

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

АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ

(институт)

«Теплогасоснабжение, вентиляция, водоснабжение и водоотведение»

(кафедра)

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой ТГВВиВ

М.Н. Кучеренко

(подпись)

(И.О. Фамилия)

« » 20 г.

**КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН
выполнения бакалаврской работы**

Студентки Гришиной Виктории Александровны
по теме г. Новосибирск Ленинский р - н. Реконструкция системы 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	
Гидравлический расчёт	18.04.2016	18.04.2016	Выполнено	
Тепловая изоляция трубопроводов	30.04.2016	30.04.2016	Выполнено	
ИТП	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)

В.А. Гришина

(И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

В дипломной работе «г.Новосибирск. Ленинский р - н. Реконструкция системы теплоснабжения».

Проект реконструкции системы теплоснабжения Ленинского района выполнен на основании утвержденного задания на проектирование.

Представленный дипломный проект состоит из 6 листов графической части и 63 листа пояснительной записки, в которой приведены основные расчеты системы теплоснабжения, разработан ИТП для больницы корпус №2 и жилой дом №9, автоматизация ИТП, разработан раздел организации строительно-монтажных работ и рассмотрены вопросы безопасности и экологичности объекта.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	7
1.1 Характеристика района строительства	8
2 РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	10
2.1 Определение расчетных расходов сетевой воды	10
2.2 Построение расчетной и монтажной схем теплопроводов	12
2.3 Гидравлический расчет водяных тепловых сетей. Построение пьезометрического графика тепловой сети	17
2.4 Определение эффективности тепловой изоляции	22
3 ИТП	27
4 АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕПЛОВОГО ПУНКТА	31
5 ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬНО - МОНТАЖНЫХ РАБОТ	34
5.1 Определение объемов строительно – монтажных работ	34
5.2 Определение трудоемкости строительных и монтажных работ	40
6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ОБЪЕКТА	47
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	52
ПРИЛОЖЕНИЯ	55

ВВЕДЕНИЕ

Теплоснабжение – это система обеспечения теплом зданий и сооружений. Централизованные системы теплоснабжения, обеспечивают наиболее экономное использование топлива и имеют наиболее высокие экономические показатели.

На дипломное проектирование выбрана тема: «г. Новосибирск Ленинский р - н. Реконструкция системы теплоснабжения». Актуальность данной работы заключается в том, что главной стратегической задачей в настоящий момент выступает реконструкция системы теплоснабжения района.

Реконструкция системы теплоснабжения связана с введением в эксплуатацию больничного корпуса №2 и жилого дома 9.

Основными задачами данной работы являются:

- Расчет системы теплоснабжения;
- Проектирование ИТП;
- Автоматизация ИТП;
- Организация СМР.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Основанием разработки данного проекта являются:

- Генплан реконструируемого участка сетей Ленинского района;
- Схема теплоснабжения города Новосибирска утвержденная приказом Минэнерго России от 14 января 2012г №2 [1].

Источником тепла является ТЭЦ 3 установленной тепловой мощностью 1126Гкал/ч [1].

Теплоноситель - перегретая вода с параметрами:

$$T_1 = 130 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$T_2 = 70 \text{ }^\circ\text{C};$$

Расчетная температура наружного воздуха, продолжительность стояния температур наружного воздуха за отопительный период, продолжительность отопительного периода [11, Табл. 1.3]:

- расчетная для отопления: $t_o = -39 \text{ }^\circ\text{C}$;
- расчетная для вентиляции: $t_B = -24 \text{ }^\circ\text{C}$;
- средняя за отопительный период: $t_{cp} = -9,1 \text{ }^\circ\text{C}$;
- продолжительность отопительного периода $Z_{от.п} = 227$ сут.

В течение всего года преобладает юго-западный ветер.

Таблица 1.1 – Продолжительность стояния температур наружного воздуха

Число часов стояния t_n	Температура наружного воздуха, $^\circ\text{C}$										
	-44,9...-40	-39,9...-35	-34,9...-30	-29,9...-25	-24,9...-20	-19,9...-15	-14,9...-10	-9,9...-5	-4,9...0	+0,1...+5	+5,1...+8
Δt_i	15	74	115	281	423	644	863	866	865	800	502
$\Sigma \Delta t_i$		89	204	485	908	1552	2415	3281	4146	4946	5448

Максимальная потребность тепла потребителями принимается по проектным данным и сведена в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Потребность тепла потребителями

№ поз.	Наименование потребителя	Расчетный тепловой поток, МВт				
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего	ГВС (теплый период)
1	2	3	4	5	6	7
1	Больница корп.2	0,618	0,236	0,504	1,358	0,403
2	Больница корп.3	0,427	0,176	0,324	0,927	0,259
3	Больница корп.1	0,538	0,152	0,272	0,962	0,218
4	Поликлиника	0,644	0,258	0,512	1,414	0,410
5	Ст.скорой помощи	0,325	0,184	0,221	0,73	0,177
6	Школа	0,536	0,085	0,126	0,747	0,101
7	Жилой дом	0,415	0	0,357	0,772	0,286
8	Жилой дом	0,382	0	0,297	0,679	0,238
9	Жилой дом	0,367	0	0,295	0,662	0,236
10	Жилой дом	0,367	0	0,295	0,662	0,236
11	Жилой дом	0,382	0	0,297	0,679	0,238
12	Жилой дом	0,372	0	0,214	0,586	0,171
13	Жилой дом	0,382	0	0,297	0,679	0,238
14	Жилой дом	0,435	0	0,412	0,847	0,330
15	Жилой дом	0,435	0	0,412	0,847	0,330
	ИТОГО	6,625	1,091	4,835	12,551	3,868

Прокладка теплопроводов: подземная, в непроходных каналах[14].

1.1 Характеристика района реконструкции

Ленинский район города Новосибирск расположен на левом берегу реки Обь.

Площадь реконструируемого квартала составляет 180,36 кв. км. Население 3,9 человека на кв. км[1].

Этажность застройки 5 – 9 этажей.

Внутри реконструируемого квартала имеются три категории потребителей теплоты по надежности. Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче тепла: больница 1-3 корпус. Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях: жилые и общественные здания. Третья категория – остальные потребители: школа [4].

Грунты представлены переслаивающимися супесями и песками, в составе которых с глубоким (свыше 20 м) залеганием подземных вод. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов составляет 2,37м [12].

По степени агрессивного воздействия на бетонные и железобетонные конструкции грунты неагрессивные, к конструкциям из углеродистой стали слабоагрессивные [12].

2 РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Определение расчетных расходов сетевой воды

Расходы сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение квартала для закрытой системы теплоснабжения при центральном качественном регулировании по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения определяется согласно методике описанной в справочнике проектировщика [10].

Расчетный расход сетевой воды на отопление, т/ч:

$$G_0 = \frac{3,6 \cdot Q_0}{c \cdot (\tau'_{1,0} - \tau'_{2,0})} \quad (2.1)$$
$$G_0 = \frac{3,6 \cdot 0,618}{4,19 \cdot (60)} = 8,85$$

где Q_0 – расчетный расход теплоты на отопление жилых и общественных зданий, МВт, (таблица 1.2);

$\tau'_{1,0}$ и $\tau'_{2,0}$ – расчетный перепад температур сетевой воды в подающей и обратной магистралях при $t_{H,O}$, равный

$$\theta' = 130 - 70 = 60^\circ\text{C};$$

c – теплоемкость воды, равная 4,19 кДж/(кг °К).

Расчетный расход сетевой воды на вентиляцию общественных зданий в т/ч для каждого квартала определяется при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования вентиляции $t_{H,B}$ по формуле:

$$G_B = \frac{3,6 \cdot Q_B}{c \cdot (\tau''_{1,0} - \tau''_{2,0})} \quad (2.2)$$
$$G_B = \frac{3,6 \cdot 0,236}{4,19 \cdot (60)} = 3,38$$

где Q_B – расчетный расход теплоты на вентиляцию, МВт, (таблица 1.2);

$\tau''_{1,0}$ – температура сетевой воды в подающей магистрали при $t_{H,B}$, $\tau''_{1,0} = 130^\circ\text{C}$;

$\tau_{2,0}''$ – температура сетевой воды после вентиляционных калориферов при $t_{H.B}$,
 $\tau_{2,0}'' = 70^\circ\text{C}$.

Максимальный часовой расход сетевой воды на горячее водоснабжение каждого квартала, т/ч по формуле:

$$G_{Г.В}^{MAX} = \frac{3,6 \cdot 0,55 \cdot Q_{Г.В}^{MAX}}{c \cdot (\tau_{1,0}''' - \tau_{2,0}''')} \quad (2.3)$$

$$G_{Г.В}^{MAX} = \frac{3,6 \cdot 0,55 \cdot 0,504}{4,19 \cdot (30)} = 7,94$$

где $Q_{Г.В}^{MAX}$ – максимальный расход теплоты на горячее водоснабжение, МВт

$$Q_{Г.В}^{MAX} = 2 \cdot Q_{Г.В}^{CP};$$

$\tau_{1,0}'''$ и $\tau_{2,0}'''$ – температуры сетевой воды в подающей и обратной магистралях тепловой сети в точке излома отопительно-бытового температурного графика,

$$\tau_{1,0}''' = 70^\circ\text{C}, \quad \tau_{2,0}''' = 40^\circ\text{C}.$$

Расчетные расходы сетевой воды всех потребителей квартала сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетные расходы сетевой воды

№ поз.	Наименование потребителя	Расчетный расход сетевой воды, т/ч				
		на отопление	на вентиляцию	на ГВС	Суммарный расход	в летний период
		G_{oP}	$G_{вP}$	$G_{Гв}$		$G_{сум}$
1	2	7	8	9	10	11
1	Больница корп.2	8,85	3,38	7,94	20,17	6,93
2	Больница корп.3	6,11	2,52	5,10	13,74	4,45
3	Больница корп.1	7,70	2,18	4,28	14,17	3,74
4	Поликлиника	9,22	3,69	8,06	20,98	7,04
5	Ст.скорой помощи	4,65	2,63	3,48	10,77	3,04
6	Школа	7,68	1,22	1,98	10,88	1,73
7	Жилой дом	5,94	0,00	5,62	11,57	4,91
8	Жилой дом	5,47	0,00	4,68	10,15	4,08

Продолжение таблицы 2.1 – Расчетные расходы сетевой воды

9	Жилой дом	0,367	0	0,295	0,662	0,236
10	Жилой дом	0,367	0	0,295	0,662	0,236
11	Жилой дом	0,382	0	0,297	0,679	0,238
12	Жилой дом	0,372	0	0,214	0,586	0,171
13	Жилой дом	0,382	0	0,297	0,679	0,238
14	Жилой дом	0,435	0	0,412	0,847	0,330
15	Жилой дом	0,435	0	0,412	0,847	0,330
	ИТОГО	6,625	1,091	4,835	12,551	3,868

2.2 Построение расчетной и монтажной схем теплопроводов

Построение расчетной схемы теплопроводов начинается с обозначения точки врезки тепловых сетей. Далее указывается трасса тепловых сетей внутри квартала, проставляются номера объектов застройки, на расчетных участках указываются его номер, длина и расчетный расход теплоносителя [14]. Расчетная схема представлена в приложении 1 данной работы.

