

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

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

«До захисту в ЕК»

Директор інституту

\_\_\_\_\_ Блаженко С.І. \_\_\_\_\_  
(підпис) (прізвище та ініціали)

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 р.

«До захисту допущено»

В.о. завідувача кафедри

\_\_\_\_\_ Петренко В.П. \_\_\_\_\_  
(підпис) (прізвище та ініціали)

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА  
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності \_\_\_\_\_ 144 Теплоенергетика \_\_\_\_\_  
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми \_\_\_\_\_ Теплоенергетика \_\_\_\_\_

на тему: \_\_\_\_\_ Проект системи теплопостачання житлово-промислового \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ району №6 в місті Дніпро \_\_\_\_\_

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

\_\_\_\_\_ Теплицький Андрій Олександрович \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник \_\_\_\_\_ проф. Павелко Володимир Іванович \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Рецензент \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Засвідчую, що в цій кваліфікаційній  
роботі немає запозичень із праць  
інших авторів без відповідних  
посилань.

Здобувач \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ – 2021 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

В.о. завідувача кафедри ТЕХТ

проф. Петренко В.П.

“30” березня 2021 року

## З А В Д А Н Н Я

### НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Теплицький Андрій Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № 6 в місті Дніпро

керівник роботи проф. Павелко Володимир Іванович

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “30”03.2021 року № 934-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 03.06.2021 року

3. Вихідні дані до роботи технологічне навантаження 12,0 МВт; температура теплоносія 95 °С; розрахункова температура -23 °С; температура зовнішнього повітря -1,0 °С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду – 175 діб; 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

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 08.04.2021

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Визначення теплових навантажень в системі ТПЖР	08.04-13.04.21	Виконано
2	Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях	14.04-21.04.21	Виконано
3	Визначення розрахункових витрат теплоносія	22.04-27.04.21	Виконано
4	Формування вихідних даних до Частини 2 проекту	27.04-3.05.21	Виконано
5	Розрахунок теплової схеми котельні	4.01-12.05.21	Виконано
6	Вибір енергетичного обладнання котельні	17.05-22.05.21	Виконано
7	Оформлення креслень та ПЗ	23.05-30.05.21	Виконано

Здобувач \_\_\_\_\_  
(підпис)

Теплицький А.О.  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Павелко В.І.  
(прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. Розрахунок теплових навантажень житлово – промислового району міста.....	8
1. Вихідні дані до проекту.....	8
2. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району.....	10
3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях.....	16
3.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення.....	16
3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання.....	18
3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію.....	24
4. Визначення розрахункових витрат теплоносія.....	26
5. Вихідні дані до розділу 2.....	27
РОЗДІЛ 2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами.....	29
1. Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами.....	29
2. Формування принципової схеми водогрійної котельні.....	31
3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами.....	32
4. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні.....	42
5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами.....	45
РОЗДІЛ 3. Охорона праці.....	54
РОЗДІЛ 4. Деаерація води.....	60
Список використаної літератури.....	70

					<b>00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ</b>			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №6 в м. Дніпро</i> <b>ЗМІСТ</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Теплицький А.О.							4
Перевірив	Павелко В.І.					ТЕ-4-4 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							

## АНОТАЦІЯ

**Теплицький А.О. Проект системи теплопостачання житлово-промислового району № 6 в місті Дніпро - 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 – методи очистки води та конденсату.

Графічна частина виконана на 3 листах формату А1.

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №6 в м. Дніпро <b>АНОТАЦІЯ</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Теплицький А.О.							5
Перевірив	Павелко В.І.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							
						ТЕ-4-4 кафедра ТЕХТ НУХТ		

## ABSTRACT

**Tepluckyi A.O. Project of heat supply system of residential-industrial district № 6 in the city of Dnipro** - 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 20 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 methods of water and condensate purification.

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

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		6

## ВСТУП

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

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

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

Для реалізації виконані такі задачі :

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

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

					<b>00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ</b>			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №6 в м. Дніпро</i> <b>ВСТУП</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Теплицький А.О.							7
Перевірив	Павелко В.І.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							
						ТЕ-4-4 кафедра ТЕХТ НУХТ		

# РОЗДІЛ 1. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ЖИТЛОВО-ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА

## 1.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

1.1.1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м. Дніпро.

1.1.2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант №6 (20 житлових кварталів).

1.1.3. Структура теплового навантаження:

1.1.3.1. Опалення житлових кварталів;

1.1.3.2. Гаряче водопостачання житлових кварталів;

1.1.3.3. Вентиляція громадських будівель;

1.1.3.4. Технологічне навантаження промислового підприємства 12 МВт ;

(Теплоносій – гаряча вода  $t_2'' = 95$  °С, степінь повернення води 1,0).

1.1.4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення  $t_{3.0} = (-23)$  °С.

1.1.5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період –  $t_{3.сер.оп} = -1,0$  °С.

1.1.6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції –  $-10$  °С.

1.1.7. Температура початку опалювального періоду,  $t_{зпк} = +8$  °С

1.1.8. Температура точки “зламу”,  $t_{3.з}$  (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)

1.1.9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень здійснюються для трьох характерних режимів:

- максимально зимового;
- точки “зламу” температурного графіка опалення;
- літнього.

1.1.10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.

1.1.11. Тривалість опалювального періоду –  $n_o = 175$  діб.

1.1.12. 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	0,9	4,9	1,3	27,9	52,3	60,4	27,3
Нижче даної	0,0	0,9	5,8	7,1	35,0	87,3	147,7	175,0

					<b>00БКР144.ОПТЕ 008.008.ПЗ</b>					
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Черкаси</i> <b>РОЗДІЛ I</b>			Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Ратошнюк В.А.							8	
Перевірив		Павелко В.І.						ТЕ-4-4 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.										
Затвердив		Петренко В.П.								

1.1.13. Розрахункові температури мережної води  $t'_{01} / t'_{02} : 150^{\circ}C / 70^{\circ}C$ .

1.1.14. Система теплопостачання – замкнута

1.1.15. Метод регулювання теплового навантаження на опалення - центральне якісне регулювання спільно з місцевим кількісним регулюванням.

1.1.16. Схема підключення підігрівників гарячого водопостачання до системи опалення - двоступенева змішана.

					00БКР144.ОПТЕ 008.008.ПЗ	Арк.
						9
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## 1.2. ВИЗНАЧЕННЯ ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ В СИСТЕМІ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ

1.2.1. Викреслюємо план району, у відповідності із завданням у масштабі 1:6000 .

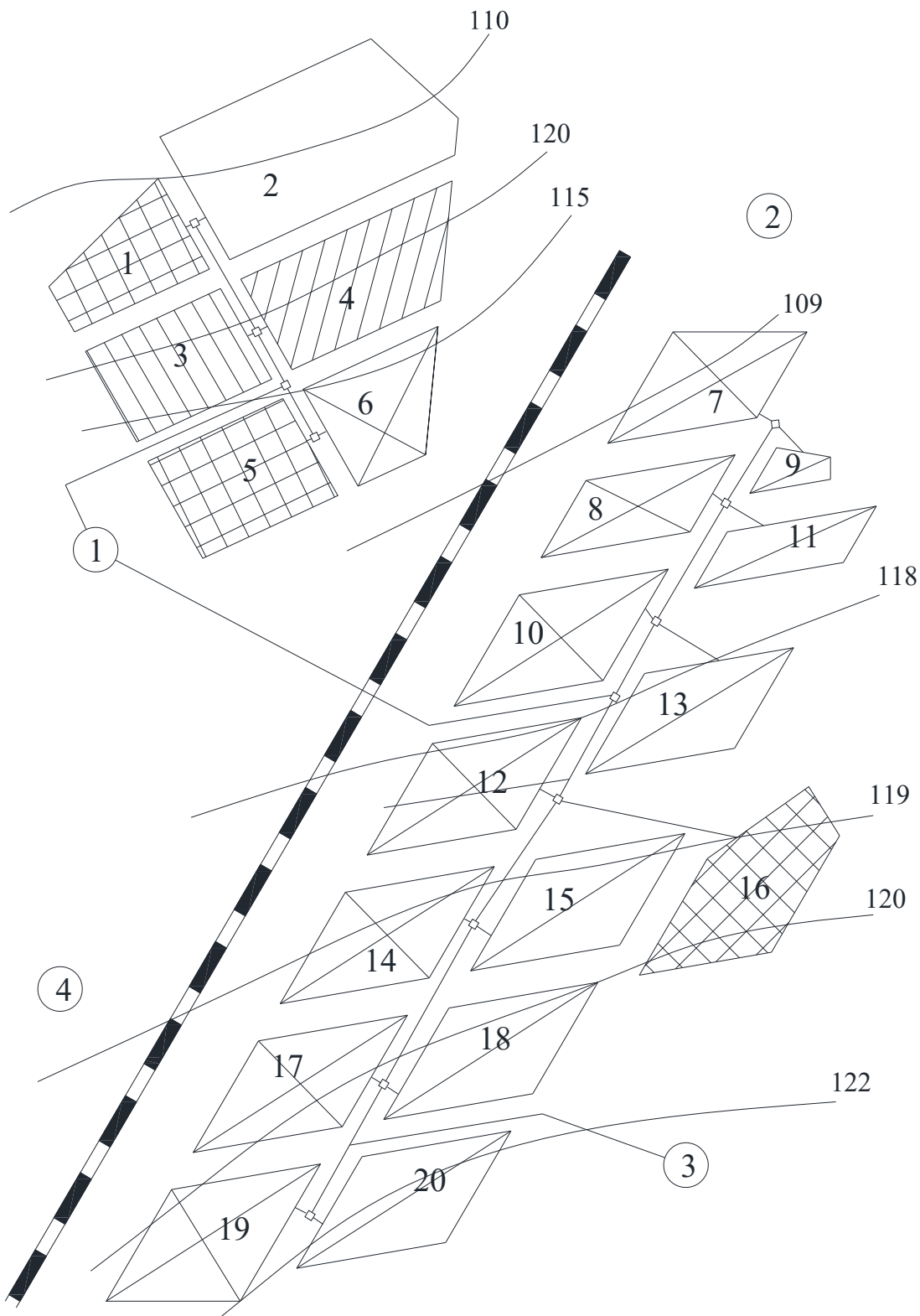


Рис.1.1 План району

					00БКР144.ОПТЕ 008.008.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		10

1.2.2. Нумеруємо на плані району квартали району тепlopостачання.

1.2.3. Визначаємо загальну площу житлових споруд району:

$$F_{жс} = F_i f_i = 0,95 \cdot 7700 = 7285,56 \text{ м}^2$$

де  $f_i$  - густина (щільність) житлового фонду,  $\text{м}^2/\text{га}$ , приймається в залежності від поверховості забудови (Додаток 8 [1]).

