

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»

«До захисту допущено»

Директор інституту

Завідувач кафедри

_____ Сергій БЛАЖЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

_____ Валентин ПЕТРЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

«__» _____ 2025 р.

«__» _____ 2025 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 № 5 в місті Кривий Ріг

Виконав: здобувач 4 курсу, групи ТЕ-4-5

Захаря Олександр Федорович _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

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

Рецензент _____
(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 — 2025 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.Валентин ПЕТРЕНКО

“1” жовтня 2025року

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Захарі Олександра Федоровича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району № 5 в місті Кривий Ріг

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”10.2024 року № 861-кc

2. Строк подання здобувачем роботи 04.02.2025 року

3. Вихідні дані до роботи технологічне навантаження 12,0 МВт; температура теплоносія 95 °С; максимальна розрахункова температура зовнішнього повітря -24 °С; середня опалювальна температура зовнішнього повітря -0,6 °С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду 178 доби; температури мережної води $\tau_{01}/\tau_{02}:150^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$.

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 “ Деаерація води ”

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 2.10.2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на дипломний проект	2.10-13.11.2025	Виконано
2	Аналіз літературних джерел	14.11-24.11.2025	Виконано
3	Виконання розділу №1 КР	25.11-09.12.2025	Виконано
4	Виконання розділу №2 КР	10.12-29.12.2025	Виконано
5	Виконання розділу №3 КР	01.01-12.01.2025	Виконано
6	Виконання розділу №4 КР	13.01-20.01.2025	Виконано
7	Оформлення ПЗ, креслень	21.01-03.02.2025	Виконано

Здобувач _____
(підпис)

Олександр ЗАХАРЯ _____
(ім'я та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Володимир БОЙКО _____
(ім'я та прізвище)

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
1.4. Визначення розрахункових витрат теплоносія	25
1.5. Вихідні дані до розділу 2.....	27
РОЗДІЛ 2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами	29
2.1.Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами	29
2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні	34
2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами ...	35
2.4. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні	44
2.5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами.....	45
РОЗДІЛ 3. Охорона праці	57
РОЗДІЛ 4. Деаерація води.....	67
Список використаної літератури.....	87

Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №5 в м. Кривий Ріг</i> ЗМІСТ	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Захаря О.Ф.						88	4
Перевірив	Бойко В.О.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.						ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ	

АНОТАЦІЯ

Захаря О.Ф. Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № 5 в місті Запоріжжя - кваліфікаційна робота на правах рукопису.

Даний проект містить розрахунок теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району на 20 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.

Четверта частина – деаерація води.

Графічна частина виконана на 4 листах формату А1.

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

Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата				
Розробив		Захаря О.Ф.			<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №5 в м. Кривий Ріг</i> АНОТАЦІЯ	Літера	Аркушів	Аркуш
Перевірив		Бойко В.О.					88	5
Рецензув.						ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Затвердив		Петренко В.П.						

ABSTRACT

Zaharya O.F. Project of heat supply system of residential-industrial district № 5 in the city of Kryvyi Rih - 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 32 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 the deaeration of water.

The graphic part is made on 4 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, deaeration.

						Арк.
						6
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

ВСТУП

Мета цього дипломного проекту полягає у створенні сучасної та ефективної водогрійної котельні, яка здатна якісно забезпечити потреби у системах опалення, вентиляції та гарячого водопостачання як для житлового району міста, так і для технічних вимог місцевого підприємства.

Актуальність даної ініціативи зумовлена тим, що значна частина житлових будинків в Україні досі функціонує на застарілому обладнанні, яке не відповідає сучасним стандартам енергоефективності, ресурсозбереження та комфортності для мешканців. Тому виникає нагальна потреба у впровадженні новітніх теплогенеруючих систем, що відповідають європейським технічним регламентам і здатні стабільно задовольнити зростаючий попит на тепло та гарячу воду. Розробка сучасних систем дозволить підвищити енергоефективність, знизити експлуатаційні витрати та забезпечити екологічну безпеку.

У межах цього дипломного проекту передбачається діяльність із конструювання водогрійної котельні, яка при максимальній ефективності та з мінімальним споживанням електроенергії й палива забезпечить теплом житловий район і задовольнить технічні потреби місцевого підприємства.

Для досягнення зазначеної мети були виконані наступні основні задачі:

- Проведено детальні розрахунки теплових навантажень системи тепlopостачання для житлового району.
- Визначено витрати та температурні режими мережної води в головних магістралях у прямій та зворотній лініях.
- Розроблено повну теплову схему котельні із застосуванням сучасних водогрійних котлів.
- Виконано креслення монтажних документів і планів розміщення обладнання.

Завдяки ретельному аналізу та дотриманню всіх технічних стандартів очікується, що розроблена система зможе стабільно і ефективно задовольнити потреби мешканців у системах опалення і гарячого водопостачання, а також забезпечить необхідне теплове навантаження для технологічних процесів підприємства. Це сприятиме підвищенню енергетичної безпеки, зниженню витрат і зменшенню впливу на навколишнє середовище.

Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата				
Розробив		Захаря О.Ф.			<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №5 в м. Кривий Ріг</i> ВСТУП	Літера	Аркушів	Аркуш
Перевірив		Бойко В.О.					88	7
Рецензув.						ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Затвердив		Петренко В.П.						

РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

1.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м.Кривий Ріг.
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант №5 (20 житлових кварталів).
3. Структура теплового навантаження:
 - 3.1. Опалення житлових кварталів;
 - 3.2. Гаряче водопостачання житлових кварталів;
 - 3.3 Вентиляція громадських будівель;
 - 3.4. Технологічне навантаження промислового підприємства 12,0 МВт

(Теплоносій – гаряча вода $t_2'' = 95$ °С, степінь повернення води 1,0)
4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення $t_{3,0} = (-21)$ °С.
5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період – $t_3^{ср.оп} = (-0,6)$ °С.
6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції – -10 °С.
7. Температура початку опалювального періоду, $t_{зпк} = +8$ °С
8. Температура точки “зламу”, $t_{3,3}$ (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень здійснюються для трьох характерних режимів:
 - максимально зимового;
 - точки “зламу” температурного графіка опалення;
 - літнього.
10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.
11. Тривалість опалювального періоду – $n_o = 178$ діб.
12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього повітря, діб

Таблиця 1.1

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	0,2	1,4	7,0	20,7	49,3	67,7	27,8
Нижче даної	0,0	0,2	1,6	8,6	29,3	78,6	146,2	174,0

Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №5 в м. Кривий Ріг РОЗДІЛ I	Літера	Аркушів	Арквш
Розробив		Захаря О.Ф.					88	8
Перевірив		Бойко В.О.				ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						

13. Розрахункові температури мережної води $\tau'_{01}/\tau'_{02}: 150C/70^{\circ}C$.
14. Система теплопостачання – закрита
15. Метод регулювання теплового навантаження на опалення - центральне якісне регулювання спільно з місцевим кількісним регулюванням.
16. Схема підключення підігрівників гарячого водопостачання до системи опалення - двоступенева змішана.

						Арк.
						9
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$Q'_{o\max} = q_o F_{жс} (1 + K_{зр}) 10^{-6} 77,8 \cdot 7515,01 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,67 \text{ МВт}$$

де q_o - укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1м^2 загальної площі житлових споруд, $\text{Вт}/\text{м}^2$ (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:

$$Q'_{в\max} = K_{зр} K_{в} q_o F_{жс} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 77,8 \cdot 7515,01 \cdot 10^{-6} = 0,09 \text{ МВт}$$

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:

$$m = \frac{F_{жс}}{f_3} = \frac{7515,01}{18} = 418$$

де f_3 - норма загальної площі на одного мешканця (людину), приймається $f_3 = 18 \dots 25 \text{ м}^2/\text{люд.}$

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

$$Q'_{ГВП} = q_2 m 10^{-6} = 407 \cdot 418 \cdot 10^{-6} = 0,17 \text{ МВт}$$

де q_2 - укрупнений показник середнього теплового потоку на гаряче водопостачання на одну людину, $\text{Вт}/\text{люд.}$, (Додаток 10[1]); m - кількість людей.

1.2.8. Зводимо результати розрахунку по кожному кварталу в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2

Розрахунок теплових навантажень

Номер кварталу	Площа кварталу, га	Густина (щільність) житлового фонду $\text{м}^2/\text{га}$	Житлова площа кварталу, м^2	Кількість мешканців, чол.	Теплові потоки			
					Опалення $Q'_{o\max}$, МВт	Вентиляція $Q'_{в\max}$, МВт	ГВП $Q'_{ГВП}$, МВт	Всього 6+7+8, МВт
Номер квартала	Площа квартала, га	Густина (щільність) житлового фонду, $\text{м}^2/\text{га}$	Житлова площа кварталу, м^2	Кількість мешканців, люд.	Теплові потоки, МВт			
					Опалення $Q'_{o\max}$	Вентиляція $Q'_{в\max}$	ГВП $Q'_{ГВП}$	Всього 6+7+8
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,98	7700	7515,01	418	0,67	0,08	0,17	0,92
2	3,00	4000	11982,10	666	2,42	0,29	0,27	2,99
3	1,30	5900	7677,67	427	0,84	0,10	0,17	1,12
4	1,73	5500	9527,38	529	1,05	0,13	0,22	1,39
5	1,39	7700	10735,73	596	0,96	0,11	0,24	1,31

						Арк.
						11
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

6	1,04	8500	8870,39	493	0,79	0,09	0,20	1,08
7	1,11	8500	9444,99	525	0,84	0,10	0,21	1,16
8	0,87	8500	7397,98	411	0,66	0,08	0,17	0,90
9	0,19	8100	1540,01	86	0,14	0,02	0,03	0,19
10	1,26	8500	10701,93	595	0,95	0,11	0,24	1,31
11	0,64	8100	5167,60	287	0,46	0,06	0,12	0,63
12	1,26	7500	9442,88	525	0,84	0,10	0,21	1,15
13	1,14	7200	8182,98	455	0,73	0,09	0,19	1,00
14	1,26	7500	9442,88	525	0,84	0,10	0,21	1,15
15	1,26	7200	9065,16	504	0,81	0,10	0,20	1,11
16	1,47	6800	9969,31	554	0,89	0,11	0,23	1,22
17	1,26	7800	9820,59	546	0,87	0,10	0,22	1,20
18	1,26	7500	9442,88	525	0,84	0,10	0,21	1,15
19	1,40	7800	10941,06	608	0,97	0,12	0,25	1,34
20	1,26	7500	9442,88	525	0,84	0,10	0,21	1,15
Всього:	24,31		170928,13	9795	17,41	2,09	3,99	23,49

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

$$Q'_{\text{ГВП max}} = 2.4 * Q'_{\text{ГВП}} = 2.4 * 3.99 = 9.57 \text{ МВт}$$

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

$$Q_{\text{ГВП л}}^{\text{сер}} = Q'_{\text{ГВП}} * \frac{55 - t_{\text{х.вл}}}{55 - t_{\text{х.вз}}} * \beta = 3.99 * \frac{55 - 15}{55 - 5} * 0.8 = 2.55 \text{ МВт}$$

де $t_{\text{х.вл}}$ - температура холодної водопровідної води для літнього періоду, $t_{\text{х.вл}} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$; $t_{\text{х.вз}}$ - температура холодної водопровідної води для опалювального (зимового) періоду, $t_{\text{х.вз}} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$; 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:

$$Q_{\text{ГВП max л}}^{\text{сер}} = Q'_{\text{ГВП max}} * \frac{55 - t_{\text{х.вл}}}{55 - t_{\text{х.вз}}} * \beta = 9.57 * \frac{55 - 15}{55 - 5} * 0.8 = 6.12 \text{ МВт}$$

1.2.12. Визначаємо теплові навантаження на опалення Q_o та вентиляцію Q_v для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря $t_{3,0}$, t_3 , $t_3^{\text{сер.опал}}$, $t_{3,3}$, $t_{3\text{ПК}}$:

									Арк.
									12
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата					

$$Q_0 = Q_{0 \max} * \bar{Q}_0 = Q'_{0 \max} * \frac{t_{в.р} - t_{3.0}}{t_{в.р} - t_{3.0}} = 17.41 * \frac{+18 - (-24)}{+18 - (-24)} = 17.41 * 1 = 17.41 \text{ МВт}$$

$$Q_0 = Q_{0 \max} * \bar{Q}_0 = Q'_{0 \max} * \frac{t_{в.р} - t_3}{t_{в.р} - t_{3.0}} = 2.09 * \frac{+18 - (-24)}{+18 - (-24)} = 2.09 * 1 = 2.09 \text{ МВт}$$

де $t_{в.р}$ - температура повітрі всередині приміщення, $+18 \text{ }^\circ\text{C}$; $t_{3.0}$ - розрахункова температура зовнішнього повітря на опалення, $^\circ\text{C}$.

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 1.3.

Таблиця 1.3

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

№ п/п	Позначення	Одиниця виміру	Тепловий потік при t_3					
			$t_{3.0}$ -23 $^\circ\text{C}$	t_3 -10 $^\circ\text{C}$	$t_{3.3}$ -0,9 $^\circ\text{C}$	$t_3^{сеп.опал}$ -0,7 $^\circ\text{C}$	$t_{зпк}$ +8 $^\circ\text{C}$	літо
1	\bar{Q}_0		1,00	0,80	0,49	0,46	0,29	-
2	\bar{Q}_0	МВт	17,41	13,93	8,46	8,06	4,97	-
3	$\bar{Q}_в$	МВт	2,09	1,67	1,01	0,97	0,60	-
4	$Q'_{ГВП}$	МВт	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	2,55
5	$Q'_{ГВП \max}$	МВт	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	6,12
6	Всього: 2+3+4	МВт	23,49	19,59	13,46	13,01	9,56	2,55
7	Всього: 2+3+5	МВт	29,07	25,17	19,04	18,59	15,14	6,12

1.2.15. Визначаємо річну витрату теплоти:

- на опалення:

$$Q_0^{річн} = Q'_{0 \max} n_o \frac{t_{в.р} - t_3^{сеп.опал}}{t_{в.р} - t_{3.0}} 3,6 =$$

$$= 15,88 \cdot 174 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-0,6)}{+18 - (-24)} \cdot 3,6 = 120552,74 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію:

$$Q_в^{річн} = Q'_{в \max} n_o \frac{z}{24} \frac{t_{в.р} - t_3^{сеп.опал}}{t_{в.р} - t_{3.0}} 3,6 =$$

$$= 1,91 \cdot 174 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-0,6)}{+18 - (-24)} \cdot 3,6 = 62615,3 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання:

$$Q_{ГВП}^{річн} = (Q'_{ГВП} n_o + Q'_{ГВП \Delta} (n - n_o)) 3,6 =$$

$$= (3,99 \cdot 165 \cdot 24 + 2,55 \cdot (8400 - 165 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 97614,83 \text{ ГДж/рік}$$

					Арк.
					13
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	

де n_0 - 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:

$$\sum Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_в^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 120552,74 + 9644,22 + 97614,83 = 227811,79 \text{ ГДж/рік}$$

$$\sum Q^{річн} = 63281,05 \text{ МВт*год/рік}$$

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

						Арк.
						14
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Эм	
Архшт	
№ док.ум.	
Підпис	
Дата	

