

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ**

Інститут Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім.акад. І.С.Гулого
Кафедра теплоенергетики та холодильної техніки

«До захисту в ЕК»
Директор інституту
_____ Сергій Блаженко
(підпис) (ім'я та прізвище)

«__» лютого 2022 р.

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
_____ Валентин Петренко
(підпис) (ім'я та прізвище)

«__» лютого 2022 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності _____ 144 Теплоенергетика _____
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми _____

_____ Теплоенергетика та енергоефективні технології _____

на тему: _____ Проект системи теплопостачання житлово-промислового _____

_____ району № 3 в місті Ізяслав _____

Виконав: здобувач 5 курсу, групи ЗТЕ-5-7ск

_____ Сафончик Оксана Миколаївна _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник доц. Бойко Володимир Олександрович _____
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Рецензент Олександр Рябчук _____
(ім'я та прізвище) (підпис)

Я як здобувач Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав і не одержував недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідні джерела.

Здобувач _____
(підпис)

Київ — 2022 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім.акад. І.С.Гулого
Кафедра теплоенергетики та холодильної техніки

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 144 Теплоенергетика
(код і назва)

Освітньо-професійна програма Теплоенергетика та енергоефективні технології
(назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ТЕХТ

проф. Петренко В.П.

“01” листопада 2021 року

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Сафончик Оксани Миколаївни

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району № 3 в місті Ізяслав

керівник роботи к.т.н., доц. Бойко Володимир Олександрович

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “01” 11.2021 року № 859-кв

2. Строк подання здобувачем роботи 01.02.2022 року

3. Вихідні дані до роботи технологічне навантаження 12,0 МВт; температура теплоносія 95 С; розрахункова температура -15 С; температура зовнішнього повітря 0,4 С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду – 179 днів; температури мережної води $\tau_{01}/\tau_{02}: 120^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Розрахунок теплових навантажень житлово-промислового району міста

2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

3. Охорона праці

4. Творче завдання на тему “Теплотраса. Вибір способу прокладання теплових мереж”

5. Перелік графічного матеріалу

1. План району з трасою теплових мереж. Схема абонентського приєднання житлового будинку до теплової мережі. Графіки.

2. Теплова схема котельні.

3. Компановка обладнання.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 16.12.2021

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Визначення теплових навантажень в системі ТПЖР	16.12-19.12.2021	Виконано
2	Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях	20.12-29.12.2021	Виконано
3	Визначення розрахункових витрат теплоносія	30.12-09.01.2022	Виконано
4	Формування вихідних даних до Частини 2 проекту	10.01-12.01.2022	Виконано
5	Розрахунок теплової схеми котельні	13.01-18.01.2022	Виконано
6	Вибір енергетичного обладнання котельні	19.01-22.01.2022	Виконано
7	Оформлення креслень та ПЗ	23.01-31.01.2022	Виконано

Здобувач _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

Сафончик О.М.
(прізвище та ініціали)

Бойко В.О.
(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. Розрахунок теплових навантажень житлово – промислового району міста.....	8
1.1. Вихідні дані до проекту.....	8
1.2. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району.....	10
1.3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях.....	16
1.3.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення	16
1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання.....	18
1.3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію.....	23
1.4. Визначення розрахункових витрат теплоносія.....	25
1.5. Вихідні дані до розділу 2.....	26
РОЗДІЛ 2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами.....	28
2.1.Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами.....	28
2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні.....	30
2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами ...	31
2.4. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні	41
2.5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами.....	44
РОЗДІЛ 3. Охорона праці.....	52
РОЗДІЛ 4. Теплотраса. Вибір способу прокладання теплових мереж...	58
Список використаної літератури.....	73

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Ізяслав</i> ЗМІСТ	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Сафончик О.М.							4
Перевірив	Бойко В.О.					ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							

АНОТАЦІЯ

Сафончик О.М. Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району № 3 в місті Ізяслав - кваліфікаційна робота на правах рукопису.

Даний проект містить розрахунок теплових навантажень в системі тепlopостачання житлового району на 27 кварталів, знайдені графіки залежності теплових навантажень опалення, вентиляції та гарячого водопостачання району від температури зовнішнього повітря, графік залежності температур і витрати мережної води від температури зовнішнього повітря, графік річної сумарної витрати теплоти.

Обґрунтована та сформульована система технічних рішень зі створення котельні, виконаний розрахунок теплової схеми котельні з техніко – економічним показником ефективності її роботи, здійснений вибір енергетичного обладнання котельні, викреслена розгорнута схема котельні, план та повздовжній розріз.

Третя частина - розділ з охорони праці, в якому розглянуто питання безпечної експлуатації котельного устаткування.

Четвертий розділ - Теплотраса. Вибір способу прокладання теплових мереж.

Графічна частина виконана на 3 листах формату А1.

Ключові слова: тепловий розрахунок, котельня, графіки навантажень, теплове обладнання, схема абонентського приєднання, водогрійна котельня, сучасні системи теплозабезпечення.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №3 в м. Ізяслав</i> АНОТАЦІЯ	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Сафончик О.М.						5
Перевірив		Бойко В.О.						
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						
						ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ		

ABSTRACT

Safonchuk O.M. Project of heat supply system of residential-industrial district № 3 in the city of Izyaslav - qualification work on the rights of the manuscript.

This project contains the calculation of heat loads in the heating system of a residential area for 27 quarters, found graphs of dependence of heat loads of heating, ventilation and hot water supply of the area on the outside air temperature, graph of temperature and network water consumption from outside air temperature, schedule of annual total heat consumption.

The system of technical decisions on creation of a boiler-house is substantiated and formulated, the calculation of the thermal scheme of a boiler-house with a technical-economic indicator of efficiency of its work is executed, the choice of power equipment of a boiler-house is carried out, the expanded scheme of a boiler-house

The third part is the section on labor protection, which considers the issue of safe operation of boiler equipment.

The fourth section is heating main. Choice of method of laying heating networks.

The graphic part is made on 3 sheets of A1 format.

Key words: thermal calculation, boiler house, load schedules, thermal equipment, subscriber connection scheme, water-heating boiler room, modern heat supply systems.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		6

ВСТУП

Метою дипломного проекту є розроблення водогрійної котельні для забезпечення потреб опалення, вентиляції та гарячого водопостачання житлового району міста та технологічного навантаження підприємства.

Актуальність даної роботи полягає в тому, що на сьогоднішній день більшість будинків житлових районів мають «морально» застаріле обладнання, яке не відповідає сучасним вимогам і потребам населення нашої держави. Через те виникає потреба у створенні сучасного обладнання, яке відповідає європейським стандартам і зможе повністю забезпечувати зростаючі потреби населення у тепло – та водопостачанні.

В основу даного дипломного проекту покладено створення водогрійної котельні, яка зможе при економії електроенергії та палива, працюючи максимально ефективно, забезпечити житловий район опаленням, гарячим водопостачанням, та технологічним навантаженням підприємства.

Для реалізації виконані такі задачі :

- розраховані теплові навантаження в системі тепlopостачання житлового району;
- знайдені витрата та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях;
- розрахована теплова схема котельні з водогрійними котлами;
- визначена собівартість теплоти, відпущена від котельні;
- виконані монтажні креслення котельні;

При дотриманні всіх розрахунків, дана система зможе більш повно задовольнити потреби населення даного району у опаленні, гарячому водопостачанні та потреби у тепловому навантаженні підприємства.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №3 в м. Ізяслав</i> ВСТУП	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Сафончик О.М.							7
Перевірив	Бойко В.О.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							
						ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ		

РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

1.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

- 1.1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м. Ізяслав.
- 1.2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант №3 (27 житлових кварталів).
- 1.3. Структура теплового навантаження:
 - 1.3.1. Опалення житлових кварталів;
 - 1.3.2. Гаряче водопостачання житлових кварталів;
 - 1.3.3. Вентиляція громадських будівель;
 - 1.3.4. Технологічне навантаження промислового підприємства 12 МВт (9,5 МВт – літній режим);
(Теплоносій – гаряча вода $t_2'' = 95$ °С, степінь повернення води 1,0).
- 1.4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення $t_{з.о} = (-15)$ °С.
- 1.5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період – $t_{з.ср.оп} = 0,4$ °С.
- 1.6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції – -10 °С.
- 1.7. Температура початку опалювального періоду, $t_{з.пнк} = +8$ °С
- 1.8. Температура точки “зламу”, $t_{з.з}$ (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
- 1.9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень здійснюються для трьох характерних режимів:
 - максимально зимового;
 - точки “зламу” температурного графіка опалення;
 - літнього.
- 1.10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.
- 1.11. Тривалість опалювального періоду – $n_o = 179$ діб.
- 1.12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього повітря, діб

Температура	Інтервали середньодобових температур зовнішнього повітря, °С							
	-30... ...-25	-25... ...-20	-20... ...-15	-15... ...-10	-10... ...-5	-5... ...0	0... ...+5	+5... ...+8
У вказаному інтервалі	0,0	0,0	0,0	12,5	25,9	48,0	59,2	33,4
Нижче даної	0,0	0,0	0,0	12,5	38,4	86,4	145,6	179,0

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Ізяслав РОЗДІЛ 1			Літера	Аркушів	Аркуш	
Розробив	Сафончик О.М.								7		
Перевірив	Бойко В.О.							ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ			
Рецензув.											
Затвердив	Василенко С.М.										

- 1.13. Розрахункові температури мережної води $\tau'_{01} / \tau'_{02} : 120^{\circ}C / 70^{\circ}C$.
- 1.14. Система теплопостачання – закрита
- 1.15. Метод регулювання теплового навантаження на опалення - центральне якісне регулювання спільно з місцевим кількісним регулюванням.
- 1.16. Схема підключення підігрівників гарячого водопостачання до системи опалення - двоступенева змішана.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

1.2. ВИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ В СИСТЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ

1.2.1. Викреслюємо план району, у відповідності із завданням у масштабі 1:5500 .

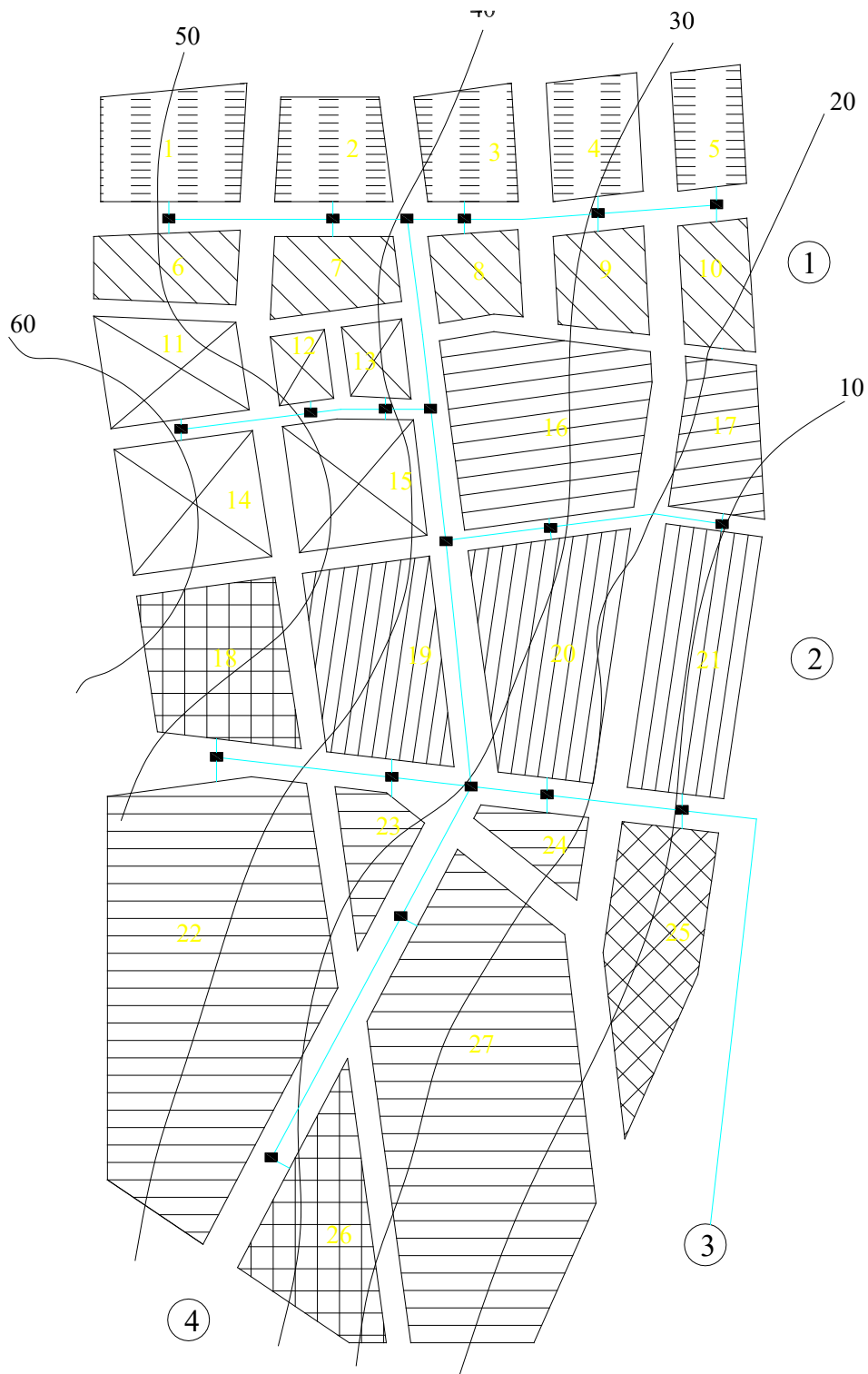


Рис.1.1 План району

1.2.2. Нумеруємо на плані району квартали району теплопостачання.

1.2.3. Визначаємо загальну площу житлових споруд району:

$$F_{жс} = F_i f_i = 0,99 \cdot 8500 = 8433,70 \text{ м}^2$$

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		10

де f_i - густина (щільність) житлового фонду, м²/га, приймається в залежності від поверховості забудови (Додаток 8 [1]).

2.4. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи опалення житлових і громадських будівель:

$$Q'_{o\max} = q_o F_{ж} (1 + K_{зр}) 10^{-6} = 65 \cdot 8433,70 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,69 \text{ МВт}$$

де q_o - укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1 м² загальної площі житлових споруд, Вт/м² (Додаток 9 [1]); $K_{зр}$ - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських споруд, $K_{зр} = 0,25$.

1.2.5. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд:

$$Q'_{в\max} = K_{зр} K_{в} q_o F_{ж} 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 65 \cdot 8433,70 \cdot 10^{-6} = 0,08 \text{ МВт}$$

де $K_{в}$ - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на вентиляцію громадських споруд; $K_{в} = 0,4$ - для споруд, збудованих до 1985 року, $K_{в} = 0,6$ - для споруд, збудованих після 1985 року.

1.2.6. Визначаємо чисельність (кількість мешканців) людей, що проживають у районі:

$$m = \frac{F_{ж}}{f_3} = \frac{8433,70}{25} = 337$$

де f_3 - норма загальної площі на одного мешканця (людину), приймається $f_3 = 18...25$ м²/люд.

1.2.7. Визначаємо середнє теплове навантаження на гаряче водопостачання житлових і громадських споруд:

$$Q'_{ГВП} = q_e m 10^{-6} = 320 \cdot 337 \cdot 10^{-6} = 0,11 \text{ МВт}$$

де q_e - укрупнений показник середнього теплового потоку на гаряче водопостачання на одну людину, Вт/люд., (Додаток 10[1]); m - кількість людей.

1.2.8. Зводимо результати розрахунку по кожному кварталу в таблицю 1.1.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		11

Таблиця 1.1

Розрахунок теплових навантажень

Номер кварталу	Площа кварталу, га	Густина (щільність) житлового фонду м ² /Га	Житлова площа кварталу, м ²	Кількість мешканців, чол.	Теплові потоки			
					Опалення Q _{о max} МВт	Вентиляція Q _{в max} МВт	ГВП Q _{ГВП} МВт	Всього: 6+7+8, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,99	8500	8433,70	337	0,69	0,08	0,11	0,88
2	0,70	8500	5991,01	240	0,49	0,06	0,08	0,62
3	0,66	8500	5605,33	224	0,46	0,05	0,07	0,58
4	0,67	8500	5733,89	229	0,47	0,06	0,07	0,60
5	0,51	8500	4371,13	175	0,36	0,04	0,06	0,45
6	0,62	5900	3640,89	146	0,39	0,05	0,05	0,48
7	0,58	5900	3408,87	136	0,36	0,04	0,04	0,45
8	0,46	5900	2730,67	109	0,29	0,03	0,03	0,36
9	0,56	5900	3283,94	131	0,35	0,04	0,04	0,43
10	0,55	5900	3248,25	130	0,35	0,04	0,04	0,43
11	0,88	7500	6624,75	265	0,54	0,06	0,08	0,69
12	0,24	7500	1769,63	71	0,14	0,02	0,02	0,18
13	0,28	7500	2109,94	84	0,17	0,02	0,03	0,22
14	1,11	7500	8326,31	333	0,68	0,08	0,11	0,86
15	1,00	7500	7532,25	301	0,61	0,07	0,10	0,78
16	2,15	5800	12456,95	498	1,01	0,12	0,16	1,29
17	0,77	5800	4491,52	180	0,36	0,04	0,06	0,47
18	1,35	6400	8653,92	346	0,70	0,08	0,11	0,90
19	1,54	4500	6942,38	278	0,74	0,09	0,09	0,92
20	1,91	4500	8603,10	344	0,91	0,11	0,11	1,13
21	1,61	4500	7228,24	289	0,77	0,09	0,09	0,95
22	5,15	6000	30891,30	1236	2,51	0,30	0,40	3,21
23	0,47	6000	2849,55	114	0,23	0,03	0,04	0,30
24	0,34	6000	2069,10	83	0,17	0,02	0,03	0,21
25	1,37	7100	9729,31	389	0,79	0,09	0,12	1,01
26	1,32	6800	8947,95	358	0,73	0,09	0,11	0,93
27	5,14	6000	30855,00	1234	2,51	0,30	0,39	3,20
Всього	32,96		206528,85	8261	17,76	2,13	2,64	22,53

1.2.9. Визначаємо максимальне теплове навантаження на гаряче водопостачання житлових і громадських споруд:

$$Q'_{ГВП \max} = 2,4 \cdot Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 2,64 = 6,34 \text{ МВт}$$

1.2.10. Визначаємо середнє теплове навантаження на гаряче водопостачання для неопалювального (літнього) періоду:

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

$$Q_{ГВП\text{Л}}^{сеп} = Q'_{ГВП} \cdot \frac{55 - t_{x.в.л}}{55 - t_{x.в.з}} \cdot \beta = 2,64 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 1,69 \text{ МВт}$$

де $t_{x.в.л}$ - температура холодної водопровідної води для літнього періоду, $t_{x.в.л} = 15$ °С; $t_{x.в.з}$ - температура холодної водопровідної води для опалювального (зимового) періоду, $t_{x.в.з} = 5$ °С; β - коефіцієнт, що враховує зміну витрати мережної води на гаряче водопостачання в неопалювальний період по відношенню до опалювального; для житлово-комунального сектора $\beta = 0,8$; для курортних і південних міст $\beta = 1,5$; для підприємств $\beta = 1$.

1.2.11. Визначаємо максимальне теплове навантаження на гаряче водопостачання для неопалювального /літнього/ періоду:

$$Q_{ГВП\text{max}\text{Л}}^{сеп} = Q'_{ГВП\text{max}} \cdot \frac{55 - t_{x.в.л}}{55 - t_{x.в.з}} \cdot \beta = 6,34 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 4,06 \text{ МВт}$$

1.2.12. Визначаємо теплові навантаження на опалення Q_0 та вентиляцію $Q_в$ для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря $t_{з.о}$, $t_з$, $t_з^{сеп.опал}$, $t_{з.з}$, $t_{зпк}$:

$$Q_0 = Q'_{0\text{max}} \cdot \bar{Q}_0 = Q'_{0\text{max}} \cdot \frac{t_{в.п} - t_з}{t_{в.п} - t_{з.о}} = 17,76 \cdot \frac{+18 - (-15)}{+18 - (-15)} = 17,76 \text{ МВт}$$

$$Q_в = Q'_{в\text{max}} \cdot \bar{Q}_0 = Q'_{в\text{max}} \cdot \frac{t_{в.п} - t_з}{t_{в.п} - t_{з.о}} = 2,13 \cdot \frac{+18 - (-15)}{+18 - (-15)} = 2,13 \text{ МВт}$$

де $t_{в.п}$ - температура повітрі всередині приміщення, +18 °С; $t_{з.о}$ - розрахункова температура зовнішнього повітря на опалення, °С.