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

$$Q'_{o\max} = q_o F_{жс} (1 + K_{сп}) 10^{-6} = 77,80 \cdot 7285,56 \cdot (1 + 0,25) \cdot 10^{-6} = 0,71 \text{ МВт}$$

де  $q_o$  - укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення  $1\text{м}^2$  загальної площі житлових споруд,  $\text{Вт}/\text{м}^2$  (Додаток 9 [1]);  $K_{сп}$  - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських споруд,  $K_{сп} = 0,25$ .

1.2.5. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд:

$$Q'_{в\max} = K_{сп} K_{в} q_o F_{жс} 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,6 \cdot 77,80 \cdot 7285,56 \cdot 10^{-6} = 0,09 \text{ МВт}$$

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:

$$m = \frac{F_{жс}}{f_3} = \frac{7285,56}{20} = 364$$

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:

$$Q'_{ГВП} = q_2 m 10^{-6} = 376 \cdot 364 \cdot 10^{-6} = 0,14 \text{ МВт}$$

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.008.ПЗ	Арк.
						11
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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 м <sup>2</sup> /га	Житлова площа кварталу, м <sup>2</sup>	Кількість мешканців, чол.	Теплові потоки			
					Опалення Q <sub>o max</sub> , МВт	Вентиляція Q <sub>в max</sub> , МВт	ГВП Q <sub>ГВП</sub> , МВт	Всього 6+7+8, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,95	7700	7285,56	364	0,71	0,09	0,14	0,93
2	2,90	4000	11616,26	581	2,47	0,30	0,22	2,99
3	1,26	5900	7443,25	372	0,88	0,11	0,14	1,13
4	1,68	5500	9236,48	462	1,09	0,13	0,17	1,40
5	1,35	7700	10407,94	520	1,01	0,12	0,20	1,33
6	1,01	8500	8599,55	430	0,84	0,10	0,16	1,10
7	1,08	8500	9156,61	458	0,89	0,11	0,17	1,17
8	0,84	8500	7172,10	359	0,70	0,08	0,13	0,92
9	0,18	8100	1492,99	75	0,15	0,02	0,03	0,19
10	1,22	8500	10375,17	519	1,01	0,12	0,20	1,33
11	0,62	8100	5009,82	250	0,49	0,06	0,09	0,64
12	1,22	7500	9154,56	458	0,89	0,11	0,17	1,17
13	1,10	7200	7933,13	397	0,77	0,09	0,15	1,01
14	1,22	7500	9154,56	458	0,89	0,11	0,17	1,17
15	1,22	7200	8788,38	439	0,85	0,10	0,17	1,12
16	1,42	6800	9664,92	483	0,94	0,11	0,18	1,23
17	1,22	7800	9520,74	476	0,93	0,11	0,18	1,22
18	1,22	7500	9154,56	458	0,89	0,11	0,17	1,17
19	1,36	7800	10607,00	530	1,03	0,12	0,20	1,35
20	1,22	7500	9154,56	458	0,89	0,11	0,17	1,17
<b>Всього</b>	<b>24,31</b>		<b>170928,13</b>	<b>8546</b>	<b>18,31</b>	<b>2,20</b>	<b>3,21</b>	<b>23,73</b>

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

$$Q'_{ГВП \max} = 2,4 Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 3,21 = 7,71 \text{ МВт}$$

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

$$Q'_{ГВП \text{ л}}^{\text{сер}} = Q'_{ГВП} \frac{55 - t_{x.в.л}}{55 - t_{x.в.з}} \beta = 3,21 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 2,06 \text{ МВт}$$

					00БКР144.ОПТЕ 008.008.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

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

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

$$Q_{ГВП \max_{Л}}^{сер} = Q'_{ГВП \max} \frac{55 - t_{x.в.л}}{55 - t_{x.в.з}} \beta = 7,71 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 4,94 \text{ МВт}$$

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

$$Q_0 = Q'_{0 \max} \bar{Q}_0 = Q'_{0 \max} \frac{t_{в.п} - t_з}{t_{в.п} - t_{з.о}} = 18,31 \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} = 18,31 \cdot 1 = 18,31 \text{ МВт}$$

$$Q_в = Q'_{в \max} \bar{Q}_0 = Q'_{в \max} \frac{t_{в.п} - t_з}{t_{в.п} - t_{з.о}} = 2,2 \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} = 2,2 \cdot 1 = 2,2 \text{ МВт}$$

де  $t_{в.п}$  - температура повітрі всередині приміщення,  $+18^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{з.о}$  - 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 $t_з$					літо
			$t_{з.о}$ -23 $^{\circ}\text{C}$	$t_з$ -10 $^{\circ}\text{C}$	$t_з^{сер.опал}$ -1,0 $^{\circ}\text{C}$	$t_{з.з}$ +3,4 $^{\circ}\text{C}$	$t_{зпк}$ +8 $^{\circ}\text{C}$	
1	$\bar{Q}_0$		1,00	0,68	0,46	0,36	0,24	
2	$Q_0$	МВт	18,31	12,51	8,49	6,52	4,47	
3	$Q_в$	МВт	2,20	1,50	1,02	0,78	0,54	
4	$Q'_{ГВП}$	МВт	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	2,06
5	$Q'_{ГВП \max}$	МВт	7,71	7,71	7,71	7,71	7,71	4,94
6	Всього: 2+3+4	МВт	23,73	17,22	12,72	10,52	8,22	2,06
7	Всього: 2+3+5	МВт	28,22	21,72	17,22	15,02	12,72	4,94

1.2.15. Визначаємо річну витрату теплоти :

					00БКР144.ОПТЕ 008.008.ПЗ	Арк.
						13
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- на опалення:  $Q_o^{річн} = Q_o'_{\max} n_o \frac{t_{в.р} - t_3^{сер.опал}}{t_{в.р} - t_{3.о}} 3,6 =$   
 $= 18,31 \cdot 175 \cdot 24 \cdot \frac{+18 - (-1,0)}{+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 128328,06 \text{ ГДж/рік}$

- на вентиляцію:  $Q_v^{річн} = Q_v'_{\max} n_o \frac{z}{24} \frac{t_{в.р} - t_3^{сер.опал}}{t_{в.р} - t_{3.о}} 3,6 =$   
 $= 2,2 \cdot 175 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18 - (-1,0)}{+18 - (-23)} \cdot 3,6 = 10266,25 \text{ ГДж/рік}$

- на гаряче водопостачання:

$$Q_{ГВП}^{річн} = (Q_{ГВП}' n_o + Q_{ГВП,л}^{сер} (n - n_o)) 3,6 =$$

$$= (3,21 \cdot 175 \cdot 24 + 2,06 \cdot (8400 - 175 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 79683,25 \text{ ГДж/рік}$$

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

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

$$\sum Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_v^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 128328,06 + 10266,25 + 79683,25 = 218277,56 \text{ ГДж/рік}$$

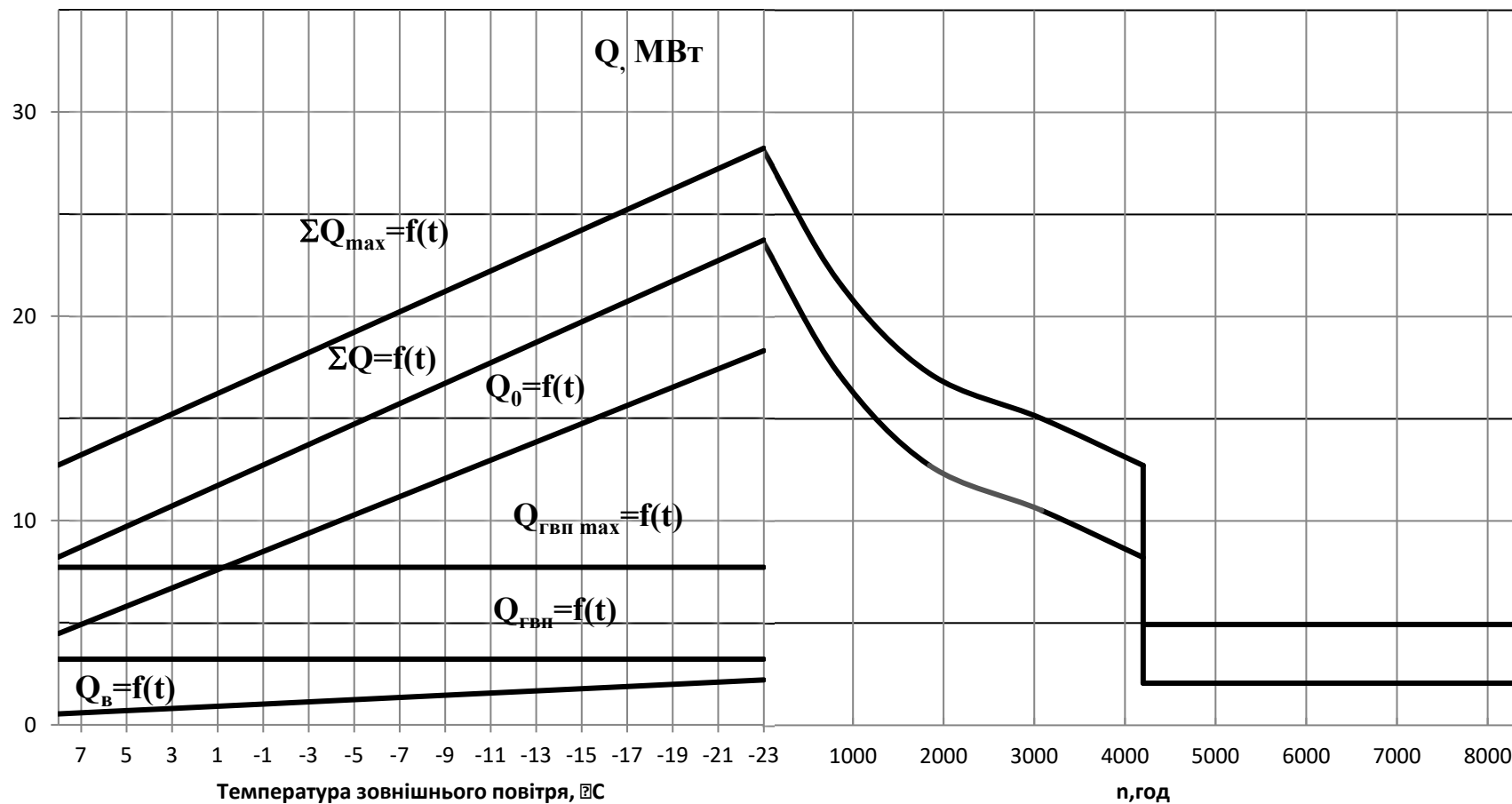
$$\sum Q^{річн} = 60632,65 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}$$

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.

