

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ІСБ
к.т.н., проф. Ратушняк Г.С.

« ____ » _____ 2021 р.

ОПТИМІЗАЦІЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

Пояснювальна записка
до магістерської кваліфікаційної роботи
магістранта 192 – Будівництво та цивільна інженерія
08-12.МКР.10.00.000 ПЗ

Керівник к.т.н., доцент Пономарчук І.А.
(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

(підпис)
« ____ » _____ 2021 р.
Розробив студент гр. ТГ-20м
Харчилава К.Л.
(ініціали та прізвище)

(підпис)
Офіційний рецензент к.т.н., доц. Риндюк С.В.
(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

(підпис)
« ____ » _____ 2021 р.

Вінниця – 2021 рік

Вінницький національний технічний університет
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання
Кафедра інженерних систем у будівництві
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Галузь знань 19 Архітектура та будівництво
(шифр і назва)
Спеціальність 192 Будівництво та цивільна інженерія
(шифр і назва)
Освітня програма “Теплогазопостачання і вентиляція”

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ІСБ
к.т.н., проф. Ратушняк Г.С.

“ ” _____ 2021 року

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Харчилаві Костянтину Леонідовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Оптимізація функціонування централізованої системи теплопостачання

керівник проекту (роботи) к.т.н., доц. кафедри ІСБ Пономарчук І. А.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від “ ” вересня 2021 року № .

2. Строк подання студентом проекту (роботи) « » грудня 2021р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Архітектурно-будівельні креслення будівлі. Проектна документація на будівництво, результати обстеження будівлі, технічні характеристики огорожувальних конструкцій будівлі, термічний опір стін не менше $R_{cm}=3,3\text{ м}^2\cdot\text{°C}/\text{Вт}$. Відомі конструктивні рішення систем забезпечення мікроклімату, наукові дослідження в напрямку енергоефективних технологій в системах вентиляції та опалення, наукові публікації

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ, Аналіз відомих конструктивних рішень систем забезпечення мікроклімату будівель, техніко-економічне обґрунтування, Теоретичне обґрунтування та проектні рішення для прийняття раціонального варіанта систем вентиляції та кондиціонування, організаційно-технологічне забезпечення реалізації проектних рішень та заходи з охорони праці і безпеки в надзвичайних ситуаціях, Техніко-економічні показники, Загальний висновок, Перелік використаних джерел, Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Плакати з результатами наукової частини роботи – дослідження енергоощадних систем забезпечення мікроклімату будівель. Креслення: Загальний вигляд будівлі при обстеженні. Плани поверхів, план розташування системи вентиляції на поверхах будівлі. Аксонометричні схеми вентиляційного обладнання.

Календарний план монтажу систем вентиляції та кондиціонування. Монтажні креслення та вузли.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Іноваційні енергоефективні технології в системах створення мікроклімату	Пономарчук І. А. к.т.н., доцент		
Теоретичне обґрунтування та практичне рішення прийнятих варіантів мікроклімату	Пономарчук І. А. к.т.н., доцент		
Організаційно-технологічне забезпечення реалізації проектних рішень Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Пономарчук І. А. к.т.н., доцент		
	Кобилянська І. М. к.т.н., доцент		
Техніко-економічні показники	Лялюк О. Г. к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання -----09.2020 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Складання завдання та змісту до МКР	--.09.2020	
2	Іноваційні енергоефективні технології в системах створення мікроклімату	--.10.2020	
3	Теоретичне та практичне обґрунтування основних параметрів і характеристик системи газопостачання	--.10.2020	
4	Організаційно-технологічне забезпечення реалізації проектних рішень та заходи з охорони праці і безпеки в надзвичайних ситуаціях	--.10.2020	
7	Техніко-економічні показники	--.11.2020	
8	Оформлення графічної частини та пояснювальної записки, розробка презентації	--.11.2020	
9	Попередній захист	--.11.2020	
10	Виправлення зауважень	--.12.2020	
11	Рецензування	---.12.2020	
12	Захист МКР	--.12.2020	

Магістрант

(підпис)

Харчилава К.Л.

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

(підпис)

Пономарчук І. А.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська кваліфікаційна робота містить в собі чотири розділи: аналітичний огляд систем вентиляції та теплопостачання з використанням систем теплоутилізації, теоретичне обґрунтування прийнятих рішень, організаційно-технологічне забезпечення реалізації проектних рішень, техніко-економічні показники, а також має графічну частину.

Виконано аналітичний огляд сучасних систем теплопостачання. Виконано техніко-економічне обґрунтування впровадження систем теплопостачання.

У дипломному проекті виконано техніко-економічне обґрунтування проекту, наводиться гідравлічний розрахунок системи та підбір необхідного обладнання для якісної роботи ЦТП. Розраховано об'єми земляних робіт та підібрані машини для прокладання трубопроводу. Наданий матеріал по заходам енергозбереження та експлуатації теплової мережі. Наведений розрахунок викидів шкідливих речовин в атмосферу та запропоновані заходи по зменшенню забруднення

АНОТАЦІЯ

В даній роботі запропонована реконструкція системи тепlopостачання мікрорайону у м. Хмельницький.

У дипломному проекті виконано техніко-економічне обґрунтування проекту, наводиться гідравлічний розрахунок системи та підбір необхідного обладнання для якісної роботи ЦТП. Розраховано об'єми земляних робіт та підібрані машини для прокладання трубопроводу. Наданий матеріал по заходах енергозбереження та експлуатації теплової мережі. Наведений розрахунок викидів шкідливих речовин в атмосферу та запропоновані заходи по зменшенню забруднення.

Дипломний проект складається зі 133 сторінок пояснювальної записки та 10 листів А1 графічної частини.

ANNOTATION

This paper proposes the reconstruction of the district heating system in Khmelnytsky.

In the diploma project the technical and economic substantiation of the project is executed, the hydraulic calculation of system and selection of the necessary equipment for qualitative work of TsTP is given. The volume of earthworks and selected machines for laying the pipeline have been calculated. Material on energy saving measures and operation of the heating network is provided. The calculation of emissions of harmful substances into the atmosphere is given and measures to reduce pollution are proposed.

The diploma project consists of 133 pages of explanatory note and 10 sheets of A1 graphic part.

РЕЗЮМЕ до магістерської кваліфікаційної роботи магістранта:		Харчилави Костянтина Леонідовича	
Назва університету	Вінницький національний технічний університет		
Тема	ОПТИМІЗАЦІЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ		
Освітній ступінь	Магістр		
Факультет	Будівництва, теплоенергетики та газопостачання		
Кафедра	Інженерних систем у будівництві		
Спеціальність	192 – Будівництво та цивільна інженерія		
Освітня програма	Теплогазопостачання і вентиляція		
Керівник	к.т.н., доцент Пономарчук І.А.		
Обсяг роботи	Пояснювальна записка, стор.	Розділів	Креслень формату А1
	133	5	10
Розділ 1	Аналіз існуючих схем підключення абонентів до теплових мереж		
Розділ 2	Теоретичне обґрунтування та практичні рішення прийнятих варіантів системи теплопостачання абонентів		
Розділ 3	Організаційно-технологічне забезпечення реалізації проектних рішень		
Розділ 4	Заходи з охорони праці і безпеки в надзвичайних ситуаціях		
Розділ 5	Економічна частина		
Висновки по роботі	1. Виконано аналітичний огляд схем підключення абонентів до теплових мереж. 2. Виконано теоретичне обґрунтування прийнятих рішень. 3. Розроблено організаційно-технологічне забезпечення реалізації проектних рішень. 4. Розроблено заходи з охорони праці та безпеки життєдіяльності. 5. Розроблено локальний кошторис на роботи по монтажу систем вентиляції та кондиціонування.		
Ключові слова: мікроклімат будівлі, системи кондиціонування, теплоутилізація.			

Магістрант: Харчилава К.Л. _____ /ПІБ/

Керівник: Пономарчук І.А. _____ /ПІБ/

" ____ " _____ 2021 р.

SUMMARY		Kharchylava Kostiantyn Leonidovych	
to undergraduate master's qualification work:			
University name	Vinnytsia National Technical University		
Theme	OPTIMIZATION OF THE FUNCTIONING OF THE CENTRALIZED HEAT SUPPLY SYSTEM		
Educational degree	Master		
Faculty	Faculty for Civil Engineering, Thermal Power and Gas Supply		
Department	Engineering systems in construction		
Specialty	192 – Construction and civil engineering		
Educational program	Heat and gas supply and ventilation		
Head	Ph.D., associate professor Ponomarchuk I. A.		
The scope of work	Explanatory note, p.	Sections	Drawings of A1 format
	139	5	10
Section 1	Analysis of existing subscriber connection schemes to thermal networks		
Section 2	Theoretical substantiation and practical decision of the accepted variants of system of heat supply of subscribers		
Section 3	Organizational and technological support for the implementation of design decisions		
Section 4	Measures for occupational safety and health in emergencies		
Section 5	Economic part		
Conclusions on work	<p>1. An analytical inspection of ventilation and air conditioning systems using heat recovery systems was performed.</p> <p>2. Theoretical substantiation of the accepted decisions is executed.</p> <p>3. Organizational and technological support for the implementation of project solutions has been developed.</p> <p>4. Measures for labor protection and life safety have been developed.</p> <p>5. Developed a local estimate for work on the installation of ventilation and air conditioning systems.</p> <p>and the system of creating a microclimate of the trade complex.</p> <p>Calculations of the estimated cost of the selected system are performed.</p>		
Keywords: microclimate of the building, air conditioning systems, heat disposal.			

Master student: **Kharchylava K. L.** _____ / Surname /

Head: Ponomarchuk I. A. _____ / Surname /

"__" _____ 2021

ЗМІСТ

ВСТУП.....	12
1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ СХЕМ АБОНЕНТСЬКИХ ПІДКЛЮЧЕННЯ ДО ТЕПЛОВОЇ МЕРЕЖІ І ПОТОКОРОЗПОДІЛ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ.....	18
1.1 Ефективність індивідуальних теплових пунктів (ІТП) в порівнянні з центральними (ЦТП)	18
1.1.1 Центральний тепловий пункт.....	18
1.1.2 Індивідуальний тепловий пункт.....	23
1.2 Способи і методи регулювання відпуску теплової енергії.....	32
1.2.1 Методи регулювання теплового навантаження.....	33
1.2.2 Автоматичне регулювання споживання теплової енергії.....	35
1.3 Висновки.....	39
2. ТЕОРЕТИЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ТА ПРАКТИЧНІ РІШЕННЯ ПРИЙНЯТИХ ВАРІАНТІВ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ АБОНЕНТІВ	41
2.1 Вихідні дані.....	41
2.2 Природно-кліматична характеристика району забудови.....	41
2.3 Характеристика об'єкту.....	42
2.4 Розрахункова витрата теплоносія.....	42
2.5 Проектування ЦТП.....	44
2.6 Тепловий і гідравлічний розрахунок пластинчастих водонагрівачів.....	46
2.7 Підбір насосів.....	51
2.8 Розрахунок компенсаторів.....	52
2.9 Розрахунок опор.....	56
2.10 Розрахунок термічного опору ізоляції трубопроводу.....	58
2.11 Визначення діаметрів спускників.....	60
2.12 Розрахунок дросельних пристроїв.....	61
2.13 Гідравлічний розрахунок трубопроводів теплових мереж.....	62
2.14 Розробка гідравлічних режимів.....	63

2.15 Регулювання температури мережної води.....	67
2.16 Графіки теплового споживання.....	69
2.2 Висновок.....	71
3. ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЕКТНИХ РІШЕНЬ	73
3.1 Аналіз конструктивних особливостей об'єкту монтажу.....	73
3.2 Розрахунок та комплектування основних та допоміжних матеріалів та виробів, складання відомостей.....	74
3.3 Визначення об'ємів земляних робіт.....	76
3.4 Визначення складу і об'ємів робіт.....	78
3.5 Вибір типів машин, механізмів, пристосувань і конструкцій.....	80
3.6 Розрахунок енергоресурсів.....	83
3.7 Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт.....	84
3.8 Розрахунок техніко-економічних показників календарного плану	87
3.9 Монтажене регулювання і здача системи в експлуатацію.....	88
3.10 Техніка безпеки під час виконання монтажних робіт	90
3.11 Висновок.....	91
4. ОХОРОНА ПРАЦІ	
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ.....	
5.1 Вихідні положення. Характеристика системи та економічна доцільність перепідключення абонентів.....	
5.2 Обґрунтування проектної потужності об'єкту.....	
5.3 Обґрунтування чисельності робочих місць.....	
5.4 Обґрунтування розміщення об'єкта.....	
5.5 Матеріальна оцінка впливів на навколишнє середовище.....	
5.6 Основні будівельні та технологічні рішення.....	
5.7 Можливі терміни будівництва.....	
5.8 Основні рішення по вибухопожежній безпеці будівництва.....	
5.9 Розрахункова вартість будівництва.....	
5.10 Техніко-економічні показники.....	

Висновки.....	
Список використаних джерел.....	
Додаток А. Технічне завдання.....	
Додаток Б. Гідравлічний розрахунок теплової мережі.....	

ВСТУП

Теплопостачання в великих містах представлено зазвичай двома секторами. У першому випадку джерелами тепла служать теплоелектроцентралі (ТЕЦ) - підприємства, на яких здійснюється спільна розробка теплової та електричної енергії, у другому випадку в теплові мережі надходить тепло, вироблене в котельнях [2, 3].

Актуальність теми роботи. Тепломережі, живиться від ТЕЦ і котелень є складними розгалуженими гідравлічними системами, при експлуатації яких виникають порушення режимів роботи такі як:

- недостатній перепад тиску між прямим і зворотним трубопроводом;
- підвищений тиск в зворотному трубопроводі;
- невідрегульованість мережі у споживачів («недоопалення» і «переопалення»).

Теплоелектроцентралі, перебуваючи в центрі теплових навантажень, відпускають теплову енергію, в теплові мережі [4]. Опалювальні котельні, що знаходяться в тих же зонах, що і ТЕЦ, виробляють теплову енергію в Некомбіновані режимі, що в кінцевому підсумку, впливає на енергозбереження, з точки зору спалювання палива, і, як наслідок, на кінцевий тариф для споживача.

Принципово, котельні повинні отримувати тільки ту навантаження, яка не може бути вироблена на ТЕЦ при комбінованому режимі. Треба всіляко сприяти ефективній завантаженні ТЕЦ, нарощування теплофікаційних потужностей, переведення потужностей котелень в піковий або резервний режим роботи [5, 6].

І справа не просто в модернізації теплогерел, а в собівартості вироблення тепла.

Для зниження собівартості теплової енергії необхідно оптимізувати системи теплопостачання в межах міст або теплових вузлів.

Основні заходи, спрямовані на оптимізацію систем теплопостачання:

- магістральні мережі повинні бути за кільцьовані, щоб можна було від будь-якої станції в будь-який момент подати необхідну кількість тепла;

- завантаження ТЕЦ повинна бути максимально ефективною, опалювальні котельні, будучи менш ефективними джерелами повинні завантажуватися по

«Залишковим» принципом;

- оптимізувати режими відпуску та споживання теплової енергії з урахуванням впровадження енергозберігаючих технологій і заходів [7].

Оптимізація режимів для кожної сторони має абсолютно різні критерії.

Для постачальника вона складається в оптимізації процесу когенерації або спільного вироблення електричної і теплової енергії, оптимізації завантаження джерел, необхідністю мережевих перемикачів для проведення профілактичних і аварійно-відновлювальних робіт.

Найбільшу схильність до зносу мають мережі ГВП, які використовуються для транспортування «приготовленої» гарячої води в центральних теплових пунктах до споживача при закритій схемі тепlopостачання.

Існуюча схема «приготування» гарячої води в більшості регіонів України передбачає подачу теплоносія від теплоелектроцентралі (ТЕЦ), центральної котельні, який магістральними та квартальним теплотрасах надходить на центральний тепловий пункт (ЦТП). У тепловому пункті за допомогою пластинчастих або трубчастих теплообмінних апаратів, через які проходить теплоносій («гріє сторона»), відбувається нагрів холодної води до температури не більше 65-70оС температура гарячої води на виході з теплообмінника повинна забезпечувати температуру гарячої води у споживача, з урахуванням зниження температури гарячої води в теплових мережах і стояках будинків. Далі гаряча вода по централізованих мереж ГВП транспортується до інженерних мереж об'єктів водоспоживання.

Системи централізованого гарячого водопостачання в порівнянні з іншими інженерними спорудами (системами опалення, холодного водопостачання та каналізації) є найменш надійними і довговічними.

Якщо встановлений і фактичний терміни служби будівель оцінюються в 50 -100 років, а систем опалення, холодного водопостачання та каналізації в 20 - 25 років, то для систем гарячого водопостачання при закритій схемі

теплопостачання від ЦТП і виконанні комунікацій із сталевих труб без антикорозійного покриття фактичний термін служби не перевищує 10 років, а в окремих випадках 2 - 3 роки.

Це відбувається внаслідок того, що на теплоджерела (ТЕЦ, котельня) вода як слід готується, щоб знизити її агресивність, а ось вода для гарячого водопостачання використовується звичайна водопровідна (як правило дуже жорстка і не Деаерірована), яку теплоносій гріє в теплообміннику. Тому трубопроводи ГВП виходять з ладу набагато частіше [9].

Трубопроводи гарячого водопостачання без захисних покриттів схильні до внутрішньої корозії і значного забруднення її продуктами. Це призводить до активної корозії трубопроводів гарячої води, і як наслідок, до зниження пропускної здатності комунікацій, зростання гідравлічних втрат і порушень в подачі гарячої води, особливо на верхні поверхи будівель при недостатніх напорі міського водопроводу. У великих системах гарячого водопостачання від центральних теплових пунктів заростання трубопроводів продуктами корозії порушує регулювання розгалужених систем і може спричинити проблеми в подачі гарячої води. Через інтенсивної корозії, особливо зовнішніх мереж гарячого водопостачання від ЦТП, зростають обсяги поточних і капітальних ремонтів. Останні пов'язані з частими перекладки внутрішніх (в будинках) і зовнішніх комунікацій, порушенням благоустрою міських територій всередині кварталів, тривалим припиненням подачі гарячої води великій кількості споживачів при виході з ладу головних ділянок трубопроводів гарячого водопостачання.

Корозійні пошкодження трубопроводів гарячого водопостачання від ЦТП в разі їх спільного прокладання з розвідних мережами опалення призводять до затоплення останніх гарячою водою і їх інтенсивної зовнішньої корозії. При цьому виникають труднощі у виявленні місць аварій, доводиться виконувати великий обсяг земляних робіт і погіршувати благоустрій житлових районів.

При незначних відмінностях в капіталовкладеннях на спорудження систем гарячого, холодного водопостачання та опалення експлуатаційні витрати, пов'язані з частою перекладанням і ремонтом комунікацій гарячого

водопостачання, незрівнянно вищі. Корозія систем гарячого водопостачання та захист від неї набувають особливо важливе значення в зв'язку з розмахом житлового будівництва в Україні.

Одним з виправдали себе способів підвищення ефективності тепlopостачання є виведення з експлуатації ЦТП і мереж ГВП та перенесення функцій «приготування» гарячої води до споживача через встановлення індивідуальних теплових пунктів (ІТП) з індивідуальними водо-водяними підігрівниками (ІВВП) в багатоквартирних будинках. Будівництво в останні роки будинків нових серій з підвальними приміщеннями та виробництво безшумних відцентрових насосів сприяє переходу в багатьох випадках до проектування ІТП і підвищенню надійності гарячого водопостачання [10].

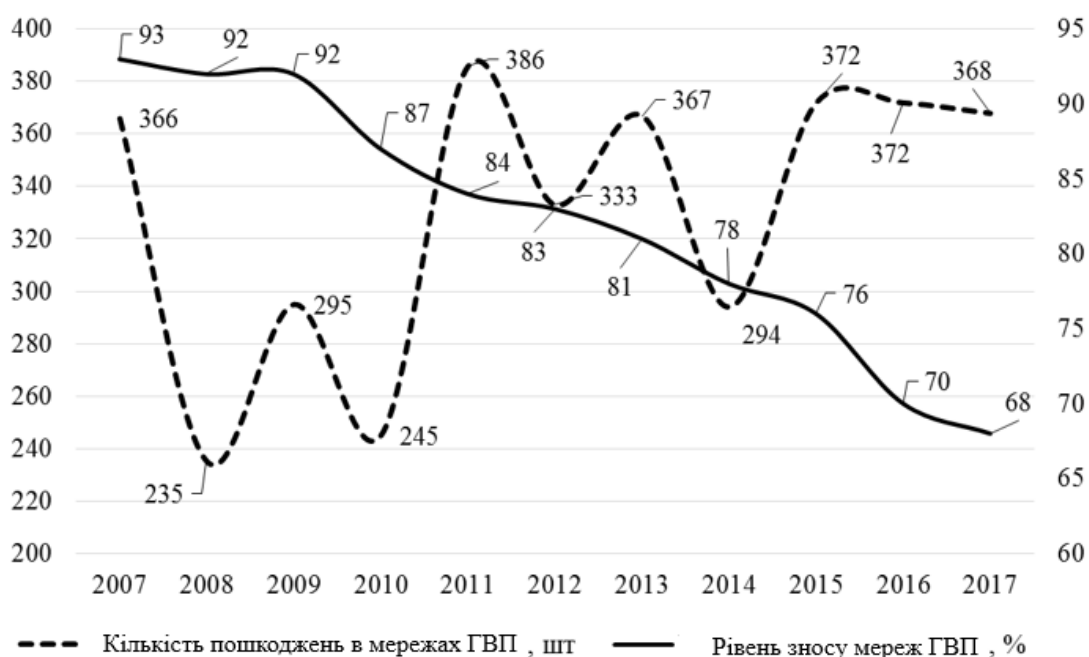


Рисунок 1. Рівень зносу теплових мереж ГВП та кількість пошкоджень на них (м.Хмельницький)

Причинами зазначених проблем можуть бути підвищена витрата теплоносія, недостатній діаметр трубопроводів, зменшення діаметрів труб через відкладення на їх внутрішній поверхні.

У той же час розроблені програми енергозбереження міських округів і муніципальних районів передбачають зниження теплоспоживання підключених будинків і втрат в мережах.

Удосконалення теплоенергетичних систем, згідно з програмами розвитку та прогнозних показників споживання та відпуску теплової енергії необхідно реалізовувати одночасно і в тепlopостачанні, і в теплоспоживанні. Створення досконалих систем централізованого тепlopостачання (СЦТ) без систем автоматизації та регулювання в підключених будинках неможливо.

Зокрема, розвиток систем тепlopостачання здійснюється з урахуванням встановлення ІТП та поступової ліквідації центральних теплових пунктів (Рисунок 3).

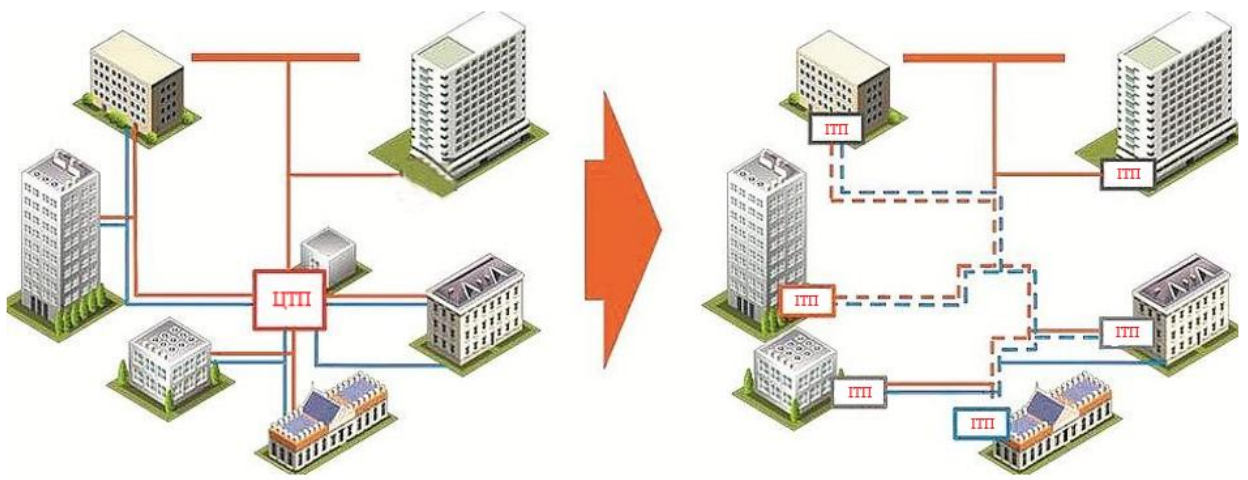


Рисунок 3. Зміна схеми розподілу теплоносія при ліквідації центральних теплових пунктів

Гідравлічна взаємозв'язок елементів системи при її модернізації призводить до разрегулювання гідравлічного режиму роботи. Це чинить негативний вплив на надійність тепlopостачання і знижує ефективність роботи теплогерел та системи в цілому.

Виходячи з вищесказаного, тема магістерського дослідження є актуальною.

Об'єкт дослідження - системи тепlopостачання і теплові мережі.

Предметом дослідження є методи вдосконалення теплоенергетичних систем.

Мета і завдання дослідження. Метою магістерської роботи є розробка методичного та програмного забезпечення для підвищення ефективності систем централізованого тепlopостачання поселень шляхом поетапного впровадження

автоматизованих індивідуальних теплових пунктів (АТП) зі збереженням гідравлічної стійкості системи.

Для досягнення мети поставлені такі завдання:

1. Визначити переваги та недоліки схем приєднання споживачів до теплових мереж за допомогою АТП.

2. Оцінити вплив поетапного впровадження у абонентів АТП на гідравлічну стійкість системи тепlopостачання. Визначити відсоток споживачів, оснащених АТП в СЦТ призводить до підвищення ефективності роботи системи.

3. Розробити алгоритм визначення потенціалу енергозбереження та методику з відповідним програмним забезпеченням, що дозволяє оцінити вплив технічних рішень по впровадженню АТП в системи централізованого тепlopостачання на їх фінансово-економічні та інвестиційні показники.

Наукова новизна дослідження:

1. Розроблено алгоритм розрахунку енергетичної ефективності оптимізації систем тепlopостачання при поетапному впровадженні АТП.

2. Визначено залежність показників ефективності систем тепlopостачання від числа абонентів оснащених АТП.

3. Удосконалено методику розрахунку гідравлічних режимів роботи систем тепlopостачання з урахуванням визначення їх гідравлічної стійкості при поетапному впровадженні АТП.

4. Розроблено методику визначення впливу впровадження АТП на фінансово-економічні та інвестиційні показники роботи енергетичних систем.

1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ СХЕМ АБОНЕНТСЬКИХ ПІДКЛЮЧЕННЯ ДО ТЕПЛОВОЇ МЕРЕЖІ І ПОТОКОРОЗПОДІЛ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

1.1 Ефективність індивідуальних теплових пунктів (ІТП) в порівнянні з центральними (ЦТП)

Система теплопостачання з центральними тепловими пунктами (ЦТП), через які здійснюється подача тепла по окремих трубопроводах на опалення і гаряче водопостачання будинків, широко поширена в нашій країні.

З розвитком систем теплопостачання, все більш актуальнішою і ефективніше з точки зору економії теплової енергії, капіталовкладень і зниження експлуатаційних витрат, стають схеми приєднання споживачів через індивідуальні теплові пункти (ІТП).

1.1.1 Центральний тепловий пункт

Тепловий пункт або скорочено ТП це комплекс обладнання, розташований в окремому приміщенні забезпечує опалення і гаряче водопостачання будівлі або групи будівель [8].

Основна відмінність ТП від котельні полягає в тому, що в котельні відбувається, нагрів теплоносія за рахунок згоряння палива, а тепловий пункт працює з нагрітим теплоносієм, що надходять з централізованої системи. Нагрівання теплоносія для ТП виробляють теплогенеруючі підприємства - промислові котельні і ТЕЦ.

Центральний тепловий пункт (ЦТП) - це тепловий пункт обслуговує групу будинків, наприклад, мікрорайон, селище міського типу, промислове підприємство і т.д. Необхідність в ЦТП визначається індивідуально для кожного району на підставі технічних та економічних розрахунків, як правило, зводять один центральний тепловий пункт для групи об'єктів з витратою теплоти 12-35 МВт [8].

Теплові мережі складаються з трубопроводів і забезпечують транспортування теплоносія. Вони бувають первинні, що з'єднують

теплогенеруючі підприємства з тепловими пунктами і вторинні, що з'єднують ЦТП з кінцевими споживачами. ЦТП є посередниками між первинними і вторинними тепловими мережами або теплогенеруючими підприємствами і кінцевими споживачами.

Функція ЦТП - розподіл теплоносія по системам опалення і гарячого водопостачання (ГВП) що обслуговують будівлі, а також функції забезпечення безпеки, управління і обліку.

У ЦТП відбувається:

- перетворення теплоносія, наприклад, перетворення пари в перегріту воду;
- зміна різних параметрів теплоносія, таких як тиск, температура і т. Д.;
- управління витратою теплоносія і водопідготовка для ГВП;
- розподіл теплоносія по системам опалення і гарячого водопостачання;
- захист вторинних теплових мереж від підвищення параметрів теплоносія;
- забезпечення відключення опалення або гарячого водопостачання в разі потреби.

Схема приєднання абонента через центральний тепловий пункт представлена на рисунку 1.1.

Як правило, центральний тепловий пункт - це окрема одноповерхова будівля з розташованим в ньому устаткуванням і комунікаціями.

Автоматика ЦТП відстежує середній температурний графік. Це може стати причиною зайвої подачі теплопостачання, коли частина будівель, підключених до ЦТП, пройшла модернізацію, а частина ні. Подібний ефект спостерігається у випадках, коли до ЦТП підключені будівлі з різними температурними графіками: дитячий сад, школа і житловий будинок.

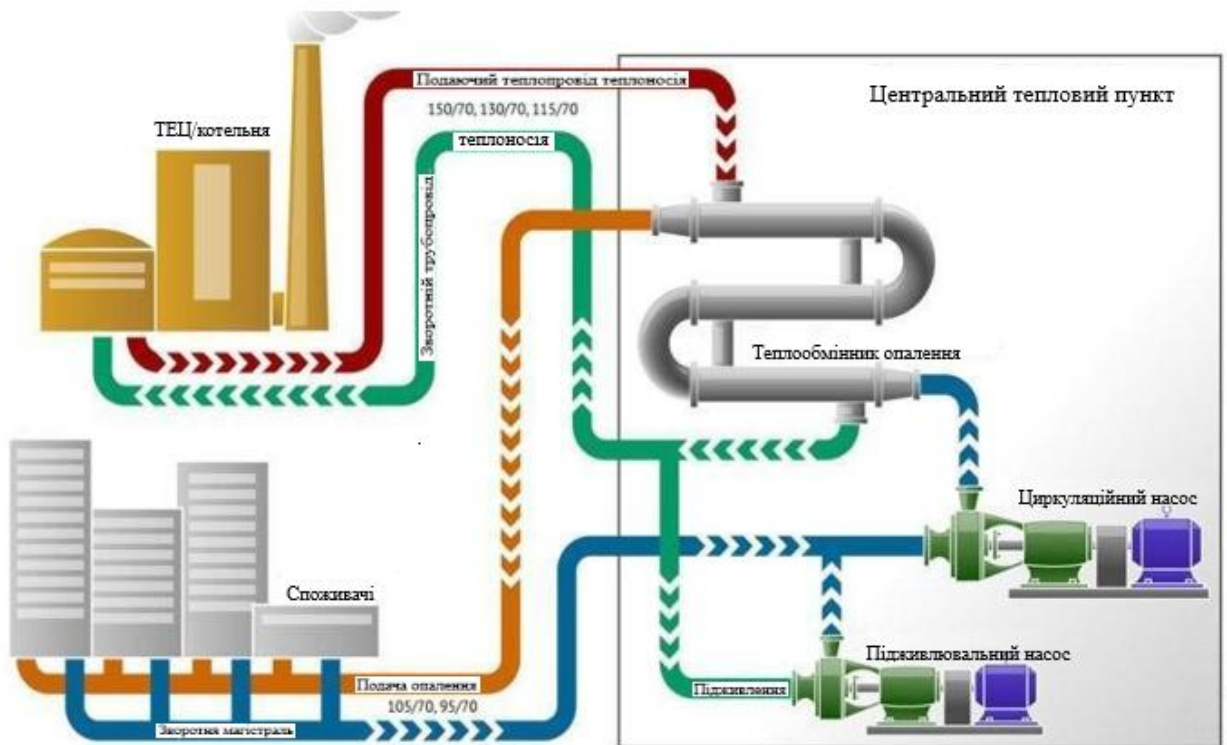


Рисунок 1.1. Схема приєднання абонента через центральний тепловий пункт

Температурний графік роботи теплової мережі визначає те, в якому режимі тепловий пункт буде працювати надалі і яке обладнання необхідно в ньому встановлювати [9].

Розрізняють декілька температурних графіків роботи теплової мережі:
 $150/70^{\circ}\text{C}$, $130/70^{\circ}\text{C}$, $110/70^{\circ}\text{C}$, $95/70^{\circ}\text{C}$.

Якщо температура теплоносія не перевищує 95°C , то його залишається тільки розподілити по всій опалювальній системі. У цьому випадку можливо застосовувати тільки колектор з балансувальними клапанами для гідравлічної ув'язки циркуляційних кілець.

Якщо ж температура теплоносія перевищує 95°C , то такий теплоносій не можна безпосередньо використовувати в системі опалення без його температурного регулювання. Саме в цьому і полягає важлива функція теплового пункту. При цьому необхідно, щоб температура теплоносія в системі опалення змінювалася залежно від зміни температури зовнішнього повітря [9].

У теплових пунктах старого зразка (Рисунок 1.2) в якості регулюючого пристрою застосовується елеваторний вузол, що дозволяє істотно знизити

вартість обладнання, однак за допомогою такого теплового пункту (ТП) неможливо здійснювати точне регулювання температури теплоносія, особливо при перехідних режимах роботи системи.

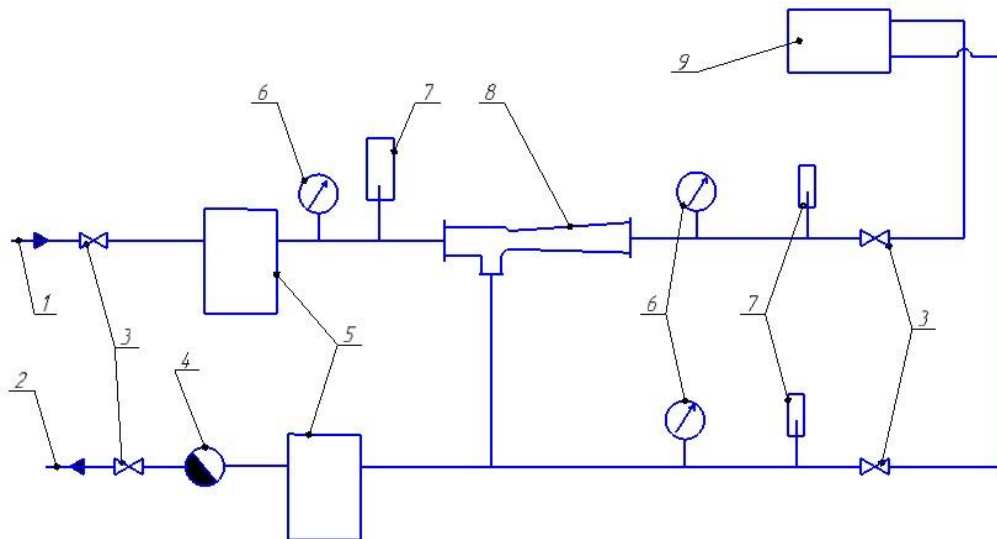


Рисунок 1.2. Схема теплового пункту з елеваторним вузлом:

1 - подаючий трубопровід; 2 - зворотний трубопровід; 3 - засувки; 4 - водомір; 5 - грязевики; 6 - манометри; 7 - термометри; 8 - елеватор; 9 - нагрівальні прилади системи опалення

Елеваторний вузол забезпечує тільки «якісне» регулювання теплоносія, коли температура в системі опалення змінюється в залежності від температури теплоносія, що приходить від централізованої теплової мережі. Це призводить до того, що «регулювання» температури повітря в приміщеннях проводиться споживачами за допомогою відкритого вікна і з величезними тепловими витратами, що йдуть в атмосферу [39].

Особливо низька ефективність роботи елеваторних вузлів проявилася зі зростанням цін на теплову енергію, а також з неможливістю роботи централізованої теплової мережі за температурним або гідравлічним графіком, на який були розраховані встановлені раніше елеваторні вузли.

Принцип роботи елеватора полягає в тому, щоб змішувати теплоносії з централізованої теплової мережі і воду із зворотного трубопроводу системи опалення до температури, відповідної нормативної для даної системи. Це відбувається за рахунок принципу ежекції при використанні в конструкції

елеватора сопла певного діаметра (див. Рисунок 1.3). Після елеваторного вузла змішаний теплоносій подається в систему опалення будівлі [40].