1.2.13. Визначаємо теплове навантаження системи гарячого водопостачання (середнє і максимальне) на протязі опалювального періоду, як незмінні, незалежно від температури зовнішнього повітря.

1.2.14. Зводимо результати розрахунків теплових навантажень в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2

Значення максимальних і середніх теплових навантажень в залежності від температури зовнішнього повітря

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при $t_з$					літо
			$t_{з.о}$ -15 °С	$t_з$ -10 °С	$t_з^{сеп.опал}$ 0,4 °С	$t_{з.з}$ 2,7°С	$t_{зпк}$ +8 °С	
1	\bar{Q}_0		1,00	0,85	0,53	0,46	0,30	
2	Q_0	МВт	17,76	15,07	9,47	8,23	5,38	
3	$Q_в$	МВт	2,13	1,81	1,14	0,99	0,65	
4	$Q'_{ГВП}$	МВт	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	1,69
5	$Q'_{ГВП\text{max}}$	МВт	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	4,06

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при t_3					літо
			$t_{3,0}$ -15 °С	t_3 -10 °С	$t_3^{сер.опал}$ 0,4 °С	$t_{3,з}$ 2,7°С	$t_{зпк}$ +8 °С	
6	Всього: 2+3+4	МВт	22,53	19,52	13,25	11,86	8,67	1,69
7	Всього: 2+3+5	МВт	26,23	23,22	16,95	15,57	12,37	4,06

1.2.15. Визначаємо річну витрату теплоти :

$$\begin{aligned}
 \text{- на опалення: } Q_o^{річн} &= Q_o' \max n_o \frac{t_{в.р} - t_3^{сер.опал}}{t_{в.р} - t_{3,0}} \cdot 3,6 = \\
 &= 17,76 \cdot 179 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (0,4)}{+18 - (-15)} \cdot 3,6 = 146470,59 \text{ ГДж/рік}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{- на вентиляцію: } Q_v^{річн} &= Q_v' \max n_o \frac{z}{24} \frac{t_{в.р} - t_3^{сер.опал}}{t_{в.р} - t_{3,0}} \cdot 3,6 = \\
 &= 2,13 \cdot 179 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (0,4)}{+18 - (-15)} \cdot 3,6 = 11717,65 \text{ ГДж/рік}
 \end{aligned}$$

- на гаряче водопостачання:

$$\begin{aligned}
 Q_{ГВП}^{річн} &= (Q_{ГВП}' n_o + Q_{ГВП}^{сер} (n - n_o)) \cdot 3,6 = \\
 &= (2,64 \cdot 179 \cdot 24 + 1,69 \cdot (8400 - 179 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 65880,96 \text{ ГДж/рік}
 \end{aligned}$$

де n_o - тривалість опалювального періоду, діб; n - тривалість роботи системи гарячого водопостачання (ГВП) протягом року, $n = 8400$ год; z - тривалість роботи вентиляційної системи протягом доби, $z = 16$ год/добу; $t_3^{сер.опал}$ - середня температура зовнішнього повітря протягом опалювального періоду, °С.

1.2.16. Визначаємо сумарну річну витрату теплоти на опалення, на вентиляцію та на ГВП(1 квартал):

$$\begin{aligned}
 \sum Q^{річн} &= Q_o^{річн} + Q_v^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 146470,59 + 11717,65 + 65880,96 = 224069,20 \text{ ГДж/рік} \\
 \sum Q^{річн} &= 62241,44 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}
 \end{aligned}$$

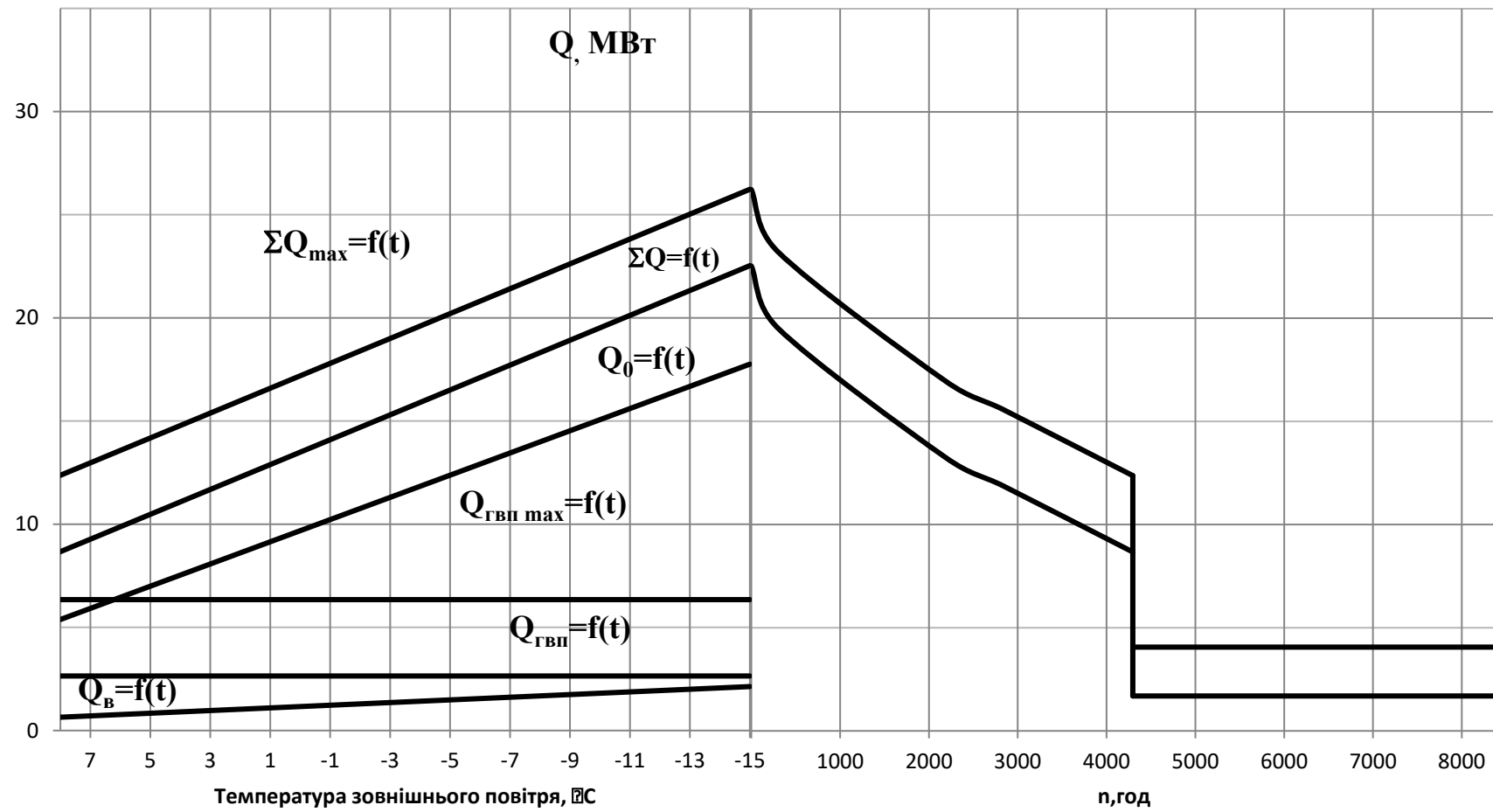
1.2.17. Будуємо графік зміни теплових навантажень на опалення, ГВП та вентиляцію в залежності від температури зовнішнього повітря та графік зміни теплових навантажень протягом року.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

Эм.	
Докуш	
№ докум.	
Підпис	
Дата	

КР 000.144.005.003.2022.ПЗ

Рис.1.2 Графік зміни теплових навантажень опалення, вентиляції та ГВП на протязі опалювального періоду та року



1.3. РОЗРАХУНОК ВИТРАТИ ТА ТЕМПЕРАТУРИ МЕРЕЖНОЇ ВОДИ В ПРЯМІЙ ТА ЗВОРОТНІЙ МАГІСТРАЛЯХ

1.3.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення

1.3.1.1. Визначаємо температуру мережної води для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря $t_{3.0}$, t_3 , $t_3^{сеп.опал}$, $t_{3.3}$, $t_{зПК}$:

- в подавальному трубопроводі:

$$\begin{aligned}\tau_{o1} &= t_{6.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o (\delta\tau_o' - 0,5\theta') = \\ &= 18 + \left(\frac{95+70}{2} - 18\right) \cdot \left(\frac{+18-(-15)}{+18-(-15)}\right)^{0,8} + \frac{+18-(-15)}{+18-(-15)} (50 - 0,5 \cdot 25) = 120 \text{ }^\circ\text{C}\end{aligned}$$

- після вузла змішування:

$$\begin{aligned}\tau_{o3} &= t_{6.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{+18-(-15)}{+18-(-15)}\right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \cdot \frac{+18-(-15)}{+18-(-15)} = 95 \text{ }^\circ\text{C}\end{aligned}$$

після системи опалення (опалювальних приладів):

$$\begin{aligned}\tau_{o2} &= t_{6.p} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left(\frac{+18-(-15)}{+18-(-15)}\right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \cdot \frac{+18-(-15)}{+18-(-15)} = 70 \text{ }^\circ\text{C}\end{aligned}$$

де $\Delta t_o' = \tau_{np}' - t_{6.p} = 82,5 - 18 = 64,5 \text{ }^\circ\text{C}$; $\tau_{np}' = \frac{\tau_{o3}' + \tau_{o2}'}{2} = \frac{95 + 70}{2} = 82,5 \text{ }^\circ\text{C}$;

$$\bar{Q}_o = \frac{t_{6.p} - t_3}{t_{6.p} - t_{3.0}} = \frac{+18 - (-15)}{+18 - (-15)} = 1; \quad \delta\tau_o' = \tau_{o1}' - \tau_{o2}' = 120 - 70 = 50 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\theta' = \tau_{o3}' - \tau_{o2}' = 95 - 70 = 25 \text{ }^\circ\text{C}$$

τ_{o3}' - розрахункова температура мережної води перед системою опалення (на вході в опалювальні прилади), приймається в межах 95...105 °С.

1.3.1.2. Визначаємо витрату мережної води на опалення у першому діапазоні ($t_{зПК} \dots t_{3.3}$):

$$G_o = \frac{Q_o 10^3}{c(\tau_{o1}' - \tau_{o2}')} = \frac{5,38 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 47,08)} = 56,03 \text{ кг/с}$$

1.3.1.3. Визначаємо витрату мережної води на опалення у другому діапазоні ($t_{3.3} - t_{3.0}$), витрата є постійною і дорівнює розрахунковій, за формулою:

$$G_{o \max}' = \frac{Q_{o \max}' 10^3}{c(\tau_{o1}' - \tau_{o2}')} = \frac{17,76 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 70)} = 84,76 \text{ кг/с}$$

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

1.3.1.4 Зводимо результати визначення температур і витрат в таблицю 1.4.

Таблиця 1.4

Результати розрахунку температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{z.o}$ -15 °C	t_z -10 °C	$t_z^{сер.опал}$ 0,4 °C	$t_{z.z}$ 2,7°C	$t_{зпк}$ +8 °C
τ_{o1}	°C	120	106,37	77,01	70	70
τ_{o2}	°C	70	63,95	50,34	47,08	47,08
τ_{o3}	°C	95	85,16	63,68	58,67	58,67
G_o	кг/с	84,76	84,76	84,76	84,76	56,03

1.3.1.5. Будуємо графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря.

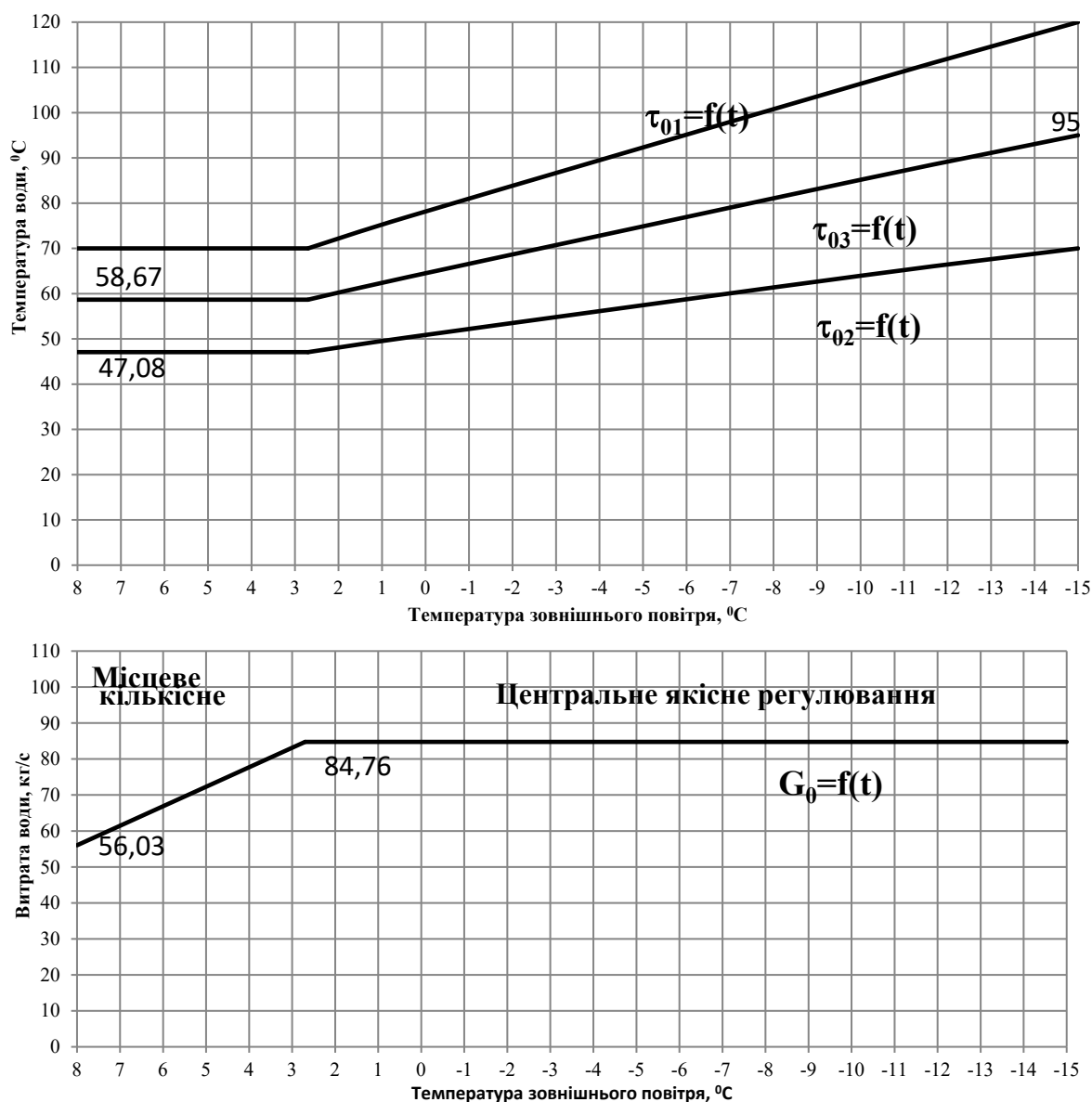


Рис 1.3. Графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

1.3.2.1. Визначаємо витрату мережної води на гаряче водопостачання:

$$G_{ГВП \max} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{6,34 \cdot 10^3}{4,19(70 - 47,08)} \cdot \frac{60 - (47,08 - 5)}{60 - 5} = 21,53 \text{ кг/с}$$

3.2.2. Визначаємо температуру мережної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$\tau_2 = \tau_{o2} - Q_{ГВП} \frac{t_n - t_{x.3}}{t_2 - t_{x.3}} \frac{1}{c(G_{o \max} + G_{ГВП})} = 47,08 - 6,34 \cdot 10^3 \cdot \frac{(47,08 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19 \cdot (84,76 + 21,53)} = 37,47 \text{ }^\circ\text{C}$$

де t_n - температура водопровідної води після підігрівника ГВП 1-го ступеня, $^\circ\text{C}$,

$$t_n = \tau_{o2}''' - (5 \dots 10^\circ\text{C}).$$

1.3.2.3 Визначаємо витрату теплоносія і температури мережної води при $t_3 \neq t_3'''$. Розрахунок виконується в два етапи: попередній і кінцевий.

Попередній розрахунок ($t_3 = 0^\circ\text{C}$):

1.3.2.4. Визначаємо температурні напори 1-го і 2-го ступенів підігрівників при розрахунковому режимі ($t_3 = t_3'''$):

$$\Delta t_I = \frac{\Delta t_{\delta_I} - \Delta t_{M_I}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_I}}{\Delta t_{M_I}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x.3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(37,47 - 5) - (47,08 - 42,08)}{\ln \frac{37,47 - 5}{47,08 - 42,08}} = 14,68^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{II} = \frac{\Delta t_{\delta_{II}} - \Delta t_{M_{II}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_{II}}}{\Delta t_{M_{II}}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_2) - (\tau_{22} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_{22} - t_n}} = \frac{(70 - 60) - (47,08 - 42,08)}{\ln \frac{70 - 60}{47,08 - 42,08}} = 7,21^\circ\text{C}$$

1.3.2.5. Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП:

$$q_{2M} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(t_2 - t_{x.3})} = \frac{6,34 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 27,53 \text{ кг/с}$$

1.3.2.6. Визначаємо теплопродуктивність підігрівників 1-го і 2-го ступенів, за формулами (4.16) та (4.17):

$$Q_I = cq_{2M} (t_n - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 27,53 \cdot (47,08 - 5) = 4,28 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = cq_{2M} (t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 27,53 \cdot (60 - 47,08) = 2,07 \text{ МВт}$$

Умова $Q_I + Q_{II} = Q_{ГВП \max}$ виконується.

1.3.2.7. Визначаємо витрати мережної води, що проходить через підігрівників 1-го і 2-го ступенів,:

$$G_I = G_{II} + G_{o \max}' = 36,33 + 84,76 = 121, \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 6,34 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 47,08)} = 36,33 \text{ кг/с}$$

1.3.2.8. Визначаємо параметр підігрівників 1-го та 2-го ступенів:

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		18

$$\Phi_I = \frac{Q_I 10^3}{\Delta t_I c \sqrt{G_{M_I} G_{\delta_I}}} = \frac{4,28 \cdot 10^3}{14,68 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{27,53 \cdot 121,1}} = 1,2$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{\Delta t_{II} c \sqrt{G_{M_{II}} G_{\delta_{II}}}} = \frac{2,07 \cdot 10^3}{7,21 \cdot 4,19 \sqrt{27,53 \cdot 36,33}} = 2,16$$

1.3.2.9. Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню, нехтуючи витратою мережної води через 1-й ступінь G_I і приймаючи витрату нагрівної води через його рівною $G'_{o \max}$, температуру нагрівної води на вході в підігрівник 1-го ступеню, рівною $\tau_{cm} = \tau_{o2}$:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,81 \cdot 27,53 \cdot (50,34 - 5) = 4,23 \text{ МВт}$$

де ε_I визначаю за формулою:

$$\varepsilon_I = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}}} \right)^{-1} = \left(0,35 \cdot \frac{27,53}{84,76} + 0,65 + \frac{1}{1,2} \cdot \sqrt{\frac{27,53}{84,76}} \right)^{-1} = 0,81$$

1.3.2.10. Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню, за формулою:

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{4,23 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 27,53} = 41,65^\circ \text{C}$$

1.3.2.11. Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню, за формулою:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 6,34 - 4,23 = 2,11 \text{ МВт}$$

1.3.2.12. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню, за формулою:

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2e})} = \frac{2,11 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (50,34 - 41,65)} = 14,29 \text{ кг/с}$$

Для попереднього розрахунку нехтую величиною недогріву підігрівнику 2-го ступеню, тобто приймаю

$$\tau_{2e} = t_n$$

1.3.2.13. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 1-го ступеню, за формулою:

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 14,29 + 84,76 = 99,05 \text{ кг/с}$$

1.3.2.14. Визначаємо температуру мережної води на вході в підігрівник 1-го ступеню, за формулою:

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o \max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2e} = \frac{84,76}{99,05} \cdot 50,34 + \frac{14,29}{99,05} \cdot 41,65 = 49,09^\circ \text{C}$$

Попередній розрахунок закінчено.