					00БКР144.ОПТЕ 008.008.ПЗ	14
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Зм.	
Доклш	
№ док.м.	
Підпис	
Дата	

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



00БКР144.ОПТЕ.008.008.ПЗ

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

### 1.3.1. Розрахунок витрат та температур мережної води на опалення

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

- в подавальному трубопроводі:

$$\begin{aligned}\tau_{o1} &= t_{в.р} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o (\delta\tau_o' - 0,5\theta') = \\ &= 18 + \left( \frac{95+70}{2} - 18 \right) \cdot \left( \frac{18-(-23)}{18-(-23)} \right)^{0,8} + \frac{18-(-23)}{18-(-23)} (80 - 0,5 \cdot 25) = 150 \text{ }^\circ\text{C}\end{aligned}$$

- після вузла змішування:

$$\begin{aligned}\tau_{o3} &= t_{в.р} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{18-(-23)}{18-(-23)} \right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \frac{18-(-23)}{18-(-23)} = 95 \text{ }^\circ\text{C}\end{aligned}$$

після системи опалення (опалювальних приладів):

$$\begin{aligned}\tau_{o2} &= t_{в.р} + \Delta t_o' \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{18-(-23)}{18-(-23)} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \frac{18-(-23)}{18-(-23)} = 70 \text{ }^\circ\text{C}\end{aligned}$$

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

$$\bar{Q}_o = \frac{t_{в.р} - t_3}{t_{в.р} - t_{3.0}} = \frac{+18 - (-23)}{+18 - (-23)} = 1; \quad \delta\tau_o' = \tau_{o1}' - \tau_{o2}' = 150 - 70 = 80 \text{ }^\circ\text{C};$$

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

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

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

$$G_o = \frac{Q_o 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{4,47 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 41,79)} = 37,79 \text{ кг/с}$$

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

$$G_{o\max}' = \frac{Q_{o\max}' 10^3}{c(\tau_{o1}' - \tau_{o2}')} = \frac{18,31 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 70)} = 54,64 \text{ кг/с}$$

1.3.1.4 Зводимо результати визначення температур і витрат в таблицю 1.4.

					00БКР144.ОПТЕ 008.008.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		16

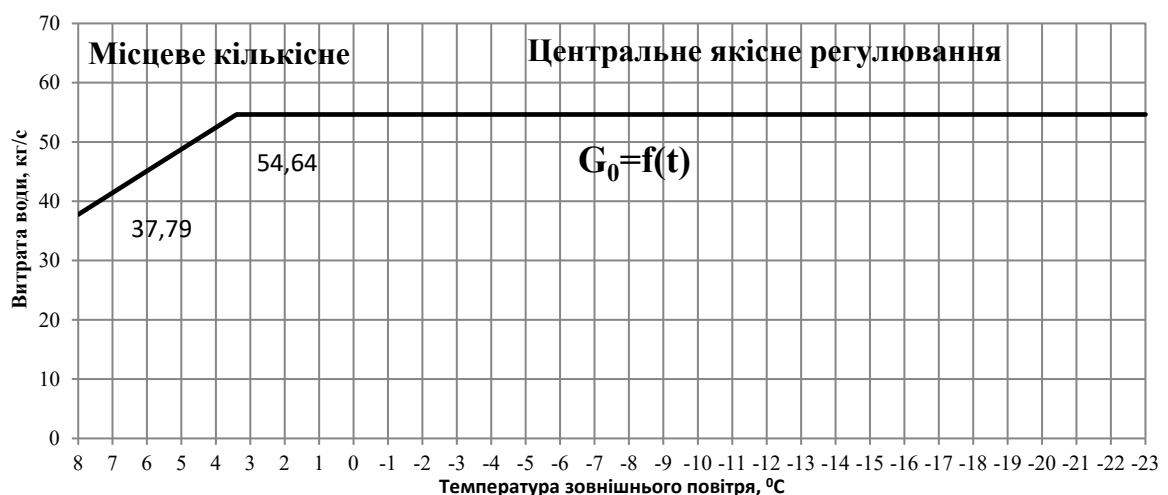
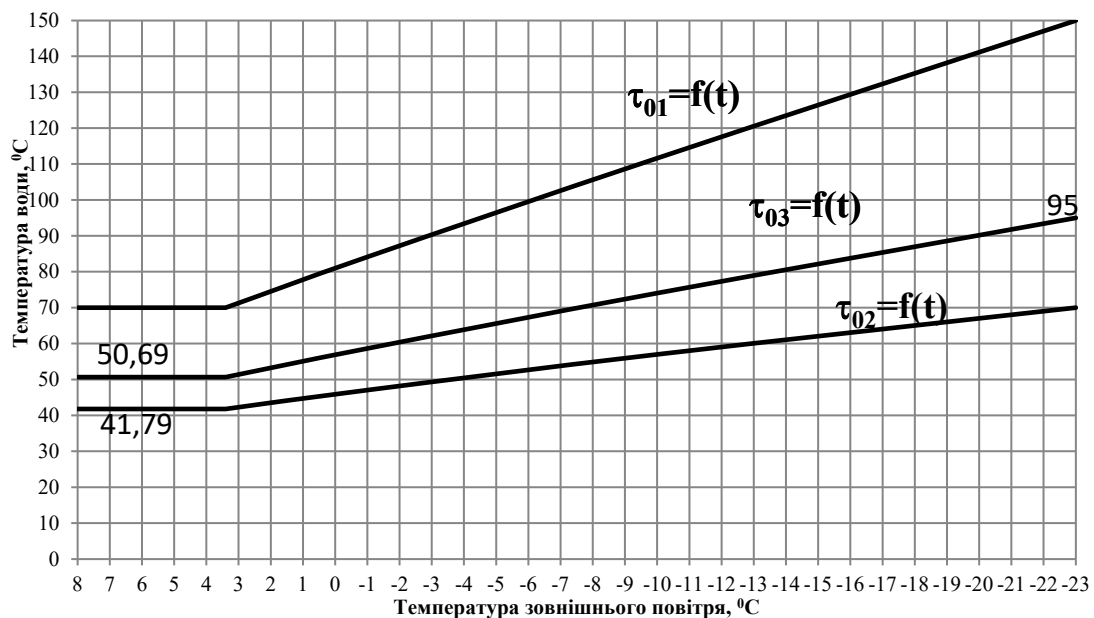
Таблиця 1.4

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

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{z.o}$ -23 °C	$t_z$ -10 °C	$t_z^{сер.опал}$ -1,0 °C	$t_{z.з}$ +3,4 °C	$t_{зпк}$ +8 °C
$\tau_{o1}$	°C	150	111,64	84,14	70	70
$\tau_{o2}$	°C	70	57,00	47,07	41,79	41,79
$\tau_{o3}$	°C	95	74,08	58,65	50,69	50,69
$G_o$	кг/с	54,64	54,64	54,64	54,64	37,79

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

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



### 1.3.2. Розрахунок витрат та температур мережної води на гаряче водопостачання

1.3.2.1. Визначаємо витрату мережної води на гаряче водопостачання:

$$G_{ГВП \max} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{7,71 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,79)} \cdot \frac{60 - (41,79 - 5)}{60 - 5} = 27,54 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{o2} - Q_{ГВП} \frac{t_n - t_{x.3}}{t_2 - t_{x.3}} \frac{1}{c(G_{o \max} + G_{ГВП})} = 41,79 - 7,71 \cdot 10^3 \cdot \frac{(41,79 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19 \cdot (54,64 + 27,54)} = 28,84 \text{ }^\circ\text{C}$$

де  $t_n$  - температура водопровідної води після підігрівника ГВП 1-го ступеня,  $^\circ\text{C}$ ,  
 $t_n = \tau_{o2}''' - (5 \dots 10^\circ\text{C})$ .

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** ( $t_3 = 3, 4$   $^\circ\text{C}$ ):

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

$$\Delta t_I = \frac{\Delta t_{\delta_I} - \Delta t_{M_I}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_I}}{\Delta t_{M_I}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x.3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(28,84 - 5) - (41,79 - 36,79)}{\ln \frac{28,84 - 5}{41,79 - 36,79}} = 12,06 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{II} = \frac{\Delta t_{\delta_{II}} - \Delta t_{M_{II}}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta_{II}}}{\Delta t_{M_{II}}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_2) - (\tau_{2e} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_{2e} - t_n}} = \frac{(70 - 60) - (41,79 - 36,79)}{\ln \frac{70 - 60}{41,79 - 36,79}} = 7,21 \text{ }^\circ\text{C}$$

3.2.5. Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП:

$$q_{z_M} = \frac{Q_{ГВП \max} 10^3}{c(t_2 - t_{x.3})} = \frac{7,71 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 33,47 \text{ кг/с}$$

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

$$Q_I = cq_{z_M} (t_n - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 33,47 \cdot (36,79 - 5) = 4,46 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = cq_{z_M} (t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 33,47 \cdot (60 - 4,46) = 3,26 \text{ МВт}$$

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

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

$$G_I = G_{II} + G_{o \max}' = 35,88 + 54,64 = 90,52 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП \max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 7,71 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 41,79)} = 35,88 \text{ кг/с}$$

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

$$\Phi_I = \frac{Q_I 10^3}{\Delta t_I c \sqrt{G_{M_I} G_{\delta_I}}} = \frac{4,46 \cdot 10^3}{12,06 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{33,47 \cdot 90,52}} = 1,6$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{\Delta t_{II} c \sqrt{G_{M_{II}} G_{\delta_{II}}}} = \frac{3,26 \cdot 10^3}{7,21 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{33,47 \cdot 35,88}} = 3,11$$

					00БКР144.ОПТЕ 008.008.ПЗ	Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,74 \cdot 33,47 \cdot (47,88 - 5) = 4,44 \text{ МВт}$$

де  $\varepsilon_I$  визначаю за формулою:

$$\varepsilon_I = \left( 0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[ \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} = \left( 0,35 \cdot \frac{33,47}{54,64} + 0,65 + \frac{1}{1,6} \cdot \sqrt{\frac{33,47}{54,64}} \right)^{-1} = 0,74$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{4,44 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 33,47} = 36,70 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВИ\max} - Q_I = 7,71 - 4,44 = 3,27 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2e})} = \frac{3,27 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (86,32 - 36,70)} = 15,72 \text{ кг/с}$$

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

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

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 15,72 + 54,64 = 70,36 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o\max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2e} = \frac{54,64}{70,36} \cdot 47,88 + \frac{15,72}{70,36} \cdot 36,70 = 45,38 \text{ }^\circ\text{C}$$

Попередній розрахунок закінчено.