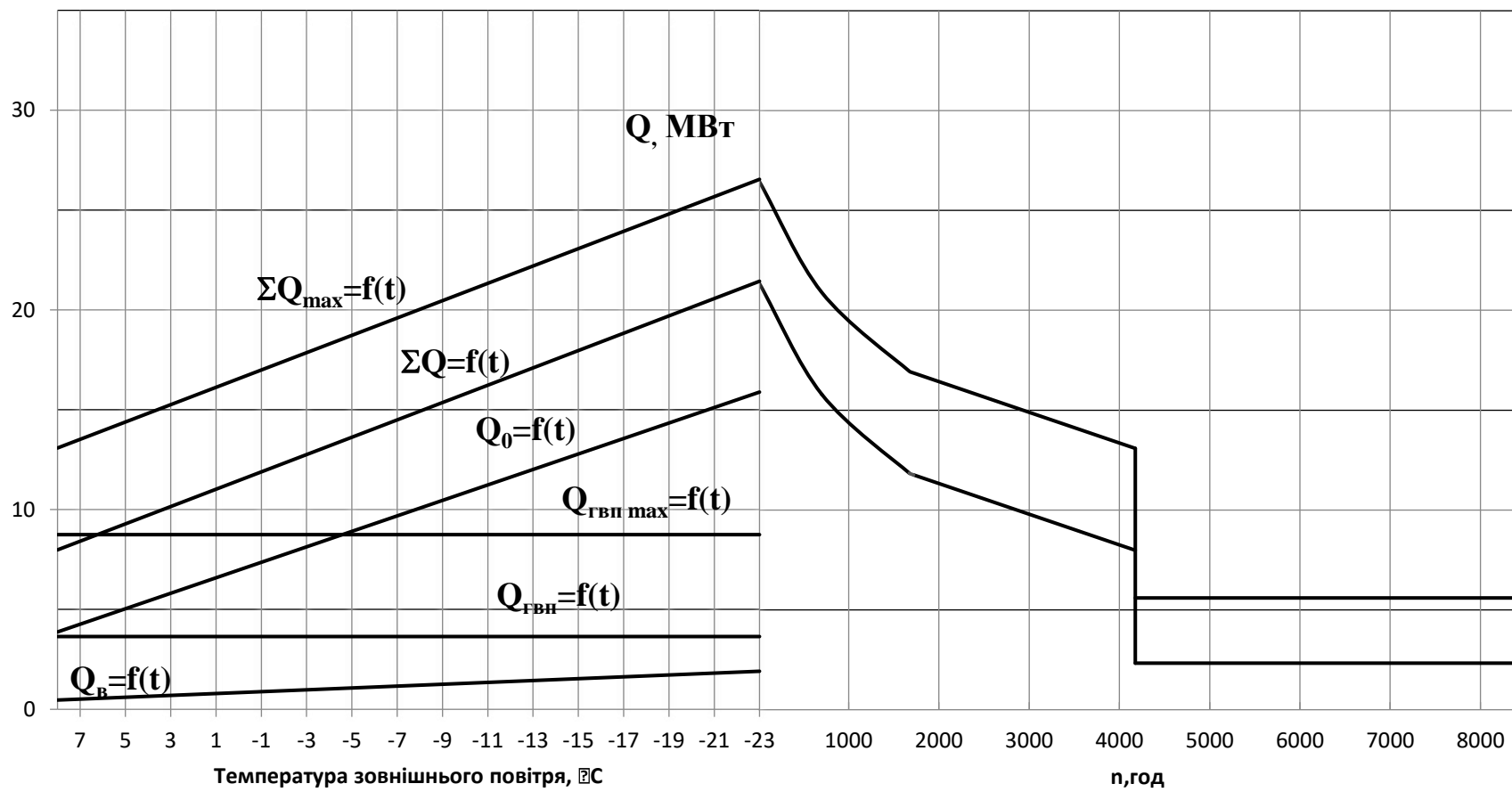


Рис. 1.2 Графік зміни теплових навантажень на опалення, ГВП та вентиляцію в залежності від температури зовнішнього повітря та графік зміни теплових навантажень протягом року

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

1.3.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення [6,8]:

1.3.1.1. Визначаємо температуру мережної води для 5-ти характерних температур зовнішнього повітря $t_{3,0}$, t_3 , $t_3^{сеп.опал}$, $t_{3,3}$, $t_{3ПК}$:

- в подавальному трубопроводі:

$$\begin{aligned} \tau_{o1} &= t_{в.р} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o (\delta \tau_o' - 0,5\theta') = \\ &= 18 + \left(\frac{100+70}{2} - 18 \right) \cdot \left(\frac{18-(-24)}{18-(-24)} \right)^{0,8} + \frac{18-(-24)}{18-(-24)} (70 - 0,5 \cdot 25) = 150 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

- після вузла змішування:

$$\begin{aligned} \tau_{o3} &= t_{в.р} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 67 * \left(\frac{+18 - (-24)}{+18 - (-24)} \right)^{0,8} + 0,5 * 30 * \frac{+18 - (-24)}{+18 - (-24)} = 100^\circ\text{C} \end{aligned}$$

після системи опалення (опалювальних приладів):

$$\begin{aligned} \tau_{o2} &= t_{в.р} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 67 * \left(\frac{+18 - (-24)}{+18 - (-24)} \right)^{0,8} - 0,5 * 30 * \frac{+18 - (-24)}{+18 - (-24)} = 70^\circ\text{C} \end{aligned}$$

де $\Delta t_o' = \tau'_{пр} - t_{в.р} = 85 - 18 = 67^\circ\text{C}$; $\tau'_{пр} = \frac{\tau'_{o3} + \tau'_{o2}}{2} = \frac{100+70}{2} = 85^\circ\text{C}$;

$$\bar{Q}_o = \frac{t_{в.р} - t_3}{t_{в.р} - t_{3,0}} = \frac{18 - (-23)}{18 - (-23)} = 1; \delta \tau_o' = \tau'_{o1} - \tau'_{o2} = 150 - 70 = 80^\circ\text{C}$$

$$\theta' = \tau'_{o3} - \tau'_{o2} = 100 - 70 = 30^\circ\text{C}$$

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 ($t_{3ПК} \dots t_{3,3}$):

$$G_0 = \frac{Q_0 * 10^3}{c * (\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{48,2 * 10^3}{4,19 * (70 - 42,1)} = 412,3 \text{ кг/с}$$

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 (4.5):

$$G'_{0max} = \frac{G'_{0max} * 10^3}{c * (\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{178,5 * 10^3}{4,19 * (150 - 70)} = 608,5 \text{ кг/с}$$

1.3.1.4 Зводимо результати визначення температур і витрат в таблицю 1.4.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

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				
		$t_{3.0}$ -23 °C	t_3 -10 °C	$t_{3.3}$ -0,9 °C	$t_3^{сер.опал}$ -0,7°C	$t_{ЗПК}$ +8 °C
τ_{01}	°C	150	110.2	78.4	70	70
τ_{02}	°C	70	57.3	45.4	42.1	42.1
τ_{03}	°C	100	81	62.9	56.6	56.6
G_0	кг/с	608.5	608.5	608.5	608.5	412.3

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

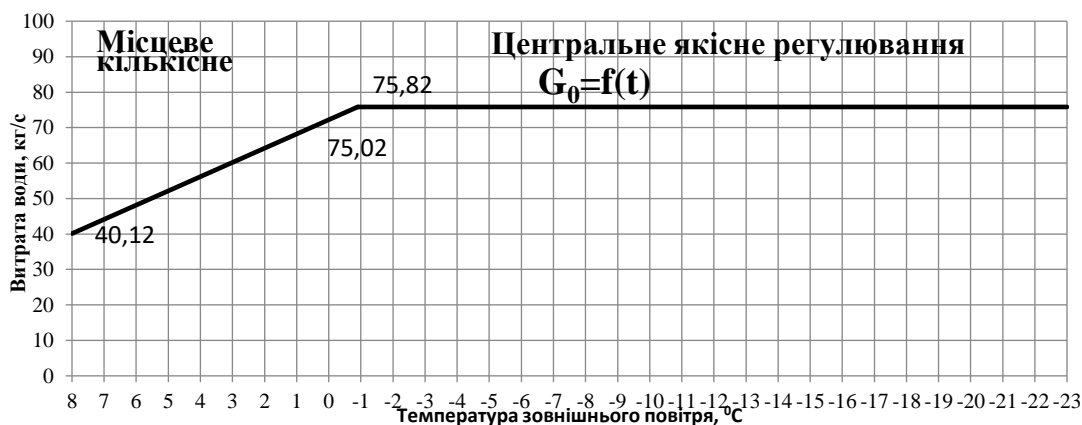
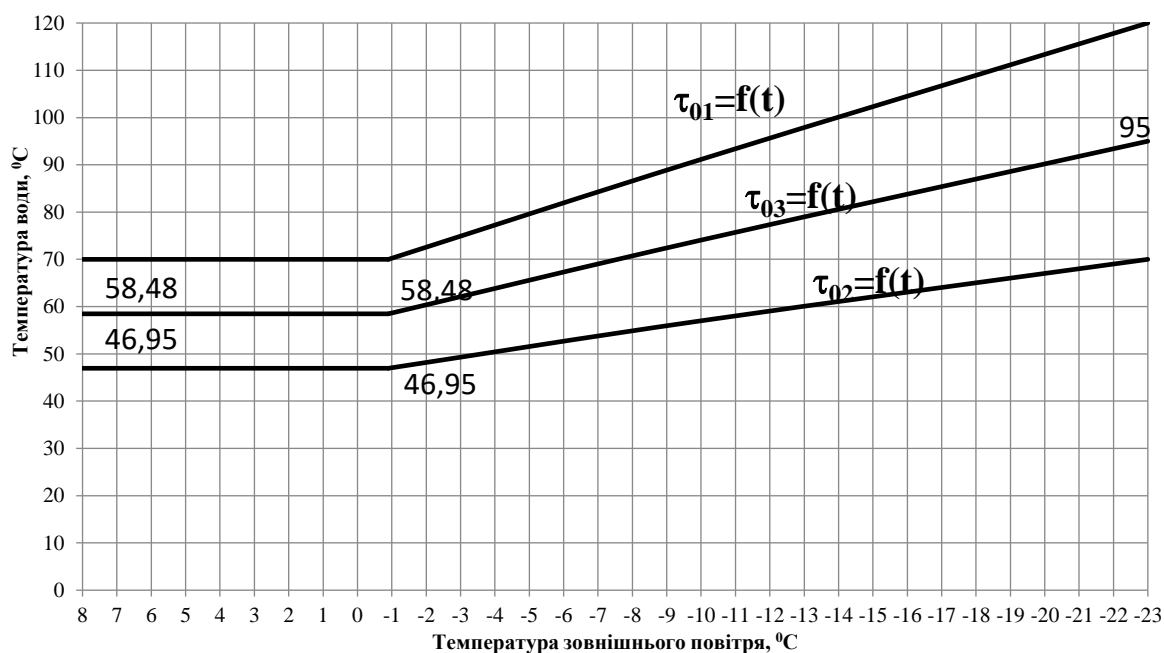


Рис. 1.3 Графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		17

1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

1.3.2.1. Визначаємо витрату мережної води на гаряче водопостачання:

$$G_{ГВП \max} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{77.52 * 10^3}{4.19 * (70 - 42.1)} * \frac{60 - (42.1 - 5)}{60 - 5} = 258.3 \text{ кг/с}$$

1.3.2.2. Визначити температуру мережної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$\tau_2 = \tau_{o2} - Q_{ГВП} \frac{t_n - t_{x.3}}{t_2 - t_{x.3}} \frac{1}{c(G_{o \max} + G_{ГВП})} =$$

$$= 42.1 - 77.52 * 10^3 * \frac{(42.1 - 5) - 5}{60 - 5} * \frac{1}{4.19 * (608.5 + 258.3)} = 29.64^\circ\text{C}$$

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 ($t_3 = -0,9^\circ\text{C}$):

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

$$\Delta t_1 = \frac{\Delta t_{\delta_1} - \Delta t_{M_1}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_1}}{\Delta t_{M_1}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x.3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(29.64 - 5) - (42.1 - 37.1)}{\ln \frac{29.64 - 5}{42.1 - 37.1}} = 12.3^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_2 = \frac{\Delta t_{\delta_2} - \Delta t_{M_2}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_2}}{\Delta t_{M_2}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_r) - (\tau_{2r} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_r}{\tau_{2r} - t_n}} = \frac{(70 - 60) - (42.1 - 37.1)}{\ln \frac{70 - 60}{42.1 - 37.1}} = 7.2^\circ\text{C}$$

1.3.2.5. Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП:

$$q_{ГМ} = \frac{Q_{ГВП \max} * 10^3}{c * (t_n - t_{x.3})} = \frac{77.52 * 10^3}{4.19 * (60 - 5)} = 336.3 \text{ кг/с}$$

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

$$Q_1 = c q_{ГМ} * (t_n - t_{x.3}) = 4.19 * 336.3 * (37.1 - 5) = 45.2 \text{ МВт}$$

$$Q_2 = c q_{ГМ} * (t_r - t_n) = 4.19 * 336.3 * (60 - 37.1) = 32.2 \text{ МВт}$$

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,:

$$G_1 = G_2 + G'_{o \max} = 364.7 + 608.5 = 973.2 \text{ кг/с}$$

$$G_2 = \frac{0.55 Q_{ГВП \max} * 10^3}{c * (\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0.55 * 77.52 * 10^3}{4.19 * (70 - 42.1)} = 364.7 \text{ кг/с}$$

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$\Phi_1 = \frac{Q_1 * 10^3}{\Delta t_1 c * \sqrt{G_{m_1} * G_{\delta_1}}} = \frac{45.2 * 10^3}{12.3 * 4.19 * \sqrt{336.3 * 973.2}} = 1.16$$

$$\Phi_2 = \frac{Q_2 * 10^3}{\Delta t_2 c * \sqrt{G_{m_2} * G_{\delta_2}}} = \frac{32.2 * 10^3}{7.2 * 4.19 * \sqrt{336.3 * 364.7}} = 3.05$$

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 $\tau_{cm} = \tau_{o2}$:

$$Q_1 = c * \varepsilon_1 * G_{m_1} * (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4.19 * 0.78 * 336.3 * (48.4 - 5) = 47.37 \text{ МВт}$$

де ε_I визначаю за формулою:

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

$$= \left(0,35 * \frac{336.3}{973.2} + 0,65 + \frac{1}{1,65} * \sqrt{\left(\frac{336.3}{973.2} \right)} \right)^{-1} = 0,78$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_1 * 10^3}{c * q_{ГМ}} = 5 + \frac{47.37 * 10^3}{4.19 * 336.3} = 36.6^\circ\text{C}$$

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

$$Q_2 = Q_{ГВП\max} - Q_1 = 77.52 - 47.37 = 30.1 \text{ МВт}$$

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

$$G_2 = \frac{Q_2 * 10^3}{c * (\tau_{o2} - \tau_{2г})} = \frac{30.1 * 10^3}{4.19 * (78.4 - 36.6)} = 151.8 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{2г} = t_n$$

1.3.2.13. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 1-го ступеню, за формулою (4.24) [1]:

$$G_1 = G_2 + G'_{o\max} = 151.8 + 608.5 = 759.5 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o\max}}{G_1} \tau_{o2} + \frac{G_2}{G_1} * \tau_{2г} = \frac{608.5}{759.5} 45.4 + \frac{151.8}{759.5} * 36.6 = 46.1^\circ\text{C}$$

На цьому попередній розрахунок закінчуємо.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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_{z_M} .

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{c_M} - t_{x.3}) = 4.19 * 0.82 * 336.3 * (46.1 - 5) = 47.5 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left(0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\sigma_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[\frac{G_{M_I}}{G_{\sigma_I}} \right]} \right)^{-1} =$$
$$= \left(0,35 * \frac{336.3}{759.5} + 0,65 + \frac{1}{1.16} * \sqrt{\left(\frac{336.3}{759.5} \right)} \right)^{-1} = 0.82$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{47.5 * 10^3}{4.19 * 336.3} = 35.71^\circ\text{C}$$

1.3.2.17. Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню, за формулою (4.22) [1]:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \text{ max}} - Q_I = 77.52 - 47.5 = 30.02 \text{ МВт}$$

1.3.2.18. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 2-го ступеню за формулою (4.26) [1]:

$$G_{II} = \frac{1,7 \Phi_{II}^2 q_{z_M}}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \Phi_{II}^2 \left(\frac{(\tau_{01} - t_n) c q_{z_M}}{Q_{II} 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} =$$
$$= \frac{1,7 * 3.05^2 * 336.3}{\left(-1 + \sqrt{1 + 2.6 * 3.05^2 * \left(\frac{(78.4 - 35.71) * 4.19 * 336.3}{30.02 * 10^3} - 0.35 \right)} \right)^2} = 160.9 \text{ кг/с}$$

1.3.2.19. Визначаємо температуру мережної води на виході із підігрівника 2-го ступеню, за формулою (4.28) [1]:

$$\tau_{2r} = \tau_{01} - \frac{Q_2 * 10^3}{G_2 * c} = 82.4 - \frac{30.02 * 10^3}{160.9 * 4.19} = 37.9^\circ\text{C}.$$

3.2.20. Визначаємо витрату мережної води через підігрівник 1-го ступеню, за формулою (4.24) [1]:

$$G_1 = G_2 + G'_{0 \text{ max}} = 160.9 + 608.5 = 769.4 \text{ кг/с}$$

1.3.2.21. Визначаю температуру мережної води на вході в підігрівник 1-го ступеню, за формулою (4.25) [1]:

$$\tau_{c_M} = \frac{G'_{0 \text{ max}}}{G_1} \tau_{02} + \frac{G_2}{G_1} * \tau_{2r} = \frac{608.5}{769.4} 45.4 + \frac{160.9}{769.4} * 37.9 = 46.2^\circ\text{C}$$

1.3.2.22. Перевіряю теплову продуктивність 1-го і 2-го ступенів підігрівників за формулами (4.20)-(4.22) [1]. Якщо знайдені величини близько співпадають з даними попереднього розрахунку, то розрахунок закінчено. В протилежному випадку знову провести уточнюючий розрахунок за вищенаведеною методикою.