Кінцевий розрахунок.

1.3.2.15. Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню. В даному випадку витрати нагрівної і водопровідної води приймаються відповідно G_I і q_{2M} .

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		19

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{CM} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,84 \cdot 27,53 \cdot (49,09 - 5) = 4,29 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} = \left(0,35 \cdot \frac{27,53}{99,05} + 0,65 + \frac{1}{1,2} \cdot \sqrt{\frac{27,53}{99,05}} \right)^{-1} = 0,84$$

1.3.2.16. Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню, за формулою:

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{4,29 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 27,53} = 42,2^\circ\text{C}$$

1.3.2.17. Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню, за формулою:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 6,34 - 4,29 = 2,05 \text{ МВт}$$

1.3.2.18. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню за формулою:

$$G_{II} = \frac{1,7 \Phi_{II}^2 q_{z_M}}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \Phi_{II}^2 \left(\frac{(\tau_{01} - t_n) c q_{z_M}}{Q_{II} 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} =$$

$$= \frac{1,7 \cdot 2,16^2 \cdot 27,53}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,16^2 \left(\frac{(77,01 - 40,46) \cdot 4,19 \cdot 27,53}{2,05 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 14,08 \text{ кг/с}$$

1.3.2.19. Визначаємо температуру мережної води на виході із підігрівника 2-го ступеню, за формулою:

$$\tau_{2z} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 77,01 - \frac{2,05 \cdot 10^3}{14,08 \cdot 4,19} = 42,21^\circ\text{C}$$

1.3.2.20. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 1-го ступеню, за формулою:

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 14,08 + 84,76 = 98,84 \text{ кг/с}$$

1.3.2.21. Визначаю температуру мережної води на вході в підігрівник 1-го ступеню, за формулою:

$$\tau_{CM} = \frac{G'_{o \max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{84,76}{98,84} \cdot 50,34 + \frac{14,08}{98,84} \cdot 42,21 = 49,18^\circ\text{C}$$

1.3.2.22. Перевіряю теплову продуктивність 1-го і 2-го ступенів підігрівників за формулами (4.20)-(4.22) [1]. Якщо знайдені величини наближені до даних попереднього розрахунку, розрахунок закінчено.

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{CM} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,84 \cdot 27,53 \cdot (49,18 - 5) = 4,3 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} = \left(0,35 \cdot \frac{27,53}{98,84} + 0,65 + \frac{1}{1,2} \cdot \sqrt{\frac{27,53}{98,84}} \right)^{-1} = 0,84$$

- Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		20

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z.M}} = 5 + \frac{4,3 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 27,53} = 42,26^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 6,34 - 4,3 = 2,04 \text{ МВт}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню:

$$G_{II} = \frac{1,7 \Phi_{II}^2 q_{z.M}}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \Phi_{II}^2 \left(\frac{(\tau_{01} - t_n) c q_{z.M}}{Q_{II} 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} =$$

$$= \frac{1,7 \cdot 2,16^2 \cdot 27,53}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 2,16^2 \left(\frac{(77,01 - 42,26) \cdot 4,19 \cdot 27,53}{2,04 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 14,05 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} \quad (14,05 \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} = 14,69)$$

- Визначаємо температуру мережної води на виході із підігрівника 2-го ступеню:

$$\tau_{2z} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 77,01 - \frac{2,04 \cdot 10^3}{14,69 \cdot 4,19} = 43,76^\circ\text{C}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 14,69 + 84,76 = 99,45 \text{ кг/с}$$

- Визначаю температуру мережної води на вході в підігрівник 1-го ступеню:

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o \max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = \frac{84,76}{99,45} \cdot 50,34 + \frac{14,69}{99,45} \cdot 43,76 = 49,37^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,84 \cdot 27,53 \cdot (49,37 - 5) = 4,32 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}}} \right)^{-1} = \left(0,35 \cdot \frac{27,53}{99,45} + 0,65 + \frac{1}{1,2} \cdot \sqrt{\frac{27,53}{99,45}} \right)^{-1} = 0,84$$

- Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z.M}} = 5 + \frac{4,32 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 27,53} = 42,48^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 6,34 - 4,32 = 2,02 \text{ МВт}$$

- 1.3.2.23. Визначаємо температуру мережної води на виході з підігрівника 1-го ступеню, за формулою:

$$\tau_2 = \tau_{cm} - \frac{Q_I 10^3}{G_I c} = 49,37 - \frac{4,32 \cdot 10^3}{99,45 \cdot 4,19} = 38,99^\circ\text{C}$$

- 1.3.2.24. Здійснюємо перевірку, за формулою °C

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		21

Для визначення витрати теплоносія і температури мережної води при інших значеннях t_3 пункти 3.2.4-3.2.8 не розраховуються, приймаються з попереднього, оскільки вони визначені при $t_3 = t_3^m$.

1.3.2.25. Визначаємо витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП}^{сер} \cdot 10^3}{(\tau_{01}^m - 30)c} = \frac{1,69 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 10,09 \text{ кг/с.}$$

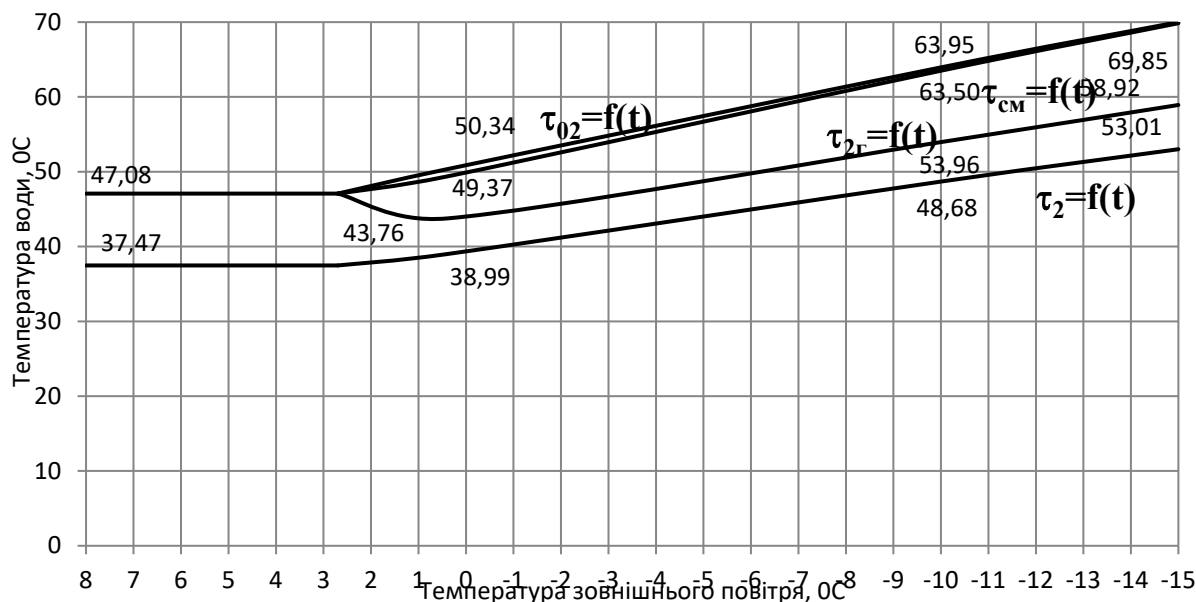
1.3.2.26. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.5.

Таблиця 1.5

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					літо
		$t_{3,0}$ -15 °C	t_3 -10 °C	$t_3^{сер.опал}$ 0,4 °C	$t_{3,3}$ 2,7 °C	$t_{зпк}$ +8 °C	
τ_{02}	°C	70,00	63,95	50,34	47,08	47,08	70
τ_{22}	°C	58,92	53,96	43,76	47,08	47,08	30
t_n	°C	57,56	52,76	42,48	42,08	42,08	60
$\tau_{см}$	°C	69,85	63,50	49,37	47,08	47,08	-
τ_2	°C	53,01	48,68	38,99	37,47	37,47	-
$G_{ГВП}$	кг/с	1,10	3,81	14,51	21,53	21,53	10,09

1.3.2.27. Будуємо графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-го ступеня від температури зовнішнього повітря.



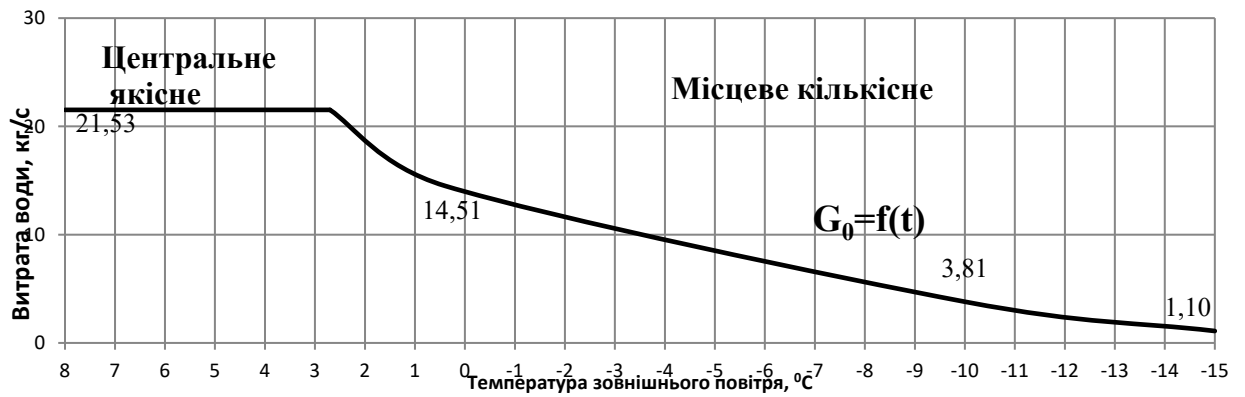


Рис.1.4 Графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-ступенів від температури зовнішнього повітря

1.3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію

За наявності “зрізки” температурного графіка виділяю три характерних діапазони.

III. Діапазон температур зовнішнього повітря, менших ніж $t_{зовн.вент.}$.

1.3.3.1. Визначаємо температуру мережної води після калориферів за формулою:

$$\frac{(\tau_{o1}'' + \tau_{2e}) - (t_{e.p} + t_3)}{(\tau_{o1}'' + \tau_{2e}) - (t_{e.p} + t_{3.e})} \left(\frac{\tau_{o1}'' - \tau_{2e}}{\tau_{o1}'' - \tau_{2e}} \right)^{0,15} = \frac{(120 + \tau_{2e}) - (18 + (-15))}{(106,37 + 63,95) - (18 + (-10))} \left(\frac{106,37 - 63,95}{120 - \tau_{2e}} \right)^{0,15} = 1$$

де τ_{o1}'' - температура мережної води у подавальному трубопроводі при $t_{зовн.вент.}$;

τ_{2e}'' - температура води після калориферів при $t_{3.e}$, °C.

Методом підбору знаходимо $\tau_{2e} = 56,4$ °C.

1.3.3.2. Витрату мережної води на вентиляцію, за формулою:

$$G_e = \frac{Q_e \cdot 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2e})} = \frac{2,13 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 56,4)} = 8 \text{ кг/с}$$

II. Діапазон температур зовнішнього повітря ($t_{зовн.вент.} < t_3 \leq t_{3.3}$).

1.3.3.3. Визначаємо температуру води після калориферів, за формулою :

$$\tau_{2e} = \tau_{o1} - (\tau_{o1}'' - \tau_{2e}'') \frac{t_{e.p} - t_3}{t_{e.p} - t_{3.e}} = 70 - (106,37 - 63,95) \cdot \frac{18 - (2,7)}{18 - (-10)} = 47,08 \text{ °C}$$

1.3.3.4. Витрату мережної води на вентиляцію, за формулою:

$$G_e'' = \frac{Q_e \cdot 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2e})} = \frac{1,81 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (106,37 - 47,08)} = 10,17 \text{ кг/с}$$

I. Діапазон температур зовнішнього повітря ($t_{3.3} < t_3 \leq t_{3ПК}$).

1.3.3.5. Визначаю температуру води після калориферів, за формулою:

$$\frac{(\tau_{o1}''' + \tau_{2e}) - (t_{e.p} - t_{3ПК})}{(\tau_{o1}''' + \tau_{2e}) - (t_{e.p} - t_{3.e})} \left(\frac{\tau_{o1}''' - \tau_{2e}}{\tau_{o1}''' - \tau_{2e}} \right)^{0,15} = \frac{(70 + \tau_{2e}) - (18 - 8)}{(106,37 + 63,95) - (18 - (-15))} \left(\frac{106,37 - 63,95}{70 - \tau_{2e}} \right)^{0,15} = 1$$

$$\left(\frac{t_{e.p} - t_{3ПК}}{t_{e.p} - t_{3.e}} \right)^{0,85} = \left(\frac{18 - 8}{18 - (-15)} \right)^{0,85}$$

t_3 , °C

Методом підбору знаходимо $\tau_{2e} = 24,4$ °C.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		23

1.3.3.6. Визначаю витрату мережної води на вентиляцію, за формулою:

$$G_v = \frac{Q_v \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2в})} = \frac{0,65 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 24,4)} = 3,38 \text{ кг/с}$$

1.3.3.7. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.6.

Таблиця 1.6

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{з.о}$ -15 °С	t_z -10 °С	$t_z^{сеп.опал}$ 0,4 °С	$t_{з.з}$ 2,7°С	$t_{зпк}$ +8 °С
τ_1	°С	120,00	106,37	77,01	70,00	70,00
τ_{02}	°С	70,00	63,95	50,34	47,08	47,08
$\tau_{2в}$	°С	56,40	63,95	50,34	47,08	24,40
G_v	кг/с	8,00	10,17	10,17	10,17	3,38

1.3.3.8. Будуємо графіки залежності температур мережної води після калориферів і витрати мережної води на вентиляцію від температури зовнішнього повітря.

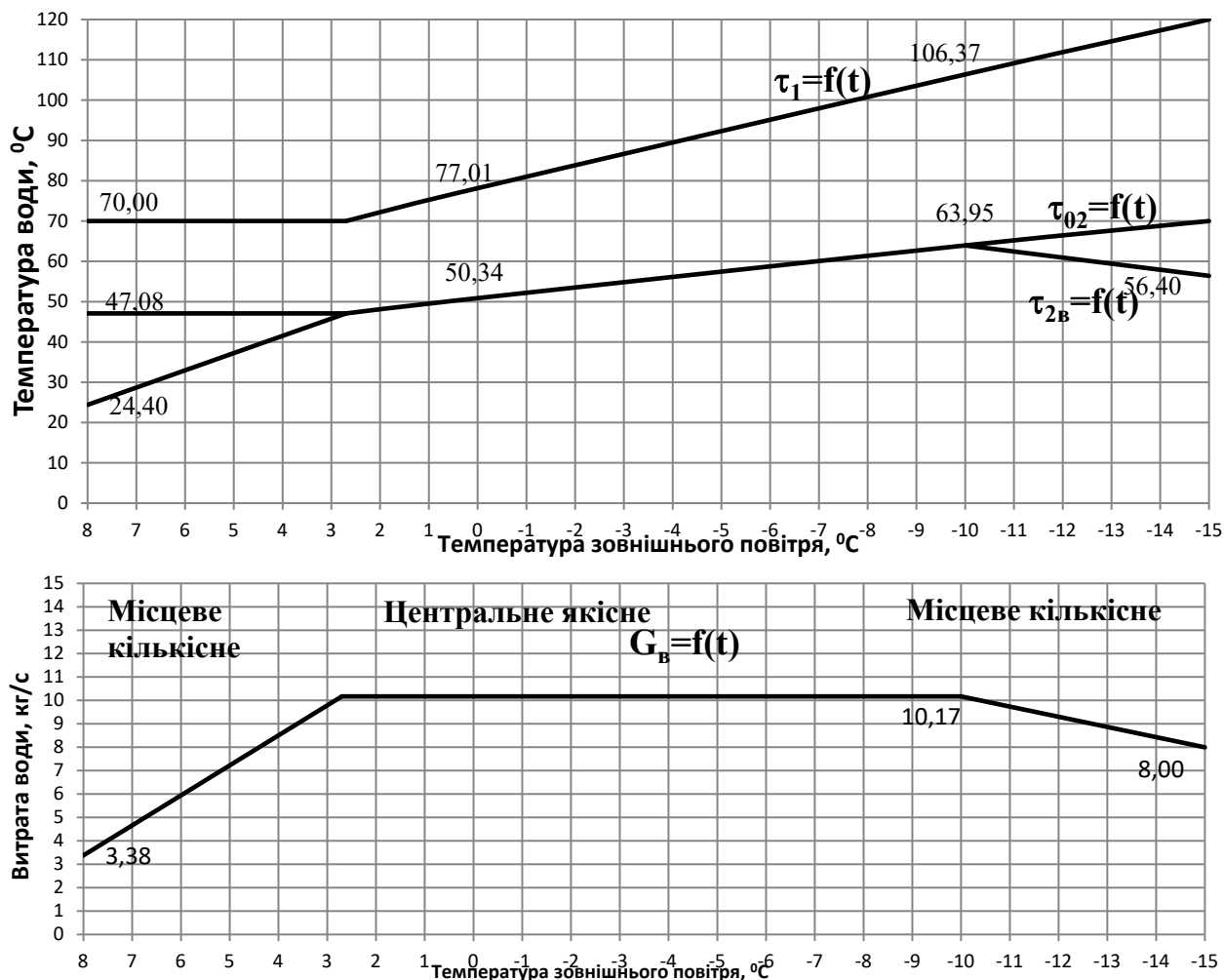


Рис 1.5 Графіки залежності витрати мережної води на вентиляцію і температури мережної води після калориферів від температури зовнішнього повітря

1.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУ

НКОВИХ ВИТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

1.4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою

$$G'_{o\max} = \frac{Q'_{o\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{17,76 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 70)} = 84,76 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, для максимально зимового режиму:

$$G'_{e\max} = \frac{Q'_{e\max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{2e})} = \frac{2,13 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (120 - 56,4)} = 8 \text{ кг/с}$$

- середня при двоступеневих схемах приєднання підігрівників води в системі ГВП, за формулою

$$G'_{ГВП}^{сеп} = \frac{Q'_{ГВП} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} \left(\frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{2,64 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 47,08)} \cdot \frac{55 - (47,08 - 5)}{55 - 5} = 7,11 \text{ кг/с}$$

де t' - температура водопровідної води після підігрівника ГВП першого (нижнього) ступеня; $t' = \tau'''_{o2} - (5 \dots 10^\circ \text{C})$.

- максимальна при двоступеневих схемах приєднання підігрівників води в системі ГВП, за формулою

$$G'_{ГВП}^{\max} = \frac{0,55 Q'_{ГВП}^{\max} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} = \frac{0,55 \cdot 6,34 \cdot 10^3}{4,19(70 - 47,08)} = 36,33 \text{ кг/с}$$

1.4.2. Визначаю сумарні розрахункові витрати мережної води, за формулою:

$$G' = G'_{o\max} + G'_{e\max} + K_3 G'_{ГВП}^{сеп} = 84,76 + 8 + 1,3 \cdot 7,11 = 101,29 \text{ кг/с}$$

Коефіцієнт K_3 , що враховує частку середньої витрати води на гаряче водопостачання при регулюванні по навантаженню опалення, приймаю з додатку 8.

1.4.3. Визначаємо розрахункову витрату води в двотрубних водяних теплових мережах для неопалювального /літнього/ періоду, за формулою:

$$G'_л = \frac{Q'_{ГВП,л} 10^3}{(\tau'''_{o1} - 30)c} = \frac{1,69 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 10,09 \text{ кг/с}$$

1.4.4. Заносимо результати розрахунків витрат теплоносія для кожного кварталу в таблицю 1.7.