### Кінцевий розрахунок.

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

$$Q_I = c\varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,8 \cdot 33,47 \cdot (45,38 - 5) = 4,54 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left( 0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[ \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} = 0,8$$

					00БКР144.ОПТЕ 008.008.ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{4,54 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 33,47} = 37,38 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 7,71 - 4,54 = 3,17 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{1,7 \Phi_{II}^2 q_{z_M}}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \Phi_{II}^2 \left( \frac{(\tau_{01} - t_n) c q_{z_M}}{Q_{II} 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 13,35 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{2e} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 86,32 - \frac{3,17 \cdot 10^3}{13,35 \cdot 4,19} = 29,63 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$G_I = G_{II} + G'_{o \max} = 13,35 + 54,64 = 67,99 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o \max}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2e} = \frac{54,64}{67,99} \cdot 47,07 + \frac{13,35}{67,99} \cdot 36,1 = 45,07 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,79 \cdot 33,47 \cdot (45,07 - 5) = 4,37 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left( 0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\left[ \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} \right]} \right)^{-1} = 0,79$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{4,37 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 33,47} = 36,18 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 7,71 - 4,37 = 3,34 \text{ МВт}$$

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.008.ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$- 13,78 \text{ кг/с}$$

$$- G_{II} \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} \quad (13,78 \leq \frac{Q_{II} 10^3}{(\tau_{01} - t_n) c} = 16,39)$$

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

$$\tau_{2z} = \tau_1 - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 86,32 - \frac{3,34 \cdot 10^3}{16,39 \cdot 4,19} = 37,68 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{o_{\max}} = 16,39 + 54,64 = 71,03 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{o_{\max}}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2z} = 45,53 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,8 \cdot 33,47 \cdot (45,53 - 5) = 4,57 \text{ МВт}$$

$$\varepsilon_I = \left( 0,35 \frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_I} \sqrt{\frac{G_{M_I}}{G_{\delta_I}}} \right)^{-1} = 0,8$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{z_M}} = 5 + \frac{4,57 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 33,74} = 37,05 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВП \max} - Q_I = 7,71 - 4,57 = 3,14 \text{ МВт}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{cm} - \frac{Q_I 10^3}{G_I c} = 45,53 - \frac{4,57 \cdot 10^3}{71,03 \cdot 4,19} = 29,78 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.24. Здійснюємо перевірку, за формулою  $^\circ\text{C}$

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:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП \text{ Л}}^{сер} 10^3}{(\tau_{01}''' - 30) c} = \frac{2,06 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 12,27 \text{ кг/с.}$$

1.3.2.26. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.5.

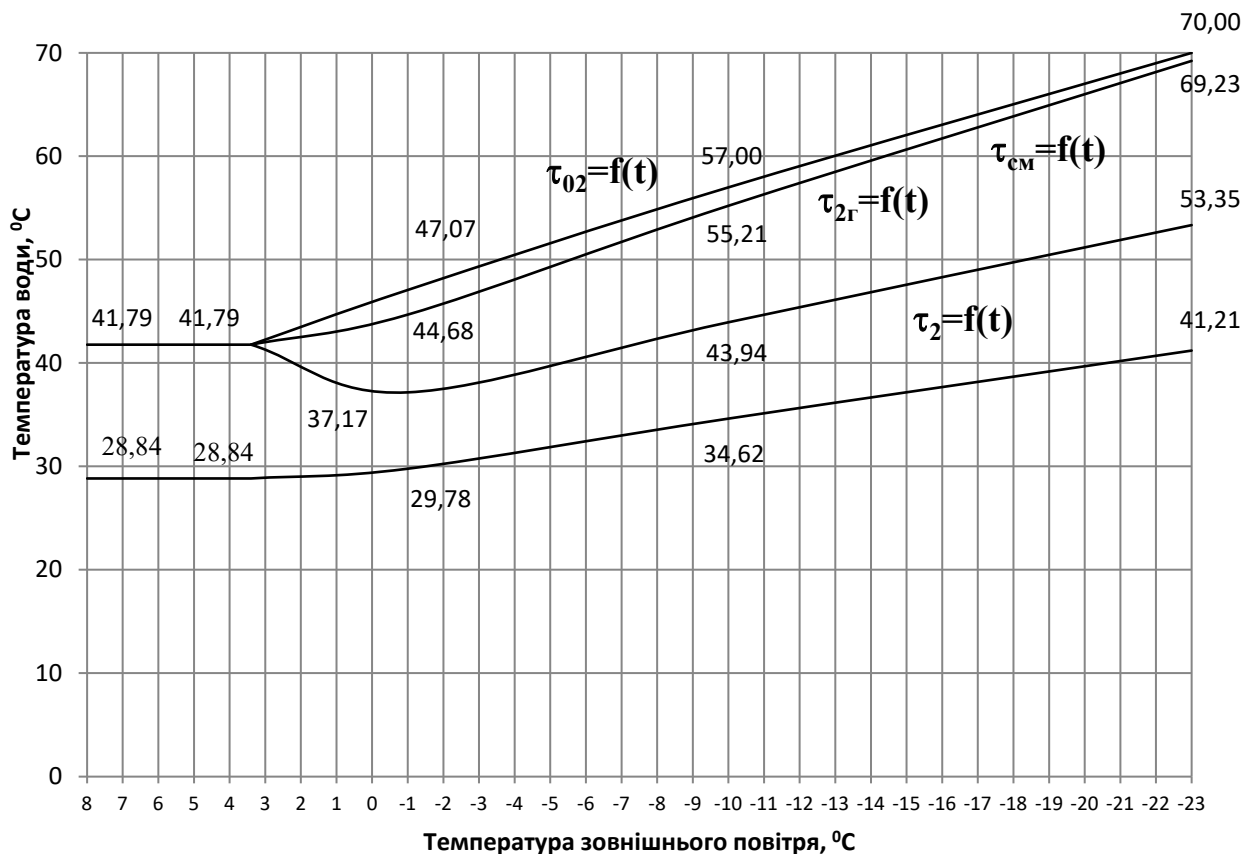
					00БКР144.ОПТЕ 008.008.ПЗ	Арк.
						21
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 1.5

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче водо-  
постачання

Позна- чення	Оди- ниця ви- міру	Температура мережної води при					літо
		$t_{3,0}$ -23 °C	$t_3$ -10 °C	$t_3^{сер.опал}$ -1,0 °C	$t_{3,3}$ +3,4 °C	$t_{зпк}$ +8 °C	
$\tau_{02}$	°C	70,00	57,00	47,07	41,79	41,79	70
$\tau_{2,2}$	°C	53,35	43,94	37,17	41,79	41,79	30
$t_n$	°C	52,97	43,96	37,05	36,79	36,79	60
$\tau_{см}$	°C	69,23	55,21	44,68	41,79	41,79	-
$\tau_2$	°C	41,21	34,62	29,78	28,84	28,84	-
$G_{ГВП}$	кг/с	2,43	7,93	16,35	27,54	27,54	12,27

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



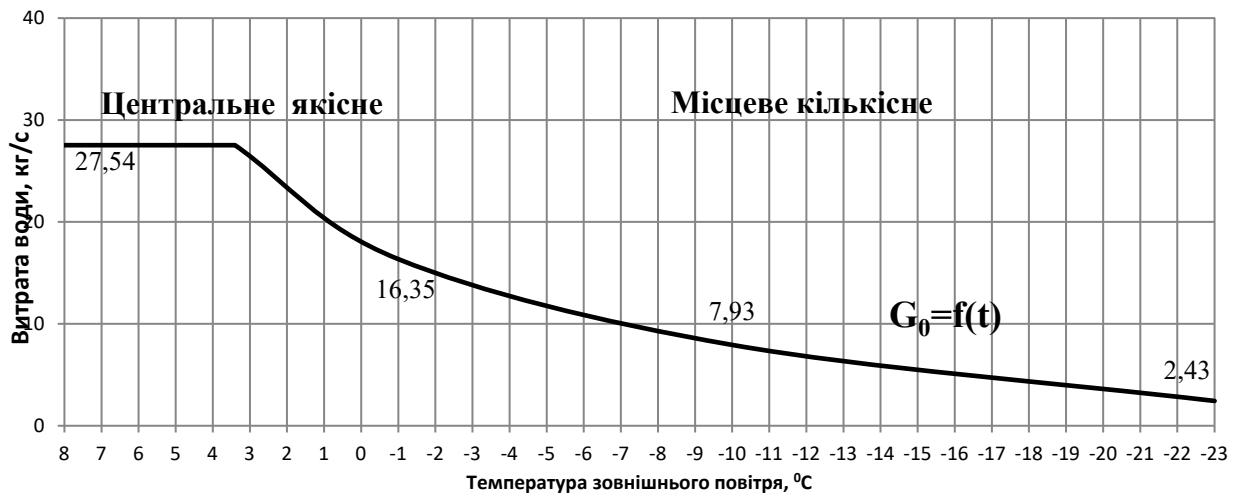


Рис.1.4 Графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-ступенів від температури зовнішнього повітря

### 1.3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію

За наявності "зрізки" температурного графіка виділяю три характерних діапазони.

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

1.3.3.1. Визначаємо температуру мережної води після калориферів за формулою:

$$\frac{(\tau_{01}'' + \tau_{2e}'') - (t_{6,p} + t_3)}{(\tau_{01}'' + \tau_{2e}'') - (t_{6,p} + t_{3,e})} \left( \frac{\tau_{01}'' - \tau_{2e}''}{\tau_{01}'' - \tau_{2e}''} \right)^{0,15} = \frac{(150 + \tau_{2e}') - (18 + (-23))}{(111,64 + 57,00) - (18 + (-10))} \left( \frac{111,64 - 57,00}{150 - \tau_{2e}'} \right)^{0,15} = 1$$

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

Методом підбору знаходимо  $\tau_{2e}' = 28$  °C.

1.3.3.2. Витрату мережної води на вентиляцію, за формулою:

$$G_6 = \frac{Q_6 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{2e}')} = \frac{2,2 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (150 - 28)} = 4,30 \text{ кг/с}$$

#### II. Діапазон температур зовнішнього повітря ( $t_{зовн.вент.} < t_3 \leq t_{3,3}$ ).

1.3.3.3. Визначаємо температуру води після калориферів, за формулою:

$$\tau_{2e}' = \tau_{01}'' - (\tau_{01}'' - \tau_{2e}'') \frac{t_{6,p} - t_3}{t_{6,p} - t_{3,e}} = 70 - (111,64 - 57,00) \cdot \frac{18 - 3,4}{18 - (-10)} = 41,51 \text{ °C}$$

1.3.3.4. Витрату мережної води на вентиляцію, за формулою:

$$G_6'' = \frac{Q_6 10^3}{c(\tau_{01}'' - \tau_{2e}'')} = \frac{1,5 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (111,64 - 57,00)} = 6,56 \text{ кг/с}$$

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

1.3.3.5. Визначаю температуру води після калориферів, за формулою:

					00БКР144.ОПТЕ 008.008.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		23

$$\frac{(\tau_{o1}'' + \tau_{2e}) - (t_{e.p} - t_{зПК}) \left( \frac{\tau_{o1}'' - \tau_{2e}}{\tau_{o1}'' + \tau_{2e}} \right)^{0,15}}{\left( \frac{t_{e.p} - t_{зПК}}{t_{e.p} - t_{3.6}} \right)^{0,85}} = \frac{(70 + \tau_{2e}) - (18 - 8) \left( \frac{111,64 - 57,00}{70 - \tau_{2e}} \right)^{0,15}}{\left( \frac{18 - 8}{18 - (-23)} \right)^{0,85}} = 1$$

Методом підбору знаходимо  $\tau_{2e} = 21,8$  °С.