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$- Q_1 = c * \varepsilon_1 * G_{M1} * (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4.19 * 0.8 * 336.3 * (46.2 - 5) = 46.44 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 * \frac{336,3}{769,4} + 0,65 + \frac{1}{1,16} * \sqrt{\left(\frac{336,3}{769,4} \right)} \right)^{-1} = 0,8$$

Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$- t_n = t_{x.3} + \frac{Q_1 * 10^3}{c * q_{rM}} = 5 + \frac{46,44 * 10^3}{4,19 * 336,3} = 38 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$- Q_2 = Q_{ГВП \max} - Q_1 = 77,52 - 46,44 = 32,08 \text{ МВт}$$

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

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

$$= \frac{1,7 * 3,05^2 * 336,3}{\left(-1 + \sqrt{1 + 2,6 * 3,05^2 * \left(\frac{(78,4 - 38) * 4,19 * 336,3}{32,08 * 10^3} - 0,35 \right)} \right)^2} = 189,3 \text{ кг/с}$$

$$G_2 \geq \frac{Q_2 * 10^3}{(\tau_{01} - t_n) * c}, \left(189,3 \geq \frac{32,08 * 10^3}{(78,4 - 38) * 4,19}, 189,3 \geq 172,4 \right)$$

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

$$- \tau_{2r} = + \frac{Q_2 * 10^3}{G_2 * c} = 78,4 - \frac{32,08 * 10^3}{189,3 * 4,19} = 41,1$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$- G_1 = G_2 + G'_{0 \max} = 189,3 + 608,5 = 797,8 \text{ кг/с}$$

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

$$- \tau_{cm} = \frac{G'_{0 \max}}{G_1} \tau_{02} + \frac{G_2}{G_1} * \tau_{2r} = \frac{608,5}{797,8} 45,4 + \frac{189,3}{797,8} * 41,1 = 46,9 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$- Q_1 = c * \varepsilon_1 * G_{M1} * (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4.19 * 0.8 * 336.3 * (46.9 - 5) = 47.82 \text{ МВт}$$

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

$$= \left(0,35 * \frac{336,3}{797,8} + 0,65 + \frac{1}{1,16} * \sqrt{\left(\frac{336,3}{797,8} \right)} \right)^{-1} = 0,81$$

Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						21
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$t_n = t_{x,3} + \frac{Q_1 * 10^3}{c * q_{ГМ}} = 5 + \frac{47.82 * 10^3}{4.19 * 336.3} = 39.9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_2 = Q_{ГВП \text{ max}} - Q_1 = 77.52 - 47.82 = 29.7 \text{ МВт}$$

1.3.2.23. Визначаємо температуру мережної води на виході з підігрівника 1-го ступеню, за формулою (4.29) [1]:

$$\tau_2 = \tau_{см} + \frac{Q_1 * 10^3}{G_1 * c} = 46.9 - \frac{47.82 * 10^3}{797.8 * 4.19} = 35.5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.3.2.24. Здійснюємо перевірку, за формулою (4.30) [1] °C

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 $t_3 = t_3'''$.

1.3.2.25. Визначаємо витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВПл}^{сер} * 10^3}{(\tau_{01}''' - 30) * c} = \frac{20.67 * 10^3}{(70 - 30) * 4.19} = 123.3 \text{ кг/с}$$

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					
		$t_{3,0}$ -23 °C	t_3 -10 °C	$t_{3,3}$ -0,9 °C	$t_3^{сер.опал}$ -0,7 °C	$t_{зПК}$ +8 °C	літо
τ_{02}	°C	70	57.4	45.4	42.1	42.1	70
τ_{2z}	°C	56.02	38.22	41.1	42.1	42.1	30
t_n	°C	56.1	46.54	39.9	37.1	37.1	60
$\tau_{см}$	°C	69.84	55.7	46.9	42.1	42.1	-
τ_2	°C	53.61	44.2	35.5	33.58	33.58	-
$G_{ГВП}$	кг/с	12.7	64.41	205.3	258.3	258.3	123.3

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.

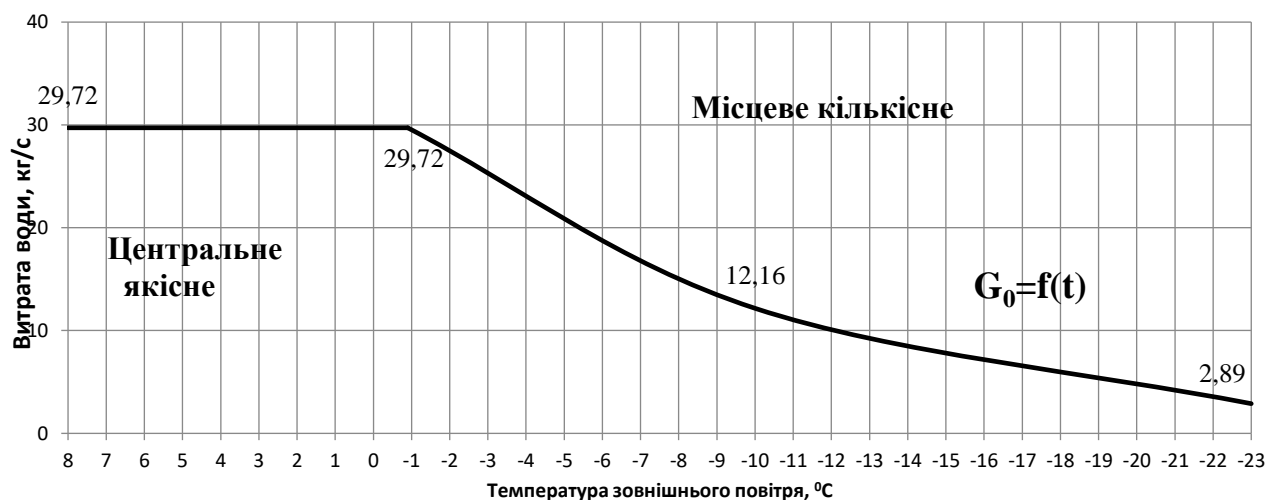
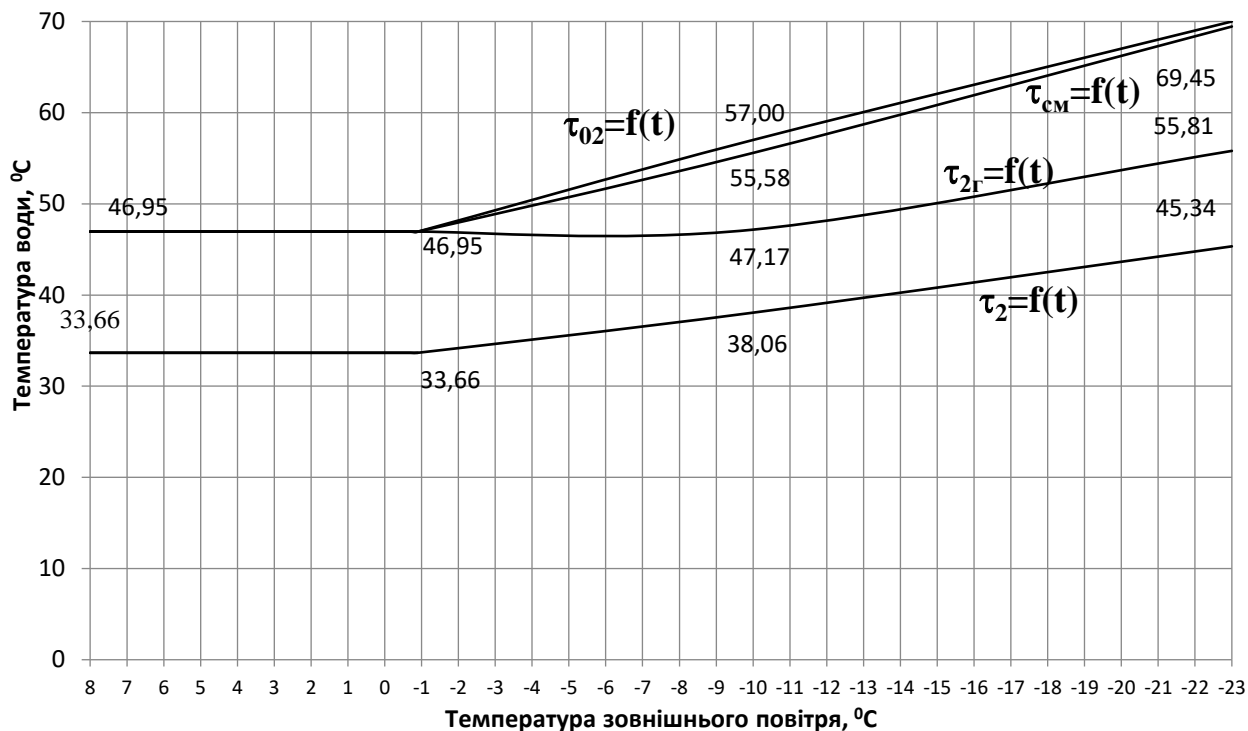


Рис. 1.5 Графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-го ступеня від температури зовнішнього повітря

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 $t_{з\text{овн.вент.}}$.

1.3.3.1. Визначаємо температуру мережної води після калориферів за формулою (4.37):

$$\frac{(\tau_{01} + \tau_{2в}) - (t_{в.р} + t_з)}{(\tau_{01}'' + \tau_{2в}'') - (t_{в.р} + t_{з.в})} \left(\frac{\tau_{01}'' - \tau_{2в}''}{\tau_{01} - \tau_{2в}} \right)^{0,15} = 1,$$

$$\frac{(120 + \tau_{2\epsilon}) - (18 + (-23))}{(91,15 + 70) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{91,15 - 70}{120 - \tau_{2\epsilon}}\right)^{0,15} = 1$$

де τ_{01}'' - температура мережної води у подавальному трубопроводі при $t_{зовн.вент.}$; $\tau_{2\epsilon}''$ - температура води після калориферів при $t_{3.в.}$, °С.

Методом підбору знаходимо $\tau_{2\epsilon} = 56$ °С.

1.3.3.2. Визначаємо витрату мережної води на вентиляцію, за формулою (4.39):

$$G_B = \frac{Q_B \cdot 10^3}{c \cdot (\tau_{01} - \tau_{2B})} = \frac{14,25 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 22)} = 28,82 \text{ кг/с}$$

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 (4.40):

$$\tau_{2\epsilon} = \tau_{01} - (\tau_{01}'' - \tau_{2\epsilon}'') \frac{t_{в.п} - t_3}{t_{в.п} - t_{3.в.}} = 70 - (110,2 - 57,3) \cdot \frac{18 - 3}{18 + (-10)} = 42,1 \text{ °С}$$

1.3.3.4. Визначаємо витрату мережної води на вентиляцію, за формулою (4.39):

$$G_{\epsilon}'' = \frac{Q_{\epsilon} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2\epsilon})} = \frac{10,83 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (110,2 - 57,3)} = 48,8 \text{ кг/с}$$

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

1.3.3.5. Визначаю температуру води після калориферів, за формулою (4.42):

$$\frac{(\tau_{01}''' + \tau_{2B}) - (t_{в.п} - t_{ЗПК}) \left(\frac{\tau_{01}'' - \tau_{2B}''}{\tau_{01}''' - \tau_{2B}''}\right)^{0,15}}{(\tau_{01}'' + \tau_{2B}'') - (t_{в.п} - t_{3.в.}) \left(\frac{\tau_{01}''' - \tau_{2B}''}{\tau_{01}'' - \tau_{2B}''}\right)^{0,15}} = 1,$$

$$\frac{(70 + \tau_{2\epsilon}) - (18 + 8)}{(91,15 + 70) - (18 + (-10))} \cdot \left(\frac{91,15 - 70}{70 - \tau_{2\epsilon}}\right)^{0,15} = 1$$

$$\left(\frac{18 - 8}{18 - (-10)}\right)^{0,85}$$

Методом підбору знаходимо $\tau_{2\epsilon} = 20$ °С.

1.3.3.6. Визначаю витрату мережної води на вентиляцію, за формулою (4.39):

$$G_{\epsilon} = \frac{Q_{\epsilon} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2\epsilon})} = \frac{3,85 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 20)} = 18,37 \text{ кг/с}$$

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				
		$t_{3.0}$ -24 °С	t_3 -10 °С	$t_{3.3}$ -0,6 °С	$t_3^{сер.опал}$ +3 °С	$t_{ЗПК}$ +8 °С

τ_1	°C	150	110.2	78.4	70	70
τ_{02}	°C	70	57.3	45.4	42.1	42.1
$\tau_{2в}$	°C	22	57.3	45.4	42.1	20
G_e	кг/с	28.82	48.8	48.8	48.8	18.37

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

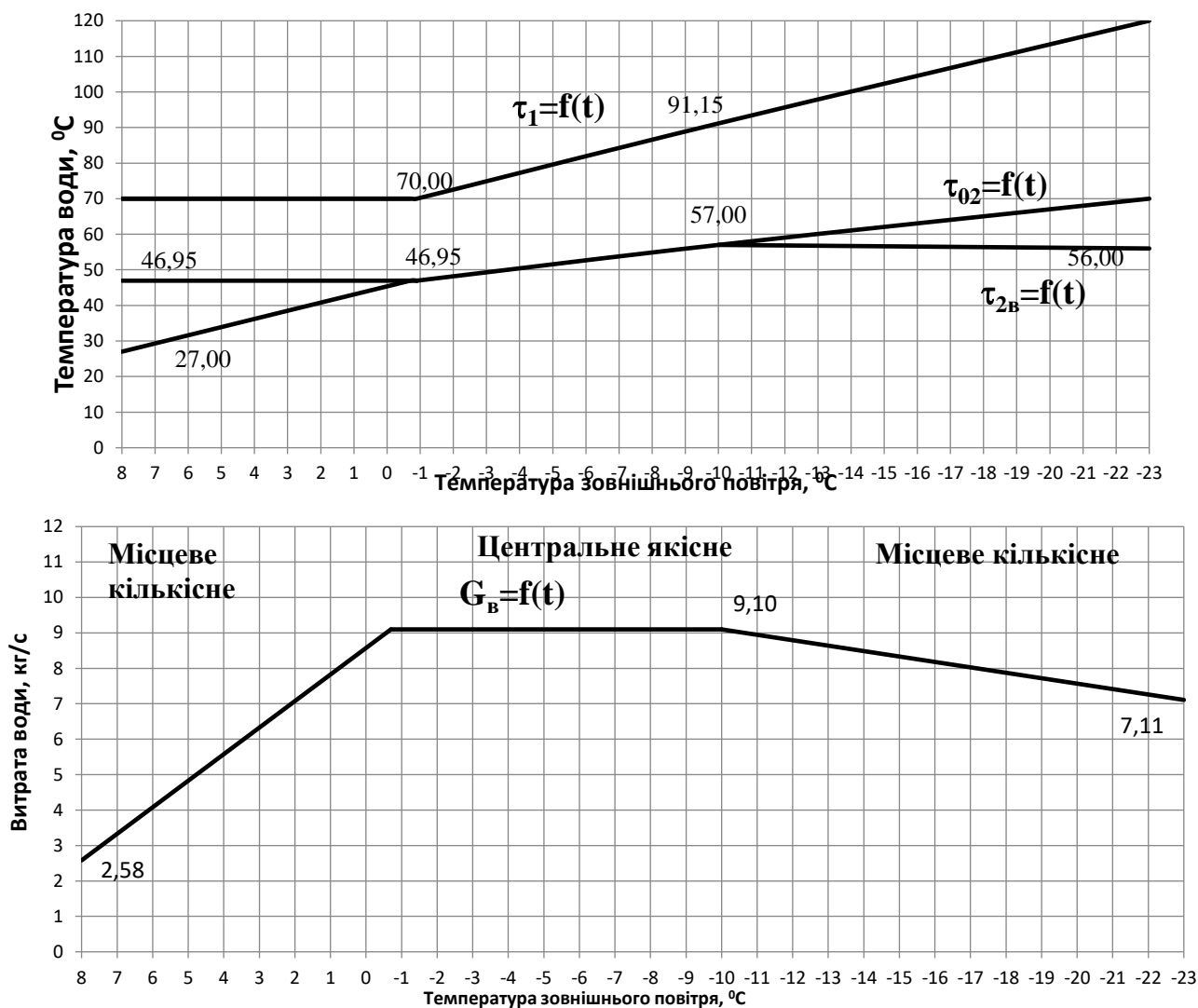


Рис. 1.6 Графіки залежності витрати мережної води на вентиляцію і температури мережної води після калориферів від температури зовнішнього повітря

1.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИ ТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

1.4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води для 1 кварталу:

- на опалення, за формулою [6,8]:

$$G'_{0\max} = \frac{G'_{0\max} * 10^3}{c * (\tau'_{01} - \tau'_{02})} = \frac{178.5 * 10^3}{4.19 * (150 - 70)} = 608.5 \text{ кг/с}$$

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		25

- на вентиляцію, для максимально зимового режиму:

$$G_{B \max} = \frac{G_{B \max} * 10^3}{c * (\tau'_{01} - \tau'_{02})} = \frac{14.25 * 10^3}{4.19 * (150 - 70)} = 48.6 \text{ кг/с}$$

- середня при двоступеневих схемах приєднання підігрівників води в системі ГВП, за формулою (6.5)

$$G_{\text{ГВП}}^{\text{сеп}} = \frac{Q'_{\text{ГВП}} * 10^3}{c * (\tau'''_{01} + \tau'''_{2B})} * \left(\frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0.2 \right) = \frac{32.3 * 10^3}{4.19 * (70 + 42.1)} * \left(\frac{55 - (42. - 5)}{55 - 5} + 0.2 \right) = 98.9 \text{ кг/с}$$

де t' - температура водопровідної води після підігрівника ГВП першого (нижнього) ступеня; $t' = \tau'''_{02} - (5...10^\circ \text{C})$.