Таблиця 1.7

Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер кварталу	Розрахункова витрата теплоносія для максимально зимового режиму, кг/с					
	$G'_{o\max}$	$G'_{e\max}$	$G'_{ГВП}^{сеп}$	$K_3 \cdot G'_{ГВП}^{сеп}$	G'	$G'_л$
1	3,27	0,31	0,29	0,35	3,93	0,41
2	2,32	0,22	0,21	0,25	2,79	0,29
3	2,17	0,21	0,19	0,23	2,61	0,27
4	2,22	0,21	0,20	0,24	2,67	0,28

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

5	1,70	0,16	0,15	0,18	2,04	0,21
6	1,85	0,17	0,13	0,15	2,17	0,18
7	1,73	0,16	0,12	0,14	2,03	0,17
8	1,38	0,13	0,09	0,11	1,63	0,13
9	1,67	0,16	0,11	0,14	1,96	0,16
10	1,65	0,16	0,11	0,13	1,94	0,16
11	2,57	0,24	0,23	0,27	3,09	0,32
12	0,69	0,06	0,06	0,07	0,82	0,09
13	0,82	0,08	0,07	0,09	0,98	0,10
14	3,23	0,30	0,29	0,34	3,88	0,41
15	2,92	0,28	0,26	0,31	3,51	0,37
16	4,83	0,46	0,43	0,51	5,80	0,61
17	1,74	0,16	0,15	0,19	2,09	0,22
18	3,36	0,32	0,30	0,36	4,03	0,42
19	3,52	0,33	0,24	0,29	4,14	0,34
20	4,36	0,41	0,30	0,36	5,13	0,42
21	3,67	0,35	0,25	0,30	4,31	0,35
22	11,98	1,13	1,06	1,28	14,39	1,51
23	1,11	0,10	0,10	0,12	1,33	0,14
24	0,80	0,08	0,07	0,09	0,96	0,10
25	3,77	0,36	0,34	0,40	4,53	0,48
26	3,47	0,33	0,31	0,37	4,17	0,44
27	11,97	1,13	1,06	1,28	14,37	1,51
Всього	84,76	8,00	7,11	8,54	101,29	10,09

1.5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО РОЗДІЛУ II

1.5.1. Визначаю температуру суміші зворотної води після системи ГВП та вентиляції, для максимально зимового режиму:

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_в} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_в}{(G_o + G_{ГВП}) + G_в} \tau_{o2в} =$$

$$= \frac{84,76 + 1,1}{84,76 + 1,1 + 8} \cdot 53,01 + \frac{8}{84,76 + 1,1 + 8} \cdot 56,4 = 53,3^\circ\text{C}$$

1.5.2. Визначаю температуру суміші зворотної води після системи ГВП та вентиляції, для режиму точки зламу температурного графіка:

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_в} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_в}{(G_o + G_{ГВП}) + G_в} \tau_{o2в} =$$

$$= \frac{84,76 + 21,53}{84,76 + 21,53 + 10,17} \cdot 37,47 + \frac{10,17}{84,76 + 21,53 + 10,17} \cdot 47,08 = 38,31^\circ\text{C}$$

1.5.3. Формую результати розрахунку теплової мережі, що необхідні для теплового розрахунку джерела тепlopостачання (водогрійної котельні) у вигляді таблиці 1.8.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		26

Таблиця 1.8

Загальні вихідні дані до розділу II

№ п.п.	Назва параметра	Ум. Позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	Місто розташування котельні			Ізяслав		
2	Тип системи теплопостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	τ_1/τ_2	°С/°С	120/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{зовн}$	°С	-15,00	2,7	15
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{оп}$	МВт	17,76	8,23	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{ГВП}$	МВт	6,34	6,34	1,69
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{вент}$	МВт	2,13	0,99	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{ЖР}^{рік}$	ГДж/рік	224069,20		
9	Теплове навантаження промислового підприємства (Теплоносій – гаряча вода)	$Q_{п.п}$	МВт	12	12	9,5
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	t_2''	°С	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{п.п}^{рік}$	МВт год/рік	84000		
12	Температура “прямої” мережної води	τ_1	°С	120	70	70
13	Температура “зворотної” мережної води	τ_2	°С	53,30	38,31	30,00
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	G_1	т/ год	337,89	419,25	36,34
15	Убуток води в тепломережі	$G_{уб.тм}$	т/ год	15	15	1
16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	G_2	т/ год	322,89	404,25	35,34
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{втр.тм}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{стат.тм}$	м.вд.ст.	40,0	40,0	40,0

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		27

РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

2.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ТЕПЛООВОГО РОЗРАХУНКУ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

Перелік вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами формую на базі двох джерел інформації:

- на базі теплового розрахунку теплової мережі району;
- на базі даних, сформованих самостійно, та згідно з рекомендаціями.

Примітка:

Перед початком формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні здійснюють балансову перевірку взаємоузгодженості по тепловій енергії одержаних в розділі 1 проекту результатів для трьох режимів за наступним балансовим рівнянням:

$$(Q_{оп} + Q_{ГВП}^6 + Q_{вент}) = G_1 \cdot 4,2 \cdot (\tau_1 - \tau_2)$$

МЗ: 26,23= 26,29 (Висновок – результати для режиму МЗ - взаємоузгоджені)

ТЗ: 15,57= 15,50 (Висновок – результати для режиму ТЗ - взаємоузгоджені)

Л: 1,69= 1,70 (Висновок – результати для режиму Л - взаємоузгоджені)

2.1.1 Вихідні дані для теплового розрахунку котельні представляю в таблиці 2.1:

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Ізяслав</i> РОЗДІЛ 2	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Сафончик О.М.							28
Перевірив	Бойко В.О.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ

Таблиця 2.1

Вихідні дані для теплового розрахунку котельні

№ п.п	Назва параметра	Ум. позн.	Од. вим.	Характерні режими експлуатації			Джерело інформації
				МЗ	ТЗ	Л	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Вид палива для котельні		—	Природний газ			Засади паливопостачання міста
2	Теплота згорання палива	$Q_{нР}$	кДж/м ³	33730,0			Сертифікат палива
3	Температура в деаераторі	$t_{ДА}$	°С	65°	65°	65°	Е.Р: 70 °С – 60 °С
4	Розрідження в деаераторі	$p_{ДА}$	бар	0,75	0,75	0,75	Е.Р: 0,70 – 0,80 бар
5	Номінальна температура води на вході в котел	$t'_{ВК.НОМ}$	°С	70°	70°	70°	Е.Р. для водогрійних котлів
6	Номінальна температура води на виході з котла	$t''_{ВК.НОМ}$	°С	150°	150°	150°	“—“
7	Температура сирої води	$t'_{с.в}$	°С	5°	5°	15°	Е.Р: – 5 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С – для режима Л
8	Температура сирої води перед станцією хімічного очищення	$t''_{с.в}$	°С	15°	15°	15°	Е.Р: 15 °С - 20 °С
9	Температура хімічного очищення води на виході зі станції ХВО	$t'_{ХОВ}$	°С	20°	20°	20°	Е.Р: 15 °С – 20 °С
10	Температура хімічного очищення води перед деаератором	$t''_{ХОВ}$	°С	55°	55°	55°	Е.Р: 50 °С – 65 °С
11	Температура технологічної води на вході в котельню	$t'_{ТЕХН.В}$	°С	5°	5°	15°	Е.Р: 8 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С для режима Л
12	Температура технологічної води на виході з котельні	$t''_{ТЕХН.В}$	°С	95°	95°	95°	Технологічний регламент промислового підприємства
13	Температура грієної води на вході у внутрішньокотельні підігрівники та на вході в деаератор	$t'_{ТОА}$	°С	150°	150°	150°	Е.Р: $t'_{ТОА} = t''_{ВК.НОМ}$
14	Температура грієної води на виході з внутрішньокотельних підігрівників	$t''_{ТОА}$	°С	65°	65°	65°	Е.Р: $t''_{ТОА} = 65 °С$
15	Коефіцієнт випара з деаератора	$\alpha_{ВИП.}$	од	0,01	0,01	0,01	Е.Р: 0,005 – 0,01
16	Коефіцієнт власних потреб станції хімічного очищення	$K_{ХВО}$	од.	1,10	1,10	1,10	Е.Р: 1,05 – 1,10

КР 000.144.005.003.2022.ПЗ

Арк.

29

Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата
-------	------	-------------	--------	------

2.3. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

2.3.1. Визначаю сумарне теплове навантаження житлового району для котельні з урахуванням втрат теплоти в тепломережі – $\sum Q_{ЖР}$, МВт, за формулою:

$$\sum Q_{ЖР} = (1,05-1,15) \cdot (Q_{опал} + Q_{ГВП} + Q_{вент})$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{ЖР}$	=	27,54	27,54		
$\sum Q_{ЖР}$	=	16,34		16,34	
$\sum Q_{ЖР}$	=	1,78			1,78

2.3.2. Визначаю режим роботи котельні – з одним “базовим” котлом.

2.3.3. Визначаю експлуатаційну температуру води на вході у встановлені котли – $t'_{ВК}$, °С, згідно з рекомендацією.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

Визначення результату			Значення для режимів, °С		
			МЗ	ТЗ	Л
$t'_{ВК}$	=	70,00	70,00	70,00	70,00

2.3.4. Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з базового котла – $t''_{ВК.Б}$, °С, за рекомендацією.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

Визначення результату			Значення для режимів, °С		
			МЗ	ТЗ	Л
$t''_{ВК.Б}$	=	150,00	150,00	150,00	150,00

2.3.5. Визначаю експлуатаційну температуру грійної води на вході в теплообмінники технологічної, сирової, хімічно очищеної води та на вході в деаератор – $t'_{ТОА}$, °С, згідно з рекомендацією.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

Визначення результату			Значення для режимів, °С		
			МЗ	ТЗ	Л
$t'_{ТОА}$	=	150,00	150,00	150,00	150,00

2.3.6. Визначаю експлуатаційну температуру води на виході з теплообмінників технологічної, сирової та хімічно очищеної води – $t''_{ТОА}$, °С, згідно з рекомендацією.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

Визначення результату			Значення для режимів, °С		
			МЗ	ТЗ	Л
t'_{TOA}	=	65,00	65,00	65,00	65,00

2.3.7. Визначаю витрату води з деаератора на компенсацію втрат в тепломрежі – $G_{ДА}^{підж}$, т/год, за формулою:

$$G_{ДА}^{підж} = G_{убут}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ДА}^{підж}$	=	15,00	15,00		
$G_{ДА}^{підж}$	=	15,00		15,00	
$G_{ДА}^{підж}$	=	1,00			1,00

2.3.8. Визначаю витрату грієної води з базового водогрійного котла на деаератор – $G_{ДА}^{гр.в}$, т/год, та його теплове навантаження – $Q_{ДА}$, МВт, за формулою:

$$G_{ДА}^{гр.в} = (1 + \alpha_{вип}) \cdot G_{підж} \cdot (t_{ДА} - t_{хов''}) / (t'_{TOA} - t_{ДА})$$

та формулою:

$$Q_{ДА} = (G_{ДА}^{гр.в} / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (t'_{TOA} - t_{ДА}) \cdot 10^{-3}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	3,55	3,55		
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	3,55		3,55	
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	0,24			0,24
Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ДА}$	=	0,35	0,35		
$Q_{ДА}$	=	0,35		0,35	
$Q_{ДА}$	=	0,02			0,02

2.3.9. Визначаю витрату води з деаератора – $G''_{ДА}$, т/год, за формулою:

$$G''_{ДА} = (1 - \alpha_{вип}) \cdot G_{підж} + G_{ДА}^{гр.в}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G"ДА	=	18,40	18,40		
G"ДА	=	18,40		18,40	
G"ДА	=	1,23			1,23

2.3.10. Визначити витрату хімоочищеної води, що надходить в деаератор – G_{ХОВ}, т/год, за формулою:

$$G_{\text{ХОВ}} = (1 + \alpha_{\text{вип}}) \cdot G_{\text{підж}}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G _{ХОВ}	=	15,15	15,15		
G _{ХОВ}	=	15,15		15,15	
G _{ХОВ}	=	1,01			1,01

2.3.11 Визначаю витрату сирі води для підживлення – G_{с.в.}, т/год, за формулою:

$$G_{\text{с.в.}} = K_{\text{ХВО}} \cdot G_{\text{ХОВ}}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G _{с.в.}	=	18,18	18,18		
G _{с.в.}	=	18,18		18,18	
G _{с.в.}	=	6,06			6,06

2.3.12. Визначаю теплову потужність підігрівника сирі води (ПСВ) – Q_{ПСВ}, МВт, та витрату грійної води на ПСВ – G_{ПСВ}, т/год, відповідно, - за формулою:

$$Q_{\text{ПСВ}} = (G_{\text{с.в.}} / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (t''_{\text{с.в.}} - t'_{\text{с.в.}}) \cdot 10^{-3},$$

- за формулою:

$$G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.в.}} = Q_{\text{ПСВ}} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (t'_{\text{ТОА}} - t''_{\text{ТОА}})]$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
Q _{ПХВ}	=	0,32	0,32		
Q _{ПХВ}	=	0,32		0,32	
Q _{ПХВ}	=	0,04			0,04
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Г _{ПХВ} гр.в.	=	3,21	3,21		
Г _{ПХВ} гр.в.	=	3,21		3,21	
Г _{ПХВ} гр.в.	=	0,36			0,36

2.3.13. Визначаю теплову потужність підігрівника хімоочищеної води (ПХВ) – Q_{ПХВ}, МВт, та витрату грійної води на ПХВ – D^{гр.в.}_{ПХВ}, т/год, відповідно,
- за формулою:

$$Q_{\text{ПХВ}} = (G_{\text{хов}} / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (t''_{\text{хов}} - t'_{\text{хов}}) \cdot 10^{-3}$$

- за формулою:

$$G_{\text{ПХВ}}^{\text{гр.в.}} = Q_{\text{ПХВ}} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (t''_{\text{ТОА}} - t'_{\text{ТОА}})]$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
Q _{ПХВ}	=	0,62	0,62		
Q _{ПХВ}	=	0,62		0,62	
Q _{ПХВ}	=	0,21			0,21
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Г _{ПХВ} гр.в.	=	6,25	6,25		
Г _{ПХВ} гр.в.	=	6,25		6,25	
Г _{ПХВ} гр.в.	=	2,12			2,12

2.3.14. Визначаю витрату технологічної води на ПТВ – G_{техн.в.}, т/год, теплову потужність ПТВ – Q_{ПТВ}, МВт та витрату грійної води – G_{ПТВ}^{гр.в.}, т/год, відповідно,
- за формулою:

$$G_{\text{техн.в.}} = Q_{\text{ПТВ}} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot t''_{\text{техн.в.}})$$

- за формулою:

$$Q_{\text{ПТВ}} = G_{\text{техн.в.}} \cdot 4,2 \cdot (t''_{\text{техн.в.}} - t'_{\text{техн.в.}}) \cdot 10^{-3}$$

- за формулою:

$$G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в.}} = Q_{\text{ПТВ}} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (t'_{\text{ТОА}} - t''_{\text{ТОА}})]$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.14.

Таблиця 2.14

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G техн.в.	=	114,29	114,29		
G техн.в.	=	114,29		114,29	
G техн.в.	=	101,79			101,79
Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
QПТВ	=	12,00	12,00		
QПТВ	=	12,00		12,00	
QПТВ	=	9,50			9,50
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
ГПТВ гр.в.	=	121,01	121,01		
ГПТВ гр.в.	=	121,01		121,01	
ГПТВ гр.в.	=	95,80			95,80

2.3.15 Визначаю сумарну витрату грійної з базового котла води на внутрішнє споживання котельні – $\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в}}$, т/год, для трьох режимів за формулою:

$$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в}} = G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в}} + G_{\text{ПХВ}}^{\text{гр.в}} + G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.в}} + G_{\text{ДА}}^{\text{гр.в}}$$

Результати визначення наводжу в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	134.02	134.02		
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	134.02		134.02	
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	98.51			98.51

2.3.16 Визначаю температуру зворотної води на вході мережних насосів (після змішування всіх потоків води) – $\tau_{\text{звор}}$, °С, за формулою:

$$\tau_{\text{звор}} = (G_2 \cdot \tau_2 + G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в}} \cdot t''_{\text{ТОА}} + G_{\text{ПХВ}}^{\text{гр.в}} \cdot t''_{\text{ТОА}} + G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.в}} \cdot t''_{\text{ТОА}} + G''_{\text{ДА}} \cdot t''_{\text{ДА}}) / (G_2 + G_{\text{ПТВ}}^{\text{гр.в}} + G_{\text{ПХВ}}^{\text{гр.в}} + G_{\text{ПСВ}}^{\text{гр.в}} + G''_{\text{ДА}})$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.16.

Таблиця 2.16

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Тзвор	=	56,99	56,99		
Тзвор	=	45,50		45,50	
Тзвор	=	55,83			55,83

2.3.17. Визначаю загальну теплову потужність котельні (т. зв. потужність з “виробленої” теплоти) – $\sum Q_{\text{КОТ}}$, т/год, з урахуванням теплоти, що внесена водою підживлення, за формулою:

$$\sum Q_{\text{КОТ}} = \sum Q_{\text{ЖР}} + Q_{\text{ПТВ}} + Q_{\text{ПХВ}} + Q_{\text{ПСВ}} + Q_{\text{ДА}} - (G_{\text{підж}}/3,6) \times 4,2 \cdot t_{\text{с.в}} \cdot 10^{-3}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.17.

Таблиця 2.17

Визначення результату		Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	40,75		
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	29,55	29,55	
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	11,53		11,53

2.3.18. Встановлюю типорозмір встановлюваних в котельні водогрійних котлів, їх номінальну теплову потужність – $Q_{\text{ВК.НОМ}}$, МВт, номінальний пропуск води через котли – $G_{\text{ВК.НОМ}}$, т/год, ККД котлів – $\eta_{\text{ВК.НОМ}}$, од, температурні параметри – $t'_{\text{ВК.НОМ}}$, °С, та $t''_{\text{ВК.НОМ}}$, °С.

Приймаю до встановлення 4 котла **КВ-ГМ-10** (11,6 МВт) – варіант, що задовольняє умовам експлуатації котлів в усіх режимах експлуатації в т.ч. в режимі Л на мінімально допустимому тепловому навантаженні.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.18

Таблиця 2.18

Позн.	Одиниця виміру	Визначення результату
ТИП		КВ-ГМ-10
Q вк. ном.	МВт	11,6
G вк. ном	т/год	123,5
η вк. ном	%	92,5
t' вк. ном	°С	150
t'' вк. ном	°С	70

2.3.19. Визначаю число встановлених в котельні водогрійних котлів – $N_{\text{ВК.ВСТ}}$, шт., за формулою:

$$N_{\text{ВК.ВСТ}} = \sum Q_{\text{КОТ}} / Q_{\text{ВК.НОМ}}^*)$$

*) Примітка

До встановлення приймаю число котлів, що відповідає результату обчислення за формулою, округленого до більшого цілого числа.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.19.

Таблиця 2.19

Визначення результату		Значення для режимів, шт		
		МЗ	ТЗ	Л
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	3,91	4,00	
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	2,49	3,00	
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	0,99		1,00

2.3.20. Визначаю кількість котлів, що будуть в експлуатації протягом року в базовому режимі, згідно рекомендації .

$$N_{\text{ВК.Б}} = 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.20.

