

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ОДЕСЬКА ДЕРЖАВНА АКАДЕМІЯ БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

Кафедра теплогазопостачання



**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ**  
до виконання курсового проекту  
з дисципліни  
**"ЗМІННІ ГІДРАВЛІЧНІ РЕЖИМИ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ"**  
(аварійні режими)  
для студентів напрямку 6.060101 "Будівництво"  
спеціального виду діяльності "Теплогазопостачання та вентиляція"  
для всіх форм навчання

Одеса 2013

"ЗАТВЕРДЖЕНО"

Вченою Радою

Інституту інженерно-екологічних систем ОДАБА

Протокол № 8 від 25 квітня 2013 р.

Укладачі: к.т.н. професор М. М. Полунін  
к.т.н. професор Ж. В. Дімітрова  
к.т.н. доц. Ю. Г. Елькін

Рецензенти: к.т.н., доцент кафедри теплоенергетики і трубопровідного  
транспорту енергоносіїв ОНАХП М.І. Лапардін  
к.т.н., доцент кафедри КП і МР ОДАБА В.Ф.Ісаєв

В даних методичних вказівках наведена методика гідравлічного розрахунку теплової мережі для опалювального і неопалювального періодів, а також при аварійному режимі. Наведен приклад розрахунку.

Відповідальний за випуск: зав. кафедрою теплогазопостачання  
проф. М.М.Полунін

## Зміст

Зміст .....	3
Вступ .....	4
1. Завдання. Зміст проекту .....	4
2. Визначення витрат мережної води по ділянках магістралі .....	6
2.1. Розрахункові витрати мережної води в ЦТП .....	6
2.2. Витрати мережної води в неопалювальний період .....	8
2.3. Витрати мережної води при аварійному режимі .....	9
3. Визначення опору теплової мережі і її частин.....	10
3.1. Визначення діаметрів ділянок магістралі.....	10
3.2. Визначення діаметрів перемичок .....	11
3.3. Визначення опору ділянок магістралі.....	11
4. Побудова пьезометричних графіків .....	15
4.1. Пьезометричний графік для розрахункового режиму.....	15
4.2. Пьезометричний графік для літнього режиму .....	15
4.3. Пьезометричний графік для аварійного режиму .....	15
5. Розробка монтажної схеми теплової мережі та теплофікаційної камери. ....	16
5.1. Розробка монтажної схеми ділянки, яка розраховується ....	16
5.2. Розробка теплофікаційної камери .....	17
6. Насосно-перекачувальні пристрої.....	18
7. Оформлення проекту .....	18
Приклад розрахунку.....	19
Додатки .....	25
Література .....	37

## **ВСТУП**

Стратегія централізації тепlopостачання привела до утворення великих систем, що забезпечують тепловою енергією досить різнорідних споживачів.

Експлуатаційний режим теплових мереж зі змішаним тепловим навантаженням характеризується змінною величиною витрати теплоносія в трубопроводах, як протягом року, так і по годинам доби.

Найбільш відчутно ці зміни проявляються при відключенні окремих ланок мережі, приєднанні додаткових споживачів теплоти, в аварійних ситуаціях.

У цих випадках необхідний ретельний аналіз характеру та величин змін тисків (напорів) у всіх вузлах трубопровідної системи і теплоспоживачів, щоб уникнути серйозних порушень у роботі абонентів.

Відповідно до програми в даному проекті проводяться необхідні розрахунки для аналізу режимів роботи закритих (замкнених) теплових мереж в опалювальний і неопалювальний періоди, а також розглядається один з варіантів - "Робота теплових мереж в аварійному режимі".

Дані методичні вказівки рекомендуються до використання також і при розробці відповідних розділів дипломного проекту.

### **1. ЗАВДАННЯ. ЗМІСТ ПРОЕКТУ**

У завданні на курсовий проект вказується:

- місто;
- схема магістральних і розподільних теплопроводів (бланк завдання);
- поверховість забудови;
- кількість центральних теплових пунктів (ЦТП);
- розрахункові температури теплоносія при опорному режимі;
- структура і величини розрахункових теплових потоків для кожного ЦТП;
- тип приєднання підігрівачів гарячого водopостачання до теплопроводів;
- довжини ділянок магістралі і відгалужень до ЦТП;

- місце виникнення аварії на магістральному трубопроводі;
- довжини проміжної (ПП) і кінцевої (КП) однотрубною перемичок;
- дані по рельєфу місцевості в зоні теплотраси, ЦТП;
- ділянка магістралі, для якої необхідно розрахувати кількість компенсаторів температурних подовжень і розробити монтажну схему.

Форма бланка завдання наведена на сторінці 22.

В обсяг курсового проекту входять рішення основних, пов'язаних зі змінними гідравлічними режимами питань, зміст і послідовність викладу яких приводяться нижче.

Графічна частина проекту складається з одного аркуша формату А-1, на якому наносяться генплан теплових мереж, пьезометричні графіки в опалювальний, неопалювальний періоди і для аварійного режиму, фрагмент монтажної схеми ділянки, яка розраховується, із вказівкою розташування нерухомих опор і розміщенням компенсаторів температурних подовжень, план і розріз теплофікаційної камери і приводяться умовні позначки.

### **Зміст проекту:**

Вступ. Аналіз вихідних даних.

1. Завдання. Зміст проекту.
2. Визначення витрат мережної води по ділянках магістралей.
  - 2.1. Витрата мережної води при розрахунковому режимі.
  - 2.2. Витрата мережної води в неопалювальний період.
  - 2.3. Витрата мережної води при аварійному режимі,
3. Визначення опору мережі і її частин.
  - 3.1. Визначення діаметрів ділянок магістралі.
  - 3.2. Визначення діаметрів перемичок.
- 3.3. Визначення опору ділянок магістралі.
4. Побудова пьезометричних графіків.
  - 4.1. Пьезометричний графік для розрахункового режиму.

- 4.2. Пьезометричний графік для літнього режиму.
- 4.3. Пьезометричний графік для аварійного режиму
- 5. Розробка монтажної схеми теплової мережі і теплофікаційної камери.
  - 5.1. Розробка монтажної схеми ділянки яка розраховується.
  - 5.2. Розробка теплофікаційної камери.
- 6. Насосно-перекачувальні пристрої.
- 7. Оформлення проекту

## 2. ВИЗНАЧЕННЯ ВИТРАТ МЕРЕЖНОЇ ВОДИ ПО ДІЛЯНКАХ МАГІСТРАЛІ

Витрати  $G_i$  мережної води в будь-якій ділянці магістралі визначаються як сума витрат  $\sum G_{цтп}$ , центральних теплових пунктів (ЦТП), які обслуговуються цією ділянкою.

### 2.1. Розрахункові витрати мережної води в ЦТП

Розрахункові витрати  $G_{цтп}$  центральних теплових пунктах залежать від схеми приєднання до трубопроводів підігрівачів гарячого водопостачання і визначаються по рівняннях :

- при паралельній схемі

$$G_{цтп} = \frac{Q_o^p \cdot 10^6}{c(\tau_1^p - t_2^p)} + \frac{Q_B^p \cdot 10^6}{c(\tau_1^p - t_2^p)} + K_3 \frac{Q_r^p \cdot 10^6}{c(\tau_{1и} - t_4^p)}; \quad (2.1)$$

- при двоступінчастій змішаній схемі

$$G_{цтп} = \frac{Q_o^p \cdot 10^6}{c(\tau_1^p - t_2^p)} + \frac{Q_B^p \cdot 10^6}{c(\tau_1^p - t_2^p)} + K_3 \frac{Q_r^p \left( \frac{55 - t_{п}}{55 - t_x^3} + 0,2 \right) \cdot 10^6}{c(\tau_{1и} - t_{2и})}; \quad (2.2)$$

- при двоступінчастій послідовній схемі

$$G_{\text{цтп}} = \frac{Q_o^p \cdot 10^6}{c(\tau_1^p - t_2^p)} + \frac{Q_b^p \cdot 10^6}{c(\tau_1^p - t_2^p)}, \quad (2.3)$$

де  $Q_o^p, Q_b^p, Q_r^p$  - розрахункові значення теплових потоків кожного ЦТП відповідно опалення, вентиляції і гарячого водопостачання, МВт (вказуються в завданні).

За розрахунковий тепловий потік  $Q_o^p$  гарячого водопостачання приймається:

- при наявності баків - акумуляторів

$$Q_r^p = Q_r^c, \quad (2.4)$$

- при відсутності баків - акумуляторів, а також, при сумарній потужності одного ЦТП менш 10 МВт

$$Q_r^p = Q_r^m = Q_r^c \cdot \kappa_4, \quad (2.5)$$

де  $Q_r^c$  і  $Q_r^m$  - відповідно середній і максимальний тепловий потік для розрахункової доби гарячого водопостачання, МВт

$\kappa_4$  - коефіцієнт годинної нерівномірності, може прийматися рівним 2,4 ;

$\tau_1^p$  - розрахункова температура мережної води в трубопроводі, що подає, може бути прийнята рівною 130 °С;

$t_2^p$  - розрахункова температура зворотної води після систем опалення, може прийматися рівною 70°С;

$\tau_{1и}$  - температура води в теплопроводі, що подає, у точці зламу температурного графіка, приймається рівною 70 °С;

$t_4$  - температура мережної води після паралельно включеного підігрівача гарячого водопостачання в точці зламу температурного графіка, приймається рівною 30 °С ;

$t_{2и}$  - температура зворотної води після системи опалення в точці зламу температурного графіка, приймається рівною 42,5 °С;

$t_x^3$  - середня температура водопровідної води за опалювальний період; при відсутності точних даних приймається рівною 5 °С ;

$t_{II}$  - температура нагріву води, , після I ступеню підігріву в точці зламу температурного графіка; приблизно може бути прийнята рівної 35°С;

$k_3$  - коефіцієнт, приймається рівним 1,0, якщо є баки акумулятори або загальний тепловий потік системи тепlopостачання становить 100 МВт і більше, і рівним 1,2 при тепловому потоці менш 100 МВт;

$C$  - питома теплоємність води, рівна 4190 Дж/(кг. К).