- максимальна при двоступеневих схемах приєднання підігрівників води в системі ГВП, за формулою (6.8)

$$G_{\text{ГВП}}^{\text{max}} = \frac{0.55 * G'_{\text{ГВП max}} * 10^3}{c * (\tau'''_{01} - \tau'''_{02})} = \frac{0.55 * 77.52 * 10^3}{4.19 * (70 - 42.1)} = 364.7 \text{ кг/с}$$

1.4.2. Визначаю сумарні розрахункові витрати мережної води, за формулою (6.9):

$$G' = G'_{o \max} + G'_{B \max} + K_3 * G_{\text{ГВП}}^{\text{сеп}} = 608.5 + 48.6 + 1.2 * 98.9 = 775.8 \text{ кг/с}$$

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 (6.11):

$$G'_l = \frac{Q_{\text{ГВПл}}^{\text{сеп}} * 10^3}{(\tau'''_{01} + 30) * c} = \frac{20.67 * 10^3}{(70 + 30) * 4.19} = 123.3 \text{ кг/с}$$

1.4.4. Заносимо результати розрахунків витрат теплоносія для кожного кварталу в таблицю 7.

Таблиця 1.7

Значення розрахункових витрат теплоносія

Номер кварталу	Розрахункова витрата теплоносія для максимально зимового режиму, кг/с					
	$G'_{o \max}$	$G'_{B \max}$	$G_{\text{ГВП}}^{\text{сеп}}$	$K_3 * G_{\text{ГВП}}^{\text{сеп}}$	G'	G'_l
1	14,31	1,13	2,45	2,94	18,38	3,05
2	79,1	6,17	5,51	6,61	91,88	6,87
3	22,16	1,78	3,98	4,78	28,72	4,96
4	35,11	2,81	4,29	5,14	43,06	5,34
5	23,18	1,85	4,29	5,14	30,17	5,34
6	26,25	2,09	4,59	5,51	33,85	5,73
7	28,63	2,29	5,21	6,25	37,17	6,49
8	24,88	1,99	4,59	5,51	32,38	5,73
9	32,39	2,60	5,82	6,98	41,97	7,25
10	32,39	2,60	5,82	6,98	41,97	7,25
11	32,39	2,60	5,82	6,98	41,97	7,25
12	32,39	2,60	5,82	6,98	41,97	7,25

13	35,11	2,81	6,43	7,72	45,64	8,02
14	4,42	0,34	0,92	1,10	5,84	1,15
15	15,68	1,23	2,76	3,31	20,22	3,44
16	31,02	2,50	5,51	6,61	40,14	6,87
17	34,09	2,74	6,12	7,35	44,19	7,63
18	34,09	2,74	6,12	7,35	44,19	7,63
19	34,09	2,74	6,12	7,35	44,19	7,63
20	36,83	2,98	6,74	8,08	47,89	8,40
Всього	608,5	48,6	98,9	118,68	775,8	123,3
1	14,31	1,13	2,45	2,94	18,38	3,05
2	79,1	6,17	5,51	6,61	91,88	6,87
3	22,16	1,78	3,98	4,78	28,72	4,96
4	35,11	2,81	4,29	5,14	43,06	5,34
5	23,18	1,85	4,29	5,14	30,17	5,34
6	26,25	2,09	4,59	5,51	33,85	5,73
7	28,63	2,29	5,21	6,25	37,17	6,49
8	24,88	1,99	4,59	5,51	32,38	5,73
9	32,39	2,60	5,82	6,98	41,97	7,25
10	32,39	2,60	5,82	6,98	41,97	7,25
11	32,39	2,60	5,82	6,98	41,97	7,25
12	32,39	2,60	5,82	6,98	41,97	7,25

1.5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ЧАСТИНИ 2 ПРОЕКТА

1.5.1. Визначаю температуру суміші зворотної води після системи ГВП та вентиляції, для максимально зимового режиму [6,8]:

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

$$= \frac{75,82+2,89}{75,82+2,89+7,11} \cdot 45,34 + \frac{7,11}{75,82+2,89+7,11} \cdot 56 = 46,22 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$\tau_2 = \frac{75,82+29,72}{75,82+29,72+9,1} \cdot 32,8 + \frac{9,1}{75,82+29,72+9,1} \cdot 46,95 = 33,92 \text{ } ^\circ\text{C}$$

1.5.3. Формую результати розрахунку теплової мережі, що необхідні для теплового розрахунку джерела тепlopостачання (водогрійної котельні) у вигляді таблиці 8.

Таблиця 1.8

Загальні вихідні дані для Ч.2 проекту

№ п.п.	Назва параметра	Ум. Позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	Місто розташування котельні			Кривий Ріг		
2	Тип системи тепlopостачання			Закрита		

						00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			27

3	Температурна характеристика тепломережі району	τ_1/τ_2	°C/°C	150/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	°C	-24,00	+3	15-30
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	35,7	14,6	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	15,5	15,5	4,13
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{\text{вент}}$	МВт	2,85	1,17	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{\text{ЖР}}^{\text{рік}}$	ГДж/рік	118389,6		
9	Теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{\text{п.п}}$	МВт	12	12	12
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	t_2''	°C	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{\text{п.п}}^{\text{рік}}$	МВт год/рік	43460		
12	Температура “прямої” мережної води	τ_1	°C	150,00	70,00	70,00
13	Температура “зворотної” мережної води	τ_2	°C	52	34	30
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	G_1	кг/с	121,7	140,1	24,1
			т/ год	438,1	504,4	88,8
15	Убуток води в тепломережі	$G_{\text{уб.тм}}$	т/ год	15,0	15,0	5,0
16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	G_2	т/ год	423,1	489,4	83,8
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{\text{втр.тм}}$	МПа	0,45	0,25	0,10
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{\text{стат. тм}}$	м.вд.ст.	40,0	40,0	40,0

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						28
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

2.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ТЕПЛООВОГО РОЗРАХУНКУ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ [9]:

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 I 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	26,54	=	26,59
ТЗ	16,95	=	17,37
Л	2,33	=	2,34

(Висновок – результати для режиму МЗ, ТЗ, Л - взаємоузгоджені)

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						29
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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 паливо-постачання міста
2	Теплота згорання палива	$Q_{н.р}$	кДж / м ³	33730			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	$t'_{ВК.Н}$ ОМ	°С	70	70	70	Е.Р. для водогрійних котлів
6	Номінальна температура води на виході з котла	$t''_{ВК.Н}$ ОМ	°С	150	150	150	“—”
7	Температура сирієї води	$t'_{с.в}$	°С	5	5	5	Е.Р: – 5 °С для МЗ та ТЗ режимів, 15 °С – для режима Л
8	Температура сирієї води перед станцією хімічного очищення	$t''_{с.в}$	°С	15	15	15	Е.Р: 15 °С - 20 °С
9	Температура хімічної води на виході зі станції ХВО	$t'_{ХОВ}$	°С	20	20	20	Е.Р: 15 °С – 20 °С
10	Температура хімічної води перед деаератором	$t''_{ХОВ}$	°С	55	55	55	Е.Р: 50 °С – 65 °С
11	Температура технологічної води на вході в котельню	$t'_{тех.в}$	°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	$t''_{тех.в}$	°С	95	95	95	Технологічний регламент промислового підприємства

									Арк.
									30
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ				

13	Температура грієної води на вході у внутрішньокотельні підігрівники та на вході в деаератор	$t'_{\text{ТОА}}$	°C	150	150	150	Е.Р: $t'_{\text{ТОА}} = t''_{\text{ВК.НОМ}}$
14	Температура грієної води на виході з внутрішньокотельних підігрівників	$t''_{\text{ТОА}}$	°C	65	65	65	Е.Р: $t''_{\text{ТОА}} = 65 \text{ °C}$
15	Коефіцієнт випара з деаератора	$\alpha_{\text{вип.}}$	од	0,01	0,01	0,01	Е.Р: 0,005 – 0,01
16	Коефіцієнт власних потреб станції хімоводоочищення	$K_{\text{ХВО}}$	од.	1,1	1,1	1,1	Е.Р: 1,05 – 1,10

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						31
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 [9]:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Визначення результату		Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{Жр}$	=	1,05*(35,7+15,5+2,85)	56,76	
$\sum Q_{Жр}$	=	1,05*(14,6+15,5+1,17)		32,88
$\sum Q_{Жр}$	=	1,05*(0+4,13+0)		4,3

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

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

2.3.5. Визначаю експлуатаційну температуру грієної води на вході в теплообмінники технологічної, сирі, хімічищеної 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

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 17

Таблиця 2.9

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G''_{ДА}$	=	$(1 - 0,01) \cdot 15 + 2$	16,9		
$G''_{ДА}$	=	$(1 - 0,01) \cdot 15 + 2$		16,9	
$G''_{ДА}$	=	$(1 - 0,01) \cdot 5 + 0,60$			5,6

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ХОВ}$	=	$(1 + 0,01) \cdot 15$	15,2		
$G_{ХОВ}$	=	$(1 + 0,01) \cdot 15$		15,2	
$G_{ХОВ}$	=	$(1 + 0,01) \cdot 5,0$			5,1

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

$$G_{с.в.} = K_{хво} \cdot G_{ХОВ}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{с.в.}$	=	$1,1 \cdot 15,2$	16,7		
$G_{с.в.}$	=	$1,1 \cdot 15,2$		16,7	
$G_{с.в.}$	=	$1,1 \cdot 5,1$			5,6

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:

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

- за формулою:

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

									Арк.
									35
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ				

Результати визначення наводжу у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
QПСВ	=	$(16,67 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3}$	0,29		
QПСВ	=	$(16,67 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (20 - 5) \cdot 10^{-3}$		0,29	
QПСВ	=	$(5,6 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (15 - 5) \cdot 10^{-3}$			0,10
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
ГПСВ гр.в.	=	$0,29 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$	2,9		
ГПСВ гр.в.	=	$0,29 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$		2,9	
ГПСВ гр.в.	=	$0,10 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$			1,0

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:

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

- за формулою:

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
QПХВ	=	$(15,2 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3}$	0,62		
QПХВ	=	$(15,2 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3}$		0,62	
QПХВ	=	$(5,1 / 3,6) \cdot 4,2 \cdot (55 - 20) \cdot 10^{-3}$			0,21
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
ГПХВ гр.в.	=	$0,62 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$	6,2		
ГПХВ гр.в.	=	$0,62 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$		6,24	
ГПХВ гр.в.	=	$0,21 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150 - 65)]$			2,1

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:

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

- за формулою:

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

- за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.14.

Таблиця 2.14

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G техн.в.	=	$12 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot (95))$	108,3		
G техн.в.	=	$12 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot (95))$		108,3	
G техн.в.	=	$12 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / (4,2 \cdot (95))$			108,3
Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
QПТВ	=	$(108,3/3,6) \cdot 4,2 \cdot (95^\circ - 5^\circ) \cdot 10^{-3}$	11,4		
QПТВ	=	$(108,3/3,6) \cdot 4,2 \cdot (95^\circ - 5^\circ) \cdot 10^{-3}$		11,4	
QПТВ	=	$(108,3/3,6) \cdot 4,2 \cdot (95^\circ - 15^\circ) \cdot 10^{-3}$			10,1
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
GПТВ гр.в.	=	$11,4 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150^\circ - 65^\circ)]$	114,9		
GПТВ гр.в.	=	$11,4 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150^\circ - 65^\circ)]$		114,9	
GПТВ гр.в.	=	$10,1 \cdot 3,6 \cdot 10^3 / [4,2 \cdot (150^\circ - 65^\circ)]$			101,8

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{вн}^{гр.в.с.в.}$	=	$114,9 + 6,2 + 2,9 + 2$	126		
$\Sigma G_{вн}^{гр.в.с.в.}$	=	$114,9 + 6,2 + 2,9 + 2$		126	
$\Sigma G_{вн}^{гр.в.с.в.}$	=	$101,8 + 2,1 + 1,0 + 0,6$			105,5

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.16.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		37

Таблиця 2.16

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Тзвор	=	52,8	52,8		
Тзвор	=	35,8		35,8	
Тзвор	=	37,7			37,7

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
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	69,1	69,1		
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	45,2		45,2	
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	14,6			14,6

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 2 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	23,2
G вк. ном	т/год	247,0
η вк. ном	%	91,5
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

									Арк.
									38
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ				

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.19.

Таблиця 2.19

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
Нвк.вст	=	69,1/23,2=2,98	3		
Нвк.вст	=	45,2/23,2=1,95		2	
Нвк.вст	=	14,6/23,2=0,63			1

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
Нвк.б	=	1,00	1		
Нвк.б	=	1,00		1	
Нвк.б	=	1,00			1

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
Нвк.з	=	3-1	2		
Нвк.з	=	2-1		1	
Нвк.з	=	1-1			0

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

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						39
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
Нвк.р	=	1+2	3		
Нвк.р	=	1+1		2	
Нвк.р	=	1+0			1

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

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

$$Q_{ВК.Б} = Q_{ВК.НОМ}, \text{МВт}$$

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

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°C}$$

$$G_{ВК.Б} = G_{ВК.НОМ}, \text{т/ч}$$

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

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

$$t'_{ВК.Б} = t'_{ВК}, \text{°C}$$

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.23

Таблиця 2.23

Визначення результату			Значення для режимів			
			МЗ	ТЗ	Л	
Q _{ВК.б}	=	23,0	4 котла	23,0		
t' _{ВК.б}	=	70,00		70,00		
t'' _{ВК.б}	=	150,00		150,00		
G _{ВК.б}	=	247,0		247,0		
Визначення результату			Значення для режимів			
			МЗ	ТЗ	Л	
Q _{ВК.б}	=	23,0	3 котла		23,0	
t' _{ВК.б}	=	70,00			70,00	
t'' _{ВК.б}	=	150,00			150,00	
G _{ВК.б}	=	247,0			247,0	
Визначення результату			Значення для режимів			
			МЗ	ТЗ	Л	
Q _{ВК.б}	=	14,6	2 котла			14,6
t' _{ВК.б}	=	70,00				70,00
t'' _{ВК.б}	=	150,00				150,00
G _{ВК.б}	=	178,8				178,8

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.24.

Таблиця 2.24

Визначення результату		Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{ВК.З}}$	=	69,1-23,2	45,9	
$\sum Q_{\text{ВК.З}}$	=	45,2-23,2		22
$\sum Q_{\text{ВК.З}}$	=	14,6-14,6		0,0

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
$Q_{\text{ВК.З}}$	=	45,9/2	23	
$Q_{\text{ВК.З}}$	=	22/1		22
$Q_{\text{ВК.З}}$	=	0,0		0,0

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

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

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

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

$$G_{\text{ВК.З}} = G_{\text{ВК.НОМ}}$$

- для **Л** режима (за відсутності такого котла):

$$G_{\text{ВК.З}} = 0,0$$

Результати визначення навести у таблиці 2.26.

Таблиця 2.26

Визначення результату		Значення для режимів, т/год		
		МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{ВК.З}}$	=	220,4		

2.3.30. Визначаю середньовагову температуру води на виході з усіх водогрійних котлів після змішування її з “базового” та “змінних” котлів – t_{BK}^{Σ} , °C, для трьох режимів за формулою:

$$t_{BK}^{\Sigma} = ((G_{BK.B} - \Sigma G_{BH} - G_{PEI}) \cdot t''_{BK.B} + N_{BK.3} \cdot G_{BK.3} \cdot t''_{BK.3}) / (\Sigma G_{BK} - \Sigma G_{BH} - G_{PEI} + N_{BK.3} \cdot G_{BK.3})$$

Результати визначення навожу в таблиці 2.30

Таблиця 2.30

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
t_{BK}^{Σ}	=	150,00	150,00		
t_{BK}^{Σ}	=	127,27		127,27	
t_{BK}^{Σ}	=	150,00			150,00

2.3.31. Визначаю витрату зворотної води через регулюючий клапан в трубопроводі перепуску зворотної води в пряму магістраль (т. зв. перепуск) – $G_{пер}$, т/год, для трьох режимів за формулою:

$$G_{пер} = G_1 \cdot (t_{BK}^{\Sigma} - \tau_1) / (t_{BK}^{\Sigma} - \tau_{звор})$$

Результати визначення навожу в таблиці 2.31.

Таблиця 2.31

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{пер}$	=	0,0	0,0		
$G_{пер}$	=	297,8		297,8	
$G_{пер}$	=	60,7			60,7

2.3.32. Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні за формулою:

$$\Delta G\% = (\Sigma G_{BK} - G_2 - G_{BH} + G_{пер} - G_{PEI}) \cdot 100 / \Sigma G_{BK}$$

Результати визначення наводжу в таблиці 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результату			Значення для режимів, %		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Delta G\%$	=	4,4	4,4		
$\Delta G\%$	=	6,2		6,2	
$\Delta G\%$	=	5,5			5,5

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

2.4. ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

2.4.1. Визначаю годинну витрату природного газу в котельні – $V_{\text{КОТ}}$, тис. м³/год, для трьох режимів роботи за формулою [9]:

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

Результати визначення навожу у табл. 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результату			Значення для режимів, тис м3/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$V_{\text{КОТ}}$	=	$(1,01) \cdot 69,1 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,88 \cdot 33730)$	8,5		
$V_{\text{КОТ}}$	=	$(1,01) \cdot 45,2 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,88 \cdot 33730)$		5,5	
$V_{\text{КОТ}}$	=	$(1,01) \cdot 14,6 \cdot 10^3 \cdot 3,6 / (0,88 \cdot 33730)$			1,8

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:

$$\Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} = W_{\text{нас.реци}} + W_{\text{нас.т/м}} + W_{\text{нас.підж}} + W_{\text{техн.води}} + W_{\text{нас.св}} + W_{\text{нас.хв}} + \Sigma W_{\text{ВД}} + \Sigma W_{\text{Д}} + W_{\text{освітл}} = 11+90+2,2+22+2,2+2,2+2*55+2*30=300 \text{ кВт}$$

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 сирої води, кВт.