Таблиця 2.20

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{\text{ВК.Б}}$	=	1,00	1,00		
$N_{\text{ВК.Б}}$	=	1,00		1,00	
$N_{\text{ВК.Б}}$	=	1,00			1,00

2.3.21. Визначаю число котлів, що працюють у змінному режимі – $N_{\text{ВК.З}}$, шт, за формулою:

$$N_{\text{ВК.З}} = N_{\text{ВК.ВСТ}} - 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.21

Таблиця 2.21

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{\text{ВК.З}}$	=	3,00	3,00		
$N_{\text{ВК.З}}$	=	2,00		2,00	
$N_{\text{ВК.З}}$	=	0,00			0,00

2.3.22. Визначаю число котлів, що знаходяться в експлуатації в кожному з трьох розрахункових режимів – $N_{\text{ВК.Р}}$, шт, за формулою:

$$N_{\text{ВК.Р}} = N_{\text{ВК.Б}} + N_{\text{ВК.З}}$$

Результати визначення навести у таблиці 2.22

Таблиця 2.22

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{\text{ВК.Р}}$	=	4,00	4,00		
$N_{\text{ВК.Р}}$	=	3,00		3,00	
$N_{\text{ВК.Р}}$	=	1,00			1,00

2.3.23. Визначаю експлуатаційні параметри роботи “базового” водогрійного котла для всіх режимів, враховуючи рекомендації:

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

$$Q_{\text{ВК.Б}} = Q_{\text{ВК.НОМ}}, \text{МВт}$$

$$t''_{\text{ВК.Б}} = t''_{\text{ВК.НОМ}}, \text{°C}$$

$$t'_{\text{ВК.Б}} = t'_{\text{ВК}}, \text{°C}$$

$$G_{\text{ВК.Б}} = G_{\text{ВК.НОМ}}, \text{т/ч}$$

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

$$Q_{\text{ВК.Б}} = \sum Q_{\text{КОТ}}, \text{МВт}$$

$$t'_{\text{ВК.Б}} = t'_{\text{ВК}}, \text{°C}$$

$$t''_{\text{ВК.Б}} = t''_{\text{ВК.НОМ}}, \text{°C}$$

$G_{\text{ВК.Б}} = \sum Q_{\text{КОТ}} \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (t''_{\text{ВК.Б}} - t'_{\text{ВК.Б}})]$, т/ч
 Результати визначення наводжу у таблиці 2.23

Таблиця 2.23

Визначення результату				Значення для режимів			
				МЗ	ТЗ	Л	
Q _{ВК.Б}	=	11,60	4	котла	11,60		
t' _{ВК.Б}	=	70,00			70,00		
t'' _{ВК.Б}	=	150,00			150,00		
G _{ВК.Б}	=	123,50			123,50		
Визначення результату				Значення для режимів			
				МЗ	ТЗ	Л	
Q _{ВК.Б}	=	11,60	3	котла		11,60	
t' _{ВК.Б}	=	70,00				70,00	
t'' _{ВК.Б}	=	150,00				150,00	
G _{ВК.Б}	=	123,50				123,50	
Визначення результату				Значення для режимів			
				МЗ	ТЗ	Л	
Q _{ВК.Б}	=	11,53	1	котла			11,53
t' _{ВК.Б}	=	70,00					70,00
t'' _{ВК.Б}	=	150,00					150,00
G _{ВК.Б}	=	123,5					123,5

2.3.24. Визначаю теплове навантаження водогрійних котлів, що несуть змінну складову теплового навантаження котельні – $\sum Q_{\text{ВК.З}}$, МВт, за формулою:

$$\sum Q_{\text{ВК.З}} = \sum Q_{\text{КОТ}} - Q_{\text{ВК.Б}}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.24.

Таблиця 2.24

Визначення результату				Значення для режимів, МВт			
				МЗ	ТЗ	Л	
$\sum Q_{\text{ВК.З}}$	=	29,15			29,15		
$\sum Q_{\text{ВК.З}}$	=	17,95				17,95	
$\sum Q_{\text{ВК.З}}$	=	0,00					0,00

2.3.25. Визначаю теплове навантаження кожного котла, що несе змінну складову теплового навантаження – $Q_{\text{ВК.З}}$, МВт, за формулою:

$$Q_{\text{ВК.З}} = \sum Q_{\text{ВК.З}} / N_{\text{ВК.З}}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.25.

Таблиця 2.25

Визначення результату				Значення для режимів, МВт			
				МЗ	ТЗ	Л	
Q _{ВК.З}	=	9,72			9,72		
Q _{ВК.З}	=	8,97				8,97	
Q _{ВК.З}	=	0,00					0,00

2.3.26. Визначаю пропуск води через кожний котел, що експлуатується зі “змінним” тепловим навантаженням та температурним режимом:

- для МЗ режиму (зменшений проти номінального, враховуючи номінальний температурний режим і зменшене теплове навантаження, за формулою:

$$G_{ВК.З} = Q_{ВК.З} \cdot 10^3 \cdot 3,6 / [4,2 \cdot (t''_{ВК.НОМ} - t'_{ВК})]$$

- для ТЗ режиму (враховуючи доцільність номінального пропуску води через котли) за рекомендацією.

$$G_{ВК.З} = G_{ВК.НОМ}$$

- для Л режиму (за відсутності такого котла):

$$G_{ВК.З} = 0,0$$

Результати визначення навести у таблиці 2.26.

Таблиця 2.26

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ВК.З}$	=	104,10	104,10		
$G_{ВК.З}$	=	123,50		123,50	
$G_{ВК.З}$	=	0,00			0,00

2.3.27. Визначаю сумарну подачу води на котли, що знаходяться в експлуатації – $\sum G_{ВК}$, т/год, за формулою:

$$\sum G_{ВК} = G_{ВК.Б} + N_{ВК.З} \cdot G_{ВК.З}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.27.

Таблиця 2.28

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum G_{ВК}$	=	435,79	435,79		
$\sum G_{ВК}$	=	370,50		370,50	
$\sum G_{ВК}$	=	123,51			123,51

2.3.27. Визначаю температуру води на виході з котлів, що несуть змінну складову теплового навантаження котельні – $t''_{ВК.З}$, °С, за формулою:

$$t''_{ВК.З} = t'_{ВК} + Q_{ВК.З} \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (4,2 \cdot G_{ВК.З})$$

Результати визначення навести у таблиці 2.29.

Таблиця 2.29

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$t''_{ВК.З}$	=	150,00	150,00		
$t''_{ВК.З}$	=	132,28		132,28	
$t''_{ВК.З}$	=				

2.3.28. Визначаю витрату води в рециркуляційному трубопроводі – $G_{РЕЦ}$, т/год, для трьох режимів за формулою:

$$G_{РЕЦ} = \sum G_{ВК} \cdot (t'_{ВК} - \tau_{ЗВОР}) / (t''_{ВК.Б} - \tau_{ЗВОР})$$

Результати визначення наводжу в таблиці 2.30

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк. 39
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Висновок: Результати розрахунку теплової схеми котельні з водогрійними котлами виконані з прийнятною точністю.

2.4. ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНІ

2.4.1. Визначаю годинну витрату природного газу в котельні – $W_{\text{КОТ}}$, тис. м³/год, для трьох режимів роботи за формулою:

$$W_{\text{КОТ}} = (1,01-1,02) \cdot \Sigma Q_{\text{КОТ}} \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (\eta_{\text{КОТ}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{роб}})$$

Результати визначення наводжу у табл. 2.34.

Таблиця 2.34

Визначення результата			Значення для режимів, тис м3/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$W_{\text{КОТ}}$	=	4,75	4,75		
$W_{\text{КОТ}}$	=	3,44		3,44	
$W_{\text{КОТ}}$	=	1,34			1,34

2.4.2. Визначити сумарну “встановлену” електричну потужність, що споживає електричне обладнання власних потреб котельні – $\Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}}$, кВт, за формулою:

$$\Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} = W_{\text{нас.реци}} + W_{\text{нас.т/м}} + W_{\text{нас.підж}} + W_{\text{техн.води}} + W_{\text{нас.св}} + W_{\text{нас.хв}} + \Sigma W_{\text{ВД}} + \Sigma W_{\text{Д}} + W_{\text{освітл}} = 11+75+7,5+22+2,2+3+4*11+4*30=285 \text{ кВт}$$

де:

$W_{\text{нас.реци}}$ – встановлена потужність робочих насосів рециркуляції, кВт.

$W_{\text{нас.т/м}}$ – встановлена потужність робочих мережних насосів, кВт.

$W_{\text{нас.підж}}$ – встановлена потужність робочих насосів підживлення тепломережі, кВт.

$W_{\text{нас.св}}$ – встановлена потужність робочих насосів сирій води, кВт.

$W_{\text{нас.хв}}$ – встановлена потужність робочих насосів хімічищеної води, кВт.

$\Sigma W_{\text{ВД}}$ – встановлена потужність робочих дутьових вентиляторів водогрійних котлів, кВт.

$\Sigma W_{\text{Д}}$ – встановлена потужність робочих димососів водогрійних котлів, кВт.

$W_{\text{освітл}}$ – встановлена електрична потужність приладів освітлення, кВт.

2.4.3. Визначити годинну, добову та річну потребу електричної енергії для власних потреб котельні, відповідно, $W_{\text{вл.п}}^{\text{год}}$, кВт·год/год, $W_{\text{вл.п}}^{\text{доб}}$, кВт·год/добу, $W_{\text{вл.п}}^{\text{рік}}$, кВт·год/рік, за формулами:

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{год}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 1 \cdot K_{\tau}^{\text{год}} = 285 \cdot 1 \cdot 0,8 = 228 \text{ кВт·год/год}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{доб}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 24 \cdot K_{\tau}^{\text{доб}} = 285 \cdot 24 \cdot 0,75 = 5130 \text{ кВт·год/добу}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{рік}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 8760 \cdot K_{\tau}^{\text{рік}} = 285 \cdot 8760 \cdot 0,65 = 1622790 \text{ кВт·год/рік}$$

де:

$K_{\tau}^{\text{год}}$ – середньогодинний експлуатаційний коефіцієнт завантаження споживачів електроенергії котельні, од. Визначаються орієнтовно в межах 0,8–0,9;

$K_{\tau}^{\text{доб}}$ – середньодобовий експлуатаційний коефіцієнт завантаження споживачів електроенергії котельні, од. Визначаються орієнтовно в межах 0,7–0,8;

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
						41
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$K_{\tau}^{\text{рік}}$ – середньорічний експлуатаційний коефіцієнт завантаження споживачів електроенергії котельні, од. Визначаються орієнтовно в межах 0,6–0,7;

2.4.4. Визначаю для **МЗ** режима середньогодинні питомі витрати природного газу – $(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$, м³/МВт, та умовного в палива – $(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п}}$, кг у.п./МВт в котельній з відпущеної теплової енергії за формулами:

$$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{газ}} = V_{\text{КОТ}} \cdot 10^3 / (\Sigma Q_{\text{ЖР}} + Q_{\text{П.П}})$$

$$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п}} = V_{\text{КОТ}} \cdot K_{\text{газ}}^{\text{у.п}} \cdot 10^3 / (\Sigma Q_{\text{ЖР}} + Q_{\text{П.П}})$$

Результати визначення навести у таблиці 2.35.

Таблиця 2.35

Визначення результату				Значення для режимів, кг у.п./МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$	=	33,36	м ³ /ГДж	33,36	33,74	33,09
$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п.}}$	=	38,36	кг у.п./ГДж	38,36	38,81	38,06

2.4.5 Визначаю проектну середньодобову питому витрату електричної енергії в котельній на відпущену теплову енергію – $e_{e/e}^{\text{відп}}$, кВт/МВт за формулою:

$$e_{e/e}^{\text{відп}} = \Sigma W^{\text{доб}} / (\Sigma Q_{\text{Т/Ф}} \cdot 24) = 5130 / (31,25 + 12) \cdot 24 = 4,9$$

2.4.6 Визначити собівартість теплоти, відпущеної від котельні – C_Q , грн/МВт за формулою:

$$C_Q = [(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п.}} / K_{\text{у.п.}}] \cdot C_{\text{палив}} \cdot 10^{-3} + e_{e/e}^{\text{відп}} \cdot C_{\text{Е/Е}} + C_Q^{\text{експл}}$$

$$C_Q = (38,26 / 1,15) \cdot 8000 \cdot 10^{-3} + 4,9 \cdot 1,68 + 30,0 = 305,08 \text{ грн/ГДж}$$

2.4.7 Формую висновок щодо енергоефективності проектної котельні.

“Проект водогрійної котельні за своїми показниками енергетичної та економічної ефективності, відповідає середньогалузевому рівню українських котельень комунальної енергетики і може бути прийнятний до реалізації”.

Основні результати розрахунку зводжу в таблицю 2.36.

Таблиця 2.36

Результати розрахунку теплової схеми котельні з водогрійними котлами

№ п.п	Умовне позначення	Назва параметра	Один. виміру	Числове значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7
1	$t_{\text{зовн}}$	Температура зовнішнього повітря	°С	- 15	+2,7	+ 15
2	$\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	27,54	16,34	1,78
3	$Q_{\text{П.П}}$	Теплове навантаження промислового підприємства	МВт	12,0	12,0	9,5

4	$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	40,75	29,55	11,53
5	τ_1	Температура мережної води в “прямій” магістралі на виході з котельні	°С	120°	70°	70°
6	τ_2	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в котельню	°С	53,3	38,31	30,00
7	$\tau_{\text{звор}}$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в мережні насоси	°С	56,99	45,5	55,83
8	G_1	Витрата води в “прямій” магістралі на виході з котельні	т/год	337,89	419,25	36,34
9	$G_{\text{убут}}$	Убуток води в тепломережі	т/год	15	15	1
10	G_2	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	322,89	404,25	35,34
11	$G_{\text{рец}}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	60,95	86,88	18,59
12	$G_{\text{пер}}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	108,99	282,72	30,87
13	$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	4	4	4
14	$N_{\text{ВК.Р}}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	4	3	1
15	$N_{\text{ВК.Б}}$	Число котлів, що експлуатуються в базовому (номінальному) режимі	од	1	1	1
16	$N_{\text{ВК.З}}$	Число котлів, що експлуатуються в режимі змінного навантаження	од	3	2	0
17	$V_{\text{КОТ}}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м ³ / год	4,75	3,44	1,34
18	$(b_{\text{т}}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м ³ / ГДж	33,36	33,74	33,09
19	$(b_{\text{т}}^{\text{відп}})_{\text{у.п}}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п / ГДж	38,36	38,81	38,06
20	$\Sigma W_{\text{ВК}}$	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	КВт	285	285	212
21	$e_{\text{е/с}}^{\text{доб}}$	Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	4,9	4,9	3,1

Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

КР 000.144.005.003.2022.ПЗ

Арк.
43

22	$C_{\text{Палив}}$	Вартість природного газу	грн./ тис. м ³	8000	8000	8000
23	$C_{\text{Е/Е}}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт.год	1,68	1,68	1,68
24	C_Q	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	Грн./ГДж	305	305	288

2.5. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

2.5.1. Вибір водогрійних котлів

У відповідності до рекомендацій та розрахунків до встановлення приймаємо 4 котли. Визначену інформацію по водогрійним котлам наводжу в таблиці 2.37.

Таблиця 2.37

№ п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	2	3	4	5	6
1	Тип ВК	Типорозмір водогрійного котла		За інформаційними листами заводів виробників	КВ-ГМ-10
2	$Q_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальна теплова потужність котла	МВт(т)	З паспорта котла	11,6
3	$G_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальна витрата води на котел	т/год	«--»	123,5
4	$V_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальна витрата природного газу на котел	тис. м ³ /год	«--»	1,26
5	$\Delta p'_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальний гідравлічний опір котла	атм	«--»	1,5
6	$\Delta p''_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальний аеродинамічний опір котла	мм.вд.ст	«--»	44
7	$t'_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальна температура води на вході в котел	°С	«--»	70
8	$t''_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальна температура води на виході з котла	°С	«--»	150
9	$\eta_{\text{ВК.НОМ}}$	Номінальний ККД котла	од.	«--»	0,925

2.5.2. Вибір рециркуляційних насосів

2.5.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів рециркуляції, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.реци}}^{\text{НОМ}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.реци}}^{\text{НОМ}}$, м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції – $G_{\text{РЕЦИ}}=94,18$ т/год, та опору трубопровідної системи рециркуляції – $\Delta H_{\text{РЕЦИ}}$.

2.5.2.2. Визначаю число робочих рециркуляційних насосів – $N_{\text{нас.реци}}^{\text{роб}}$, шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.реци}}^{\text{роб}} = G_{\text{РЕЦИ}}^{\text{Т.З}} / Q_{\text{нас.реци}}^{\text{НОМ}} = 86,88/95 = 0,98$$

*) Примітка.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
						44
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення.

2.5.2.3. Визначаю число встановлених насосів рециркуляції з урахуванням одного резервного – $N_{\text{нас.реци}}^{\text{вст}}$, шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.реци}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.реци}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2$$

2.5.2.4. Блок параметрів по насосам рециркуляції наводжу в табл. 2.38.

Таблиця 2.38

Характеристика насосів рециркуляції

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса рециркуляції	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NBGE 100-80-160/177		NBE 32-125.1/140
2	$Q_{\text{н. реци}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	90	19	
3	$H_{\text{н. реци}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	20	20	
4	$N_{\text{н. реци}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(є)	“ – “	11	2,2	
5	$\eta_{\text{н. реци}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,86	0,67	

2.5.3. Вибір циркуляційних насосів теплової мережі (мережних насосів).

Передбачаємо до встановлення як мережних насосів відцентрові насоси типу Д.

2.5.3.1. Здійснюю вибір типорозміру мережних насосів, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$, м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) витрати води через трубопровідну систему “Котельна – Тепломережа” – $G_1=419,25$ т/год, та опору трубопровідної системи – $\Delta H_{\text{мер}}$ та статичного напору тепломережі. Число робочих мережних насосів – $N_{\text{нас.мер}}^{\text{роб}}$, шт, становить — 1.

2.5.3.2. Визначаю число встановлених насосів рециркуляції з урахуванням одного резервного – $N_{\text{нас.мер}}^{\text{вст}}$, шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.мер}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.мер}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2$$

2.5.3.3. Блок параметрів по мережним насосам наводжу в табл. 2.39.

Характеристика мережних насосів.

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір мережного насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 100-200/219		NBE 32-200/216
2	$Q_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	420	37	
3	$H_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	55	55	
4	$N_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	75	11	
5	$\eta_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,84	0,63	

2.5.4. Вибір внутрішньо-котельних насосів**5.4.1. Вибір насосів сирій води**

2.5.4.1.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів сирій води, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$, м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення – $G_{\text{с.в}}=18,18$ т/год, та опору трубопровідної системи – ΔH .

2.5.4.1.2. Визначаю число робочих насосів сирій води – $N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}}$, шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} = G_{\text{с.в.}} / Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}} = 18,18 / 20 = 0,9$$

*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення Число робочих насосів – $N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}}$, шт, становить — 1.

2.5.4.1.3. Визначаю число встановлених насосів з урахуванням одного резервного – $N_{\text{нас.с.в}}^{\text{вст}}$, шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.с.в}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2$$

2.5.4.1.4. Блок параметрів по насосам сирій води наводжу в табл. 2.40.

Характеристика насосів сирі води

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 32-160.1/177		
2	$Q_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	20		
3	$H_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	35		
4	$N_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	7,5		
5	$\eta_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,67		

2.5.4.2. Вибір підживлювальних насосів

2.5.4.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$, м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення – $G_{\text{під}}=15$ т/год, опору трубопровідної системи – ΔH (не вище 40 м.вд.ст.) та статичного напору.

2.5.4.2.2. Визначаю число робочих насосів – $N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}}$, шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}} = G_{\text{під}} / Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}} = 15/16 = 0,9$$

*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення Число робочих насосів – $N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}}$, шт, становить — 1.

2.5.4.2.3. Визначаю число встановлених насосів рециркуляції з урахуванням одного резервного – $N_{\text{нас.під}}^{\text{вст}}$, шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.під}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2$$

2.5.4.2.4. Блок параметрів по насосам наводжу в табл. 2.41.

Характеристика підживлювальних насосів

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСО-СА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 32-160.1/177		
2	$Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	16		
3	$H_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	30		
4	$N_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	3		
5	$\eta_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,62		

2.5.4.3. Вибір насосів технологічної води

2.5.4.3.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$, м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для потреб промислового підприємства – $G_{\text{тех}}=114$ т/год та опору трубопроводної системи – ΔH .

2.5.4.3.2. Визначаю число робочих насосів технологічної води – $N_{\text{нас.тех}}^{\text{роб}}$, шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.тех.}}^{\text{роб}} = G_{\text{тех}} / Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}} = 114/115 = 0,97 \quad *)$$

*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення Число робочих насосів – $N_{\text{нас.тех.}}^{\text{роб}}$, шт, становить — 1.

2.5.4.3.3. Визначаю число встановлених насосів з урахуванням одного резервного – $N_{\text{нас.с.в}}^{\text{вст}}$, шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.тех}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2$$

2.5.4.3.4. Блок параметрів по насосам технологічної води наводжу в табл. 2.42.

Характеристика насосів технологічної води

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСО-СА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 50-160/165		
2	$Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	114		
3	$H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	45		
4	$N_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	22		
5	$\eta_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,8		

2.5.4.4. Вибір насосів хімоочищеної води

2.5.4.4.1. Здійсною вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі – $Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$, м³/год, та напору – $H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$, м вд.ст, на базі визначених значень витрати хімоочищеної води для підживлення – $G_{\text{хов}}=15,15$ т/год, та опору трубопроводної системи – ΔH .