Після визначення розрахункових витрат води в кожному ЦТП обчислюються їхні величини на кожній ділянці магістралі, і результати заносяться в таблицю 2, графа 2.

## 2.2. Витрати мережної води в неопалювальний період

У неопалювальний період теплові мережі забезпечують роботу тільки установок гарячого водopостачання. Витрати  $G_{г,цтп}^л$  мережної води в кожному ЦТП у цьому випадку при всіх схемах приєднання водонагрівачів визначається по рівнянню

$$G_{г,цтп} = \beta \frac{Q_{г}^p \cdot 10^6}{c(\tau_{1и} - t_4^p)} \cdot \frac{55 - t_{II}}{55 - t_x^3}, \quad (2.6)$$

де  $\beta$  - коефіцієнт зміни теплоспоживання влітку, прийнятий рівним:

- для житлово-комунального сектора - 0,8;
- для курортних міст - 1,5;
- для підприємств - 1,0;

Відповідно до отриманих значень витрат мережної води в кожному ЦТП у неопалювальний період обчислюються їхні величини  $G_i^л$  на кожній ділянці магістралі, і результати заносяться в таблицю 3, графа 2.



### 2.3. Витрати мережної води при аварійному режимі

В умовах аварійного режиму лімітовані витрати теплоносія в кожному ЦТП, що підключений до ушкодженої магістралі, приймаються рівними розрахунковим витратам, помноженим на коефіцієнт  $\mu$ . Тобто  $G_a = \mu \cdot G_p$ . Для мереж з домінуючим опалювально-вентиляційним навантаженням цей коефіцієнт може бути знайдений по Табл. 1

Таблиця 1.

Значення  $\mu$  для лімітованої витрати води для аварійної магістралі.

Діаметр магістралі в точці підключення перемички, мм	Розрахункова температура зовнішнього повітря, $t_{\text{но}}$ для проектування систем опалення				
	<b>-10</b>	<b>-20</b>	<b>-30</b>	<b>-40</b>	<b>-50</b>
<b>300</b>	0,27	0,27	0,27	0,27	0,36
<b>400</b>	0,27	0,27	0,27	0,36	0,46
<b>500</b>	0,27	0,27	0,36	0,46	0,57
<b>600</b>	0,27	0,36	0,46	0,57	0,7
<b>700 і більше</b>	0,36	0,46	0,57	0,70	0,84

Величина витрати води  $G_{\text{пром}}$  через проміжну перемичку для підбора її діаметра приймається рівної розрахунковій витраті для всієї аварійної вітки, помноженій на коефіцієнт  $\mu$  (табл. 1), що відповідає аварії на головній ділянці магістралі.

Для підбора діаметра кінцевої перемички витрата води  $G_{\text{конт}}$  приймається рівним розрахунковій витраті на ділянках магістралі, що слідує відразу за місцем підключення проміжної перемички, з урахуванням коефіцієнта  $\mu$ , що відповідає аварії безпосередньо після підключення проміжної перемички.

Оптимальне положення проміжної перемички може бути визначено виходячи з рівняння [4]

$$x = 7n^{1,2} \frac{L_{\text{п}}}{L_{\text{м}}} \cdot \frac{G_{\text{цпп}}^2}{G_{\text{пром}}^{2,6}} + 0,67n^{0,8}, \quad (2.7)$$

де  $x$  - кількість підключень, рахуючи від кінця магістралі, шт;

$n$  - загальна кількість підключень, шт ;

$L_{\text{м}}$  - середня довжина ділянки між сусідніми підключеннями, м;

$L_{\text{п}}$  - довжина проміжної перемички, м.

Знайдені значення витрат води при аварійному режимі заносяться в таблицю 4, графа 2.

Для розрахунку втрат напору в "патронажної" (яка питає всю мережу) магістралі при аварійному режимі заповнюється таблиця 3, причому включаються лише ті ділянки магістралі, які забезпечують пропуск лімітованої витрати, що надходить із аварійної магістралі через перемичку. Діаметри ділянок "патронажної" магістралі для спрощення приймаються однаковими з відповідними ділянками аварійної магістралі. Власні витрати теплоносія в "патронажній" магістралі у всіх режимах залишаються рівними розрахунковим значенням.

### **3. ВИЗНАЧЕННЯ ОПОРУ ТЕПЛОВОЇ МЕРЕЖІ І ЇЇ ЧАСТИН**

#### **3.1. Визначення діаметрів ділянок магістралі**

Діаметри  $d_i$  ділянок магістралі при відомих розрахункових витратах  $G_i$  на цих ділянках визначаються по формулі [3]

$$d_i = 0,024 \cdot G^{0,48} (1 + 0,019 \sqrt{G_i})^{0,16} \cdot \Xi, \quad (3.1)$$

де  $\Xi$  - параметр економічності, може бути прийнятий рівним 1,15 - 1,20.

По таблиці 9 стандартних діаметрів трубопроводів підбирається найближчий до  $d_i$  внутрішній діаметр стандартного трубопроводу  $d_{\text{в}}$ , м і записується в таблиці 2, 3, 4 графа 4.

### 3.2. Визначення діаметрів перемичок

Діаметри  $d_{\text{пш}}$  і  $d_{\text{кп}}$  відповідно проміжної й кінцевої перемичок визначаються по рівнянню (3.1). При цьому витрати теплоносія по перемичках приймаються відповідно до викладеного в- п. 2.3.

### 3.3. Визначення опору ділянок магістралі

Опір  $S_i$  будь-якої трубопровідної ділянки магістралі визначається по рівнянню

$$S_i = 1,36 \cdot 10^{-5} d_i^{-5,25} (1 + 0,019 \sqrt{G_i}) \cdot L_m, \quad (3.2)$$

При цьому втрату тиску на ділянці можна визначити по формулі

$$\delta p = S \cdot G^2, \quad (3.3)$$

а втрату напору на ділянці - по формулі

$$\delta h = \delta p / 9560 \quad (3.4)$$

Результати розрахунків опору формула (3.2), втрати тиску формула (3.3) і втрати напору формула (3.4) для розрахункового, неопалювального і аварійного режимів заносяться в таблиці 2, 3, і 4 в графи 5, 6 і 7 відповідно, а в графу 8 заноситься накопичувальна сума втрат напору.

## Розрахунок втрат напору і опору ділянок магістралі

№№ ділянок	Розрахунковий режим						
	$G_i$ , кг/с	$L_i$ , м	$d_i$ , м	$S_i$ , Па с <sup>2</sup> /кг	$\delta P_i$ , Па	$\Delta h_i$ , м	$\Sigma \Delta h_i$ , м
1	2	3	4	5	6	7	8
Подавальні трубопроводи							
ИТ-УТ1							
УТ1-УТ2							
УТ2-УТ3							
.....							
УТ <sub>конц</sub> – ЦТП №							
Зворотні трубопроводи							
ЦТП№ - УТ <sub>конц</sub>							
.....							
УТ3 – УТ2							
УТ2 – УТ1							
УТ1 – ИТ							
Проміжна пере- ремичка							
Кінцева пере- ремичка							

## Розрахунок втрат напору і опору ділянок магістралі

№№ ділянок	Неопалювальний режим						
	$G_i$ , кг/с	$L_i$ , м	$d_i$ , м	$S_i$ , Па с <sup>2</sup> /кг	$\delta P_i$ , Па	$\Delta h_i$ , м	$\Sigma \Delta h_i$ , м
1	2	3	4	5	6	7	8
Подавальні трубопроводи							
ИТ-УТ1							
УТ1-УТ2							
УТ2-УТ3							
.....							
УТ <sub>конц</sub> – ЦТП №							
Зворотні трубопроводи							
ЦТП№ - УТ <sub>конц</sub>							
.....							
УТ3 – УТ2							
УТ2 – УТ1							
УТ1 – ИТ							

Таблиця 4

Розрахунок втрат напору і опору ділянок магістралі

№№ ділянок	Аварійний режим						
	$G_i$ , кг/с	$L_i$ , м	$d_i$ , м	$S_i$ , Па с <sup>2</sup> /кг	$\delta P_i$ , Па	$\Delta h_i$ , м	$\Sigma \Delta h_i$ , м
1	2	3	4	5	6	7	8
Подавальні трубопроводи							
ИТ-УТ1							
УТ1-УТ2							
УТ2-УТ3							
.....							
УТ <sub>конц</sub> – ЦТП №							
Зворотні трубопроводи							
ЦТП№ - УТ <sub>конц</sub>							
.....							
УТ3 – УТ2							
УТ2 – УТ1							
УТ1 – ИТ							

Таблиця 5

Розрахунок втрат напору на ділянках "патронажної" магістралі

№№ ділянок	$G_i^{авар}$ , кг/с	$d_i$ , м	$S_i$ , Па с <sup>2</sup> /кг	$\delta P_i$ , Па	$\Delta h_i$ , м	$\Sigma \Delta h_i$ , м
1	2	3	4	5	6	7

## **4. ПОБУДОВА ПЬЕЗОМЕТРИЧНИХ ГРАФІКІВ**

### **4.1. Пьезометричний графік для розрахункового режиму**

Для розрахункового режиму пьезометричні графіки будуються на підставі даних таблиці 2. При цьому варто прагнути до залежного приєднання опалювальних систем до теплових мереж з можливістю спорудження насосно-перекачувальних підстанцій. Для спрощення побудов допускається приймати положення нейтральної точки N (рис. 7, 8 і 9) пьезометричного графіка, (перетинання ліній динамічного і статичного напорів) на збірному колекторі (поблизу усмоктувальної частини мережної насосної установки). Спадання напору в джерелі теплоти (ИТ) приймається рівним  $20 \div 30$  м.