$W_{\text{нас.хв}}$ – встановлена потужність робочих насосів хімоочищеної 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:

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{год}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 1 \cdot K_{\text{т}}^{\text{год}}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{доб}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 24 \cdot K_{\text{т}}^{\text{доб}}$$

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						44
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{рік}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 8760 \cdot K_{\tau}^{\text{рік}}$$

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;

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

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 2.33.

Таблиця 2.33

Визначення результату				Значення для режимів, кг у.п./МВт		
				МЗ	ТЗ	Л
$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$	=	105,4	м ³ /МВт			
$(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п.}}$	=	121,3	кг у.п./МВт			

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:

$$e_{e/e}^{\text{відп}} = \Sigma W^{\text{доб}} / (\Sigma Q_{\text{Т/Ф}} \cdot 24)$$

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

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

$$C_Q = (142,2 / 1,15) \cdot 8000 \cdot 10^{-3} + 6,0 \cdot 4,32 + 30,0 = 1045,1 \text{ грн/МВт}$$

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 2.34.

Таблиця 2.34

Результати розрахунку теплової схеми котельні

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						45
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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	- 24	+3	+ 15
2	$\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	56,76	32,88	4,3
3	$Q_{\text{п.п}}$	Теплове навантаження промислового підприємства	МВт	12	12	12
4	$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	69,76	44,88	16,3
5	t_1	Температура мережної води в "прямій" магістралі на виході з котельні	°С	150°	70°	70°
6	t_2	Температура води в "зворотній" магістралі на вході в котельню	°С	52	34	30
7	$t_{\text{звор}}$	Температура води в "зворотній" магістралі на вході в мережні насоси	°С	52,8°	35,8°	37,7°
8	G_1	Витрата води в "прямій" магістралі на виході з котельні	т/год	438,1	504,4	88,8
9	$G_{\text{убут}}$	Убуток води в тепломережі	т/год	15,0	15,0	5,0
10	G_2	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	423,1	489,4	83,8
11	$G_{\text{рец}}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	135,7	162,1	56,4
12	$G_{\text{пер}}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	0,0	297,8	60,7
13	$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	3	3	3
14	$N_{\text{ВК.Р}}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	3	2	2
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	2	1	0

17	$V_{\text{КОТ}}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м ³ / год	8,5	5,5	1,8
18	$(b_{\text{Т}}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м ³ /ГДж	123,6		
19	$(b_{\text{Т}}^{\text{відп}})_{\text{у.п}}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п /ГДж	142,2		
20	$\Sigma W_{\text{ВК}}$	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт			
21	$e_{\text{е}}/e^{\text{доб}}$	Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	6		
22	$\text{Ц}_{\text{Палив}}$	Вартість природного газу	грн./ тис. м ³	3590		
23	$\text{Ц}_{\text{Е/Е}}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт.год	0,78		
24	C_{Q}	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	Грн./ГДж	1045,1		

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						47
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

2.5. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНИ 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 2.35 [9].

Таблиця 2.35

№ п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	Тип ВК	Типорозмір водогрійного котла		За інформаційними листами заводів виробників	КВ-ГМ-10
2	$Q_{ВК.НОМ}$	Номінальна теплова потужність котла	МВт(т)	З паспорта котла	23,26
3	$G_{ВК.НОМ}$	Номінальна витрата води на котел	т/год	«--»	247
4	$V_{ВК.НОМ}$	Номінальна витрата природного газу на котел	тис. м ³ /год	«--»	2,53
5	$\Delta p'_{ВК.НОМ}$	Номінальний гідравлічний опір котла	атм	«--»	2,5
6	$\Delta p''_{ВК.НОМ}$	Номінальний аеродинамічний опір котла	мм.вд.ст	«--»	57
7	$t'_{ВК.НОМ}$	Номінальна температура води на вході в котел	°С	«--»	70
8	$t''_{ВК.НОМ}$	Номінальна температура води на виході з котла	°С	«--»	150
9	$\eta_{ВК.НОМ}$	Номінальний ККД котла	од.	«--»	0,925

2.5.2. Вибір рециркуляційних насосів

5.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів рециркуляції, його номінальної подачі – $Q_{нас.реци}^{НОМ}$, м³/год, та напору – $N_{нас.реци}^{НОМ}$, м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції – $G_{РЕЦ} = 95,21$ т/год, та опору трубопровідної системи рециркуляції – $\Delta N_{РЕЦ}$.

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

$$N_{нас.реци}^{роб} = G_{РЕЦ}^{ТЗ} / Q_{нас.реци}^{НОМ} = 95,21/122=0,78$$

*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення.

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

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

5.2.4. Блок параметрів по насосам рециркуляцій наводжу в табл. 2.36.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		48

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	NBE 65-125/141 A-F-A-BAQE		NKG 50-32-125.1/140 A1-F-A-E-NAQK
2	$Q_{н. рец}^{ном}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	122		23
3	$H_{н. рец}^{ном}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	20		20
4	$N_{н. рец}^{ном}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	11		2,2
5	$\eta_{н. рец}^{ном}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,82		0,68

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 – $Q_{нас.мер}^{ном}$, м³/год, та напору – $H_{нас.мер}^{ном}$, м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) витрати води через трубопровідну систему “Котельня – Тепломережа” – $G_1=412,71$ т/год, та опору трубопровідної системи – $\Delta H_{мер}$ та статичного напору тепломережі.

Число робочих мережних насосів – $N_{нас.мер}^{роб}$, шт, становить — 1.

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

$$N_{нас.мер}^{роб} = G_2^{ТЗ} / Q_{нас.мер}^{ном} = 397,71/500=0,8$$

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

2.5.3.3. Блок параметрів по мережним насосам наводжу в табл. 2.37.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		49

Таблиця 2.37

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 150-400/438 A-F-A-BAQE		NKGE 65-40-250/255 A2-F-A-E-NAQK
2	$Q_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	500	45	
3	$H_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	50	55	
4	$N_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	90	18,5	
5	$\eta_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,86	85,6	

2.5.4. Вибір внутрішньо-котельних насосів

2.5.4.1. Вибір насосів сирі води

2.5.4.1.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів сирі 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 – $G_{\text{с.в}}=16,67$ т/год, та опору трубопровідної системи – ΔH .

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

$$N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} = G_{\text{с.в.}} / Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}} = 16,67 / 19 = 0,88$$

*) 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 сирі води наводжу в табл. 2.38.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						50
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 2.38

Характеристика насосів сирії 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	NKGE 50-32-160.1/172 A1-F-A-E-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	19		
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)	“ _ “	2,2		
5	$\eta_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ _ “	0,54		

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:

$$N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}} = G_{\text{під}} / Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}} = 15/17=0,97$$

*) 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. 2.39.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		51

Таблиця 2.39

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 НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NKGE 50-32-160.1/172 A1-F-A-E-BAQE		
2	$Q_{\text{нас. під}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	17		
3	$H_{\text{нас. під}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	35		
4	$N_{\text{нас. під}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	2,2		
5	$\eta_{\text{нас. під}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,54		

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 – $G_{\text{тех}}=114,29$ т/год та опору трубопровідної системи – ΔH .

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

$$N_{\text{нас.тех}}^{\text{роб}} = G_{\text{тех}} / Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}} = 114,29/115 = 0,99 \quad *)$$

*) 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. 2.40.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		52

Таблиця 2.40

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 НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 50-160/165 D-F-A-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	115		
3	$H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ _ “	40		
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		

5.4.4. Вибір насосів хімоочищеної води

5.4.4.1. Здійснюю 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 трубопровідної системи – ΔH .

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

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} = G_{\text{хов}} / Q_{\text{нас.реци}}^{\text{ном}} = 15,15/17=0,95$$

*) 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 сирової води наводжу в табл. 2.41.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		53

Таблиця 2.41

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	NKGE 50-32-160.1/172 A1-F-A-E-BAQE		
2	$Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м ³ /год	З паспорта насоса	17		
3	$H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	35		
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.	“ – “	0,54		

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 1 деаератор ДВ-15. Блок параметрів наводжу в таблиці 2.42

Таблиця 2.42

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-15
2	Номінальна продуктивність	т/год	«--»	5
3	Діапазон продуктивності	т/год	«--»	4,5...18
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-10

										Арк.
										54
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ					

2.5.6. Вибір підігрівників

Вибір типорозміру підігрівників сирової води (ПСВ), хімоочищеної води (ПХВ), технологічної води (ПТВ) здійснюється за визначеною в проекті їх тепловою потужністю та переліком стандартних типорозмірів вказаних підігрівників за методикою, сформованою в курсі “Теплотехнологічні процеси та установки”.

2.5.6.1. Підігрівник сирової води

2.5.6.1.1. Теплове навантаження підігрівника сирової води $Q_{\text{псв}} = 0,19$ МВт;

2.5.6.1.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_{\text{г}} - \Delta t_{\text{м}}) / \ln(\Delta t_{\text{г}} / \Delta t_{\text{м}}) = (150 - 70) / \ln(150 / 70) = 105 \text{ } ^\circ\text{C}$$

2.5.6.1.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{псв}} / (\Delta t \cdot K) = 190000 / (105 \cdot 2500) = 0,72 \text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник FUNKE FP 04. Максимально можлива площа поверхні нагріву — $F = 0,8 \text{ м}^2$, площа поверхні нагріву однієї пластини — $0,04 \text{ м}^2$, кількість пластин — 20 шт.

2.5.6.2. Підігрівник хімоочищеної води

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

2.5.6.2.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

$$\Delta t = (\Delta t_{\text{г}} - \Delta t_{\text{м}}) / \ln(\Delta t_{\text{г}} / \Delta t_{\text{м}}) = (95 - 55) / \ln(95 / 55) = 73 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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 пластинчастий підігрівник FUNKE FP 04. Максимально можлива площа поверхні нагріву — $F = 3,4 \text{ м}^2$, площа поверхні нагріву однієї пластини — $0,04 \text{ м}^2$, кількість пластин — 85 шт.

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:

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

2.5.6.3.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{тех}} / \Delta t \cdot K = 120000 / 57,46 \cdot 2500 = 7,6 \text{ м}^2$$

K — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник FUNKE FP 08. Максимально можлива площа поверхні нагріву — $F = 8,4 \text{ м}^2$, площа поверхні нагріву однієї пластини — $0,08 \text{ м}^2$, кількість пластин — 105 шт.

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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						55
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Рекомендоване тягодуттєове обладнання

№ п/п	Найменування	Димосос	Вентилятор
1	Тип обладнання	ДН-10	ВДН-9
2	Потужність, кВт	30	15
3	Частота обертання, об/хв	750	1000
4	$Q^{\text{ном}}$, м ³ /год	19600	14650
5	$H^{\text{ном}}$, кПа	2,21 кПа	2,78
6	$\eta^{\text{ном}}$	0,8	0,8

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		56

РОЗДІЛ 3. Охорона праці

У цьому дипломному проекті детально розглянуто етапи розрахунку та проектування обладнання для водогрійної котельні згідно з рекомендаціями, наведеними у джерелах [1,2,3,4,5,11].

Використання сучасного високоефективного обладнання, оснащеного автоматизованими системами керування, дозволить знизити рівень впливу шкідливих і небезпечних чинників на персонал, підвищить рівень безпеки експлуатації та технічного обслуговування, а також покращить умови праці.

Під час розробки проекту особливе значення надається дотриманню норм охорони праці, спрямованих на створення безпечного та комфортного виробничого середовища для операторів котельного обладнання.

3.1. Виробнича санітарія

Під час проектування приміщення враховуються такі основні аспекти:

- санітарні вимоги до обладнання та технологічних процесів;
- норматив об'єму простору, що припадає на одного працівника – не менше (15 м³);
- стандарти площі, необхідної для розміщення технологічного обладнання — щонайменше (4,5 м²);
- мінімально допустима висота виробничих приміщень (4,8 м).

Протяжність санітарно-гігієнічної зони даного підприємства IV класу становить 50 м.

Для забезпечення зручного доступу до котельного обладнання передбачено багаторівневі технологічні платформи, які розміщуються на висоті від 2,5 м.

3.1.1. Мікроклімат та чистота повітря виробничого середовища

Мікроклімат виробничих приміщень визначається такими параметрами, як температура повітря, його вологість, швидкість повітряного потоку та атмосферний тиск.

Відповідно до чинних нормативних документів, встановлюються оптимальні та

Відповідно до чинних нормативних документів, встановлюються оптимальні та допустимі значення мікрокліматичних показників в оптимізованому теплому (теплий)				
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата
Розробив		Захаря О.Ф.		
Перевірив		Бойко В.О.		
Рецензув.				
Затвердив		Петренко В.П.		

<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №5 в м. Кривий Ріг</i> РОЗДІЛ 3			Літера	Аркушів	Аркуш
				84	57
ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ					

період — середньодобова температура зовнішнього середовища понад 10 °С, холодний — нижче 10 °С) і характеру фізичних навантажень під час виконання робіт.

Вимірювання параметрів мікроклімату здійснюється за допомогою відповідних приладів: температури — термометрами, вологості — психрометрами. Швидкість повітряного руху фіксується анемометрами різних типів:

- крильчастими (0,3–5 м/с),
- чашковими індукційними (1–20 м/с),
- кататермометрами (0–0,5 м/с).

Контроль за вмістом шкідливих речовин у повітрі здійснюється шляхом порівняння фактичних концентрацій із гранично допустимими (ГДК). Приклади ГДК для деяких речовин:

- метан (CH₄) — 300 мг/м³ (IV клас небезпеки),
- оксид вуглецю (CO) — 20 мг/м³ (IV клас),
- діоксид вуглецю (CO₂) — 9000 мг/м³ (IV клас),
- сполуки азоту — 5 мг/м³ (II клас).

Частота вимірювань визначається класом небезпечності речовини:

- для речовин I класу — щоденний або безперервний контроль,
- II клас — один раз на місяць,
- III та IV класи — раз на квартал.

Методи контролю поділяються на:

Лабораторні (колориметрія, спектрофотометрія, хроматографія);

Експрес-методи (з використанням хімічних індикаторів або портативних газоаналізаторів УГ-1, УГ-2);

Автоматичні (використання стаціонарних газоаналізаторів або газосигналізаторів).

Для забезпечення належного повітрообміну в котельному приміщенні застосовується змішана припливно-витяжна вентиляція з повнообмінним режимом. Відведення забрудненого повітря здійснюється через вентиляційні світильники, а подача свіжого — за допомогою механічного вентилятора.

З метою захисту працівників у потенційно небезпечних умовах передбачено використання засобів індивідуального захисту: бавовняного спецодягу, комбінованих

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

рукавиць, шумозахисних навушників, захисних окулярів із фільтрами, а також протигазів.

3.2. Виробниче випромінювання

Основними джерелами теплового випромінювання у котельному приміщенні є парові котли та трубопроводи з перегрітим паром. Перегрів людського організму можна розпізнати за такими симптомами, як підвищена температура тіла, сильна спрага, прискорене дихання та серцебиття, головний біль, запаморочення й інтенсивне потовиділення [1,2,3,4,5,11].

Для зниження впливу теплового випромінювання використовуються різні заходи: встановлення захисних екранів, теплоізоляція обладнання та гарячих поверхонь, застосування засобів індивідуального захисту, а також розміщення робочих місць на безпечній відстані від джерел тепла.

Санітарно-гігієнічні нормативи передбачають, що допустимий рівень інфрачервоного опромінення не повинен перевищувати 35 Вт/м² у випадках, коли випромінюється понад 50% поверхні тіла працівника.

Інтенсивність інфрачервоного випромінювання вимірюється за допомогою актинометрів, а спектральна складова – за допомогою інфрачервоних спектрографів, таких як моделі ІКС-10, ІКС-12 та ІКС-14.

3.3. Шум на виробництві

Під час роботи котельних установок спостерігається підвищений рівень шуму, який класифікується за характером походження та частотним діапазоном [1,2,3,4,5,11].

Залежно від джерела виникнення шум поділяється на:

- **механічний** — спричинений вібраціями та тертям рухомих елементів обладнання;
- **аерогідродинамічний** — утворюється внаслідок роботи вентиляторів, насосів, компресорів та інших систем транспортування середовищ;
- **електричний** — генерується трансформаторами та іншим електротехнічним обладнанням.

За частотними характеристиками виділяють:

- **низькочастотний шум** — до 300 Гц;
- **середньочастотний** — у межах 300–800 Гц;
- **високочастотний** — понад 800 Гц.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						59
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Основні фізичні параметри шуму включають частоту (Гц), звуковий тиск (Па) та інтенсивність звукових коливань ($\text{Вт}/\text{м}^2$). Для частоти 1000 Гц визначено наступні граничні значення:

- **нижній поріг чутності:** $I_0 = 10^{-12} \text{ Вт}/\text{м}^2$, $P_0 = 2 \cdot 10^{-5} \text{ Па}$;
- **порог больових відчуттів:** $I_6 = 10^2 \text{ Вт}/\text{м}^2$, $P_6 = 60 \text{ Па}$.