После составления расчетной схемы тепловой сети приступаем к построению монтажной схемы магистрального трубопровода, на которой показываются узлы ответвлений, компенсаторы, запорная арматура, неподвижные опоры. Подающий теплопровод располагаем на схеме с правой стороны по ходу движения теплоносителя от источника теплоты [14].

Определив диаметры трубопроводов, в результате 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 горячей воды [21, табл. 3.7].

Принимается подземная прокладка в непроходных каналах и П-образные компенсаторы.

На участке между двумя неподвижными опорами предусматривается П-образный компенсатор [3, п. 7.31; 7.33]. Повороты трассы тепловой сети под углом до 120° используются для самокомпенсации температурных удлинений трубопроводов. Расстояние между неподвижными опорами на участках самокомпенсации принимаются не более 60% от наибольших допустимых расстояний, [21, табл.3.7], для П-образных компенсаторов.

На всех ответвлениях трубопроводов в теплофикационных камерах установлена запорная арматура и спускная, согласно [4, п.7.17в].

На монтажной схеме обозначены трубопроводы, неподвижные опоры, компенсаторы, места сужения трубопроводов, запорная арматура, спускники и воздушники, теплофикационные камеры.

Для построения монтажной схемы необходимо рассчитать участки с П-образной компенсацией и углы поворота как участки самокомпенсации.

Тепловое удлинение теплопроводов рассчитывают по формуле:

$$\Delta l_I = \alpha \cdot L \cdot (t - t_{н.о.}) \quad (2.4)$$

где L – длина трубопровода между неподвижными опорами, м;

t – температура теплоносителя, °С;

t₀ – температура окружающей среды, t_{н.о.} = -39 °С;

α – коэффициент линейного удлинения стальных труб, α = 0,0000012 м·°С.

Пример расчета удлинения теплопроводов представлен на первом участке:

$$\Delta l_I = 0,0000012 \cdot 95 \cdot (130 - (-39)) = 0,01824 \text{ м}$$

Расчет и подбор П – образных компенсаторов ведется согласно методике описанной в Справочнике проектировщика [10] и сведен в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет П - образных компенсаторов

Обозначение компенсатора	D _y , м	расстояние между опорами, м	Тепловое удлинение трубопровода, м	Расчетное тепловое удлинение трубопровода, м	l _м	l _г	n1	n2	изгибающее напряжение в точке	
									A	B
		L	Δl	Δl _р			A	B	A	B
К-1	0,2	95	0,019266	0,009633	2	3	1,5	47,50	1,185	28,9761
К-2	0,15	50	0,00234	0,00117	2	3	1,5	25,00	0,000	2,646
К-3	0,08	32	0,0064896	0,0032448	2	3	1,5	16,00	0,000	3,92542
К-4	0,08	40	0,008112	0,004056	2	3	1,5	20,00	0,000	4,8986
К-5	0,08	40	0,008112	0,004056	2	3	1,5	20,00	0,000	4,8986
К-6	0,08	60	0,012168	0,006084	2	3	1,5	30,00	0,000	7,33187
К-7	0,08	75	0,01521	0,007605	2	3	1,5	37,50	0,000	9,15694

Монтажная схема тепловых сетей приведена на третьем листе графической части дипломного проекта.

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:

$$\Delta l_x = \alpha \Delta t (x_b - x_a) \quad (2.5)$$

$$\Delta l = \alpha \Delta t (y_b - y_a) \quad (2.6)$$

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

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

$$n = \frac{l_g}{l_m}; \quad (2.7)$$

$$A = \frac{3(n^3 + 4n^2 + 3)}{n(n+1)} \quad (2.8)$$

$$B = \frac{3(3n^3 + 4n + 1)}{n^3(n+1)} \quad (2.9)$$

$$C_{(a)} = \frac{1,5(n^3 + 2n^2 + 1)}{n(n+1)} \quad (2.10)$$

$$C_{(\delta)} = \frac{1,5(n^3 + 2n + 1)}{n^2(n + 1)} \quad (2.11)$$

$$C_{(e)} = \frac{3(n^2 + 1)}{n(n + 1)} \quad (2.12)$$

Рассчитываются силы упругой деформации: P_x и P_y (кН)

$$P_x = A \frac{\alpha E I \Delta t}{10^7 l_m^2} \quad (2.13)$$

$$P_y = B \frac{\alpha E I \Delta t}{10^7 l_m^2} \quad (2.14)$$

Изгибающие компенсационные напряжения определяются по формулам (МПа):

$$\sigma_{u(a)}^\kappa = C_{(a)} \frac{\alpha E D_n \Delta t}{10^7 l_m}; \quad (2.15)$$

$$\sigma_{u(\delta)}^\kappa = C_{(\delta)} \frac{\alpha E D_n \Delta t}{10^7 l_m} \quad (2.16)$$

$$\sigma_{u(e)}^\kappa = C_{(e)} \frac{\alpha E D_n \Delta t}{10^7 l_m} \quad (2.17)$$

Результат расчета участков самокомпенсации сведен в табл. 2.3

Таблица 2.3 - Расчет участков самокомпенсации

	La, м	Lb, м	n	A	B	Ca	Cb	Cc	Px, кН	Py, кН	σ_a , МПа	σ_b , МПа	σ_c , МПа	dn, м
УП1	10	20	0,50	16,50	50,00	3,25	8,50	5,00	332,6	1 008,0	0,01	51,90	0,02	0,159
УП2	21	45	0,47	17,41	59,74	3,37	9,56	5,34	69,3	237,9	0,01	66,98	0,01	0,159
УП4	17	30	0,57	15,09	36,29	3,08	6,90	4,46	135,2	325,2	0,01	65,63	0,02	0,159
УП5	42	17	2,47	14,87	1,49	4,95	1,49	2,49	414,9	41,5	0,03	0,42	0,01	0,089
УП7	20	6	3,33	17,55	0,96	6,26	1,39	2,52	3 930,3	125,7	0,36	0,26	0,14	0,108
УП8	14	6	2,33	14,46	1,63	4,74	1,52	2,49	3 238,4	213,6	0,27	0,58	0,14	0,108
УП9	5	5	1,00	12,00	9,00	3,00	3,00	3,00	3 870,7	1 791,3	0,21	5,13	0,21	0,089
УП10	5	7	0,71	13,24	20,27	2,92	4,79	3,70	2 179,4	1 860,9	0,10	16,04	0,13	0,089
УП11	7	11	0,64	14,05	27,06	2,98	5,73	4,05	936,5	878,2	0,04	24,17	0,06	0,089
УП12	8	5	1,60	12,50	3,24	3,68	1,87	2,57	4 032,6	644,5	0,25	1,25	0,18	0,089
УП13	9	18	0,50	16,50	50,00	3,25	8,50	5,00	410,7	522,9	0,02	58,10	0,03	0,089
УП14	9	10	0,90	12,23	11,54	2,94	3,44	3,18	985,9	466,5	0,05	7,26	0,05	0,089
УП15	7	12	0,58	14,81	33,71	3,05	6,58	4,35	829,4	895,8	0,04	33,07	0,05	0,089
УП16	5	10	0,50	16,50	50,00	3,25	8,50	5,00	1 330,6	2 020,8	0,06	58,10	0,09	0,089
УП17	5	10	0,50	16,50	50,00	3,25	8,50	5,00	1 330,6	2 020,8	0,06	58,10	0,09	0,089
УП18	21	35	0,60	14,55	31,39	3,03	6,29	4,25	95,8	71,1	0,00	29,86	0,01	0,089
УП19	21	22	0,95	12,08	10,04	2,97	3,18	3,07	201,3	66,2	0,01	7,24	0,01	0,108
УП21	20	25	0,80	12,65	15,34	2,91	4,05	3,42	163,2	75,3	0,01	6,93	0,01	0,057
УП22	10	17	0,59	14,73	33,00	3,04	6,50	4,32	411,1	393,6	0,01	20,55	0,02	0,057
УП23	32	18	1,78	12,92	2,64	3,93	1,74	2,53	321,5	27,6	0,02	0,94	0,01	0,089
УП24	7	11	0,64	14,05	27,06	2,98	5,73	4,05	936,5	878,2	0,04	24,17	0,06	0,089

2.3 Гидравлический расчет водяных тепловых сетей. Построение пьезометрического графика тепловой сети

Основной задачей гидравлического расчета тепловых сетей является определение диаметров трубопроводов и потерь давления при заданных расходах теплоносителя [15].

Диаметры трубопроводов подобраны по суммарным расчетным часовым расходам теплоносителя на холодный период[4].

Потери давления на участках тепловой сети определяются методом удельных потерь давления на трение и приведенных длин. Удельные потери давления на трение в магистральных теплопроводах принимаем 30...80 Па/м [15].

Поскольку в закрытой системе теплоснабжения расходы теплоносителя в подающем и обратном теплопроводах одинаковы, гидравлический расчет выполняется для подающего теплопровода. Потери давления в обратном теплопроводе равны теплотерям давления в подающем теплопроводе.

Гидравлический расчет водяных тепловых сетей произведен согласно методике приведенной в справочнике проектировщика [10] и СП [4, табл.9,12]. Пример гидравлического расчета водяных тепловых сетей представлен для расчетного участка №1.

Общие потери давления на участке (линейные и в местных сопротивлениях), определяются по формуле:

$$\Delta P = R \cdot (l_{\phi} + l_{\varepsilon}) \quad (2.18)$$

Величина невязки между потерями давления в ветках не должна превышать 10% [10]. При невозможности уравнивать потери давления в ветках изменением диаметров труб избыточное давление гасится на абонентских вводах.

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

расчетных расходах теплоносителя. Поскольку система теплоснабжения закрытая и расходы воды в подающем и обратном теплопроводах одинаковы, гидравлический расчет выполняем только для подающей линии теплосети.

Учитывая повышение температуры холодной воды $t_{хл}$ до 15 °С для летнего периода.