На графіки наносяться лінії максимальних і мінімальних напорів. На рис. 7, 8 і 9 їхнє положення показане тонкими лініями.

### **4.2. Пьезометричний графік для літнього режиму**

Для літнього (неопалювального) режиму пьезометричний графік будується на підставі величин, наведених у таблиці 3. При цьому положення лінії статичного напору можна прийняти на  $10 \div 15$  м вище найвищої точки рельєфу, а втрату напору в підігрівниках кінцевого ЦТП прийняти рівної  $4 \div 6$  м. Пьезометричний графік для літнього режиму показані на рис.7 штриховими із двома крапками лініями.

### **4.3. Пьезометричний графік для аварійного режиму**

Виконання пьезометричних графіків для аварійного режиму виробляється в наступній послідовності:

- будується пьезометричний графік для розрахункового режиму для кож-

ної з 2-х магістралей на підставі даних таблиці 2 відповідно до п. 4.1.; оскільки обидві магістралі прийняті однаковими по конфігурації і навантаженням, то їхні графіки зливаються (на рис. 7 - пунктирні лінії). Різницею в рельєфі місцевості зневажаємо;

- на пьезометричний графік для розрахункових умов відповідно до даних таблиць 4 (зона аварійного режиму) і 5 наносяться лінії напору для патронажної (на рис.8 і 9 штрихпунктирні лінії), і аварійної магістралей (на Рис.8 і 9 суцільні жирні лінії). при цьому положення нейтральної крапки N не змінюють;
- виявляються величини додаткових напорів  $\Delta N_{др}$ , які підлягають дроселюванню.

Зразкові графіки для випадку аварії на зворотному і подавальному трубопроводах головної ділянки магістралі - точка А - наведені на рис. 8 і 9.

## **5. РОЗРОБКА МОНТАЖНОЇ СХЕМИ ТЕПЛОВОЇ МЕРЕЖІ ТА ТЕПЛОФІКАЦІЙНОЇ КАМЕРИ**

### **5.1. Розробка монтажної схеми ділянки яка розраховується**

У курсовому проєкті монтажна схема теплопроводів розробляється для ділянок теплової мережі зазначених у завданні. На монтажній схемі зображуються в умовних позначках трубопроводи, компенсатори температурних подовжень, запірно-регулююча арматура, переходи діаметрів труб, нерухомі опори та відстані між ними. Монтажна схема викреслюється без масштабу. Для розроблювальних ділянок теплової мережі необхідно розрахувати кількість нерухомих опор, відстань між ними і визначити кількість і місце розташування компенсаторів. Для трубопроводів діаметром 100 мм і більше застосовуються сальникові компенсатори, а для труб меншого діаметра - П-образні компенсатори. Число необхідних до установки компенсаторів визначається по граничній дов-



жині секції трубопроводу  $L_k$ , теплове подовження якої поглинається одним компенсатором або, що теж саме - граничною відстанню між нерухомими опорами, що обмежують довжину секції за умовами міцності та твердості трубопроводу, приймається по табл.6.

Для розрахункової ділянки трубопроводу число прийнятих до установки компенсаторів визначається по формулі:

$$n \geq \frac{L_i}{L_k} \quad (5.1)$$

Приклад монтажною схемою для ділянки теплотраси представлений на Рис.10

## 5.2. Розробка теплофікаційної камери

Теплофікаційна камера, що підлягає розробці вибирається згідно вказівки керівника.

Внутрішні габарити теплофікаційних камер визначаються мінімально припустимими відстанями у світлі між елементами встаткування трубопроводів і будівельних конструкцій за умовами техніки безпеки й зручності виконання монтажних і ремонтних робіт. Висота камери у світлі приймається 2300 мм. Стандартні розміри камер у плані та мінімальні відстані у світлі між устаткуванням, установленому на трубопроводах і будівельних конструкціях наведені в таблиці 7 і на малюнку 11. Монтажні довжини сальникових компенсаторів ( $L_m$ ) наведені в таблиці 8.

На плані і розрізі теплофікаційної камери, зображеної в масштабі 1:50 або 1:20, указують контури будівельних конструкцій, їхні габаритні розміри і висотні позначки, трубопроводи, їх позначення, компенсатори і арматуру. Устаткування і арматуру показують умовними позначками, теплову ізоляцію не пока-

зують. Приклади графічного зображення теплофікаційних камер представлені на рис. 12 і 13.

## 6. Насосно-перекачувальні пристрої

Мережні насоси підбираються згідно витрати і напору. Витрата мережних насосів повинна бути відповідна максимальній витраті в теплової мережі.

Напір мережних насосів можна знайти згідно формули:

$$H_{\text{мн}} = \delta h_{\text{дт}} + \Delta H_{\text{п}} + \Delta H_{\text{аб}} + \Delta H_{\text{з}}, \text{ м} \quad (6.1)$$

де:  $\delta h_{\text{дт}}$  – втрата напору на джерелі теплоти, м

$\Delta H_{\text{п}}$  – втрата напору в подавальному трубопроводі, м

$\Delta H_{\text{аб}}$  – втрата напору у останнього абонента, м

$\Delta H_{\text{з}}$  – втрата напору в зворотньому трубопроводі, м

Потрібно встановлювати мінімум два насоси.

В аварійному режимі нормативне, тобто відповідній лімітованій витраті, функціонування системи тепlopостачання забезпечується зміною параметрів роботи мережних насосних установок шляхом включення резервних груп насосів і спорудженням насосно-перекачувальних підстанцій, що включають тільки в аварійних умовах, на основі аналізу пьезометричних графіків вказуються необхідні для цих випадків напори і продуктивність насосних пристроїв.

В тепловій мережі рекомендуються використовувати мережні насоси вітчизняного виробництва типу СЕ, або фірми GRUNDFAS типу ТР.

Вид і характеристика цих насосів приведені у додатку.

## 7. Оформлення проекту

Розрахунково-пояснювальна записка обсягом 25 ÷ 35 сторінок, оформлюється відповідно до вимог до курсових проектів і робіт; виконується від руки або на комп'ютері.

Графічну частину рекомендуємо виконувати відповідно до рис 2.

## ПРИКЛАД РОЗРАХУНКУ

Вихідні дані: кількість ЦТП – 5,  $Q_o^p = 1,9$  мВт,  $Q_B^p = 0,17$  мВт,  $Q_r^p = 0,29$  мВт,  $L_m = 400$  м,  $L_p = 1000$  м. Проміжна перемичка розташована між УТ2 і УТ2'. Аварія на подавальному трубопроводі головної ділянки.

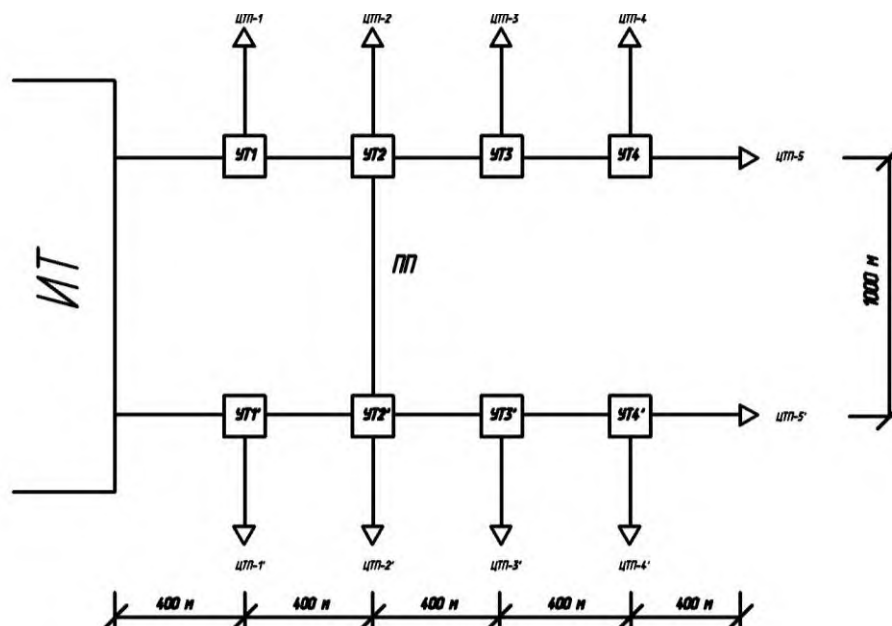


Рис. 1 Розрахункова схема

Приймаємо двоступінчасту змішану схему підключення гарячого водопостачання до системи опалення, тоді згідно формули (2.2) для одного ЦТП одержимо:

$$G_{\text{цтп}} = \frac{1,9 \cdot 10^6}{4190(150 - 70)} + \frac{0,17 \cdot 10^6}{4190(150 - 70)} + 1 \frac{0,29 \left( \frac{55 - 35}{55 - 5} + 0,2 \right) \cdot 10^6}{4190(70 - 42,5)} = 7,69 \text{ кг/с}$$

Визначаємо витрати теплоносія на ділянках теплотраси:

ЦТП5 - УТ4 - 7,69 кг/с, УТ4-УТ3 - 15,38 кг/с, УТ3-УТ2 - 27,07 кг/с, УТ2-УТ1 - 30,76 кг/с, УТ1-ИТ - 38,45 кг/с.