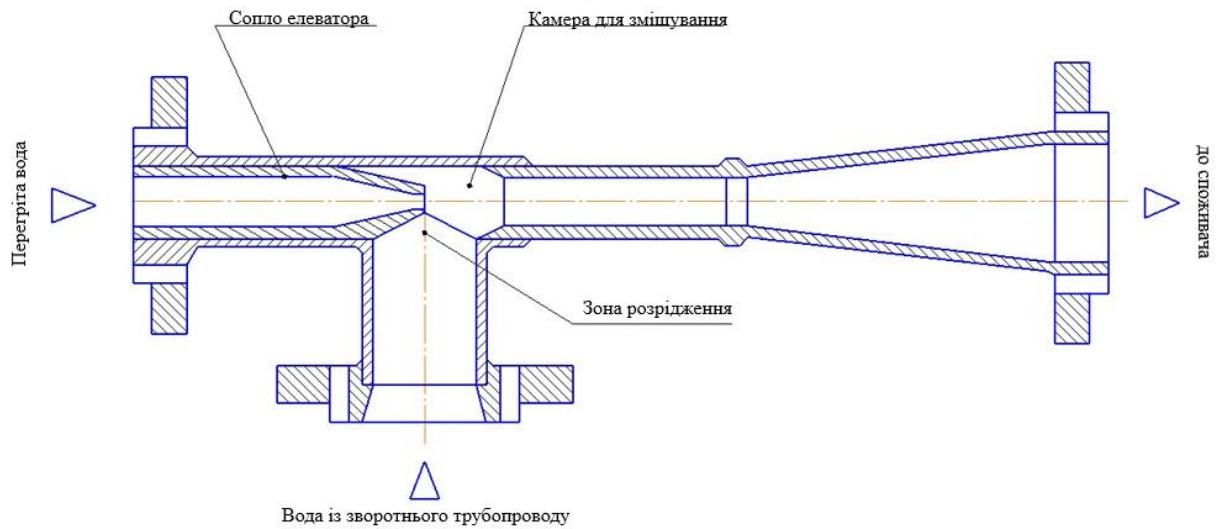


Рисунок 1.3. Принципова схема конструкції елеваторного вузла

Елеватор поєднує одночасно два пристрої: циркуляційний насос і змішувальне пристрій. На ефективність змішування і циркуляції в системі опалення не впливають коливання теплового режиму в теплових мережах. Все регулювання полягає в правильному підборі діаметра сопла і забезпечення необхідного коефіцієнта змішання (нормативний коефіцієнт 2,2). Слід зазначити, що при приєднанні споживачів через елеваторний вузол змішування, відсутні витрати на електроенергію.

Однак є численні недоліки, які зводять нанівець всю простоту і невибагливість обслуговування даного пристрою.

На ефективність роботи безпосередньо впливають коливання гідравлічного режиму в теплових мережах. Так, для нормального змішання, перепад тисків в подаючому і зворотному трубопроводах необхідно підтримувати в межах 0,8 - 2 бар; температура на виході з елеватора не піддається регулюванню і безпосередньо залежить тільки від зміни температури теплової мережі. В цьому випадку, якщо температура теплоносія, що надходить з котельні, не відповідає температурному графіку, то і

температура на виході з елеватора буде нижче необхідної, що безпосередньо вплине на внутрішню температуру повітря в приміщеннях будівлі [11].

Подібні пристрої отримали широке застосування в багатьох типах будівель, підключених до централізованої теплової мережі. Однак в даний час вони не відповідають вимогам з енергозбереження, у зв'язку з чим підлягають заміні на сучасні індивідуальні теплові пункти (ІТП).

При централізованому регулюванні відзначається значна перевитрата енергії для опалення та гарячого водопостачання будинків, виникають проблеми з організацією обліку споживання тепла власниками будівель, організацією правильної оплати споживання, з визначенням втрат тепла при транспортуванні.

У перехідні періоди в зв'язку з різкими перепадами температур зовнішнього повітря, регулярно дестабілізується режим роботи теплових мереж.

З урахуванням зносу комунальної інфраструктури та необхідністю проведення ремонтних робіт логічним і обґрунтованим є впровадження в ході реконструкції теплових мереж нових технологій, які дозволять усунути недоліки схеми опалення з використанням ЦТП.

Вартість ІТП значно вище, ніж ЦТП. Але при цьому вони найбільш економічно доцільні і дозволяють знижувати споживання тепла до 30% [11].

1.1.2 Індивідуальний тепловий пункт

Індивідуальний тепловий пункт - найважливіша складова систем теплопостачання будівель. Від його характеристик багато в чому залежить регулювання систем опалення та ГВП, а також ефективність використання теплової енергії.

Тому тепловим пунктам приділяється велика увага [11].

Індивідуальний тепловий пункт - це комплекс пристроїв, розташований у відокремленому приміщенні (як правило, в підвальному приміщенні), що складається з елементів, що забезпечують приєднання системи опалення та гарячого водопостачання до централізованої теплової мережі. По подаючому

трубопроводі здійснюється подача теплоносія в будинок [9]. За допомогою другого зворотного трубопроводу в котельню потрапляє вже охолоджений теплоносій із системи. Схема приєднання абонента через індивідуальний тепловий пункт представлена на Рисунку 1.4.

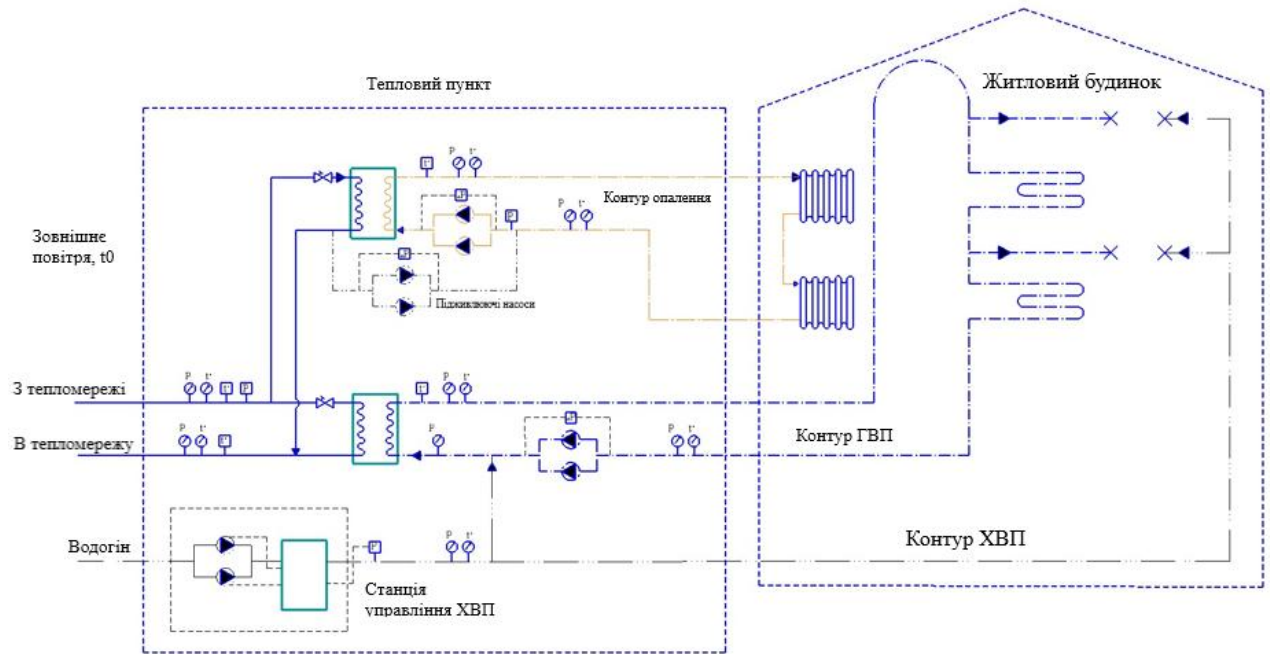


Рисунок 1.4. Схема приєднання абонента через ІТП

У сучасних системах централізованого тепlopостачання енергозбереження досягається, зокрема, за рахунок регулювання температури теплоносія з урахуванням поправки на зміну температури зовнішнього повітря.

Для цих цілей в кожному тепловому пункті застосовують комплекс обладнання (Рисунок 1.5) для забезпечення необхідної циркуляції в системі опалення (циркуляційні насоси) і регулювання температури теплоносія (регулюючі клапани з електричними приводами, контролери з датчиками температури).

Більшість теплових пунктів має в своєму складі також теплообмінник для підключення до внутрішньої системи гарячого водopостачання (ГВП) з циркуляційним насосом. Набір обладнання залежить від конкретних завдань і вихідних даних. Саме тому, через різні можливі варіанти конструкцій, а також своїй компактності і транспортабельності, сучасні ІТП отримали назву модульних (Рисунок 1.6).

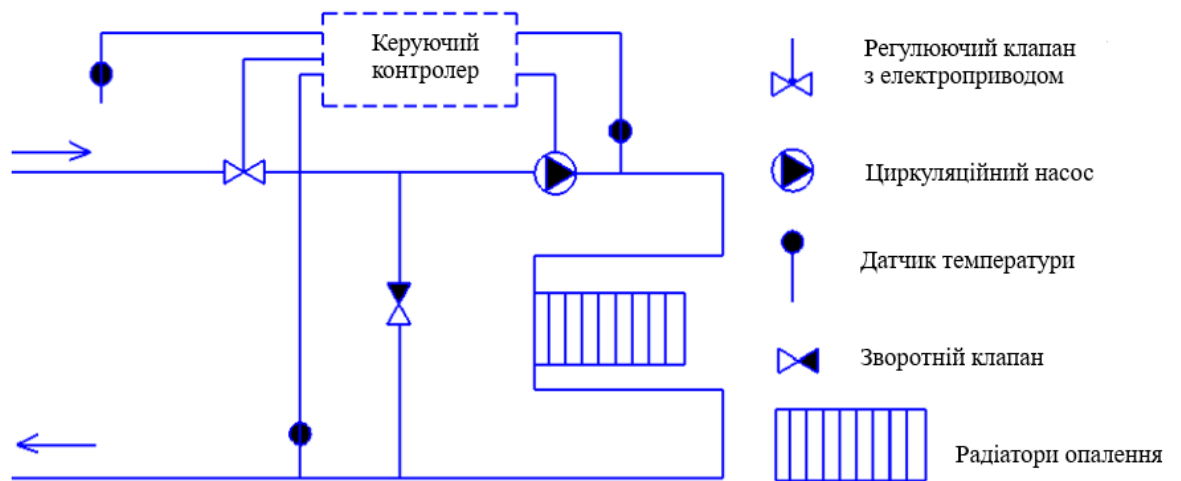


Рисунок 1.5. Принципова схема індивідуального теплового пункту з використанням контролера, регулюючого клапана і циркуляційного насоса

В ІТП з залежним приєднанням системи опалення до зовнішніх теплових мереж циркуляція теплоносія в системі опалення підтримується циркуляційним насосом. Управління насосом здійснюється в автоматичному режимі від контролера або від відповідного блоку управління. Автоматичне підтримання необхідного температурного графіка в системі опалення також здійснюється електронним регулятором. Контролер впливає на регулюючий клапан, розташований на трубопроводі, що подає на стороні зовнішньої теплової мережі («гострої воді») [21]. Між подаючим і зворотним трубопроводами встановлено змішувальна перемичка зі зворотним клапаном, за рахунок якої здійснюється підмішування в подаючий трубопровід з зворотної лінії теплоносія, з більш низькими температурними параметрами (Рисунок 1.7).



Рисунок 1.6. Сучасний модульний індивідуальний тепловий пункт в зборі

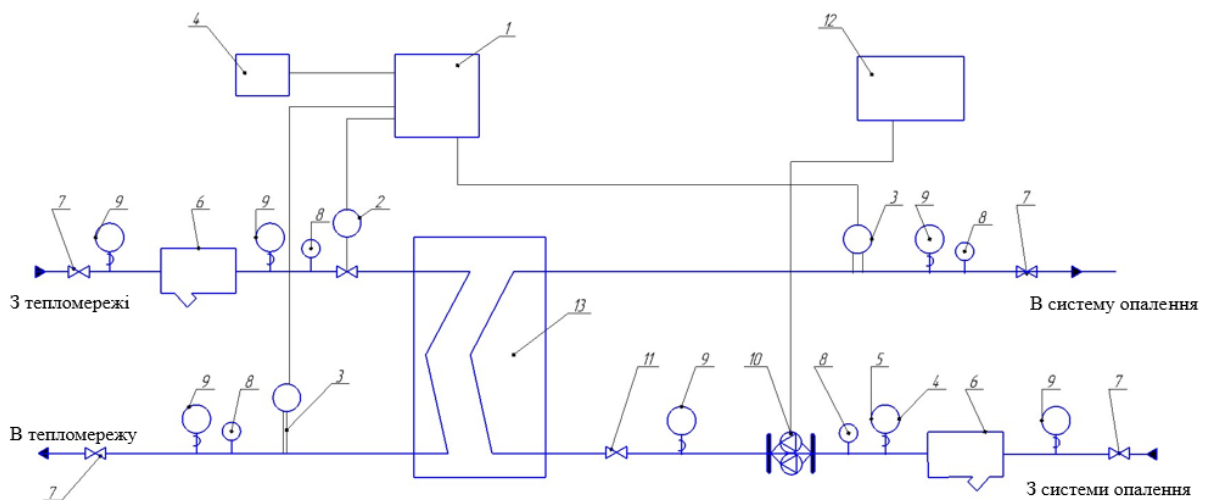


Рисунок 1.7. Принципова схема модульного теплового пункту, підключеного за залежною схемою:

1 - контролер; 2 - двоходовий регулюючий клапан з електричним приводом; 3 - датчики температури теплоносія; 4 - датчик температури зовнішнього повітря; 5 - реле тиску для захисту насосів від сухого ходу; 6 - фільтри; 7 - засувки; 8 - термометри; 9 - манометри; 10 - циркуляційні насоси

системи опалення; 11 - зворотний клапан; 12 - блок управління циркуляційними насосами

В даній схемі робота системи опалення залежить від тиску в центральній теплової мережі. Тому в багатьох випадках потрібна установка регуляторів перепаду тиску, а, в разі необхідності, і регуляторів тиску «після себе» або «до себе» на подаючих або на зворотних трубопроводах.

У незалежній системі для приєднання до зовнішнього джерела тепла використовується теплообмінник (Рисунок 1.8).

Циркуляція теплоносія в системі опалення здійснюється циркуляційним насосом. Управління насосом проводиться в автоматичному режимі контролером або відповідним блоком управління. Автоматичне підтримання необхідного температурного графіка в контурі, що нагрівається також здійснюється електронним регулятором. Контролер впливає на регульований клапан, розташований на трубопроводі, що подає на стороні зовнішньої теплової мережі («гострої води»).

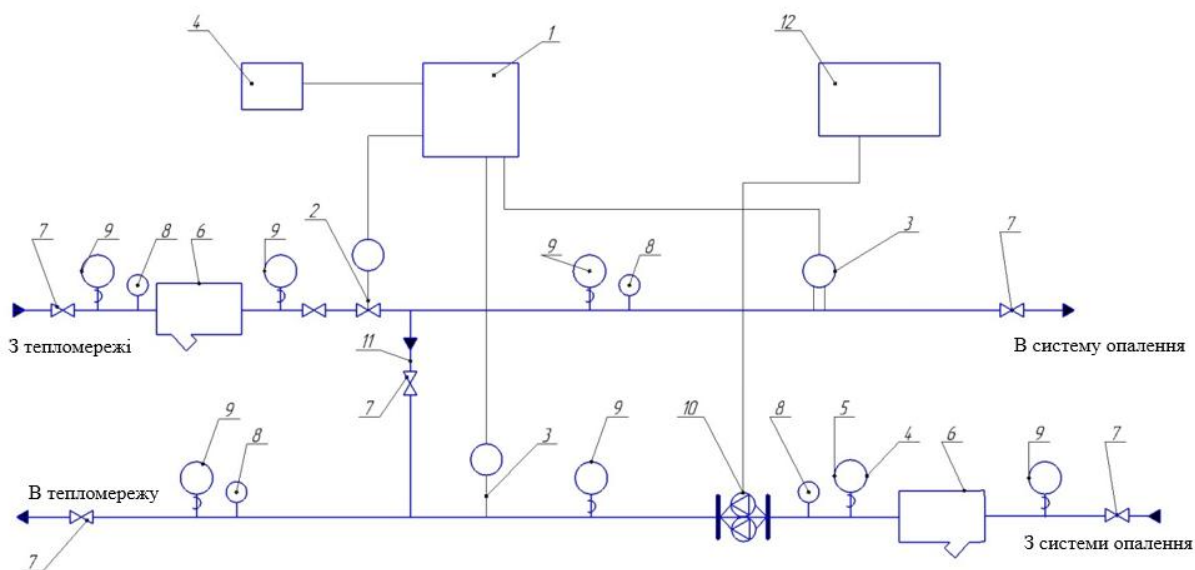


Рисунок 1.8. Принципова схема модульного теплового пункту, підключеного за незалежною схемою:

1 - контролер; 2 - двоходовий регулюючий клапан з електричним приводом; 3 - датчики температури теплоносія; 4 - датчик температури зовнішнього повітря; 5 - реле тиску для захисту насосів від сухого ходу; 6 - фільтри; 7 - засувки; 8 - термометри; 9 - манометри; 10 - циркуляційні насоси

системи опалення; 11 - зворотний клапан; 12 - блок управління циркуляційними насосами; 13 - теплообмінник системи опалення

Перевагою даної схеми є те, що опалювальний контур незалежний від гідравлічних режимів централізованої теплової мережі. Також система опалення не страждає від невідповідності якості теплоносія на вході, що надходить з центральної теплової мережі (наявності продуктів корозії, бруду, піску і т.д.), а також перепадів тиску в ній. Унаслідок необхідності установки і подальшого обслуговування теплообмінника вартість капітальних вкладень при застосуванні незалежної схеми вище [18].

Як правило, в сучасних системах застосовуються розбірні пластинчасті теплообмінники (Рисунок 1.9), які досить прості в обслуговуванні і ремонтотрібні: при втраті герметичності або виході з ладу однієї секції, теплообмінник можливо розібрати, а секцію замінити. Також, при необхідності, можна підвищити потужність шляхом збільшення кількості пластин теплообмінника.

Крім того, в незалежних системах застосовують паяні нерозбірні теплообмінники.



Рисунок 1.9. Теплообмінники для незалежних систем підключення ІТП ГВП від теплового пункту.

Найбільше простою і розповсюдженою є схема з одноступінчастим паралельним приєднанням підігрівачів гарячого водопостачання (Рисунок 1.10).

Вони приєднані до тієї ж теплової мережі, що і системи опалення будівель. Вода, з зовнішньої водопровідної мережі подається в підігрівач ГВП. У ньому вона нагрівається мережною водою, яка надходить з трубопроводу, що подається з теплової мережі [12].

Охолоджена мережева вода подається в зворотний трубовід теплової мережі. Після підігрівача гарячого водопостачання нагріта водопровідна вода подається в систему ГВП. Якщо прилади в цій системі закриті (наприклад, в нічний час), то гаряча вода по циркуляційному трубопроводу знову подається в підігрівач ГВП.

Цю схему з одноступінчастим паралельним приєднанням підігрівачів гарячого водопостачання рекомендується застосовувати, якщо відношення максимальної витрати теплоти на ГВП будинків до максимальній витрати теплоти на опалення будівель менше 0,2 або більше 1,0. Схема використовується при нормальному температурному графіку мережної води в теплових мережах.

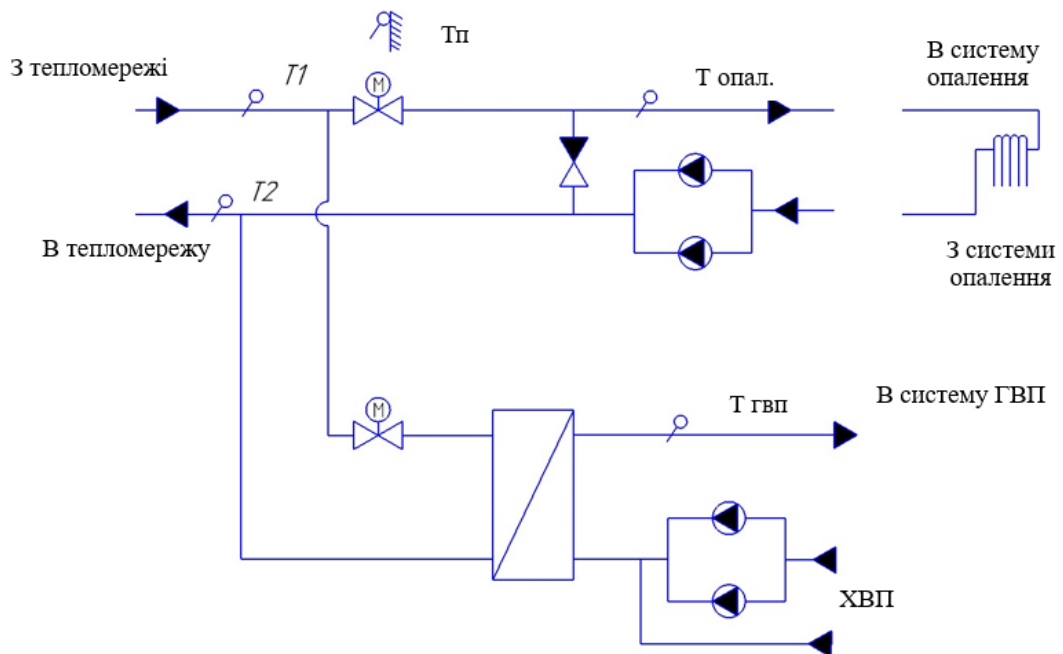


Рисунок 1.10. Схема з залежним приєднанням системи опалення до теплової мережі і одноступінчастим паралельним приєднанням теплообмінника ГВП

Крім того, застосовується двоступенева система підігріву води в системі ГВП. У ній в зимовий період холодна водопровідна вода спочатку підігрівається в теплообміннику першого ступеня (з 5 до 30°C) теплоносієм із зворотного трубопроводу системи опалення, а потім для остаточного підігріву води до необхідної температури (60°C) використовується мережева вода з трубопроводу, що подається з теплової мережі (Рисунок 1.11). Ідея полягає в тому, щоб використовувати для нагріву непридатну теплову енергію зворотної лінії від системи опалення.

При цьому скорочується витрата мережевої води на підігрів води в системі ГВП. У літній період нагрівання іде за рахунок одноступінчастої схеми.

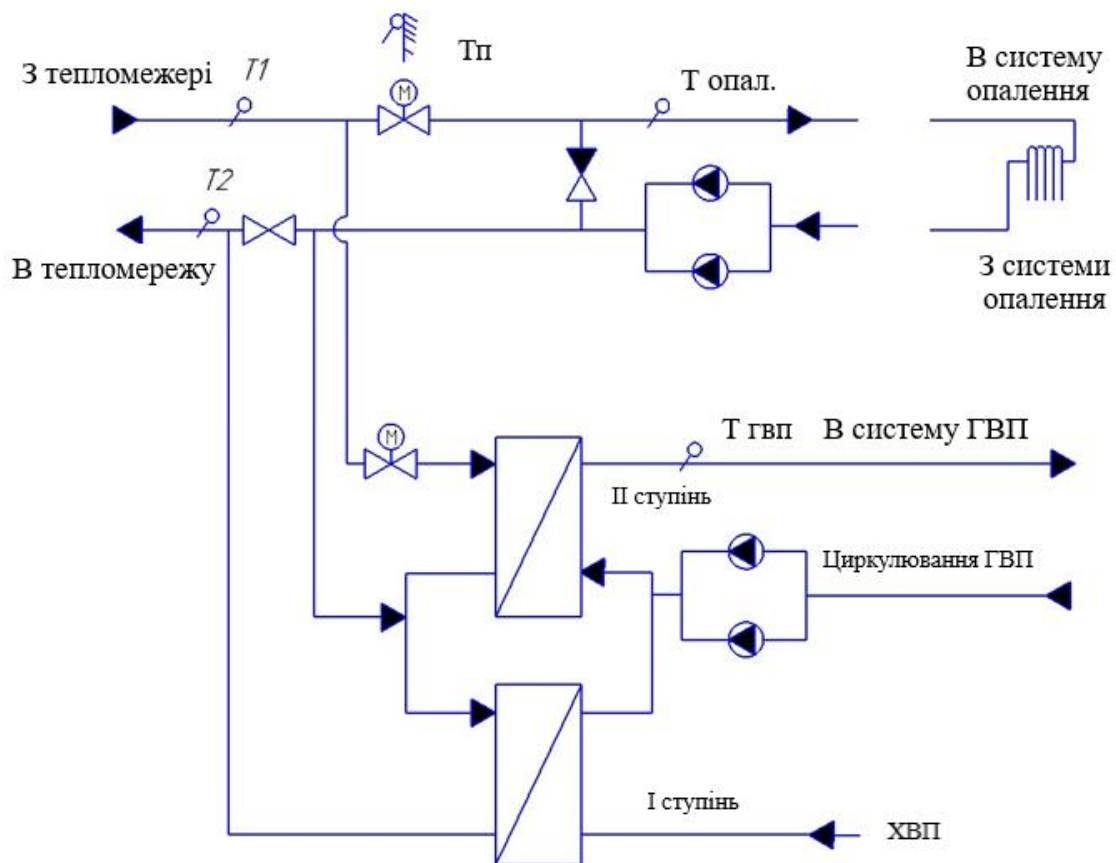


Рисунок 1.11. Схема теплового пункту з залежним приєднанням системи опалення до теплової мережі і двоступінчастим нагріванням води

Найважливішою характеристикою сучасного теплового пункту є наявність приладів обліку теплової енергії.

У тепловому пункті має бути розміщено обладнання, арматура, пристрої контролю, управління і автоматизації, за допомогою яких здійснюють:

- регулювання температури теплоносія за погодними умовами;
- зміна і контроль параметрів теплоносія;
- облік теплових навантажень, витрат теплоносія і конденсату;
- регулювання витрат теплоносія;
- захист локальної системи від аварійного підвищення параметрів теплоносія;
- доочистку теплоносія;
- заповнення та підживлення систем опалення;
- комбіноване теплозабезпечення з використанням теплової енергії від альтернативних джерел.

Підключення споживачів до тепломережі має здійснюватися за схемами з мінімальними витратами води, а також економією теплової енергії за рахунок установки автоматичних регуляторів теплового потоку і обмеження витрат мережевої води. Не допускається приєднання системи опалення до теплової мережі через елеватор разом з автоматичним регулятором теплового потоку.

При установці індивідуальних теплових пунктів використовуються теплообмінне обладнання з малими габаритами, високими теплотехнічними і експлуатаційними характеристиками. У найвищих точках трубопроводів теплових пунктів слід встановлювати повітровідвідник, причому рекомендується застосовувати автоматичні пристрої з зворотними клапанами. У нижніх точках слід встановлювати штуцери з запірними кранами для спуску води і конденсату.

На введенні в тепловий пункт на трубопроводі, що подає слід встановлювати грязьовик, а перед насосами, теплообмінниками, регульовальними клапанами і лічильниками води - сітчасті фільтри. Крім того, фільтр-грязьовик необхідно встановлювати на зворотній лінії перед регулюючими пристроями і приладами обліку. По обидва боки від фільтрів слід передбачити манометри.

Для захисту каналів ГВС від накипу нормами зазначено використовувати пристрої магнітної та ультразвукової обробки води.

Примусова вентиляція, якою необхідно облаштовувати ІТП, розраховується на короткочасну дію і повинна забезпечувати 10-кратний обмін з неорганізованим припливом свіжого повітря через вхідні двері.

Щоб уникнути перевищення рівня шуму, ІТП не допускається розташовувати поруч, під або над приміщеннями житлових квартир, спалень і ігрових кімнат дитсадків і т.п. Крім того, регламентується, що встановлені насоси повинні бути з допустимим низьким рівнем шуму [11].

Тепловий пункт слід оснащувати засобами автоматизації, приладами теплотехнічного контролю, обліку та регулювання, які встановлюють на місці або на щиті управління.

Автоматизація ІТП повинна забезпечувати:

- регулювання витрат теплової енергії в системі опалення і обмеження максимальної витрати мережевої води у споживача;
- задану температуру в системі ГВП;
- підтримання статичного тиску в системах споживачів теплоти при їх незалежному приєднанні;
- заданий тиск у зворотному трубопроводі або необхідний перепад тиску води в подавальному і зворотному трубопроводах теплових мереж;
- захист систем теплоспоживання від підвищеного тиску і температури;
- включення резервного насоса при відключенні основного робочого і ін.

Сучасні проекти передбачають облаштування віддаленого доступу до управління тепловими пунктами. Це дозволяє організувати централізовану систему диспетчеризації і здійснювати контроль за роботою систем опалення та ГВП [12].

1.2 Способи і методи регулювання відпуску теплової енергії

Ефективність традиційних технологій вироблення теплоти на ТЕЦ в останні роки істотно знизилася. У вітчизняних системах тепlopостачання

майже повсюдно порушуються основні принципи якісного регулювання, не працює колишня структура відпуску теплоти.

Змінилася структура відпуску теплоти на увазі застосування нових більш економічних технологій в системах теплопостачання. Одним з перспективних напрямків розвитку вітчизняного теплопостачання є вдосконалення технологій регулювання теплового навантаження шляхом переходу до низькотемпературного теплопостачання, кількісному і якісно-кількісному регулюванню.

Методи центрального регулювання були розроблені з урахуванням технічних і технологічних можливостей першої половини ХХ століття, які зазнали значних змін.

При коригуванні принципів регулювання теплового навантаження можливе часткове використання зарубіжного досвіду щодо застосування інших методів регулювання, зокрема, кількісного регулювання.

Перевод систем теплопостачання на кількісне і якісно-кількісне регулювання теплового навантаження є, як показує досвід зарубіжних країн, ефективним енергозберігаючим заходом [19].

1.2.1 Методи регулювання теплового навантаження.

Якісне регулювання.

Перевага: стабільний гідравлічний режим теплових мереж.

недоліки:

- низька надійність джерел пікової теплової потужності;
- необхідність застосування дорогих методів обробки підживлювальної води тепломережі при високих температурах теплоносія;
- підвищений температурний графік для компенсації відбору води на ГВС і пов'язане з цим зниження вироблення електроенергії на тепловому споживанні;
- велике транспортне запізнення (теплова інерційність) регулювання теплового навантаження системи теплопостачання;

- висока інтенсивність корозії трубопроводів через роботу системи тепlopостачання більшу частину опалювального періоду з температурами теплоносія 60-85 ° С;

- коливання температури внутрішнього повітря, зумовлені впливом навантаження ГВП на роботу систем опалення, при цьому формат навантажень ГВП та опалення у абонентів;

- зниження якості тепlopостачання при регулюванні температури теплоносія по середній за кілька годин температурі зовнішнього повітря, що призводить до коливань температури внутрішнього повітря;

- при змінній температурі мережевої води істотно ускладнюється експлуатація компенсаторів [11].

Кількісне і якісно-кількісне регулювання.

переваги:

- збільшення вироблення електроенергії на тепловому споживанні за рахунок зниження температури зворотної мережної води;

- робота системи тепlopостачання більшу частину опалювального періоду зі зниженими витратами мережевої води і значною економією електроенергії на транспорт теплоносія;

- менша інерційність регулювання теплового навантаження, тому що система тепlopостачання більш швидко реагує на зміну тиску, ніж на зміну температури мережевої води;

- постійна температура теплоносія в прямому трубопроводі тепломережі, що сприяє зниженню корозійних пошкоджень трубопроводів тепломережі;

- найкращі теплові і гідравлічні показники по режиму систем опалення за рахунок зменшення впливу гравітаційного напору і зниження перегріву опалювальних приладів;

- можливість застосування при $t = 110$ ° С в місцевих системах і квартальних мережах довговічних трубопроводів з неметалевих матеріалів;

- підтримання температури мережевої води постійною, що сприятливо позначається на роботі компенсаторів;

- відсутність необхідності в змішувальних пристроях абонентських вводів.

недоліки:

- змінний гідравлічний режим роботи теплових мереж;
- великі, в порівнянні з якісним регулюванням, капітальні витрати в тепломережі [5].

Кількісне і якісно-кількісного регулювання, яке має цілу низку переваг перед якісним регулюванням, як було показано вище, не може бути впроваджено в існуючих системах тепlopостачання без їх модернізації і застосування нових технологічних рішень.

При кількісному і якісно-кількісному регулюванні організацію змінної витрати мережевої води в тепломережах необхідно супроводжувати повним оснащенням місцевих систем теплоспоживання приладами автоматичного регулювання параметрів теплоносія і гідравлічного захисту від виникнення аварійних режимів [18].

Регулювання теплової продуктивності місцевої системи теплоспоживання здійснюється зміною витрати зворотної мережевої води за допомогою регулятора витрати, встановленого після системи опалення. Установка регулятора витрати після системи опалення дозволяє звести до мінімуму вплив навантаження ГВП на роботу системи опалення без значного збільшення витрати мережевої води в тепловій мережі.

Повне оснащення всіх споживачів теплової енергії приладами автоматичного регулювання та гідравлічної захисту сприяє перенесенню центральної частини регулювання на місцеві системи. Роль центрального регулювання при цьому зводиться до корегування параметрів теплоносія на колекторах джерела тепла в залежності від параметрів теплоносія на абонентських вводах [18].

1.2.2 Автоматичне регулювання споживання теплової енергії

Автоматичне регулювання споживання теплової енергії дозволяє створити комфортний тепловий режим при більш якісному і точному

регулюванні. Автоматичне регулювання може здійснюватися як на тепловому вводі в будинок, так і індивідуально в кожній квартирі [18].

Основний принцип автоматичних систем полягає в регулюванні витрати по вимірюваній температурі. При регулюванні на тепловому вводі використовується вимірювання температури зовнішнього повітря, при регулюванні на радіаторах - температура всередині приміщення. При збільшенні температури зовнішнього повітря і температури всередині приміщення витрата теплоносія автоматично пропорційно зменшується і навпаки збільшується при зниженні температури всередині приміщення і зовнішнього повітря. За рахунок зниження величини витрат відбувається зменшення значення теплової енергії, яку спожили.

На контролер приходить сигнал від датчика температури зовнішнього повітря. Далі в контролері обчислюється необхідне значення температури теплоносія $T_{в3}$ при даній температурі зовнішнього повітря $T_{нв}$. Існує залежність або графік залежності між температурою зовнішнього повітря і температурою теплоносія, яка і програмується в контролері. Сигнал від датчика фактичної температури теплоносія $T3$ порівнюється з обчисленим значенням $T_{в3}$ і якщо фактичне значення перевищує розраховане значення температури за графіком, то регулюючий клапан починає зменшувати витрата до тих пір, поки температури $T3$ і $T_{в3}$ не будуть рівні.

Зниження температури води $T3$ відбувається за рахунок змішування води з більш низькою температурою зі зворотного трубопроводу. Витрата в системі опалення при цьому незалежно від положення регулюючого клапана залишається постійною за рахунок циркуляційного насоса, встановленого на перемичці між подаючим і зворотним трубопроводом.

Крім регулювання по графіку температури в прямому трубопроводі, можна одночасно підтримувати графік температури зворотної води. При такому регулюванні забезпечується задана залежність різниці температур від температури зовнішнього повітря. Додатково може бути встановлений перехід з денного на нічний режим, тобто зниження температури в прямому трубопроводі в нічні години, але даний режим підходить в основному тільки

для об'єктів, де вночі відсутні люди. У житлових будинках повинен підтримуватися постійний тепловий режим [5].

Індивідуальне автоматичне регулювання на радіаторах досягається за допомогою використання радіаторних терморегуляторів. Радіаторний терморегулятор є регулюючий клапан, який встановлюється на вході в радіатор по ходу води. Вплив на клапан відбувається механічно за допомогою терморегулюючого елемента.

Принцип дії терморегулюючого елемента заснований на розширенні / стисненні газу або рідини в балоні терморегулятора при збільшенні / зниженні температури всередині приміщення. Досить встановити налаштування радіаторного терморегулятора на комфортну температуру, і він автоматично буде підтримувати необхідну витрату через радіатор для отримання постійної заданої температури повітря в приміщенні. Діапазон налаштування терморегулятора досить великий від 6 до 26 ° С. Мінімальне налаштування захищає радіатор від замерзання. Комфортною температурою вважається 20 ° С при тривалій відсутності людей в приміщенні її можна зменшити до 17 ° С, а потім назад повернути налаштування. Нагрівання приміщення на відсутні три градуси відбувається протягом години.

При установці радіаторного терморегулятора споживач отримує:

- створення індивідуального комфорту в приміщеннях, що зберігає здоров'я людей, так як немає коливань температури;
- виключення «переопалення», не потрібно відкривати квартирки, так як температура в приміщенні підтримується постійної на заданому рівні;
- економія споживаної теплової енергії, що отримується за рахунок зменшення витрат через опалювальні прилади.

Звичайно, необхідно поєднувати автоматичне регулювання на тепловому ввіді з установкою автоматичних радіаторних терморегуляторів для отримання максимального економічного ефекту при створенні комфортних умов в приміщеннях.

Необхідно відзначити, що пароводяне теплопостачання дуже специфічне, вимагає одночасного вирішення питань гідродинаміки і теплопередачі; крім

того, теплова енергія - особливий вид енергії, її параметри повинні контролюватися в обох напрямках від джерела до споживача і навпаки, тому застосування систем автоматичного регулювання необхідно розглядати з урахуванням техніко-економічних пріоритетів.