Допустимий рівень шуму у виробничих приміщеннях не має перевищувати 80 дБ.

З метою зменшення негативного впливу шуму застосовуються такі технічні заходи:

- усунення або зниження шуму безпосередньо в його джерелі;
- використання шумопоглинальних матеріалів, які зменшують відбиття звукових хвиль;
- шумоізоляційні заходи, що обмежують поширення шуму у простір.

Для зменшення аеродинамічного шуму рекомендується знижувати швидкість руху повітря або рідини, використовувати плавні повороти в трубопроводах і встановлювати шумоглушники на впускних та випускних отворах систем.

Рівень шуму вимірюється за допомогою спеціалізованих приладів — шумомірів, таких як моделі Ш-71 та ПИ-14, які в поєднанні з активними фільтрами дають змогу оцінювати інтенсивність шуму в діапазоні від 10 до 130 дБ при частотах від 20 Гц до 16 кГц.

3.4. Виробнича вібрація

Сильна вібрація може мати серйозний негативний вплив на людський організм, викликаючи функціональні порушення в роботі серцево-судинної та центральної нервової систем. При тривалому впливі вібрації існує ризик розвитку вібраційної хвороби, яка в окремих випадках може призводити до інвалідності [1,2,3,4,5,11].

Вібрація поділяється на два основні типи:

- **загальна вібрація**, що передається через опорні поверхні тіла, такі як підлога чи сидіння;
- **локальна вібрація**, яка передається через верхні кінцівки, наприклад, при роботі з ручним вібраційним інструментом.

Основними параметрами, що характеризують вібраційний вплив, є:

- частота коливань (Гц),

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- швидкість вібрації (м/с),
- прискорення вібрації (м/с²),
- рівень вібрації, виражений у децибелах (дБ).

Граничні значення становлять:

- **віброшвидкість:** $v_0 = 5 \times 10^{-8}$ м/с,
- **віброприскорення:** $a_0 = 3 \times 10^{-4}$ м/с².

Допустимі межі загальної та локальної вібрації визначаються відповідно до віброшвидкості або логарифмічних рівнів у межах октавних смуг частот від 2 до 1000 Гц.

Для мінімізації впливу виробничої вібрації застосовуються такі заходи:

- усунення або зниження вібрацій в джерелі їх виникнення;
- використання вібропоглинаючих матеріалів для зменшення амплітуди коливань;
- віброізоляція — технічні рішення, що перешкоджають поширенню вібрацій до робочих місць.

Оцінювання вібраційного фону проводиться за допомогою спеціальних пристроїв, таких як віброметри ВІП-4 і ВІП-2М та вібрографи ВР-1 і ВР-2. Ці прилади охоплюють частотний діапазон від 10 Гц до 1 кГц і мають шкали, проградуєвані в дБ.

3.5. Освітлення виробничих приміщень

До основних вимог охорони праці щодо освітлення виробничих приміщень належать [1,2,3,4,5,11]:

Освітлення на робочих місцях повинно відповідати вимогам санітарно-гігієнічних норм і забезпечувати рівномірне світлорозподілення.

Об'єкт, з яким працює оператор, має чітко відрізнятися від фону завдяки достатньому контрасту.

На робочій поверхні не допускається утворення різких тіней.

Світлове засліплення (пряме або відбите) у полі зору працівника повинно бути виключене.

На об'єкті реалізовано комбіноване природне освітлення, що включає двостороннє бічне світло та світлові прорізи у вигляді аераційного ліхтаря. У темний

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						61
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

період доби або при недостатньому природному освітленні вмикається штучне освітлення.

Штучне освітлення за призначенням класифікується на:

- **робоче** — основне освітлення для забезпечення виконання трудових функцій;
- **чергове** — підтримка мінімального рівня освітленості у неробочий час;
- **аварійне** — забезпечення видимості при відключенні основного живлення;
- **евакуаційне** — орієнтація та безпечний вихід персоналу з приміщень;
- **охоронне** — підсвітка об'єкта з метою забезпечення безпеки.

За розміщенням джерел світла штучне освітлення поділяється на:

- **загальне** — рівномірне освітлення всього простору приміщення;
- **місьцеве** — підсвічування окремих робочих зон;
- **комбіноване** — поєднання загального та місцевого освітлення для досягнення оптимальних умов праці.

У якості джерел світла використовуються лампи розжарювання та газорозрядні лампи. Приміщення обладнане світильниками прямого світла типу ВЗГ200 (герметичне виконання), з кутом захисту 20–25°, потужністю 200 Вт. Світильники розміщені у шаховому порядку для рівномірного освітлення простору.

Контроль рівня освітленості здійснюється за допомогою приладів типу люксметр: Ю-16, Ю-17, Ю-116 та Ю-117.

3.6. Техніка безпеки

3.6.1. Безпечна експлуатація технологічного устаткування

Для забезпечення безпечної експлуатації технічного обладнання та запобігання виникненню небезпечних або аварійних ситуацій у виробничому середовищі широко застосовуються **засоби колективного захисту** [1,2,3,4,5,11].

Залежно від принципу дії та характеру впливу на фактори ризику, ці засоби поділяються на:

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- **Огородження** — застосовуються для фізичної ізоляції небезпечних зон (рухомі частини механізмів, зони високої температури тощо).
- **Запобіжні пристрої** — спрацьовують автоматично для зупинки обладнання у випадку перевищення критичних параметрів (температури, тиску, електричного струму тощо).
- **Блокувальні пристрої** — виключають можливість доступу персоналу до небезпечних ділянок або призупиняють дію небезпечних факторів, якщо доступ все ж відбувся. Існують механічні, електричні, фотоелектричні, радіаційні, пневматичні, гідравлічні та комбіновані блокувальні системи.
- **Сигналізатори** — повідомляють працівників про поточний режим роботи обладнання та попереджають про можливі небезпечні або аварійні ситуації. Сигнали можуть бути:
 1. візуальними (кольоровими);
 2. звуковими;
 3. комбінованими (світлозвуковими);
 4. запаховими.
 5. Так, на підприємстві використовуються:
 - **Світлозвукові аварійні сигнали**, які керуються через комп'ютерний інтерфейс;
 - **Світлозвукові сигнали попередження**, що інформують про перевищення навантаження і вимикаються натисканням кнопки скидання.
 - **Профілактичні випробування** є ще одним важливим засобом колективного захисту — вони дають змогу виявляти потенційні несправності та усувати їх до моменту, коли вони можуть спричинити небезпеку.

Важливо! Роботи всередині котла дозволяється проводити **лише після його повної зупинки, продувки та охолодження**, у разі потреби — до безпечної температури.

Для запобігання впливу небезпечних чинників (механічних переміщень, хімічних або радіаційних факторів, падінь з висоти) застосовуються захисні конструкції — **екрани, огороження, огорожі**. Вони можуть бути як стаціонарними,

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						63
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

так і знімними (для зручності під час технічного обслуговування, змащування або заміни інструментів).

Нормативні документи, що регламентують безпечну експлуатацію обладнання, що працює під тиском:

- *«Правила будови та безпечної експлуатації парових і водогрійних котлів»;*
- *«Правила будови та безпечної експлуатації паропроводів».*

3.6.2. Безпечна експлуатація електроустаткування

Електробезпека на виробництві

У виробничому середовищі працівники можуть наражатися на **різні види ураження електричним струмом**, які класифікуються наступним чином [1,2,3,4,5,11]:

Основні види електротравм:

- **Механічні травми** — можуть виникати внаслідок судом або падіння при ураженні струмом (наприклад, із висоти).
- **Місцеві зовнішні ураження:**
 1. *електричні опіки;*
 2. *електричні знаки* (характерні сірі або блідо-жовті плями на шкірі);
 3. *ураження органів зору* через вплив ультрафіолетового випромінювання електричної дуги.
- **Електричний удар** — може спричинити зупинку серця, фібриляцію, параліч дихання.

Фактори, що впливають на ступінь ураження:

- **Електричні:**
 1. напруга;
 2. сила струму;
 3. рід та частота струму;
 4. опір тіла людини.
- **Неелектричні:**
 1. індивідуальні особливості організму;

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

2. шлях проходження струму;
 3. тривалість впливу.
- **Фактори навколишнього середовища:**
 1. температура;
 2. вологість;
 3. забруднення повітря тощо.

Класифікація приміщень за ступенем небезпеки (згідно з ПУЕ):

- **Приміщення без підвищеної небезпеки** — нормальні умови експлуатації.
- **Приміщення з підвищеною небезпекою** — наявність струмопровідних підлог, високої вологості, хімічно активного середовища тощо.
- **Особливо небезпечні приміщення** — поєднання кількох несприятливих факторів.

Котельня класифікується як **приміщення з підвищеною небезпекою** через наявність вологих умов і струмопровідних підлог.

Засоби забезпечення електробезпеки

Для зниження ризику ураження електричним струмом застосовуються **організаційні та технічні заходи**, серед яких:

- **Конструктивні:**
 1. Відсутність відкритих струмопровідних частин.
 2. Ізоляція струмоведучих елементів (опір — не менше **0,5 МОм**).
 3. Заземлення обладнання (опір — не більше **4 Ом**).
 4. Автоматичне швидкодіюче відключення живлення при аваріях.
 5. Використання зниженої напруги (менше **42 В**) у небезпечних зонах.
- **Організаційні:**
 1. Використання **засобів індивідуального захисту** (рукавички, діелектричні боти, інструмент з ізолюючими рукоятками).
 2. Проведення **інструктажів з електробезпеки**.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

3. **Планово-попереджувальні ремонти** та технічне обслуговування електрообладнання.

Захист від атмосферної електрики

Окрім технологічного струму, небезпеку становлять **атмосферні розряди (блискавки)**, параметри яких можуть досягати:

- **Напруги:** до 150 МВ;
- **Сили струму:** до 200 кА.

Будівлі котельень повинні бути обладнані **блискавкозахистом**, який відповідає вимогам для об'єктів **II класу захисту**, зокрема:

- встановлення **блискавковідводів**;
- облаштування системи заземлення;
- періодична перевірка стану захисних пристроїв.

3.7. Пожежна та вибухобезпека на виробництві

У виробничих умовах котельні наявні численні потенційні джерела загоряння та вибуху. Основними причинами виникнення пожежі або вибуху є [1,2,3,4,5,11]:

1. Організаційні причини:

- Порушення вимог при проектуванні будівель, виборі матеріалів та розміщенні обладнання.
- Відхилення від правил експлуатації та технічного обслуговування електромереж і обладнання.
- Недотримання інструкцій з пожежної безпеки.
- Необережне поводження з відкритим вогнем або легкозаймистими матеріалами.

2. Технологічні причини:

- Робота на несправному або неправильно експлуатованому обладнанні.
- Використання легкозаймистих рідин чи речовин, які не відповідають умовам експлуатації.
- Порушення технологічних режимів, аварійне відключення.
- Застосування мастильних матеріалів, що не відповідають технічним умовам.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						66
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

3. Причини, пов'язані з електрикою:

- Використання обладнання, не придатного до експлуатації у пожежонебезпечних умовах.
- Перевантаження електричних ланцюгів.
- Пошкодження ізоляції проводів.
- Поганий контакт у з'єднаннях.
- Відсутність антистатичного захисту та блискавкозахисту.

Класифікація речовин і будівель

- **Речовини за здатністю до займання** поділяються на:
 1. *спалимі*;
 2. *важкоспалимі*;
 3. *неспалимі*.
- **Категорія котельні** за вибухопожежною та пожежною безпекою: "Г" — приміщення з наявністю негорючих речовин у гарячому, розплавленому чи розігрітому стані.
- **Клас зони за ПУЕ: III клас пожежонебезпечної зони** — наявність пилу, горючих парів або рідин, які можуть створити займисте середовище.
- **Вогнестійкість будівлі:** визначається відповідно до V ступенів вогнестійкості (котельня зазвичай — III ступінь).

Система пожежної безпеки

Забезпечення пожежної безпеки досягається через **дві основні системи:**

1. **Система запобігання пожежам:**
 - правильне зберігання ЛЗР (легкозаймистих рідин);
 - надійна вентиляція;
 - контроль температурних режимів.
2. **Система пожежного захисту:**
 - виявлення загоряння (пожежна сигналізація);
 - оповіщення персоналу (ручні кнопкові пости, звукова сигналізація);

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						67
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- засоби гасіння пожеж;
- евакуаційні виходи та шляхи;
- протипожежне водопостачання.

Основні заходи пожежної безпеки

Всі протипожежні заходи поділяються на чотири групи:

- **У виробничому процесі** – вибір безпечних технологій та речовин, контроль температур, тиску, вентиляції.
- **Будівельно-технічні** – вогнестійкість будівель, відокремлення вогненебезпечних зон, протипожежні перегородки.
- **Організаційні** – навчання персоналу, інструктажі, проведення тренувань з евакуації.
- **Засоби гасіння пожежі** – наявність вогнегасників, протипожежного водопостачання, сигналізації.

Засоби пожежогасіння

Вогнегасні речовини:

- вода (для твердих речовин і охолодження поверхонь);
- повітряно-механічна піна;
- негорючі гази (вуглекислий газ);
- пісок (локалізація загоряння).

Первинні засоби пожежогасіння:

- **Пожежні крани з рукавами** (внутрішнє водопостачання).
- **Вогнегасники:**
 - *ОВП-10* – порошковий (2 шт.);
 - *ОУ* – вуглекислотний (2 шт.).
- **Пожежний інвентар:** відра, кошма, лопати.
- **Ящики з піском** (сухий негорючий сипкий матеріал).

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						68
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 4. Деаерація води [10]

4.1. Теоретичні положення

Деаерація — це процес видалення з води розчинених газів, зокрема кисню (O_2) та вуглекислого газу (CO_2), які є основними чинниками корозії внутрішніх поверхонь енергетичного обладнання, таких як котли, трубопроводи та теплообмінники.

Методи деаерації

Існує кілька основних способів видалення газів з води:

- **Хімічна-деаерація**

Здійснюється шляхом введення у воду спеціальних реагентів (наприклад, сульфітів або гідразину), які хімічно зв'язують кисень.

Недоліки: залишки реагентів можуть забруднювати воду; метод менш ефективний при великих об'ємах.

- **Десорбційне-знекиснювання**

Засноване на природному або примусовому виділенні газів із поверхні води внаслідок зменшення тиску або інтенсифікації перемішування.

Обмеження: не дає повного видалення кисню, використовується лише як допоміжний метод.

- **Термічна деаерація**

Найефективніший та найпоширеніший метод, що базується на нагріванні води до температури насичення (кипіння) при зниженому тиску. У цих умовах розчинені гази виділяються з рідини у вигляді бульбашок і виводяться з деаератора.

Переваги термічної деаерації:

- Висока ефективність (залишковий вміст кисню — до 0,005 мг/л).
- Відсутність необхідності у хімічних реагентах (екологічна безпека).

- Поєднання процесу деаерації з підігрівом живильної води.

- Простота конструкції та обслуговування деаераційного обладнання.

Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата					
Розробив		Захаря О.Ф.			<i>Проект системи</i>		Літера	Аркушів	Аркуш
Перевірив		Бойко В.О.			<i>теплопостачання житлово-промислового району №5 в м. Кривий Ріг</i>			88	69
Рецензув.									
Затвердив		Петренко В.П.							ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ

Фізико-хімічна суть процесу

Термічна деаерація ґрунтується на **законі Генрі**, згідно з яким кількість розчиненого газу у рідині пропорційна його парціальному тиску над поверхнею рідини:

$$C = k_H \cdot p$$

де:

C — концентрація розчиненого газу у воді,

k_H — коефіцієнт Генрі,

p — парціальний тиск газу над рідиною.

При нагріванні води до температури кипіння парціальний тиск пари стає рівним загальному тиску в системі, а парціальний тиск газів (O_2 , CO_2) прагне до нуля. Це створює **максимальний градієнт концентрацій**, що забезпечує інтенсивний масообмін газів з рідини в парову фазу.

Особливості термічної деаерації:

- Застосовується для води з початковою концентрацією газів до 15–30 мг/кг.
- Розчинені гази у таких концентраціях вважаються нескінченно розведеними, що дає можливість спростити розрахунки рівноваги.
- Найчастіше використовується **деаератор атмосферного типу** (вакуумний або барботажний) або **деаератор з підвищеним тиском** (0,06–0,1 МПа), який водночас підігріває воду для подачі в котел.

Практичне значення

У схемах водопідготовки та живлення котельного агрегату деаератор розміщується після установки хімічного очищення (наприклад, установки зворотного осмосу або іонного обміну) та перед живильними насосами. Це дозволяє зменшити ризик газової корозії та забезпечити стабільну роботу котельного обладнання.

[7,13].

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Видалення з води розчинених газів. Типи дегазаторів

У процесах водопідготовки для теплоенергетичних і промислових установок видалення розчинених у воді газів має першочергове значення. Основна мета дегазації полягає у **запобіганні корозії** внутрішніх поверхонь обладнання, зниженні утворення накипу та забезпеченні **надійної та економічної експлуатації** котлів, турбін і теплообмінників.