Згідно формули (3.1) визначаємо розрахунковий діаметр на ділянці ЦТП5 - УТ4:

$$d_i = 0,024 \cdot 7,69^{0,48} \left( 1 + 0,019 \sqrt{7,69} \right)^{0,16} \cdot 1,17 = 0,077 \text{ м.}$$

Згідно отриманого розрахункового діаметра приймаємо найближчий внутрішній діаметр стандартного трубопроводу  $d_w = 0,100\text{м}$

Опір цієї ділянки трубопроводу визначаємо згідно формули (3.2)

$$S_i = 1,36 \cdot 10^{-5} \cdot 0,100^{-5,25} (1 + 0,019\sqrt{7,69}) \cdot 400 = 1018,354 \text{ Па с}^2/\text{кг}.$$

Втрата тиску і напору на ділянці визначаються по формулах (3.3) і (3.4):

$$\delta p = 1018354 \cdot 7,69^2 = 60221 \text{ Па}.$$

$$\delta h = 60221/9560 = 6,3 \text{ м}.$$

Інші ділянки теплотраси розраховувалися аналогічно.

Діаметр проміжної перемички визначається по (3.1), при витраті на головній ділянці з урахуванням понижувального коефіцієнта  $\mu = 0,27$ .

$$d_i = 0,024 \cdot 10,38^{0,48} (1 + 0,019\sqrt{10,38})^{0,16} \cdot 1,17 = 0,089 \text{ м}.$$

Приймаємо внутрішній діаметр стандартного трубопроводу  $d_w = 0,125\text{м}$ .

Згідно формули (3.2) отримуємо:

$$S_i = 1,36 \cdot 10^{-5} \cdot 0,125^{-5,25} (1 + 0,019\sqrt{10,38}) \cdot 1000 = 795,361 \text{ Па с}^2/\text{кг}$$

Втрата тиску – формула (3.3)

$$\delta p = 795,361 \cdot 10,389^2 = 85696 \text{ Па}$$

Втрата напору формула (3.4)

$$\delta h = 85696/9560 = 9,0 \text{ м}.$$

Результати цих розрахунків занесені до таблиці 6

Таблиця 6

Розрахунок втрат напору і опору ділянок магістралі

№№ ділянок	Розрахунковий режим							
	$G_i$ , кг/с	$L_i$ , м	$d_p$ , м	$d_i$ , м	$S_i$ , Па с <sup>2</sup> /кг	$\delta P_i$ , Па	$\Delta h_i$ , м	$\Sigma \Delta h_i$ , м
Подавальні трубопроводи								
УТ1-ИТ	38,45	400	0,169	0,184	44,023	65083	6,8	6,8
УТ2-УТ1	30,76	400	0,152	0,184	43,533	41190	4,3	11,1
УТ3-УТ2	27,07	400	0,142	0,150	126,491	92691	9,7	20,8
УТ4-УТ3	15,38	400	0,108	0,125	322,131	76198	8,0	28,8
ЦТП-УТ4	7,69	400	0,077	0,100	1018,354	60221	6,3	35,1

№№ ділянок	Розрахунковий режим							
	$G_i$ , кг/с	$L_i$ , м	$d_p$ , м	$d_i$ , м	$S_i$ , Па с <sup>2</sup> /кг	$\delta P_i$ , Па	$\Delta h_i$ , м	$\Sigma \Delta h_i$ , м
Зворотні трубопроводи								
ЦТП-УТ4	7,69	400	0,077	0,100	1018,354	60221	6,3	6,3
УТ4-УТ3	15,38	400	0,108	0,125	322,131	76198	8,0	14,3
УТ3-УТ2	27,07	400	0,142	0,150	126,491	92691	9,7	24,0
УТ2-УТ1	30,76	400	0,152	0,184	43,533	41190	4,3	28,3
УТ1-ИТ	38,45	400	0,169	0,184	44,023	65083	6,8	35,1
Пром. пере- ремичка	10,38	1000	0,089	0,125	795,361	85696	9,0	

### Гідравлічний розрахунок для неопалювального періоду.

Згідно формули (2.6) визначаємо витрати мережної води для одного ЦТП

$$G_{г,цтп} = 0,8 \frac{0,29 \cdot 10^6}{4190(70 - 30)} \cdot \frac{55 - 35}{55 - 5} = 4,92 \text{ кг/с}$$

Визначаємо витрати теплоносія на ділянках теплотраси:

ЦТП5 - УТ4 - 4,92 кг/с, УТ4-УТ3 - 9,84 кг/с, УТ3-УТ2 - 17,32 кг/с,  
УТ2-УТ1 - 19,69 кг/с, УТ1-ИТ - 24,61 кг/с.

Діаметри на ділянках залишаються тими як були.

Опір на ділянці ЦТП5 - УТ4 розраховується згідно формули (3.2)

$$S_i = 1,36 \cdot 10^{-5} \cdot 0,100^{-5,25} (1 + 0,019 \sqrt{4,92}) \cdot 400 = 1008,16 \text{ Па с}^2/\text{кг}$$

Втрата тиску на ділянці – формула (3.3)

$$\delta p = 100816 \cdot 4,92^2 = 24420 \text{ Па}$$

Втрата напору на ділянці формула (3.4)

$$\delta h = 24420/9560 = 2,55 \text{ м.}$$

Інші ділянки теплотраси розраховувалися аналогічно.

Результати цих розрахунків зведені до таблиці 7

Розрахунок втрат напору і опору ділянок магістралі  
для неопалювального режиму

№№ ділянок	Неопалювальний режим						
	G <sub>i</sub> , кг/с	L <sub>i</sub> , м	d <sub>i</sub> , м	S <sub>i</sub> , Па с <sup>2</sup> /кг	δP <sub>i</sub> , Па	Δh <sub>i</sub> , м	ΣΔh <sub>i</sub> , м
Подавальні трубопроводи							
УТ1-ИТ	24,61	400	0,184	43,095	26096	2,73	2,73
УТ2-УТ1	19,69	400	0,184	42,703	16550	1,73	4,46
УТ3-УТ2	17,32	400	0,150	124,215	37283	3,90	8,36
УТ4-УТ3	9,84	400	0,125	317,664	30778	3,22	11,58
ЦТП-УТ4	4,92	400	0,100	1008,16	24420	2,55	14,13
Зворотні трубопроводи							
ЦТП-УТ4	4,92	400	0,100	1008,16	24420	2,55	2,55
УТ4-УТ3	9,84	400	0,125	317,66	30778	3,22	5,77
УТ3-УТ2	17,32	400	0,150	124,22	37283	3,90	9,67
УТ2-УТ1	19,69	400	0,184	42,70	16550	1,73	11,40
УТ1-ИТ	24,61	400	0,184	43,09	26096	2,73	14,13

**Гідравлічний розрахунок для аварійного режиму**

Витрати теплоносія на ділянках при аварійному режимі визначається згідно формули (3.3):

ділянка - ЦТП5 - УТ4

$$G_a = 0,27 \cdot 7,69 = 2,08 \text{ кг/с}$$

Значення понижуючого коефіцієнта  $\mu$  визначалося по таблиці 1,  $\mu = 0,27$ .

Опір на ділянці розраховується згідно формули (3.2)

$$S_i = 1,36 \cdot 10^{-5} \cdot 0,100^{-5,25} \left(1 + 0,019 \cdot \sqrt{2,08}\right) \cdot 400 = 993,89 \text{ Па с}^2/\text{кг}$$

Втрата тиску на ділянці – формула (3.3)

$$\delta p = 993,89 \cdot 2,08^2 = 4300 \text{ Па}$$

Втрата напору на ділянці формула (3.4)

$$\delta h = 4300/9560 = 0,45 \text{ м.}$$

Інші ділянки теплотраси розраховувалися аналогічно

Результати цих розрахунків зводяться в таблицю 8.