Зная расчетные расходы воды таблица 2.2 и потери напора по участкам для зимнего периода, определяем сопротивление каждого участка сети по формуле:

$$S = \frac{H}{G_p^2} \quad (2.19)$$

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

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

Аналогично находим сопротивления других участков. Зная S и летние расчетные расходы воды по участкам, определяем потери напора на участках для летнего периода, м, по формуле:

$$H_{л} = S \cdot (G_p^{л})^2 \quad (2.20)$$

Гидравлический расчет водяной тепловой сети сведен для холодного периода сведен в таблицу 2.5, а для теплого в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 - Гидравлический расчет тепловых сетей. Теплый период

№ участка	Расход воды в холодный период, т/ч G_p	Потери напора на уч-ке в холодный период $H, м$	Сопротивление уч-ка сети $S \cdot 10^{-5} \text{ м} \cdot \text{ч}^2 / \text{м}^6$	Расчетный расход воды в теплый период, $G_{п}, \text{ т/ч}$	Потери напора на участке в теплый период $H_{п}, \text{ м}$
1	2	3	4	5	6
1	10,77	0,68	584,47	6,9	0,28
2	48,07	0,20	8,73	15,12	0,02
3	69,05	0,54	11,34	22,16	0,06
4	79,82	1,12	17,62	25,20	0,11
5	90,70	1,66	20,17	26,93	0,15
6	186,65	1,39	3,99	66,47	0,18

Таблица 2.5 – Гидравлический расчет тепловой сети. Холодный период

№ уч-ка	Расход воды, G, м ³ /ч	Ду, м	S, м ²	Фактическая длина уч-ка, ℓ _ф , м	Эквивалентная длина уч-ка, ℓ _э , м	Приведенная длина уч-ка, м ℓ _{пр} = ℓ _ф + ℓ _э	Скорость воды, v, м/с	Re	λ	Удельные потери давления R, Па/м	Потери давления на уч-ке R·ℓ _{пр} , Па	Потери напора на уч-ке Н, м	Суммарные потери давления ∑R·ℓ _{пр} , Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	10,77	0,08	0,005024	89	4,7	93,7	0,60	105862	0,0294	72,4	6779,38	0,68	6779,38
2	48,07	0,15	0,0176625	35	5,3	40,3	0,76	252007	0,0237	50,1	2018,05	0,20	8797,43
3	69,05	0,15	0,0176625	49	8,3	57,3	1,09	361998	0,0216	94,4	5408,11	0,54	14205,54
4	79,82	0,15	0,0176625	86	6,32	92,32	1,26	418458	0,0208	121,6	11228,99	1,12	25434,53
5	90,70	0,15	0,0176625	105	4,1	109,1	1,43	475480	0,0202	152,1	16594,39	1,66	42028,92
6	186,65	0,2	0,0314	95	6,3	101,3	1,65	733866	0,0181	137,1	13892,41	1,39	55921,32
7	8,70	0,05	0,0019625	80	1,2	81,2	1,23	136791	0,0276	464,1	37685,54	3,77	37685,54
8	44,28	0,1	0,00785	78	0,8	78,8	1,57	348227	0,0218	297,6	23453,82	2,35	61139,36
												ΔP	-0,09
9	11,57	0,08	0,005024	49	2,4	51,4	0,64	113687	0,0289	82,0	4213,26	0,42	4213,26
10	21,71	0,08	0,005024	79	7,5	86,5	1,20	213440	0,0247	246,8	21350,50	2,14	25563,77
11	41,52	0,08	0,005024	20	5,28	25,28	2,30	408104	0,0210	767,4	19399,22	1,94	44962,99
12	51,67	0,1	0,00785	30	4,8	34,8	1,83	406285	0,0210	389,8	13566,32	1,36	58529,31
												ΔP	-0,05
13	13,74	0,08	0,005024	19	1,2	20,2	0,76	135040	0,0276	110,8	2237,79	0,22	2237,79
14	14,17	0,08	0,005024	41	1,2	42,2	0,78	139234	0,0274	116,9	4932,05	0,49	4932,05
15	20,98	0,08	0,005024	24	1,8	25,8	1,16	206234	0,0249	232,4	5996,63	0,60	5996,63

Продолжение таблицы 2.5 – Гидравлический расчет тепловой сети. Холодный период

16	10,77	0,08	0,005024	49	4,2	53,2	0,60	105862	0,0294	72,4	3849,12	0,38	3849,12
17	10,88	0,08	0,005024	77	3,7	80,7	0,60	106917	0,0293	73,6	5941,08	0,59	5941,08
18	12,72	0,08	0,005024	50	1,7	51,7	0,70	125018	0,0282	96,8	5004,40	0,50	5004,40
19	10,15	0,08	0,005024	30	7,2	37,2	0,56	99753	0,0298	65,2	2425,61	0,24	2425,61
20	12,72	0,08	0,005024	24	4,7	28,7	0,70	125018	0,0282	96,8	2778,07	0,28	2778,07
21	10,15	0,08	0,005024	37	4,7	41,7	0,56	99753	0,0298	65,2	2719,03	0,27	2719,03
22	9,90	0,08	0,005024	50	4,7	54,7	0,55	97332	0,0300	62,5	3416,58	0,34	3416,58
23	9,90	0,08	0,005024	21	4,7	25,7	0,55	97332	0,0300	62,5	1605,23	0,16	1605,23
24	10,15	0,08	0,005024	17	4,7	21,7	0,56	99753	0,0298	65,2	1414,94	0,14	1414,94

Пьезометрический график строится для закрытой двухтрубной тепловой сети от точки подключения ТК-12/7 до больничного корпуса №2 и от жилого дома 9 до ТК-7/1 исходя из условий надежной и безопасной работы тепловых сетей.

Пьезометрический график строится на основании данных гидравлического расчета для расчетного направления и характерных ответвлений для зимнего и летнего периода года [21], [4, п. 5.16].

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.

Пьезометрический график строим в следующей последовательности [14]:

1. Наносим профиль местности по расчетной магистрали;
2. Наносим высоты присоединяемых к тепловой сети зданий;
3. Наносим положение линий давлений в обратной магистрали;
4. Наносим линию давлений в подающей магистрали тепловой сети;
5. Наносим линию давлений при гидростатическом режиме

Для зависимых схем присоединения потребителей максимальный пьезометрический статический напор не должен превышать 60 м из условия механической прочности[10].

После построения профиля местности и нанесения высот присоединяемых потребителей строится пьезометрический график для гидростатического режима, т. е. когда отсутствует циркуляция теплоносителя в тепловых сетях, а напор в системе теплоснабжения поддерживается на заданном уровне подпиточными насосами. При таком режиме график напоров представляет собой прямую линию S-S, параллельную оси абсцисс[11].

Пьезометрические графики приведены на листе четыре – пять дипломного проекта.

2.4 Определение эффективности тепловой изоляции

Определение эффективности тепловой изоляции тепловых сетей ведется согласно указаниям СП [5].

Теплоизоляционная конструкция состоит из: антикоррозийного покрытия в качестве грунтовочного слоя мастика «Вектор 1025», в качестве покровного слоя мастика «Вектор 1214» [8]; ППУ, в качестве основного слоя теплоизоляционной конструкции и полиэтилен в качестве покровного слоя, защищающего основной слой от проникновения влаги [5].

Общее термическое сопротивление канала R_0 , (м·°К)/Вт, определяется по формуле:

$$R_0 = R_K + R_{ПК} + R_{ГР} \quad (2.21)$$

где R_K - термическое сопротивление стенок канала, (м·°К)/Вт;

$R_{ПК}$ - термическое сопротивление внутренней поверхности канала, (м·°К)/Вт;

$R_{ГР}$ - термическое сопротивление грунта, (м·°К)/Вт.

$$R_K = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_K} \cdot \ln \frac{d_{HЭ}}{d_{BЭ}} \quad (2.22)$$

$$R_K = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 2,04} \cdot \ln \frac{0,67}{0,61} = 0,0032$$

где λ_K - коэффициент теплопроводности конструкции канала, принимаем равным $\lambda_K = 2,04$ Вт/(м·°К);

$d_{HЭ}$, $d_{BЭ}$ - соответственно, наружный и внутренний эквивалентные диаметры, м.

$$d_{HЭ} = \frac{4 \cdot F_H}{P_H} \quad (2.23)$$

$$d_{HЭ} = \frac{4 \cdot (1,1 \cdot 0,61)}{2 \cdot (1,1 + 0,61)} = 0,67 \text{ м}$$

$$d_{BЭ} = \frac{4 \cdot F_B}{P_B} \quad (2.24)$$

$$d_{BЭ} = \frac{4 \cdot 0,414}{2,72} = 0,61 \text{ м}$$

где F_H , F_B - соответственно, площадь наружной и внутренней поверхности канала, м²;

P_H, P_B - периметр, соответственно, наружный и внутренний, м.

$$R_{ПК} = \frac{1}{\pi \cdot d_{вэ} \cdot \alpha} \quad (2.25)$$

$$R_{ПК} = \frac{1}{\pi \cdot 0,61 \cdot 8,15} = 0,0641$$

где α - коэффициент теплоотдачи на внутренней поверхности канала, принимаем равным $\alpha = 8,15$ Вт/(м · °К).

$$R_{ГР} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{ГР}} \cdot \ln \frac{4 \cdot h}{d_{НЭ}} \quad (2.26)$$

$$R_{ГР} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 1,74} \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,2}{0,67} = 0,0713$$

где $\lambda_{ГР}$ - коэффициент теплопроводности грунта, 1,74 Вт/(м · °К);

h - глубина заложения теплотрассы, м.

Общее термическое сопротивление канала формула 2.21, (м·°К)/Вт:

$$R_0 = 0,0032 + 0,0641 + 0,0713 = 0,1386$$

Таблица 2.6 – Сопротивление канала

канал КЛ90-45								грунт			внутри канала		сумма
a	б	F	P	dв	дн	λ_k	Rк	h	λ_k	Rгр	λ_k	Rвн	R
м	м	м ³	м	м	м	Вт/ (м·°К)	(м·°К) /Вт	м	Вт/(м·°К)	(м·°К)/Вт	Вт/(м·°К)	(м·°К)/Вт	
0,9	0,46	0,414	2,72	0,61	0,67	2,04	0,0032	1,2	1,92	0,0713	8,15	0,0641	0,1386

Далее считаются суммарные термические сопротивления каждой трубы

$\sum R$, (м·°К)/Вт:

$$\sum R = R_{И} + R_{ПС} + R_{ПШ} \quad (2.27)$$

где $R_{И}$ - термическое сопротивление изоляции, (м·°К)/Вт;

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

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

$$R_{И} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{И}} \cdot \ln \frac{d_{И}}{d_{Н}} \quad (2.28)$$

$$R_{II} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 0.43} \cdot \ln \frac{0.107}{0.057} = 1.0177$$

где d_{II} - наружный диаметр теплопровода с учетом слоя изоляции, м.

λ_{II} - теплопроводность изоляционного слоя, Вт/(м · °К).

$$R_{III} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{III}} \cdot \ln \frac{d_{III}}{d_{II}} \quad (2.29)$$

$$R_{III} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 0.175} \cdot \ln \frac{0.112}{107} = 0.0181$$

где d_{III} - наружный диаметр теплопровода с учетом покровного слоя, м.