2.5.4.4.2. Визначаю число робочих насосів сирі води – $N_{\text{нас.хов}}^{\text{роб}}$, шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} = G_{\text{хов}} / Q_{\text{нас.реци}}^{\text{ном}} = 15,15/16=0,98$$

*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення. Число робочих мережних насосів – $N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}}$, шт, становить — 1.

2.5.4.4.3. Визначаю число встановлених насосів з урахуванням одного резервного – $N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{вст}}$, шт, за формулою:

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} + 1 = 1 + 1 = 2$$

2.5.4.4.4. Блок параметрів по насосам сирі води наводжу в табл. 2.43.

Таблиця 2.43

Характеристика насосів хімоочищеної води

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NKE 32-160.1/167		
2	$Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	16		
3	$H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	25		
4	$N_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	2,2		
5	$\eta_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,59		

2.5.5. Вибір деаераторів водогрійної котельні

Загальноприйнятим рішенням для водогрійних котельних є встановлення для деаерації води не менше двох деаераторів вакуумного типу з охолодником випару для кожного. До встановлення обираємо 2 деаератори ДВ-25. Блок параметрів наводжу в таблиці 2.44.

Таблиця 2.44

Характеристика деаераторів водогрійної котельні

№ п.п	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	3	4	5	6
1	Типорозмір деаератора		За інформаційними листами заводів виробників	ДВ-25
2	Номінальна продуктивність	т/год	«--»	5
3	Діапазон продуктивності	т/год	«--»	7,5...30
4	Температура деаерованої води	°С	«--»	40...80
5	Температура теплоносія	°С	«--»	70...180
6	Тип охолодника випару		«--»	ОВВ-2
7	Тиск робочий абсолютний	МПа	«--»	0,0075...0,05
8	Тип ежектора		«--»	ЕВ-30

2.5.6. Вибір підігрівників

Вибір типорозміру підігрівників сирової води (ПСВ), хімоочищеної води (ПХВ), технологічної води (ПТВ) здійснюється за визначеною в проекті їх тепло-

вою потужністю та переліком стандартних типорозмірів вказаних підігрівників за методикою, сформованою в курсі “Теплотехнологічні процеси та установки”.

2.5.6.1. Підігрівник сирі води

2.5.6.1.1. Теплове навантаження підігрівника сирі води $Q_{\text{псв}}=0,32$ МВт;

2.5.6.1.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln(\Delta t_6 / \Delta t_m) = (150 - 70) / \ln(150 / 70) = 105 \text{ }^\circ\text{C}$$

2.5.6.1.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{псв}} / \Delta t \cdot K = 320000 / 105 \cdot 2500 = 2,3 \text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо секційний підігрівник ПВ-114х4. Площа поверхні теплообміну однієї секції — $F=3,58 \text{ м}^2$, довжина трубки — 4 м, загальна кількість труб — 19.

5.6.2. Підігрівник хімоочищеної води

2.5.6.2.1. Теплове навантаження підігрівника хімоочищеної води $Q_{\text{пхв}}=0,62$ МВт;

2.5.6.2.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln(\Delta t_6 / \Delta t_m) = (95 - 55) / \ln(95 / 55) = 73 \text{ }^\circ\text{C}$$

2.5.6.2.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{хов}} / \Delta t \cdot K = 620000 / 73 \cdot 2500 = 3,4 \text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо секційний підігрівник ПВ-114-4. Площа поверхні теплообміну однієї секції — $F=3,58 \text{ м}^2$, довжина трубки — 4 м, загальна кількість труб — 19, кількість секцій — 1.

2.5.6.3. Підігрівник технологічної води

2.5.6.3.1. Теплове навантаження підігрівника технологічної води $Q_{\text{тех}}=12$ МВт;

2.5.6.3.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_6 - \Delta t_m) / \ln(\Delta t_6 / \Delta t_m) = (60 - 55) / \ln(60 / 55) = 57,46 \text{ }^\circ\text{C}$$

2.5.6.3.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{тех}} / \Delta t \cdot K = 1200000 / 57,46 \cdot 2500 = 8,5 \text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо секційний підігрівник ПВ-273-2. Площа поверхні теплообміну однієї секції — $F=10,28 \text{ м}^2$, довжина трубки — 2 м, загальна кількість труб — 109, кількість секцій — 1.

2.5.7. Вибір вентиляторів (В) та димососів (Д) для водогрійних котлів

Вибір В та Д здійснюється у відповідності до технічних умов (ТУ) заводу-виробника водогрійних котлів на комплект поставки котла.

Таблиця 2.45

Рекомендоване тягодуттвове обладнання

№ п/п	Найменування	Димосос	Вентилятор
1	Тип обладнання	ДН-12,5уІ	ВДН-10у
2	Потужність, кВт	30	11
3	Частота обертання, об/хв	1000	1000

РОЗДІЛ 3. Охорона праці

В даному дипломному проекті розглядається розрахунок та проектування обладнання водогрійної котельні.

Впровадження нового більш вдосконаленого обладнання, з сучасною системою автоматизації та управління дозволить знизити рівень впливу шкідливих та небезпечних факторів на людину, підвищить ступінь безпеки експлуатація і обслуговування, що значно покращить умови праці в котельному залі.

При здійсненні проектування враховані вимогою охорони праці до організації та забезпечення здорових і безпечних умов праці на робочому місці оператора котельні.

3.1. Виробнича санітарія

При плануванні приміщення враховуються:

- санітарна характеристика обладнання та технологічних процесів;
- норма корисного простору на одного працівника (15м^3);
- нормативи площі розміщення обладнання ($4,5\text{м}^2$);
- висота виробничого приміщення не менше ($4,8$) м.

Протяжність санітарно-гігієнічної зони даного підприємства (IV класу) складає – 50 м.

Для зручності обслуговування котлових апаратів змонтовані багатоярусні технологічні площадки, які починаються з висоти $2,5\text{м}$.

3.1.1. Мікроклімат та чистота повітря виробничого середовища

Показниками мікроклімату є температура повітря, відносна вологість, швидкість руху повітря та атмосферний тиск.

Нормативний документ передбачає оптимальні і допустимі значення параметрів мікроклімату в залежності від періоду року (. Наприклад, у теплий період року (середньодобова температура зовнішнього середовища становить $>10\text{ }^\circ\text{C}$), холодний (середньодобова температура зовнішнього середовища становить $<10\text{ }^\circ\text{C}$) та категорії важкості виконуваних робіт.

Контроль та вимірювання параметрів мікроклімату виконується спеціальними приладами – термометрами (температура), психрометрами (вологість повітря). Швидкість руху повітря вимірюється анемометром (крильчатий), межі вимірювання від $0,3 - 5$ м/с, чашковий (індукційний) анемометр – межі вимірювання $1 - 20$ м/с та кататермометрами – межі вимірювання $0 - 0,5$ м/с.

Вміст шкідливих речовин в повітрі обмішується гранично допустимими концентраціями(ГДК).

CH_4 (300 мг/м^3 , клас небезпечності IV), CO (20 мг/м^3 , клас небезпечності IV), CO_2 (ГДК 9000 мг/м^3 , клас небезпечності IV), сполуки азоту (ГДК 5 мг/м^3 , клас небезпечності II).

Концентрація шкідливих речовин у повітрі, газів і парів повинна визначатися для 1-го класу безпеки безперервно, для 2-го, 3-го, 4-го класу – періодично.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Ізяслав</i> Охорона праці	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Сафончик О.М.						52
Перевірив		Бойко В.О.						
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						
						ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ		

Періодичність контролю вмісту шкідливих речовин складає:

- для 1-го класу небезпеки – 1 раз/10 днів;
- для 2-го класу небезпеки – 1 раз/місяць;
- для 3-го та 4-го класу небезпеки – 1 раз/квартал.

Методи визначення шкідливих речовин у повітрі:

1. Лабораторний (колориметричні, спектрофотометричні, хроматографічні).
2. Експрес (хімічні індикатори, універсальний газоаналізатор, УГ-1, УГ-2).
3. Автоматичні (стаціонарний газоаналізатор, газосигналізатор).

Для видалення надлишків теплоти та шкідливих газів в котельні застосовується загально-обмінна змішана припливно-витяжна вентиляція. Забирання забрудненого повітря здійснюється за допомогою аераційного ліхтаря, а подача свіжого – механічним вентилятором.

Оператор котлоагрегату, у разі необхідності, повинен бути забезпечений засобами індивідуального захисту (костюм бавовняний, рукавиці комбіновані, навушники протишумові, окуляри захисні із світлофільтрами, та протигазами).

3.2. Виробниче випромінювання

Джерелами теплового випромінювання є паровий котел, трубопроводи з парою. Ознаками перегрівання організму є підвищення температури, спрага, збільшення частоти дихань та пульсу, задишка, головний біль, запаморочення, сильне потовиділення.

Зниження інтенсивності теплового випромінювання досягається застосуванням екранів, теплоізоляції устаткування та гарячих поверхонь, а також індивідуальними засобами; збільшенням відстані між джерелом випромінювання та робочим місцем.

Нормальними умовами, що відповідають санітарно-гігієнічним нормам, вважають такі, за яких інтенсивність опромінення працівників інфрачервоними променями не перевищує: 35 Вт/м² при опромінюванні більше 50 % тіла.

Інтенсивність інфрачервоного випромінювання вимірюється актинометрами, а спектральна інтенсивність випромінювання – інфрачервоними спектрографами типу ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14.

3.3. Шум на виробництві

Робота котлових установок супроводжується шумом.

Класифікація шумів за походженням:

- механічні;
- аерогідродинамічні (вентилятори, насоси, компресори, системи транспортування);
- електричні (трансформатори тощо).

Класифікація шумів за частотою:

- низькочастотний (до 300 Гц);
- середньо частотний (300-800 Гц);
- високочастотний (більше 800 Гц).

Основними фізичними характеристиками звуку є: частота f (Гц), звуковий тиск P (Па), інтенсивність або сила звуку I (Вт/м²).

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		53

Порогові значення шуму при $f=1000$ Гц складають: нижній поріг чутності ($I_0 = 10^{-12}$ Вт/м²; $P_0 = 2 \cdot 10^{-5}$ Па), больовий поріг ($I_6 = 10^2$ Вт/м²; $P_6 = 60$ Па).

Рівень шуму у виробничому цеху не повинен перевищувати 80 дБ.

Технічні засоби захисту від шкідливої дії шуму чутного діапазону передбачають використання трьох головних напрямків: боротьба з шумом в джерелі його утворення, шумопоглинання, та шумоізоляцією.

До заходів боротьби з аеродинамічним шумом відносяться зменшення швидкостей транспортування середовища, використання плавних заокруглень, глушників шуму в місцях забору і вихлопу повітря.

Для вимірювання рівня шуму використовують шумоміри Ш-71, ПИ-14 в комплекті з активними фільтрами. Рівень вимірювання шуму даними приладами становить 10-130 дБ в діапазоні 20 Гц – 16 кГц.

3.4. Виробнича вібрація

Під впливом інтенсивної вібрації в організмі людини відбуваються функціональні зміни у серцево-судинній системі та регуляторної функції центральної нервової системи. Вібрація викликає появу вібраційної хвороби, що може призвести до втрати працездатності.

Вібрацію поділяють на загальну (передається через опорні поверхні тіла людини) та локальну (передається через руки).

Основними характеристиками (параметрами) вібрації є частота гармонічного коливального руху (Гц), віброшвидкість (м/с) та віброприскорення (м/с²), рівень вібрації (дБ).

Порогові значення віброшвидкості становить $v_0=5 \times 10^{-8}$ м/с, а віброприскорення становить $a_0=3 \times 10^{-4}$ м/с².

Загальна та локальна вібрації обмежуються допустимими значеннями віброшвидкості або логарифмічними рівнів віброшвидкості в октавних смугах із частотою 2-1000 Гц.

Для захисту від впливу виробничої вібрації застосовують наступні колективні методи: послаблення вібрації у джерелі утворення, вібропоглинання та віброізоляція.

Вібрація вимірюється віброметрами ВИП-4 та ВИП-2М та вібрографами ВР-1, ВР-2, в діапазоні 10 Гц – 1кГц, шкала приладів проградуєвана в дБ.

3.5. Освітлення виробничих приміщень

Основними вимогами охорони праці до освітленості виробничих приміщень є:

- 1) освітлення на робочому місці має відповідати санітарно-гігієнічним нормам і бути рівномірним;
- 2) між об'єктом, що розглядається, і навколишнім фоном повинен бути певний контраст;
- 3) на робочій поверхні не повинно бути різких тіней;
- 4) не допускається освітлення (пряме чи відбите) у полі зору.

На виробництві використовується природне комбіноване освітлення (двостороннє бічне та аераційний ліхтар).

В темні години доби використовується штучне освітлення.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		54

За призначенням *штучне освітлення* поділяється на робоче, чергове, аварійне, евакуаційне, охоронне. За виконанням (розміщенням джерел світла) штучне освітлення поділяється на:

- загальне – призначене для рівномірного освітлення приміщення або його частин;
- місцеве – для освітлення тільки робочих поверхонь;
- комбіноване (поєднання загального та місцевого освітлення).

Джерелами штучного світла є лампи розжарювання та газозарядні лампи. Виробниче приміщення обладнане світильниками прямого світла з лампами розжарювання у герметичному виконанні із захисним кутом 20-25° (типу ВЗГ200, потужністю 200 Вт), які розташовуються у шаховому порядку.

Контроль освітленості здійснюється люксметрами Ю-16, Ю-17, Ю-116, Ю-117.

3.5. Техніка безпеки

3.5.1. Безпечна експлуатація технологічного устаткування

Для безпечної експлуатації технологічного устаткування та запобігання виникненню небезпечних або аварійних ситуацій застосовуються в першу чергу засоби колективного захисту. За принципом дії та залежно від впливу небезпечного фактора засоби колективного захисту поділяються на огорожувальні, запобіжні пристрої, блокування, сигналізаційне обладнання, профілактичні випробування.

Роботи всередині котлів проводяться тільки після повної зупинки роботи, продувки і охолодження, якщо таке необхідно.

Огороджувальні пристрої (кожухи, щити, екрани, бар'єри) застосовуються для ізоляції зон з безпекою механічних дій, для огорожі зон випромінювань і зон з хімічними речовинами, а також робочих майданчиків, розташованих на висоті. Вони поділяються на стаціонарні, які демонтуються для виконання допоміжних операцій (заміна інструмента, змазка обладнання тощо), та переносні, що використовуються для огорожі нестационарних робочих місць (зварювальні пости), а також при виконанні ремонтних чи налагоджувальних робіт.

Запобіжні пристрої застосовуються для автоматичного виключення обладнання при виникненні аварійних ситуацій (наприклад, при виході одного з параметрів — температури, електричної напруги тощо за межі допустимих значень).

Блокування дозволяє виключити можливість проникнення людини в небезпечну зону чи ліквідувати небезпечний фактор при проникненні людини в небезпечну зону. Блокувальні пристрої поділяються на механічні, електричні, фотоелементні, радіаційні, пневматичні, гідравлічні та комбіновані.

Сигналізаційне обладнання призначено для повідомлення персоналу про режим роботи устаткування і можливості аварійних ситуацій. За засобами інформації сигналізація поділяється на кольорову, звукову, кольорово-звукову, одоризаційну (за запахом).

На виробництві використовується світлова та звукова аварійна сигналізація, яка відключається за допомогою комп'ютерного інтерфейсу, світлова і звукова передпускова сигналізація (відключення за допомогою кнопки квітування).

Нормативно-технічна документація з безпечної експлуатації основного технологічного обладнання, що працюють під тиском (парові котли): «Правила будови і

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		55

безпечної експлуатації парових та водогрійних котлів», трубопроводів пари та гарячої води «Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води».

3.5.2. Безпечна експлуатація електроустаткування

Види електричних травм на виробництві:

- 1) механічне (при проходженні через тіло людини струму великої сили; падіння людини з висоти);
- 2) місцеві зовнішні електротравми:
 - електричні опіки;
 - електричні знаки (плями сірого чи блідо-жовтого кольору на поверхні шкіри);
 - захворювання зовнішніх оболонок очей під дією ультрафіолетових променів електричної дуги;
- 3) електричний удар (призводить до паралічу серця, легень, до фібриляції серця).

Факторами, що зумовлюють небезпечне ураження електричним струмом, є:

- фактори електричного характеру (напруга, сила, рід і частота струму). Сюди ж відноситься і електричний опір людини;
- фактори неелектричного характеру (індивідуальні властивості людини, тривалість дії струму, шлях проходження струму через тіло людини);
- стан навколишнього середовища.

Згідно «ПУЕ. Правила улаштування електроустановок» за ступенем небезпеки ураження існує три класи приміщень:

- 1) приміщення без підвищеної небезпеки;
- 2) приміщення з підвищеною небезпекою
- 3) особливо небезпечні

Котельня відноситься до приміщень з підвищеною небезпекою (наявність струмопровідних підлог).

Для забезпечення електробезпеки на виробництві передбачено спеціальні заходи і засоби захисту. До них належать, наприклад, недоступність струмопровідних частин обладнання; ізоляція струмоведучих частин з опором силового устаткування та освітлюючої апаратури $R_{i3} \geq 0,5$ МОм, заземлення опором $R_3 \leq 4$ Ом, швидкодіюче автоматичне захисне відключення; застосування низьких напруг ($U < 42$ В), використання засобів індивідуального захисту, проведення планово-попереджувальних ремонтів та профілактичних робіт устаткування, а також виробничих інструктажів з техніки безпеки.

Небезпечними є також розряди атмосферної електрики (блискавки), що утворюється і концентрується в хмарах. Сила струму блискавки досягає до 200 кА, а напруга до 150 МВ. Котельня відповідає вимогам нормативних документів по захисту від атмосферної електрики будівель і споруд II-категорії із застосуванням стержньових блискавковідводів.

3.6. Пожежна та вибухобезпека на виробництві

Основними причинами пожежі та вибуху в котельні є:

1. організаційні (порушення вимог проектування промислових та допоміжних будівель та споруд, вибору будівельних матеріалів та конструкцій, планування

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		56

приміщень, розміщення технологічного обладнання та комунікацій; відхилення від правил експлуатації та ремонту обладнання, споживачів електроенергії та електромереж, порушення посадових інструкцій щодо пожежної безпеки; необережне поводження з вогнем та матеріалами, що легко запалюються).

2. технологічні (відносять роботу за несправним технологічним обладнанням чи при порушенні режимів технологічних процесів; використання горючих речовин, що не відповідають технологічним характеристикам обладнання, що використовується, та порушення режиму його експлуатації та зупинки, використання невідповідних ГОСТу змащувальних матеріалів).
3. причини пов'язані із застосуванням електрики (відносять використання електричного обладнання, що не відповідає категорії вибухо- та пожежо-безпеки, перевантаження мереж та електроустаткування, пошкодження ізоляції, поганий електричний контакт в місцях з'єднання контактів, відсутність захисту від статичної та атмосферної електрики).

За спалимістю речовини і матеріали поділяються на три групи:

Спалимі, важко спалимі, неспалимі.

Пожежна безпека виробництва забезпечується системою запобігання пожеж та системою пожежного захисту.

Усі будівлі та споруди за вогнестійкістю класифікуються за V ступенями.

Заходи пожежної безпеки поділяються на 4 групи:

1. заходи у виробничих процесах;
2. будівельно-технічні заходи (підвищення стійкості огорожувальних конструкцій будівель, обмеження поширення пожежі);
3. організаційні та агітаційні заходи (навчання обслуговуючого персоналу заходам поширення пожеж та поводження із пожежним інвентарем);
4. заходи із забезпеченням швидкого гасіння пожеж (вибір найбільш ефективних способів та засобів гасіння, налагодження протипожежного водопостачання та сигналізації).

Категорія відділення ВОДОГРІЙНА КОТЕЛЬНЯ з вибухопожежної та пожежної безпеки – «Г» .

Будівля відділення ВОДОГРІЙНА КОТЕЛЬНЯ – відноситься до III класу пожежонебезпечної зони.

Система пожежного захисту виробничого приміщення включає також наявність системи оповіщення (ручні кнопочні пости), сигналізацію та схеми евакуації працюючих, які розташовані на видних місцях.

Основними вогнегасними речовинами і матеріалами є: вода, повітряно-механічна піна, негорючі гази та пісок.