Розрахунок втрат напору і опору ділянок магістралі  
при аварійному режимі

№№ ділянок	Аварійний режим						
	$G_i$ , кг/с	$L_i$ , м	$d_i$ , м	$S_i$ , Па с <sup>2</sup> /кг	$\delta P_i$ , Па	$\Delta h_i$ , м	$\Sigma \Delta h_i$ , м
Подавальні трубопроводи							
УТ1-ИТ	10,38	400	0,184	41,79	4503	0,47	0,47
УТ2-УТ1	8,31	400	0,184	41,54	2869	0,30	0,77
УТ3-УТ2	7,31	400	0,150	121,03	6467	0,68	1,45
УТ4-УТ3	4,15	400	0,125	311,40	5363	0,56	2,01
ЦТП-УТ4	2,08	400	0,100	993,89	4300	0,45	2,46
Зворотні трубопроводи							
ЦТП-УТ4	2,08	400	0,100	993,89	4300	0,45	0,45
УТ4-УТ3	4,15	400	0,125	311,40	5363	0,56	1,01
УТ3-УТ2	7,31	400	0,150	121,03	6467	0,68	1,69
УТ2-УТ1	8,31	400	0,184	41,54	2869	0,30	1,99
УТ1-ИТ	10,38	400	0,184	41,79	4503	0,47	2,46

**Розрахунок втрат напору на ділянках "патронажної магістралі"**

У нашому випадку на ділянках від джерела теплоти (ИТ) до УТ2' "патронажної" магістралі йде підвищена витрата мережної води яка дорівнює  $G_p + G_a$ .

В нашому випадку  $G_a$  дорівнює витраті через проміжну перемичку, тобто на ділянці ИТ-УТ1  $G_a = 38,45 + 10,38 = 84,83$  кг/с, а на ділянці УТ1-УТ2  $G_a = 30,76 + 10,38 = 41,14$  кг/с, отже втрати напору на цих ділянках, при тих же діаметрах трубопроводів зросте. Розрахунок опору  $S$ , втрат тиску  $\delta P$  і втрат напору  $\delta h$  проводяться аналогічно викладеному вище і його результати зводяться в таблицю 5.

Таблиця 5

Розрахунок втрат напору в ділянках "патронажної" магістралі

№№ ділянок	$G_i^{\text{авар}}$ , кг/с	$d_i$ , м	$S_i$ , Па с <sup>2</sup> /кг	$\delta P_i$ , Па	$\Delta h_i$ , м	$\Sigma \Delta h_i$ , м
ИТ-УТ1	48,83	0,184	44,612	106377	11,1	11,1
УТ1-УТ2	41,14	0,184	44,182	74784	7,8	18,9

На підставі цих розрахунків будуються пьезометричні графіки для розрахункового, літнього і аварійного режимів теплової мережі.



## ДОДАТКИ

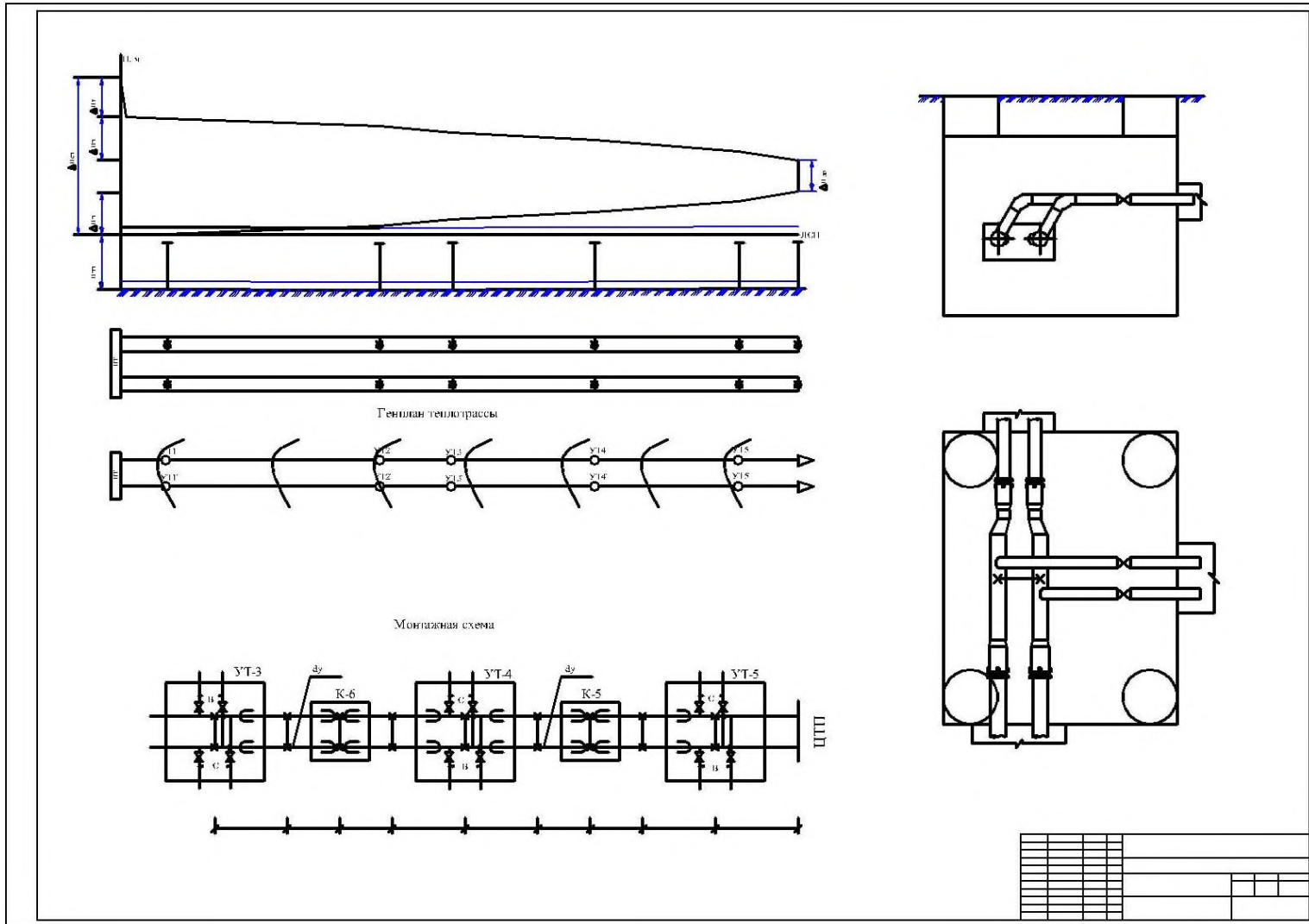


Рис.2 Рекомендоване розташування фрагментів

# ОДЕСЬКА ДЕРЖАВНА АКАДЕМІЯ БУДІВНИЦТВА

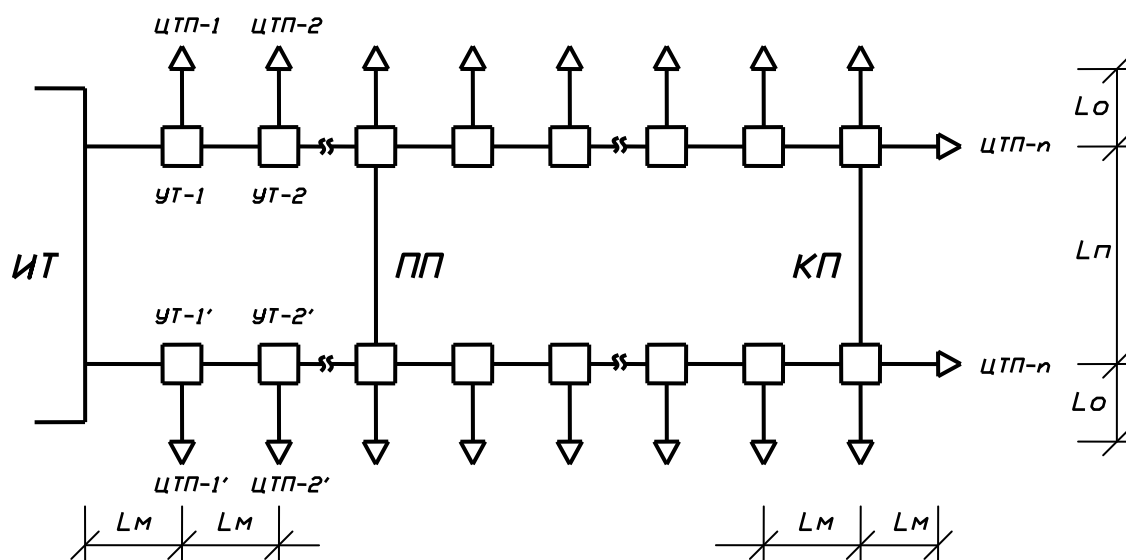
## I АРХІТЕКТУРИ

Кафедра теплогазопостачання

### ЗАВДАННЯ

на виконання курсового проекту

Студент гр. \_\_\_\_\_



### ВИХІДНІ ДАНІ

1. Місто
2. Кількість ЦТП, шт.  $n =$
3. Тепловий потік ЦТП, мВт  
 $Q_o^p =$        $Q_b^p =$        $Q_r^c =$
4. Довжини ділянок, м  
 $L_m =$        $L_o =$        $L_{\Pi} =$





5. Ухил місцевості  $i =$   
с зниженням до УТ-
6. Наявність баків-акумуляторів
7. Розроблювальна ділянка
8. Місце аварії

Завдання видав \_\_\_\_\_

Прийняв до виконання \_\_\_\_\_

Таблиця 6.

Гранична відстань між нерухомими опорами  $L_k$ , м.