λ_{III} - теплопроводность покровного слоя, Вт/(м · °К)

$$R_{IV} = \frac{1}{\pi \cdot d_{III} \cdot \alpha} \quad (2.30)$$

$$R_{IV} = \frac{1}{\pi \cdot 0.112 \cdot 8.15} = 0.349$$

Суммарные термические сопротивления каждой трубы по формуле 2.27

$\sum R$, (м·°К)/Вт:

$$\sum R = 1.017 + 0.0181 + 0.349 = 1.0358$$

Температура воздуха в канале t_K , °С, определяется по формуле:

$$t_K = \frac{\frac{\tau_1}{\sum R_1} + \frac{\tau_2}{\sum R_2} + \frac{t_0}{R_0}}{\frac{1}{\sum R_1} + \frac{1}{\sum R_2} + \frac{1}{R_0}} \quad (2.31)$$

$$t_K = \frac{\frac{90}{1.0358} + \frac{50}{1.0358} + \frac{6.7}{0.1386}}{\frac{1}{1.0358} + \frac{1}{1.0358} + \frac{1}{0.1386}} = 20.57$$

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

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

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

$$q_i'' = \frac{\tau_i - t_K}{\sum R_i} \quad (2.25)$$

$$q_1'' = \frac{90 - 20.57}{1.0358} = 67.03$$

$$q_2'' = \frac{50 - 20.57}{1.0358} = 28.41$$

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

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

Суммарные удельные теплотери изолированными теплопроводами q^H , Вт/м, определяют по формуле:

$$q^H = q_1^H + q_2^H \quad (2.26)$$

$$q^H = 67.03 + 28.41 = 95,44$$

Далее определяют теплотери неизолрованными теплопроводами.

Термическое сопротивление на поверхности неизолрованного теплопровода, R_H , (м·°К)/Вт:

$$R_H = \frac{1}{\pi \cdot d_H \cdot \alpha} \quad (2.27)$$

$$R_H = \frac{1}{\pi \cdot 0.057 \cdot 8.15} = 0.6845$$

Температура воздуха в канале при неизолрованных теплопроводах t_K , °С:

$$t_K^H = \frac{\frac{\tau_1}{R_H} + \frac{\tau_2}{R_H} + \frac{t_0}{R_0}}{\frac{1}{R_H} + \frac{1}{R_H} + \frac{1}{R_0}} \quad (2.28)$$

$$t_K^H = \frac{\frac{90}{0.6845} + \frac{50}{0.6845} + \frac{6.7}{0.1386}}{\frac{1}{0.6845} + \frac{1}{0.6845} + \frac{1}{0.1386}} = 25.89$$

Определяют удельные теплотери неизолрованных теплопроводов q^H , Вт/ м, по формуле:

$$q_i^H = \frac{\tau_i - t_K^H}{R_H} \quad (2.29)$$

$$q_1^H = \frac{90 - 20,57}{0,6845} = 101,43$$

$$q_2^H = \frac{50 - 25,89}{0,6845} = 43,00$$

Определяют суммарные теплотери неизолрованных теплопроводов:

$$q^H = q_1^H + q_2^H \quad (2.30)$$

$$q^H = 101,43 + 43,00 = 144,43$$

Эффективность тепловой изоляции определяется как соотношение:

$$\eta = \frac{q^H - q^H}{q^H} \cdot 100\% \quad (2.31)$$

$$\eta = \frac{144,43 - 95,44}{95,44} \cdot 100\% = 51\%$$

Эффективность изоляции низкая, поэтому следует увеличить толщину основного слоя изоляции.

Результаты расчетов толщины изоляции трубопровода сведены в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Определение толщины тепловой изоляции

Наименование и размеры трубопровода, мм	Толщина основного слоя изоляции, м	Наружный диаметр трубы, м	Наружный диаметр с изоляцией, м	Длина, м	Объем изоляционного материала, куб.м	Площадь покровного слоя, кв.м
подающий 57х3,5	0,1	0,057	0,257	80	3,94	64,56
обратный 57х3,5	0,1	0,057	0,257	80	3,94	64,56
подающий 89х4	0,15	0,089	0,389	678	76,32	828,15
обратный 89х4	0,15	0,089	0,389	678	76,32	828,15
подающий 108х4	0,15	0,108	0,408	108	13,12	138,36
обратный 108х4	0,15	0,108	0,408	108	13,12	138,36
подающий 157х4,5	0,2	0,157	0,557	275	61,65	480,97
обратный 157х4,5	0,2	0,157	0,557	275	61,65	480,97
подающий 219х6	0,2	0,219	0,619	95	25,00	184,65
обратный 219х6	0,2	0,219	0,619	95	25,00	184,65

3 ИТП

При проектировании ИТП зданий: больничный корпус №2 и жилой дом №9 - руководствоваться нормативно правовыми документами: Федеральный закон №416-ФЗ [30], федеральный закон № 190 [26], СП «Тепловые сети» [4], Рекомендации АВОК [29], СП «Проектирование тепловых пунктов» [28].

Согласно техническому заданию на разработку ИТП, заказчиком были предоставлены следующие данные:

Таблица 3.1 – Тепловые нагрузки

Потребитель	Нагрузка	Расход	
		Тепла, Гкал/ч	Воды, т/ч
Больница корп.№2	Отопление	0,531	8,85
	ГВС	0,433	7,94
	Вентиляция	0,203	3,38
Всего:		1,167	20,17
Жилой дом №9	Отопление	0,357	5,94
	ГВС (холодный/теплый период)	0,307/0,246	5,62/4,91
Всего:		0,664/0,603	11,56/10,85

ИТП подключен к магистральным тепловым сетям с параметрами 150 - 70 °С. Схема присоединения системы отопления к тепловым сетям – зависимая. Схема подключения системы ГВС к тепловым сетям - закрытая двухступенчатая смешанная.

Расчеты оборудования, обоснование и выбор схемы подключения, схема ИТП представлены в приложении 2.

Все данные сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Оборудование ИТП

Арматура							
Задвижки, вентили				Клапаны			
по схеме	Тип	Диаметр, мм	Количество, шт	№ по схеме	Тип	Диаметр, мм	Количество, шт
8	Кран шаровый фланцевый LD-FF	80	1	12	Обратный межфланцевый 882 (Danfoss)	65	3
9	Кран шаровый фланцевый LD-FF	65	6	13	Регулирующий фланцевый VB2 (Danfoss)	25	2
10	Кран шаровый фланцевый LD-FF	100	1				

Продолжение таблицы 3.2 – Оборудование ИТП

Насосы

№ по схеме	Назначение (циркуляционные, подпиточные и т.д.)	Тип насоса	Марка электродвигателя	Характеристика насоса: Расход/напор/частота вращения	Количество, шт
1	Циркуляционно-смесительные	IL 40/150-3/2	EN-GJL-200	22,9куб.м/ч/16 бар/2900об/мин	2

Водоподогреватели

№ по схеме	Назначение	Тип и номер	Число секций	Характеристика подогревателя (поверхность нагрева, кв.м/тепловой поток, кВт)
2	Водоподогреватель 1 ступени	ВВП 09-168-2000	8	0,66/618кВт
3	Водоподогреватель 2 ступени	ВВП 05-89-2000	3	0,94/415кВт

Продолжение таблицы 3.2 – Оборудование ИТП

Автоматика

№ по схеме	Назначение	Место установки	Тип	Количество
Больничной корпус №2, жилой дом №9				
4	Управление насосами	T1	ЩР-Б5-6	1
5	Электронный регулятор	T1, T2, B1		2
6	Реле давления	T1	KPI 35	1

Средства измерений

№ по схеме	Приборы контроля и учета						
	Тепломеры (расходомеры)			Термометры		Манометры	
	Место установки	Тип	Количество, шт	Тип	Количество, шт	Тип	Количество, шт
Больничной корпус №2, жилой дом №9							
7	T1, B1	Sonometer 2000 Infocal 5 (Danfoss)	2	ТТЖ-М	9	ДМ 05	20

4 АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕПЛОВОГО ПУНКТА

Автоматизация производственных процессов создает определенные технико-экономические преимущества во всех отраслях современного народного хозяйства страны [11].

В первую очередь изменяются характер и условия труда на производстве. Сокращаются до минимума трудовые затраты человека. Уменьшается число обслуживающего персонала и затраты на его содержание [11].

Автоматизация повышает эффективность и упорядоченность производства. Процесс управления противостоит неупорядоченности, и в этом отношении использование автоматики решающим образом стабилизирует производство [11].

Автоматизация является наиболее экономически выгодным мероприятием и окупается в среднем за 1-1,5 года [22].

Функционирование систем ТГВ направлено главным образом на обеспечение оптимальной жизнедеятельности человеческого организма. Таким образом, средства автоматизации в первую очередь должны способствовать созданию комфортных условий жизни и труда человека, предусмотренных нормативными документами.

Автоматическое регулирование – это осуществление, какого-либо процесса без непосредственного участия человека, с помощью соответствующих систем автоматики. В любой системе автоматического регулирования находится объект управления, отличительной особенностью которого является наличие в нем управляемого процесса. Управляемый процесс характеризуется одной или несколькими физическими величинами, называемыми регулируемыми параметрами [11].

В зависимости от различного рода свойств, присущих системам автоматического регулирования (САР), они различаются [17]:

а) по виду регулируемого параметра – САР температуры, давления, уровня влажности и т.д.;

б) по принципу действия – САР непрерывного, релейного и импульсного действия;

в) по характеру алгоритма функционирования (задания) – САР стабилизирующие, программные, следящие;

г) по виду используемой энергии рабочей среды в регуляторе и исполнительном элементе – САР электрические, пневматические, гидравлические и т.д.;

д) по динамическим свойствам – САР быстродействующие, медленнодействующие, статические, астатические и т.п.

Автоматическое регулирование теплоснабжения присоединяемых потребителей осуществляется в индивидуальных тепловых пунктах в подвалах каждого здания. Это обосновано тем, что данные потребители подключены по независимой схеме или непосредственно к тепловым сетям с насосами на перемычке. Температура воды в системах отопления $95-70^{\circ}\text{C}$ [17], [14].

Для автоматического отпуска тепла на системы отопления в зависимости от температуры наружного воздуха и поддержания требуемой температуры в системах ГВС в ИТП предусмотрены регулятор ECL 300, регулирующие клапаны VB2, датчики температур фирмы «Danfoss» [22], датчики температуры воды ESMU с диапазоном $10\div 180^{\circ}\text{C}$ [22].

В системе отопления температурный график $95-70^{\circ}\text{C}$ обеспечивается нагревом воды в теплообменнике N 35-21-DH-16 фирмы «APV». На обратной линии системы отопления установлен циркуляционный насос UPSD 40-120F фирмы «Grundfos» [22].