Економічний сенс установки систем автоматичного регулювання існує, як і без установки приладів обліку, так і після установки приладів обліку теплової енергії.

У першому випадку система регулювання, регулюючи витрати теплової енергії істотно знижує витрати теплостачальних організацій в той час як споживачі оплачують тепло за затвердженим тарифом.

У другому випадку споживачі оплачують за фактично спожите тепло з урахуванням економії, яка становить в середньому від 10% до 30%.

Всюди встановлюються загальнобудинкові прилади комерційного обліку тепла [8].

Установка тільки теплотічильників не може зменшити сумарні витрати на виробництво і передачу теплової енергії. Дійсно, якщо теплотічильники будуть встановлені скрізь, споживачі все одно будуть оплачувати постачальнику тепла всі витрати.

Великі резерви економії є в соціальній сфері: поліклініки, школи, в громадських, адміністративних будівлях, перш за все тому, що в них є періоди відсутності людей в опалювальних приміщеннях, під час яких можливо задавати занижені параметри забезпечення теплом і гарячою водою без порушення комфорту в робочий час. Тобто при пуско-налагоджувальних роботах системи регулювання, наприклад, в школі, можливо відразу закласти економічний режим споживання тепла цим об'єктом на період зимових канікул.

У житлових будинках застосовується програмне зниження температури в приміщеннях. Але є можливість роздільного регулювання фасадів одного будинку при різних умовах впливу сонячного освітлення і інших кліматичних чинників. Для цього використовується двоконтурні регулятори температури, в кожен контур якого вводиться програма регулювання [18].

Важливим фактором енергозбереження для багатьох об'єктів є ліквідація осінньо-весняного «переопалення», коли для цілей підготовки гарячої води на об'єкти подається теплоносій з свідомо завищеною температурою при позитивних температурах зовнішнього повітря, вище так званої точки «зрізання» температурного графіка.

За санітарними нормами потрібні різні температурні умови в приміщеннях, а це не завжди реалізується при однаковій температурі теплоносія. З урахуванням всіх цих факторів необхідно модернізувати системи теплоспоживання за допомогою сучасних систем якісно-кількісного регулювання.

1.3 Висновки

Проаналізовано відомості про центральні та індивідуальні теплові пункти, найбільш часто використовуваних при експлуатації систем тепlopостачання схем приєднання абонентських вузлів до теплових мереж.

Розглянуто ефективність індивідуальних теплових пунктів, в порівнянні з центральними тепловими пунктами.

Встановлено, що при роботі ЦТП виникають проблеми, пов'язані з експлуатацією чотиритрубних внутрішньоквартальних теплових мереж від ЦТП, відбувається інтенсивний корозійний знос трубопроводів ГВП, для більшості споживачів не витримується нормативний температурний режим усередині приміщення, при цьому відбувається перевитрата теплоносія і електричної енергії на його перекачування.

Перехід від ЦТП до АТП дозволяє знизити вартість експлуатації внутрішньоквартальних теплових мереж і зменшити протяжність схильних до внутрішньої корозії трубопроводів ГВП, що працюють на недеаерованій водопровідній воді, знизити витрату теплоносія і витрату електроенергії на його перекачування.

Основними перевагами схем приєднання споживачів з АТП є: простота в обслуговуванні і експлуатації; зниження експлуатаційних витрат; скорочення

тепловтрат в системах гарячого водопостачання; можливість контролю стану теплових мереж.

Так само, для забезпечення споживачів необхідною кількістю тепла, заданих параметрів, для створення комфортних умов праці та побуту, згідно встановлених нормативних значень, вивчені способи і методи регулювання теплової енергії в точках підключення споживачів і основи потокорозподілення теплоносія в теплових мережах.

У межах великих міст, що мають за кільцьовані теплові мережі живлення, як правило, від декількох джерел теплової енергії, важливим, з точки зору збереження заданого гідравлічного режиму роботи, є раціональне потокорозподілення між джерелами.

Нормативний розподіл теплового навантаження між споживачами при впровадженні АІТП дозволяє виключити перевитрату теплової енергії. При цьому в точках підключення споживачів до теплових мереж, відбувається зміна гідравлічного опору.

Зміна гідравлічного опору кожного споживача, впливає на гідравлічний режим роботи теплових мереж і режим відпуску теплової енергії від джерела.

У масштабах міст, що мають розгалужені за кільцьовані теплові мережі великої протяжності, ув'язка всіх, хто експлуатує внутрішньоквартальні мережі компаній, при реалізації міських програм по підвищенню енергетичної ефективності роботи СЦТ, дозволить забезпечити стабільний гідравлічний режим роботи всієї системи тепlopостачання міста, досягти економії теплоносія, витрат на його транспортування і раціонального споживання теплової енергії.

2 ТЕОРЕТИЧНЕ ТА ПРАКТИЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ОСНОВНИХ ПАРАМЕТРІВ І ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ

2.1 Вихідні дані

Розрахункові витрати тепла на опалення, вентиляцію і гаряче водопостачання для абонентів квартальної котельні, та котелень № 2, 5, 8 району м.Хмельницький, які підключаються до теплової мережі від ТЕЦ – ухвалені за даними м.Хмельницький міських інженерних мереж і представлені на листі 1. Сумарне навантаження на опалення $Q_o = 27,21$ Гкал/год (31,7 МВт), на вентиляцію $Q_v = 0,172$ Гкал/год (0,2 МВт), гаряче водопостачання (максимальна) $Q_{hmax} = 8,351$ Гкал/год (9,72 МВт). Загальне навантаження становить $Q = 35,739$ Гкал/год (41,6 МВт).

Розрахункові витрати тепла на опалення, вентиляцію і гаряче водопостачання для абонентів котелень № 2, 5, 8 підключаються до бойлерної установки, яка розташована в котельні № 2. Сумарне навантаження на опалення $Q_o = 5,90$ Гкал/год (6,86 МВт), на вентиляцію $Q_v = 0$ Гкал/год (0 МВт), гаряче водопостачання (максимальна) $Q_{hmax} = 1,4$ Гкал/год (1,64 МВт). Загальне навантаження становить $Q = 7,306$ Гкал/год (8,5 МВт).

2.2 Природно-кліматична характеристика району забудови

Населення - 370 972 (1 березня 2014р.)

Площа – 79,94 км²

Густина населення – 5596 осіб/км²

м.Хмельницький відноситься до I кліматичної зони[4]. Середня температура січня $-5.. -8^{\circ}\text{C}$, липня $+18...+20^{\circ}\text{C}$. Найхолодніша п'ятиденка забезпеченістю 0,98 ($- 250\text{C}$), 0,92 ($- 210\text{C}$). Найжаркіша п'ятиденка забезпеченістю 0,95 ($+270\text{C}$), 0,99 ($+230\text{C}$). Клімат області помірно-континентальний, річна кількість опадів: 520-590 мм, з них 80% випадають в теплий період.Період з температурою $+10$ становить близько 200 днів.Сума

активних температур 2700. Оподи по території області розподіляються нерівномірно. В пн.-зх і зх. частинах випадає 550-590мм, у пд. і пд.-сх .- 480 - 520мм . Близько 70% їх припадає на теплий період року. Висота снігового покриву 5-13см. З несприятливих кліматичних явищ на території області спостерігаються хуртовини, ожеледь, тумани в холодний період року, грози з градом, суховії. Пн.-зх. Частина Хмельниччини належить до вологої, помірно теплої, решта території – до недостатньо вологої, теплої, агрокліматичних зон.

Тривалість світлового дня коливається від 8 до 16,5 годин.

2.3 Характеристика об'єкту

Переведення центральної системи теплопостачання для району м.Хмельницького. Температура теплоносія в подавальній магістралі 125°C, в зворотній 70°C. Ділянка, що прокладається від котельні №2 до ТЕЦ - довжиною 495м. Прокладка трубопроводу – підземна в непрохідних каналах. Теплоносієм для транспортування теплової енергії є вода. Система теплопостачання замкнута(теплообмін між теплоносієм і нагріваемою водою здійснюється без змішування – через теплообмінники), кількість трубопроводів в тепловій мережі два: подаюча і зворотня. Споживачі теплової енергії підключені до теплової магістралі по незалежній схемі через центральний тепловий пункт.

2.4 Розрахункова витрата теплоносія

Розрахункову витрату мережної води, для визначення діаметрів труб у водяних теплових мережах при якісному регулюванні відпускання теплоти потрібно визначити окремо для опалення, вентиляції і гарячого водопостачання по формулах[5]:

а) на опалення:

$$G_{o\max} = \frac{3.6Q_{o\max}}{c(\tau_1 - \tau_2)} \quad (2.1)$$

б) на вентиляцію:

$$G_{v \max} = \frac{3.6 Q_{v \max}}{c(\tau_1 - \tau_2)} \quad (2.2)$$

в) на гаряче водопостачання у відкритих системах тепlopостачання:

середній:

$$G_{1hm} = \frac{3.6 Q_{hm}}{c(t_h - t_c)} \quad (2.3)$$

максимальний:

$$G_{1h \max} = \frac{3.6 Q_{h \max}}{c(t_h - t_c)} \quad (2.4)$$

г) на гаряче водопостачання в закритих системах тепlopостачання:

середній, при двоступеневих схемах приєднання водопідігрівачів:

$$G_{3hm} = \frac{3.6 Q_{hm}}{c(\tau'_1 - \tau'_2)} \cdot \left(\frac{55 - t'_h}{55 - t_c} + 0.2 \right) \quad (2.5)$$

максимальний, при двоступеневих схемах приєднання водопідігрівачів:

$$G_{3h \max} = \frac{3.6 \cdot 0.55 Q_{h \max}}{c(\tau'_1 - \tau'_2)} \quad (2.6)$$

Сумарні розрахункові витрати мережної води, кг/год, в двотрубних теплових мережах у відкритих і закритих системах тепlopостачання при якісному регулюванні відпускання теплоти потрібно визначати по формулі:

$$G_d = G_{o \max} + G_{v \max} + k_3 G_{hm} \quad (2.7)$$

Коефіцієнт k_3 , який враховує частку середньої витрати води на гаряче водопостачання при регулюванні по навантаженню опалення, ухвалений у розмірі 1,2 для закритої системи тепlopостачання із загальним навантаженням менше 100 МВт.

Результати розрахунків по формулах наведені в додатку Б.

2.5 Проектування ЦТП

При розрахунку і підборі устаткування ЦТП необхідно врахувати тепловий і гідравлічний режим приєднувальних систем. Розглянуто два варіанти підключення навантаження опалення і гарячого водопостачання абонентів котелень №2, 5, 8 до теплової мережі від магістралі ТЕЦ:

1) закрита, із залежним підключенням навантаження опалення (Рисунок 2.1)

2) закрита, із незалежним підключенням навантаження опалення (Рисунок 2.2)

Враховуючи менші капітальні і експлуатаційні витрати до розгляду ухвалена перша схема. Приготування води для потреб гарячого водопостачання здійснюється при цьому в двоступеневому теплообміннику. Приготування теплоносія для системи опалення здійснюється за допомогою клапана змішувача 14 і підмішувального насоса 8. Зниження тиску теплоносія до допустимого в місцевих системах здійснюється клапаном 4.

Для прокачування теплоносія через теплообмінники гарячого водопостачання і систему опалення необхідно встановити циркуляційний насос на зворотній лінії. Нижче наведений розрахунок і підбір устаткування ЦТП.

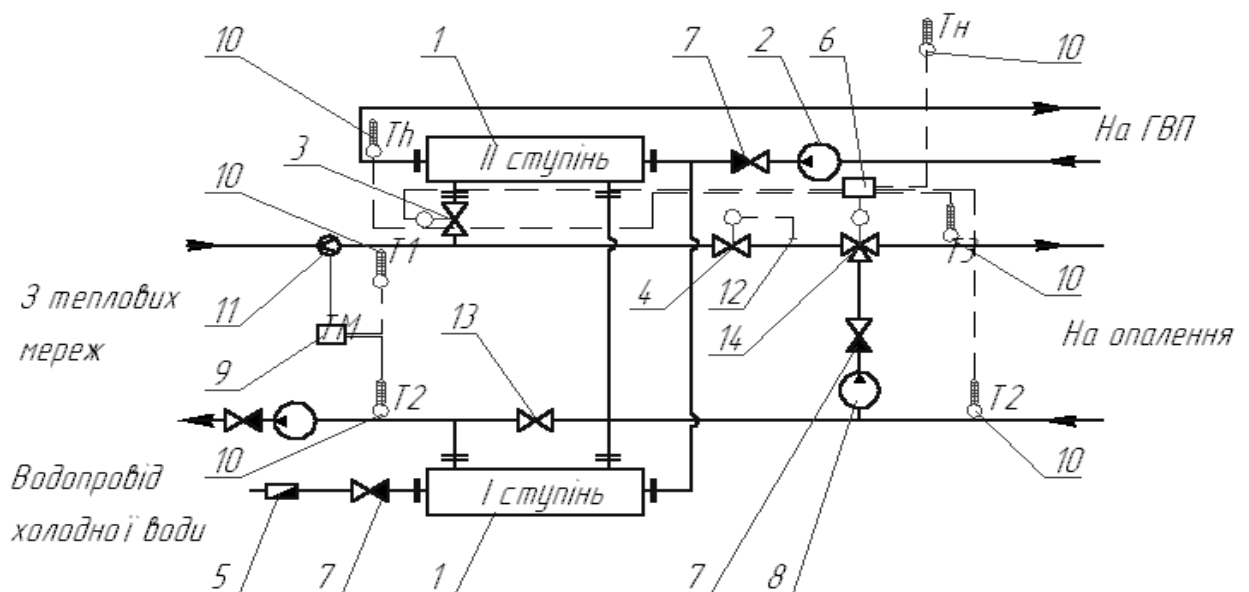


Рисунок 2.1 – Двоступенева схема підігрівачів ГВП із залежним підключенням системи опалення.

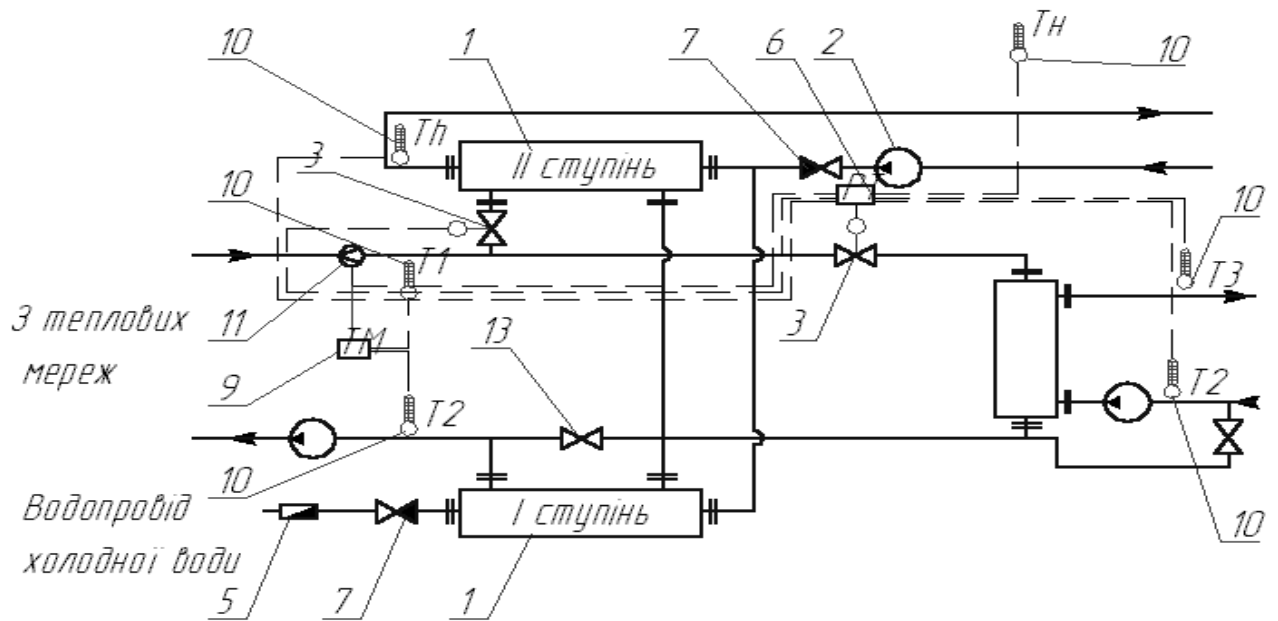


Рисунок 2.2 - Двоступенева схема підігрівачів ГВП із незалежним підключенням системи опалення.

Таблиця 2.1 – Позначення до рисунку 2.1 і рисунку 2.2

Найменування	Примітки
1 Водопідігрівач гарячого водопостачання	
2 Насос циркуляційний гарячого водопостачання	
3 Клапан регулюючий з електроприводом	
4 Регулятор тиску (після себе)	
5 Лічильник холодної води	
6 Регулятор подачі теплоти на опалення і гаряче водопостачання	
7 Клапан зворотний	
8 Насос підмішуючий	
9 Лічильник тепловий	
10 Давач температури	
11 Давач витрати води	
12 Давач тиску	
13 Засувка	
14 Клапан трьохходовий регулюючий	
15 Водопідігрівач опалення	
16 Насос циркуляційний	

2.6 Тепловий і гідравлічний розрахунок пластинчатих водонагрівачів

Схема підключення водонагрівачів гарячого водопостачання в закритих системах тепlopостачання вибирається залежно від співвідношення максимального теплового потоку на гаряче водопостачання і максимального теплового потоку на опалення [5], $Q_{o\max}$:

$$\frac{Q_{h\max}}{Q_{o\max}} = \frac{1,637 \cdot 10^6}{6,867 \cdot 10^6} = 0,24. \quad (2.8)$$

При такому співвідношенні застосовують двоступеневу схему приєднання водонагрівачів гарячого водопостачання.

Розрахунок пластинчатих водонагрівачів гарячого водопостачання виконаний по методиці, наведеній в [5].

Порядок розрахунку:

- 1) Максимальна витрата мережної води на опалення:

$$G_{do} = \frac{3,6 Q_{o\max}}{c(\tau_1 - \tau_2)} = \frac{3,6 \cdot 6,867 \cdot 10^6}{4,2(125 - 70)} = 107,279 \cdot 10^3 \text{ (кг/год)}, \quad (2.9)$$

- 2) Максимальна витрата гріючої води на гаряче водопостачання:

$$G_{dh\max} = \frac{3,6 \cdot 0,55 Q_{h\max}}{c(\tau'_1 - \tau'_2)} = \frac{3,6 \cdot 0,55 \cdot 1,637 \cdot 10^6}{4,2(70 - 46,5)} = 32,917 \cdot 10^3 \text{ (кг/год)}, \quad (2.10)$$

- 3) Для обмеження максимальної витрати мережної води на ЦТП як розрахункове приймається більший з двох витрат, отриманих по 1,2:

$$G_d = G_{do} = 107,279 \cdot 10^3 \text{ (кг/год)}. \quad (2.11)$$

- 4) Максимальна витрата води, що нагрівається, через I і II ступені водопідігрівача:

$$G_{h\max} = \frac{3,6 Q_{h\max}}{c(t_h - t_c)} = \frac{3,6 \cdot 1,637 \cdot 10^6}{4,2(60 - 5)} = 25,572 \cdot 10^3 \text{ (кг/год)}, \quad (2.12)$$

- 5) Температура води, що нагрівається, за водопідігрівачем I ступеня:

$$t_h^I = \tau'_1 - 5 = 46,5 - 5 = 41,5(^{\circ}C). \quad (2.13)$$

- 6) Розрахункова продуктивність водопідігрівача I ступеня:

$$Q_h^{SPI} = G_{h\max} (t_h^I - t_c) (c/3.6) = 25,272 \cdot 10^3 (41,5 - 5) (4.2/3.6) = 1,086 \cdot 10^6 \text{ (Вт)}. \quad (2.14)$$

- 7) Розрахункова продуктивність водопідігрівача II ступеня:

$$Q_h^{SPII} = Q_h^{SP} - Q_h^{SPI} = 1.637 \cdot 10^6 - 1.086 \cdot 10^6 = 0,551 \cdot 10^6 \text{ (Вт)}. \quad (2.15)$$

- 8) Температура гріючої води на виході з водопідігрівача II ступеня τ_2^{II} і на вході у водопідігрівач I ступеня τ_1^I :

$$\tau_2^{II} = \tau_1^I = \tau'_1 - \frac{3,6 Q_h^{SPII}}{c G_d} = 70 - \frac{3.6 \cdot 0,551 \cdot 10^6}{4.2 \cdot 107,279 \cdot 10^3} = 65,6(^{\circ}C). \quad (2.16)$$

- 9) Температура гріючої води на виході з водопідігрівача I ступеня:

$$\tau_2^I = \tau'_1 - \frac{3,6 Q_h^{SP}}{c G_d} = 70 - \frac{3.6 \cdot 1,637 \cdot 10^6}{4.2 \cdot 107,279 \cdot 10^3} = 56,9(^{\circ}C). \quad (2.17)$$

- 10) Середньологарифмічна різниця температур між гріючою і нагріваемою водою для I ступеня водопідігрівача:

$$\Delta t_{-p}^I = \frac{\Delta t_1 - \Delta t_2}{2.3 \lg \frac{\Delta t_1}{\Delta t_2}} = \frac{(56,9 - 5) - (65,6 - 41,5)}{2.3 \lg \frac{51,9}{24,1}} = 34,2(^{\circ}C). \quad (2.18)$$

- 11) Середньологарифмічна різниця температур між гріючою і нагріваемою водою для II ступеня водопідігрівача:

$$\Delta t_{-p}^{II} = \frac{\Delta t_1 - \Delta t_2}{2.3 \lg \frac{\Delta t_1}{\Delta t_2}} = \frac{(65,6 - 41,5) - (56,9 - 5)}{2.3 \lg \frac{24,1}{51,9}} = 16(^{\circ}C). \quad (2.19)$$

- 12) По оптимальній швидкості води, що нагрівається, визначаємо необхідне число каналів:

$$m_H = \frac{G_{h\max}}{W_{\text{отт}} f_k \rho \cdot 3600} = \frac{25,572 \cdot 10^3}{0,4 \cdot 0,00245 \cdot 10^3 \cdot 3600} = 7,2. \quad (2.20)$$

13) Загальний живий переріз каналів визначаємо по формулі (мн приймаємо рівним 8):

$$f_{\text{отт}} = f_H = m_H f_k = 8 \cdot 0,00245 = 0,0196 \text{ (м}^2\text{)}. \quad (2.21)$$

14) Фактичні швидкості гріючої і нагріваючої води:

$$W^{\text{отт}} = \frac{G_{dh\max}}{3600 f_{\text{отт}} \rho} = \frac{32,917 \cdot 10^3}{3600 \cdot 10^3 \cdot 0,0196} = 0,47 \text{ (м/с)}, \quad (2.22)$$

$$W^H = \frac{G_{h\max}}{3600 f_H \rho} = \frac{25,572 \cdot 10^3}{3600 \cdot 10^3 \cdot 0,0196} = 0,36 \text{ (м/с)}. \quad (2.23)$$

15) Розрахунок водопідігрівача I ступеня:

а) середня температура гріючої води:

$$t_{\text{cp}}^{\text{гр}} = \frac{t_{\text{вх}}^{\text{гр}} + t_{\text{вих}}^{\text{гр}}}{2} = \frac{65,6 + 56,9}{2} = 61,3(^{\circ}\text{C}). \quad (2.24)$$

б) середня температура води, що нагрівається:

$$t_{\text{cp}}^H = \frac{t_{\text{вх}}^H + t_{\text{вих}}^H}{2} = \frac{5 + 41,5}{2} = 23,3(^{\circ}\text{C}). \quad (2.25)$$

в) коефіцієнт тепловіддачі від гріючої води до стінки пластини:

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= 1,16A \left[23000 + 283 t_{\text{cp}}^{\text{гр}} - 0,63 (t_{\text{cp}}^{\text{гр}})^2 \right] W_{\text{гр}}^{0,73} = \\ &= 1,16 \cdot 0,492 (23000 + 283 \cdot 61,3 - 0,63 \cdot 61,3^2) \cdot 0,47^{0,73} = 13190 \text{ (Вт/м}^2\text{}^{\circ}\text{C)}. \end{aligned} \quad (2.26)$$

г) коефіцієнт теплосприйняття від стінки пластини до води, що нагрівається:

$$\alpha_2 = 1,16A \left[23000 + 283 t_{\text{cp}}^H - 0,63 (t_{\text{cp}}^H)^2 \right] W_H^{0,73} =$$

$$= 1,16 \cdot 0,492 (23000 + 283 \cdot 23,3 - 0,63 \cdot 23,3^2) \cdot 0,36^{0,73} = 8000 (Bm / m^2 \cdot ^\circ C). \quad (2.27)$$

д) коефіцієнт теплопередачі, приймаючи $\varphi = 0,8$:

$$K^I = \frac{\varphi}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + \frac{1}{\alpha_2}} = \frac{0,8}{\frac{1}{13190} + \frac{0,001}{16} + \frac{1}{8000}} = 3038 (Bm / m^2 \cdot ^\circ C). \quad (2.28)$$

е) необхідна поверхня нагріву водопідігрівача I ступеня:

$$F_{mp} = \frac{Q_h^{SPI}}{K \Delta t_{-p}} = \frac{1,086 \cdot 10^6}{3038 \cdot 34,2} = 10,45 (m^2). \quad (2.29)$$

ж) кількість ходів (або пакетів при розділенні на одноходові теплообмінники):

$$X = \frac{F_{mp} + f_{nl}}{2m f_{nl}} = \frac{10,45 + 0,6}{2 \cdot 8 \cdot 0,6} = 1,15. \quad (2.30)$$

Приймаємо два ходи:

а) дійсна поверхня нагріву водопідігрівача I ступеня:

$$F = (2mX - 1) f_{nl} = (2 \cdot 8 \cdot 2 - 1) \cdot 0,6 = 18,6 (m^2). \quad (2.31)$$

б) втрати тиску I ступеня водопідігрівача по гріючій воді, приймаючи

$\varphi = 1$ і $B = 3$:

$$\Delta P_{zp} = \varphi B (33 - 0,08 t_{cp}^{zp}) W_{zp}^{1,75} X = 1 \cdot 3 (33 - 0,08 \cdot 61,3) \cdot 0,47^{1,75} \cdot 2 = 45,0 (кПа), \quad (2.32)$$

по нагріваємій воді:

$$\Delta P_n = \varphi B (33 - 0,08 t_{cp}^n) W_n^{1,75} X = 1 \cdot 3 (33 - 0,08 \cdot 23,3) \cdot 0,36^{1,75} \cdot 2 = 47,0 (кПа). \quad (2.33)$$

16) Розрахунок водопідігрівача II ступеня:

а) середня температура гріючої води:

$$t_{cp}^{zp} = \frac{t_{ex}^{zp} + t_{vux}^{zp}}{2} = \frac{70 + 65,6}{2} = 67,8(^{\circ}C). \quad (2.34)$$

б) середня температура води, що нагрівається:

$$t_{cp}^n = \frac{t_{ex}^n + t_{vux}^n}{2} = \frac{41,5 + 60}{2} = 50,8(^{\circ}C). \quad (2.35)$$

в) коефіцієнт тепловіддачі від гріючої води до стінки пластини:

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= 1,16A \left[23000 + 283 t_{cp}^{rp} - 0,63 (t_{cp}^{rp})^2 \right] W_{rp}^{0,73} = \\ &= 1,16 \cdot 0,492 (23000 + 283 \cdot 67,8 - 0,63 \cdot 67,8^2) \cdot 0,47^{0,73} = 13780 (Bm / m^2 \cdot ^{\circ}C). \end{aligned} \quad (2.36)$$

г) коефіцієнт теплосприйняття від стінки пластини до води, що нагрівається:

$$\begin{aligned} \alpha_2 &= 1,16A \left[23000 + 283 t_{cp}^n - 0,63 (t_{cp}^n)^2 \right] W_n^{0,73} = \\ &= 1,16 \cdot 0,492 (23000 + 283 \cdot 50,8 - 0,63 \cdot 50,8^2) \cdot 0,36^{0,73} = 10075 (Bm / m^2 \cdot ^{\circ}C). \end{aligned} \quad (2.37)$$

д) коефіцієнт теплопередачі, приймаючи $\varphi = 0,8$:

$$K^I = \frac{\varphi}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + \frac{1}{\alpha_2}} = \frac{0,8}{\frac{1}{13780} + \frac{0,001}{16} + \frac{1}{10075}} = 3414 (Bm / m^2 \cdot ^{\circ}C). \quad (2.38)$$

е) необхідна поверхня нагріву водопідігрівача II ступеня:

$$F_{mp} = \frac{Q_h^{SPII}}{K \Delta t_{-p}} = \frac{0,551 \cdot 10^6}{3414 \cdot 16} = 10,9 (m^2). \quad (2.39)$$

ж) кількість ходів (або пакетів при розділенні на однокходові теплообмінники):

$$X = \frac{F_{mp} + f_{nl}}{2m f_{nl}} = \frac{10,9 + 0,6}{2 \cdot 8 \cdot 0,6} = 1,11. \quad (2.40)$$

Приймаємо два ходи:

а) дійсна поверхня нагріву водопідігрівача II ступеня:

$$F^{II} = (2mX - 1) f_{nl} = (2 \cdot 8 \cdot 2 - 1) \cdot 0,6 = 18,6 (m^2). \quad (2.41)$$

б) втрати тиску II ступеня водопідігрівача по гріючій воді, приймаючи

$\varphi = 1$ і $B = 3$:

$$\Delta P_{cp} = \varphi B (33 - 0,08 t_{cp}^{cp}) W_{cp}^{1,75} X = 1 \cdot 3 (33 - 0,08 \cdot 67,8) \cdot 0,47^{1,75} \cdot 2 = 44,1 (кПа), \quad (2.42)$$

по нагрівасмій воді $\varphi = 1,5$ і $B = 3$:

$$\Delta P_n = \varphi B (33 - 0,08 t_{cp}^n) W_n^{1,75} X = 1,5 \cdot 3 (33 - 0,08 \cdot 50,8) \cdot 0,36^{1,75} \cdot 2 = 43,5 (кПа). \quad (2.43)$$

Позначення теплообмінників I і II ступенів:

$$C_I = \frac{8+8}{9+8}, \quad C_{II} = \frac{8+8}{9+8}.$$

2.7 Підбір насосів

Для забезпечення гідравлічного режиму відповідно до п'єзометричного графіка теплової мережі, необхідно підібрати підвищувальні, циркуляційні і змішувальні насоси.

При виборі підвищувальних насосів, що встановлюються на зворотному трубопроводі відповідно до пункту [6], потрібно приймати:

подачу насоса – по розрахунковій витраті води на введенні в тепловий пункт;

тиск – залежно від розрахункового тиску в тепловій мережі і необхідного тиску в приєднаних системах споживання теплоти.

По витраті $G = 150$ м³/час і необхідному тиску $H = 55$ м., вибраний насос Wilo-NP 40/200[7] в кількості чотирьох штук (один резервний).

При виборі змішувальних насосів для системи опалення, які встановлюються на перемичці між подавальним і зворотнім трубопроводом, потрібно приймати:

тиск – на 2-3 метра більше втрат в системі опалення;

Подачу насоса по формулі:

$$G = 1,1 \cdot G_{do} \cdot u, \quad (2.44)$$

де: G_{do} - розрахункова максимальна витрата води на опалення із теплової мережі, м³/час;

u – коефіцієнт змішування (рівний 1,2)

По тиску 5 м., і витраті 132 м³/час вибраний насос Wilo-NP 80/160 з частотою обертання 2000 об/хв. в кількості трьох штук, (один резервний)[7].

2.8 Розрахунок компенсаторів

Розрахунок П-подібного компенсатора

Компенсатори повинні мати достатню компенсуючу здатність ΔL для сприйняття температурного видовження ділянки трубопроводу між нерухомими опорами, при цьому максимальні напруги в радіальних компенсаторах не повинні перевищувати 110 МПа. Необхідно також визначити реакцію компенсатора, при розрахунках навантажень на нерухомі опори. Теплове видовження розрахункової ділянки трубопроводу ΔL , мм, визначають по формулі [15]:

$$\Delta L = \alpha \Delta t L, \quad (2.45)$$

де: α - середній коефіцієнт лінійного розширення сталі, мм/(м⁰С) для типових розрахунків можна прийняти $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-2}$ мм/(м⁰С);

Δt – розрахунковий перепад температур, який визначається по формулі [5]:

$$\Delta t = \tau_1 - t_0, \quad (2.46)$$

де: τ_1 - розрахункова температура теплоносія, °С;

t_0 - розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування опалення, °С;

$$\Delta t = 95 - (- 18) = 113 \text{ (}^\circ\text{C)},$$

L - відстань між нерухомими опорами, м.

Для розрахункової ділянки тепломережі (компенсатор К5):

$$L = 26,8 + 27 = 53,6 \text{ (м)},$$

$$\Delta L = 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 123 \cdot 53,6 = 158 \text{ (мм)}.$$

З довідкових даних [6] підбираємо П-подібний компенсатор із гнутими відведеннями. Виліт компенсатора 2,0 м, компенсуюча здатність 160 мм (з врахуванням попередньої монтажної розтяжки компенсаторів на 50% розрахункового температурного видовження). Осьова сила при цьому складає $0,6 \cdot 8,17 = 4,9$ кН.

Схема компенсатора наведена на рисунку 2.3

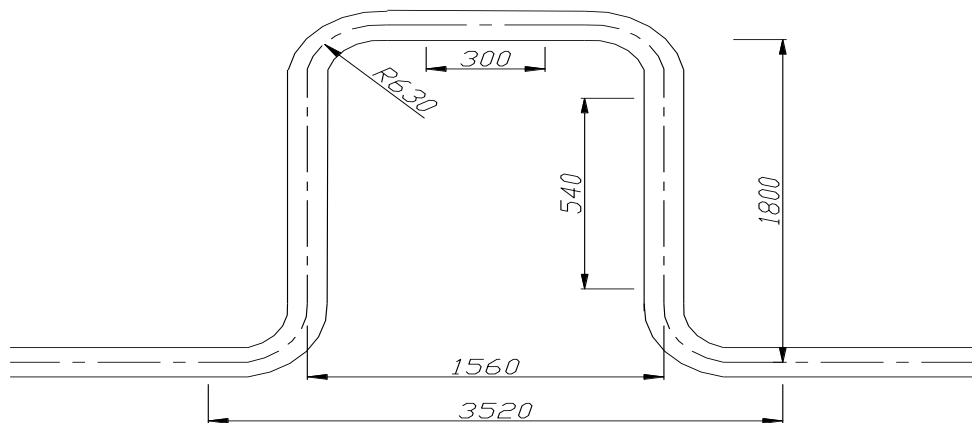


Рисунок 2.3 - Схема П-подібного компенсатора.

Підбір Г-подібного компенсатора

Результати розрахунку:

Сила пружної деформації по осі X $R_x = 1287,88$ Н.

Сила пружної деформації по осі Y $R_y = 220,42$ Н.

Згинаюча повздовжня компенсаційна напруга в точці жорсткого кріплення меншого плеча $b(a) = 45,53$ МПа.

Згинаюча повздовжня компенсаційна напруга в точці жорсткого кріплення більшого плеча $b(b) = 11,77$ МПа.

Згинаюча повздовжня компенсаційна напруга в точці вигину $b(c) = 20,53$ МПа.

За розрахункові ухвалені результати розрахунку $R_x = 1287,88$ Н.

Розрахунок самокомпенсації

При розрахунку самокомпенсації основною задачею є визначення максимальної напруги у основи короткого плеча кута повороту траси і визначення пружної реакції.

Максимальну напругу визначають для кутів повороту 90° по формулі:

$$\sigma = \frac{1.5 \cdot \Delta L \cdot E \cdot d \cdot (n + 1)}{L^2}, \quad (2.47)$$

де ΔL - подовження короткого плеча, м;

L - довжина короткого плеча, м;

E - модуль повздовжньої пружності, рівний в середньому для сталі 2·105 МПа;

d - зовнішній діаметр труби, м;

$n = L1/L$ - відношення довжини довгого плеча до короткого.

При розрахунках кутів на самокомпенсацію величина максимальної напруги не повинна перевищувати 80 МПа.

$$\Delta L = 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 153 \cdot 7 = 10,7 \text{ (мм)},$$

$$n = 19,5/7 = 2,8,$$

$$\sigma = \frac{1.5 \cdot 10,7 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 0,159 \cdot (2,8 + 1)}{7^2} = 39,6 \text{ (МПа)},$$

що менше 80 МПа.