$d_y$ , мм	Канальна і повітряна прокладка		Безканальна прокладка	
	компенсатори			
				
50	-	60	-	50
70	-	70	-	55
80	-	80	-	65
100	70	80	25	65
125	70	90	30	-
150	80	100	35	-
175	80	100	40	-
200	80	120	50	-
250	100	120	60	-
300	100	120	70	-
350	120	140	70	-
400	140	160	70	-
450	140	160	70	-
500	140	180	80	-
600	160	200	80	-
700	160	200	80	-
800	160	200	100	-
900	160	200	100	-
1000	160	200	120	-

Таблиця 7.

## Тип і внутрішні розміри теплофікаційних камер

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
A	1800	1800	1800	3000	3000	4200	4800	4200	4800	5400
Б	1500	2250	3000	3000	3750	3000	3000	3750	3750	3750

Таблиця 8.

## Монтажна довжина сальникових компенсаторів

dy, мм.	здатність, що компенсує, Δ, м.	монтажна довжина, Lм, м.
100	0,250	780
125		
150		
175		
200	0,200	890
250		
300		
350		
400	0,300	1100
450		
500		
600		
700		
800		
		1125
		1140
		1150

Таблиця 9.

Стандартні діаметри труб, застосовуваних для будівництва теплових мереж

$d_y$ , м	$d_H \times \delta$ , м	$d_B$ , м	Стандарт
50	57x3,0	0,051	Труби сталеві безшовні горячедеформовані за ДСТ 8732-78
70	76x3,0	0,070	
80	89x3,5	0,082	
100	108x4,0	0,100	
125	133x4,0	0,125	
150	159x4,5	0,150	
175	194x5,0	0,184	
200	219x6,0	0,207	
250	273x7,0	0,259	
300	325x8,0	0,309	
350	377x9,0	0,359	
400	426x9,0	0,408	
450	480x7,0	0,466	
500	530x8,0	0,514	
600	630x9,0	0,612	
700	720x10,0	0,700	
800	820x10,0	0,800	
900	920x10,0	0,898	
1000	1020x12,0	0,996	
1100	1120x12,0	1,096	
1200	1220x14,0	1,192	
1400	1420x14,0	1,392	

## Марка мережних насосів

Марка	Витрата, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Частота обер- тання, об/мін	Потужність двигуна, кВт
СЭ 500-70-16	500	70	3000	160
СЭ 800-55-11	800	55	1500	200
СЭ 800-100-8	800	100	3000	315
СЭ 800-100-11	800	100	1500	315
СЭ 900-100	900	100	1500	315
СЭ 1250-45-11	1250	45	1500	200