Водоподогреватель горячего водоснабжения H17-37- DH16 и TR-35-DH-16 фирмы «APV» присоединен по двухступенчатой смешанной схеме. Для обеспечения циркуляции воды в системе ГВС установлен циркуляционный насос UPS 32-120F фирмы «Grundfos». Для предотвращения повышения давления в системе отопления сверх допустимого установлен

предохранительный клапан. Для приема излишков воды, образующихся при нагреве воды в системе отопления, установлены мембранные расширительные баки E1000 и N140 фирмы «Reflex». Для защиты системы отопления от повышения давления в обратной магистрали теплосети установлен соленоидный клапан EV220B НЗ фирмы «Danfoss».

Учет тепловой энергии осуществляется теплосчетчиком СТД, в составе вычислителя ВТД, электромагнитных преобразователей расхода ПРЭМ-2, термопреобразователей сопротивления КТПТР -01, счетчика воды СКБи- 25.

5 ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬНО – МОНТАЖНЫХ РАБОТ

5.1 Определение объёмов работ

Общая протяжённость проектируемой тепловой сети составляет 1234 м, монтаж выполняется в одну захватку.

Для определения объёмов земляных работ определяются наружные размеры лотков каналов (таблица 5.1)

Таблица 5.1 – 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	м	шт	шт
КЛ60-45	373	0,78	0,63	3	2	123	2
КЛ90-45	464	1,15	0,78	3	2	153	3
КЛс150-90	122	1,64	0,98	3	2	40	1

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

$$l = l_{\text{ЗАХ}} - l_{\text{КАМ}} - l_{\text{К}} \cdot n \quad (5.1)$$

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

$l_{\text{зах}}$ – длина захватки, м; 1234

$l_{\text{к}}$ – длина компенсаторной ниши, м; 20

n – число компенсаторных ниш. 5 **l захватка:** $l = 1234 - 3 \cdot 9 - 4,5 \cdot 5 = 1184,5 \text{ м}$

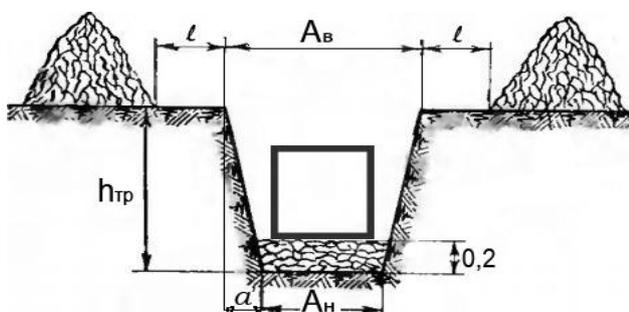


Рисунок 4 - Монтажное расположение канала КЛ 90-45 в траншее

Средняя глубина траншеи на захватке (заглубление) определяется по формуле (5.2), м:

$$h_{cp} = \frac{\sum_1^n h}{n}, \quad h_{cp} = \frac{1,3+1,5}{2} = 1,4 \text{ м} \quad (5.2)$$

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

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

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

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

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 (5.4), м:

$$A_v = A_n + 0,2 + 2 \cdot a' \quad (5.4)$$

где A_n – наружная ширина канала, м;

a' – определяется по формуле (5.5), м:

$$a' = h_{mp} \cdot m \quad (5.5)$$

где h_{mp} – глубина траншеи, с учётом наружной высота канала и подсыпки, равная 1,6 м.

$$a' = 1,6 \cdot 0,5 = 0,8 \text{ м}$$

$$A_v = 1,15 + 0,2 + 2 \cdot 0,8 = 2,95 \text{ м}$$

$$V_{TP} = (1,6 \cdot (1,15 + 0,2) + 0,5 \cdot 1,6^2) \cdot 1184,5 = 4074 \text{ м}^3$$

Определяются объёмы котлованов для камер:

Длина дна котлована камеры определяется по формуле (5.6):

$$A_n = a_{кам} + 0,5 \quad (5.6)$$

Ширина дна котлована камеры определяется по формуле (5.7):

$$B_n = b_{кам} + 0,5 \quad (5.7)$$

Длина верха котлована камеры определяется по формуле (5.8):

$$A_v = A_n + 2 \cdot a' \quad (5.8)$$

Ширина верха котлована камеры определяется по формуле (5.9):

$$Bв = Bн + 2 \cdot b' \quad (5.9)$$

Площадь камеры по низу определяется по формуле (5.10):

$$Fн = Aн \cdot Bн \quad (5.10)$$

Площадь камеры по верху определяется по формуле (5.11):

$$Fв = Aв \cdot Bв \quad (5.11)$$

Объём котлована камеры определяется по формуле (5.12):

$$V_{кот} = \frac{1}{3} H_k (Fв + Fн + \sqrt{Fв + Fн}) \quad (5.12)$$

где H_k – глубина заложения камеры, определяется по формуле (5.13), м:

$$H_k = h + h_{КАМ}^{НАР} + 0,2 \quad (5.13)$$

где h равна 0,5 м.

Рельеф местности не имеет значительных перепадов высот, заложение всех 9 тепловых камер находится в пределах 2,2 – 2,4 м. Размеры всех камер 3х3 м.

$$Aн = 3,2 + 0,5 = 3,7 м$$

$$Bн = 3,2 + 0,5 = 3,7 м$$

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

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

$$Fн = 3,7 \cdot 3,7 = 13,69 м^2$$

$$Fв = 5,24 \cdot 5,24 = 27,46 м^2$$

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

Суммарный объем 9 котлованов составляет 342,9 м³.

Объём компенсаторной ниши определяется по формуле (5.14), м³:

$$V_{к.н.} = (H_{ТР} \cdot A_{H+0,2} + m \cdot h_{ТР}^2) l_{усл} \cdot n \quad (5.14)$$

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

n – число компенсаторов, шт.

$$V_{к.н.}^1 = (1,5 \cdot 1,84 + 0,5 \cdot 1,53^2) 12 \cdot 1 = 35,1 м^3$$

$$V_{к.н.}^2 = (1,3 \cdot 1,35 + 0,5 \cdot 1,53^2)6 \cdot 4 = 91,7 м^3$$

Суммарный объём компенсаторных ниш составляет 126,8 м³.

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

Суммарный объём дренажных колодцев составляет 4,54 м³

Определяются объёмы существующих коммуникаций:

$$V_{1КАН}' = (0,78 \cdot 0,63) \cdot 80 = 39,3 м^3$$

$$V_{2КАН}' = (1,15 \cdot 0,78) \cdot 1059 = 949,9 м^3$$

$$V_{3КАН}' = (1,64 \cdot 0,98) \cdot 95 = 152,7 м^3$$

$$V_{1КАМ}' = (3,2 \cdot 3,2 \cdot 2,4) \cdot 9 = 221 м^3$$

$$V_{1КОМ}' = (1,64 \cdot 0,98) \cdot 24 = 38,57 м^3$$

$$V_{2КОМ}' = (1,15 \cdot 0,78) \cdot 12 = 10,77 м^3$$

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

Объём обратной засыпки определяется по формуле (5.16):

$$V_{обр}^{zac} = (V_o - V_k) \cdot K_p \quad (5.16)$$

где V_o – объём отвала, определяется по формуле (5.17), м³:

$$V_o = V_{TP} + V_{КОТЛ} + V_{кол} + V_{коин} \quad (5.17)$$

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

Объём избыточного грунта определяется по формуле (5.18), м³:

$$V_{ИЗБ} = V_o \cdot K_p - V_{обр}^{zac} \quad (5.18)$$

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

$$V_o = 4074 + 343 + 127 + 5 = 4549 м^3$$

$$V_{обр}^{zac} = (4549 - 1415,5) \cdot 1,24 = 3885,54 м^3$$

$$V_{ИЗБ} = 4549 \cdot 1,24 - 3885,54 = 1755,22 м^3$$

Площадь планировки определяется по формуле (5.19), м²:

$$F_{пл} = (A_{cp} + 4)l_{зах} \quad (5.19)$$

где A_{cp} – средняя длина конструкции, определяется по формуле (5.20), м;

$l_{зах}$ – длина захватки, м.

$$A_{cp} = \frac{A_B^{TP} + A_B^{КОТЛ}}{2} \quad (5.20)$$

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

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

1 захватка:

$$A_{cp} = \frac{5,24 + 1,27}{2} = 3,25 \text{ м}$$

$$F_{пл} = (3,25 + 4) \cdot 1234 = 8946,5 \text{ м}^2$$

Площадь вскрытия и восстановления дорожного полотна определяется по формуле (5.21), м²:

$$F_o = (A_e^{TP} + 0,2) l_{дор} \cdot n \quad (5.21)$$

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

n – количество транспортных коммуникаций, шт.

$$F_o = (5,24 + 0,2) \cdot 286 = 1555,84 \text{ м}^2$$

Данные расчётов сводятся в таблицу 5.2.

Таблица 5.2-Ведомость земляных работ

№ захватки	Общий V_o , м ³	Объем конструций, V_k , м ³	Объем обратной засыпки, $V_{обр}$, м ³	Объем избыточного грунта, $V_{изб}$, м ³	Площадь планировки, $F_{пл}$, м ²	Площадь дорожного покр., $F_{дор}$, м ²
I	4549	1415,5	3885,5	1755,82	8946,5	1555,84

Далее составляется спецификация плетей трубопроводов, которая приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Спецификация плетей трубопроводов

Диаметр труб du, мм	Состав плети						Отводы кол- во	Арматура кол- во	Компенсаторы		Число свар- ных стыков	
	секции труб		стандартные трубы		неполномерные трубы				наиме- нова- ние	кол-во	пово- рот- ных	непо- ворот- ных
	длина, L, м	кол-во, шт	длина, L, м	кол-во, шт	длина, L, м	кол-во, шт						
57x3,5	160	4	10,4	16	2	2	4	2			16	8
89x4	1352	32	10,4	130			36	36	К3-К8	6	22	18
108x4	216	6	10,4	20	4	2	8				12	6
157x4,5	550	12	10,4	52	3	2	6		К2	1	20	8
219x6	190	4	10,4	18	2	2			К1	1	8	2

5.2 Определение трудоёмкости строительных и монтажных работ

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

Трудоёмкость работ определяется по формуле (5.22), чел-дн, маш-см:

$$T_p = \frac{H_{BP} \cdot V}{8,2} \quad (5.22)$$

где H_{BP} – норма времени на единицу объёма работ, чел-час, маш-час;

V – объём работ, т, шт, м, м², м³;

8,2 – продолжительность смены в часах.

Кроме определения трудоёмкости основных строительного-монтажных работ, необходимо учесть 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.

Данные расчётов заносятся в ведомость трудоёмкости работ (табл.5.4).