Для розрахунку пружного опору необхідно визначити видовження довгого плеча:

$$\Delta L = 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 113 \cdot 20 = 30,5 \text{ (мм)}.$$

Координати пружного центру:

$$y_s = \frac{0.5 \frac{R^2}{k} + 0.5 \cdot l_2^2 + l_2 R}{L_{\text{пр}}}, \quad (2.48)$$

$$x_s = \frac{0.5 \frac{R^2}{k} + 0.5 \cdot l_1^2 + l_1 R}{L_{\text{пр}}}. \quad (2.49)$$

Наведена довжина осі:

$$L_{np} = l_1 + l_2 + 1.57 \frac{R}{k} \quad (2.50)$$

Радіус вигину (для зварного відведення):

$$R_s = \frac{r_{cp}}{2} (1 + ctg\alpha) \quad (2.51)$$

де: r_{cp} – радіус поперечного перетину труби (по середині товщини стіни);
 $\alpha = 15^\circ$ для зварних відведень, складених з двох секторів, $\alpha = 11^\circ$ для відведень з трьох і чотирьох секторів.

Параметри

$$k = \frac{h^{5/6}}{1.52}, \quad h = \frac{R_s \sigma}{r_{cp}^2}, \quad (2.52)$$

де: σ - товщина стіни труби, м.

Для труби діаметром 0,159 x 4.5:

$$R_s = \frac{r_{cp}}{2} (1 + ctg\alpha) = \frac{0.075}{2} (1 + ctg11) = 0.23 (м),$$

$$h = \frac{R_s \sigma}{r_{cp}^2} = \frac{0.23 \cdot 0.0045}{0.075^2} = 0.184,$$

$$k = \frac{h^{5/6}}{1.52} = \frac{0.184^{5/6}}{1.52} = 0.16,$$

$$L_{np} = l_1 + l_2 + 1.57 \frac{R}{k} = L_{np} = 20 + 7 + 1.57 \frac{0.23}{0.16} = 29.3 (м),$$

$$y_s = \frac{0.5 \frac{0.23^2}{0.16} + 0.5 \cdot 7^2 + 7 \cdot 0.23}{29.3} = 1.9 (м),$$

$$x_s = \frac{0.5 \frac{0.23^2}{0.16} + 0.5 \cdot 20^2 + 20 \cdot 0.23}{29.3} = 7.0 (м),$$

$$I_{xs} = 0.35 \frac{R^3}{k} + \frac{l_2^3}{3} + l_2^2 R + l_2 R^2 - L_{np} y_s^2 = 0.35 \frac{0.23^3}{0.16} + \frac{7^3}{3} + 7^2 \cdot 0.23 + 7 \cdot 0.23^2 - 29.3 \cdot 1.9^2 = 20.2$$

$$I_{ys} = 0.35 \frac{R^3}{k} + \frac{l_1^3}{3} + l_1^2 R + l_1 R^2 - L_{np} x_s^2 = 0.35 \frac{0.23^3}{0.16} + \frac{20^3}{3} + 20^2 \cdot 0.23 + 20 \cdot 0.23^2 - 29.3 \cdot 7^2 = 1324$$

$$I_{xys} = 0.07 \frac{R^3}{k} - L_{np} x_s y_s = 0.07 \frac{0.23^3}{0.16} - 29.3 \cdot 7 \cdot 1.9 = -389.7,$$

$$P_x = \frac{EI(\Delta l_x I_{ys} + \Delta l_y I_{xys})}{I_{xs} I_{ys} - I_{xys}^2} = \frac{1.3 \cdot 10^6 (0.035 \cdot 1324 + 0.010 \cdot (-389.7))}{20.2 \cdot 1324 - (-389.7)^2} = -440(H),$$

$$P_y = \frac{EI(\Delta l_y I_{xs} + \Delta l_x I_{xys})}{I_{xs} I_{ys} - I_{xys}^2} = \frac{1.3 \cdot 10^6 (0.010 \cdot 20.2 + 0.035 \cdot (-389.7))}{20.2 \cdot 1324 - (-389.7)^2} = 139(H).$$

2.9 Розрахунок опор

Розрахунок зусиль на рухомі опори

Вертикальне нормативне навантаження на рухому опору F_v , Н, потрібно визначати по формулі [5]:

$$F_v = Gh L, \quad (2.53)$$

де: Gh - вага одного метра трубопроводу в робочому стані включаючи вагу труби, конструкції теплоізоляції і води, Н/м;

L - проліт між рухомими опорами, м.

Величина Gh за довідковими даними для труби діаметром 150 мм складає 513 Н/м. Величина L не повинна перевищувати 5м. Відповідно вертикальне навантаження на опору складе:

$$F_v = 513 \cdot 5 = 2565 (H).$$

Розрахунок зусиль на нерухомі опори

При визначенні нормативного горизонтального навантаження на нерухому опору потрібно враховувати: неврівноважені сили внутрішнього тиску при використанні сальникових компенсаторів, запірну арматуру, переходи, кути повороту, заглушки; потрібно також врахувати сили тертя в рухомих опорах і об ґрунт, а також реакції компенсаторів і самокомпенсації. Горизонтальні осьові навантаження на нерухому опору потрібно визначати:

на кінцеву опору - як суму сил діючих на опору;

на проміжну опору - як різниця сум сил діючих з кожної сторони опори.

Нерухомі опори повинні розраховуватися на найбільше горизонтальне навантаження при різних режимах роботи трубопроводів (охолодження, нагрів) у тому числі при відкритих і закритих засувках.

Схема прилеглих ділянок до нерухомої опори, що розраховується, зображена на рисунку 2.4

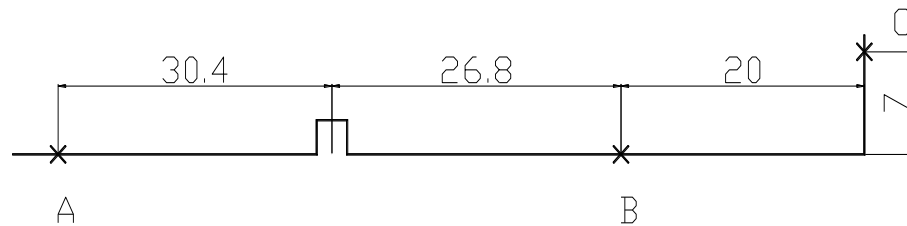


Рисунок 2.4 – Схема для визначення горизонтальних зусиль на нерухому опору.

Формули для визначення осьового зусилля на нерухому опору (B) [5]:
при нагріванні:

$$P = \frac{p\pi D^2}{4} + \frac{l_1}{2}q\mu + P_k - P_x - q\mu(l_2 + l_3), \quad (2.53)$$

при охолодженні:

$$P = \frac{p\pi D^2}{4} - \frac{l_1}{2}q\mu - P_k + P_x + q\mu(l_2 + l_3). \quad (2.54)$$

де: p – тиск теплоносія, Па;

D – діаметр трубопроводу, м;

P_k – сила пружної реакції П-подібного компенсатора, Н;

P_x – сила пружної реакції Г-подібного компенсатора, Н;

q – вагове навантаження на 1 м довжини трубопроводу, Н/м (515 Н/м);

μ - коефіцієнт тертя ковзких опор ($\mu=0.3$).

Відстані l_1, l_2, l_3 по схемі відповідно рівні 26,8; 20 і 7 м.

при нагріванні:

$$P = \frac{3 \cdot 10^5 \cdot 3.14 \cdot 0.159^2}{4} + \frac{26.8}{2} 513 \cdot 0.3 + 4.9 \cdot 10^3 - 1.3 \cdot 10^3 - 513 \cdot 0.3(20 + 7) = 7464 (H),$$

при охолодженні:

$$P = \frac{3 \cdot 10^5 \cdot 3.14 \cdot 0.159^2}{4} - \frac{26.8}{2} 513 \cdot 0.3 - 4.9 \cdot 10^3 + 1.3 \cdot 10^3 + 513 \cdot 0.3(20 + 7) = 4450(N).$$

За розрахункове зусилля ухвалено більше значення $P=7464$ Н.

Для двох трубопроводів відповідно 14,9 кН.

2.10 Розрахунок термічного опору ізоляції трубопроводу

Економічна ефективність систем централізованого теплопостачання при сучасних масштабах теплового споживання в значній мірі залежить від теплової ізоляції обладнання і трубопроводів. Теплова ізоляція служить для зменшення теплових втрат і забезпечення допустимої температури поверхні, яка ізолюється.

Теплова ізоляція трубопроводів і обладнання теплових мереж використовується при всіх способах прокладки незалежно від температури теплоносія.

Матеріали, які використовуються в якості теплоізоляції, повинні володіти високими теплозахисними властивостями і низьким вологовмістом на протязі тривалого строку експлуатації. Коефіцієнт теплопровідності сухих ізоляційних матеріалів змінюється в границях 0,05 – 0,25 Вт/(м °С).

Повний термічний опір ізольованого трубопроводу, який укладений в каналі, залежить від [8]:

- теповіддачі від теплоносія до внутрішньої поверхні труби;
- теплопровідності стінки труби;
- теплопровідності антикорозійного покриття, основного і покривного шарів ізоляції;
- теповіддачі від зовнішньої поверхні ізоляції в навколишнє середовище;
- теповіддачі від повітря в каналі до внутрішньої поверхні каналу;
- теплопровідності стінок каналу;
- теплопровідності ґрунту.

$$R = R_{в} + R_{т} + R_{і} + R_{н} + R_{пк} + R_{к} + R_{г} , \quad (2.55)$$

До термічного опору шару відносяться R_T, R_i, R_k, R_g .

Термічний опір шару циліндричних тіл [5]:

$$R_{ш} = (1/2\pi\lambda)\ln(D_{з.із.}/d_{в.із.}), \quad (2.56)$$

$$R_{ш} = 3,184 \cdot 0,53 = 1,687 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C/Вт)},$$

де: λ – коефіцієнт теплопровідності шару, Вт/(м°C);

$D_{з.із.}, d_{в.із.}$ – зовнішній та внутрішній діаметри шару ізоляції, м.

Прийнята конструкція теплоізоляції повинна мати товщину шару ізоляції не вище встановлених норм і забезпечувати задані границі змін температури теплоносія на всіх ділянках теплової мережі, допустиму температуру на поверхні ізоляції, не перевищення нормативних тепловтрат.

Вибір товщини ізоляції визначається технічною та економічною доцільністю. Рациональна конструкція ізоляції може бути вирішена подвійним шляхом:

застосування різних ізоляційних матеріалів з однаковою товщиною шару, що забезпечують потрібний теплоізоляційний ефект;

2) застосування конкретного ізоляційного матеріалу шляхом зміни тільки товщини шару.

Якщо є внутрішній діаметр трубопроводу, то знайдемо зовнішній діаметр трубопроводу, який співпадає з внутрішнім діаметром ізоляції [5]:

$$d_{із} = d + 2\delta, \quad (2.57)$$

$$d_{із} = 377 + 2 \cdot 10 = 377 \text{ (мм)},$$

де: d – внутрішній діаметр трубопроводу, мм;

δ – товщина трубопроводу, мм.

Зовнішній діаметр $D_{з.із.}$ знайдено із заданого співвідношення $D_{з.із.}/d_{із}$.

$$D_{з.із} = 377 \cdot 1,7 = 641 \text{ (мм)}.$$

Товщину ізоляції знайдемо за формулою, [15] мм:

$$\delta_{із} = (D_{з.із.} - d_{із})0,5, \quad (2.58)$$

$$\delta_{із} = (641 - 377) \cdot 0,5 = 132 \text{ (мм)}.$$

2.11 Визначення діаметрів спускових пристроїв

Визначення діаметрів спускових пристроїв проводиться з метою забезпечення зливу води з трубопроводу тепломережі за певний період часу.

Діаметр штуцера і запірної арматури d , м, для спуску води з секційної ділянки трубопроводу визначають по формулі [5]:

$$d = d_{red} \cdot m \cdot n \cdot \sqrt[4]{\frac{\sum l}{i_{red}}} \quad (2.59)$$

де: d_{red} $\sum l$, i_{red} - відповідно наведений діаметр, м; загальна довжина, м; наведений нахил секційної ділянки трубопроводу визначається по наступних формулах:

$$d_{red} = (d_1 l_1 + d_2 l_2 + \dots + d_n l_n) / \sum l \quad (2.60)$$

$$i_{red} = (i_1 l_1 + i_2 l_2 + \dots + i_n l_n) / \sum l \quad (2.61)$$

де: $l_1, l_2 \dots, l_n$ - довжини окремих ділянок трубопроводу, м, з діаметрами $d_1, d_2 \dots, d_n$, м, при нахилах $i_1, i_2 \dots, i_3$;

m - коефіцієнт витрати арматури, що приймається для вентилів

$m = 0.0144$, для засувки $m = 0.011$;

n - коефіцієнт, залежний від часу спуску води t

при $t = 2$ год., (для труб діаметром 150 мм.) $n = 0.72$

$d_{red} = 0,159$ м (т.к. діаметр не міняється);

Для розрахунку вибрана ділянка тепломережі (див. профіль траси в графічній частині) з встановленням спускника в камері УТ2.

Нахил прилеглих ділянок визначається по формулі:

$$i_{red} = \frac{33 \cdot 0.003 + 40 \cdot 0.02 + 52 \cdot 0.004 + 80 \cdot 0.004 + 75 \cdot 0.01}{33 + 40 + 52 + 80 + 75} = 0.0078$$

$$d = 0.159 \cdot 0.011 \cdot 0.72 \cdot \sqrt[4]{\frac{280}{0.0078}} = 17 \text{ (мм) }.$$

Відповідно до вимоги [9] приймаємо діаметр спускника 50 (мм).

Діаметр повітроспускників по вимогах [9] склав 20 (мм).

2.12 Розрахунок дросельних пристроїв

При приєднанні споживачів до теплової мережі по залежній безелеваторній схемі необхідно розрахувати діаметри дросельних діафрагм, що гасять залишковий тиск.

Діаметр отворів дросельних діафрагм, d , мм, визначається по формулі [5]:

$$d = 10 \cdot \sqrt[4]{\frac{G^2}{H}} \quad (2.62)$$

де: G – витрата мережної води, т/год;

H – тиск, що гаситься дросельною діафрагмою, м;

Розрахунок по формулі (2.62) зведений в таблицю 2.2

Таблиця 2.2 – Розрахунок дросельних діафрагм

Абонент	Витрата мережної води (параметри 95-70 °С), т/год	Наявний тиск, м	Тиск, який понижується діафрагмою, м	Діаметр отвору діафрагми, мм
Соборна 9	2,89	28,5	26,5	7,4
Соборна 11	4,05	27,8	25,8	8,8
Соборна 13	3,87	26,9	24,9	8,6
Соборна 17	1,2	25,5	23,5	4,9
Соборна 21	3,96	24	22	9,0
Вінницька 3	2,52	24,9	22,9	7,1
Леонтовича 53	3,24	19,5	17,5	8,6
Леонтовича 51	2,88	18,5	16,5	8,2
Леонтовича 49	2,96	17,3	15,3	8,4
Леонтовича 47	4,42	16,5	14,5	10,4
Леонтовича 45	7,91	14,7	12,7	14,4
Леонтовича 43	3,04	13,7	11,7	9,1
Леонтовича 41	3,4	13,34	11,34	9,6
Леонтовича 39	3,28	12,99	10,99	9,5
Леонтовича 37	7,32	12,58	10,58	14,4
Леонтовича 35	9,06	12,39	10,39	16,0
Леонтовича 33	4,55	12,35	10,35	11,4

Отримані діаметри діафрагм відповідають вимогам [9] (не менше 3 мм).

2.13 Гідравлічний розрахунок трубопроводів теплових мереж

Основною задачею гідравлічного розрахунку є визначення діаметрів трубопроводів, а також втрат тиску на ділянках теплових мереж. За результатами гідравлічних розрахунків розробляють гідравлічні режими систем теплопостачання, підбирають мережні і підвищувальні насоси, регулятори, дросельні пристрої, устаткування теплових пунктів.

При русі теплоносія по трубах повні втрати тиску ΔP складаються з втрат тиску на тертя ΔP_T і втрат тиску в місцевих опорах ΔP_M [5]:

$$\Delta P = \Delta P_T + \Delta P_M . \quad (2.62)$$

Втрати тиску на тертя ΔP_T визначають по формулі [5]:

$$\Delta P_T = R \cdot L , \quad (2.63)$$

де: R - питомі втрати тиску, Па /м², визначаються по формулі [5]:

$$R = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\rho \omega^2}{2} , \quad (2.64)$$

де: λ - коефіцієнт гідравлічного тертя;

d - внутрішній діаметр трубопроводу, м;

ρ - густина теплоносія, кг / м³; ω - швидкість руху теплоносія, м/с;

L - довжина трубопроводу, м.

Втрати тиску в місцевих опорах ΔP_M визначають по формулі [5]:

$$\Delta P_M = \sum \xi \cdot \frac{\rho \omega^2}{2} , \quad (2.65)$$

де: $\sum \xi$ - сума коефіцієнтів місцевих опорів.

Втрати тиску в місцевих опорах можуть бути також визначені по наступній формулі [5]:

$$\Delta P_M = R \cdot L_e$$

де: L_e - еквівалентна довжина місцевих опорів, яку визначають по формулі [5]:

$$L_e = \sum \xi \cdot \frac{d}{\lambda} . \quad (2.66)$$

Гідравлічний розрахунок виконаний по таблицях і наводиться в додатку А.

2.14 Розробка гідравлічних режимів

Для вивчення режиму тиску в теплових мережах і місцевих системах будівель широко використовуються п'єзометричні графіки.

Для п'єзометра тепломережі від врізки до ТЕЦ і до котельні 2 (п'єзометр 1):

$P_1 = 82$ м, $P_2 = 35$ м, загальні втрати тиску за даними гідравлічного розрахунку $\Delta P = 44,14$ м.

Для п'єзометра тепломережі від котельні 2 до ділянки (п'єзометр 2):

$P_1 = 60$ м, $P_2 = 30$ м, загальні втрати тиску за даними гідравлічного розрахунку $\Delta P = 23,42$ м при існуючому положенні і $\Delta P = 17,65$ м при прокладанні кінцевих ділянок.

Послідовність побудови:

1) Наноситься повздовжний профіль теплотраси з відповідним горизонтальним і вертикальним масштабом (п'єзометр 1 – Мг 1:5000, Мв 1:500; п'єзометр 2 – Мг 1:2000, Мв 1:500).

2) Проставляються абсолютні відмітки траси.

3) Наносяться перепади тиску в точках підключення.

4) За даними гідравлічного розрахунку наносяться лінії втрат тиску в зворотному і подавальному трубопроводах.

5) Наноситься лінія статичного тиску (тиск при режимі статички не повинен перевищувати 60 м - для систем з чавунними опалювальними приладами; повинен перевищувати найвищого споживача на 5 м – з умов заповнення системи; повинен бути у вищій точці траси не менше 15 м - з умов відсутності закипання води в подаючому трубопроводі).

Для п'єзометра 1 статичний тиск в абсолютній відмітці $P_s = 120$ м, для п'єзометра 2 $P_s = 100$ м.

При аналізі побудованих п'єзометричних графіків виявлено, що напір в кінці траси (п'єзометр 1) складає 2,86 м. Такий тиск недостатній для нормальної роботи ЦТП в котельні 2.

При аналізі п'єзометра 2, для збільшення гідравлічної стійкості було вирішено збільшити тиск на кінцевих ділянках траси шляхом збільшення діаметрів трубопроводів до $d_y = 250$ мм. Проведений повторний гідравлічний розрахунок з врахуванням заміни трубопроводів. Результати розрахунку представлені в графічній частині. Напір у останнього споживача склав 12,35 м.

Автоматизація теплового і гідравлічного режиму ЦТП

Засоби автоматизації (контроль, автоматичне регулювання, захист устаткування, блокування і сигналізація) теплового і гідравлічного режиму ЦТП запроєктовані з метою:

- безпечної роботи;
- скорочення чисельності обслуговуючого персоналу;
- економії теплоти і електроенергії;
- обліку відпущеної теплової енергії і холодної води.

Рівень автоматизації технологічної схеми вибраний залежно від технологічних вимог і економічної доцільності.

Задачі автоматизації ЦТП:

- місцевий контроль параметрів (температура і тиск теплоносія в подаючому і зворотному трубопроводі, на перемичці, до і після теплообмінних апаратів);
- регулювання подачі теплоти на опалення і гаряче водопостачання;
- пуск і зупинка устаткування;
- регулювання тиску;
- облік теплової енергії і холодної води;
- блокування устаткування;
- сигналізація про робочий стан устаткування (робоча і аварійна);

Принципи роботи локальних схем автоматики

Прилади першого рівня автоматизації працюють за загальноприйнятими правилами. При включенні і відключенні насосного устаткування передбачено блокування роботи електродвигунів підвищувально - циркуляційних і підмішувальних насосів. Резервні насоси блокуються з основними насосами за принципом “початок роботи резервного устаткування при відключенні головного”.

Регулювання температури в подавальному трубопроводі гарячого водопостачання здійснюється за допомогою клапана на подавальному трубопроводі мережної води до теплообмінника другого рівня. При підвищенні температури в подаючому трубопроводі гарячого водопостачання вище необхідної відбувається прикриття клапана мережної води на теплообмінник другого рівня. При пониженні температури відбувається зворотний процес.

Приготування теплоносія для системи опалення проводиться за допомогою трьохходового клапана змішувача по графіку регулювання залежно від температури зовнішнього повітря. При підвищенні температури на подавальному і зворотному трубопроводі системи опалення відбувається збільшення підмішування води із зворотного трубопроводу. При пониженні відповідних температур в подавальному трубопроводі системи опалення відбувається зменшення підмішування води із зворотного трубопроводу.

Захист системи опалювання від підвищення тиску здійснюється установкою регулюючого клапана, налаштованого на підтримку тиску в системі опалювання не більше 6 кг/см^2 . Клапан, з регулюванням тиску «після себе», при збільшенні тиску понад встановленого, прикривається, тим самим, знижуючи тиск. При пониженні тиску відбувається відкриття клапана, опір клапана зменшується і за рахунок цього тиск після клапана зростає.

Аналогічний клапан встановлений і на введенні водопроводу до теплообмінника гарячого водопостачання.

Прилади і засоби автоматизації принципової схеми ЦТП наведені в таблиці 2.3

Таблиця 2.3 – Прилади і засоби автоматизації

Обладнання	Позначення	Ду, мм	Кількість	Примітки
1 Засувка сталева	30с65нж	250	1	$P_y=2,5$ кг/см ²
2 Засувка сталева	30с65нж	250	1	$P_y=2,5$ кг/см ²
3 Засувка сталева	30с65нж	250	1	$P_y=2,5$ кг/см ²
4 Засувка сталева	30с65нж	250	1	$P_y=2,5$ кг/см ²
5 Засувка сталева	30с65нж	250	1	$P_y=2,5$ кг/см ²
6 Засувка сталева	30с65нж	250	1	$P_y=2,5$ кг/см ²
7 Засувка сталева	30с65нж	250	1	$P_y=2,5$ кг/см ²
8 Засувка сталева	30с65нж	250	1	$P_y=2,5$ кг/см ²
9 Засувка чавунна	31ч 6бр	80	5	$P_y=1,6$ кг/см ²
10 Засувка чавунна	31ч 6бр	80	6	$P_y=1,6$ кг/см ²
11 Засувка чавунна	30ч 47бр	50	5	$P_y=1,0$ кг/см ²
12 Клапан зворотний	19ч 21бр	250	4	$P_y=1,0$ кг/см ²
13 Клапан зворотний	16кч 9нж	80	9	$P_y=1,6$ кг/см ²
14 Регулятор тиску	21ч10нж	150	9	$P_y=1,6$ кг/см ²
15 Теплообмінник	Alfalaval		2	
16 Термометр	ГОСТ 2823-83		13	
17 Манометр	ОБМ1-100		23	$P_y=1,6$ кг/см ²
18 Брудовик	T3202	250	2	$P_y=1,6$ кг/см ²
19 Клапан трьхходовий	27т 905нж	100	1	$P_y=1,0$ кг/см ²
20 Регулятор температури	УРРД	80	1	$P_y=1,0$ кг/см ²
21 Регулятор тиску	РД-15-02 ОМБ	80	1	$P_y=1,0$ кг/см ²
22 Засувка чавунна	30ч 47бр	80	1	$P_y=1,6$ кг/см ²
23 Фільтр сітчатий		80	1	$P_y=1,6$

				кг/см ²
24 Лічильник води	BCF-80	80	1	Р _y =1,6 кг/см ²
25 Засувка чавунна	30ч 476р	80	1	Р _y =1,6 кг/см ²
26 Фільтр сітчатий		80	2	Р _y =1,0 кг/см ²
27 Гнучка вставка			12	
28 Насос циркуляційний	Wilo		2	
29 Насос підмішуючий	Wilo		2	
30 Насос підвищуючий	Wilo		2	
31 Електронний блок	EKL 300		6	
32 Брудовик	T3202	250	2	Р _y =1,0 кг/см ²
33 Діафрагма вимірювальна	DK (1X18H9T)	250	2	Р _y =2,5 кг/см ²
34 Давач температури	ТМП		6	
35 Теплолічильник	CBTU – 10		1	

2.15 Регулювання температури мережної води

Центральним, називається регулювання відпускання теплоти від джерела до теплових мереж. Центральним регулюванням визначається графік зміни температур, а іноді і витрат води в подаючих трубопроводах теплових мереж[6].

В даній системі теплопостачання регулювання відпускання теплоти є якісне, шляхом зміни температури води в подавальних трубопроводах системи при її постійній витраті (температура мережної води міняється залежно від температури зовнішнього повітря).

При такому способі регулювання максимальні (розрахункові) температури води в трубопроводах системи опалювання досягаються при розрахунковій температурі зовнішнього повітря. При пониженні температури повітря знижується температура води в подаючому трубопроводі [6].

Якісне регулювання забезпечує стійкість гідравлічних режимів окремих нагрівальних приладів системи при змінних теплових навантаженнях.

При приєднанні до двотрубних систем опалення і гарячого водопостачання збереження в них центрального якісного регулювання в перебігу всього опалювального періоду виявляється неможливим, оскільки

температури води в подавальних трубопроводах таких мереж повинні підтримуватися не нижче необхідних для забезпечення заданих температур води перед водорозбірними приладами (не менше 65-75 °С).

Для дотримання теплового балансу середньодобові температури води в подавальному трубопроводі мережі повинні прийматися більшими, ніж по опалювальному графіку. Величина цього перевищення визначається температурою води в зворотному трубопроводі системи опалення і наступним коефіцієнтом:

$$\mu = \frac{Q_{hmd}^p}{Q_o^p}, \quad (2.67)$$

$$\mu = \frac{3,48}{27,172} = 0,128.$$

При даному значенні коефіцієнта приймається центральне якісне регулювання по навантаженню опалення.

Побудовано графік температур води в системі:

Перепад температур води в опалювальній системі в розрахунковому режимі [15]:

$$\Theta = \tau_{01} - \tau_{02} = 95 - 70 = 25 \text{ (}^\circ\text{C)}, \quad (2.68)$$

$$\Delta t = 0,5(\tau_{01} - \tau_{02}) - t_{vp} = 0,5(95 + 70) - 18 = 64,5 \text{ (}^\circ\text{C)}. \quad (2.69)$$

Рівняння визначення температури води в подавальному трубопроводі системи:

$$\begin{aligned} \tau_{01} &= t_{vp} + \Delta t Q_o^{0,8} + 0,5\Theta Q_o = 18 + 64,5 Q_o^{0,8} + 0,5 \cdot 25 Q_o = \\ &= 18 + 64,5 Q_o^{0,8} + 12,5 Q_o. \end{aligned} \quad (2.70)$$

Рівняння визначення температури води в зворотному трубопроводі системи [15]:

$$\tau_{02} = t_{vp} + \Delta t Q_o^{0,8} - 0,5\Theta Q_o = 18 + 64,5 Q_o^{0,8} - 12,5 Q_o. \quad (2.71)$$

Приймаючи значення в діапазоні (0; 0,2; 0,4; 0,6; 0,8; 1) визначаємо τ_{01}, τ_{02} , а також визначаємо температуру зовнішнього повітря, яка відповідає прийнятним значенням Q_o .

$$t_n = t_{vp} - (t_{vp} - t_{нд}) Q_o = 18 - 46 Q_o. \quad (2.72)$$

Таблиця 2.4 - Результати обчислень температур води в подавальному і зворотньому трубопроводах

Q_o	t_n	τ_{01}	τ_{02}
0	18	18	18
0,2	8,8	33,4	28,4
0,4	-0,4	48,8	38,8
0,6	-9,6	64,2	49,2
0,8	-18,8	73,6	59,5
1,0	-28	95	70

2.16 Графіки теплового споживання

Розрахунки теплового споживання необхідні для вирішення ряду питань централізованого тепlopостачання: вибору устаткування джерела тепла, вибору режиму завантаження і ремонту цього устаткування і т.д. [5].

Сезонні витрати тепла на опалення, вентиляцію і гаряче водopостачання представляють собою графічну залежність витрат тепла від температури зовнішнього повітря. Для систем опалення і вентиляції така залежність є лінійною і може бути показана у вигляді прямих похилих ліній.

Витрата тепла на гаряче водopостачання не залежить від температури зовнішнього повітря і вважається постійною.

Розрахунок теплового споживання по добах.

Витрата тепла при будь-якій поточній температурі зовнішнього повітря на опалення визначається по формулі [5]:

$$Q_o^m = Q_o^p \frac{t_e - t_n}{t_e - t_o}, (Bm) \quad (2.73)$$

де t_v – температура внутрішнього повітря °С;

t_n – поточна температура зовнішнього повітря °С;

t_o – розрахункова температура зовнішнього повітря °С.

Витрата тепла на вентиляцію визначається по формулі [5]:

$$Q_v^m = Q_v^p \frac{t_e - t_n}{t_e - t_o}, (Bm) \quad (2.74)$$

Витрата тепла на гаряче водопостачання визначається по формулі [5]:

$$Q_{hmd}^a = Q_{hmd}^3 \left(\frac{55-15}{55-5} \right) \cdot \beta, (Вт) \quad (2.75)$$

де β - коефіцієнт зміни витрати води за літнього часу.

Результати розрахунків по формулах (2.70-2.72) наведені в таблиці 2.4

Таблиця 2.5 – Дані для розрахунку витрати тепла залежно від температури зовнішнього повітря

t_n	+18	+8	-23	-28
Q_o , Гкал/год	0	5,510	23,143	27,000
Q_v , Гкал/год	0	0,035	0,147	0,172
Q_{hmd} , Гкал/год	2,23	3,48	3,48	3,48
Q_{Σ} , Гкал/год	2,23	9,025	26,77	30,652

Для розрахунку теплового споживання залежно від тривалості зовнішніх температур складена таблиця 2.6

Таблиця 2.6 – Дані для побудови сезонних графіків витрати тепла залежно від тривалості температур

Інтервал температур, °С	- 50 і нижче	- 50 ÷ - 45	- 45 ÷ - 40	- 40 ÷ - 35	- 35 ÷ - 30	- 30 ÷ - 25	- 25 ÷ - 20
Години стояння	-	-	-	-	12	275	630
Інтервал температур, °С	- 20 ÷ - 15	- 15 ÷ - 10	- 10 ÷ - 5	- 5 ÷ 0	0 ÷ 5	5 ÷ 8	Всього годин
Години стояння	800	666	596	561	583	760	4920

Для розрахунку теплоспоживання тепла по місяцях необхідні середньомісячні температури зовнішнього повітря [4]. Температури наведені в таблиці 2.7

Таблиця 2.7– Середньомісячні температури зовнішнього повітря

Місяць	$t_{n,cp}$, °С	Місяць	$t_{n,cp}$, °С	Місяць	$t_{n,cp}$, °С
Січень	-15	Травень	12	Вересень	14
Лютий	-13	Червень	15	Жовтень	8
Березень	-4	Липень	21	Листопад	-3

Квітень	8	Серпень	20	Грудень	-14
---------	---	---------	----	---------	-----

Розрахунок середньомісячного теплоспоживання проведений по формулах (2.70-2.72) і зведений в таблицю 2.8

Таблиця 2.8 – Дані для побудови графіка теплового споживання по місяцях

Місяць	Q_o	Q_v	$Q_o + Q_v$	Q_{hmd}	Q_{Σ}
Січень	22,206	0,141	22,348	3,48	25,828
Лютий	19,396	0,124	19,519	3,48	22,999
Березень	14,602	0,093	14,695	3,48	18,175
Квітень	8,210	0,052	8,263	3,48	11,743
Травень	0	0	0	2,23	2,23
Червень	0	0	0	2,23	2,23
Липень	0	0	0	2,23	2,23
Серпень	0	0	0	2,23	2,23
Вересень	0	0	0	2,23	2,23
Жовтень	7,329	0,047	7,375	3,48	10,855
Листопад	14,382	0,092	14,473	3,48	17,953
Грудень	20,112	0,128	20,240	3,48	23,720

2.2 Висновок

В даному розділі виконувались розрахунки витрат теплоносія, теплові та гідравлічні розрахунки пластинчастих водопідігрівачів. Підібрані насоси по витраті $G = 150 \text{ м}^3/\text{час}$ і необхідному тиску $H = 55 \text{ м.}$, вибраний насос Wilo-NP 40/200 в кількості чотирьох штук (один резервний), при виборі змішувальних насосів по тиску 5 м. , і витраті $132 \text{ м}^3/\text{час}$ вибраний насос Wilo-NP 80/160 з частотою обертання 2000 об/хв. в кількості трьох штук, (один резервний). Компенсація температурних видовжень здійснюється за допомогою П-подібних компенсаторів і самокомпенсації кутами повороту мережі. Опори нерухомі -

щитові, рухомі - ковзання. Відстань між рухомими опорами на ділянці, яка прокладається прийнята 5 м.

Трубопроводи ізолюють двома шарами бітумної мастики і матами із скловолкна на синтетичному в'язучому по ДБН Д.2.2. -26-99. Шар теплової ізоляції покритий рулонними матеріалами з фольгоізолу. Розраховані прилади і засоби автоматизації.

3 ОРГАНІЗАЦІЙНО – ТЕХНОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЕКТНИХ РІШЕНЬ

3.1 Аналіз конструктивних особливостей об'єкту монтажу

Теплопровід прокладається в районі м. Хмельницький. Температура теплоносія в подаючій магістралі 125°C, в зворотній 70°C. Ділянка, що прокладається довжиною 495м. Прокладка трубопровода – підземна в непрохідних каналах. Джерелом теплової енергії служить міська котельня, розташована в промисловій зоні. Теплоносієм для транспортування теплової енергії є вода. Система тепlopостачання закрита(теплообмін між теплоносієм і нагріваемою водою здійснюється без змішування – через теплообмінники), кількість трубопроводів в тепловій мережі два: подавальний і зворотній. Споживачі теплової енергії підключені до теплової магістралі по незалежній схемі через центральний тепловий пункт.

Для гарячого водопостачання використовують холодну водопровідну воду яку підігрівають мережною водою в водопідігрівниках.

В центральному тепловому пункті відбувається підготовка теплоносія до відповідної температури і тиску, здійснюється регулювання, підтримка постійної витрати і облік використаної теплоти. Циркуляція теплоносія в системі опалення і гарячого водопостачання створюється насосами. Очищення системи від бруду здійснюється брудовиками, що встановлені на теплопроводах. Видалення повітря виконують через повітровипускні пристрої.

Теплопроводи в непрохідних каналах закріплені на нерухомих щитових опорах через певну відстань, між цими опорами встановлені рухомі опори ковзання які сприймають вагу теплопроводів і рухаються на певні відстані при тепловому видовженні.

При тепловому видовженні зусилля які виникають зменшують використанням п - подібних компенсаторів встановлених в спеціальних нішах.

В місцях приєднання споживачів до розподільчих теплопроводів встановлені теплофікаційні камери з арматурою, яка дозволяє перекривати вводи в будівлі. Грунт на даній території II категорії[4]. Грунти II категорії - легкі і лесовидні суглинки, вологий пухкий лес, м'який солончак,

гравій дрібний і середній розміром до 15 мм, щільний рослинний ґрунт з корінням трав, торф та рослинний ґрунт з корінням чагарнику, пісок і будівельний ґрунт, змішаний зі щебенем або галькою і тріскою, насипний злежаний ґрунт з домішкою щебеню чи гальки. Щільність 1600-1900 кг/м³. Процент роз рихлення ґрунту: первинний 14-28% , завершальний 1,5-5%.

3.2 Розрахунок та комплектування основних та допоміжних матеріалів та виробів, складання відомостей.