Рис. 3 Насос типу СЭ

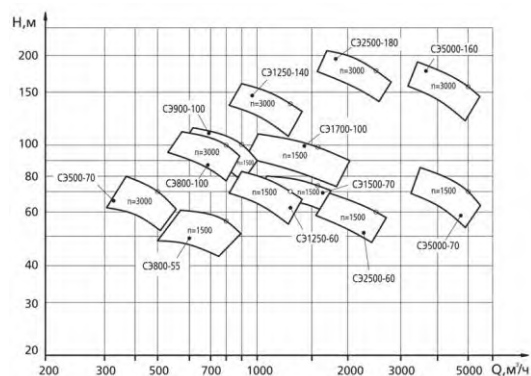


Рис. 4 характеристика насосів СЭ



Рис. 5 Насос Grundfas типу TP

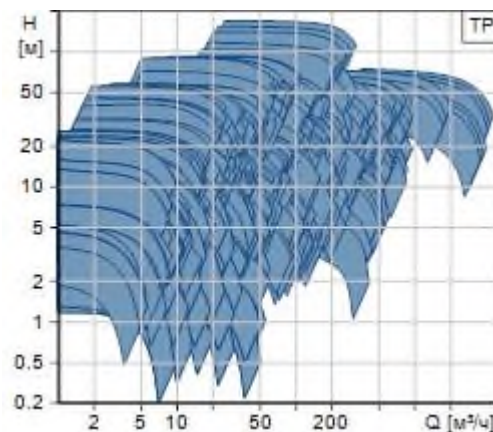


Рис. 6 характеристика насосів TP

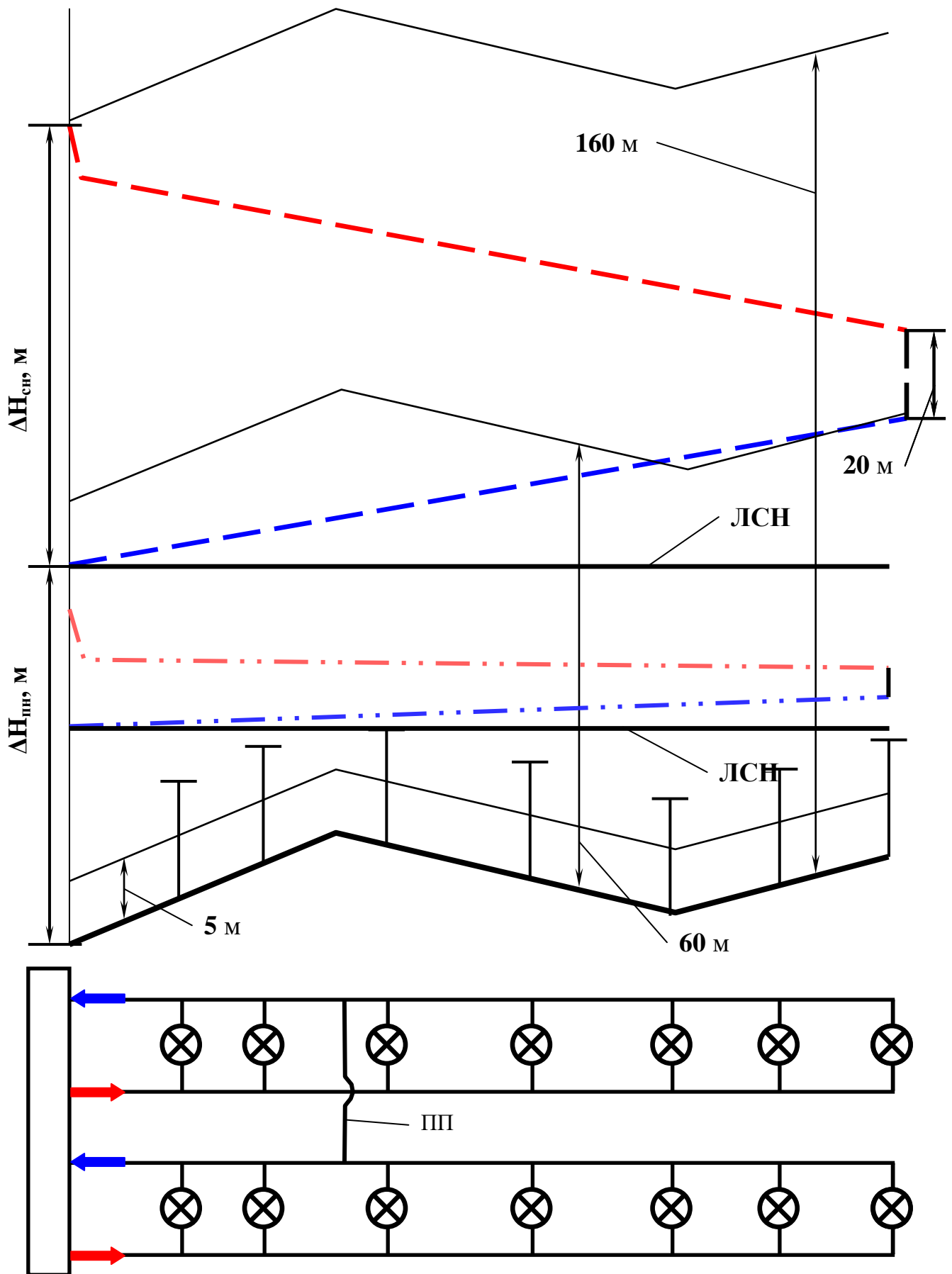


Рис. 7 Пьезометричний графік розрахункового режиму

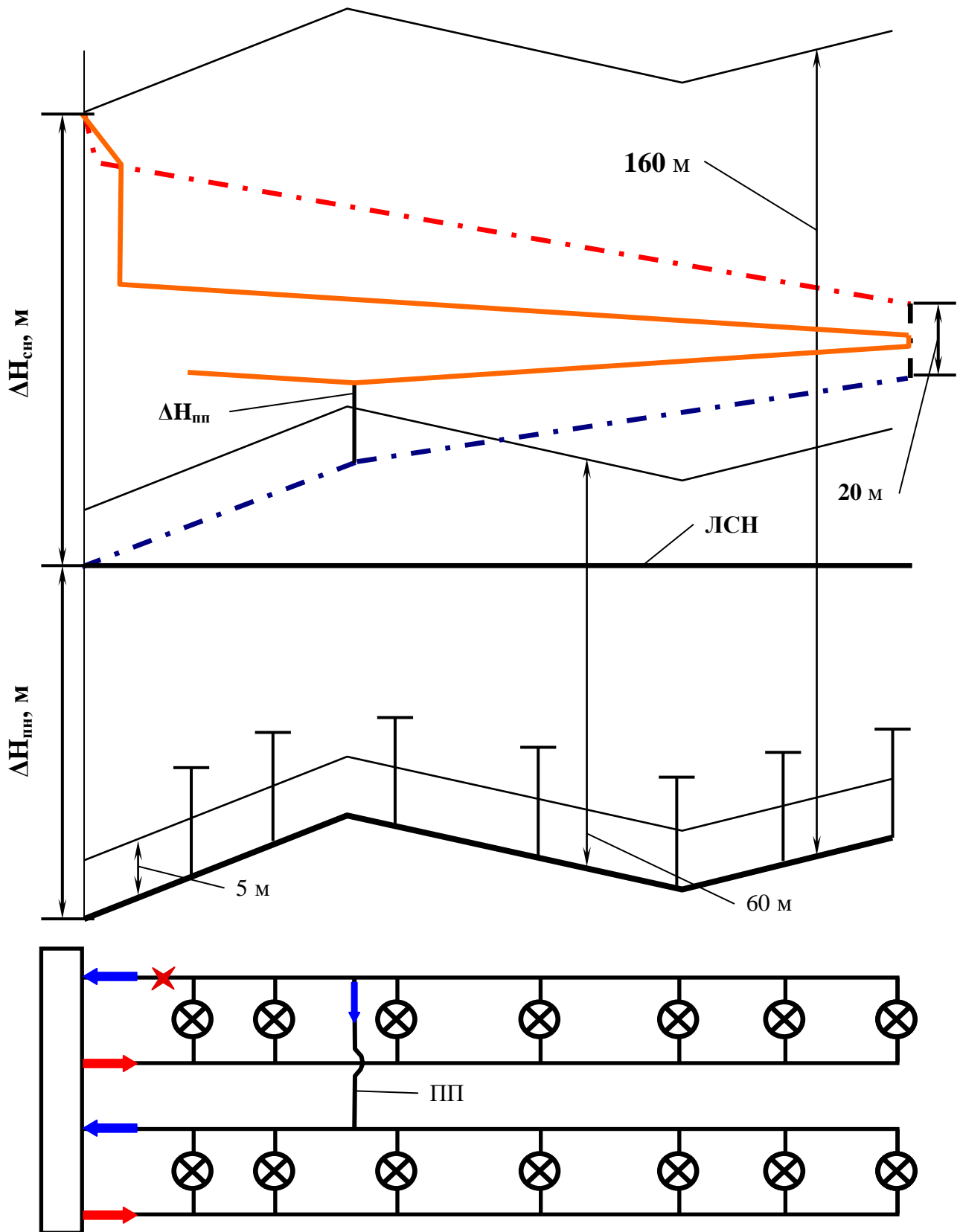


Рис. 8 Пьезометричний графік при аварії на зворотній магістралі.



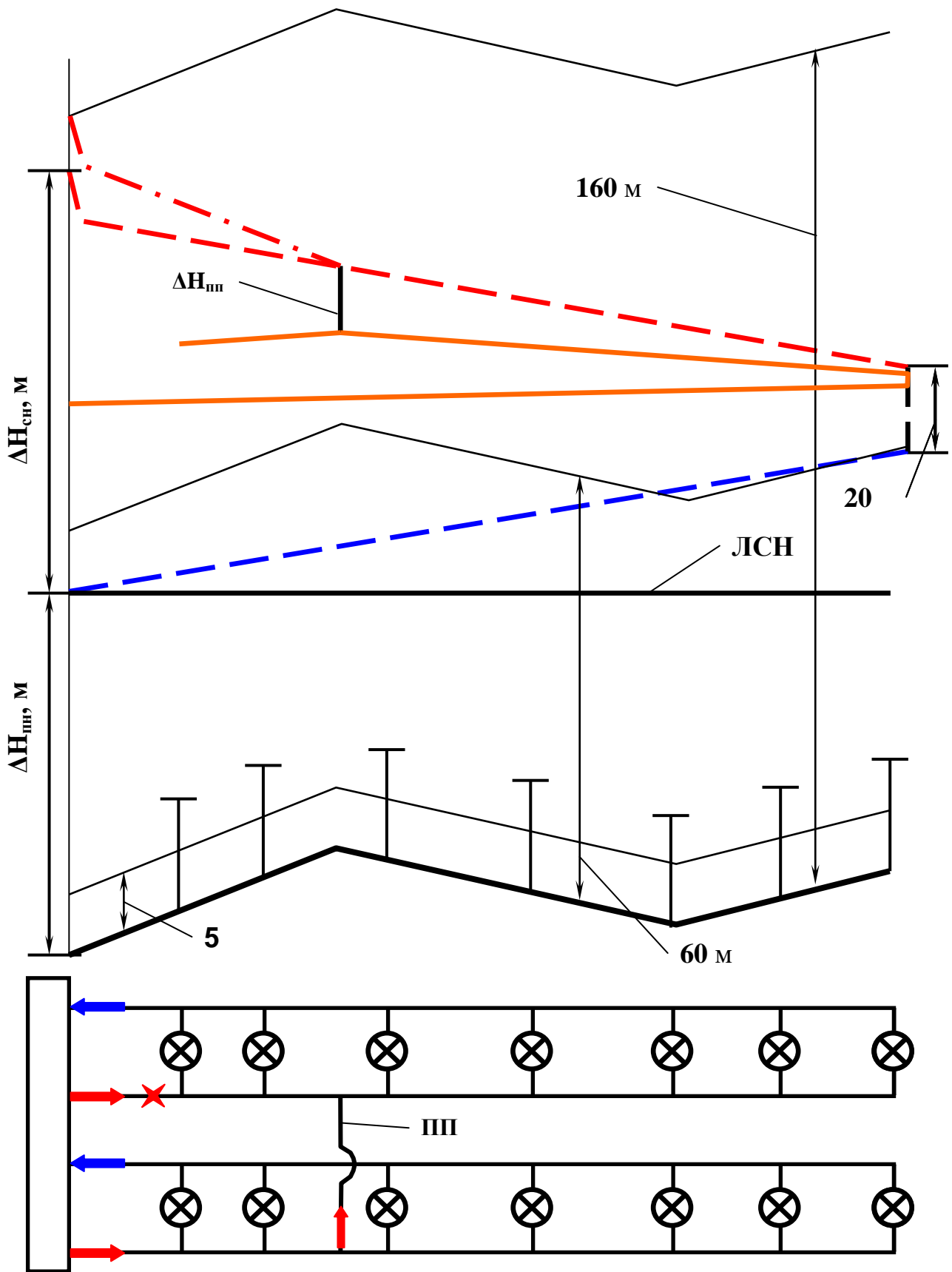


Рис. 9 Пьезометричний графік при аварії на подавальній магістралі

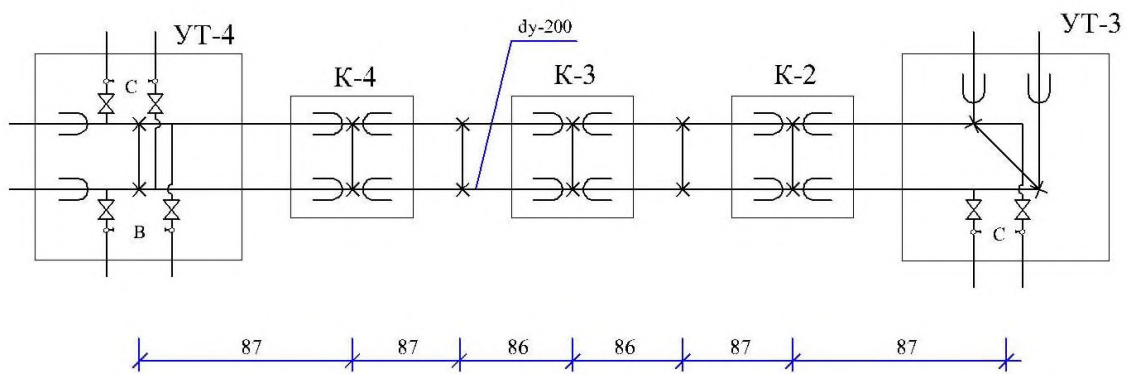


Рис. 10 Фрагмент монтажної схеми ділянки тепломережі

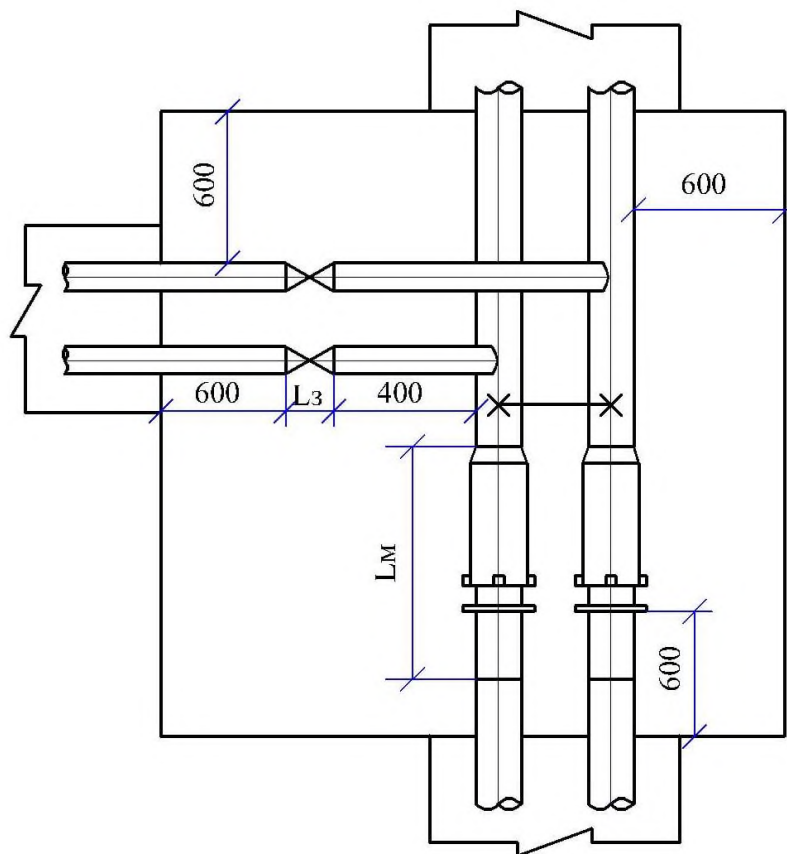


Рис. 11 Мінімальні відстані між устаткуванням і будівельними конструкціями теплофікаційної камери.