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

$$G_e = \frac{Q_e \cdot 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2e})} = \frac{0,54 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 21,8)} = 2,65 \text{ кг/с}$$

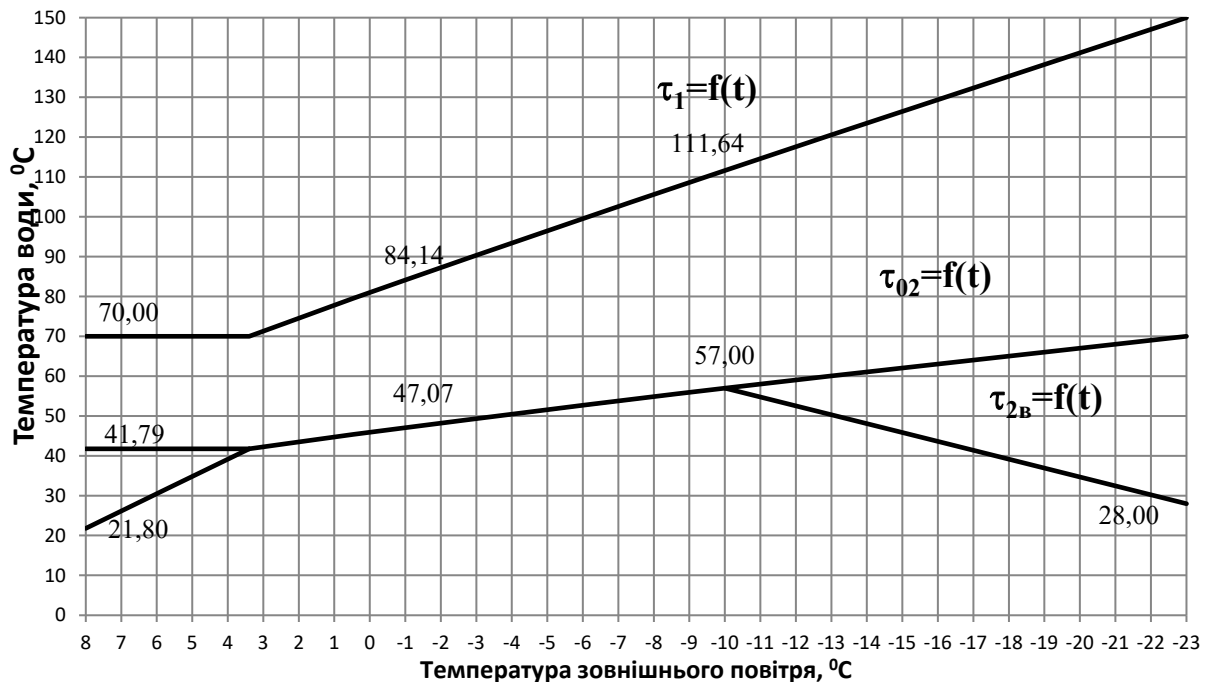
1.3.3.7. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.6.

Таблиця 1.6

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{3.0}$ -23 °С	$t_3$ -10 °С	$t_3^{сеп.опал}$ -1,0 °С	$t_{3.3}$ +3,4 °С	$t_{зПК}$ +8 °С
$\tau_1$	°С	150,00	111,64	84,14	70,00	70,00
$\tau_{o2}$	°С	70,00	57,00	47,07	41,79	41,79
$\tau_{2e}$	°С	28,00	57,00	47,07	41,79	21,80
$G_e$	кг/с	4,30	6,56	6,56	6,56	2,65

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





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

Таблиця 1.7

**Значення розрахункових витрат теплоносія**

Номер кварталу	Розрахункова витрата теплоносія для максимально зимового режиму, кг/с					
	$G'_{o \max}$	$G'_{e \max}$	$G_{ГВП}^{сер}$	$K_z \cdot G_{ГВП}^{сер}$	$G'$	$G'_л$
1	2,11	0,17	0,42	0,51	2,79	0,52
2	7,37	0,58	0,67	0,81	8,76	0,83
3	2,63	0,21	0,43	0,52	3,35	0,53
4	3,26	0,26	0,54	0,64	4,16	0,66
5	3,02	0,24	0,60	0,72	3,98	0,75
6	2,49	0,20	0,50	0,60	3,29	0,62
7	2,66	0,21	0,53	0,64	3,50	0,66
8	2,08	0,16	0,42	0,50	2,74	0,51
9	0,43	0,03	0,09	0,10	0,57	0,11
10	3,01	0,24	0,60	0,72	3,97	0,74
11	1,45	0,11	0,29	0,35	1,92	0,36
12	2,66	0,21	0,53	0,64	3,50	0,66
13	2,30	0,18	0,46	0,55	3,03	0,57
14	2,66	0,21	0,53	0,64	3,50	0,66
15	2,55	0,20	0,51	0,61	3,36	0,63
16	2,80	0,22	0,56	0,67	3,70	0,69
17	2,76	0,22	0,55	0,66	3,64	0,68
18	2,66	0,21	0,53	0,64	3,50	0,66
19	3,08	0,24	0,61	0,74	4,06	0,76
20	2,66	0,21	0,53	0,64	3,50	0,66
<b>всього</b>	<b>54,64</b>	<b>4,30</b>	<b>9,90</b>	<b>11,88</b>	<b>70,82</b>	<b>12,27</b>

**5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО РОЗДІЛУ II**

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

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_e} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_e}{(G_o + G_{ГВП}) + G_e} \tau_{o2e} =$$

$$= \frac{54,64 + 2,43}{54,64 + 2,43 + 6,35} \cdot 41,21 + \frac{4,30}{54,64 + 2,43 + 4,30} \cdot 28,00 = 40,28 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_e} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_e}{(G_o + G_{ГВП}) + G_e} \tau_{o2e} =$$

$$\tau_2 = \frac{54,64 + 27,54}{54,64 + 27,54 + 9,79} \cdot 28,84 + \frac{6,56}{54,64 + 27,54 + 6,56} \cdot 41,79 = 29,80^\circ\text{C}$$

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

Таблиця 1.8

Загальні вихідні дані до розділу 2

№ п.п.	Назва параметра	Ум. Позн.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	Місто розташування котельні			Дніпро		
2	Тип системи тепlopостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	$\tau_1/\tau_2$	$^\circ\text{C}/^\circ\text{C}$	150/70		
4	Температура зовнішнього повітря	$t_{\text{зовн}}$	$^\circ\text{C}$	-23,00	3,4	15
5	Теплове навантаження системи опалення	$Q_{\text{оп}}$	МВт	18,31	6,52	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	$Q_{\text{ГВП}}$	МВт	7,71	7,71	2,06
7	Теплове навантаження системи вентиляції	$Q_{\text{вент}}$	МВт	2,20	0,78	-
8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{\text{ЖР}}^{\text{рік}}$	ГДж/рік	218277,56		
9	Теплове навантаження промислового підприємства (Теплоносій – гаряча вода)	$Q_{\text{п.п}}$	МВт	12	12	12
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	$t_2''$	$^\circ\text{C}$	95		
11	Річне теплове навантаження промислового підприємства	$Q_{\text{п.п}}^{\text{рік}}$	МВт год/рік	84000		
12	Температура “прямої” мережної води	$\tau_1$	$^\circ\text{C}$	150	70	70
13	Температура “зворотної” мережної води	$\tau_2$	$^\circ\text{C}$	40,28	29,80	30,00
14	Витрата “прямої” води в тепломережу	$G_1$	т/ год	220,93	319,43	44,18
15	Убуток води в тепломережі	$G_{\text{уб.тм}}$	т/ год	15	15	5

16	Витрата “зворотної” води в тепломережі	$G_2$	т/ год	205,93	304,43	42,18
17	Втрати тиску в тепломережі	$\Delta p_{\text{втр.тм}}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір в тепломережі	$H_{\text{стат. тм}}$	м.вд.ст.	40,0	40,0	40,0

					00БКР144.ОПТЕ 008.008.ПЗ	Арк.
						28
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## 2. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

### 2.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ТЕПЛООВОГО РОЗРАХУНКУ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

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

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

**Примітка:**

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

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

МЗ: 28,22= 28,28 (Висновок – результати для режиму МЗ - взаємоузгоджені)

ТЗ: 15,02= 14,98 (Висновок – результати для режиму ТЗ - взаємоузгоджені)

Л: 2,06= 2,06 (Висновок – результати для режиму Л - взаємоузгоджені)

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

					<b>00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ</b>			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплостачання житлово-промислового району №6 в м. Дніпро</i> <b>РОЗДІЛ 2</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Теплицький А.О.						29	
Перевірив	Павелко В.І.					ТЕ-4-4 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							

Таблиця 2.1

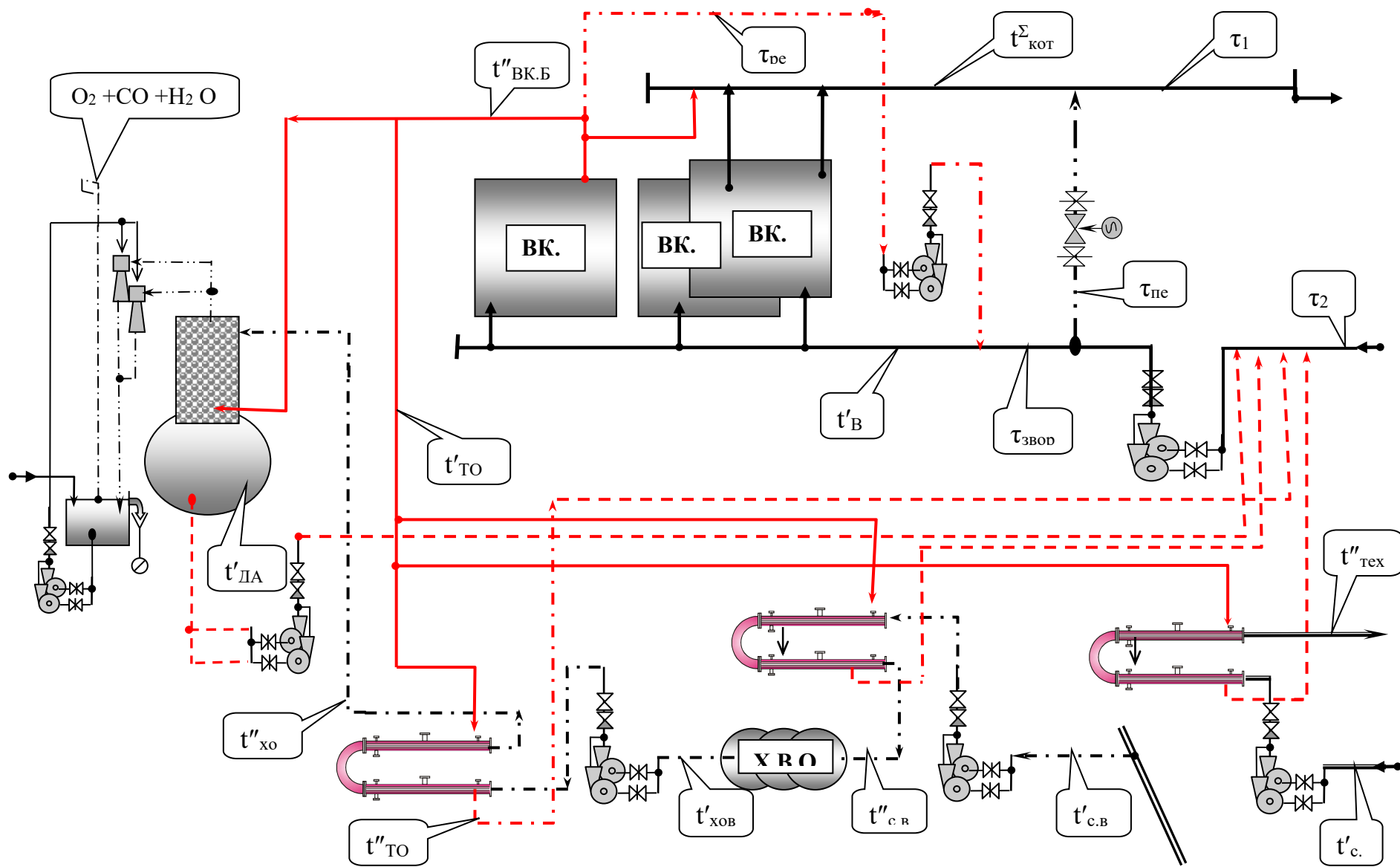
## Вихідні дані для теплового розрахунку котельні