Таблица 5.4 – 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 экскаватором:		Е2-1-10					
с погрузкой на транспорт	100м ³		3,6	3,6	6,64	2,92	1,28
на вымет			2,9	2,9	38,85	13,74	4,86
Состав бригады: машинист бр-2							
2. Устройство песчаного основания	1м ³	Е9-2-32	0,9		252	27,66	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1</i>							
3. Монтаж ж/б лотков каналов	1м	Е9-2-25	0,55		1185	79,48	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1</i>							
4. Устройство днищ камер и дрен.колодцы	1шт	Е9-2-28	0,3		9	0,33	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2 3р-2</i>							
5. Устройство стен камер	1м ³	Е9-2-28	3		4,8	1,76	
<i>Состав бригады: каменщики 4р-1, 2р-1</i>							
6. Сборка труб в секции на бровке траншей	1м	Е9-2-1					
Ø 57х3,5			0,01		160	0,20	
Ø 89х4			0,02		1352	3,30	
Ø108х4			0,02		216	0,53	

Продолжение таблицы 5.4 – Ведомость трудоемкости работ

Ø 157x4,5			0,03		550	2,01	
Ø 219x6			0,04		190	0,93	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2</i>							
7. Поворотная сварка труб	1стык	E22-2-2					
Ø 57x3,5			0,1		16	0,1951	
Ø 89x4			0,2		22	0,5366	
Ø 108x4			0,26		12	0,3805	
Ø 157x4,5			0,29		20	0,7073	
Ø 219x6			0,7		8	0,6829	
<i>Состав бригады: электросварщик 5р-1</i>							
8. Укладка бетонных подушек под подвижные опоры	1шт	E9-2-28					
Ø 57x3,5			0,05		21	0,1284	
Ø 89x4			0,05		128	0,7777	
Ø 108x4			0,06		17	0,1235	
Ø 157x4,5			0,06		34	0,2515	
Ø 219x6			0,06		10	0,0709	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 4р-1, 3р-2</i>							
9. Устройство подвижных опор	1шт	E9-2-18					
Ø 57x3,5			0,05		21	0,128	
Ø 89x4			0,07		128	1,089	
Ø 108x4			0,07		17	0,144	
Ø 157x4,5			0,07		34	0,293	

Продолжение таблицы 5.4 – Ведомость трудоемкости работ

Ø 219х6			0,11		10	0,130	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 3р-1</i>							
10. Устройство неподвижных опор	1шт	Е9-2-18					
Ø 57х3,5			0,11		2	0,027	
Ø 89х4			0,11		19	0,255	
Ø 108х4			0,11		2	0,027	
Ø 157х4,5			0,17		4	0,083	
Ø 219х6			0,2		1	0,024	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 3р-1</i>							
11. Укладка труб в каналы	1м	Е9-2-1					
Ø 57х3,5			0,08		160	1,561	
Ø 89х4			0,08		1352	13,190	
Ø 108х4			0,08		216	2,107	
Ø 157х4,5			0,1		550	6,707	
Ø 219х6			0,18		190	4,171	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1</i>							
12. Монтаж фасонных частей:	1шт	Е9-2-14					
отводы менее dy100			0,42		54	2,77	
переходы			0,49		16	0,96	
тройники более dy100			1,1		8	1,07	
тройники менее dy100			0,56		20	1,37	

Продолжение таблицы 5.4 – Ведомость трудоемкости работ

<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 4р-1, 3р-2</i>							
13. Монтаж арматуры	1шт	Е9-2-16					
Ø 57х3,5			1,2		2	0,29	
Ø 89х4			1,4		36	6,15	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-1, 3р-1</i>							
14. Неповоротная сварка труб	1стык	Е22-2-2					
Ø 57х3,5			0,18		8	0,18	
Ø 89х4			0,22		18	0,48	
Ø 108х4			0,29		6	0,21	
Ø 157х4,5			0,54		8	0,53	
Ø 219х6			0,79		2	0,19	
<i>Состав бригады: электросварщик 5р-1</i>							
15. Первичное гидравлическое испытание на прочность	1м	Е9-2-9					
до dy100			0,1		1728	21,07	
до dy200			0,12		740	10,83	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2</i>							
16. Гидроизоляция сварных стыков	1стык	Е9-2-12					
до dy100			0,27		82	2,70	
до dy200			0,3		38	1,39	
<i>Состав бригады: изолировщик на термоизоляцию 4р-2, 3р-2</i>							

Продолжение таблицы 5.4 – Ведомость трудоемкости работ

18. Укладка плит перекрытия каналов	1м	Е9-2-24	0,95		1185	137,29	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-2, 3р-2, 2р-1</i>							
19. Укладка плит перекрытий камер	1шт	Е9-2-28	0,3		9	0,33	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 4р-1, 3р-2</i>							
20. Устройство гидроизоляции каналов	100м ²	Е9-2-24	0,28		14,28	0,49	
<i>Состав бригады: изолировщик на гидроизоляцию 4р-1, 3р-1, 2р-1</i>							
21. Устройство гидроизоляции перекрытий камер	100м ²	Е11-37	11,5		1,86	2,61	
<i>Состав бригады: гидроизолировщик 4р-1</i>							
22. Обратная засыпка траншей и котлованов бульдозером	100м ³	Е2-1-34	0,66	0,66	38,80	3,12	0,25
<i>Состав бригады: машинист бр-1</i>							
23. Окончательное испытание трубопроводов	1м	Е9-2-9					
до dy100			0,1		1728	21,07	
до dy200			0,12		740	10,83	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 5р-1, 4р-1, 3р-2</i>							
24. Промывка и хлорирование трубопроводов	1м	Е9-2-9					
до dy100			0,05		1728	10,54	
до dy200			0,06		740	5,41	
<i>Состав бригады: монтажник наружных трубопроводов 4р-1, 3р-2, 2р-1</i>							

Продолжение таблицы 5.4 – Ведомость трудоемкости работ

25. Планирование площадей бульдозером	1000м ²	E2-1-36	0,49	0,49	8,90	0,53	0,53
<i>Состав бригады: машинист бр-1</i>							
Всего:						398,41	6,92
Затраты труда на необъемные работы, выполняемые за счет накладных расходов, принимаемые 16%						63,7456	
от суммарной трудоемкости основных работ						828,44	
Затраты труда на подготовительные работы, принимаемые 8% от суммарной трудоемкости						31,8728	

6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА

Конструктивно-технологическая характеристика объекта

Бакалаврской работой «г. Новосибирск Ленинский район реконструкция системы теплоснабжения» предусмотрены следующие технологические процессы: разработка земли, демонтаж/монтаж трубопроводов, антикоррозийная защита и т.д.

Таблица 6.1 - Технологический паспорт объекта

№ п/п	Технологический процесс	Технологическая операция, вид выполняемых работ	Наименование должности работника, выполняющего технологический процесс, операцию	Оборудование, устройство, приспособление	Материалы, вещества
1	Разработка грунта траншеи	Выемка грунта, погрузка, транспортировка	Механизатор	Экскаватор с "обратной" лопатой	
2	Демонтаж канала	Вскрытие канала, складирование плит перекрытий канала	Механизатор	Автокран грузоподъемностью 10т	
3	Демонтаж трубопроводов	Демонтаж труб, погрузка, транспортировка	Механизатор	Автокран грузоподъемностью 10т	
4	Монтаж канала	Укладка плит канала	Механизатор	Автокран грузоподъемностью 10т	Канал КЛ 90-45
5	Монтаж трубопроводов	Транспортировка, монтаж труб	Механизатор	Автокран грузоподъемностью 10т	Трубопроводы, задвижки
6	Сварка трубопроводов	Выполнение сварных работ	Сварщик	Сварочное оборудование	Электроды

Идентификация производственно-технологических и эксплуатационных профессиональных рисков

В данном подразделе указываются риски, способные повлиять на проект. Они сводятся в таблицу 6.2 согласно [16].

Таблица 6.2 – Идентификация профессиональных рисков

№ п/п	Производственно-технологическая и/или эксплуатационно-технологическая операция, вид выполняемых работ	Опасный и /или вредный производственный фактор	Источник опасного и / или вредного производственного фактора
1	Выемка грунта	Физические	Экскаватор с "обратной" лопатой
2	Погрузка грунта	Физические	Автокран грузоподъемностью 10т
3	Транспортировка грунта	Физические, психофизиологические, химические	Автосамосвал
4	Вскрытие канала	Физические, психофизиологические	Автокран грузоподъемностью 10т
5	Складирование плит перекрытий канала	Физические, психофизиологические	Автокран грузоподъемностью 10т
6	Демонтаж труб	Физические, психофизиологические	Автокран грузоподъемностью 10т
7	Погрузка труб в автотранспорт	Физические, психофизиологические	Автокран грузоподъемностью 10т
8	Укладка плит канала	Физические, психофизиологические	Автокран грузоподъемностью 10т
9	Транспортировка труб	Физические, психофизиологические	Тягач с полуприцепом
10	Монтаж труб	Физические, психофизиологические	Автокран грузоподъемностью 10т
11	Сварка стыков трубопроводов	Химические, психофизиологические	Сварочный аппарат
12	Управлением автотранспортом	Психофизиологические	

Методы и технические средства снижения профессиональных рисков

В данном разделе подобраны и обоснованы методы и технические средства защиты, частичного снижения, опасного и вредного фактора согласно [16]. Подобранные методы и технические средства представлены в таблице 6.3
Таблица 6.3 – Методы и средства снижения воздействия опасных и вредных факторов

№ п/п	Опасный и / или вредный производственный фактор	Организационные методы и технические средства защиты, снижения, устранения опасного и / или вредного производственного фактора	Средства индивидуальной защиты работника
	Физические	Ограждения, предохранительно-блокировочные, сигнальные, тормозные.	Специальная одежда и обувь, средства защиты головы и рук
	Химические		Специальная одежда и обувь, средства защиты головы и рук
	Психофизиологические	Организация труда рабочих	Специальная одежда и обувь, средства защиты головы и рук

Обеспечение пожарной и техногенной безопасности рассматриваемого технического объекта

Опасным фактором пожара при реконструкции системы теплоснабжения является теплоизоляция трубопроводов, т.к. применяется жесткий пенополиуретан с полиэтиленом.

Классификация пожара:

- по виду горючего: класс А;
- по воздействию на людей: тепловой поток; повышенная температура окружающей среды; повышенная концентрация токсичных продуктов горения и термического разложения;

Таблица 6.4 - Технические средства обеспечения пожарной безопасности.