Кисень (O_2), вуглекислий газ (CO_2), сірководень (H_2S), азот (N_2) та, рідше, метан (CH_4) потрапляють у воду внаслідок її контакту з повітрям або підземними газоносними шарами. Ці гази є активними корозійними агентами, які викликають окислення металів і руйнування бетонних елементів систем.

Класифікація газів, які підлягають видаленню

- **Кисень (O_2)** — головний агент корозії сталевих елементів трубопроводів, котлів та теплообмінників.
- **Вуглекислий газ (CO_2)** — у воді утворює вуглекислоту, яка знижує рН і прискорює корозію, а також ушкоджує бетон.
- **Сірководень (H_2S)** — токсичний і дуже агресивний щодо чорних металів.
- **Азот (N_2)** — хімічно інертний, проте його розчинення може утворювати газові прошарки.
- **Метан (CH_4)** — у рідких випадках, як вибухонебезпечний компонент у підземних водах.

Види дегазації

Процес видалення газів з води називається **дегазацією**, а при видаленні конкретних речовин мають місце такі терміни:

- **Деаерація** — видалення кисню (O_2).
- **Декарбонізація** — видалення вільної вуглекислоти (CO_2).
- **Знекиснення** — також синонім деаерації.
- **Комплексна дегазація** — одночасне видалення декількох газів.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						71
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Методи дегазації

Методи видалення розчинених газів поділяються на **фізичні, хімічні, біохімічні та сорбційні**:

1. Фізичні методи

Ґрунтуються на зміні фізичних умов середовища (температури, тиску, газового складу):

- **Аерація (контакт з повітрям)** — ефективна для CO₂, малоефективна для O₂ через високий парціальний тиск кисню в повітрі.
- **Термічна дегазація** — нагрівання води до кипіння або високих температур знижує розчинність газів (основа роботи термічних деаераторів).
- **Вакуумна дегазація** — зниження тиску зменшує парціальні тиски розчинених газів, сприяючи їх виділенню.
- **Десорбція віддувкою** — через воду продувають інертний газ (наприклад, азот), що "витісняє" розчинені гази.
- **Комбіновані методи** — поєднання підвищення температури та зниження тиску (найефективніші для повного знекиснення води).

2. Хімічні методи

Передбачають використання реагентів:

- Наприклад, **сульфіти натрію, гідразин, аміни** зв'язують кисень або CO₂.
- Перевага — можливість доочищення після фізичної дегазації.
- Недоліки — додаткове соленавантаження, вартість реагентів, потреба в контролі дозування.

3. Біохімічні методи

Застосовуються рідко, частіше в системах природного очищення, де бактерії-редуценти окислюють агресивні гази.

4. Сорбційно-обмінні методи

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						72
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Застосовуються з використанням фільтрів на основі активованого вугілля або іонообмінних матеріалів, ефективні для видалення сірководню та залишків CO₂.

Приклади застосування дегазації

- **Живильна вода для парових котлів** — знекиснення до залишкового вмісту кисню <0,005 мг/л.
- **Пом'якшення води (Н-катионітне)** — видалення CO₂ для уникнення повторного підвищення жорсткості.
- **Іонітне знесолювання** — для запобігання впливу CO₂ на аніоніти.
- **Знезалізнення/деманганація підземних вод** — видалення вуглекислоти як проміжного етапу окиснення Fe²⁺ і Mn²⁺.

4.2 Типи деаераторів

Видалення газів із води здійснюється в спеціальних пристроях, які називаються дегазаторами. Залежно від конструкції, способу руху води та повітря, а також умов проведення процесу дегазації, розрізняють кілька типів дегазаторів:

- **Плівкові** — вода стікає тонкою плівкою по різних типах насадок, контактує з повітрям, що рухається назустріч. Повітря подається вентилятором або надходить завдяки природній вентиляції.
- **Барботажні** — повітря подається у воду через перфоровані або пористі труби чи пластини, утворюючи дрібні бульбашки, які сприяють десорбції газів.
- **Пінні** — ґрунтуються на десорбції газів повітрям із пінного шару, який створюється в робочій зоні апарата.
- **Вакуумно-ежекційні** — використовують вакуум, який утворюється в потоці рідини при її ежектуванні, для інтенсивного видалення газів.
- **Вакуумні** — базуються на десорбції газів при створенні вакууму в робочій камері. Можуть функціонувати з підігрівом або без нього та використовують вакуумні насоси, пароструминні або водоструминні ежектори.
- **Струменево-плівкові (контактні градирні)** — поєднують принципи струменевого і плівкового зрошення води для більш ефективного видалення газів.

У водопідготовці найчастіше застосовують **плівкові дегазатори**, тоді як у теплоенергетиці — **термічні деаератори**, які за конструкцією є різновидом дегазаторів.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Вакуумні дегазатори (рис. 4.7, б) ефективні для одночасного видалення з води як вуглекислого газу, так і кисню.

Барботажні дегазатори, хоча й використовуються, мають певні технологічні обмеження та потребують значних експлуатаційних витрат, тому їхнє застосування є обмеженим.

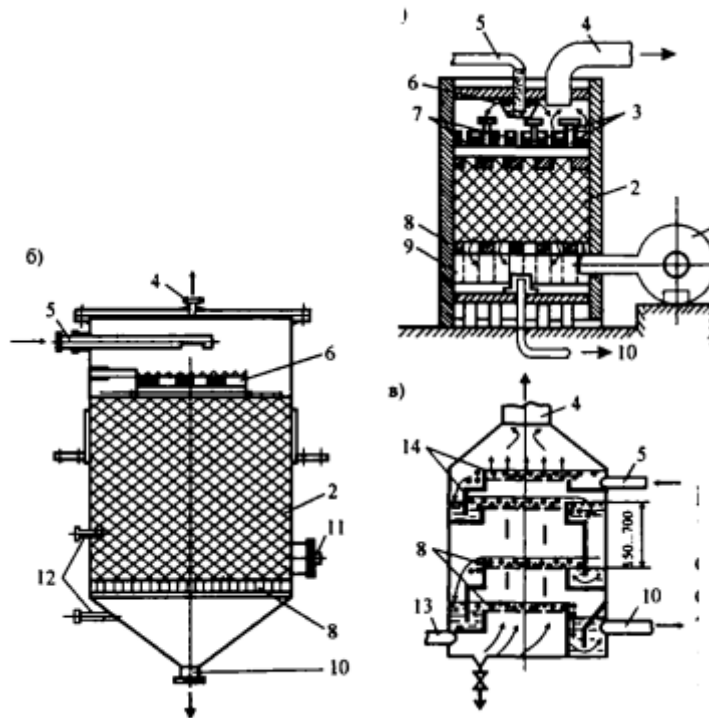


Рис 4.1 – Типи дегазаторів: а – плівковий; б – вакуумний; в – пінний дегазатори; 1 – вентилятор; 2 – насадка з керамічних кілець Рашига; 3 – газовідвідний патрубок; 4 – видалення повітря; 5, 10 – подача вихідної і відведення дегазованої води; 6 – водорозподільна воронка; 7 – зрошувальні патрубки; 8 – дірчасте днище; 9 – піддон; 11 – люк; 12 – патрубки; 13 – введення повітря; 14 – пінний шар [10].

Пінні дегазатори є різновидом барботажних і переважно застосовуються для усунення вуглекислоти за умов порівняно невеликих витрат води (до 100 м³/год). Їх конструкція включає перфоровану пластину (решітку) з отворами не більше 6 мм, по якій вода протікає тонким шаром. Потік повітря, що проходить крізь отвори, утворює пінний шар, який сприяє десорбції вуглекислоти. Зазвичай такі дегазатори мають 4–5 ярусів (полиць), розташованих на відстані 150–200 мм один від одного. Ефективність видалення вільної вуглекислоти у пінних дегазаторах

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		74

досягає 96–97%. Інтенсивність подачі повітря складає 0,35–0,75 м³ на кожен м³ води.

У вакуумно-ежекційних пристроях газу з води видаляються завдяки різкому зниженню тиску. У вакуумній камері вода рухається з підвищеною швидкістю, що призводить до її миттєвого закипання, а отже, й до вивільнення розчинених газів.

Вакуумні дегазатори ефективні для одночасного видалення кисню та вуглекислоти або лише кисню. Найчастіше їх виготовляють із сталі, вони мають циліндричну форму й конусоподібне днище. У середині апарата на перфорованому листі з отворами діаметром 15–20 мм розміщуються контактні насадки, найчастіше — кільця Рашига. Подавання води до дегазатора здійснюється через спеціальний розподільник, який забезпечує її тонкий та рівномірний розподіл по поверхні насадки. Для спостереження за рівнем води в дегазаторі встановлюється водомірне скло. Парогазова суміш із дегазатора виводиться за допомогою вакуумного пристрою — це можуть бути вакуумні насоси, а також пароструминні або водоструминні ежектори.

Максимальна ефективність дегазації досягається завдяки розбризкуванню води у вакуумному просторі разом із її нагріванням. Розміри дегазаторів визначаються на основі допустимої щільності зрошення, яка залежить від глибини дегазації та типу контактної насадки і коливається в межах 40–60 м³/(м²·год).

У сфері теплоенергетики — на ТЕС, ТЕЦ та АЕС — широко застосовується **термічна деаерація**, яка дозволяє повністю видаляти з води розчинені газу. Термічна деаерація — це процес десорбції, під час якого розчинений газ переходить із рідкої фази в контактуючу з нею парову. Такий перехід можливий за умови дотримання рівноваги між газовою і рідкою фазами. Основний механізм полягає в нагріванні води до кипіння і подальшому виділенні газів у спеціальних деаераторах.

Один з головних чинників ефективності процесу — збільшення площі контакту між паром та водою. Чим більша ця площа, тим інтенсивніше відбувається перехід газів у парову фазу. До основних методів збільшення площі контакту належать:

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						75
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- **Дроблення водяного потоку** — розподіл на тонкі струмені, плівки або краплі, що значно підвищує площу поверхні;
- **Барботування пари** — пропускання її через тонкі шари води з утворенням бульбашок, які сприяють покращенню десорбції.

Ефективна деаерація забезпечується лише за умови постійного та повного видалення утворених газів із деаератора. Виведення газів здійснюється разом із паром, яка називається **випаром**. Кількість випару істотно впливає на ефективність процесу. Для деаераторів із підвищеним тиском ця кількість зазвичай становить 2–3 кг пари на 1 тону деаерованої води.

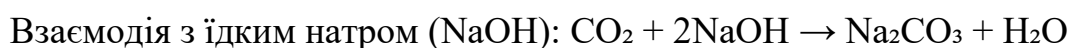
Залежно від тиску, під яким працює апарат, деаератори ТЕС поділяються на:

- **Атмосферні** — з робочим тиском близько 0,12 МПа;
- **Вакуумні** — з тиском у межах 0,0075–0,05 МПа;
- **Підвищеного тиску** — з робочим тиском від 0,6 до 1,2 МПа.

Хімічні методи дегазации ґрунтуються на реакціях між розчиненими газами та спеціальними реагентами, що додаються у воду. Внаслідок таких реакцій утворюються нетоксичні, неагресивні сполуки, які не шкодять обладнанню. У стабілізаційній обробці води для нейтралізації агресивної вуглекислоти (особливо при від'ємному індексі стабільності) застосовують такі реагенти:

- **Їдкий натр (NaOH)** — нейтралізує вуглекислоту та підвищує рН;
- **Сода (Na₂CO₃)** — зв'язує вуглекислоту та пом'якшує воду;
- **Вапно (CaO)** — нейтралізує CO₂ і збільшує жорсткість;
- **Крейда або мармурова крихта (CaCO₃)** — стабілізують рН і знижують агресивність води.

Зв'язування вуглекислого газу відбувається за наступними хімічними реакціями:



Вуглекислий газ реагує з їдким натром, утворюючи карбонат натрію та воду.

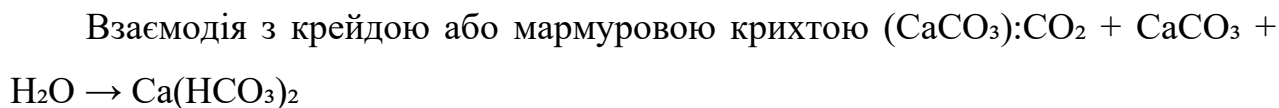


					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		76

Вуглекислий газ реагує з содою та водою, утворюючи гідрокарбонат натрію.

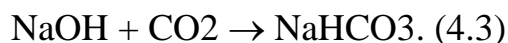
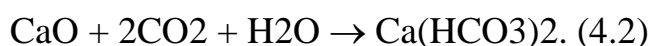


Вуглекислий газ реагує з вапном, утворюючи карбонат кальцію.



Вуглекислий газ реагує з карбонатом кальцію та водою, утворюючи гідрокарбонат кальцію.

Ці реакції демонструють, як різні хімічні реагенти можуть використовуватися для ефективного видалення агресивної вуглекислоти з води та досягнення необхідного рівня стабільності.



Видалення розчиненого кисню з води, також відоме як знекиснення води, досягається шляхом додавання до води спеціальних хімічних речовин - реагентів-відновників. Ці реагенти вступають в реакцію з розчиненим киснем, переводячи його в інші, безпечніші сполуки. Ось деякі з них:

Сульфід натрію (Na_2SO_3): Ця речовина є одним з найпоширеніших реагентів для знекиснення води. Сульфід натрію швидко реагує з розчиненим киснем, утворюючи сульфат натрію (Na_2SO_4), який є безпечним для води.

Тіосульфід натрію ($\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$): Подібно до сульфіду натрію, тіосульфід натрію також може використовуватися для видалення кисню з води.

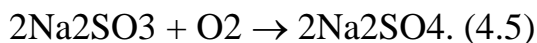
Сірчистий газ (SO_2): Сірчистий газ також може використовуватися для знекиснення води, але його використання потребує обережності через його токсичність.

Гідразин (N_2H_4): Гідразин є дуже ефективним реагентом для видалення кисню, але він також є токсичним і потребує обережного поводження. Зазвичай

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						77
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

використовується у вигляді гідразингідрату ($N_2H_4 \cdot H_2O$) або гідразин-сульфату ($N_2H_4 \cdot H_2SO_4$).

Окрім хімічних методів, для знекиснення води також може використовуватися фільтрування через легкоокислювані речовини, такі як металева стружка, оброблена сульфідом натрію або оксидом сірки.

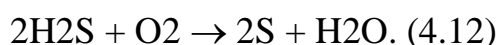
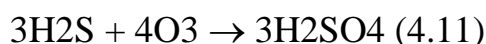
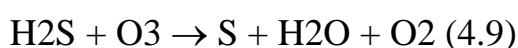
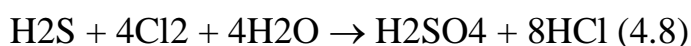
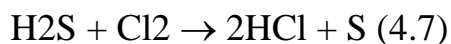


За допомогою гідразингідрату вдається досягти практично повного знекиснення води.



Для видалення розчиненого у воді кисню використовують дорогий, але ефективний метод - додавання гідразину. Проте, через високу вартість, його застосовують лише для остаточного очищення води від кисню після використання інших, дешевших методів.

Сірководень з води видаляють за допомогою хімічних реакцій з сильними окислювачами, такими як хлор, гіпохлорит натрію або кальцію, озон та перманганат калію. Ці речовини вступають в реакцію з сірководнем, перетворюючи його на безпечні сполуки.



На процес окислення сірководню впливає рН середовища. З підвищенням рН окислювальна здатність реагентів щодо сірководню знижується.

Недоліки хімічних методів дегазації води:

Використання реагентів ускладнює та здорожує процес обробки води.

Погіршення якості води у разі порушення дозування реагентів.

Гідразин (N_2H_4) широко використовується для запобігання корозії котлів високих та надкритичних параметрів. Під час взаємодії розчиненого кисню з

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						78
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

сульфітом натрію утворюється нешкідливий сульфат натрію: $2\text{Na}_2\text{SO}_3 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{Na}_2\text{SO}_4$

Хімічне видалення кисню зазвичай здійснюють після попередньої фізичної дегазації води. Сірководень окислюють киснем повітря, хлором, озоном, перманганатом калію, діоксидом хлору або зв'язують гідроксидом заліза. Перед хімічним видаленням сірководню воду необхідно зробити більш кислою, додавши соляну або сірчану кислоту [10]. Після очищення води від сірководню її потрібно знову зробити менш кислою, додавши луг. Хімічний метод очищення води від сірководню передбачає використання хлору, який окислює сірководень до сірки.

Мінуси хімічного очищення води:

- Використання хімічних речовин робить процес складнішим та дорожчим.
- Помилки у дозуванні хімікатів можуть погіршити якість води.

Тому хімічні методи очищення води від газів використовуються рідше, ніж фізичні.

Термічна деаерація може відбуватися за будь-якого тиску. Залежно від робочого тиску, за якого відбувається виділення газів з води, термічні деаератори поділяються на такі групи:

- **Вакуумні:** процес десорбції відбувається за абсолютного тиску 0,0075–0,05 МПа.

Атмосферні: працюють за тиску 0,12 МПа [10]..

Підвищеного тиску: працюють за тиску 0,6–0,8 МПа.