Для того щоб забезпечити ефективну роботу робітників потрібно забезпечити їх необхідними матеріалами, які приведені у табл. 3.1

Таблиця 3.1 – Відомість потреби в основних матеріалах та виробках

№ п/п	Найменування матеріалів та обладнання	Од. вим.	Кількість	Маса од.вим. кг	Загал. маса, кг	Габаритні розміри м		
						довж	шир.	вис.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Труби сталеві безшовні гарячедеформовані по ГОСТ 9732-88, Д _в 250 мм	п.м	990	62,54	30957,3	10	0,3	0,3
2	Сальникові компенсатори, Д _в 250-2.5Т1.05	шт.	10	169	169			
3	Засувки Д _в 250 мм	шт.	2	61,2	122,4			
4	Канали з лоткових елементів серії 3.006-2 КЛ150х90	шт.	495	530	262350	5,97	0,45	0,3
5	Камери з/б збірні	шт.	3	3800	11400	2,6	2,6	2,5
6	Опори з/б нерухомі щитові	шт.	3	18,54	55,62			
7	Ковзкі опори, зі сталі товщиною 4,5 мм	шт.	100	3,6	360			
8	Ізоляційні мінераловатні мати	м.	990	31,2	1544			
9	Фланці плоскі приварні з патрубком (ВСтЗ сп5) Д _в 250мм	шт.	20	14,49	289,8			
10	Болти с шестигранною зменшеною головкою, Ст20, d 24 мм	1000 шт.	0,084	413,2	34,7			

Продовження таблиці 3.1					
11	Гайки шестигранні нормальної точності, Ст 20, d 24 мм	1000 шт.	0,084	110,2	9,25
12	Шайби, Ст 20, d 24 мм	1000	0,084	32,33	2,71
13	Прокладки паротитові	шт.	20	0,5	10
14	Щебень	м ³ .	495	3,00	1485
ВСЬОГО:308789,78					

Таблиця 3.2– Відомість потреби в допоміжних матеріалах

№ п/п	Шифр ресурсу	Матеріали, деталі і напівфабрикати	Одиниці виміру	Кількість матеріалу	Маса, кг
1	111-0254	Вапно хлорне, марка А	т	0,023	11
2	111-1513	Електроди, діаметр 4 мм, марка Е42[1]	т	0,343	170
3	142-0010-2	Вода	м ³	375	187
4	111-0324	Кисень технічний	м ³	0,76	350
5	1546-0066	Пропан-бутан технічний	м ³	0,13	70
6	111-0074	Бітуми нафтові будівельні, марка БН-70/30[9]	т	0,179	895
7	111-0540	Стрічка стальна м'яка	т	0,00485	242,5
8	111-1800	Сталь листовая оцинкована, товщина 0,8 мм	кг	0,15	750
9	111-1737	Проволока зварочна для зварки	т	0,07	35
10	111-1889	Флюс, марка АН-47	т	0,089	45
11	111-1899	Електроди для зварки	т	0,14	70
					2825,5

Таблиця 3.3 - Набір інструментів та пристосувань для зварювальних робіт

Найменування	Кількість,шт
1	2
Зварювальний агрегат	3
Генератор ацетиленовий	1
Пальник комбінований	1
Різак ацетиленовий	1
Редуктор ацетиленовий	1
Редуктор кисневий	1
Плоскогубці комбіновані	3
Ключ гайковий розвідний	3
Молоток слюсарний	4
Зубило слюсарне	3
Щітка сталева	3
Електротримач пружинний	3
Щиток для електрозварника	4

3.3 Визначення об'ємів земляних робіт

Об'єм земляних робіт при розробці траншей з похилими стінками визначають за формулою [10]:

$$V_{mp} = \left[F_{cp} + \frac{m \cdot (h_1 - h_2)^2}{12} \right] \cdot L \quad (3.1)$$

де: F_{cp} - середня площа поперечного перерізу, m^2 ;

m – крутизна скосу, по [12] для суглинку рівна 0,5;

h_1, h_2 – глибина траншеї на початку і в кінці ділянки, береться з подовжнього профілю мережі;

L – довжина розрахункової ділянки;

Середня площа поперечного перетину F_{cp} визначається по формулі:

$$F_{cp} = (b + m \cdot h_{cp}) \cdot h_{cp} \quad (3.2)$$

де: b – ширина траншеї по низу, приймається залежно від розміру каналу при підземній канальній прокладці;

h_{cp} – півсума глибин траншеї на початку і кінці ділянки.

Розрахунки по зведені в таблицю 3.4

Таблиця 3.4 - Відомість об'ємів земляних робіт

№ ділянки	Робоча відмітка	Півсума робочих відміток $h_{cp} = \frac{h_1 + h_2}{2}$	Поправка $\frac{m \cdot (h_1 - h_2)^2}{12}$	Розрахункова площа поперечно-го перерізу F_{cp} , $м^2$	Довжина ділянки L, м	Об'єм робіт, V_p , $м^3$
1	1,30	1,70	0	7,99	73	583
2	2,10	1,97	0	9,79	60	587
3	1,85	1,83	0	8,84	92	813
4	1,81	1,84	0	8,91	80	712
5	1,87	1,50	0	6,75	69	466
6	1,30	1,65	0	7,67	79	606
7	2,00	1,7	0	7,99	42	336
ВСЬОГО					495	4103

При підрахунку об'єму ґрунту відвала необхідно враховувати, що при розробці ґрунт розпушується і тому його об'єм збільшується, що характеризується коефіцієнтом первинного розпушування.

З часом ґрунт поступово ущільнюється і розпушеність його стає менше первинної, що характеризується коефіцієнтом залишкового розпушування – $K_{з.р}$.

Об'єм ґрунту, необхідного для засипки траншеї визначається по формулі:

$$V_{з.з.} = \frac{V_p - V_c}{K_{з.р}} \quad (3.3)$$

де: $V_{з.з.}$ – об'єм ґрунту зворотної засипки, $м^3$;

V_p – об'єм траншеї по геометричних розмірам (розрахунковий) $м^3$;

V_c – об'єм споруди, $м^3$;

$K_{з.р}$ – коефіцієнт залишкового розпушування.

$$V_{з.з.} = \frac{4103 - 836}{1,07} = 3053(м^3)$$

Об'єм ґрунту, що підлягає вивантаженню на транспорт:

$$V_{м.р.} = V_p - V_{з.з.} \quad (3.4)$$

де: $V_{тр.}$ – об'єм ґрунту, що відвозиться, $м^3$.

$$V_{м.р.} = 4103 - 3053 = 1050(м^3).$$

Об'єм робіт при доробці дна траншеї до проектної відмітки визначається по формулі:

$$V_{p.d.} = [(b + m \cdot h_{p.d.}) \cdot h_{p.d.}] \cdot L \quad (3.5)$$

де: $V_{p.d.}$ – об'єм ручної доробки;

b – ширина траншеї по дну;

m – крутизна скосу виємки;

$h_{p.d.}$ – глибина доробки (ухвалена 0,1м);

L – довжина траншеї, м.

$$V_{p.d.} = [(3 + 0.5 \cdot 0.1) \cdot 0.1] \cdot 495 = 103.8(m^3).$$

Об'єми земляних робіт зведені в таблицю 3.5

Таблиця 3.5 – Баланс земляних мас

Найменування робіт	Об'єм ґрунту, м ³		
	Виємка	Насип	Транспорт
Механізована розробка ґрунту в траншеї	4103	3053	1050
Ручна доробка	103,8		
Зворотна засипка	3053		

3.4 Визначення складу і об'ємів робіт

Таблиця 3.6 - Визначення об'ємів робіт

Найменування робіт	Одиниці виміру	Об'єм робіт
1	2	3
Розробка ґрунту II кат., екскаватором, зворотна лопата ($V_k = 0,5m^3$)	100 м ³	30,53
Доробка ґрунту вручну	1 м ³	103,8
Гідроізоляція перекриття каналів	м	495
Влаштування захисного шару по гідроізоляції	м	495

Продовження таблиці 3.6

Вкладання сталевих трубопроводів: а) збирання на бровці траншеї (d = 300 мм)	м	990
вкладання в траншею (d = 300 мм)	м	990
Встановлення п-подібних компенсаторів (d = 300 мм)	шт.	10
Зварювання трубопроводів (із скосом кромки)		
поворотний стик(d = 300 мм)	шт.	22
неповоротний стик (d = 300 мм)	шт.	24
Кутове з'єднання штуцера з трубою із скосом кромки		
(d = 50 мм) нижн.	ст.	16
(d = 50 мм) верх.	ст.	40
Монтаж сталевих засувок (d = 50 мм)	шт.	32
Антикорозійна ізоляція стиків (d = 300 мм)	ст.	86
Теплова ізоляція трубопроводів (2 труби) (d = 300 мм)	м	495
Гідравлічне випробування трубопроводів (d = 300 мм)	м	990
Зворотна засипка траншеї бульдозером ДЗ-9	100 м ³	30,53

При прокладанні трубопроводу також виконуються приховані роботи, до яких відносяться: огляд розбивки земляних робіт, обстеження ґрунтів для відсіпки насипів та зворотніх засипок у траншеї, підготовка основ насипів.,

перевірка відповідності проекту розмірів траншеї, встановлення рівня та характеру підземних вод, гідроізоляція перекриття каналів, теплова ізоляція трубопроводів., правильність встановлення та справна дія арматури, запобіжних пристроїв, автоматики та контрольно-вимірювальних приладів., тощо. Для даних робіт розробляється акт по закриттю прихованих робіт. При здачі об'єкту в експлуатацію акти на закриття прихованих робіт включаються до складу документації загального приймально-здавального акту.

3.5 Вибір типів машин, механізмів, пристосувань і конструкцій

Труби, деталі, конструкції та обладнання для системи тепlopостачання завозимо централізовано автомобілем. Враховуючи габаритні розміри трубопроводів 10x0,3x0,3 (м) та загальну масу основних матеріалів найбільш відповідний автомобіль КРАЗ – 257[13], з технічними характеристиками, які наведені в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Технічні характеристики вантажного бортового автомобіля марки КРАЗ-257

Параметр	Показник
Колісна формула	6×4
Довжина автомобіля, м	10,64
Ширина автомобіля, м	2,65
Висота автомобіля, м	2,62
Допустима повна маса автомобіля, кг	11100
Допустиме навантаження на передню вісь, кг	6500
Допустиме навантаження на задню вісь, кг	10000
Допустима вантажопідйомність, кг	12000
Вантажопідйомність, т	10-12
Довжина вантажної платформи, м	6,06
Ширина вантажної платформи, м	2,38
Двигун	ЯМЗ-238
Потужність двигуна. кВт (л.с.)	176 (240)
Коробка передач	ЯМЗ-2381

Продовження таблиці 3.7

Число передач КП	8
Підвіска	Ресорна
Максимальна швидкість, км/год	62
Паливний бак, л	2*165
Розмір шин	12.00-20 (320—508)

До машин, які задіяні при реконструкції ділянки тепломережі входять екскаватори, автосамоскиди і бульдозери. Цими машинами виконуються роботи по копанні траншеї, відвезенні зайвого ґрунту, засипці після завершення в ній монтажних робіт.

Для розробки траншеї і котлованів найбільш часто використовуються одноковшові екскаватори місткістю 0,15 – 1,0 м³, обладнані зворотною лопатою. Обрано екскаватор, який відповідає вимогам даних робіт. Відповідно, потрібна ємність ковша – 1,0 м³., глибина копання не менше 2,5 м, основні вимоги виконано у відповідності до технічних характеристик екскаватора (табл. 3.8), а також обрана модель більш економічна в розрахунку палива. Обрано екскаватор Kato HD 800V II[14].

Таблиця 3.8 – Технічні характеристики екскаватора Kato HD 800V II

Параметр	Показник
Маса, кг	20500
Ємність ковша, м ³	0,5-1,2
Модель/потужність двигуна, кВт	Mitsubishi 6D14-T (104)
Максимальна глибина копання, м	6,72
Габарити, м	9,78/ 2,99/ 2,94
Додаткові характеристики	Ширина гусениці, мм-600. Двигун зі зниженою витратою палива.

Для монтажу деталей і конструкцій систем тепlopостачання використовують стрілові самохідні крани на автомобільному, і гусеничному ході.

На вибір типу крана впливають ґрунтові умови, розміри поперечного перетину траншеї і маса елементів конструкцій. Обрано кран КС-4561[15], який монтується на вже раніше обраний автомобіль КРАЗ-257, виліт основної гратчастої стріли крану в 10м відповідає максимальній розрахунковій площі поперечного перерізу в 9,79 м² (див. табл. 3.4). Стріли обладнані допоміжною гаковою обоймою для роботи з великогабаритними вантажами масою до 1,5-2 т і монтажних робіт

Автомобільний кран КС-4561 вантажопідйомністю 16 т. Кран КС-4561 призначений для будівельно-монтажних і вантажно-розвантажувальних робіт і являє собою самохідну повноповоротну машину з дизель-електричним приводом, змонтовано на шасі автомобіля КРАЗ-257. Силова установка крана складається з двигуна автомобіля і генератора ЕСС 5-82-42. Електрична схема крана передбачає можливість переходу на живлення від зовнішньої мережі змінного струму напругою 380В. Наявність багатомоторні електричного приводу забезпечує незалежну роботу всіх механізмів крана. При роботі допускається суміщення не більше двох операцій.

Основна гратчаста стріла крана має довжину 10 м за допомогою вставок може бути подовжена до 14; 18 і 22 м. Подовжені стріли можуть бути обладнані гуськом довжиною 5 м. Для роботи з гуськом кран обладнується допоміжною лебідкою.

Таблиця 3.9 – Технічні характеристики крану КС-4561

Параметр	Показник
Маса, т	21,8
Транспортна швидкість, км/год	50
Модель двигуна шасі	ЯАЗ-206А
Швидкість піднімання вантажу, м/хв	1,33-8
Частота обертання при номінальній потужності, об/хв.	2000
Висота піднімання крюка, м	4,7

Підбір бульдозера здійснюється виходячи з середньої відстані переміщення ґрунту з відвала в траншею. Орієнтовно її можна приймати рівній відстані між осями траншеї і відвала. Вибрано бульдозер ДЗ-9[16], з відстанню переміщення до 5м, що відповідає вимогам.

Технічні характеристики бульдозера:

- тип відвала - неповоротний
- довжина відвала - 2,56 м;
- висота відвала - 0,8 м;
- потужність - 75 к.с.;
- керування - гідравлічне.

3.6 Розрахунок енергоресурсів

1) Витрати бензину:

а) витрати бензину, при експлуатації крану КС – 4561 протягом 14,40 змін, (при споживанні 27 л/год), будуть складатися:

$$14,4 \times 8 \times 27 = 3110,4(\text{л}).$$

б) витрати бензину автономним зварювальним апаратом при експлуатації його протягом 4,07 змін, (при споживанні 10 л/год):

$$4,07 \times 8 \times 10 = 325,6 (\text{л}).$$

Загальна витрата бензину становить – 3436 (л).

2) Витрати дизельного пального:

а) витрата палива екскаватором Kato HD 800V II при експлуатації протягом 8,87 змін, (при споживанні 20 л/год):

$$8,87 \times 8 \times 20 = 1419,2 (\text{л}).$$

б) витрата палива бульдозером ДЗ – 9 при експлуатації протягом 0,65 змін, (при споживанні 22 л/год):

$$0,65 \times 8 \times 22 = 114,4 (\text{л}).$$

Загальна витрата дизельного пального становить – 1533,6 (л).

3) Витрата кисню і пропан-бутану на різання труб різакон "НОРД" протягом 0,18 змін, (при споживанні кисню – 3,2 м³/год, - пропан-бутану – 0,36 м³/год):

Кисню:

$$0,18 \times 8 \times 3,2 = 4,06 \text{ (м}^3\text{)}.$$

Пропан-бутану:

$$0,18 \times 8 \times 0,36 = 0,5 \text{ (м}^3\text{)}.$$

3.7 Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

Трудомісткість монтажних робіт визначається за формулою[10]:

$$Q = \frac{V \times H_{\text{ч}}}{n} \text{ (люд/дні)}, \quad (3.6)$$

де: V – об'єм робіт;

$H_{\text{ч}}$ – норма часу на одиницю виміру, люд/год;

V – кількість годин в зміні, год.

Тривалість монтажних робіт визначається за формулою[10] :

$$T = \frac{Q}{n} \text{ (дні)}, \quad (3.7)$$

де: Q – трудомісткість монтажних робіт, люд/дні

n – кількість робітників, люд

Таблиця 3.10 Калькуляція трудовитрат на реконструкцію тепломережі

Найменування робіт	Одиниці виміру	Об'єм робіт	Норма часу, на од. роботи		Трудомісткість		Механізми	Склад бригади
			люд-год	маш-год	люд-дні	маш-дні		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Розробка ґрунту II кат., екскаватором, (зворотна лопата, $V_{\text{к}} = 0,5\text{м}^3$)	100 м^3	30,53	3,4	3,4	12,97	12,97		Машиніст 5р.
Доробка ґрунту вручну	1 м^3	103,8	1,6	0	20,76	0		Землекоп 2р.

Продовження таблиці 3.10

Гідроізоляція перекриття каналів	м	495	0,35	0	14,66	0		Ізолюв- ки 4-1, 3-1, 2-1
Влаштування захисного шару по гідроізоляції	м	495	0,34	0	14,24	0		Із-ки 3- 1, 2-1
Вкладання сталених трубопроводів: а) збирання на бровці траншеї (d = 300 мм)	м	990	0,03	0	5,56	0		М-ки 5- 1, 3-1
б) вкладання в траншею (d = 300 мм)	м	990	0,12	0	14,85	0		М-ки 5- 1, 3-2, 4- 2
Встановлення п- подібних компенсаторів (d = 300 мм)	шт.	10	3,5	0	4,38	0		М-ки 5- 1, 4-1, 3- 1
Зварювання трубопроводів (із скосом кромки)								Ел. звар. 4,5,6р.
а) поворотний стик (d = 150 мм)	шт.	22	0,34	0	0,94	0		

Продовження таблиці 3.10

б) неповоротний стик (d = 150 мм)	шт.	24	0,39	0	1,17	0		
Кутове з'єднання штуцера з трубою із скосом кромки								Ел. звар. 4,5,6,6р.
(d = 50 мм) нижн.	ст.	16	0,23	0	0,46	0		
(d = 50 мм) верх.	ст.	40	0,3	0	1,50	0		
Монтаж сталевих засувок (d = 50 мм)	шт.	32	0,87	0	3,48	0		М-ки 4-2, 3-1
Антикорозійна ізоляція стиків (d = 300 мм)	ст.	86	0,3	0	3,23	0		Із-ки 4-1, 3-2
Теплова ізоляція трубопроводів (2 труби) (d = 300 мм)	м	990	0,56	0	23,45	0		Із-ки 4-1, 2-1
Гідравлічне випробування трубопроводів (d = 300 мм)	м	990	0,12	0	10,05	0		М-ки 5-1, 4-1, 3-2

Продовження таблиці 3.10

Зворотна засипка траншеї бульдозером ДЗ-9	100 м ³	30,53	0,25	0,25	0,95	0,95	ДЗ-9	Маши-ніст бр.
---	--------------------	-------	------	------	------	------	------	---------------

3.8 Розрахунок техніко-економічних показників календарного плану

1. Загальний строк будівництва $T_{заг.}=20$ днів.

2. Загальна трудомісткість $Q_{заг.}=165$ люд-дні.

3. Середня чисельність робочих

$$R_{cp.} = \frac{Q_{заг.}}{T_{заг.}} = \frac{165}{20} = 8 \text{ (роб)}. \quad (3.8)$$

4. Максимальна чисельність робітників $R_{max}=15$ (роб).

5. Надлишкова трудомісткість $Q_{надл.}=44$ (люд-дні).

6. Коефіцієнт, що характеризує використання робітників протягом виконання монтажних робіт.

$$\alpha_1 = \frac{R_{cp.}}{R_{max}} = \frac{8}{15} = 0,53. \quad (3.9)$$

7. Коефіцієнт нерівномірності руху робітників

$$\alpha_2 = \frac{Q_{надл.}}{Q_{заг.}} = \frac{44}{165} = 0,26. \quad (3.10)$$

8. Коефіцієнт, який характеризує використання часу робочих протягом виконання монтажних робіт

$$\alpha_3 = \frac{T_{уст.}}{T_{заг.}} = \frac{11}{20} = 0,55. \quad (3.11)$$

9. Коефіцієнт, що характкрезує ступінь механізації монтажних робіт

$$\eta_{\text{мех.}} = \frac{Q_{\text{мех.}}}{Q_{\text{заг.}}} = \frac{178}{165} = 1.12. \quad (3.12)$$

3.9 Монтажне регулювання і здача системи в експлуатацію

Здавання в експлуатацію систем опалення виконують в три етапи: зовнішній огляд, випробування гідростатичним або манометричними методами, випробовування на тепловий ефект[8].

Під час зовнішнього огляду перевіряють відповідність виконаних монтажних робіт затвердженому проекту, правильність збирання і міцність закріплення труб, встановлення контрольно-вимірювальних приладів, запірної та регулювальної арматури, розташування спускних і повітряних кранів, дотримання нахилів, відсутність протікання в різьбових з'єднаннях, кранах, засувках тощо.

Після зовнішнього огляду систему теплопостачання випробовують на міцність і герметичність.

Після закінчення ремонту теплової мережі слід промити до повного освітлення води і випробовувати підвищеним тиском 1,25 робочого.

За робочий тиск приймається:

- для магістральних теплопроводів і відгалужень до теплового пункту - тиск на колекторі ДТ (відповідно до режимної карти роботи теплової мережі);
- для внутрішніх теплопроводів - тиск на подавальному трубопроводі (колекторі) теплового пункту (відповідно до проекту).

Температура води в тепловій мережі під час випробувань не повинна перевищувати 40 °С і бути не нижчою 5 °С.

За температури зовнішнього повітря нижче 0 °С під час випробувань має бути забезпечено можливість заповнення і спорожнення трубопроводу протягом 1 години. На час проведення випробувань теплової мережі пробним тиском теплові пункти і системи теплоспоживання відключають.

Результати випробувань вважаються задовільними, якщо під час їх проведення у зварних швах труб, фланцевих з'єднаннях, корпусах арматури

тощо не виявлено тріщин, протікань чи запотівань, а також якщо протягом 10 хвилин не відбувся спад тиску.

Результати випробувань оформляють відповідними актами.

До пуску в експлуатацію і далі щороку (протягом ремонтного періоду) устаткування теплового пункту і опалювальної системи підлягає гідравлічному випробуванню:

- елеваторні вузли, калорифери і водопідігрівники гарячого водопостачання та опалення - тиском 1,25 робочого, але не нижче ніж 1 МПа (10 кгс/кв.см);

- системи опалення з чавунними опалювальними приладами - тиском 1,25 робочого, але не більше ніж 0,6 МПа (6 кгс/кв.см);

- системи панельного і конвекторного опалення - тиском 1 МПа (10 кгс/кв.см);

- системи гарячого водопостачання - тиском вище від робочого на 0,5 МПа (5 кгс/кв.см), але не більше ніж 1 МПа (10 кгс/кв.см).

Гідравлічне випробування виконується за плюсової температури зовнішнього повітря.

Вважається, що гідравлічні випробування витримані, якщо під час їх проведення:

- не виявлено витікань з нагрівальних приладів, трубопроводів та іншого устаткування, запотівання зварних швів тощо;

- при випробуванні систем теплоспоживання протягом 5 хвилин спад тиску не перевищував 20 кПа (0,2 кгс/кв.см);

- під час випробувань систем панельного опалення протягом 15 хвилин спад тиску не перевищував 10 кПа (0,1 кгс/кв.см);

- під час випробувань систем гарячого водопостачання спад тиску протягом 10 хвилин не перевищив 50 кПа (0,5 кгс/кв.см).

Для гідравлічних випробувань застосовуються пружинні манометри з мінімально допустимою похибкою вимірювання не більше ніж 1,5 %, з діаметром корпусу не менше ніж 160 мм, номінальним діапазоном вимірювання (шкалою) $\frac{4}{3}$ від значення максимального тиску випробування і

ціною поділки шкали не більше ніж 10 кПа (0,1кгс/кв.см), які пройшли держпівірку та опломбовані.

Після закінчення ремонтних робіт у теплових мережах і системах теплоспоживання та їх готовності до опалювального сезону споживачам слід отримати від підприємства (організації) централізованого теплопостачання акт готовності до опалювального сезону, складений в установленому порядку, та дозвіл на подачу теплоносія. Якщо немає необхідності вмикати в роботу після ремонту теплові мережі і системи опалення, їх слід заповнити хімічно очищеною деаерованою водою для сезонної консервації.

Під час використання попередньо ізольованих труб їх технічне опосвідчування проводиться згідно з технологією або НД, розробленими спеціалізованою організацією і погодженими з Держпромгірнагляд.

3.10 Техніка безпеки під час виконання монтажних робіт

Для того щоб виключити можливість виникнення нещасних випадків на заготівельних роботах та під час монтажу систем опалення необхідно суворо притримуватись правил техніки безпеки та протипожежної техніки.

Всі працівники повинні пройти навчання по техніці безпеки по 8–10 годинній програмі.

Роботи з монтажу систем опалення повинні виконуватись відповідно до ПВР і бути погодженими з загальнобудівельними та іншими спеціальними роботами.

При нещасному випадку працівник, що знаходиться поряд повинен надати допомогу постраждалому і одночасно повідомити про це майстру.

Для попередження пожежі на місці монтажних робіт або в заготівельній майстерні необхідно обережно поводитись з вогнем та виконувати всі протипожежні заходи. Палити можна лише в спеціально відведених місцях. Вогнебезпечні матеріали слід зберігати в спеціальних приміщеннях. Електромережа повинна бути в справному стані. Обтиральний матеріал треба зберігати в спеціальних металевих ящиках з кришками.

У випадку виникнення пожежі до прибуття пожежної команди слід використати всі засоби пожежотушіння.

Людину, вражену електричним струмом необхідно якнайшвидше звільнити від дії струму, для чого слід виключити рубильник, а якщо це неможливо, то відірвати постраждалого від дроту чи предмета, що знаходиться під напругою. При цьому той, що оказує допомогу, не повинен торкатися враженого голими руками : необхідно мати гумові рукавички та діелектричні галоші або стати на суху дошку та обмотати руки сухим одягом.

Після цього постраждалому слід зробити штучне дихання.

Палаючий бензин, гас, нафту, змашувальні матеріали необхідно гасити пінними вогнегасниками та піском.

Під час пожежі всі працівники повинні обов'язково виконувати всі розпорядження керівника та активно приймати участь у тушінні пожежі.

3.11. Висновок

У ході виконання даного розділу було створено проект переведенню системи теплопостачання мікорайона м. Хмельницький. Визначено необхідну кількість виробів та матеріалів для монтажу системи теплопостачання, потребу в допоміжних матеріалах, підібрані машини, механізми та пристосування для виконання монтажних робіт, складений календарний план виконання робіт, в якому визначено склад ланок та розряд робітників.

Виконаний розрахунок техніко-економічних показників, в якому визначено загальну трудомісткість виконання робіт, що склала 165 люд-дні та загальну тривалість виконання монтажних робіт – 20 днів

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ

5.1 Вихідні положення. Характеристика системи та економічна доцільність перепідключення абонентів

В данному дипломному проекті передбачається централізована система тепlopостачання мікрорайону м.Хмельницький з переведенням тепlopостачання від місцевих котелень на постачання від ТЕЦ.

Як вихідні дані для розробки проекту переведення системи тепlopостачання прийнята така документація:

- проектна документація діючої системи тепlopостачання мікрорайону (плани, схеми, величини теплових навантажень);
- технічна документація на обладнання.

Переведення системи тепlopостачання необхідне для забезпечення нормальної життєдіяльності людей, воно є економічно доцільним.

При експлуатації системи в період 2020-2021 р. виявлено проблеми пов'язані з тепловим і гідравлічним режимом системи. Аналіз роботи системи тепlopостачання від котельні №2 показав збільшення витрати теплоносія по відношенню до розрахункового значення, відсутність значних (розрахункових) перепадів тиску на кінцевих ділянках мережі, значення температури теплоносія також відрізняється від розрахункового.

Для відновлення нормального тепlopостачання споживачів вирішено перепідключити абонентів котельних № 2, 5, 8 і квартальної котельні до теплової мережі від ЦТК, таке рішення має економічний ефект за рахунок наступних факторів:

- відсутність значних затрат на переобладнання котелень;
- можливість використання теплових мереж існуючої системи;
- зменшення обслуговуючого персоналу;
- зменшення вартості теплової енергії.

5.2 Обґрунтування проектної потужності об'єкту

Потужність даної системи тепlopостачання (відповідно технічні характеристики обладнання, приладів і матеріалів і їх кількість) залежить від необхідної кількості теплової енергії, яку використовують споживачі для задоволення певних потреб. Теплова енергія, яка надходить до абонентів використовується на потреби опалення, вентиляції на гаряче водopостачання і на технологічні потреби. Виходячи з сумарного значення величини необхідної кількості теплоти, визначається потужність всієї системи тепlopостачання.

Дана система тепlopостачання доцільна з економічної точки зору, що показують розрахунки.

5.3 Обґрунтування чисельності робочих місць

Чисельність персоналу, який задіяний при переведенні системи (монтажі обладнання, випробуванні системи) визначається за розрахунками в залежності від трудомісткості робіт і складає 15 (середня 8) чоловік.

5.4 Обґрунтування розміщення об'єкта

В даному дипломному проекті пропонується переведення тепlopостачання від місцевих котелень на постачання від ТЕЦ.

При цьому основні елементи системи залишаються в дії.

Основне обладнання для якого необхідне спеціальне приміщення – це обладнання центрального теплового пункту, який запропоновано встановити в приміщенні котельні №2. Встановлення обладнання (насоси, теплообмінники, регулюючі пристрої, пристрої обліку, та ін.) в приміщенні дозволяє зменшити витрати на реконструкцію системи, що вигідно з економічних міркувань. Приміщення має розміри 30x18x7 м.

Обладнання, яке застосовується в системі підбирається в залежності від необхідної потужності і необхідних технічних характеристик. Детальний опис обладнання наведено в технічній частині проекту.

5.5 Матеріальна оцінка впливів на навколишнє середовище

В існуючій системі теплопостачання мікрорайону, як джерело тепла використовують котли “КОЛВІ”, які використовують в якості палива газ. При спалюванні газу виділяється незначна кількість оксиду азоту. Переведення теплопостачання від місцевих котелень до ТЕЦ дозволить зменшити негативну дію шкідливих речовин. Отже, даний проект вигідний також з екологічної точки зору.

5.6 Основні будівельні та технологічні рішення

Початок робіт по прокладанню теплопроводу та влаштуванню обладнання системи теплопостачання починають після узгодження робочого проекту з органами державного нагляду, можливі зміни, які вносять в проект виконують у відповідності до нормативних документів.

Роботи з монтажу обладнання і пусконаладжувальні роботи здійснюються спеціалістами в відповідності до робочого проекту.

5.7 Можливі терміни будівництва

Виходячи з технічних міркувань, прогнозований термін прокладання теплопроводу системи теплопостачання складає 20 днів.

5.8 Основні рішення по вибухопожежній безпеці будівництва

Ступінь вогнетривкості приміщення центрального теплового пункту (приміщення котельні) в якому знаходиться обладнання системи, згідно нормативної документації визначається межами вогнестійкості основних будівельних конструкцій і межами розповсюдження вогню по цих конструкціях.

Приміщення котельні відноситься до класу “Г” вогненебезпеки[25].

В даному приміщенні вибухові речовини відсутні.

Для забезпечення пожежної безпеки (можливі загоряння електрообладнання) проектом передбачено використання плавких запобіжників.

5.9 Розрахункова вартість будівництва

Величина капітальних вкладень на переобладнання котельні

В даному розділі визначається сума капітальних затрат на заміну старих котлів “КОЛВІ”, які працюють на газу, на більш продуктивні та сучасні котли «Vitomax 200-LW тип М64А», які в якості палива можуть використовуватись тваринні жири та важкі види палива.

1. Вартість котельної установки потужністю 10 МВт (це найбільш оптимальний варіант по можливості розташування котельні в частині міста, яка забудовується) – 9000000 грн. [3]

2. Вартість проектних робіт приймаємо 15% від вартості обладнання за даними Державного комітету України з будівництва, архітектури та житлової політики:

$$0,15 \cdot 9000000 = 1350000 \text{ грн.}$$

3. Вартість монтажу котельної установки приймають 30% від вартості обладнання:

$$0,3 \cdot 9000000 = 2700000 \text{ грн.}$$

4. Вартість пусконаладжувальних робіт приймають 5% від вартості обладнання:

$$0,05 \cdot 9000000 = 450000 \text{ грн.}$$

5. Позабюджетні фонди (1,2%) – 10800 грн.

6. ПДВ (20%) – 1800000 грн.

Вважаємо, що затрати на будівництво відсутні – котли встановлюють в існуючих приміщеннях.

Всього: 15310800 грн.

Загальні капітальні затрати на переобладнання квартальної котельні і котелень №2, 5, 8 сумарною потужністю 50,12 МВт складуть – 76 554 000 грн.

Величина капітальних вкладень на перепідключення теплопостачання від місцевих котелень до ТЕЦ

Підключення споживачів теплової енергії до централізованого теплопостачання повинно виконуватись з врахуванням можливості енергозбереження, забезпечення комфортних умов в опалюваних приміщеннях, а також можливості виконання автоматичного регулювання споживання теплоносія.

До теплових вузлів, які відповідають перерахованим вимогам можна віднести незалежне підключення споживачів. В залежності від величини підключеного до вузла навантаження використовується індивідуальний або центральний тепловий пункт.

В даній роботі запропоновано встановити центральний тепловий пункт, який найбільше відповідає всім вимогам.

Капітальні затрати на перепідключення абонентів:

1. Вартість обладнання центрального теплового пункту – 13 685 000 грн.

2. Вартість проектних робіт приймаємо 15% від вартості обладнання:

$$0,15 \cdot 13\,685\,000 = 2\,052\,750 \text{ грн.}$$

3. Вартість монтажу котельної установки приймають 30% від вартості обладнання:

$$0,3 \cdot 13\,685\,000 = 4\,105\,500 \text{ грн.}$$

4. Вартість пусконаладжувальних робіт і навчання персоналу приймають 5% від вартості обладнання:

$$0,05 \cdot 13\,685\,000 = 684\,250 \text{ грн.}$$

5. Позабюджетні фонди (1,2%) – 164220 грн.

6. Вартість прокладки 2-х трубної теплової мережі – 3519000 грн.

Центральний тепловий пункт розміщується в приміщенні котельні №2, тому затрати на будівництво приміщення не враховуєм.

7. ПДВ (20%) – 2737000 грн.

Всього: 26 947 720 грн.

Економічний ефект від перепідключення централізованого теплопостачання до ТЕЦ

Виконуємо порівняння проекту з перепідключенням абонентів до ТЕЦ і проекту заміни котельних установок.

Витрата ресурсів за рік при теплопостачанні від ТЕЦ:

- теплової енергії – 191408 Гкал;
- електроенергії – 1070500 кВт · год.

Бюджет витрат (при вартості Гкал., теплової енергії – 1654,41 грн., і електроенергії – 1,68 грн., за кВт· год)[2] склав би:

1. Вартість теплової енергії:

$$191408 \cdot 1654,41 = 316\,667\,309 \text{ грн.}$$

2. Вартість електроенергії:

$$1070500 \cdot 1,68 = 1\,798\,440 \text{ грн.}$$

3. Амортизаційні витрати – (5%) – 15923287,5 грн.

Всього: 334 398 037 грн.

Витрата ресурсів за рік при теплопостачанні від котельні (10 МВт):

- електроенергії – 215130 кВт · год;
- газу – 798260,8 м³.

Бюджет витрат (при вартості газу – 35,7 грн., за 1м³)[1] склав би:

1. Вартість електроенергії:

$$215130 \cdot 1,68 = 361418,4 \text{ грн.}$$

2. Вартість газу:

$$798260,8 \cdot 35,7 = 28\,497\,910,6 \text{ грн.}$$

3 Амортизаційні витрати – (5%) – 1 442 966,45 грн.

Всього: 30302295,5 грн.

Показники економічної ефективності проекту

Із проведених розрахунків видно, що експлуатаційні і капітальні витрати на переобладнання котелень більші за експлуатаційні і капітальні витрати на перепідключення теплоспоживання від ТЕЦ:

$$K_1 > K_2;$$

$$E_1 > E_2;$$

де: K_1, K_2 - відповідно капітальні вкладення на переобладнання котелень і на перепідключення теплоспоживання від ТЕЦ, грн.;

E_1, E_2 – відповідно експлуатаційні витрати на переобладнання котелень і на перепідключення теплоспоживання від ТЕЦ, грн.

Отже абсолютний ефект на капітальні вкладення, грн.:

$$K_{\text{еф}} = K_1 - K_2 = 76\,554\,000 - 26\,947\,720 = 49\,606\,280 \text{ грн.}$$

Абсолютний ефект на експлуатаційних витратах, грн./рік:

$$E_{\text{еф}} = E_1 - E_2 = 303\,022\,95,5 - 28\,497\,910,6 = 180\,4384,9 \text{ грн.}$$

5.10 Техніко-економічні показники

Таблиця 1.1 – Техніко-економічні показники

№	Найменування показника	Одиниці вимірювання	Значення
1	Витрата теплової енергії від ТЕЦ	Гкал/рік	191408
2	Витрата електроенергії для ЦТП	кВт год/рік	1070500
3	Кошторисна вартість в цінах 2021р.: - системи тепlopостачання від ТЕЦ - системи тепlopостачання від місцевих котелень	Грн. Грн.	26 947 720 76 554 000
4	Експлуатаційні витрати на обслуговування: - системи тепlopостачання від ТЕЦ - системи тепlopостачання від місцевих котелень	Грн. Грн.	28 497 910,6 28 497 910,6
5	Термін будівництва системи тепlopостачання від ТЕЦ	Днів	20

Висновок

За розрахунками ТЕО можна зробити висновки, що перепідключення централізованого теплопостачання мікрорайону від місцевих котелень до ТЕЦ є ефективним внаслідок абсолютної економії коштів на експлуатаційні витрати економії коштів на капітальні вкладення у порівнянні з теплопостачанням від місцевих котелень.