До первинних засобів гасіння пожежі відносять:

- внутрішнє пожежне водопостачання (подача води до робочих місць здійснюється пожежними кранами з рукавами, що закінчується металевим соплом обладнаним розбризкувачем);
- пожежний інвентар:
 - відра, кошма, лопати;
 - вогнегасники(ОВП-10-2шт; ОУ-2шт);
 - ящики з піском.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		57

Розділ 4. Теплотраса. Вибір способу прокладання теплових мереж

Теплові мережі залежно від методів виконання бувають підземними та повітряними. Під землею мережі розміщуються в каналах з поперечним перерізом та тунелях, висота яких дорівнює двом метрам, а в деяких випадках перевищує цю позначку, в колекторах, де можна розташувати разом труби та кабелі різної властивості. Тепловими мережами наповнюються квартальні колектори, а також технічні підземні приміщення та коридори.

Надземне прокладання



Такий метод прокладання трубопроводів підходить для індивідуально розміщених щоглів, оснащених трубною підвіскою, що кріпиться за допомогою тяги або кронштейнів.

Канальне прокладання теплової мережі



Вибір методу виконання трубопроводу залежить від багатьох обставин у вигляді діаметра труби, вимог до довговічності конструкції, а також її до економічності.

У густонаселеному районі специфіка архітектури передбачає підземне прокладання. При цьому труби розташовуються в каналах, які діляться на прохідні та непрохідні.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Ізяслав Теплотраса. Вибір способу прокладання теплових мереж</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Сафончик О.М.							58
Перевірив	Бойко В.О.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ

Канальне прокладання має масу позитивних якостей. Вона захищає труби та їх ізоляцію від прямого зіткнення з ґрунтом, який здатний впливати на конструкції механічним та електромеханічним способом.

При канальній прокладці можливе ефективне переміщення трубопроводів як вздовж, так і впоперек. При цьому з користю застосовується здатність конструкції самокомпенсуватись на кутових зонах тепломережі. В результаті з'являється можливість не монтувати компенсатори, які потребують створення та подальшого догляду за камерами. Не знадобляться й вигнуті компенсатори.

Використання їх у містах не вітається.

Канальне прокладання відноситься до категорії універсальних пристроїв, оскільки з успіхом застосовується на різних видах ґрунту.

Якщо конструкція каналу вийшла герметичною, а дренаж не пропускає в канал поверхневі та внутрішні води, то теплоізоляція залишається сухою та труби, виконані зі сталі, не піддаються корозії. Траса, призначена для канальних теплових мереж, вибирається без особливих складнощів. Її можна протягнути як по проїжджій, так і по будь-якій іншій міській території спільно з іншими інженерними системами. При цьому можна обійти або, навпаки, максимально наблизитися до будівель. У разі все вирішують особливості планування.

Повітряне прокладання теплової мережі



Повітряна прокладка у містах застосовується рідко, оскільки псує міську архітектуру.

Повітряна прокладка є ідеальним варіантом для промзон та великих промислових підприємств. Тут для її облаштування застосовують щогли та естакади. Подібну конструкцію можна зафіксувати на стінових поверхнях споруд за допомогою кронштейнів. За бажанням можна замовити зовнішнє прокладання теплової мережі на сайті vglobuse.com

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		59

Прокладання мереж у тунелях



Розміщення мереж у тунелях відбувається, як правило, на основних зонах магістральних тепломереж, що беруть свій початок від великих ТЕЦ у разі, коли є необхідність прокладання значної кількості труб. Теплові тунелі зазвичай формуються в тих ділянках, де трубопровід проходить транзитом і має солідний діаметр. Труби тягнуться від ТЕЦ, що розташовані на міських околицях, де неприпустимо застосування надземного виду прокладки. Розташовувати тунелі бажано якнайдалі від насосних станцій.

Загальні колектори



Їхнє застосування обумовлено одночасним розташуванням тепломереж, що складаються з пари труб, а також при нестачі вільного місця на міських вулицях для того, щоб встановити там мережі, поміщені в траншеї.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		60

Колектори слід розмішувати вздовж вулиць та вздовж дорожнього полотна прямолінійним способом паралельно до проїжджої зони.

Знайти

Вибір способу прокладання теплових мереж

Влаштування систем теплопостачання

Теплові мережі за способом прокладання поділяються на підземні та надземні (повітряні) системи трубопроводів.

Підземне прокладання трубопроводів теплових мереж виконується:

1. У каналах непрохідного та напівпрохідного поперечного перерізу; Найбільш простою і легко здійсненою конструкцією непрохідних каналів є канали прямокутного перерізу із збірних бетонних стінових блоків та залізобетонних плит перекриття (рис. 1).

Рис. 1. Канал зі збірних залізобетонних плит та бетонних стінових блоків:

1 - плита перекриття; 2 - стіновий блок; 3 - гідроізоляція; 4 - цементний розчин; 5 - плита днища

Роботи зі збирання каналу ведуться одночасно з монтажем трубопроводів. Насамперед, у відкритій траншеї виконується дно каналу з бетону. Після монтажу та ізоляції трубопроводів встановлюють стінові блоки, а потім укладають плити перекриття. Дана конструкція каналів є шарнірною, стійкість її забезпечується гарною якістю засипки та утрамбування пазух за стінками (одночасно з двох сторін). Ковзаючі опори трубопроводів, що прокладаються в каналах, встановлюються на залізобетонних подушках, що укладаються на дно шаром цементного розчину. Конструкція збірних каналів наведена в типовій серії ТС-01-01, а також в альбомі Мосенергопроекту і може бути застосована для прокладання трубопроводів діаметром 50 - 400 мм у неспрощених ґрунтах.

Інститутом «Мосінжпроект» розроблено конструкцію склепінних каналів із збірного залізобетону для теплових мереж діаметрами 50 – 500 мм (рис. 2).

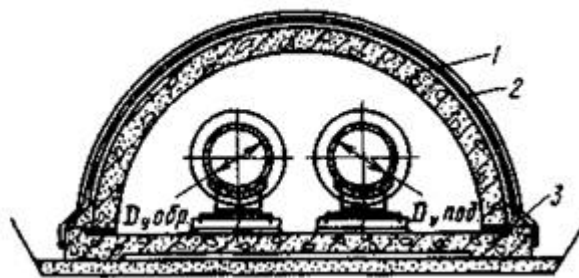


Рис. 2 Канал із залізобетонних склепінь:

1 - залізобетонне склепіння; 2 – гідроізоляція; 3 - залізобетонна плита днища

Прольоти склепінь становлять 1; 1,42; 1,8 та 2,2 м. Довжина елементів склепінь 2,95 м. Елементи склепіння встановлюються на опорну раму, яка є затяжкою склепіння. Це дозволяє розраховувати склепіння як розпірну конструкцію. Склепінні канали знайшли застосування у будівництві теплових мереж багатьох міст. За витратою матеріалів склепінні залізобетонні канали економічніші за канали прямокутного перерізу.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		61

Інститутом «Мосенергопроект» розроблено конструкцію каналів для прокладання трубопроводів середнього та великого діаметрів (400 - 1200 мм), що збираються із залізобетонних стінових блоків таврової форми, ребристих плит перекриття та плоских плит днища (рис. 3).

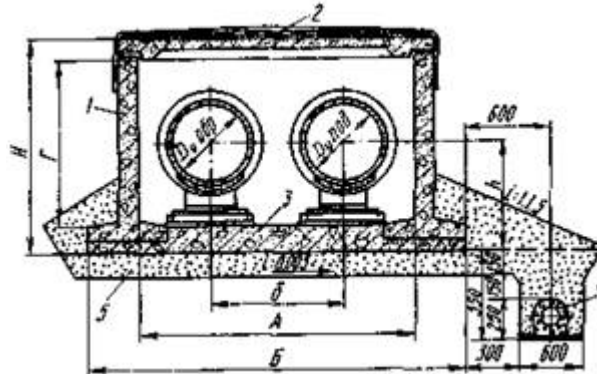


Рис. 3 Канал із залізобетонних таврових стінових блоків, ребристих плит перекриття та плит днища з одностороннім дренажем з керамзитобетонних трубофільтрів:

1 - тавровий стіновий блок; 2 - ребриста плита перекриття; 3 - плита днища; 4 - трубофільтр; 5 - пісок крупнозернистий

Конструкція має більшу стійкість за рахунок збільшення розмірів основи стінових блоків та влаштування зубів або підрізки на кінцях плит перекриття, що забезпечує передачу горизонтального тиску від верху стінових блоків на плиту перекриття. Дно каналів виконується з плоских залізобетонних плит, що мають по кінцях підрізку для встановлення основи стінових блоків, яка усуває зміщення блоків усередину каналу при бічному тиску ґрунту.

Монтаж трубопроводів та їх теплоізоляція виконуються у відкритій траншеї після укладання плит днища. Стінові блоки встановлюються на днище шаром цементного розчину, а поверх стінових блоків також на цементному розчині укладаються плити перекриття. При прокладанні каналів в умовах мокрих ґрунтів влаштовується попутний трубчастий дренаж (односторонній або двосторонній), а в ряді випадків - обклеєна гідроізоляція днища та стінок. Обклеєна гідроізоляція перекриття виконується завжди.

Широке застосування у будівництві двотрубних водяних теплових мереж знайшли збірні канали серії МКЛ, розроблені інститутом «Мосінжпроект» для теплопроводів діаметром від 50 до 1400 мм. Канали виконуються із двох збірних залізобетонних елементів: верхньої рами та плити днища (рис. 4).

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

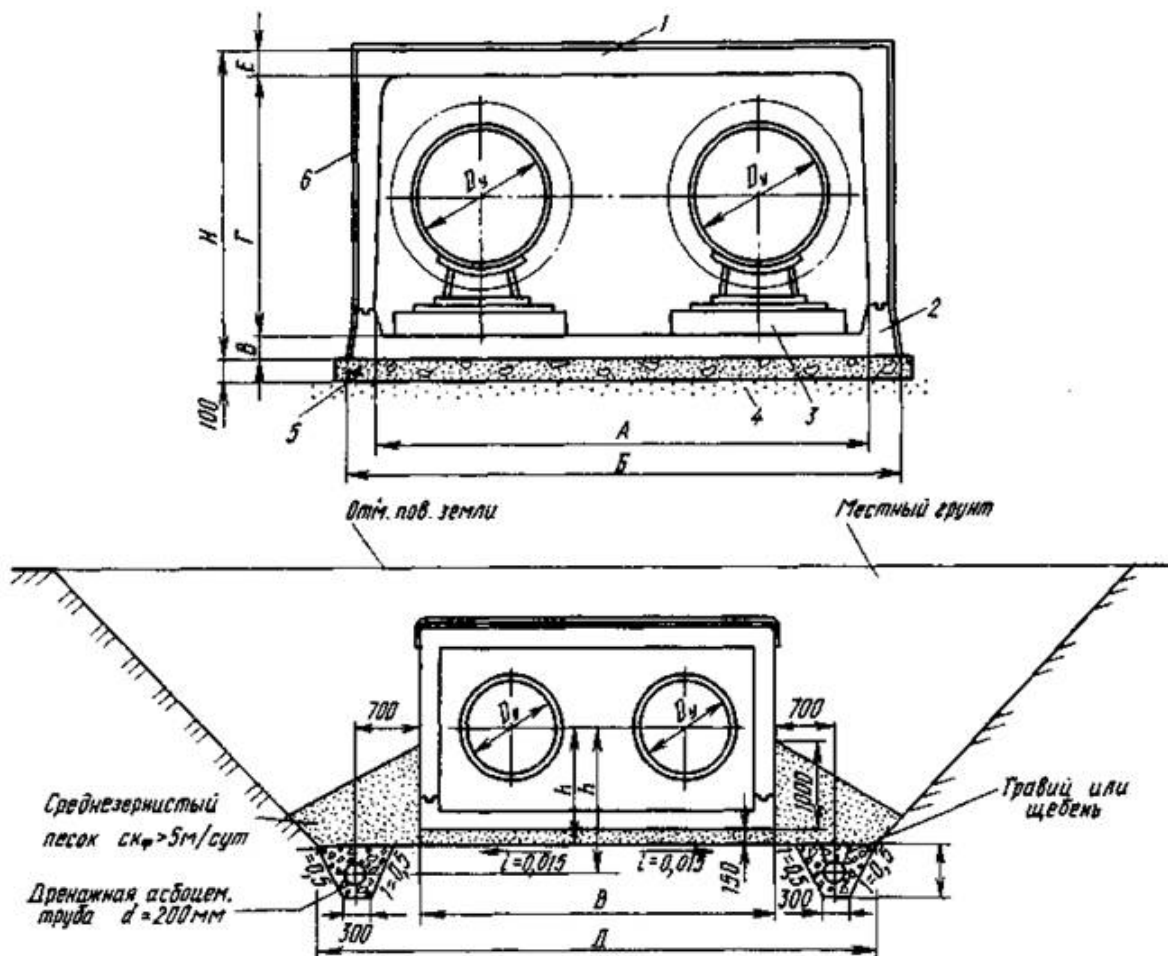


Рис. 4 Канал рамної конструкції (серії МКЛ):

1 - залізобетонна рамна секція; 2 – залізобетонна плита днища; 3 - опорна подушка ковзної опори; 4 - піщина підготовка; 5 – бетонна підготовка; 6-гідроізоляція

Будівництво теплових мереж із застосуванням цієї конструкції каналів ведеться у звичайній послідовності: на піщану підготовку, виконану по дну траншеї, укладають плити днища із закладенням швів цементним розчином; на дно каналу встановлюють на цементному розчині опорні подушки ковзних опор, роблять монтаж та ізолювання трубопроводів, після чого встановлюють рамні елементи перекриття каналу. Стикові з'єднання елементів днища і перекриття (типу «паз - гребінь») заповнюють цементним розчином або мастиками, що герметизують, і еластичними прокладками. Залежно від гідрогеологічних умов траси зовнішні поверхні каналу захищають гідроізоляцією. За наявності ґрунтових вод або глинистих ґрунтів влаштовують попутні дренажі.

На рис. 5 наведена конструкція напівпрохідного каналу круглого перерізу. У таких каналах можна прокласти теплопроводи діаметром до 600 мм.

Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

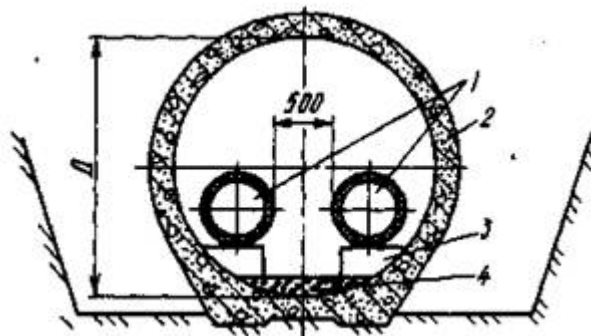


Рис.5 Канал круглого перерізу із залізобетонних труб (напівпрохідний):

1 - трубопроводи; 2 – залізобетонна труба; 3 – опорна подушка; 4 - бетонна підлога

Серія 3.006-2 «Типові конструкції та деталі будівель та споруд» містить робочі креслення збірних залізобетонних каналів та тунелів із лоткових елементів, розроблених Харківським інститутом «Промбуднієпроект». Конструкції призначені для прокладання трубопроводів різного призначення, електрокабелів та електрошин. До каналів віднесені підземні споруди при висоті до 1500 мм включно, а тунелям - при висоті 1800 мм і більше.

Канали за конструктивним рішенням різні і запроектовані трьох марок: КЛ, КЛп і КЛс (рис. 6).

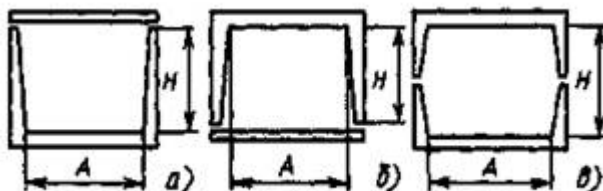


Рис. 4.12. Канали лоткові серії 3.006-2 (габаритні схеми):

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

Канали марки КЛ збираються з лоткових елементів, що перекриваються плоскими знімними плитами, канали марки КЛп - з лоткових елементів, що спираються на плити, канали марки КЛс - з нижніх і верхніх лоткових елементів, що з'єднуються за допомогою коротунів зі швелерів, які закладаються в поздовжні шви.

Великі незручності створюються при виконанні підвісної теплоізоляції на трубопроводах, укладених у лоткових каналах, коли необхідно наносити основний та покривний шар за наявності стінок. Особливо це відноситься до виконання теплоізоляції в нижній частині труб, що ізолюються. Неякісне виконання теплоізоляції в її нижній частині створює передумови для руйнування всієї конструкції теплоізоляції та корозійних пошкоджень трубопроводів, оскільки ця частина постійно зволожується при підтопленні дна каналу ґрунтовими або довірними водами. Внаслідок цього зростають теплові втрати та виникають місцеві осередки корозії сталевих труб.

Конструкція каналів та тунелів марки КЛс не тільки не відповідає вимогам виконання монтажно-зварювальних та теплоізоляційних робіт, але й не забезпечує умов міцності та щільності споруди загалом. Стендове випробування цієї конструкції виявило ушкодження шарнірних стикових з'єднань при односторонній дії горизонтального тимчасового навантаження. Це вказує на

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

можливість руйнування каналів та тунелів при реальному впливі на них транспортних навантажень (у місцях перетину залізниць та автомобільних доріг). Неприйнятним є з'єднання верхнього та нижнього лоткових елементів за допомогою укладання обрізків швелерів, захист яких від корозії практично не може бути виконаний у важких температурно-вологих умовах середовища підземних конструкцій теплових мереж. Встановлено недоцільність застосування металевих заставних та інших деталей у будівельних конструкціях теплових мереж, схильних до швидкого корозійного руйнування.

Розглянута вище конструкція рамних каналів (серії МКЛ) охоплює всі діаметри теплових мереж при восьми габаритних схемах, вибраних виходячи з діаметра трубопроводів, що прокладаються, що забезпечує їх економічність, полегшує заводське серійне виготовлення залізобетонних елементів і знижує витрату металу на виготовлення форм.

2. У тунелях (прохідних каналах) висотою 2 м і більше, у загальних колекторах для спільного прокладання трубопроводів та кабелів різного призначення; у внутрішньоквартальних колекторах, у технічних підпіллях та коридорах;

Найбільше застосування у будівництві тунелів та колекторів отримали конструкції збірних залізобетонних колекторів, розроблені інститутом «Мосінжпроект», робочі креслення яких наведені у серії альбомів (РК 1101-70, РК 1102-75). Конструкції увійшли до Каталогу уніфікованих індустриальних виробів та призначені для спорудження міських та внутрішньоквартальних колекторів відкритим способом.

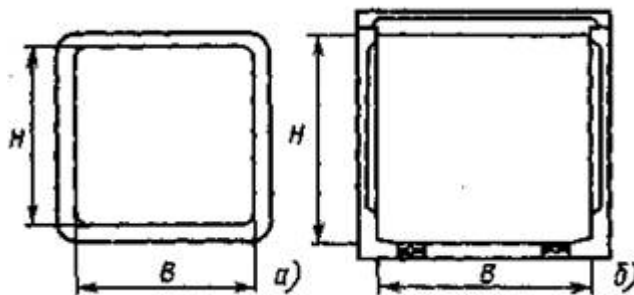


Рис. 7. Габаритні схеми колекторів (Мосінжпроект):

a - з об'ємних секцій; *б* - з окремих елементів

Будівельна конструкція колектора з об'ємних секцій складається з рамних цільноформованих елементів, що монтуються на підготовці з монолітного бетону (рис. 8).

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

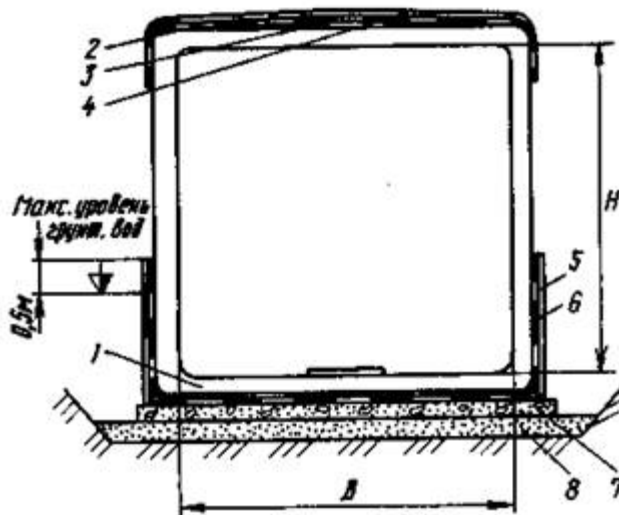


Рис. 4.14. Колектор з об'ємних секцій:

1 - об'ємна секція; 2 - гідроізоляція обклеювальна; 3 - цементний шар; 4 - захисний шар із бетону; 5 - азбоцементна плита; 6 - гідроізоляція обклеювальних стін і днища; 7 - бетонна підготовка; 8 - піщана основа; 9 - асфальт; 10 - цементний розчин

Колектор із окремих залізобетонних елементів монтується із стінових блоків. L-подібної форми, плит перекриття та днища (рис. 9).