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ		Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			30

## 2. ФОРМУВАННЯ ПРИНЦИПОВОЇ СХЕМИ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНІ

Рис 2.1 Принципова теплотехнологічна схема котельні у відповідності до встановлених технічних рішень, щодо направлення потоків енергоносіїв.



### 2.3. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Визначення результата	Значення для режимів, МВт		
	МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{ЖР} = 29,64$	29,64		
$\sum Q_{ЖР} = 15,77$		15,77	
$\sum Q_{ЖР} = 2,16$			2,16

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6

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

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

$$G_{ДА}^{підж} = G_{убут}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ДА}^{підж}$	=	15,00	15,00		
$G_{ДА}^{підж}$	=	15,00		15,00	
$G_{ДА}^{підж}$	=	2,00			2,00

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

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

та формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	3,55	3,55		
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	3,55		3,55	
$G_{ДА}^{гр.в}$	=	0,47			0,47
Визначення результата			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ДА}$	=	0,35	0,35		
$Q_{ДА}$	=	0,35		0,35	
$Q_{ДА}$	=	0,05			0,05

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G"ДА	=	18,40	18,40		
G"ДА	=	18,40		18,40	
G"ДА	=	2,45			2,45

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G <sub>ХОВ</sub>	=	15,15	15,15		
G <sub>ХОВ</sub>	=	15,15		15,15	
G <sub>ХОВ</sub>	=	2,02			2,02

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.11.

Таблиця 2.12

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G <sub>с.в.</sub>	=	16,67	16,67		
G <sub>с.в.</sub>	=	16,67		16,67	
G <sub>с.в.</sub>	=	2,22			2,22

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

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

- за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.12.

Таблиця 2.12

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
Q <sub>ПСВ</sub>	=	0,13	0,13		
Q <sub>ПСВ</sub>	=	0,13		0,13	
Q <sub>ПСВ</sub>	=	0,03			0,03
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Г <sub>ПСВ гр.в.</sub>	=	1,31	1,31		
Г <sub>ПСВ гр.в.</sub>	=	1,31		1,31	
Г <sub>ПСВ гр.в.</sub>	=	0,30			0,30

2.3.13. Визначаю теплову потужність підігрівника хімоочищеної води (ПХВ) – Q<sub>ПХВ</sub>, МВт, та витрату грійної води на ПХВ – D<sup>гр.в</sup><sub>ПХВ</sub>, т/год, відповідно,  
- за формулою:

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

- за формулою:

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13

Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
Q <sub>ПХВ</sub>	=	0,62	0,62		
Q <sub>ПХВ</sub>	=	0,62		0,62	
Q <sub>ПХВ</sub>	=	0,08			0,08
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Г <sub>ПХВ гр.в.</sub>	=	6,24	6,24		
Г <sub>ПХВ гр.в.</sub>	=	6,24		6,24	
Г <sub>ПХВ гр.в.</sub>	=	0,83			0,83

2.3.14. Визначаю витрату технологічної води на ПТВ – G<sub>техн.в</sub>, т/год, теплову потужність ПТВ – Q<sub>ПТВ</sub>, МВт та витрату грійної води – G<sub>ПТВ</sub><sup>гр.в</sup>, т/год, відповідно,  
- за формулою:

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

- за формулою:

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

- за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.14.

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
						35
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G техн.в.	=	114,29	114,29		
G техн.в.	=	114,29		114,29	
G техн.в.	=	128,57			128,57
Визначення результату			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
QПТВ	=	12,00	12,00		
QПТВ	=	12,00		12,00	
QПТВ	=	12,00			12,00
Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
GПТВ гр.в.	=	121,01	121,01		
GПТВ гр.в.	=	121,01		121,01	
GПТВ гр.в.	=	121,01			121,01

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	132,10	132,10		
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	132,10		132,10	
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	122,62			122,62

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.16.

Таблиця 2.16

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Тзвор	=	50,57	50,57		
Тзвор	=	41,26		41,26	
Тзвор	=	56,15			56,15

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк. 36
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	42,65	42,65		
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	28,78		28,78	
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	14,28			14,28

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-20** (23,26 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		<b>КВ-ГМ-20</b>
Q вк. ном.	МВт	23,26
G вк. ном	т/год	247
$\eta$ вк. ном	%	92,3
$t'$ вк. ном	°С	150
$t''$ вк. ном	°С	70

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

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

\*) Примітка: До встановлення приймаю число котлів, що відповідає результату обчислення за формулою, округленого до більшого цілого числа.

Результати визначення навожу у таблиці 2.19.

Таблиця 2.19

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	1,83	2,00		
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	1,24		2,00	
$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	=	0,61			1,00

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

$$N_{ВК.Б} = 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.20.

Таблиця 2.20

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
N <sub>вк.б</sub>	=	1,00	1,00		
N <sub>вк.б</sub>	=	1,00		1,00	
N <sub>вк.б</sub>	=	1,00			1,00

2.3.21. Визначаю число котлів, що працюють у змінному режимі – N<sub>ВК.З</sub> , шт, за формулою:

$$N_{ВК.З} = N_{ВК.ВСТ} - 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.21

Таблиця 2.21

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
N <sub>вк.з</sub>	=	1,00	1,00		
N <sub>вк.з</sub>	=	1,00		1,00	
N <sub>вк.з</sub>	=	0,00			0,00

2.3.22. Визначаю число котлів, що знаходяться в експлуатації в кожному з трьох розрахункових режимів – N<sub>ВК.Р</sub> , шт, за формулою:

$$N_{ВК.Р} = N_{ВК.Б} + N_{ВК.З}$$

Результати визначення навести у таблиці 2.22

Таблиця 2.22

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
N <sub>вк.р</sub>	=	2,00	2,00		
N <sub>вк.р</sub>	=	2,00		2,00	
N <sub>вк.р</sub>	=	1,00			1,00

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

- у разі експлуатації в котельні двох або більше котлоагрегатів:

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

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

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

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

- у разі експлуатації в котельні одного котлоагрегата:

-

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

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

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

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.23

Таблиця 2.23

Визначення результату				Значення для режимів			
				МЗ	ТЗ	Л	
Q <sub>ВК.Б</sub>	=	23,26	2	котла	23,26		
t' <sub>ВК.Б</sub>	=	70,00			70,00		
t'' <sub>ВК.Б</sub>	=	150,00			150,00		
G <sub>ВК.Б</sub>	=	247,00			247,00		
Визначення результату				Значення для режимів			
					МЗ	ТЗ	Л
Q <sub>ВК.Б</sub>	=	23,26	2	котла		23,26	
t' <sub>ВК.Б</sub>	=	70,00				70,00	
t'' <sub>ВК.Б</sub>	=	150,00				150,00	
G <sub>ВК.Б</sub>	=	247,00				247,00	
Визначення результату				Значення для режимів			
					МЗ	ТЗ	Л
Q <sub>ВК.Б</sub>	=	14,28	1	котла			14,28
t' <sub>ВК.Б</sub>	=	70,00					70,00
t'' <sub>ВК.Б</sub>	=	150,00					150,00
G <sub>ВК.Б</sub>	=	153,04					153,00

2.3.24 Визначаю теплове навантаження водогрійних котлів, що несуть змін- ну складову теплового навантаження котельні –  $\sum Q_{ВК.3}$ , МВт, за формулою:

$$\sum Q_{ВК.3} = \sum Q_{КОТ} - Q_{ВК}$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.24.

Таблиця 2.24

Визначення результата			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{ВК.3}$	=	19,39	19,39		
$\sum Q_{ВК.3}$	=	5,52		5,52	
$\sum Q_{ВК.3}$	=	0,00			0,00

2.3.24. Визначаю теплове навантаження кожного котла, що несе змінну складову теплового навантаження –  $Q_{ВК.3}$ , МВт, за формулою:

$$Q_{ВК.3} = \sum Q_{ВК.3} / N_{ВК.3}$$

Результати визначення навожу у таблиці 2.25.

Таблиця 2.25

Визначення результата			Значення для режимів, МВт		
			МЗ	ТЗ	Л
$Q_{ВК.3}$	=	19,39	19,39		
$Q_{ВК.3}$	=	5,52		5,52	
$Q_{ВК.3}$	=	0,00			0,00

2.3.25. 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:

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

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

$$G_{ВК.3} = G_{ВК.НОМ}$$

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

$$G_{ВК.3} = 0,0$$

Результати визначення навести у таблиці 2.26.

Таблиця 2.26

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G <sub>ВК.З</sub>	=	207,74	207,74		
G <sub>ВК.З</sub>	=	247,00		247,00	
G <sub>ВК.З</sub>	=	0,00			0,00

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.27.

Таблиця 2.27

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum G_{ВК}$	=	454,74	454,74		
$\sum G_{ВК}$	=	494,00		494,00	
$\sum G_{ВК}$	=	153,04			153,04

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.28.

Таблиця 2.29

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$t''_{ВК.З}$	=	150,00	150,00		
$t''_{ВК.З}$	=	89,16		89,16	
$t''_{ВК.З}$	=	-			-

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

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

Результати визначення навожу в таблиці 2.30

Таблиця 2.30

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
G <sub>РЕЦ</sub>	=	88,85	88,85		
G <sub>РЕЦ</sub>	=	130,57		130,57	
G <sub>РЕЦ</sub>	=	22,59			22,59

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

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

Результати визначення навожу в таблиці 2.31

Таблиця 2.31

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$t_{BK}^{\Sigma}$	=	150,00	150,00		
$t_{BK}^{\Sigma}$	=	85,03		85,03	
$t_{BK}^{\Sigma}$	=	150,00			150,00

2.3.29. 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 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результата			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{пер}$	=	0,00	0,00		
$G_{пер}$	=	109,70		109,70	
$G_{пер}$	=	37,66			37,66

2.3.30. Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні за формулою:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.33.