Даний проект дозволить виправити існуючі проблеми теплопостачання абонентів і забезпечить їх якісними послугами.

ВИСНОВОК

В даній кваліфікаційній роботі було проведено аналіз різних способів теплопостачання, проведено огляд існуючого сучасного обладнання та виявлено, що одним з перспективних методів теплопостачання є переведення теплової мережі до магістралі ТЕЦ.

Розглянуто умови району забудови, розраховані витрати теплоносія, теплові та гідравлічні розрахунки пластинчастих водопідігрівачів, за якими побудовані графіки теплоспоживання та визначені гідравлічні режими системи. Вибрано необхідне обладнання та засоби автоматизації.

Створено проект технології монтажу системи теплопостачання. Визначено необхідну кількість виробів та матеріалів для монтажу системи, потребу в допоміжних матеріалах, підібрані машини, механізми та пристосування для виконання монтажних робіт, складений календарний план виконання робіт, в якому визначено склад ланок та розряд робітників. Розраховано техніко-економічні показники календарного плану.

Підібрані експлатаційні заходи з розрахунками оцінки надійності та довговічності системи. Підібрані належні заходи енергозбереження для розглянутої системи теплопостачання.

Обраний варіант системи теплопостачання є більш доцільний та економічний, та компенсує недоліки старої системи теплопостачання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Тарифи на газ для населення [Електронний ресурс]: – Режим доступу до ресурсу.: <http://www.nerc.gov.ua/?id=2532>
2. Тарифи на електричну та теплову енергію для населення [Електронний ресурс]: – Режим доступу до ресурсу.: <http://www.zoda.gov.ua/article/1819/tarifi-na-elektrichnu-energiju,-sho-vidpuskajetsya-naselennju-i-naselenim-punktam.html>
3. Каталог котлів [Електронний ресурс]: – Режим доступу до ресурсу.: http://www.viessmann.ru/ru/products/grosskessel/Vitomax_200-LW_M64A.html
4. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Будівельна кліматологія /Київ 2011 – 123 с.
5. Теплопостачання району міста: навч. посібник /А. К.Тихомиров. – Київ: В: КНАУ, 2006. – 335 с.
6. ДБН В.2.5-39:2008 «ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ» /Київ 2006. – 135 с.
7. Каталог насосів [Електронний ресурс]: – Режим доступу до ресурсу.: http://www.primaterm.com/files/products/00046_wilo_1_34.pdf
8. Енергозбереження та експлуатація систем теплопостачання: навч. посібник/Г.С. Ратушняк., Г.С. Попова – В: ВНТУ 2004 – 126с.
9. ДБН В.2.5-74:2013. Водопостачання. Зовнішні мережі та споруди/Київ 2013 – 172с.
10. Технологія заготівельних та спеціальних монтажних робіт / Кінаш Р.І., Жуковський С.С. - Львів: Видавництво науково-технічної літератури, 1999. – 448 с.
11. Організація будівництва: навч. посібник/ О.Д. Панкевич – В:УНІВЕРСУМ- Вінниця 2008 – 147с.
12. ДБН Д.2.2-1-99. Збірник 1. Земляні роботи/Київ 2000 – 177с.
13. Каталог грузових автомобілів[Електронний ресурс]: – Режим доступу до ресурсу.: <http://krazrus.ru/o-krazah/96-tehnicheskie-harakteristiki-kraz-257-i-istoriya-legendarnogo-avtomobilya.html>
14. Каталог екскаваторів [Електронний ресурс]: – Режим доступу до ресурсу.: <http://www.cdminfo.ru/biblioteka-stroitelnoy-tehniki/biblioteka-gusenichnyih-ekskavatorov/harakteristiki-ekskavatorov-gusenichnyih.html>

15. Каталог автомобільних кранів [Електронний ресурс]: – Режим доступу до ресурсу.: <http://stroy-technics.ru/article/avtomobilnye-krany-dlya-stroitelstva-mostov>
16. Каталог бульдозерів [Електронний ресурс]: – Режим доступу до ресурсу.: http://www.baurum.ru/_library/?cat=earth_moving&id=1200
17. Каталог частотних перетворювачів [Електронний ресурс]: – Режим доступу до ресурсу.: <http://www.promautomatic.ru/MICROMASTER.html>
18. Диспетчеризація ЦТП [Електронний ресурс]: – Режим доступу до ресурсу.: <http://agency.dtn.ru/services/9/dispatching.php>
19. Теоретичні основи технології очищення газових викидів: навч. посібник/Г.С.Ратушняк – В: ВДТУ 2002 -143с.
20. Методичні вказівки до опрацювання розділу «Охорона праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях» в дипломних проектах та роботах для студентів будівельних спеціальностей/ М.С. Лемешев, О.В. Березюк – В:ВНТУ 2012 – 64с.
21. ДБН В. 2.5-28-2006. Природне і штучне освітлення/Київ 2006 - 346 с.
22. ДНАОП 0.00-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. -К. : Держнаглядохоронпраці/Київ 1998 - 382 с.
23. ДБН В.2.5-27-2006. Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд/Київ 2006 – 285с.
24. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень/Київ 1999 – 337с.
25. ДБН В. 1.1.7-2002. Пожежна безпека об'єктів будівництва/Київ 2002 – 267с.
26. Рожков А. П. Пожежна небезпека : [навчальний посібник] / Рожков А. П. - К. : Пожіформтехніка, 1999. - 256 с.
27. Гігієна праці та виробнича санітарія у зварювальному виробництві [навчальний посібник для студентів зварювальних спеціальностей]/ О.Г Левченко:— К.: Основа, 2004.— 98 с.

Додаток А

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ІСБ
к.т.н., проф. Ратушняк Г.С.

« ____ » _____ 2021 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

до магістерської кваліфікаційної роботи
за темою:

**ОПТИМІЗАЦІЯ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОЇ
СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ**

Дипломник: ст. гр. ТГ-20м Харчилава К.Л.

Керівник: к.т.н., доц. Пономарчук І.А.

Вінниця 2021

1. Призначення розробки та місце застосування. Переведення системи теплопостачання мікрорайону призначене для зменшення витрат теплоносія, збільшення перепаду тиску на кінцевих точках тепломережі, зменшення втрат тепла.

2. Основа для виконання робіт. Основою для виконання робіт є індивідуальне завдання до виконання дипломного проекту згідно теми, затвердженої наказом ректора № _____ від _____ 2021 р.

3. Мета та призначення розробки. Метою розробки є удосконалення системи теплопостачання мікрорайону задля покращення мікрокліматичних умов в приміщеннях житлових та громадських будівель мікрорайону.

4. Джерела розробки. Джерелами розробки є проектна документація діючої системи теплопостачання мікрорайону (плани, схеми, величини теплових навантажень);

5. Технічні вимоги. Технічні вимоги до системи теплопостачання викладені в наступній нормативній літературі: ДБН В.2.5-39:2008 «ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ» .

6. Вимоги по стандартизації та уніфікації.

При розробці систем потрібно застосовувати максимально можливу кількість стандартних виробів, які б забезпечували можливість швидкого монтажу системи та можливість її ремонту чи заміни.

7. Вимоги з надійності. Обов'язковими є показники:

- визначення терміну служби конструктивних елементів;
- контроль стану ізоляції;
- контроль стану металу труб;
- оцінка якості зварних стиків;
- контроль щільності;
- оцінка корозійної небезпеки;

8. Ергономічні вимоги:

- виконання вимог ергономіки перевіряється при попередніх випробуваннях і уточнюється на стадії приймальних випробувань.

9. Експлуатаційні та ремонтні роботи. Вимоги:

Для виробів в період експлуатації повинні бути встановлені наступні види технічного обслуговування:

- сезонний технічний огляд;
- строки технічного огляду і денного огляду повинні по можливості співпадати з строками обслуговування базового обладнання.
- визначення умов експлуатації та встановлення необхідних нормативів поточних та капітальних ремонтів.

10. Порядок розробки випробувань, приймання систем ТГПіВ:

Обов'язковими етапами дослідно – конструкторської роботи є:

- розроблення та затвердження з замовником функціональних та принципових схем;
- розробка та узгодження програми та методики випробувань;
- узагальнення результатів виконання робіт, вироблення рекомендацій та інструкцій.
- ремонтна документація розробляється за окремим завданням замовника;
- порядок приймання розробки здійснюється у відповідності з вимогами Держстандарту. Оцінка виконаної розробки і прийняття рішення виконує приймальна комісія, яку формує розробник. В склад комісії входять: представник замовника, розробника і виробника. Голова комісії – представник замовника;
- місце і строки випробувань позначаються заздалегідь і попередньо узгоджують;
- перелік документів, що представлялись на випробування відзначають у програмі випробувань;
- перелік матеріалів і документів, що передається замовнику: комплект технічної і експлуатаційної документації, креслення та інструкції з експлуатації систем ТГПіВ;

дане технічне завдання може узгоджуватись та доповнюватись в процесі проектування.

ДОДАТОК Б

Таблиця 2.9 – Гідравлічний розрахунок тепломережі квартальної котельні, розташованої по провул. Перемоги, яка підключається до теплової мережі від ТЕЦ - 1

Номер розрахункової ділянки	Характеристика ділянки			Розрахункові дані ділянки										Втрати тиску від джерела тепла	Тиск в кінці ділянки, Нр	Примітки
	Діаметр трубопроводу	Довжина ділянки, L	Еквівалентна довжина місцевих опорів Le, м	Виграга мережної води, G	Швидкість води, W	Питомі втрати тиску при K=0,5мм, R	Еквівалентна шорсткість, K	Поправочний коефіцієнт до питомих втрат	Розрахункове значення питомих втрат, Rp	Втрати тиску на ділянці						
										По одному трубопроводу			Всього по двох трубопроводах			
										Лінійні, Нл	Місцеві, Нм	Всього, Н				
	мм	м	м	т/ГОД	м/с	мм/м	мм		мм/м	мм	мм	мм	м	м	м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Від врізки ЦТК 337/03 до квартальної котельні																
1	500	111	127,2	649,81	0,88	1,45	3,5	1,71	2,48	275	184	460	0,92	0,92	46,08	
2	500	161	100,7	606,22	0,82	1,25	3,5	1,71	2,14	345	126	470	0,94	1,86	45,14	
3	500	324	174,9	569,9	0,78	1,1	3,5	1,71	1,88	609	192	802	1,60	3,46	43,54	
4	400	109	96,96	403	0,86	1,7	3,5	1,74	2,96	323	165	487	0,97	4,44	42,56	
5	300	121	120,4	385,06	1,48	7,5	3,5	1,79	13,43	1625	903	2528	5,06	9,49	37,51	
6	300	99	81,2	373,08	1,4	7	3,5	1,79	12,53	1240	568	1809	3,62	13,11	33,89	
7	300	110	53,2	366,47	1,4	6,8	3,5	1,79	12,17	1339	362	1700	3,40	16,51	30,49	
8	300	107	60,2	365,42	1,4	6,7	3,5	1,79	11,99	1283	403	1686	3,37	19,89	27,11	
9	300	55	67,2	306,18	1,18	4,7	3,5	1,79	8,41	463	316	778	1,56	21,44	25,56	
10	300	179	99,4	266,37	1	3,5	3,5	1,79	6,27	1122	348	1470	2,94	24,38	22,62	
11	300	513	191,8	253,93	0,96	3,4	3,5	1,79	6,09	3124	652	3776	7,55	31,94	15,06	
12	300	85	67,2	242,01	0,9	2,8	3,5	1,79	5,01	426	188	614	1,23	33,16	13,84	

Продовження таблиці 2.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
13	300	203	113,4	186,08	0,69	1,7	3,5	1,79	3,04	617	193	810	1,62	34,78	12,22	
14	250	134	106,4	164,09	1	4,5	3,5	1,82	8,19	1097	479	1576	3,15	37,94	9,06	
15	250	92,5	92,4	157,58	0,84	3,3	3,5	1,82	6,01	556	305	861	1,72	39,66	7,34	
16	250	320	96,32	150,12	0,84	3,3	3,5	1,82	6,01	1923	318	2241	4,48	44,14	2,86	
Відгалудження 14-18																
17	70	50	10,5	3,53	0,28	1,9	3,50	2,11	4,01	200,50	19,95	220,45	0,44	38,38	8,62	
18	50	63	6,3	0,78	0,14	0,48	3,50	2,22	1,07	67,41	3,02	70,43	0,14	38,52	8,48	
Відгалудження 14-19																
19	50	20	3,7	2,98	0,45	7,4	3,5	2,22	16,43	329	27	356	0,71	38,65	8,35	
Відгалудження 9-27																
24	200	39	28	39,81	0,35	0,7	3,5	1,86	1,30	51	20	70	0,14	21,58	25,42	
25	125	52	19,4	31,06	0,74	6	3,5	1,95	11,70	608	116	725	1,45	23,03	23,97	
26	125	46	11,3	21,51	0,5	2,9	3,5	1,95	5,66	260	33	293	0,59	23,62	23,38	
27	100	138	27,7	14,44	0,53	4,4	3,5	2,01	8,84	1220	122	1342	2,68	26,30	20,70	
Відгалудження 24-28																
28	70	20	15,3	7,64	0,6	8,8	3,5	2,11	18,57	371	135	506	1,01	22,59	24,41	
Відгалудження 25-30																
29	80	20	7,1	9,55	0,52	5,2	3,5	2,06	10,71	214	37	251	0,50	23,53	23,47	
30	50	30		2,47	0,38	5,4	3,5	2,22	11,99	360	0	360	0,72	24,25	22,75	
Відгалудження 26-31																
31	80	10		7,07	0,39	2,9	3,5	2,06	5,97	60	0	60	0,12	23,74	23,26	

Таблиця 2.10 – Розрахунок еквівалентних довжин для місцевих опорів для таблиці 2.9

№ діл.	Дн x S, мм	Вид місцевого опору	К.М.О.	Кіль-ть	Сума К.М.О.	le, при КМО=1	Le, м
1	2	3	4	5	6	7	8
1	500	Засувка	0,5	1	0,5		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					4,8	26,5	127,2
2	500	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8	26,5	100,7
3	500	Компенсатор "П"	2,8	2	5,6		
		Трійник	1,0	1	1,0		
					6,6	26,5	174,9
4	400	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	2	2,0		
					4,8	20,2	97,0
5	300	Компенсатор "П"	2,8	2	5,6		
		Трійник на прох.	1,0	2	2,0		
		Відведення 90 град	0,5	2	1,0		
					8,6	14,0	120,4
6	300	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8	14,0	53,2
7	300	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
		Відведення 90 град	0,5	2	1,0		
					4,8	14,0	67,2
8	300	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8	14,0	53,2
9	300	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Засувка	0,5	1	0,5		
		Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					4,8	14,0	67,2
10	300	Компенсатор "П"	2,8	2	5,6		
		Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					7,1	14,0	99,4
11	300	Компенсатор "П"	2,8	4	11,2		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
		Відведення 90 град	0,5	3	1,5		
					13,7	14,0	191,8
12	300	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Засувка	0,5	2	1,0		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					4,8	14,0	67,2

Продовження таблиці 2.10

1	2	3	4	5	6	7	8
13	300	Компенсатор "П"	2,8	2	5,6		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
		Відведення 90 град	0,5	3	1,5		
					8,1	14,0	113,4
14	300	Компенсатор "П"	2,8	2	5,6		
		Трійник на прох.	1,0	2	2,0		
					7,6	14,0	106,4
15	300	Компенсатор "П"	2,8	2	5,6		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					6,6	14,0	92,4
16	250	Компенсатор "П"	2,8	2	5,6		
		Засувка	0,5	2	1,0		
		Відведення 90 град	0,5	4	2,0		
					8,6	11,2	96,3
17	70	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8	2,2	8,3
18	50	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8	1,5	5,6
19	50	Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					1,5	1,5	2,2
20	70	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8	2,2	8,3
21	50	Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					1,5	1,5	2,2
22	40	Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					1,0	1,1	1,1
23	40	Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					1,5	1,1	1,6
24	250	Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					1,5	11,2	16,8
25	125	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8	4,5	17,2
26	125	Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					1,5	4,5	6,8
27	100	Компенсатор "П"	2,8	2	5,6		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
		Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
					7,1	3,4	24,3

Продовження таблиці 2.10

1	2	3	4	5	6	7	8
28	80	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
		Відведення 90 град	0,5	2	1,0		
					4,8	2,6	12,6
29	50	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8	1,5	5,6
30	40	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
		Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
					4,3	1,1	4,7
31	80	Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
					0,5	2,6	1,3
32	50	Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
					0,5	1,5	0,7
33	80	Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
					0,5	2,6	1,3
34	80	Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
					0,5	2,6	1,3

Таблиця 2.11 – Гідравлічний розрахунок тепломережі (Реконструкція)

Номер розрахункової ділянки	Характеристика ділянки			Розрахункові дані ділянки										Втрати тиску від джерела тепла	Тиск в кінці ділянки, Нр	Примітки
	Діаметр трубопроводу	Довжина ділянки, L	Еквівалентна довжина місцевих опорів Le, м	Витрата мережної води, G	Швидкість води, W	Питомі втрати тиску при K=0,5мм, R	Еквівалентна шорткстість, K	Поправочний коефіцієнт до питомих витрат	Розрахункове значення питомих витрат, Rp	Втрати тиску на ділянці						
										По одному трубопроводу			Всього по двох трубопроводах			
										Лінійні, Нл	Місцеві, Нм	Всього, Н				
мм	м	м	т/год	м/с	мм/м	мм		мм/м	мм	мм	мм	мм	м	м		
діл. 16-21 (наявний тиск 14,7 м)																
16	150	90	19,4	31,64	0,52	2,33	3,5	2,11	4,92	443	45	488	976	0,98	13,72	
17	150	40	21,7	27,6	0,45	1,79	3,5	2,11	3,78	151	39	190	380	1,36	13,34	
18	150	52	17,2	24,2	0,4	1,35	3,5	2,22	3,00	156	23	179	358	1,71	12,99	
19	150	80	21,7	20,92	0,34	1,01	3,5	2,22	2,24	179	22	201	402	2,12	12,58	
20	150	90	29,8	13,6	0,22	0,45	3,5	2,06	0,93	84	13	97	194	2,31	12,39	
21	150	80	19,4	4,54	0,07	0,1	3,5	2,22	0,22	18	2	20	39	2,35	12,35	

Таблиця 2.12 - Розрахунок еквівалентних довжин місцевих опорів для таблиці 2.11

№ діл.	Дн x S, мм	Вид місцевого опору	К.М.О.	Кіль-ть	Сума К.М.О.	le, при КМО=1	Le, м
16	150	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8	4,5	19,4
		Задвижка	0,5	1	0,5		
		Тройник на прох.	1,0	1	1,0		
					4,3		
17	150	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8	4,5	21,7
		Тройник на прох.	1,0	2	2,0		
					4,8		
18	150	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8	4,5	17,2
		Тройник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8		
19	150	Отвод 90 град	0,5	1	0,5	4,5	21,7
		Тройник на отв.	1,5	1	1,5		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
					4,8		
20	150	Тройник на прох.	1,0	1	1,0	4,5	29,8
		Компенсатор "П"	2,8	2	5,6		
					6,6		
21	150	Отвод 90 град	0,5	3	1,5	4,5	19,4
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
					4,3		

Таблиця 2.13 – Гідравлічний розрахунок тепломережі котелень № 2, 5, 8, які підключаються до бойлерної установки, розташованої в котельні № 2.

Номер розрахункової ділянки	Характеристика ділянки			Розрахункові дані ділянки										Втрати тиску від джерела тепла	Тиск в кінці ділянки Нр	Примітки
	Діаметр трубопроводу	Довжина ділянки, L	Еквівалентна довжина місцевих опорів Le, м	Витрата мережної води, G	Швидкість води, W	Питомі втрати тиску при K=0,5мм R	Еквівалентна шорсткість, K	Поправочний коефіцієнт до питомих втрат в	Розрахункове значення питомих втрат Rp	Втрати тиску на ділянці						
										По одному трубопроводу			Всього по двох трубопроводах			
										Лінійні Нл	Місцеві Нм	Всього Н				
мм	м	м	т/год	м/с	мм/м	мм		мм/м	мм	Мм	мм	мм	м	м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
діл. 1-21 (тиск 30 м)																
1	250	94	39,2	159,45	0,88	3,6	3,5	1,82	6,55	616	141	757	1514	1,51	28,49	
2	250	34	42,6	156,56	0,86	3,5	3,5	1,82	6,37	217	149	366	731	2,24	27,76	
3	250	44	42,6	152,51	0,84	3,3	3,5	1,82	6,01	264	140	405	810	3,05	26,95	
4	250	110	42,6	148,64	0,8	3,1	3,5	1,82	5,64	620	132	752	1505	4,56	25,44	
5	250	25	48,2	147,24	0,8	3,1	3,5	1,82	5,64	141	149	290	581	5,14	24,86	
6	250	60	48,2	143,28	0,78	2,9	3,5	1,82	5,28	317	140	456	913	6,05	23,95	
7	250	74	28,0	136,68	0,76	2,6	3,5	1,82	4,73	350	73	423	846	6,9	23,10	
8	200	46	36,6	84,27	0,75	3,7	3,5	1,86	6,88	316	135	452	903	7,8	22,20	
9	200	84	32,3	67,21	0,6	1,7	3,5	1,86	3,16	265	55	320	641	8,44	21,56	
10	200	144	40,8	64,69	0,57	1,9	3,5	1,86	3,53	508	78	586	1172	9,61	20,39	
11	150	26	21,7	53,05	0,88	6,6	3,5	1,86	12,28	319	143	462	924	10,54	19,46	
12	150	42	8,6	49,81	0,83	5,9	3,5	1,86	10,97	461	50	511	1022	11,56	18,44	

Продовження таблиці 2.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
13	150	48	21,7	46,93	0,75	5	3,5	1,91	9,55	458	108	567	1133	12,69	17,31	
14	150	34	24,5	43,97	0,72	4,5	3,5	2,11	9,50	323	110	433	867	13,56	16,44	
15	150	100	24,5	39,55	0,65	3,7	3,5	2,11	7,81	781	91	872	1743	15,3	14,70	
16	125	90	19,4	31,64	0,72	5,6	3,5	2,11	11,82	1064	109	1173	2345	17,65	12,35	
17	125	40	21,7	27,6	0,66	4,7	3,5	2,11	9,92	397	102	499	998	18,65	11,35	
18	125	52	17,2	24,2	0,58	3,6	3,5	2,22	7,99	415	62	477	955	19,6	10,40	
19	125	80	21,7	20,92	0,5	2,7	3,5	2,22	5,99	479	59	538	1076	20,68	9,32	
20	100	90	22,6	13,6	0,5	3,9	3,5	2,06	8,03	723	88	811	1621	22,3	7,70	
21	70	80	9,4	4,54	0,36	3	3,5	2,22	6,66	533	28	561	1122	23,42	6,58	
відгалудження 1-24																
23	80	64	12,6	8,53	0,47	4,1	3,5	2,11	8,65	554	52	605	1211	1,21	28,79	
24	70	60	8,3	5,98	0,47	5,3	3,5	2,11	11,18	671	44	715	1430	2,64	27,36	
відгалудження 1-29																
25	200	60	40,8	124,27	1,1	7	3,5	2,22	15,54	932	286	1218	2436	2,44	27,56	
26	200	20	17,0	105,39	0,91	5	3,5	2,22	11,10	222	85	307	614	3,05	26,95	
27	200	60	40,8	82,67	0,71	3,6	3,5	2,22	7,99	479	147	626	1253	4,3	25,70	
28	125	30	13,6	24,71	0,6	3,8	3,5	2,06	7,83	235	52	286	573	4,88	25,12	
29	70	70	7,2	5,91	0,47	5,1	3,5	2,06	10,51	736	37	773	1545	6,42	23,58	
відгалудження 27-30																
30	125	170	36,6	26,19	0,62	4,2	3,5	1,86	7,81	1328	154	1481	2963	7,26	22,73	
відгалудження 27-32																
31	100	60	16,4	18,41	0,7	7	3,5	1,86	13,02	781	115	896	1792	6,09	22,20	
32	80	50	12,6	8,52	0,47	4,2	3,5	1,86	7,81	391	53	444	887	6,98	21,31	
відгалудження 8-34																
33	150	130	43,3	49,69	0,83	6	3,5	1,91	11,46	1490	260	1750	3499	10,4	19,60	
34	100	190	33,9	12,69	0,45	3,4	3,5	2,01	6,83	1298	115	1413	2826	13,23	16,78	

Продовження таблиці 2.13

відгалудження 7-36																
35	70	32	10,5	6,6	0,52	6,3	3,5	2,06	12,98	415	66	482	963	7,01	22,98	
36	70	32	8,3	4	0,31	2,3	3,5	2,06	4,74	152	19	171	342	7,35	22,64	
відгалудження 9-39																
37	80	22	12,6	12,02	0,66	8,2	3,5	2,06	16,89	372	104	475	950	8,75	21,25	
38	80	36	10,0	9,5	0,52	5,1	3,5	2,01	10,25	369	51	420	840	9,59	20,41	
39	70	32	8,3	6,98	0,55	7,2	3,5	2,01	14,47	463	60	523	1046	10,64	19,36	
відгалудження 11-41																
40	100	36	16,4	11,64	0,41	2,9	3,5	2,01	5,83	210	48	257	515	10,12	19,87	
41	80	46	3,9	8,4	0,47	4	3,5	2,01	8,04	370	16	386	771	10,9	19,10	

Таблиця 2.14 - Розрахунок еквівалентних довжин для місцевих опорів для таблиці 2.13

№ діл.	Дн x S, мм	Вид місцевого опору	К.М.О.	Кіл-сть	Сума К.М.О.	le, при КМО=1	Le, м
1	2	3	4	5	6	7	8
1	250	Засувка	0,5	1	0,5		
		Відведення 90 град	0,5	3	1,5		
		Трійник на від.	1,5	1	1,5		
					3,5	11,2	39,2
2	250	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8	11,2	42,6
3	250	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8	11,2	42,6
4	250	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8	11,2	42,6
5	250	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на від.	1,5	1	1,5		
					4,3	11,2	48,2
6	250	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Тройник на від.	1,5	1	1,5		
					4,3	11,2	48,2
7	250	Відведення 90 град	0,5	3	1,5		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					2,5	11,2	28,0
8	200	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Засувка	0,5	1	0,5		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					4,3	8,5	36,6

Продовження таблиці 2.14

9	200	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8	8,5	32,3
10	200	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на від.	1,5	1	1,5		
		Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
					4,8	8,5	40,8
11	150	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8	5,7	21,7
12	150	Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					1,5	5,7	8,6
13	150	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8	5,7	21,7
14	150	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на від.	1,5	1	1,5		
					4,3	5,7	24,5
15	150	Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
					4,3	5,7	24,5
16	125	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Засувка	0,5	1	0,5		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					4,3	4,5	19,4
17	125	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	2	2,0		

Продовження таблиці 2.14

1	2	3	4	5	6	7	8
					4,8	4,5	21,7
18	125	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
					3,8	4,5	17,2
19	125	Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
		Трійник на від.	1,5	1	1,5		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
					4,8	4,5	21,7
20	100	Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
		Компенсатор "П"	2,8	2	5,6		
					6,6	3,4	22,6
21	70	Відведення 90 град	0,5	3	1,5		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
					4,3	2,2	9,4
23	80	Трійник на прох.	1,5	1	1,5		
		Засувка	0,5	1	0,5		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
					4,8	2,6	12,6
24	70	Засувка	0,5	1	0,5		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
					3,8	2,2	8,3
25	200	Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
		Засувка	0,5	1	0,5		
		Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
					4,8	8,5	40,8

Продовження таблиці 2.14

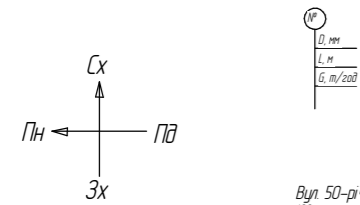
1	2	3	4	5	6	7	8
26	200	Трійник на отв.	1,5	1	1,5		
		Відведення 90 град	0,5	1	0,5		
					2,0	8,5	17,0
27	200	Трійник на отв.	1,5	1	1,5		
		Засувка	0,5	1	0,5		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
					4,8	8,5	40,8
28	125	Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
		Відведення 90 град	0,5	4	2,0		
					3,0	4,5	13,6
29	70	Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Засувка	0,5	1	0,5		
					3,3	2,2	7,2
30	125	Тройник на від.	1,5	1	1,5		
		Заусвка	0,5	2	1,0		
		Компенсатор "П"	2,8	2	5,6		
					8,1	4,5	36,6
31	100	Трійник на від.	1,5	1	1,5		
		Засувка	0,5	1	0,5		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
					4,8	3,4	16,4
32	80	Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
		Засувка	0,5	1	0,5		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
		Відведення 90 град.	0,5	1	0,5		
					4,8	2,6	12,6
33	150	Трійник на від.	1,5	1	1,5		
		Засувка	0,5	1	0,5		

Продовження таблиці 2.14

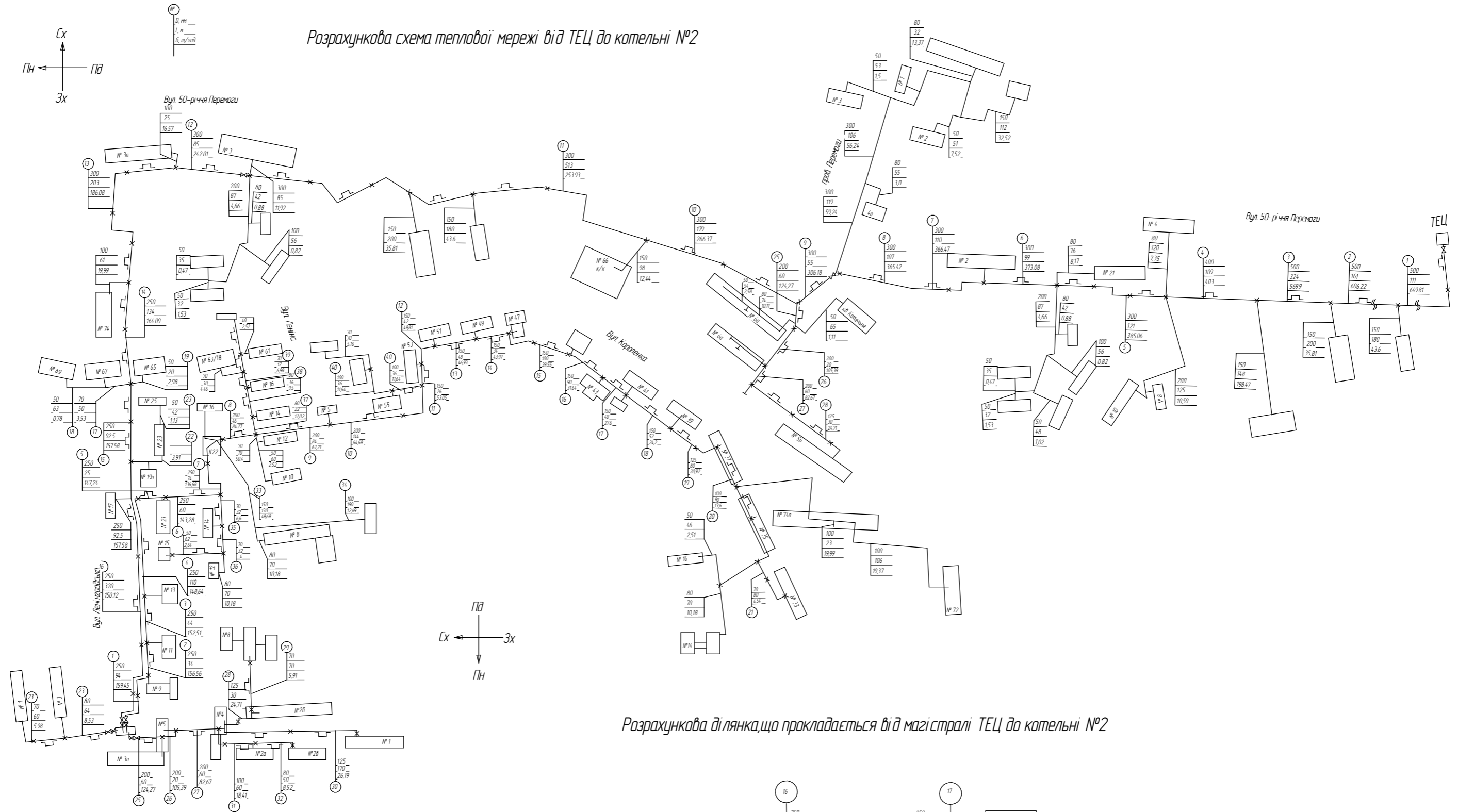
1	2	3	4	5	6	7	8
		Компенсатор "П"	2,8	2	5,6		
					7,6	5,7	43,3
34	100	Трійник на від.	1,5	1	1,5		
		Компенсатор "П"	2,8	3	8,4		
					9,9	3,4	33,9
35	70	Трійник на від.	1,5	1	1,5		
		Засувка	0,5	1	0,5		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
					4,8	2,2	10,5
36	70	Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
					3,8	2,2	8,3
37	80	Трійник на від.	1,5	1	1,5		
		Засувка	0,5	1	0,5		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
					4,8	2,6	12,6
38	80	Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
					3,8	2,6	10,0
39	70	Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
					3,8	2,2	8,3
40	100	Трійник на від.	1,5	1	1,5		
		Засувка	0,5	1	0,5		
		Компенсатор "П"	2,8	1	2,8		
					4,8	3,4	16,4
41	80	Трійник на прох.	1,0	1	1,0		
		Відведення 90 град.	0,5	1	0,5		
					1,5	2,6	3,9

№ рядка	Формат	Позначення	Найменування	Кіл. арк.	№ екз	Примітка
---------	--------	------------	--------------	--------------	----------	----------

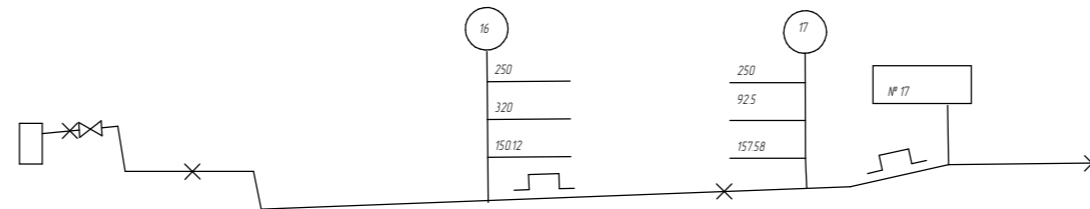
			<u>Документація загальна</u>			
			Вперше розроблена			
1	A1	08-12.МКР.10.00.000ОВ	Розрахункова схема теплової мережі від ТЕЦ до котельні.	1		
2	A1	08-12.МКР.10.00.000ОВ	Профіль ділянки тепомережі, що реконструюється.	1		
3	A1	08-12.МКР.10.00.000ОВ	План теплофікаційної камери, схеми рухомої та нерухомої опор, схема компенсаційної ніші конструкція теплової ізоляції.	1		
4	A1	08-12.МКР.10.00.000ОВ	Принципова схема ЦТП.	1		
5	A1	08-12.МКР.10.00.000ОВ	Календарний план виконання робіт по об'єкту, графік використання матеріалів, графік руху машин та механізмів.	1		
6	A1	08-12.МКР.10.00.000ОВ	План центрального теплового пункту. Двохступеневі схеми під'єднання споживачів.	1		
7	A1	08-12.МКР.10.00.000ОВ	Технологічна схема реконструкції теплової мережі.	1		
8	A1	08-12.МКР.10.00.000ОВ	П'єзометричний графік квартальної мережі.	1		
9	A1	08-12.МКР.10.00.000ОВ	П'єзометричний графік теплотраси від врізки ТЕЦ до котельні.	1		
10	A1	08-12.МКР.10.00.000ОВ	Ситуаційний план тепломережі.	1		
11	A4	08-12.МКР.10.00.000ОВ	Пояснювальна записка	133		



Розрахункова схема теплової мережі від ТЕЦ до котельні №2



Розрахункова ділянка, що прокладається від магістралі ТЕЦ до котельні №2



						08-12.МКР.10.01.000		
						Оптимізація функціонування централізованої системи теплопостачання		
Зм.	Кільк.	Лист	№рек.	Підп.	Дата	Розрахункова схема теплової мережі	Старий МКР	Лист 1
Розробив	Харчила К.							
Перевірив	Паньчак І.А.							
Т. контроль								
Рецензент								
Н. контроль	Паньчак О.Д.					Розрахункова схема теплової мережі від ТЕЦ до котельні розрахункова ділянка від магістралі ТЕЦ до котельні		
Затвердив	Ратичак Г.С.							ВНТУ, ТГ-20М