Деаератори перегрітої води: використовуються для спеціальних технологічних процесів.

Деаератори класифікуються за різними ознаками:

За способом утворення міжфазної поверхні:

- з фіксованою поверхнею контакту фаз (наприклад, плівкові деаератори).
- з поверхнею, що утворюється в процесі взаємодії потоків пари і води

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						79
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

(наприклад, барботажні деаератори).

За способом розподілу води в парі:

- плівкові: вода розподіляється у вигляді тонкої плівки.
- струменеві: вода розподіляється у вигляді струменів.
- краплинні: вода розподіляється у вигляді крапель.

За способом розподілу пари у воді: барботажні: пара проходить через шар води у вигляді бульбашок.

- За кількістю ступенів обробки деаератори бувають:
- одноступінчасті (використовується один спосіб розподілу води або пари).
- двох- і триступінчасті (використовується комбінація кількох способів розподілу).

Вакуумні деаератори, через недостатню герметичність системи, можуть самі стати джерелом надходження повітря. Вони складніші в експлуатації порівняно з атмосферними, оскільки потребують використання ежекторів для відсмоктування пари.

Такі деаератори часто застосовуються для обробки води, що подається в теплові мережі. Їхня перевага полягає в здатності працювати з водою, температура якої дещо нижча або трохи перевищує 100 °С.

Переваги вакуумних деаераторів:

Можливість використання води з низькою температурою. На відміну від атмосферних деаераторів, вакуумні ефективно працюють із водою, температура якої нижча за 100 °С. Це особливо важливо для теплових мереж, де температура становить 40–70 °С.

Застосування в котельнях із водогрійними котлами. В умовах, коли атмосферні деаератори непридатні, вакуумні є єдиною можливим рішенням для термічної деаерації.

Глибше охолодження димових газів. Їх використання дозволяє знизити температуру димових газів, що підвищує загальну ефективність котельні.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		80

Простота теплової схеми. Атмосферні деаератори потребують встановлення охолоджувачів живильної води, що ускладнює схему. Вакуумні деаератори спрощують її, усуваючи цю необхідність.

Підготовка води для гарячого водопостачання. Вони ідеально підходять для цього, оскільки не потребують охолодження води до 65–70 °С, як атмосферні.

Відсутність втрат конденсату. Вакуумні деаератори не спричиняють втрат конденсату, що подається на деаерацію. Саме тому їх застосування є перспективним як у котельнях із паровими, так і з водогрійними котлами.

Проте, для повноцінного впровадження таких деаераторів необхідна розробка конструкцій, які забезпечать високу якість дегазації, простоту й надійність експлуатації.

Наразі в котельнях використовуються різні типи вакуумних деаераторів, однак жоден із них не повністю відповідає вимогам до якості дегазації живильної та підживлювальної води. Саме тому вони використовуються відносно рідко — переважно в котельнях із водогрійними котлами або в теплових пунктах, де немає пари.

У котельнях із паровими котлами рекомендовано використовувати змішувальні термічні деаератори атмосферного типу. Вакуумні ж доцільно застосовувати лише для деаерації підживлювальної води в котельнях із водогрійними котлами або там, де неможливо забезпечити нормальну роботу живильних насосів при температурі води понад 70 °С.

Також вакуумні деаератори можуть бути корисними у випадках, коли підвищення температури живильної води до 102–104 °С призводить до зростання температури відхідних газів.

Деаерація води у вакуумних деаераторах може відбуватися в режимі перегрітої води. У цьому режимі температура води, що надходить в деаератор, є вищою за температуру насичення, що відповідає тиску в деаераторі. Завдяки цьому вода закипає без додаткового підведення тепла, тобто подача гріючої пари не потрібна. Розглянемо детальніше режими роботи вакуумних деаераторів та їх порівняння з атмосферними:

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						81
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Режими роботи вакуумних деаераторів [13]:

Ізотермічний режим (режим перегрітої води): Вода, що надходить у деаератор, має температуру вищу за температуру насичення, що відповідає тиску в деаераторі. Завдяки цьому вода закипає без додаткового підігріву, тобто не потрібно подавати гріючу пару. Цей режим є енергоефективним, оскільки не потребує додаткових витрат на підігрів води.

Режим недогрітої води (термічний вакуумний режим): Температура води, що надходить у деаератор, нижча за температуру насичення, що відповідає тиску в деаераторі. Для підігріву води до температури насичення в деаератор необхідно подавати пару або високотемпературну воду. Цей режим потребує додаткових енергетичних витрат на підігрів води, але може бути необхідним в певних технологічних умовах.

Порівняння вакуумних та атмосферних деаераторів:

Конструктивно атмосферні та деаератори підвищеного тиску практично не відрізняються один від одного. Вибір тиску залежить від параметрів теплової схеми установки та методу підготовки додаткової води.

Переваги підвищеного тиску в деаераторі:

Підвищення ефективності деаерації за рахунок зменшення коефіцієнта абсорбції та збільшення рушійної сили десорбції.

Підвищення інтенсивності дифузії газів.

Видалення вільної вуглекислоти, що утворюється внаслідок розкладання бікарбонатів та гідролізу карбонатів.

Недоліки підвищеного тиску в деаераторі:

Погіршення умов роботи насосів, встановлених після деаератора, оскільки вони повинні працювати на більш гарячій воді.

Збільшення витрати електроенергії на насос через зростання питомих об'ємів.

Необхідність збільшення товщини стінок деаераційної колонки та бака акумулятора для роботи під високим тиском. Вартість деаератора також залежить від його типу та розміру. Вибір параметрів гріючої пари для

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						82
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

деаератора є важливим завданням при розрахунку теплової схеми турбоустановки.

Усі типи деаераторів, які ми розглядали, стабільно працюють за постійного тиску, що автоматично регулюється. Проте, оскільки процес термічної деаерації поєднано в одному апараті з підігрівом води, тиск, за якого відбувається деаерація, може суттєво впливати на економічність теплової схеми турбоустановки. Це особливо відчутно під час деаерації підживлюючої води теплових мереж.

Економічно вигідно підтримувати тиск пари на якомога нижчому рівні. Однак сучасні конструкції деаераторів для підживлюючої води, що живляться від того самого джерела паропостачання, вимагають підтримання постійного тиску (наприклад, 0,12 МПа). Це може призводити до неекономічного підвищення тиску в тепломережі за деяких режимів роботи.

Оскільки доцільно змінювати тиск пари в системі теплофікації (а отже, і в деаераторі підживлюючої води) залежно від режиму, а якість деаерації можна забезпечити за будь-якого тиску, постає задача деаерації води за змінного тиску пари.

Ефективність роботи деаератора залежить від багатьох чинників — температури та витрати води, тиску пари в деаераторі, а також гідродинамічних характеристик самого апарата. Тому для забезпечення оптимальної роботи недостатньо лише підтримувати сталий тиск. Застосовуються більш досконалі методи регулювання процесу деаерації із використанням ковзаючих параметрів:

- підтримка оптимальної температури води на вході в деаератор шляхом регулювання попереднього підігріву;
- підтримка оптимальної швидкості пари в деаераторі шляхом перепуску частини пари у верхню зону апарата;
- забезпечення підігріву води до температури насичення перед надходженням у деаератор.

Водопровідна й хімічно очищена вода зазвичай насичена киснем. За температури до 25 °С вона не є особливо агресивною з точки зору корозії. Проте

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						83
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

під час нагрівання в підігрівачі або змішування з гарячою водою (наприклад, у котлі чи тепловій мережі), її корозійна активність різко зростає.

Вміст розчиненого кисню у воді, що подається на живлення випарників, пароперетворювачів та теплових мереж, не повинен перевищувати 50 мкг/кг.

Корозія завдає значної шкоди тепловим мережам. Практика показує, що термін служби мереж, які живляться недеаерованою водою (тобто водою з наявністю розчинених газів), у 3–4 рази коротший за термін служби мереж із деаерованою водою. Протікання, спричинене корозією, веде до втрат гарячої води та перевитрати палива. Аварії в теплових мережах пов'язані з великими економічними збитками. До того ж, корозія та відкладення залізного шламу збільшують шорсткість труб, що, у свою чергу, зумовлює зростання гідравлічного опору та підвищення витрат енергії на перекачування.

4.3 Конструкції колонок деаeratorів [13].

У деаераційній установці основним елементом, де безпосередньо відбувається процес видалення розчинених газів із води, є деаераційна колонка. Крім неї, установка зазвичай включає бак-акумулятор і охолоджувач випару. У вакуумних деаераційних установках також передбачено газовідсмоктувальний апарат і відкачувальний водяний насос, а в окремих випадках — живильний бак води або поверхневий підігрівач. Усі елементи установки з'єднані між собою трубопроводами.

Для деаерації води у вакуумному режимі можуть застосовуватися звичайні колонки атмосферного типу, однак вони повинні бути адаптовані до умов роботи під вакуумом. На рисунку 4.1 показано струменеву деаераційну колонку, яка функціонує за протитоково-перехресною схемою руху води та пари. Вода надходить у верхню частину колонки через гідрозатвор, подається на верхню полицю й далі перетікає вниз, при цьому інтенсивно контактує з парою, що рухається в протилежному напрямку — знизу вгору.

Залежно від типу води, що підлягає деаерації, застосовуються різні типи полиць. Для сирі води, яка може утворювати осад, використовують бездірчасті полиці, а для хімічно очищеної води — дірчасті. Розміри полиць мають

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						84
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

забезпечувати достатню кількість отворів для вільного проходження води, уникаючи переливу.

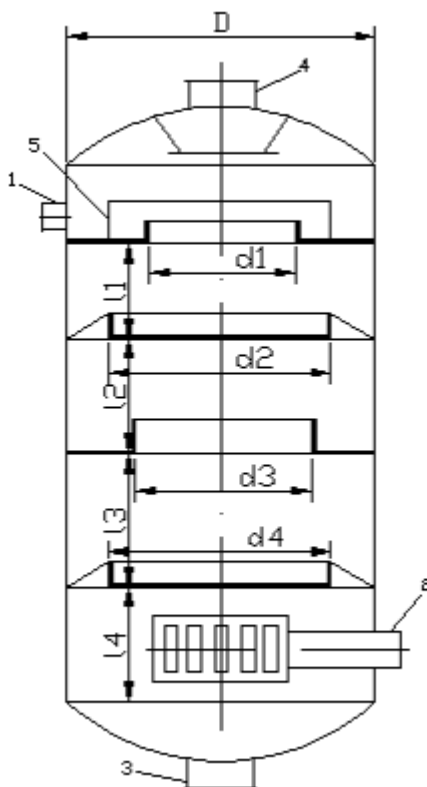


Рис.4.2. Струменева деаераційна колонка [13].

4.4 Основи розрахунку деаераційної колонки

Розрахунок деаератора з підгрівом води безпосередньо в його об'ємі базується на рівняннях теплопередачі. У теплотехнічному розрахунку враховуються умови роботи деаераційної колонки, що забезпечують необхідну глибину видалення газів із води. До таких умов належать:

величина випару не менше 10 кг/т;

недогрів води до температури насичення — не більше 0,2 °С.

На основі результатів теплового розрахунку визначають кількість ступенів у деаераційній колонці та їхню висоту. Діаметр колонки та розміри її поперечних перетинів для проходу пари розраховують за гідродинамічними критеріями.

Для розрахунку нагріву води у вільно падаючих круглих струменях, омиваних рухомою парою, на основі теоретичного аналізу отримана формула.

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						85
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$\ln \frac{t_n - t_1}{t_n - t_2} = \psi \frac{\sqrt[4]{(\mu^2 h + l)^3} - \sqrt[4]{(\mu^2 h)^3}}{d_0 \sqrt{\mu} \sqrt[4]{h}}, \quad (4.13)$$

де t_n – температура пари, що набігає на водяний струмінь, °С; t_1 – температура води на вході в струмінь, °С; t_2 – температура води на виході із струменя, °С; d_0 – початковий діаметр струменя, м; μ – коефіцієнт витрати; $\mu = 0.72$ (для дірчастих тарілок); l – висота струменя, м; h – висота шару води на тарілці, м; ψ – коефіцієнт, залежний від параметрів парового потоку. Коефіцієнт ψ обчислюється за наближеною емпіричною формулою, що апроксимує дослідну криву та дає певний запас по нагріву круглих струменів води парою, що конденсується, у вакуумі [13]. При $w_n^2 \rho'' \geq 0.3$

$$\psi = 0.003 (w_n^2 \rho'')^{0.3}, \quad (4.14)$$

де w_n — швидкість пари, що набігає на водяний струмінь, м/с; ρ'' – густина пари, кг/м³. Для гідродинамічного розрахунку вакуумних деаераторів використовують рівняння

$$G_n^{2/3} = A \cdot S \cdot \sqrt[3]{\rho'' / G_v}, \quad (4.15)$$

де G_n , G_v – витрата пари та води, т/год; A – коефіцієнт який має в діапазоні вакууму 500...700 мм рт.ст. значення для розподілу води круглими струменями 54; S – переріз для проходу пари, м². Повірочний розрахунок деаератора має на меті визначення наступних параметрів:

Продуктивність — витрата деаерованої води $G_d G_{dG_d}$, т/год.

Витрата пари — $G_p G_{pG_p}$, т/год.

Нагрів води здійснюється ступенями, що забезпечують отримання деаерованої води з вмістом кисню не більше ніж 0,05 мг/кг.

Згідно з експериментальними даними, для досягнення такого ступеня деаерації необхідно:

витрата випару — 10–12 кг на одну тонну оброблюваної води;

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						86
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

недогрів води до температури кипіння на виході з колонки — $\Delta t < 0,2^\circ\text{C}$ за умови наявності бака-акумулятора зі скипанням води в ньому.

Оскільки швидкість пари $w_{пв_пвп}$ залежить від шуканого значення температури води t_2 , розрахунок цієї швидкості виконується методом послідовних наближень.

Алгоритм розрахунку:

- 1) Задаються витратою пари, що надходить на ступінь.
- 2) Обчислюють середню витрату пари на ступені як середньоарифметичне значення між витратами пари на вході та виході зі ступеня.
- 3) Визначають середню швидкість пари у ступені.
- 4) Обчислюють величину u (характеристика теплообміну).
- 5) За відповідним рівнянням (наприклад, рівнянням (4.13)) визначають температуру води t_2 після ступеня.
- 6) Перевіряють тепловий баланс ступеня. Якщо розрахункове теплове надходження та споживання не збігаються, уточнюють витрату пари.
- 7) Повторюють розрахунок, досягаючи розбіжності у тепловому балансі не більше ніж 1 %.
- 8) Розрахунок проводять послідовно, починаючи з першого (верхнього) ступеня деаераційної колонки [13].

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						87
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. Айрапетян Т. С. Водопідготовка на підприємствах теплоенергетики з використанням Na-катіонітових фільтрів : монографія [Електрон. ресурс] / Т. С. Айрапетян, І. М. Чуб ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; перекл. з рос. – Електрон. текст. дані. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2024. – 151 с. – Режим доступу: <https://eprints.kname.edu.ua/65101/>, вільний (дата звернення: 16.05.2024)
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 на-пряму 6.050601 “Теплоенергетика” ден. та заоч. форм навч.

Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №5 в м. Кривий Ріг</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Захаря О.Ф.						88	88
Перевірив	Бойко В.О.					ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							

Частина 2. / Ук- лад.: М.О. Прядко, В.М. Філоненко. –К.: НУХТ, 2011. – 110 с.

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 “Тепло- енергетика” для студентів денної та заочної форм навчання. Частина 1. . – К.: НУХТ, 2011. – 57 с.
10. Епоян С. М. Технології підготовки та очищення води на промислових підприємствах : конспект лекцій для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти зі спеціальності 194 – Гідротехнічне будівництво, водна інженерія та водні технології / С. М. Епоян, Т. С. Айрапетян ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2024. – 136 с
11. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Сабарно Р.В. та інші. Охорона праці та промислова безпека: Посібник. – Київ: Лібра, 2010. –559 с.
12. Енергозбереження в теплопостачанні: текст лекцій для студентів спеціальності “Теплоенергетика” [Електронний ресурс] / Автор М.Ф. Боженко. Вид. 2-е, перероб. і доп. – Київ : НТУУ «КПІ», ТЕФ, 2015. - 225 с.
13. Методичні вказівки до лабораторних робіт з дисципліни «Джерела теплопостачання та теплові мережі» для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня очної та заочної форми навчання за спеціальністю 144 – Теплоенергетика / Укл. Клімов Р.О., Руденко А.Ф. – Кам’янське, ДДТУ, 2017. – 27 с.
14. Національна безпека у фокусі викликів глобалізаційних процесів в економіці: матеріали VII-ої Міжнародної наукової Інтернет-конференції (м.Київ – м.Баку, 25-26 червня 2020 року) / ВНЗ «Національна академія управління». – Київ: НАУ. – 2020. – С. 93.
15. Конспект лекцій з дисципліни «Загальна хімічна технологія» для студентів спеціальності 161 «Хімічні технології та інженерія», укладач: Іванченко А.В. – Кам’янське: ДДТУ, 2016. – 80 с

					00КРБ 144ОПТЕ00.010.200561.2025.ПЗ	Арк.
						89
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		