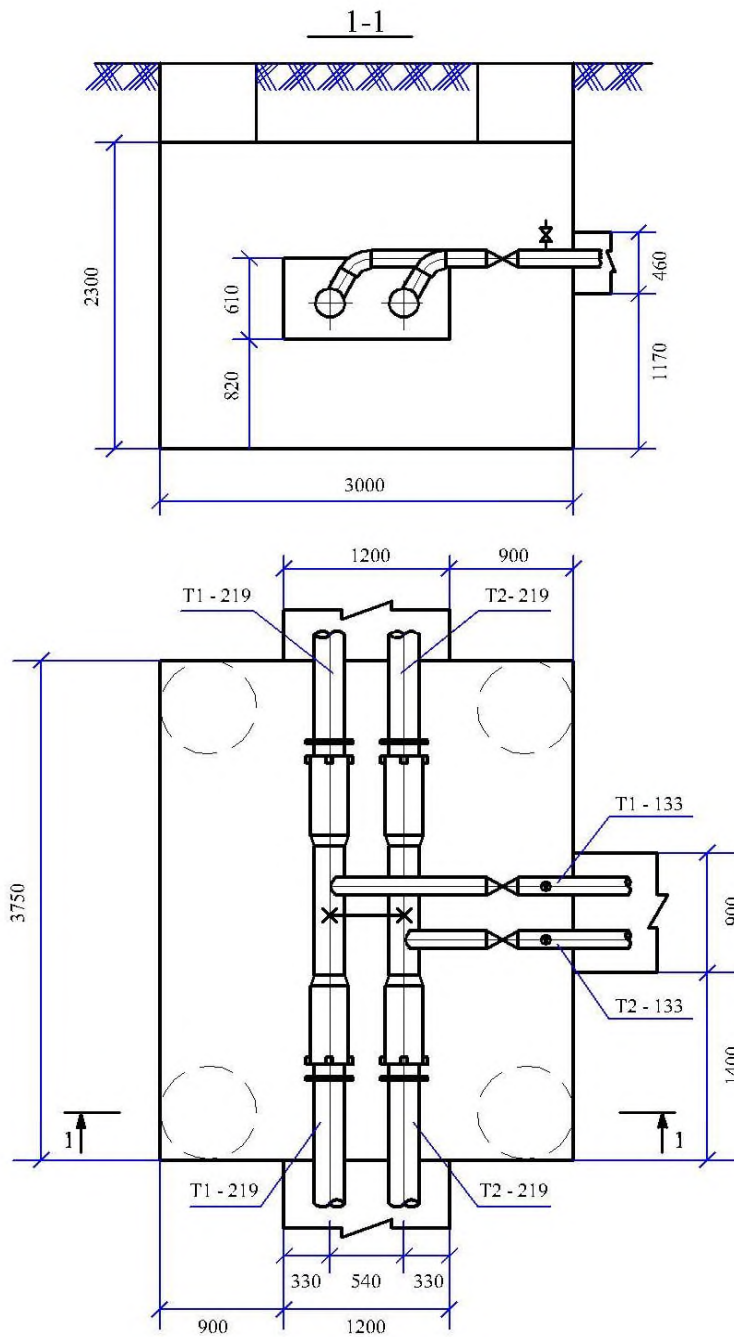


Рис. 12 План і розріз теплофікаційної камери (приклад).

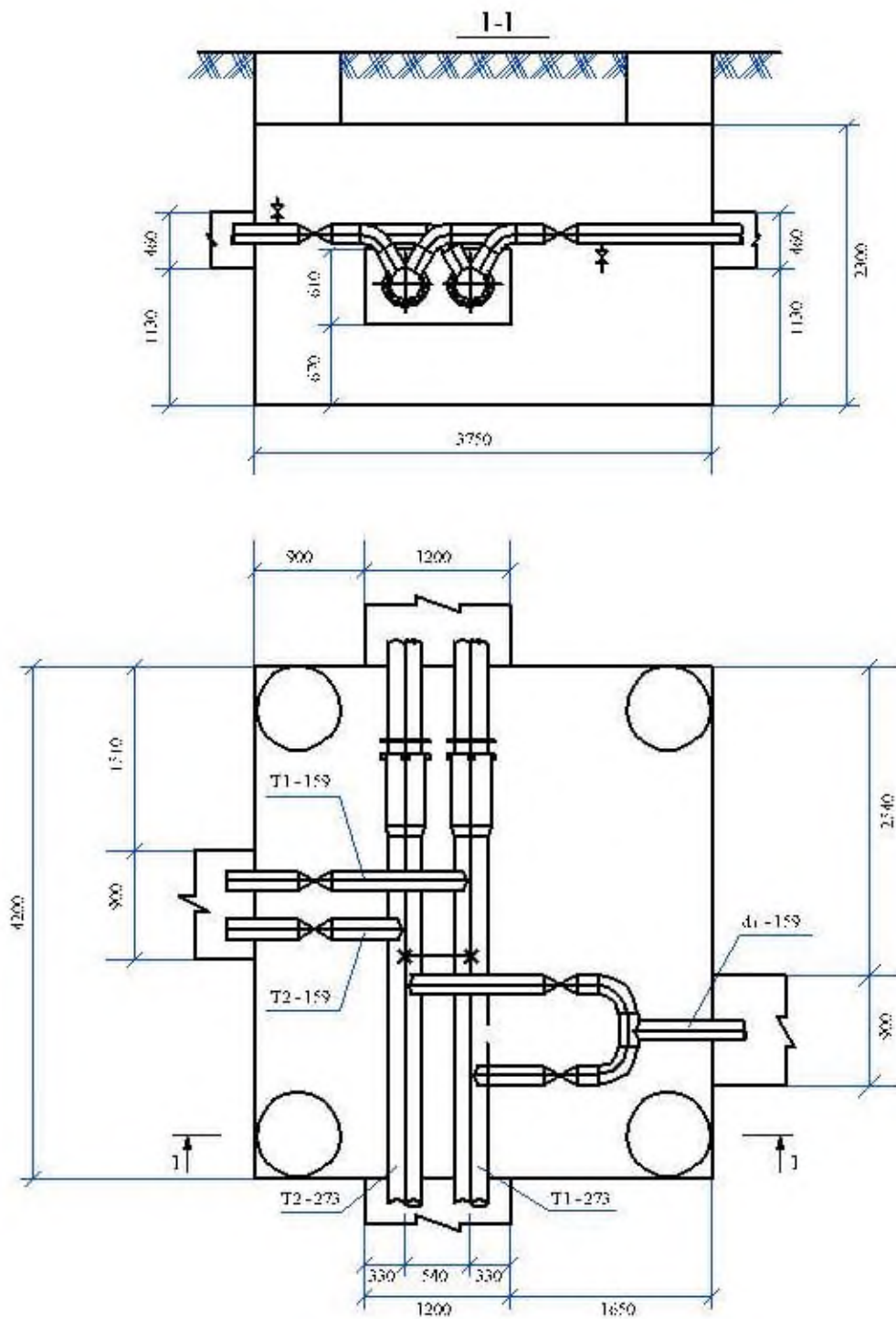


Рис. 13 План і розріз теплофікаційної камери з перемичкою (приклад).

## Література

1. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети,- М,- Энергоиздат, 1982.- 360 с.
2. Перечень единиц физических величин, подлежащих применению в строительстве. СН 528-80,- М, Стройиздат, 1981. - 34 с.
3. Справочник по наладке и эксплуатации водяных тепловых сетей. В.И.Манюк л др. - М, Стройиздат, 1988,- 432 с.
4. Строительные нормы и правила. СНиП 2.04.0786, Тепловые сети. - М., Стройиздат, 1988.- 48 с.
5. Громов Н.К. Абонентские устройства водяных тепловых сетей.- М., Энергия", 1979,-248 с
6. Инструкция по проектированию тепловой изоляции оборудования и трубопроводов промышленных предприятий. СН 542-81. - М., Стройиздат, 1983.-72 с.
7. Лапотшкина Н.П., Сазонов Р.П Водоподготовка и водно-химический режим тепловых сетей.- М, Энергоиздат, 1982.- 200 с.
8. Левин Б.И., Шубин Е.П. Теплообменные аппараты, систем теплоснабжения, - М., "Энергия", 1965.- 256 с
9. Пырков В.В. Современные тепловые пункты. Автоматика и регулирование. – К.:ІІ ДП "Такі справи", 2007.- 252 с