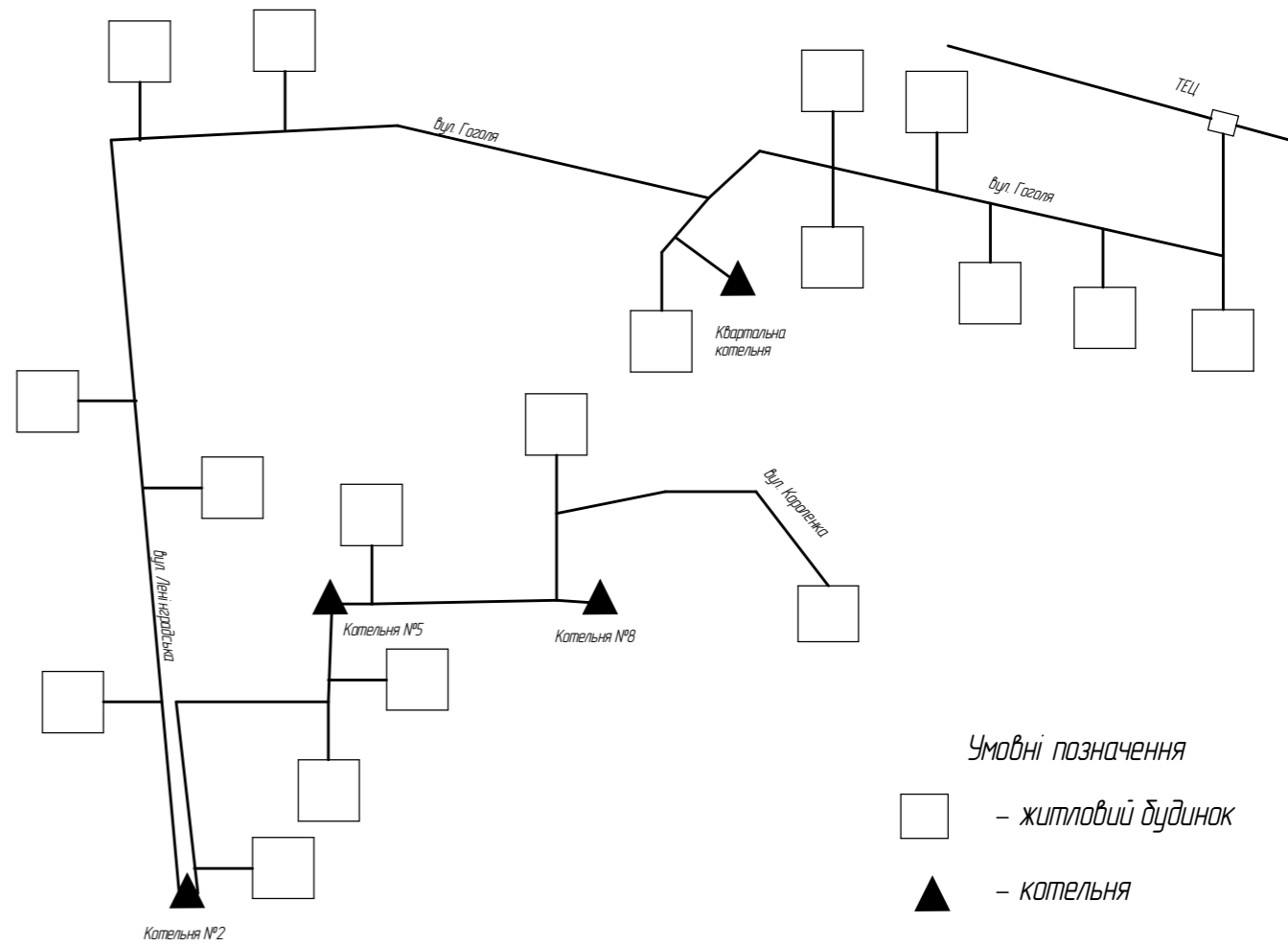
Розрахункові теплові потоки

Поз	Найменування споживача	Розрахунковий тепловий потік, Гкал/год (MWt)				
		Опалення	Вентиляція	Гаряче водопостачання	Технологічні потреби	Всього
1	Озінка 10	0,092	0	0,066	0	0,158
2	Озінка 8	0,261	0	0,1632	0	0,4242
3	Газ станція	0,012	0	0	0	0,012
4	Гараж	0,056	0	0	0	0,056
5	Диспетч. ел. мереж	0,026	0	0	0	0,026
6	Школа 6	0,584	0	0,1	0	0,684
7	Артема 15	0,433	0,172	0,1305	0	0,7355
8	Квартальна котельня	0,061	0	0	0	0,061
9	Гаголя 3а	0,2279	0	0,6837	0	0,9116
10	Гаголя 3	0,1639	0	0,4918	0	0,6557
11	Гаголя 1	1,772	0	0,0176	0	1,7896
12	пробл. Перемоги 1	0,072	0	0	0	0,072
13	пробул. Перемоги 4а	0,131	0	0,034	0	0,165
14	пробул. Перемоги 2	0,246	0	0,1679	0	0,4139
15	пробул. Перемоги 3	0,0825	0	0	0	0,0825
16	Магазин	0,136	0	0	0	0,136
17	Кароленка 60	0,337	0	0,0771	0	0,4141
18	Кароленка 56	0,686	0	0,067	0	0,753
19	Кароленка 58	0,354	0	0,035	0	0,389
20	Кароленка 58а	0,352	0	0,0367	0	0,3887
21	Кароленка 72	0,2663	0	0,7989	0	1,0652
22	Кароленка 74	0,3023	0	0,9070	0	1,2093
23	Кароленка 74а	0,2747	0	0,066	0	0,3407
24	Кароленка 65	0,152	0	0,012	0	0,164
25	Кароленка 67	0,138	0	0,013	0	0,151
26	Кароленка 69	0,043	0	0	0	0,043
27	Котельня №5	8,257	0	0	0	8,257
28	Адм. будівля	0,041	0	0	0	0,041
29	Гараж	0,047	0	0	0	0,047
30	Столова	0,045	0	0	0	0,045
31	Магазин	0,045	0	0	0	0,045
32	Ел. мережі	0,084	0	0	0	0,084
33	Гаголя 2б	0,058	0	0	0	0,058
34	Гаголя 4	0,299	0	0,1048	0	0,4038
35	Гаголя 2а	0,328	0	0,036	0	0,364
36	Гаголя 2а	0,361	0	0,042	0	0,403
37	Стеценка 8а	0,261	0	0,163	0	0,424
38	Стеценка 4а	0,414	0	0,348	0	0,762
39	Стеценка 25	0,275	0	0,096	0	0,371
40	Стеценка 23	0,237	0	0,056	0	0,293
41	Стеценка 9	0,234	0	0,374	0	0,608
42	Ленінградська 19а	0,176	0	0,019	0	0,195
43	Ленінградська 25	0,062	0	0	0	0,062
44	Ленінградська 23	0,142	0	0,011	0	0,153
45	Кароленка 40	0,288	0	0,0804	0	0,41104
46	Кароленка 38	0,33	0	0,0804	0	0,41104
47	Кароленка 31	0,28	0	0,0936	0	0,3736
48	Кароленка 29	0,24	0	0,0834	0	0,3234
49	Кароленка 27	0,342	0	0,0822	0	0,4242
50	Кароленка 25	0,27	0	0,069	0	0,339
51	Кароленка 23	0,216	0	0,06	0	0,276
52	Кароленка 21	0,216	0	0,0432	0	0,2592
53	Кароленка 19	0,258	0	0	0	0,258
54	Кароленка 17	0,228	0	0	0	0,228
55	Кароленка 15	0,192	0	0,1	0	0,292
56	Верхарна 60	0,145	0	0	0	0,145
57	Верхарна 57	0,132	0	0,132	0	0,264
58	Верхарна 26	0,103	0	0,0402	0	0,1432
59	Верхарна 28	0,24	0	0,066	0	0,306
60	Верхарна 30	0,12	0	0,03336	0	0,15336
61	Верхарна 44	0,252	0	0,108	0	0,36
62	Дит. садок	0,096	0	0,0215	0	0,1175
63	Верхарна 23	0,06	0	0	0	0,06
64	Верхарна 25	0,258	0	0,0552	0	0,3132
65	Магазин	0,228	0	0,0108	0	0,2388
66	Стеценка 60	0,1188	0	0,0426	0	0,1614

Продовження

Поз	Найменування споживача	Розрахунковий тепловий потік, Гкал/год (MWt)				
		Опалення	Вентиляція	Гаряче водопостачання	Технологічні потреби	Всього
67	Балажирєва 55	0,192	0	0,0468	0	0,2388
68	Балажирєва 37	0,06	0	0	0	0,06
69	Балажирєва 35	0,345	0	0,1008	0	0,4458
70	Школа №8	0,228	0	0,0108	0	0,2388
71	Балажирєва 35а	1,2	0	1,2	0	2,4
72	Лікарня	1,95	0	0,048	0	1,998
ВСЬОГО		27,2 (31,7)	0,17 (0,20)	8,35 (9,72)	0	35,8 (41,6)
Котельня №8						
1	Соборна 16	0,056	0	0,0067	0	0,0627
2	Соборна 5	0,063	0	0	0	0,063
3	Кароленка 49	0,074	0	0	0	0,074
4	Кароленка 51	0,072	0	0	0	0,072
5	Кароленка 53	0,081	0	0	0	0,081
6	Кароленка 55	0,081	0	0	0	0,081
7	Кароленка 57	0,081	0	0	0	0,081
8	Кароленка 59	0,08	0	0,049	0	0,129
9	Кароленка 47	0,076	0	0,0344	0	0,1104
10	Ленін на 14	0,239	0	0,0156	0	0,2546
Котельня №2						
1	Шептицького 1	0,4919	0	0,01627	0	0,6546
2	Ленінградська 1	0,1495	0	0	0	0,1495
3	Ленінградська 2а	0,1722	0	0,06867	0	0,2408
4	Школа №14	0,006	0	0,0002	0	0,0062
5	Ленінградська 2б	0,1533	0	0,0598	0	0,2132
6	Ленінградська 3а	0,3189	0	0,1531	0	0,4721
7	Ленінградська 3б	0,0636	0	0,00006	0	0,06366
8	Ленінградська 4	0,2256	0	0,0950	0	0,3206
9	Ленінградська 4а	0,01305	0	0,00021	0	0,13261
10	Ленінградська 5	0,4048	0	0,1316	0	0,5365
11	Ленінградська 5а	0,0308	0	0,00057	0	0,03144
12	Ленінградська 6	0,3365	0	0,1335	0	0,4701
13	Ленінградська 8	0,141	0	0,0068	0	0,1479
14	Ленінградська 9	0,0532	0	0,0186	0	0,072106
15	Ленінградська 11	0,07356	0	0,02772	0	0,10128
16	Ленінградська 13	0,0734	0	0,02331	0	0,0967
Котельня №5						
1	Кароленка 63	0,108	0	0,0035	0	0,1115
2	Ленінградська 16	0,068	0	0	0	0,068
3	Кароленка 61	0,063	0	0	0	0,063
4	Озінка 16	0,063	0	0	0	0,063
5	Озінка 14	0,063	0	0	0	0,063
6	Озінка 12	0,063	0	0	0	0,063
7	Озінка 10	0,063	0	0	0	0,063
8	Ленінградська 19	0,066	0	0	0	0,066
9	Ленінградська 21	0,099	0	0	0	0,099
10	Ленінградська 14	0,065	0	0	0	0,065
11	Ленінградська 17	0,035	0	0	0	0,035
12	Ленінградська 12	0,034	0	0	0	0,034
13	Озінка 8	0,086	0	0,027	0	0,113
14	Озінка 10	0,463	0	0,349	0	0,812
Квартальна котельня						
1	Кароленка 33	0,101	0	0,0124	0	0,1134
2	Кароленка 35	0,21	0	0,0164	0	0,2264
3	Кароленка 37	0,173	0	0,0101	0	0,1831
4	Кароленка 39	0,082	0	0	0	0,082
5	Кароленка 41	0,085	0	0	0	0,085
6	Кароленка 43	0,076	0	0	0	0,076
7	Кароленка 42	0,025	0	0	0	0,025
8	Кароленка 45	0,1978	0	0	0	0,1978
ВСЬОГО		5,90 (6,86)	0	1,41 (1,64)	0	7,31 (8,50)

Ситуаційний план системи теплостачання району м. Хмельницький



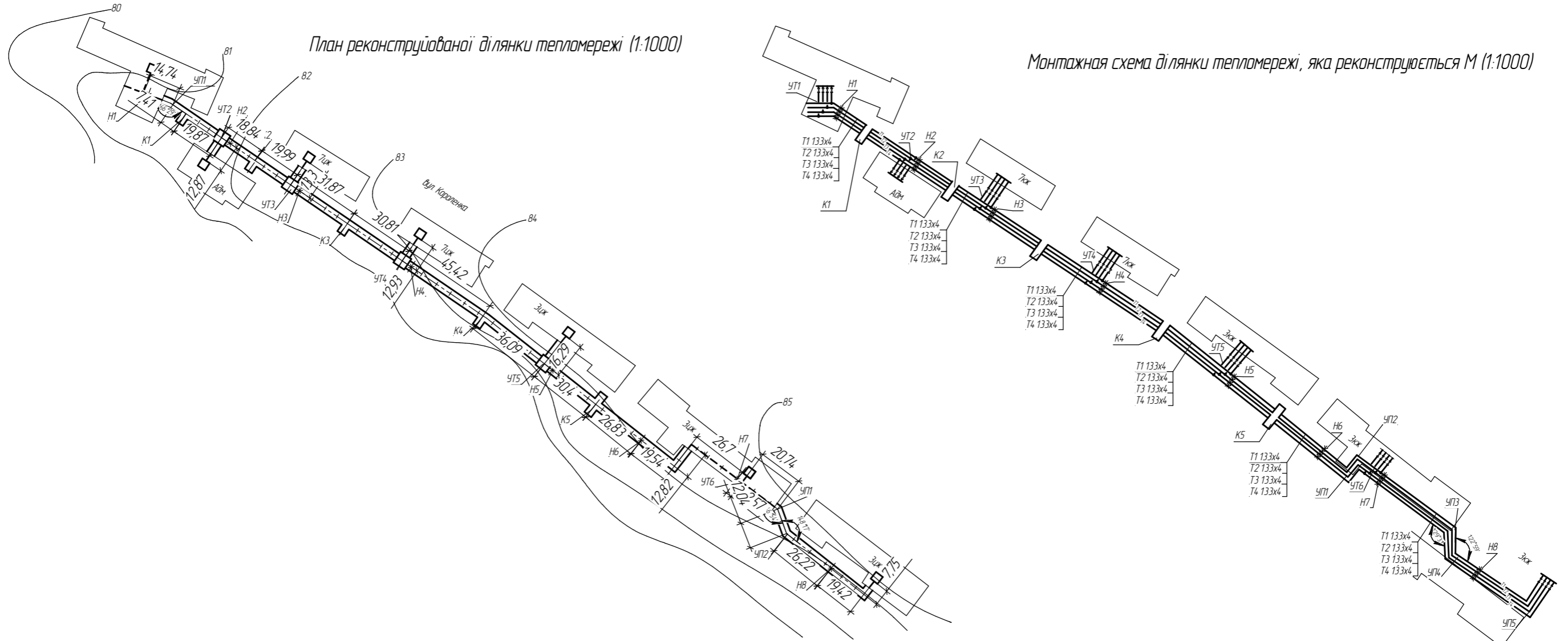
Умовні позначення

- житловий будинок
- котельня

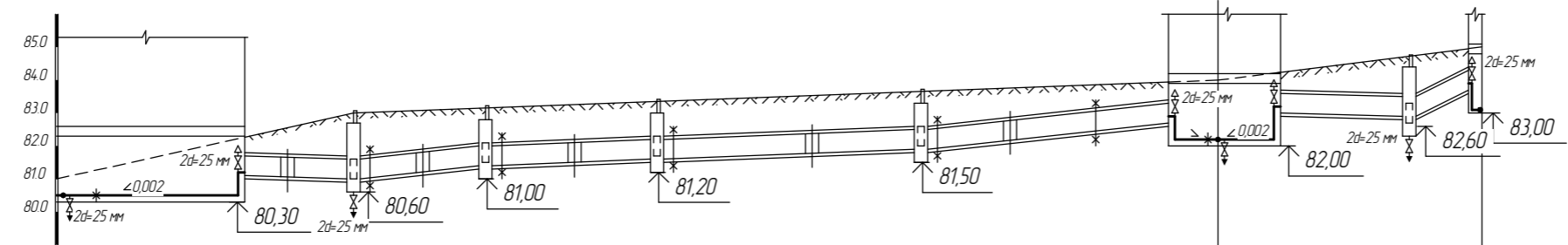
08-12.МКР:10.02.000						
Оптимізація функціонування централізованої системи теплостачання						
Розробив				Старий	Лист	Листів
Л. Підгорецький				МКР	2	10
Розрахункова схема теплової мережі						
Рецензент				Ситуаційний план системи теплостачання розрахункові теплові потоки		
В. Підгорецький				ВНТУ, ТГ-20М		

План реконструйованої ділянки тепломережі (1:1000)

Монтажная схема ділянки тепломережі, яка реконструюється М (1:1000)



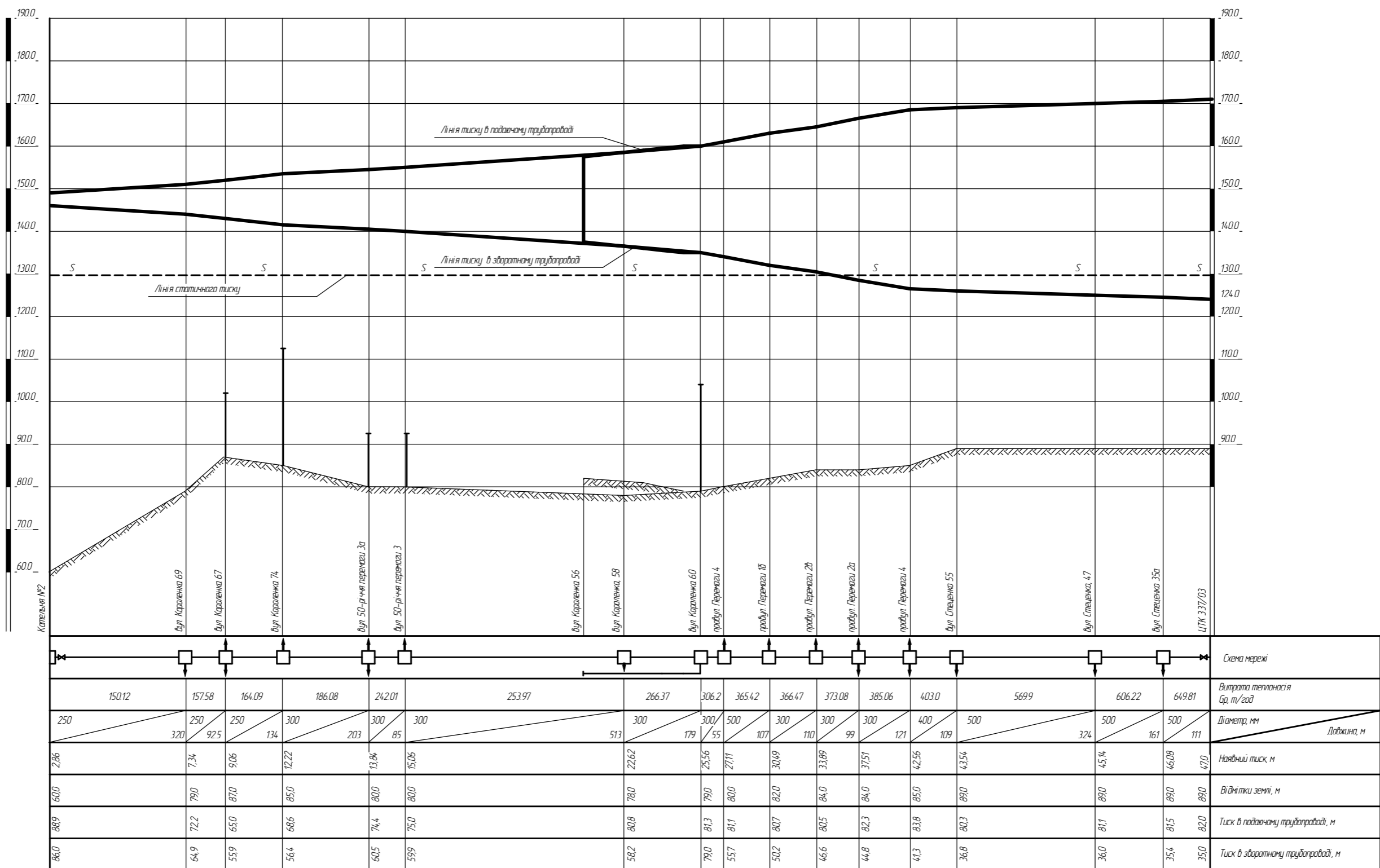
Профіль ділянки тепломережі, яка реконструюється Мз (1:1000), Мв (1:100)



Проектна відмітка землі	810	830	830	830	830	840	850
Дійсна відмітка землі	810	830	830	830	830	840	850
Відмітка стелі каналу	817	816	820	822	825	833	835
Відмітка полу каналу	811	810	814	816	819	827	837
Номер розрізу		1-1	1-1	1-1	1-1	1-1	1-1
Внутрішній розмір каналу, мм		1800-600	1800-600	1800-600	1800-600	1800-600	1800-600
Нахил, %	2	3	20	4	4	10	2
Довжина, м	9	48	13	20	21	19	27
Розгорнутий план	УТ1	УТ1	УТ2	УТ3	УТ3	УТ4	УТ5

08-12.МКР.10.03.000					
Оптимізація функціонування централізованої системи теплопостачання					
Зм	Кілділ	Лист	№рек	Підп	Дата
Розробив	Харчила К				
Перевірив	Генчак І.А				
Т. контроль					
Рецензент					
Н. контроль	Ланкевич О.Д				
Затвердив	Ратичак Г.С				
Розрахункова схема теплової мережі			Старий	Лист	Листів
Профіль ділянки тепломережі, що реконструюється, та реконструйованої ділянки монтажної мережі тепломережі, що реконструюється.			МКР	3	10
ВНТУ, ТГ-20М					

П'єзометричний графік теплотраси від врізки ТЕЦ до котельні №2 Мв (1:500) Мз (1:5000)



14.4	215	3106	3981	Витрата теплоносія Гр, т/год
100	125	125	200	Діаметр, мм
138	46	52	39	Довжина, м
2070	2338	2397	2542	Найвищий тиск, м
820	810	800	790	Відмітки землі, м
759	782	795	812	Тиск в подаючому трубопроводі, м
552	5482	5553	5578	Тиск в зворотному трубопроводі, м

08-12.МКР.10.04.000

Оптимізація функціонування централізованої системи теплопостачання

Розрахункова схема теплової мережі

Студія МКР 4 Листів 10

ВНТУ, ТГ-20М

Зм. Кілд. Лист. №рек. Підп. Дата.
Розробив Харчила К.
Перевірив Пнчмарук І.А.
Т. контроль.
Рецензент.
Н. контроль. Пнчмарук О.Д.
Затвердив Ратинський С.

Гізометричний графік квартальної тепломережі від котельні №2 до Каролєнка 33 Мб (1:500) Мз (1:2000)

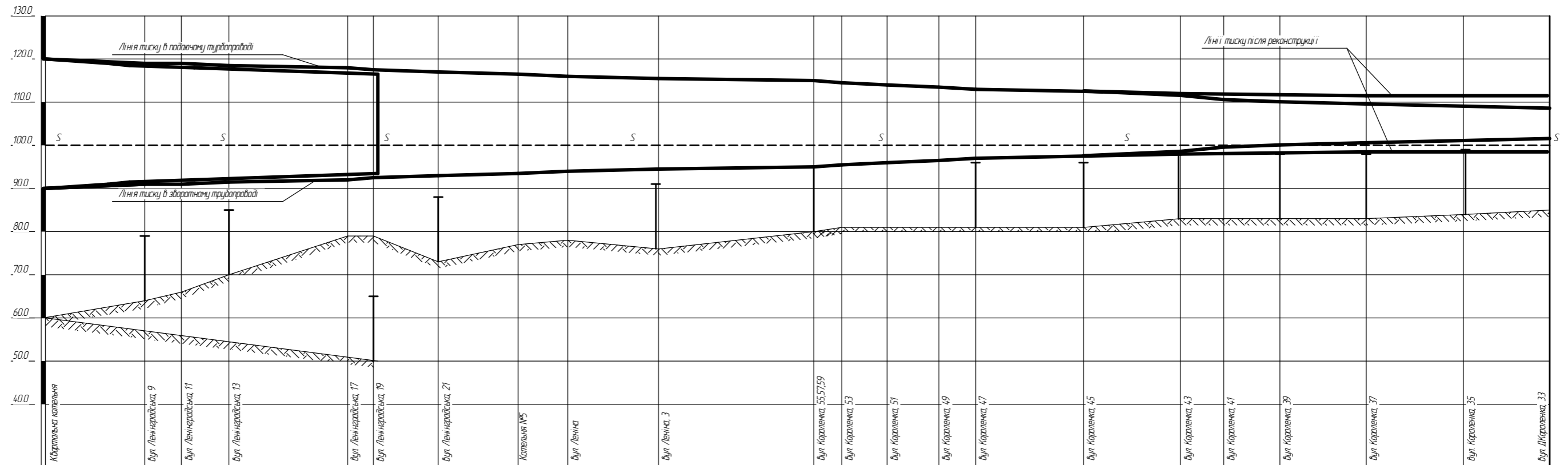
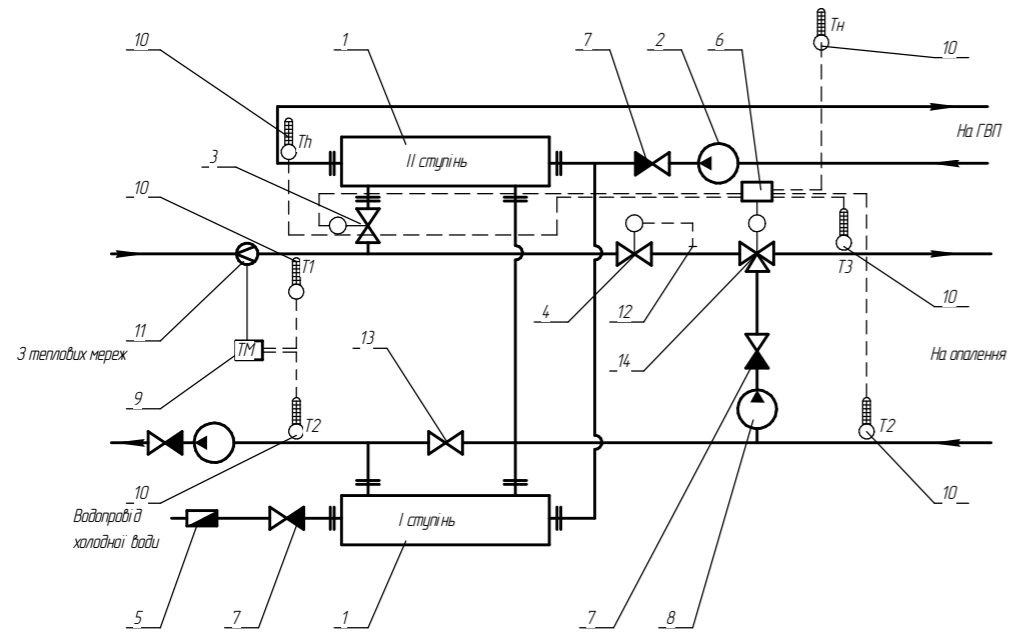
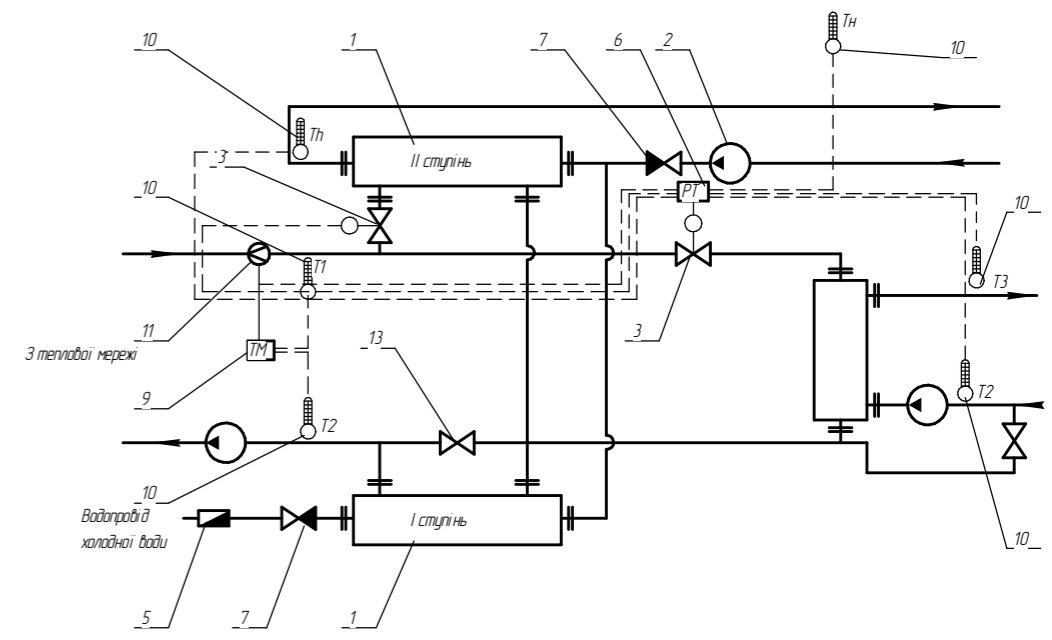


Схема мережі	[Diagrammatic representation of the network layout]																					
Витрата теплоносія Ср. т/год	15945	15656	15251	14864	14724	14328	13628	8427	6721	6469	5305	4981	4693	4397	3955	3164	276	242	2092	136	454	
Діаметр, мм	250	250	250	250	250	250	250	200	200	200	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
Довжина, м		94	34	44	110	25	60	74	46	84	144	26	42	48	34	100	90	40	52	80	90	80
Найвищий тиск, м	300	285	278	269	255	249	239	231	222	216	204	195	185	173	165	147	137	134	1299	1258	1239	1235
Відмітки землі, м	600	640	670	700	790	790	730	770	780	760	800	810	810	810	810	810	830	830	830	830	840	850
Тиск в подаючому трубопроводі, м	600	552	519	488	387	384	440	396	381	398	352	337	332	326	322	313	288	286	2844	2824	2715	2612
Тиск в зворотному трубопроводі, м	300	267	241	219	132	135	201	165	159	186	158	142	147	153	157	166	157	1526	1545	1566	1476	1377
Витрата теплоносія Ср. т/год	12427	105	8267	2619												3164	276	242	2092	136	454	
Діаметр, мм	200	200	200	125												125	125	125	125	100	70	
Довжина, м	60	20	60	170												90	40	52	80	90	90	80
Найвищий тиск, м	3000	2756	2695	2570	2273											147	123	113	103	92	75	64
Відмітки землі, м	600	581	574	555	50											810	830	830	830	830	840	850
Тиск в подаючому трубопроводі, м	600	607	611	624	664											313	281	276	271	266	248	232
Тиск в зворотному трубопроводі, м	300	3314	3415	367	387											166	158	163	168	174	173	168

Двоступенева схема приєднання водопідігрівачів в ГВП з залежним приєднанням систем опалення

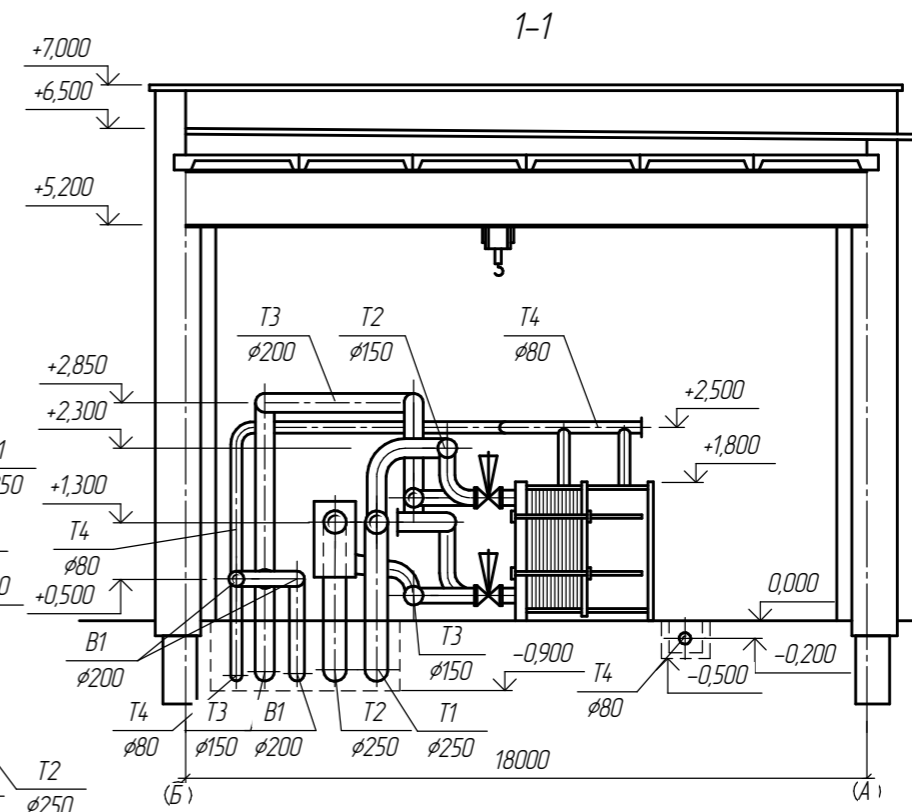
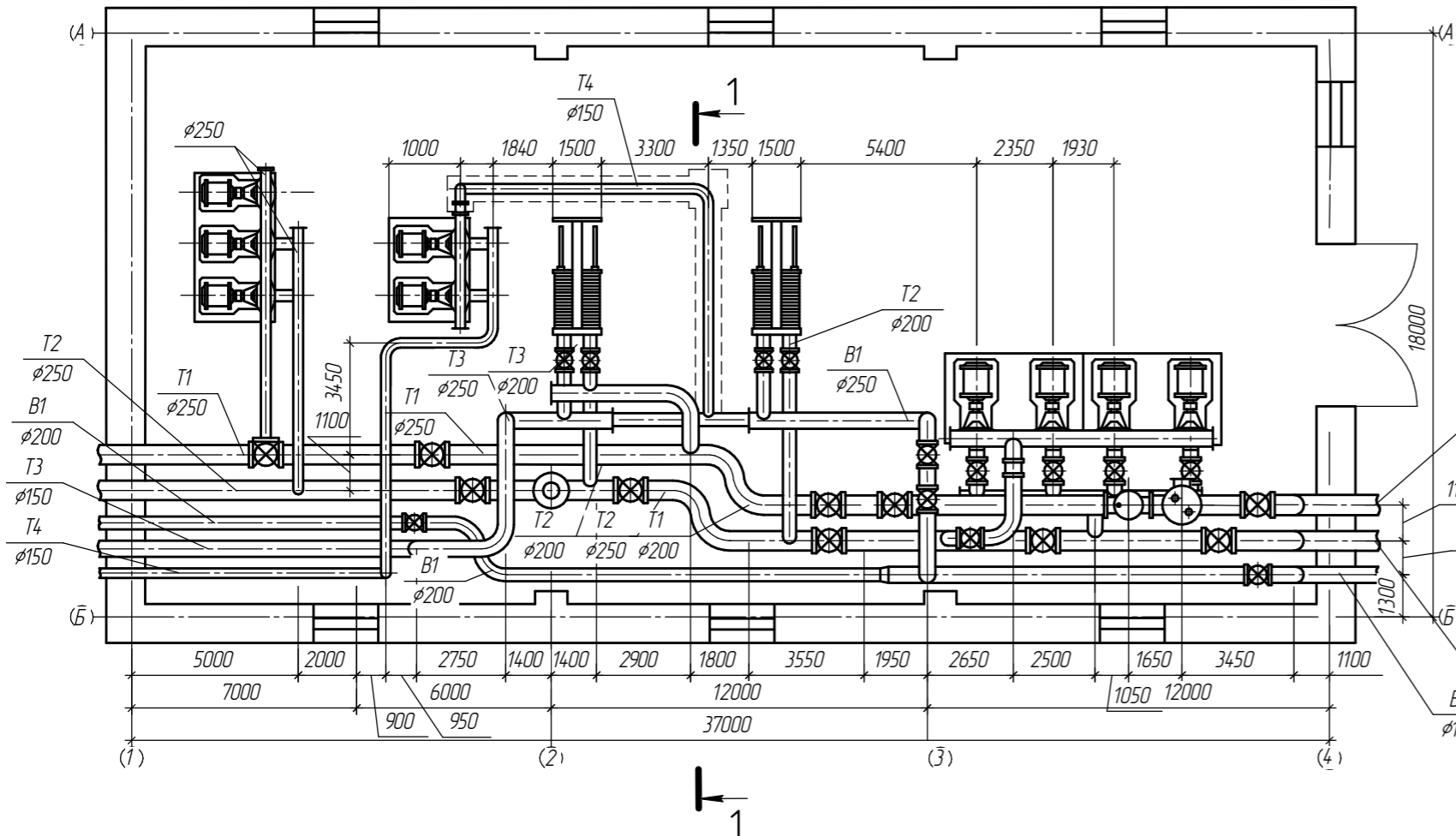


Двоступенева схема приєднання водопідігрівачів в ГВП з незалежним приєднанням систем опалення



