на транспорт	100м³		3,6	3,6	14,72	11,46	5,03
на вымет			2,9	2,9	26,1	5,21	1,84
Состав бригады: машинист 6р-2							
2. Устройство песчаного основания	1м³	Е9-2-32	0,9		872	95,71	
Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1							
3. Монтаж ж/б лотков каналов	1м	Е9-2-25	0,55		1211	81,23	
Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1							

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4	5	6	7	8
4. Устройство днищ камер и дрен.колодцы	1шт	Е9-2-28	0,3		16	0,59	
Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2 3р-2							
5. Устройство стен камер	1м³	Е9-2-28	3		9,0	3,28	
Состав бригады: каменщики 4р-1, 2р-1							
6. Сборка труб в секции на бровке траншей	1м	Е9-2-1					
38х2,5			0,01		718	2,63	
45х2,5			0,01		184	0,45	
57х3,5			0,01		458	1,12	
89х4			0,02		296	1,08	
108х4			0,02		394	1,44	
157х4,5			0,03		372	1,36	
Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2							

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4	5	6	7	8
7. Поворотная сварка труб	1стык	Е22-2-2					
38х2,5			0,08		4	0,0049	
45х2,5			0,1		4	0,0049	
57х3,5			0,2		18	0,0220	
89х4			0,26		6	0,0073	
108х4			0,29		12	0,0146	
157х4,5			0,7		18	0,0439	
Состав бригады: электросварщик 5р-1							
8. Укладка бетонных подушек под подвижные опоры	1шт	Е9-2-28					
38х2,5			0,03		133	0,4864	
45х2,5			0,03		31	0,1122	
57х3,5			0,03		60	0,2205	
89х4			0,05		28	0,1703	
108х4			0,05		31	0,1877	
157х4,5			0,06		23	0,1701	
Состав бригады: монтажник 4р-1, 3р-2							

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4	5	6	7	8
9. Устройство подвижных опор	1шт	Е9-2-18					
8х2,5			0,05		133	0,8107	
45х2,5			0,05		31	0,187	
57х3,5			0,05		60	0,367	
89х4			0,05		28	0,170	
108х4			0,07		31	0,263	
157х4,5			0,07		23	0,198	
Состав бригады: монтажник 5р-1, 3р-1							
10. Устройство неподвижных опор	1шт	Е9-2-18					
38х2,5			0,11		19	0,255	
45х2,5			0,11		3	0,040	
57х3,5			0,11		3	0,040	
89х4			0,11		3	0,040	
108х4			0,11		2	0,027	
157х4,5			0,11		3	0,040	
Состав бригады: монтажник 5р-1, 3р-1							

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4	5	6	7	8
11. Укладка труб в каналы	1м	Е9-2-1					
38х2,5			0,05		133	0,811	
45х2,5			0,05		31	0,187	
57х3,5			0,05		60	0,367	
89х4			0,08		28	0,272	
108х4			0,08		31	0,300	
157х4,5			0,08		23	0,227	
Состав бригады: монтажник 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1							
12. Монтаж фасонных частей:	1шт	Е9-2-14					
38х2,5			0,42		36	1,84	
45х2,5			0,42		6	0,31	
57х3,5			0,42		6	0,31	
89х4			0,63		2	0,15	
157х4,5			0,82		6	0,20	
тройники более dy100			1,1		26	3,49	
тройники менее dy100			0,56		8	0,55	
Состав бригады: монтажник 4р-1, 3р-2							

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4	5	6	7	8
13. Монтаж арматуры	1шт	Е9-2-16					
38х2,5			1,2		38	5,56	
45х2,5			1,2		6	0,88	
89х4			1,4		2	0,34	
108х4			1,4		6	1,02	
Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1,4р-1, 3р-1							
14. Неповоротная сварка труб	1стык	Е22-2-2					
38х2,5			0,16		12	0,23	
45х2,5			0,18		8	0,18	
57х3,5			0,22		24	0,64	
89х4			0,29		12	0,42	
108х4			0,54		26	1,71	
157х4,5			0,79		24	2,31	
Состав бригады: электросварщик 5р-1							

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4	5	6	7	8
15. Первичное гидравлическое испытание на прочность	1м	Е9-2-9					
до dy100			0,1		828	10,10	
до dy200			0,12		383	5,60	
Состав бригады: монтажник 5р-1, 4р-2, 3р-2							
16. Гидроизоляция сварных стыков	1стык	Е9-2-12					
до dy100			0,27		88	2,90	
до dy200			0,3		80	2,93	
Состав бригады: изолировщик 4р-2, 3р-2							
17. Тепловая изоляция трубопроводов	1м	Е9-2-13					
38х2,5			0,08		718	7,00	
45х2,5			0,08		184	1,80	
57х3,5			0,08		458	4,47	
89х4			0,1		296	3,61	
108х4			0,1		394	4,80	
157х4,5			0,1		372	4,54	
Состав бригады: изолировщик 4р-1, 2р-1							

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4	5	6	7	8
18. Укладка плит перекрытия каналов	1м	Е9-2-24	0,95		1211	140,30	
Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1							
19. Укладка плит перекрытий камер	1шт	Е9-2-28	0,3		16	0,59	
Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 4р-1, 3р-2							
20. Устройство гидроизоляции каналов	100м²	Е9-2-24	0,28		14,8	0,51	
Состав бригады: изолировщик 4р-1, 3р-1, 2р-1							
21. Устройство гидроизоляции перекрытий камер	100м²	Е11-37	11,5		0,012	0,02	
Состав бригады: гидроизолировщик 4р-1							
22. Обратная засыпка траншей и котлованов бульдозером	100м³	Е2-1-34	0,66	0,66	35,78	2,88	0,23
Состав бригады: машинист 6р-1							
23. Окончательное испытание трубопроводов	1м	Е9-2-9					
до dy100			0,1		828	10,10	
до dy200			0,12		383	5,60	
Состав бригады: монтажник 5р-1, 4р-1, 3р-2							

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4	5	6	7	8
24. Промывка и хлорирование трубопроводов	1м	Е9-2-9					
до dy100			0,05		828	5,05	
до dy200			0,06		383	2,80	
Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 4р-1, 3р-2, 2р-1							
25. Планирование площадей бульдозером	1000м²	Е2-1-36	0,49	0,49	8,70	0,52	0,52
Состав бригады: машинист 6р-1							
Всего:						447,85	7,39
Затраты труда на необъемные работы, выполняемые за-счет накладных расходов, принимаемые 16%						71,656	
от суммарной трудоемкости основных работ						909,70	
Затраты труда на подготовительные работы, принимае-мые 8% от суммарной трудоемкости						35,828	