Таблиця 2.33

Визначення результата			Значення для режимів, %		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Delta G\%$	=	2,83	2,83		
$\Delta G\%$	=	4,37		4,37	
$\Delta G\%$	=	0,86			0,86

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 –  $V_{КОТ}$ , тис. м<sup>3</sup>/год, для трьох режимів роботи за формулою:

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
						41
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Результати визначення навожу у табл. 2.34.

Таблиця 41

Визначення результату			Значення для режимів, тис м3/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Вкот	=	4,98	4,98		
Вкот	=	3,36		3,36	
Вкот	=	1,67			1,67

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:

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

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 сирової води, кВт.

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

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

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

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

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

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{год}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 1 \cdot K_{\tau}^{\text{год}} = 300 \cdot 1 \cdot 0,8 = 240 \text{ кВт·год/год}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{доб}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 24 \cdot K_{\tau}^{\text{доб}} = 300 \cdot 24 \cdot 0,75 = 5400 \text{ кВт·год/добу}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{рік}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 8760 \cdot K_{\tau}^{\text{рік}} = 300 \cdot 8760 \cdot 0,65 = 1708200 \text{ кВт·год/рік}$$

де:

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

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

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

2.4.4. Визначаю для МЗ режима середньогодинні питомі витрати природного газу –  $(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$ , м<sup>3</sup>/МВт, та умовного в палива –  $(b_{\tau}^{\text{відп}})_{\text{у.п}}$ , кг у.п./МВт в котельній з відпущеної теплової енергії за формулами:

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
						42
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		



6	$t_2$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в котельню	°С	40,28	29,80	30,00
7	$t_{звор}$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в мережні насоси	°С	50,57	41,26	56,15
8	$G_1$	Витрата води в “прямій” магістралі на виході з котельні	т/год	220,93	319,43	44,18
9	$G_{убут}$	Убуток води в тепломережі	т/год	15	15	2
10	$G_2$	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	205,93	304,43	42,18
11	$G_{рец}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	88,85	130,57	22,59
12	$G_{пер}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	0	109,70	37,66
13	$N_{ВК.ВСТ}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	2	2	2
14	$N_{ВК.Р}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	2	2	2
15	$N_{ВК.Б}$	Число котлів, що експлуатуються в базовому (номінальному) режимі	од	1	1	1
16	$N_{ВК.З}$	Число котлів, що експлуатуються в режимі змінного навантаження	од	1	1	0
17	$V_{КОТ}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м <sup>3</sup> / год	4,98	3,36	1,67
18	$(b_{т,відп})_{газ}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м <sup>3</sup> /ГДж	33,23		
19	$(b_{т,відп})_{у.п}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п /ГДж	38,22		
20	$\Sigma W_{ВК}$	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт	300		
21	$e_{e/e}^{доб}$	Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	5,1		
22	$Ц_{Палив}$	Вартість природного газу	грн./ тис. м <sup>3</sup>	9000	9000	9000
23	$Ц_{Е/Е}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт.го д	1,68	1,68	1,68
24	$C_Q$	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	Грн./ГДж	335,3	335,3	301,4

Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ

Арк.  
44

## 2.5. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНОЇ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

### 5.1. Вибір водогрійних котлів

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

Таблиця 2.37

№ п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	Тип ВК	Типорозмір водогрійного котла		За інформ.листами заводів виробників	КВ-ГМ-20
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 <sup>3</sup> /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. Вибір рециркуляційних насосів

2.5.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів рециркуляції, його номінальної подачі –  $Q_{нас.реци}^{НОМ}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{нас.реци}^{НОМ}$ , м в.д.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції –  $G_{РЕЦ}=131$  т/год, та опору трубопровідної системи рециркуляції –  $\Delta H_{РЕЦ}$ .

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

$$N_{нас.реци}^{роб} = G_{реци}^{ТЗ} / Q_{нас.реци}^{НОМ} = 131/123 = 0,9$$

\*) *Примітка.*

*Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення.*

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

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
						45
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

Таблиця 2.38

**Характеристика насосів рециркуляції**

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса рециркуляції	---	З інформаційного листа заводу-виробника	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 <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	135		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 –  $Q_{нас.мер}^{ном}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{нас.мер}^{ном}$ , м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) витрати води через трубопровідну систему “Котельна – Тепломережа” –  $G_1=434$  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:

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

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

Таблиця 2.39

### Характеристика мережних насосів.

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір мережного насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NB 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 <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	450	45	
3	$H_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	55	55	
4	$N_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	90	18,5	
5	$\eta_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,86	85,6	

## 5.4. Вибір внутрішньо-котельних насосів

### 5.4.1. Вибір насосів сирової води

2.5.4.1.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів сирової води, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}}$ , м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення –  $G_{\text{с.в}}=11,11$  т/год, та опору трубопровідної системи –  $\Delta H$ .

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

$$N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} = G_{\text{с.в.}} / Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}} = 11,11/12=0,9$$

\*) Примітка.

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

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

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
						47
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

Таблиця 2.40

### 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 <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	12		
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 –  $Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$ , м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для підживлення –  $G_{\text{під}}=10$  т/год, опору трубопроводної системи –  $\Delta H$  (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:

$$N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}} = G_{\text{с.в.}} / Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}} = 10/11=0,9$$

\*) Примітка.

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

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

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

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

Таблиця 2.41

### Характеристика підживлювальних насосів

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	CRE 10-3 A-A-A-E-HQQE		
2	$Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	11		
3	$H_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	30		
4	$N_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	2,2		
5	$\eta_{\text{нас.під}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,67		

### 2.5.4.3. Вибір насосів технологічної води

2.5.4.3.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$ , м вд.ст, на базі визначених значень витрати води для потреб промислового підприємства –  $G_{\text{тех}}=114$  т/год та опору трубопроводної системи –  $\Delta H$ .

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

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

\*) Примітка.

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

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

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
						49
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

Таблиця 2.42

**Характеристика насосів технологічної води**

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП 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 <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	114		
3	$H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	45		
4	$N_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	22		
5	$\eta_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,8		

**2.5.4.4. Вибір насосів хімоочищеної води**

2.5.4.4.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$ , м вд.ст, на базі визначених значень витрати хімоочищеної води для підживлення –  $G_{\text{хов}}=10,10$  т/год, та опору трубопроводної системи –  $\Delta H$ .

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

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} = G_{\text{хов}} / Q_{\text{нас.рец}}^{\text{ном}} = 10,1/11=0,98$$

\*) Примітка.

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

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

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

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

Таблиця 2.43

**Характеристика насосів хімоочищеної води**

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	CRNE 10-3 A-P-G-E-HQQE		
2	$Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	11		
3	$H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	25		
4	$N_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	2,2		
5	$\eta_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,67		

**2.5.5. Вибір деаераторів водогрійної котельні**

Загальноприйнятими рішеннями для водогрійних котельних є встановлення для деаерації води не менше двох деаераторів вакуумного типу з охолодником випару для кожного. До встановлення обираємо 2 деаератори ДВ-15. Блок параметрів наводжу в таблиці 2.44.

Таблиця 2.44

**Характеристика деаераторів водогрійної котельні**

№ п.п	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	3	4	5	6
1	Типорозмір деаератора		За інформаційними листами заводів-виробників	ДВ-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

### 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  $Q_{\text{псв}}=0,13$  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:

$$F = Q_{\text{псв}} / \Delta t \cdot K = 130000 / 105 \cdot 2500 = 0,495 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо секційний підігрівник ПВ-76х2. Площа поверхні теплообміну однієї секції —  $F=0,65 \text{ м}^2$ , довжина трубки — 4 м, загальна кількість труб — 7.

#### 2.5.6.2. Підігрівник хімоочищеної води

2.5.6.2.1. Теплове навантаження підігрівника хімоочищеної води  $Q_{\text{пхв}}=0,41$  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:

$$F = Q_{\text{хов}} / \Delta t \cdot K = 410000 / 73 \cdot 2500 = 2,3 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

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

#### 2.5.6.3. Підігрівник технологічної води

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

2. 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:

$$F = Q_{\text{тех}} / \Delta t \cdot K = 120000 / 57,46 \cdot 2500 = 8,5 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо секційний підігрівник ПВ-219-4. Площа поверхні теплообміну однієї секції —  $F=11,5 \text{ м}^2$ , довжина трубки — 2 м, загальна кількість труб — 61, кількість секцій — 1.

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
						52
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

Таблиця 2.45

#### Рекомендоване тягодуттєве обладнання

№ п/п	Найменування	Димосос	Вентилятор
1	Тип обладнання	ДН-17І	ВДН-12,5у
2	Потужність, кВт	55	30
3	Частота обертання, об/хв	750	1000

### РОЗДІЛ 3. Охорона праці

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

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

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

#### 3.1. Виробнича санітарія

При плануванні приміщення враховуються:

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

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

Для зручності обслуговування котлових апаратів змонтовані багатоярусні технологічні площадки, які починаються з висоти 2,5 м.

##### 3.1.1. Мікроклімат та чистота повітря виробничого середовища

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

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

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

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

$\text{CH}_4$  ( $300\text{ мг/м}^3$ , клас небезпечності IV),  $\text{CO}$  ( $20\text{ мг/м}^3$ , клас небезпечності IV),  $\text{CO}_2$  (ГДК  $9000\text{ мг/м}^3$ , клас небезпечності IV), сполуки азоту (ГДК  $5\text{ мг/м}^3$ , клас небезпечності II).

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №6 в м. Дніпро</i> <b>Охорона праці</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Теплицький А.О.							54
Перевірив	Павелко В.І.					ТЕ-4-4 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							

Періодичність контролю вмісту шкідливих речовин складає:

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

Методи визначення шкідливих речовин у повітрі:

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

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

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

### 3.2. Виробниче випромінювання

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

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

Нормальними умовами, що відповідають санітарно-гігієнічним нормам, вважають такі, за яких інтенсивність опромінення працівників інфрачервоними променями не перевищує: 35 Вт/м<sup>2</sup> при опромінюванні більше 50 % тіла.

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

### 3.3. Шум на виробництві

Робота котлових установок супроводжується шумом.

Класифікація шумів за походженням:

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

Класифікація шумів за частотою:

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

Основними фізичними характеристиками звуку є: частота  $f$  (Гц), звуковий тиск  $P$  (Па), інтенсивність або сила звуку  $I$  (Вт/м<sup>2</sup>).

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
						55
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

Рівень шуму у виробничому цеху не повинен перевищувати 80 дБ.

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

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

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

### 3.4. Виробнича вібрація

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

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

Основними характеристиками (параметрами) вібрації є частота гармонічного коливального руху (Гц), віброшвидкість (м/с) та віброприскорення (м/с<sup>2</sup>), рівень вібрації (дБ).