Первичные средства пожаротушения	Мобильные средства пожаротушения	Стационарные установки системы пожаротушения	Средства пожарной автоматики	Пожарное оборудование	Средства индивидуальной защиты и спасения людей при пожаре	Пожарный инструмент (механизированный и немеханизированный)	Пожарные сигнализация, связь и оповещение.
Пожарный щит	Пожарные автомобили	Пожарные гидранты	Непредупредительные	Насос, противопожарный водопровод	Эвакуационные выходы, защита органов дыхания	Топор, ведро, лопата	Телефоны экстренной помощи

Таблица 6.5 – Организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

Наименование технологического процесса, оборудования технического объекта	Наименование видов реализуемых организационных (организационно-технических) мероприятий	Предъявляемые требования по обеспечению пожарной безопасности, реализуемые эффекты
Монтаж тепловых сетей	Сварочные работы	Выполнение требований по пожарной безопасности

Обеспечение экологической безопасности рассматриваемого технического объекта

При производстве работ затрагивается литосфера, атмосфера и гидросфера оболочки земли. Для предотвращения или снижения негативного влияния на экологию были разработаны мероприятия по снижению негативного антропогенного воздействия на окружающую среду.

Перечень мероприятий сведен в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Мероприятия по снижению негативного антропогенного воздействия технического объекта на окружающую среду

Наименование технического объекта	г. Новосибирск Ленинский район Реконструкция системы теплоснабжения.
Мероприятия по снижению негативного антропогенного воздействия на атмосферу	Использование машин на экологически чистом топливе.
Мероприятия по снижению негативного антропогенного воздействия на гидросферу	Перед удалением воды из системы теплоснабжения очистка и охлаждение до предельно допустимых температур.
Мероприятия по снижению негативного антропогенного воздействия на литосферу	Благоустройство после выполнения всех земляных работ

В разделе «Безопасность и экологичность технического объекта» рассмотрены технологические процессы: разработка земли, демонтаж/монтаж трубопроводов, антикоррозийная защита и т.д. на основании которых составлен технологический паспорт объекта.

Рассмотрены риски, влияющие на проект и методы их снижения. Данные сведены в таблицу идентификация профессиональных рисков.

Рассмотрен вопрос пожарной и техногенной безопасности.

На основании вышеизложенного материала были предусмотрены мероприятия по снижению антропогенного воздействия объекта на окружающую среду.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Схема теплоснабжения города Новосибирска до 2030 года. [Электронный ресурс]. - Утверждена приказом Минэнерго России от 14 января 2013г. №2: Новосибирск, 2012г. – 227с. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1869>
2. СП 131.13330.2012 - Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99 [Электронный ресурс]. – Введ. 2013. 01. 01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>
3. ГОСТ Р 21.1101-2009 - Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации. [Электронный ресурс]. – Введ. 2014. 01. 01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-21-1101-2009>
4. СП 124.13330.2012 - Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 [Электронный ресурс]. – Введ. 2013. 01. 01. – иРежим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>
5. СП 61.13330.2012 - Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003[Электронный ресурс]. – Введ. 2013. 01. 01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>
6. СП 43.13330.2012 - Сооружения промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП 2.09.03-85 [Электронный ресурс]. – Введ. 2013. 01. 01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>
7. СП 45.13330.2012 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87 [Электронный ресурс]. – Введ. 2013. 01. 01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>
8. РД 153-34.0-20.518-2003 - Типовая инструкция по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии. [Электронный ресурс]. – Введ. 2003. 02. 05. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>
9. Теплоснабжение: Учебник для вузов/А.А.Ионин, Б.М.Хлыбов, В.Н. Братенков, Е.Н.Терлецкая; Под ред. А.А.Ионина. – М.: Стройиздат, 1982. – 336с., ил.

10. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей / под ред. А.А.Николаева. – М.: Стройиздат, 1965. – 365с.
11. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: Справочник / В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б.Хиж и др. – 3изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1998. – 432с.
12. Семендяева Н.В. Почвы Новосибирской области и их сельскохозяйственное использование: учеб. пособие / Н.В. Семендяева, Л.П. Галеева, А.Н. Мармулев; Новосиб. гос. аграр. ун-т. – Новосибирск, 2010. – 187 с.
13. В.Е.Козин, Т.А.Левина, А.П.Марков, И.Б.Пронина, В.А.Слемзин. Теплоснабжение: Учебное пособие для студентов и вузов. – М.: Высш. школа, 1980. – 408с., ил.
14. Писарев В.А. Теплоснабжение района города: учеб.-метод. Пособие по выполнению курсового проекта/В.А.Писарев, В.Т.Плицин. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 135с.
15. Справочник по теплоснабжению и вентиляции (издание 4-е, переработанное и дополненное). Книга 1-я. Р.В.Щекин, С.М.Кореневский, Г.Е.Бем, С.В.Скороходько, Соболевский. Киев, «Будівельник», 1976. - 416с.
16. СП 12-135-2002 - Безопасность труда в строительстве. Отраслевые инструкции по охране труда [Электронный ресурс]. – Введ. 2002. 03. 01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>
17. СП 77.13330.2011 Системы автоматизации (с Изменением N 1) Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85 87 [Электронный ресурс]. – Введ. 2011-07-18– Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>
18. ЕНиР сборник 1. Земляные работы. Вып.1. Механизированные и ручные земляные работы / Госстрой СССР – М.: Стройиздат, 1988.
19. ЕНиР сборник 9. Сооружение систем теплогазоснабжения, водоснабжения и канализации. Вып.2. Наружные сети и сооружения / Госстрой СССР – М.: Стройиздат, 1988.
20. ЕНиР сборник 22. Сварочные работы. Вып. 1. Конструкции зданий и промышленных сооружений / Госстрой СССР – М.: Стройиздат, 1987.

21. Водяные тепловые сети / Под ред. Н.К. Громова, Е.П. Шубина. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 376 с.
22. 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.
23. Пчелинцев В.А. Охрана труда в строительстве.-М.:Высшая школа,1991.- 272с.
24. 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.
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. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>
27. Постановление Правительства РФ № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» от 22.02.2012 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>
28. СП 41.101.1995 Проектирование тепловых пунктов [Электронный ресурс]. – Введ. 1996. 07. 01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>
29. Р НП «АВОК» 3.3.1-2009 [Электронный ресурс]. – Введ. 2009. 01. 12.– Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>
30. Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ (ред. От 29.12.2015 «О водоснабжении и водоотведении». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546>

Расчет и подбор оборудования ИТП

1. Выбор схемы присоединения ГВС к тепловым сетям.

Схему присоединения системы ГВС к тепловым сетям принимаем исходя из соотношения максимального потока теплоты на горячее водоснабжение Q_{hr}^h к максимальному потоку теплоты на отопление Q_o :

если $\frac{Q_{hr}^h}{Q_o} \leq 0,2$, то выбирается одноступенчатая предвключённая схема присоединения;

если $\frac{Q_{hr}^h}{Q_o} \geq 1$, то выбирается одноступенчатая параллельная схема присоединения;

если $0,6 < \frac{Q_{hr}^h}{Q_o} < 1$, то выбирается двухступенчатая смешанная схема присоединения;

если $0,2 < \frac{Q_{hr}^h}{Q_o} < 0,6$, то выбирается двухступенчатая последовательная схема присоединения;

Максимальный поток теплоты на отопление согласно исходным данным (табл.1.2):

- Больница корпус №2: $Q_o = 0,618$ МВт;

$$\frac{Q_{hr}^h}{Q_o} = \frac{504}{618} = 0,82$$

- Жилой дом № 9: $Q_o = 0,415$ МВт;

$$\frac{Q_{hr}^h}{Q_o} = \frac{357}{415} = 0,86$$

Исходя из значений, выше приведённых соотношений, выбрана двухступенчатая смешанная схема присоединения системы ГВС к тепловым сетям.

2. Расчет водоподогревателей системы ГВС.

Водоподогреватели присоединены к тепловой сети по двухступенчатой смешанной схеме с ограничением максимального расхода воды из тепловой сети на ввод. Водоподогреватели, состоят из секций кожухотрубного типа с трубной системой из прямых гладких трубок и блоками опорных перегородок по ГОСТ 27590.

Система отопления присоединена к тепловым сетям по зависимой схеме с автоматическим регулированием подачи теплоты.

Регулирование отпуска теплоты в системе централизованного теплоснабжения принято центральное, качественное.

Температура теплоносителя (греющей воды) в тепловой сети в соответствии с принятым для данной системы теплоснабжения графиком изменения температуры воды в зависимости от температуры наружного воздуха принята:

при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления $t_0 = -39$ °С:

в подающем трубопроводе $\tau_1 = 150$ °С;

в обратном трубопроводе $\tau_2 = 70$ °С;

в подающем трубопроводе $\tau'_1 = 80$ °С;

в обратном трубопроводе $\tau'_2 = 42$ °С.

Температура холодной водопроводной (нагреваемой) воды в отопительный период, поступающей в водоподогреватель I ступени, $t_c = 5$ °С.

Температура воды, поступающей в систему горячего водоснабжения на выходе из II ступени водоподогревателя $t_h = 65$ °С.

Максимальный тепловой поток на отопление потребителей, присоединенных к ИТП:

- Больница корпус №2: $Q_o = 0,618$ МВт;

- Жилой дом № 9: $Q_o = 0,415$ МВт;

Расчетная тепловая производительность водоподогревателей
 $Q_h^{SP} = 172$ кВт.

Максимальный расчетный секундный расход воды на горячее водоснабжение $g_h = 0,97$ л/с.

Максимальный расход сетевой воды на отопление:

- Больница корпус №2: $G_{do} = \frac{3,6 \cdot Q_{0 \max}}{c(\tau'_1 - \tau'_2)} = \frac{3,6 \cdot 618 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (150 - 70)} = 6,62 \cdot 10^3$ кг/ч.

- Жилой дом № 9: $G_{do} = \frac{3,6 \cdot Q_{0 \max}}{c(\tau'_1 - \tau'_2)} = \frac{3,6 \cdot 415 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (150 - 70)} = 4,45 \cdot 10^3$ кг/ч.

Максимальный расход греющей воды на горячее водоснабжение

$$G_{dh \max} = \frac{3,6 \cdot 0,55 \cdot Q_h \max}{c(\tau'_1 - \tau'_2)} = \frac{3,6 \cdot 0,55 \cdot 172 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (80 - 42)} = 2,17 \cdot 10^3 \text{ кг/ч.}$$

Для ограничения максимального расхода сетевой воды на ИТП в качестве расчетного принимается больший из двух расходов.

$$G_d = G_{dh \max} = 2,17 \cdot 10^3 \text{ кг/ч.}$$

Максимальный расход нагреваемой воды через I и II ступени водоподогревателя

$$G_h \max = \frac{3,6 \cdot Q_h \max}{c(\tau'_1 - \tau'_2)} = \frac{3,6 \cdot 172 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (65 - 5)} = 2,74 \cdot 10^3 \text{ кг/ч.}$$

Температура нагреваемой воды за водоподогревателем I ступени

$$t_h^I = \tau'_1 - 5^\circ\text{C} = 42 - 5 = 37^\circ\text{C.}$$

Расчетная производительность водоподогревателя I ступени

$$Q_h^{SPI} = G_h \max \cdot (t_h^I - t_c) \cdot \left(\frac{c}{3,6}\right) = 2,74 \cdot 10^3 \cdot (37 - 5) \cdot \left(\frac{4,2}{3,6}\right) = 102,3 \cdot 10^3$$

Вт.