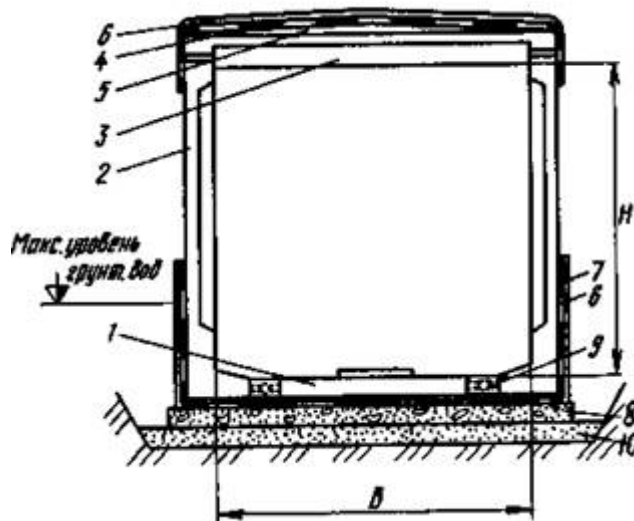


Рис. 9. Колектор з окремих залізобетонних елементів:

1 - Плита днища; 2 - L-подібний стіновий блок; 3 - ребриста плита перекриття; 4 - гідроізоляція обклеювальна; 5 - цементний шар, що вирівнює; 6 - захисний шар з бетону; 7 - азбоцементна плита; 8 - бетонна підготовка; 9 - замонолічування бетоном В25; 10 - пісок; 11 - Асфальт

Зв'язок між плитами днища та стіновими блоками забезпечується за рахунок петльових випусків, через які пропускається поздовжня арматура. Стики замонолічуються бетоном. Плити перекриття мають на опорах підсічки і укладаються врозпір на цементний розчин по верху стінових блоків. Монтаж збірних залізобетонних елементів здійснюється на бетонній підготовці за шаром свіжовкладеного розчину. Шви між елементами заповнюються цементним розчином. Цементні шпонки, що утворюються, пов'язують суміжні елементи між

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
						66
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

собою і забезпечують закладення швів. Максимальна довжина елементів (вздовж колектора) 2,7 м для стінових блоків, 3,0 м для плит перекриття та 2,1 м для плит днища.

Поряд із конструкцією лінійної частини колекторів у типовому проекті розроблено конструктивні рішення кутів повороту колекторів, камер для обслуговування двосторонніх сальникових компенсаторів, водопровідних камер, камер для розведення кабелів. Габарити камер визначені на підставі аналізу технологічних схем, що найчастіше зустрічаються, і можуть коригуватися при конкретному проектуванні. Кути повороту колекторів, камери та вузли монтуються як з елементів лінійної частини, так і з кутових блоків, додаткових стінових та додаткових плит перекриття, балок, колон та фундаментного блоку (рис. 10).

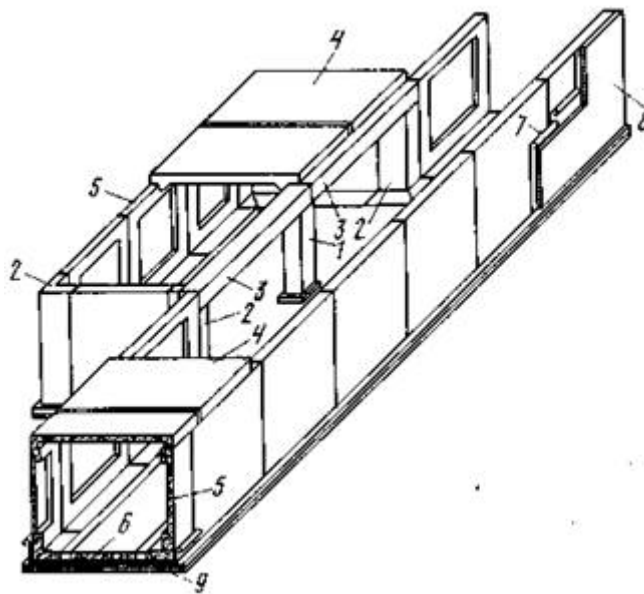


Рис10. Камера збирного залізобетонного колектора:

1 - колона; 2 – кутовий блок; 3 – балка перекриття; 4 - плита перекриття; 5 – стіновий блок; 6 – блок днища; 7 – гідроізоляція; 8 - захисна стінка; 9 - двошарова підготовка із щебеню та бетону

Конструкції тунелів та колекторів повинні бути захищені від проникнення в них поверхневих та ґрунтових вод. Перекриття тунелів і колекторів, що розташовуються вище за рівень ґрунтових вод, слід захищати обклеєною гідроізоляцією з двох шарів ізолю, а стіни обмазувати бітумною емульсією. У тунелях та колекторах необхідно передбачати поздовжній ухил не менше 0,002.

У перекриттях камер повинні передбачатися люки діаметром 0,63 м з подвійною кришкою та запірним пристроєм у кількості не менше двох. У місцях розміщення обладнання та великогабаритної арматури слід додатково влаштовувати монтажні прорізи довжиною не менше 4 м і шириною не менше найбільшого діаметра труби, що прокладається плюс 0,1 м, але не менше 0,7 м.

Нерухливі опори слід, як правило, виконувати щитовою конструкцією з монолітного або збирного залізобетону. Ковзаючі опори трубопроводів, розташовані у верхніх ярусах, проектується з металокаркасних, що приварюються до закладних деталей в елементах стін та дна колектора.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		67

Внутрішні габарити колекторів, що проектуються, слід встановлювати з урахуванням наступних вимог:

Ширина проходу не менше 800 мм, висота – 2000 мм (у світлі);

Відстань у світлі від поверхні ізоляції трубопроводів діаметром 500 - 700 мм до стінки та підлоги колектора 200 мм, для трубопроводів діаметром 800 - 900 мм та до перекриття колектора відповідно 120 та 150 мм;

Відстань між поверхнями ізоляції теплопроводів по вертикалі 200 мм для трубопроводів діаметром 500 – 900 мм;

Відстань від поверхні труб водопроводу, напірної каналізації та повітропроводів до будівельних конструкцій колектора та до кабелів не менше 200 мм;

Вертикальна відстань між консолями для укладання силових кабелів 200 мм, для укладання контрольних кабелів та кабелів зв'язку 150 мм, горизонтальна відстань у світлі між силовими кабелями 35 мм, але не менше діаметра кабелю.

Силові кабелі розташовуються над кабелями зв'язку, кожен горизонтальний ряд силових кабелів відокремлюється від інших рядів і від кабелів зв'язку вогнетривкою прокладкою з азбестоцементних листів. Над трубопроводами можна прокладати тільки кабелі зв'язку.

Приклад технологічного перерізу міського колектора наведено на рис. 11.

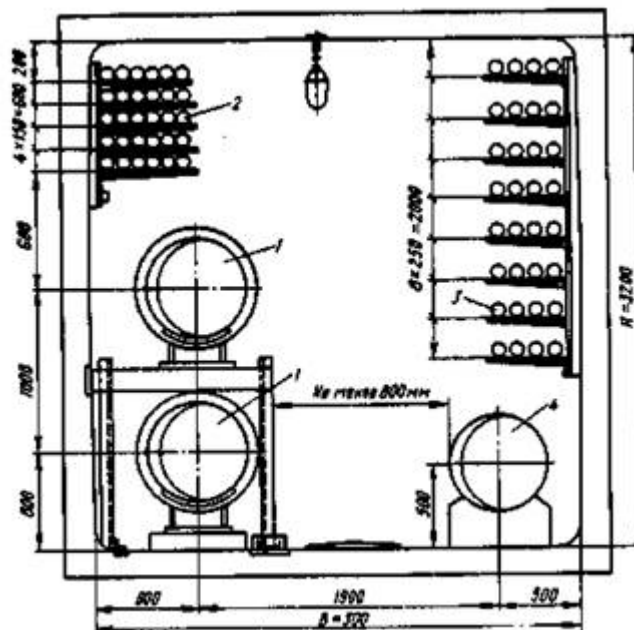


Рис. 11. Технологічний переріз колектора
(Вх Н= 3000 x 3200 мм):

1- трубопроводи Ду 600 мм; 2 - кабелі зв'язку; 3 - силові кабелі; 4 - водопровід D у 500 мм

Нормальна та безпечна експлуатація міських колекторів можлива лише за умови їхнього спеціального обладнання, до комплексу якого входять вентиляція, електроосвітлення, водовидалення та інші пристрої. У газифікованих містах загальні колектори мають обладнати сигналізацію загазованості. Колектори необхідно обладнати припливною природною та механічною вентиляцією для забезпечення внутрішньої температури в межах 5 - 30 °С та не менше триразового обміну повітря за 1 год. Спосіб вентиляції повинен прийматися

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		68

відповідно досанітарними правилами залежно від призначення колектора. Вентиляційні шахти зазвичай поєднуються з входами в тунель. Відстань між припливними та витяжними шахтами має визначатися розрахунком. Вентиляція теплофікаційних тунелів повинна забезпечувати як у зимовий, так і влітку температуру повітря в тунелях не вище 50 °С, а на час виробництва ремонтних робіт і обходів - не вище 40 ° С.

3. Безканальне прокладання.

Конструкція безканального трубопроводу складається з чотирьох шарів: антикорозійного, теплоізоляційного, гідроізоляційного та захисно-механічного (мал. 12), деякі шари можуть бути відсутніми. У цьому випадку функції окремих шарів поєднуються або передаються іншим.

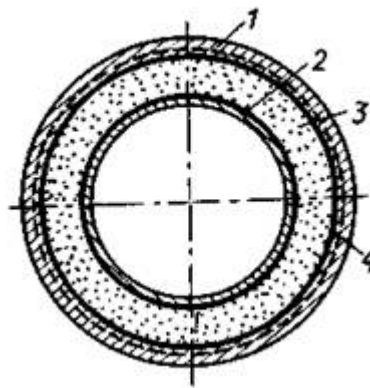


Рис. 12. Принципова схема безканального трубопроводу:

1 – захисно-механічний шар; 2 – антикорозійний шар; 3 – теплова ізоляція;
4 - гідроізоляційний шар

Прийнято ділити безканальні прокладки на засипні, збірні, литі та монолітні.

Засипні прокладки. Труби укладаються на опори або суцільне бетонна основа і засипаються сипучими теплоізоляційними матеріалами (торф, термоторф, гідрофобна крейда, асфальтоізол та ін.).

Збірні прокладки. Теплова ізоляція накладається на труби з штучних елементів (цегли, сегментів, шкаралупи).

Литі прокладки. Лита теплова ізоляція виконується на трасі (або привозиться) заливкою розчину з пінобетону, піносілікату або розплавленого матеріалу на бітумній основі в інвентурну опалубку або форму. У литих конструкціях шляхом нанесення на труби мастильних матеріалів створюються умови для їх переміщення всередині теплової ізоляції при температурних подовженнях.

Монолітні прокладки є різновидом литих конструкцій, але виготовляються у заводських умовах. У деяких із них теплоізоляційний шар міцно зчіпляється з поверхнею труби (автоклавний армований пінобетон, фенольний поропласт ФО та ін.), в інших (конструкції на бітумній основі) труби переміщуються всередині теплової ізоляції.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

4. Надземне прокладання трубопроводів виконується на щоглах, що стоять, або низьких опорах, на естакадах з суцільною прогоновою будовою, на щоглах з підвіскою труб на тягах (вантова конструкція) і на кронштейнах.

До особливої групи конструкцій відносяться спеціальні споруди: мостові переходи, підводні переходи, тунельні переходи та переходи у футлярах. Ці споруди, як правило, проектується та будуються за окремими проектами із залученням спеціалізованих організацій.

В даний час застосовують такі типи надземних прокладок:

На щоглах, що окремо стоять, і опорах (рис. 13);

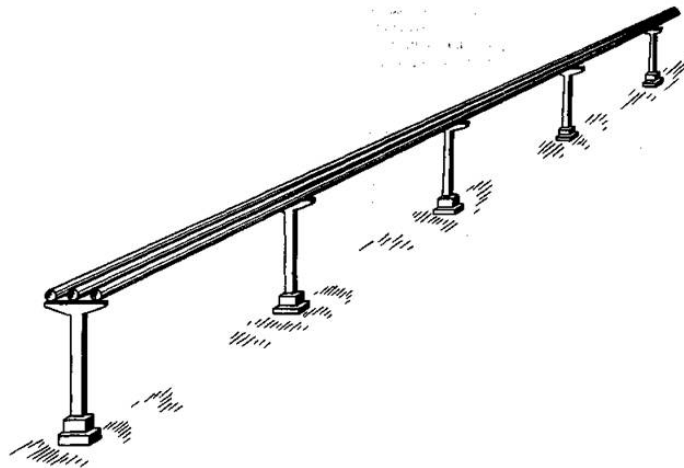


Рис. 13. Прокладання трубопроводів на щоглах, що стоять окремо.

На естакадах із суцільною прогоновою будовою у вигляді ферм або балок (рис. 14);

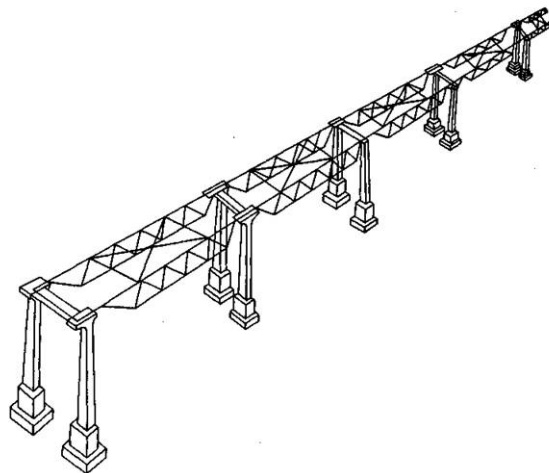


Рис. 14 Естакада з пролітною будовою для прокладання трубопроводів
На тягах, прикріплених до верхівок щогл (вантова конструкція, рис. 15);

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

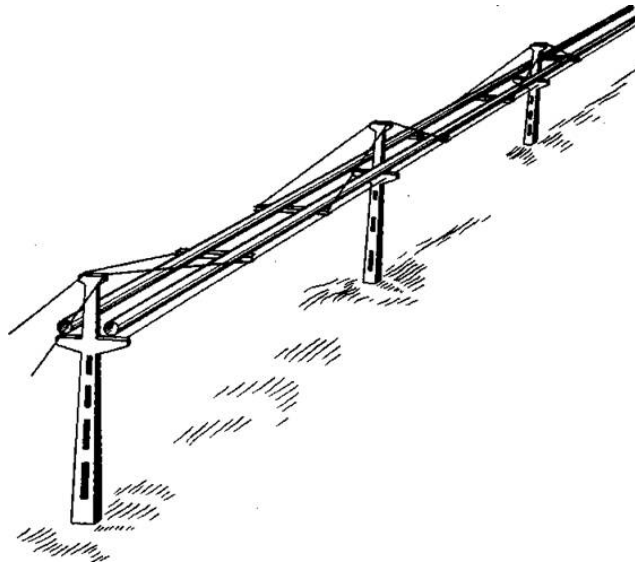


Рис. 15 Прокладання труб з підвіскою на тягах (вантова конструкція)

Прокладки першого типу найбільш раціональні для трубопроводів діаметром 500 мм та більше. Трубопроводи більшого діаметра при цьому можуть бути використані як несучі конструкції для укладання або підвіски до них декількох трубопроводів малого діаметра, що вимагають більш часті установки опор.

Прокладки по естакаді з суцільним настилом для проходу доцільно застосовувати лише за великої кількості труб (щонайменше 5 - 6 прим.), і навіть за необхідності регулярного нагляду над ними. За вартістю конструкції прохідна естакада найбільш дорога і потребує найбільшої витрати металу, оскільки ферми або балковий настил зазвичай виготовляються із прокатної сталі.

Прокладка третього типу з підвісною (вантовою) конструкцією прогонової будови є більш економічною, оскільки дозволяє значно збільшити відстані між щоглами і тим самим зменшити витрати будівельних матеріалів. Найбільш прості конструктивні форми підвісне прокладання отримує при трубопроводах рівних або близьких діаметрів.

При сумісному укладання трубопроводів великого та малого діаметра застосовується дещо видозмінена вантова конструкція з прогонами зі швелерів, підвішених на тягах. Прогони дозволяють встановлювати опори трубопроводів між щоглами. Однак можливість прокладання трубопроводів на естакадах та з підвіскою на тягах у міських умовах обмежена та застосовна лише у промислових зонах. Найбільше застосування отримала прокладка водяних трубопроводів на щоглах, що стоять, і опорах або на кронштейнах. Щогли та опори, як правило, виконуються із залізобетону. Металеві щогли застосовуються у виняткових випадках при малому обсязі робіт та реконструкції існуючих теплових мереж.

Вибір способу та конструкцій прокладання трубопроводів обумовлюється багатьма факторами, основними з яких є: діаметр трубопроводів, вимоги експлуатаційної надійності теплопроводів, економічність конструкцій та спосіб виконання будівництва. При виборі способів і конструкцій прокладання теплових мереж повинні враховуватися особливі умови будівництва в районах:

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		71

з сейсмічність 8 балів і більше, поширення вічномерзлих і просадочних від замочування ґрунтів, а також за наявності торф'яних і мулистих ґрунтів. Додаткові вимоги до теплових мереж в особливих умовах будівництва викладені у БНіП 2.04.07-86*.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
						72
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Список використаної літератури

1. ДБН В.2.2-15-2005 Будинки і споруди. Житлові будинки. Основні положення [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-1>
2. ДБН В.2.5-39:2008 Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-204>
3. ДБН В.2.5-67:2013 Опалення, вентиляція та кондиціонування [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-1018>
4. ДБН В.2.5-77:2014 "Котельні" [Електронний ресурс] / Режим доступу: https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_v_2_5_77/1-1-0-1185
5. ДБН В.2.5-77:2014 "Котельні" [Електронний ресурс] / Режим доступу: https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_v_2_5_77/1-1-0-1185
6. Джерела енергопостачання промислових підприємств [Електронний ресурс] [Текст] : метод. рекомендації до викон. курсового проекту для студ. освіт. ступ. "Бакалавр" спец. 144 "Теплоенергетика" ден. форми навч / уклад.: В. М. Філоненко; Нац. ун-т харч. технол. — Київ : НУХТ, 2017. — 60 с.
7. Ковалько М.П., Денисюк С.П. Енергозбереження. Пріоритетний напрямок державної політики України. — Київ: УЕЗ. — 1998. — 306 с.
8. Проектування котелень з паровими та водогрійними котлами: Метод. вказівки до викон. кваліфікаційного проекту "Система теплопостачання житлово-промислового району міста" рівня підготовки бакалавра для студентів напряму 6.050601 "Теплоенергетика" ден. та заоч. форм навч. Частина 2. / Уклад.: М.О. Прядко, В.М. Філоненко. —К.: НУХТ, 2011. — 110 с.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Ізяслав</i> Список використаної літератури	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Сафончик О.М.						73
Перевірив		Бойко В.О.				ЗТЕ-5-7ск кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						

9. Прядко М.О., Павелко В.І., Рябчук О.В. Проектування системи теплопостачання житлово-промислового району міста. Мет. вказ. до виконання кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра, напряму 6.050601 “Теплоенергетика” для студентів денної та заочної форм навчання. Частина 1. . – К.: НУХТ, 2011. – 57 с.
10. Теплотраса надземна. Вибір способу прокладання теплових мереж [Електронний ресурс] // Режим доступа: www.irleta.ru/rules-and-regulations/heating-main-overhead-choice-of-a-method-of-a-lining-of-thermal-networks.html
11. Торчинский Я.М. Нормирование расхода газа для отопительных котельных. – Л.: Недра. – 1991. – 163 с.

					КР 000.144.005.003.2022.ПЗ	Арк.
						74
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		