Найменування	Примітки
1 Водопідігрівач гарячого водопостачання	
2 Циркуляційний насос гарячого водопостачання	
3 Регулюючий клапан з електроприводом	
4 Регулятор тиску (після себе)	
5 Лічильник холодної води	
6 Регулятор подачі теплої на опалення і гаряче водопостачання	
7 Клапан зворотний клапан	
8 Корекційний підмішувачий насос	Схема 1
9 Теплолічильник	
10 Датчик температури	
11 Дабач витрати води	
12 Дабач тиску	
13 Засідка	
14 Клапан регулюючий трьохходовий	
15 Водопідігрівач опалення	Схема 2
16 Насос циркуляційний контура опалення	Схема 2

План центрального теплового пункту

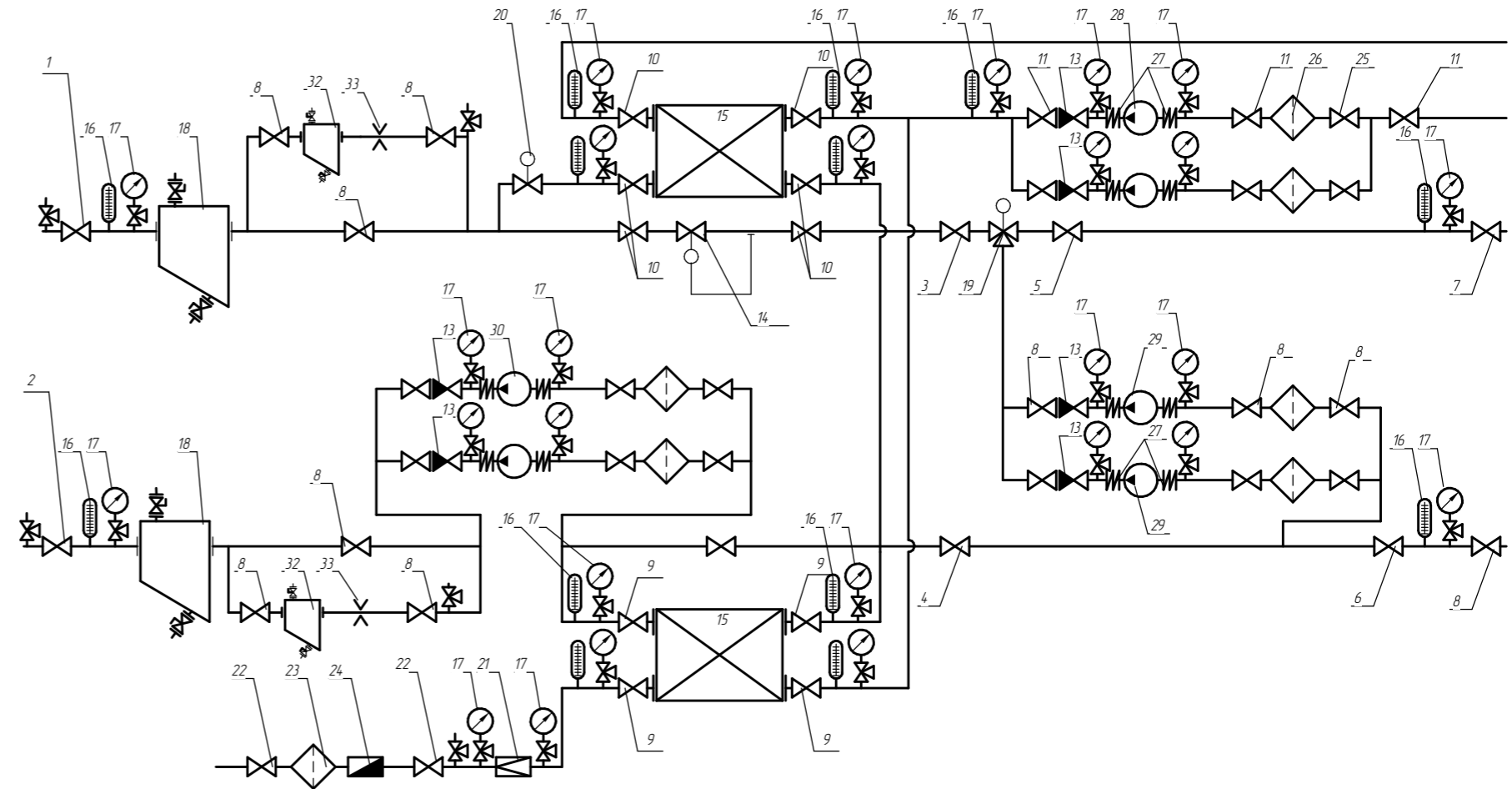


08-12.МКР.10.06.000					
Оптимізація функціонування централізовані системи теплопостачання					
Зм	Кілді	Лист	№рек	Підп	Дата
Розробив	Харчила К				
Перевірив	Генчак І.А				
Т. контроль					
Рецензент					
Н. контроль	Ланкевич О.Д				
Затвердив	Ватиняк Г.С				
Розрахункова схема теплової мережі			Старий	Лист	Листів
План центрального теплового пункту			МКР	6	10
Двоступеневі схеми під'єднання споживачів			ВНТУ, ТГ-20М		

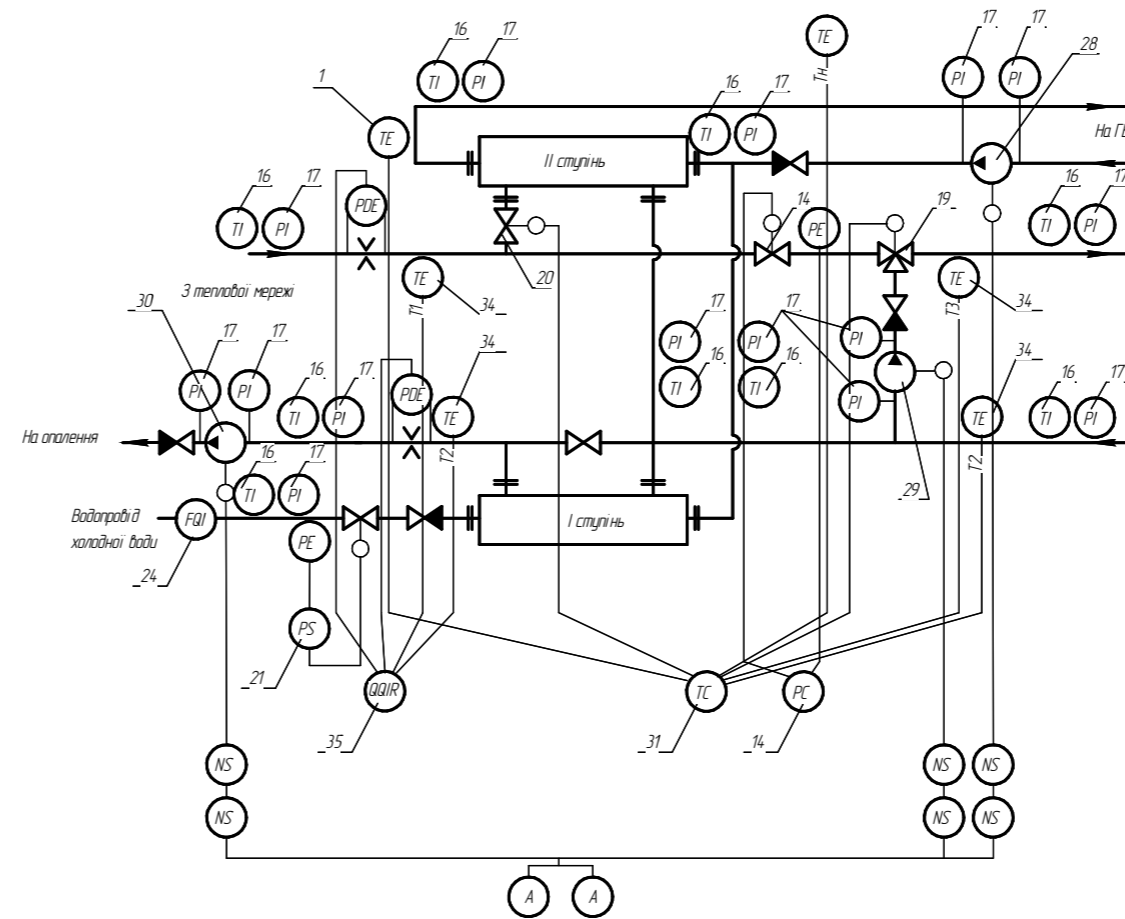
Принципова схема ЦТП

Прилади і засоби автоматики

Обладнання	Позначення	Діа, мм	Кількість	Примітки
1 Засувка сталевіа	30с65нж	250	1	$P_u=2,5 \text{ кг/см}^2$
2 Засувка сталевіа	30с65нж	250	1	$P_u=2,5 \text{ кг/см}^2$
3 Засувка сталевіа	30с65нж	250	1	$P_u=2,5 \text{ кг/см}^2$
4 Засувка сталевіа	30с65нж	250	1	$P_u=2,5 \text{ кг/см}^2$
5 Засувка сталевіа	30с65нж	250	1	$P_u=2,5 \text{ кг/см}^2$
6 Засувка сталевіа	30с65нж	250	1	$P_u=2,5 \text{ кг/см}^2$
8 Засувка сталевіа	30с65нж	250	1	$P_u=2,5 \text{ кг/см}^2$
9 Засувка чавунна	31ч6бр	80	5	$P_u=1,6 \text{ кг/см}^2$
10 Засувка чавунна	31ч6бр	80	6	$P_u=1,6 \text{ кг/см}^2$
11 Засувка чавунна	30ч47бр	50	5	$P_u=1,0 \text{ кг/см}^2$
12 Клапан зворотний	19ч21бр	250	4	$P_u=1,0 \text{ кг/см}^2$
13 Клапан зворотний	16кч9нж	80	9	$P_u=1,6 \text{ кг/см}^2$
14 Регулятор тиску	21ч10нж	150	9	$P_u=1,6 \text{ кг/см}^2$
15 Теплообмінник	Alfalaval		2	
16 Термометр	по ГОСТ 2823-83		13	
17 Манометр	0БМ1-100		23	$P_u=1,6 \text{ кг/см}^2$
18 Абонентський брудобик	ТЗ202	250	2	$P_u=1,6 \text{ кг/см}^2$
19 Клапан трьохходовий	27ч905нж	100	1	$P_u=1,0 \text{ кг/см}^2$
20 Регулятор температури	УРРД	80	1	$P_u=1,0 \text{ кг/см}^2$
21 Регулятор тиску	РД-15-02 ОМБ	80	1	$P_u=1,0 \text{ кг/см}^2$
22 Засувка чавунна	30ч47бр	80	1	$P_u=1,6 \text{ кг/см}^2$
23 Фільтр сітчастий		80	1	$P_u=1,6 \text{ кг/см}^2$
24 Водомір	ВСТ80	80	1	$P_u=1,6 \text{ кг/см}^2$
25 Засувка чавунна	30ч47бр	80	1	$P_u=1,6 \text{ кг/см}^2$
26 Фільтр сітчастий		80	2	$P_u=1,0 \text{ кг/см}^2$
27 Гнучка вставка			12	
28 Насос циркуляційний	Wilo-NP		2	
29 Насос гідравлічний	Wilo-NP		3	
30 Насос гідравлічний	Wilo-NP		4	
31 Блок електронний	ЕСЛ30		6	
32 Брудобик	ТЗ202	250	2	$P_u=1,0 \text{ кг/см}^2$
33 Діафрагма вимірвальна	ДК (1Х18Н9Т)	250	2	$P_u=2,5 \text{ кг/см}^2$
34 Давач температури	ТМП		6	
35 Теплочильник	СВТУ-10		1	

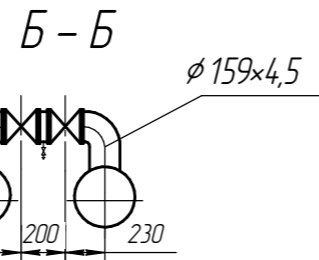
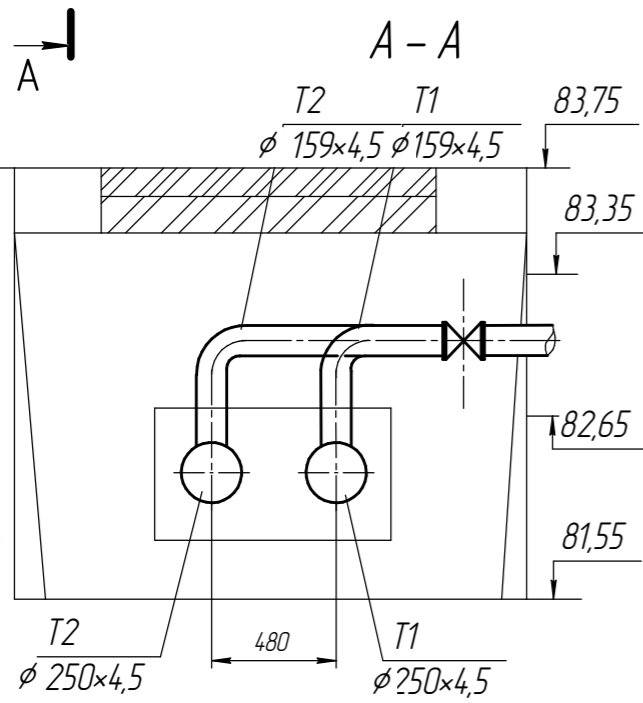
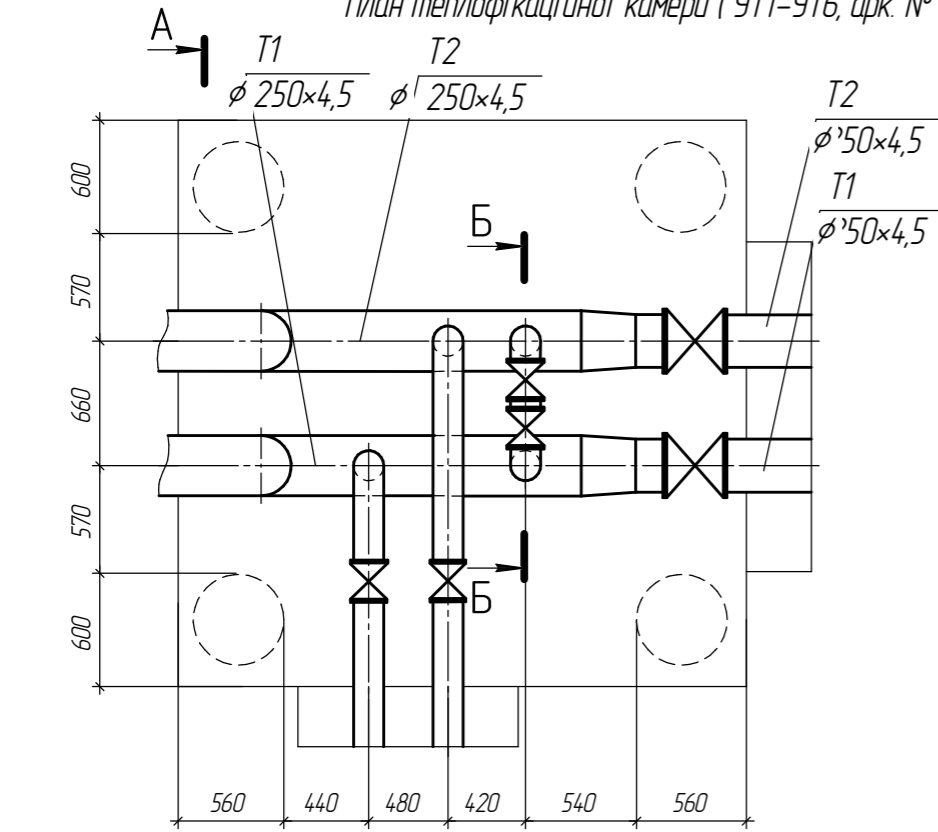


Функціональна схема автоматизації теплового і гідравлічного режимів в ЦТП

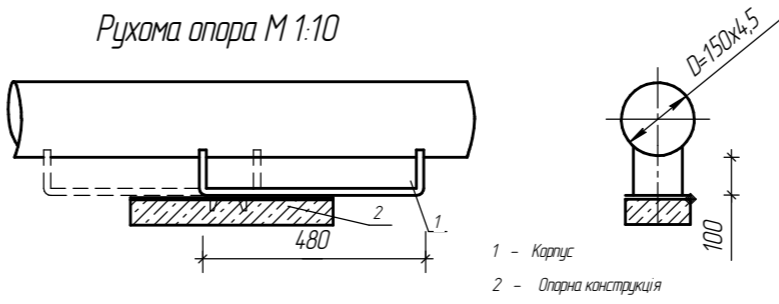
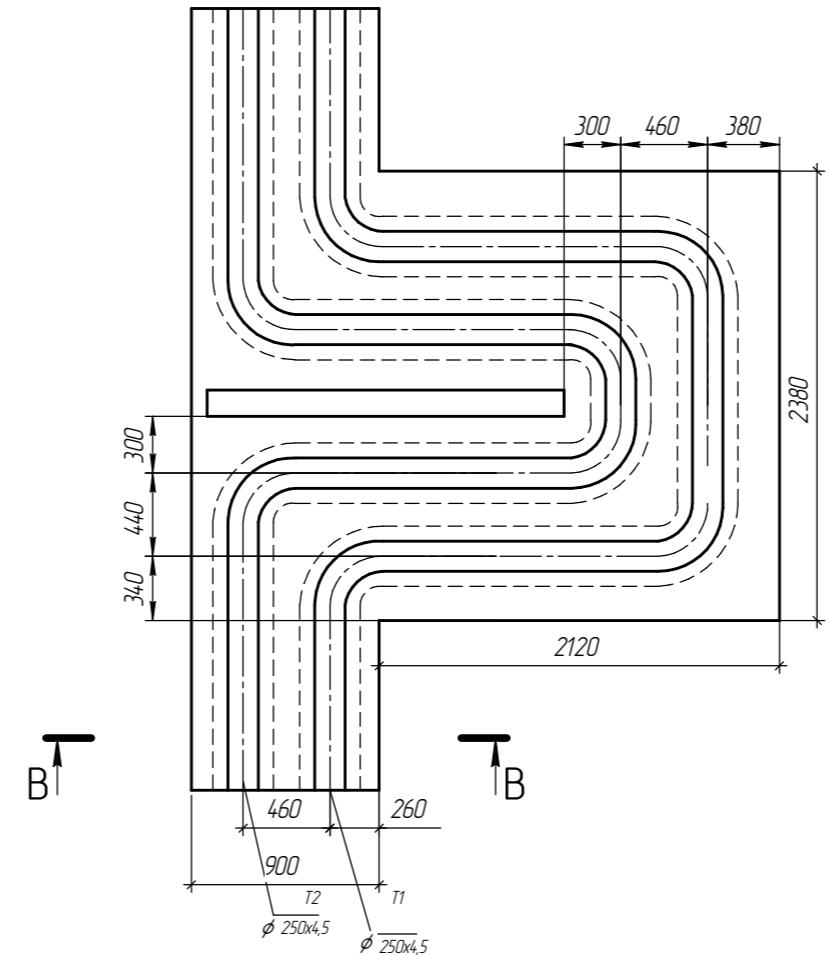


08-12.МКР.10.07.000					
Оптимізація функціонування централізовані системи теплопостачання					
Зм	Кілд	Лист	№рек	Підп	Дата
Розробив	Харчила К				
Перевірив	Паньчак ІА				
Т. контроль					
Рецензент	Паньчак ОД				
Н. контроль	Валішевський				
Затвердив	Валішевський				
Розрахункова схема теплової мережі			Старий	Лист	Листів
Принципова схема ЦТП, функціональна схема автоматизації режимів в ЦТП			МКР	7	10
					ВНТУ, ТГ-20М

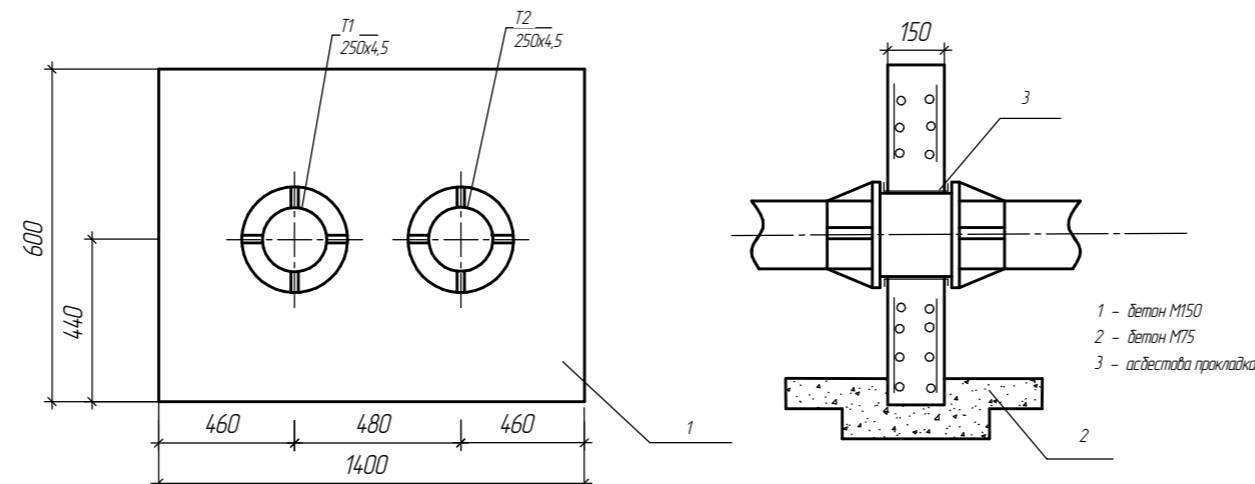
План теплофікаційної камери (УТ1-УТ6, арк. № 2) М (1:20)



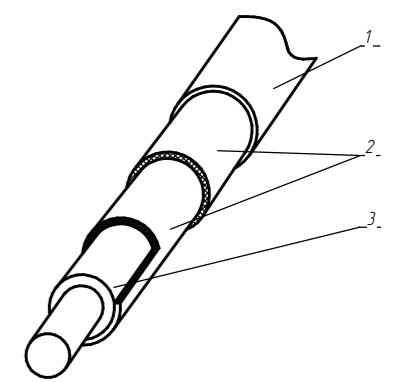
План компенсаторної ніші (К1-К5, арк. № 2) М (1:20)



Щитова нерухома опора М (1:10)

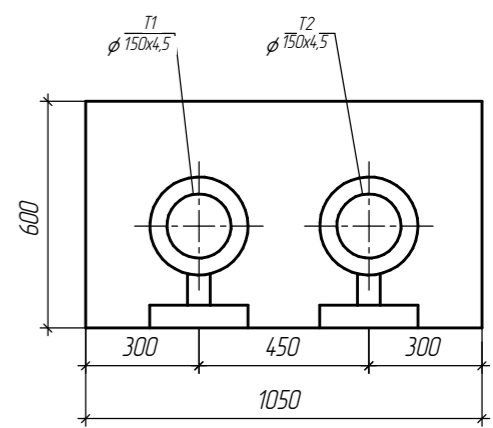


Конструкція теплової ізоляції трубопроводу $\phi 250$



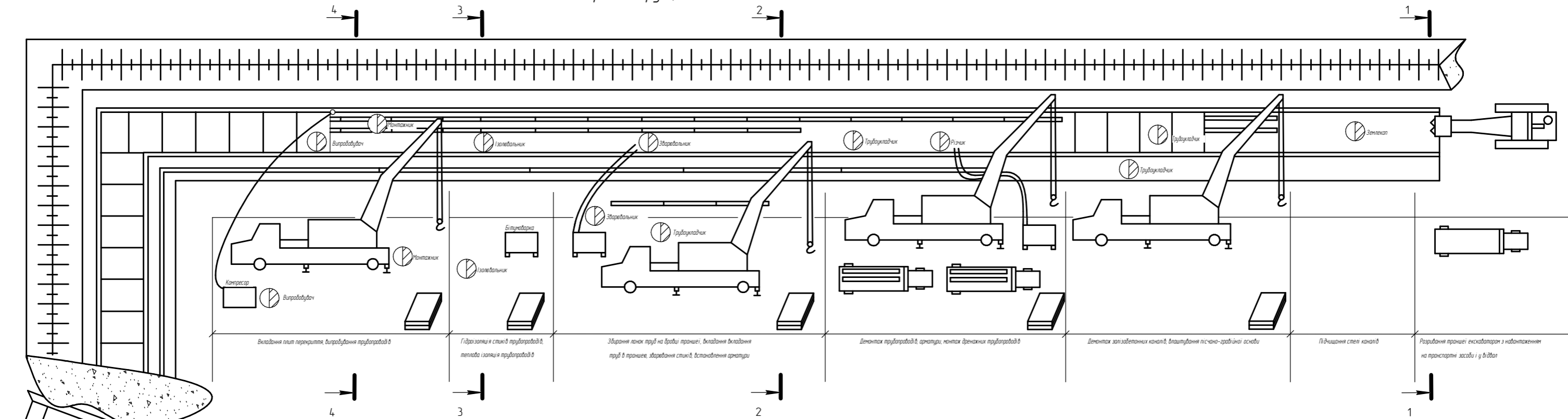
N	Найменування	Кількість
1	Покриття із фольгозолу	1
2	Ізоляційні мати на синтетичному в'язкому	1
3	Два шари в'язкої мастики	1

В-В М (1:10)



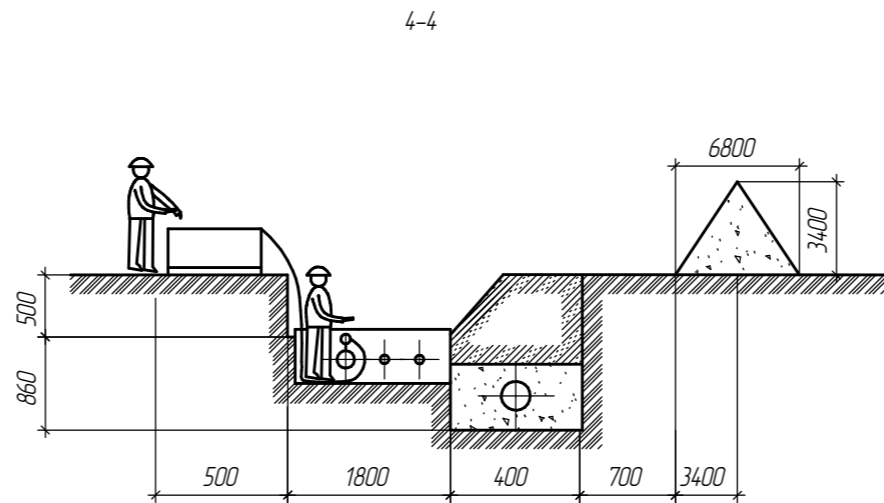
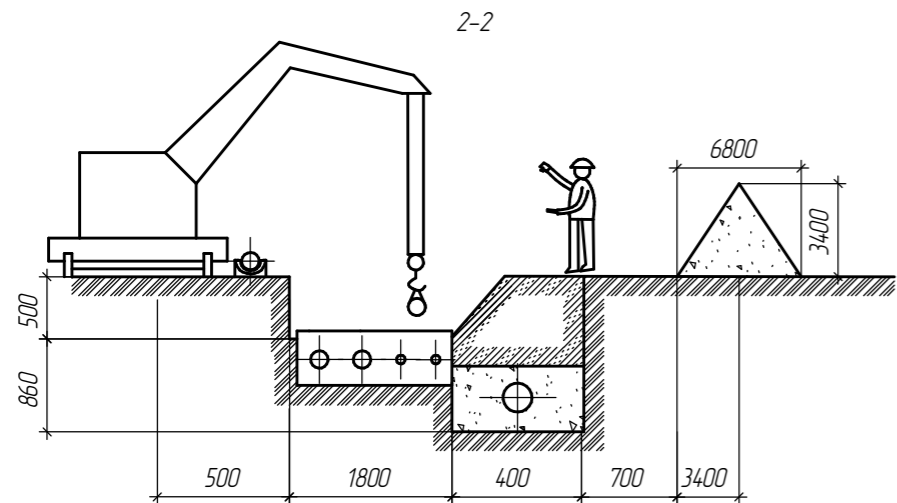
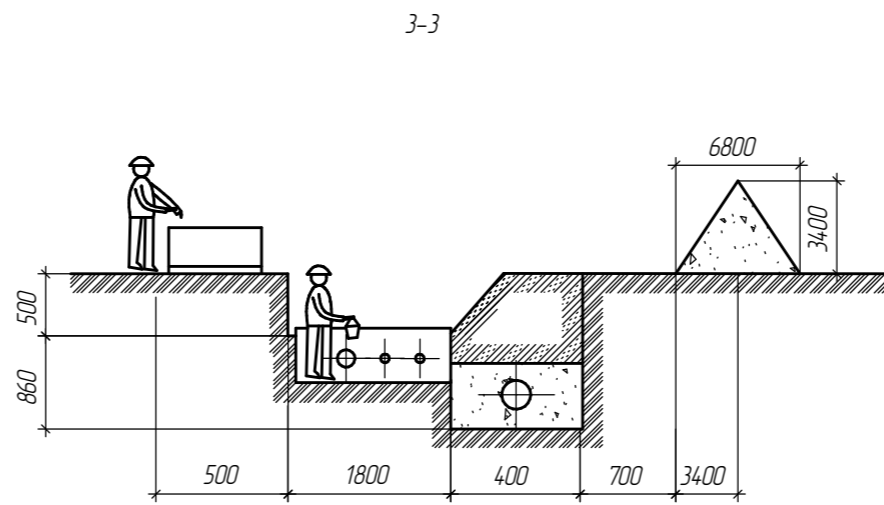
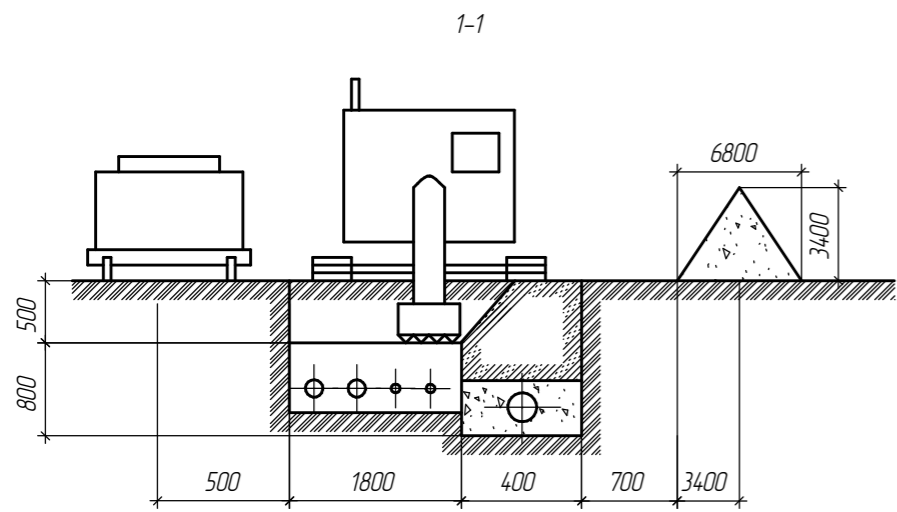
						08-12.МКР.10.08.000			
						Оптимізація функціонування централізовані системи теплопостачання			
Зм	Кільк	Лист	№рек	Підп	Дата	Розрахункова схема теплової мережі	Старий	Лист	Листів
Розробив	Харчила К						МКР	8	10
Перевірив	Генчак І.А					План теплофікаційної камери, схеми дренажної та нерухомаї опори, схеми компенсаторної ніші	ВНТУ, ТГ-20М		
Т. контроль						конструкція теплової ізоляції.			
Рецензент									
Н. контроль	Ланкевич О.Д.								
Затвердив	Ватшинський С.								

Технологічна схема реконструкції системи теплопостачання



Вказівки по техніці безпеки:

1. Місця проведення робіт повинні бути огорожені інвентарними щитами з вивішеними дорожніми знаками.
2. Забороняється опускати вантажі на перекриття, опори і площадки без попереднього розрахунку міцності несучих конструкцій.
3. Забороняється знаходитись в траншеї під час опускання в неї труб чи інших елементів обладнання і арматури.
4. Забороняється знаходитись під стрілами кранів на шляхах машин і механізмів.
5. Забороняється працювати на будівельних машинах (кранах, екскаваторах і інш.) в зоні повітряної лінії електропередач.
6. Виробничі роботи на трубопроводі виконувати по розробленій і погодженій програмі, при проведенні виробничих робіт на трубопроводі заборонені.
7. Спускатись в котловани і траншеї слід лише по спеціальним пристосуванням.
8. Забороняється стоянка і рух будівельних машин і автотранспорта, розміщення лебідок, обладнання, матеріалів і т. ін. в межах призьми обвалу без кріплення стінок висмок.



						08-12.МКР.10.09.000			
						Оптимізація функціонування централізованої системи теплопостачання			
Зм.	Кількість	Лист	№роб.	Підп.	Дата	Розрахункова схема теплової мережі	Старший	Лист	Листів
Розробив	Харчила К.						МКР	9	10
Перевірив	Панченко І.А.								
Т. контроль									
Рецензент									
Н. контроль	Панченко О.Д.					Технологічна схема реконструкції теплової мережі	ВНТУ, ТГ-20М		
Затвердив	Ватичняк Г.С.								

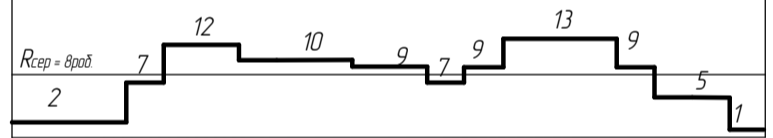
Календарний план виконання робіт по об'єкту

Найменування робіт	Об'єм робіт		Тривалість робіт, люд-дні	Механізми		Тривалість робіт, дні	Кількість змін	Число робочих днів у зміні	Склад бригади	Липень 2022р.																			
	Об'єм виконання	Кількість		Найменування	Кількість маш-змін					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Розробка ґрунту екскаватором	100 м ³	30,53	12,97	Капа НД 800V II	12,97	6	2	1	Машиніст 5р-2	[Горизонтальна лінія з позначкою 2х6]																			
Ручна доробка ґрунта 2 категорії	1 м ³	103,8	20,76			4	1	5	Землекоп 5 чол	[Горизонтальна лінія з позначкою 5х4]																			
Монтаж каналів	1 м	990	29,25	КС-4561	14,40	6	1	5	Монтажники 3-2, 2-1, 4-1, 5-1	[Горизонтальна лінія з позначкою 5х6]																			
Вкладання трубопроводів	1 м	990	20,41			4	1	5	Монтажники 5-1, 4-2, 3-2	[Горизонтальна лінія з позначкою 5х4]																			
Зварювання трубопроводів	1 м	990	7,55			3	1	4	Ел.зварники 4,5,6р	[Горизонтальна лінія з позначкою 4х3]																			
Попереднє випробування	1 м	990	6,03			2	1	3	Монтажники 5-1, 4-1, 3-1	[Горизонтальна лінія з позначкою 3х2]																			
Теплова ізоляція трубопроводів	1 м	990	26,68			4	1	6	Ізоляційн. 2-4, 4-2	[Горизонтальна лінія з позначкою 6х4]																			
Монтаж перекриття каналів, камер	1 м	495	36,1			4	1	7	Монтажники 5-2, 4-4, 3-2, 2-2	[Горизонтальна лінія з позначкою 7х4]																			
Кінцеве випробування	1 м	990	10,05			2	1	5	Монтажники 5-1, 4-2, 3-2	[Горизонтальна лінія з позначкою 5х2]																			
Зворотна засипка	100 м ³	30,53	0,95	ДЗ-9	0,95	1	1	1	Машиніст 6р	[Горизонтальна лінія з позначкою 1х1]																			

Техніко-економічні показники

- $T_{\text{зод}} = 20$ днів
- $Q_{\text{зод}} = 165$ люд-дні
- $R_{\text{ср}} = 8$ роб
- $R_{\text{мах}} = 15$ роб
- $Q_{\text{надл}} = 44$ люд-дні
- $\alpha_1 = 0,53$
- $\alpha_2 = 0,26$
- $\alpha_3 = 0,55$
- $\Pi_{\text{мех}} = 1,12$

Графік руху робітників



Графік використання матеріалів

Матеріал	Одиниця виміру	Об'єм	Липень 2022р.																			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Груди сталіні безшарні по ГОСТ 10704-91 * діаметром 300 мм з товщиною стінки 10 мм	кг	30957,3	[Горизонтальна лінія]																			
Теплоізоляційні мінераловатні мати	кг	1544	[Горизонтальна лінія]																			

Графік руху машин та механізмів

Машини та механізми	Одиниця виміру	Кількість	Липень 2022р.																			
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Екскаватор Капа НД 800V II, зворотна лопата з об'ємом ковша 1,0 м ³	шт	1	[Горизонтальна лінія]																			
Автомобільний кран типу КС-4561	шт	3	[Горизонтальна лінія]																			
Зварювальний агрегат	шт	3	[Горизонтальна лінія]																			
Гусеничний бульдозер ДЗ-9	шт	1	[Горизонтальна лінія]																			

Довжина ділянки, яка реконструюється - 495 м
 Тривалість робіт - 165 люд./днів
 Тривалість робіт - 20 днів
 Максимальне число робочих - 15 чол
 Середнє число робочих - 8 чол