Расчетная производительность водоподогревателя II ступени

$$Q_h^{SPII} = Q_h^{SP} - Q_h^{SPI} = 172 \cdot 10^3 - 102,3 \cdot 10^3 = 69,7 \cdot 10^3 \text{ Вт} = 69,7 \text{ кВт}$$

Температура греющей воды на выходе из водоподогревателя II ступени τ_1^{II} и на входе в водоподогреватель I ступени τ_1^I .

$$\tau_1^{II} = \tau_1^I = \tau'_1 - \frac{3,6 \cdot Q_h \max}{c \cdot G_d} = 80 - \frac{3,6 \cdot 69,7 \cdot 10^3}{4,2 \cdot 2,17 \cdot 10^3} = 52^\circ\text{C.}$$

Температура греющей воды на выходе из водоподогревателя I ступени была принята 15°C , согласно требованиям СП 41-101-95.

$$\tau_2^I = \tau_1' - \frac{3,6 \cdot Q_h^{SP}}{c \cdot G_d} = 80 - \frac{3,6 \cdot 172 \cdot 10^3}{4,2 \cdot 2,17 \cdot 10^3} = 12^\circ\text{C}.$$

Так как $\tau_2^I < 15^\circ\text{C}$, то принимаем $\tau_2^I = 15^\circ\text{C}$.

$$G_{dh \max} = \frac{3,6 \cdot 0,55 \cdot Q_{h \max}}{c(\tau_1' - 15)} = \frac{3,6 \cdot 0,55 \cdot 172 \cdot 10^3}{4,2 \cdot (80 - 15)} = 2,25 \cdot 10^3 \text{ кг/ч}.$$

$$\tau_1^{II} = \tau_1^I = \tau_1' - \frac{3,6 \cdot Q_{h \max}}{c \cdot G_d} = 80 - \frac{3,6 \cdot 69,7 \cdot 10^3}{4,2 \cdot 2,25 \cdot 10^3} = 53^\circ\text{C}.$$

$$\tau_2^I = \tau_1' - \frac{3,6 \cdot Q_h^{SP}}{c \cdot G_d} = 80 - \frac{3,6 \cdot 172 \cdot 10^3}{4,2 \cdot 2,25 \cdot 10^3} = 15^\circ\text{C}.$$

Среднелогарифмическая разность температур между греющей и нагреваемой водой для I ступени водоподогревателя.

$$\Delta\tau_{cp}^I = \frac{\Delta t_{\bar{\theta}} - \Delta t_m}{2,3 \lg \frac{\Delta t_{\bar{\theta}}}{\Delta t_m}} = \frac{(53 - 37) - (15 - 5)}{2,3 \lg \frac{16}{10}} = 12,8^\circ\text{C}.$$

Среднелогарифмическая разность температур между греющей и нагреваемой водой для II ступени водоподогревателя

$$\Delta\tau_{cp}^{II} = \frac{\Delta t_{\bar{\theta}} - \Delta t_m}{2,3 \lg \frac{\Delta t_{\bar{\theta}}}{\Delta t_m}} = \frac{(80 - 60) - (53 - 37)}{2,3 \lg \frac{20}{16}} = 12,8^\circ\text{C}.$$

Определяем необходимое сечение трубок водоподогревателя при скорости воды в трубках $W_{тр} = 1 \text{ м/с}$ и двухпоточной схеме включения

$$f_{усл}^{mp} = \frac{G_{h \max}}{2 \cdot 3600 \cdot W_{mp} \cdot \rho} = \frac{2,25 \cdot 10^3}{2 \cdot 3600 \cdot 1 \cdot 10^3} = 0,000313 \text{ м}^2.$$

По полученной величине $f_{усл}^{mp}$ подбираем тип водоподогревателя со следующими характеристиками:

$$f_{mp} = 0,00062 \text{ м}^2;$$

$$D_H = 57 \text{ мм};$$

$$f_{mmp} = 0,00116 \text{ м}^2;$$

$$d_{\text{экв}} = 0,0129 \text{ м};$$

$$f_{сек} = 0,37 \text{ м}^2 \text{ (при длине секции 2 м);}$$

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

Скорость воды в трубках при двухпоточной компоновке

$$W_{mp} = \frac{G_{h \max}}{2 \cdot 3600 \cdot f_{mp} \cdot \rho} = \frac{2,25 \cdot 10^3}{2 \cdot 3600 \cdot 0,00062 \cdot 10^3} = 0,5 \text{ м/с}.$$

Скорость воды в межтрубном пространстве при двухпоточной компоновке

$$W_{мп} = \frac{G_d}{2 \cdot 3600 \cdot f_{мп} \cdot \rho} = \frac{2,25 \cdot 10^3}{2 \cdot 3600 \cdot 0,001162 \cdot 10^3} = 0,27 \text{ м/с.}$$

Расчет водоподогревателя I ступени:

а) средняя температура греющей воды

$$t_{cp}^{gp} = \frac{t_{gx}^{gp} + t_{blyx}^{gp}}{2} = \frac{53 + 15}{2} = 34^\circ\text{C.}$$

б) средняя температура нагреваемой воды

$$t_{cp}^H = \frac{t_{gx}^H + t_{blyx}^H}{2} = \frac{5 + 37}{2} = 21^\circ\text{C.}$$

в) коэффициент теплопередачи от греющей воды к стенке трубки

$$\alpha_1 = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot t_{cp}^H - 0,038 \cdot (t_{cp}^H)^2 \right] \cdot \frac{W_{мп}^{0,8}}{d_{экв}^{0,2}} = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot 34 - 0,038 \cdot 34^2 \right] \cdot \frac{0,27^{0,8}}{0,0129^{0,2}} = 1727 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}.$$

г) коэффициент теплоотдачи от стенки трубки к нагреваемой воде

$$\alpha_2 = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot t_{cp}^H - 0,038 \cdot (t_{cp}^H)^2 \right] \cdot \frac{W_{мп}^{0,8}}{d_{экв}^{0,2}} = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot 21 - 0,038 \cdot 21^2 \right] \cdot \frac{0,5^{0,8}}{0,014^{0,2}} = 2458 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}.$$

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

$$k^I = \frac{\Psi \cdot \beta}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} + \frac{\lambda_{ст}}{\lambda_{ст}}} = \frac{1,65 \cdot 0,9}{\frac{1}{1727} + \frac{1}{2458} + \frac{0,001}{105}} = 1492 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}.$$

Коэффициент Ψ принят равным 1,65 для шероховатых трубок;

е) требуемая поверхность нагрева водоподогревателя I ступени

$$F_{мп}^I = \frac{Q_h^{SPI}}{k^I \cdot \Delta t_{cp}^I} = \frac{102,3 \cdot 10^3}{1492 \cdot 12,8} = 5,35 \text{ м}^2.$$

ж) число секций водоподогревателя I ступени при длине секции 2 м

$$N^I = \frac{F^I}{2 \cdot f_{сек}} = \frac{5,35}{2 \cdot 0,37} = 7,22 \text{ секции.}$$

Принимаем 8 секций в одном потоке; действительная поверхность нагрева

$$F^I = 2 \cdot f_{сек} \cdot N^I = 2 \cdot 0,37 \cdot 8 = 5,92 \text{ м}^2.$$

Расчет водоподогревателя II ступени:

а) средняя температура греющей воды

$$t_{cp}^{zp} = \frac{t_{ex}^{zp} + t_{вых}^{zp}}{2} = \frac{80 + 53}{2} = 66,5^\circ\text{C}.$$

б) средняя температура нагреваемой воды

$$t_{cp}^H = \frac{t_{ex}^H + t_{вых}^H}{2} = \frac{37 + 65}{2} = 51^\circ\text{C}.$$

в) коэффициент теплопередачи от греющей воды к стенке трубки

$$\alpha_1 = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot t_{cp}^H - 0,038 \cdot (t_{cp}^H)^2 \right] \cdot \frac{W_{мп}^{0,8}}{d_{экв}^{0,2}} = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot 66,5 - 0,038 \cdot 66,5^2 \right] \cdot \frac{0,27^{0,8}}{0,0129^{0,2}} = 2175 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}.$$

г) коэффициент теплоотдачи от стенки трубки к нагреваемой воде

$$\alpha_2 = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot t_{cp}^H - 0,038 \cdot (t_{cp}^H)^2 \right] \cdot \frac{W_{мп}^{0,8}}{d_{экв}^{0,2}} = 1,16 \cdot \left[1210 + 18 \cdot 48,5 - 0,038 \cdot 51^2 \right] \cdot \frac{0,5^{0,8}}{0,014^{0,2}} = 2938 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}.$$

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

$$k^{II} = \frac{\Psi \cdot \beta}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2} + \frac{\lambda_{осм}}{\lambda_{ст}}} = \frac{1,65 \cdot 0,9}{\frac{1}{2175} + \frac{1}{2938} + \frac{0,001}{105}} = 1834 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}.$$

Коэффициент Ψ принят равным 1,65 для шероховатых трубок;

е) требуемая поверхность нагрева водоподогревателя II ступени

$$F_{мп}^{II} = \frac{Q_h^{SPII}}{k^{II} \cdot \Delta t_{cp}^{II}} = \frac{69,7 \cdot 10^3}{1834 \cdot 17,9} = 2,12 \text{ м}^2.$$

ж) число секций водоподогревателя II ступени при длине секции 2 м

$$N^{II} = \frac{F^{II}}{2 \cdot f_{сек}} = \frac{2,12}{2 \cdot 0,37} = 2,87 \text{ секции}.$$

Принимаем 3 секции в одном потоке; действительная поверхность нагрева

$$F^{II} = 2 \cdot f_{сек} \cdot N^{II} = 2 \cdot 0,37 \cdot 2,87 = 2,12 \text{ м}^2.$$

В результате расчета получилось по 3 секции в каждом водоподогревателе II ступени и 8 — в каждом водоподогревателе I ступени суммарной поверхностью нагрева 8,04 м².

Потери давления в водоподогревателях для воды, проходящей в трубках
(с учетом $\varphi = 2$)

$$\Delta P_n = \varphi \cdot 5 \cdot \left(\frac{g_h}{f_{mp} \cdot \rho} \right)^2 \cdot N = 2 \cdot 5 \cdot \left(\frac{1,01}{2 \cdot 0,00062 \cdot 10^3} \right)^2 \cdot 11 = 73 \text{ кПа}$$

для воды, проходящей в межтрубном пространстве

$$\Delta P_{zp} = B \cdot W_{мп}^2 \cdot N = 25 \cdot 0,196^2 \cdot 11 = 10,6 \text{ кПа}$$

Коэффициент В принимается по табл. [9].