Порогові значення віброшвидкості становить  $v_0=5 \times 10^{-8}$  м/с, а віброприскорення становить  $a_0=3 \times 10^{-4}$  м/с<sup>2</sup>.

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

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

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

### 3.5. Освітлення виробничих приміщень

Основними вимогами охорони праці до освітленості виробничих приміщень є:

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

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

В темні години доби використовується штучне освітлення.

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		56

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

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

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

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

### 3.5. Техніка безпеки

#### 3.5.1. Безпечна експлуатація технологічного устаткування

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

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

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

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

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

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

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

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		57

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

### 3.5.2. Безпечна експлуатація електроустаткування

Види електричних травм на виробництві:

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

Факторами, що зумовлюють небезпечне ураження електричним струмом, є:

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

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

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

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

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

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

### 3.6. Пожежна та вибухобезпека на виробництві

Основними причинами пожежі та вибуху в котельні є:

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

За спалимістю речовини і матеріали поділяються на три групи:

Спалимі, важко спалимі, неспалимі.

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

Усі будівлі та споруди за вогнестійкістю класифікуються за V ступенями.

Заходи пожежної безпеки поділяються на 4 групи:

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

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

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

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

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

До первинних засобів гасіння пожежі відносять:

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

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		59

## РОЗДІЛ 4. Деаерація води

### 4.1. Хімічна деаерація води

Деаерація води – це вилучення із води агресивних газів (O<sub>2</sub> і CO<sub>2</sub>), що зумовлюють процес корозії металів. Деаерація води може бути хімічною і термічною.

Хімічна деаерація дешевше і простіше за вакуумну деаерацію і останнім часом широко застосовується для підготовки живильної води для водогрійних котлів і підживильної води для теплових мереж.

При хімічному знекисненні води сульфід натрію дозують у воду, де він вступає в хімічну реакцію з розчиненим у воді киснем.



Його витрата визначається за формулою:

$$G = \frac{100(8C + K)}{P_{\text{ч.р.}}}, \quad (4.2)$$

де С—кількість кисню у воді, г/м<sup>3</sup>; К – надлишок реагенту, г/м<sup>3</sup>; P<sub>ч.р.</sub>- відсоток хімічно чистої речовини у технічному сульфіді натрію, %.

Розчинність кисню у воді збільшується з пониженням температури, і при кімнатній температурі складає 4-5 мг/л. Таким чином при застосуванні даного реагенту, при відсутності підігріву води, його витрата повинна бути не менше 40 мг/л оброблюємої води в перерахунку на 100% сульфід натрію.

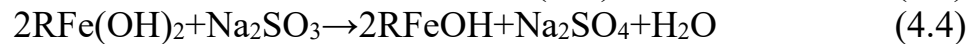
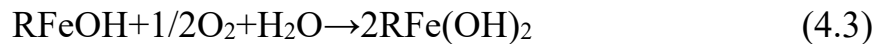
Недоліки сульфід натрію пов'язані з недостатньою швидкістю реакції його з киснем. Швидкість реакції залежить від температури води і надлишку реагенту. Для усунення цих недоліків використовуються модифіковані розчини сульфід натрію каталізовані солями кобальту та міді – метабісульфід та гіпосульфід натрію. Надходження у воду каталізаторів (кобальту ті міді) можуть викликати електрохімічну корозію поверхонь нагріву та значно збільшують вартість розчину в порівнянні з монорозчином.

Більш раціональним з технічно-економічної точки зору є нова технологія хімічної деаерації води монорозчином сульфід натрію в стехіометричній кількості концентрацією 10-15% з подальшою фільтрацією через Redox-K фільтр. Фільтр використовується як каталізатор реакції кисню сульфідом натрію (4). Фільтр завантажений зернистим каталітичним фільтруючим матеріалом – редокситом.

Редоксит – це органічно-мінеральне з'єднання, що виготовляється на базі катіоніту КУ2-8. У форму катіоніта вводяться і закріплюються на поверхні зерен іони заліза із змінною валентністю. Редоксит має високу ємність за киснем 3500 мг-екв/кг і максимальну робочу температуру 120°C.

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №6 в м. Дніпро Конструкції трубопроводів	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Теплицький А.О.							60
Перевірив	Павелко В.І.					ТЕ-4-4 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							

Виробничі дослідження показали, що вилучення кисню на поверхні зернистого матеріалу каталізатора відбувається за 2-3 секунди. Одночасно, редоксит виступає як оновлювач при недостатці сульфїту натрія у воді, і як відновлювач при надлишку, що стабілізує процес підготовки води при різному коливанні її витрати.



Концентрація кисню у воді знижувалась після Redox-K фільтра до 10-30 мкг/л при допустимій нормі для теплових мереж 50 мкг/л.

На рис.4.1. представлена принципова технологічна схема хімічної деаерації води з Redox-K фільтром.

Пом'якшена вода з баку 1 насосом 2 проходить через Redox-K фільтр 8 і подається в теплову мережу 9. Із збільшення опору шару редоксита Redox-K фільтра впусується потоком пом'якшеної води з низу в гору 10. При впусуванні фільтру для підживлювання теплової мережі вода подається через байпасний трубопровід 6.

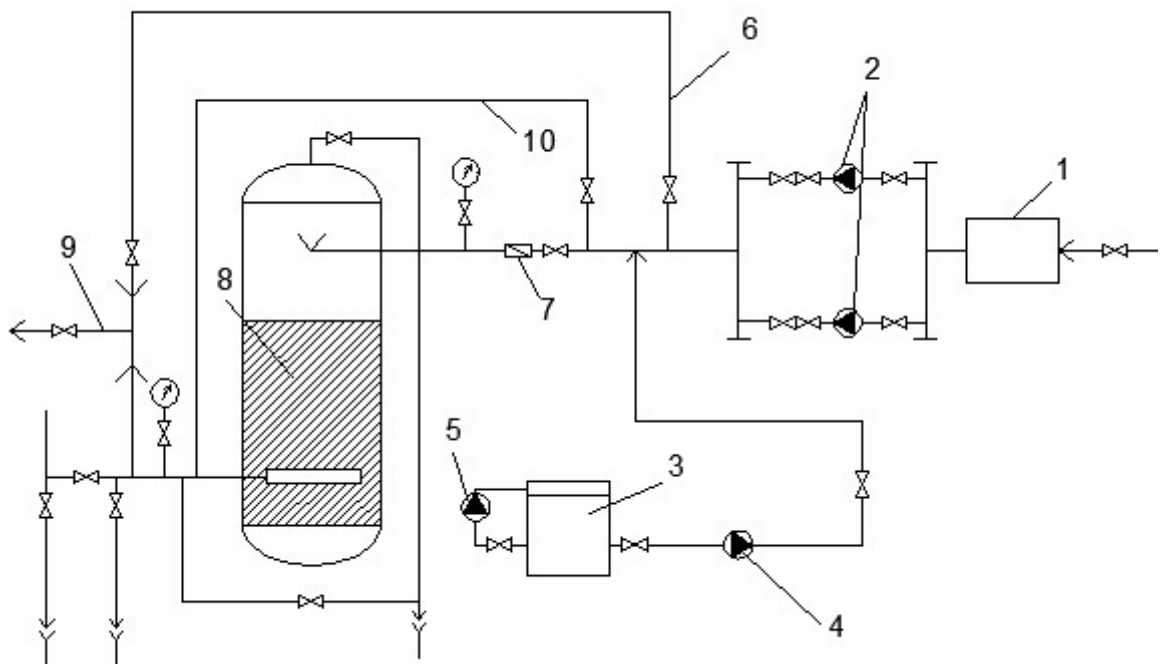


Рис 4.1. Схема установки каталітичного фільтра.

1 – бак запасу пом'якшеної води, 2 – підживильні насоси, 3 – бак для приготування розчину сульфїт натрію, 4 – насос дозатор, 5 – рециркуляційний насос, 6 – байпасна лінія, 7 – лічильник, 8 – Redox-K фільтр, 9 – подача води до теплової мережі, до котла.

#### 4.2. Термічна деаерація води

Найбільш ефективний і поширений в енергетиці метод вилучення агресивних газів з води – термічна деаерація.

Метод базується на законі Генрі, згідно з яким концентрація газу, розчиненого у воді, пропорційна його парціальному тиску над поверхнею води:

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		61

$$G = k p, \quad (4.5)$$

де  $G$  – кількість розчиненого у воді газу, мг/кг;  $k$  – коефіцієнт розчинності газу у воді, мг/кг Па, або мг/(кг мм рт. ст.), коефіцієнт залежить від температури води і при її підвищенні зменшується;  $p$  – парціальний тиск газу над поверхнею води, Па, або мм рт. ст.

При кипінні води простір над водою буде заповнений водяними парами і теоретично кількість кисню у воді має дорівнювати нулю. Тому основна умова ефективної термічної деаерації – це кипіння води при даному тиску.

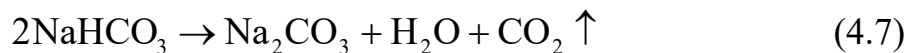
Згідно з законом масообміну кількість вилученого газу пропорційна сумарній поверхні розділу між паром та водою:

$$G = k_m F \Delta p, \quad (4.6)$$

де  $k_m$  – коефіцієнт масообміну, кг/(м<sup>2</sup> с · Па), або кг/(м<sup>2</sup> · с мм рт.ст.);  $F$  – сумарна поверхня розділу між фазами, м<sup>2</sup>;  $\Delta p$  – різниця парціальних тисків газу в граничному шарі над водою і в паро-газовому об'ємі деаераційної колонки, Па, або мм рт.ст.

Для збільшення поверхні контакту між паром та водою у колонці деаератора встановлюють тарілки з отворами, які розбивають потік води на краплини, струмочки.

Для ефективної деаерації необхідна добра вентиляція парового простору в баку-акумуляторі та колонці деаератора і час перебування води в баку-акумуляторі має бути не менше 30 хв. За цей час бікарбонат натрію, що надходить в деаератор з хімічно очищеною водою після Na-катіонування, розкладається приблизно на 40-50 % з утворенням вуглекислого газу відповідно за рівнянням:



Вуглекислий газ із води вилучається завдяки подачі пари в барботажний пристрій.

Деаератори поділяються на вакуумні, атмосферні та підвищеного тиску:

1. Вакуумні деаератори – ДВ, працюють під тиском 0,0075-0,05 МПа при температурі води 40-80°C, вміст залишкового кисню становить до 50 мкг/л.

2. Атмосферні деаератори – ДА, працюють під тиском 0,12 МПа при температурі води 104 С, вміст залишкового кисню становить 20-30 мкг/л.

3. Деаератори підвищеного тиску – ДП, працюють під надлишковим тиском 0,6-0,8 МПа, вміст залишкового кисню – 10 мкг/л.

У котельнях підприємств харчової промисловості в основному застосовуються атмосферні деаератори. Конструктивна схема такого деаератора подана на рис. 4.2.

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

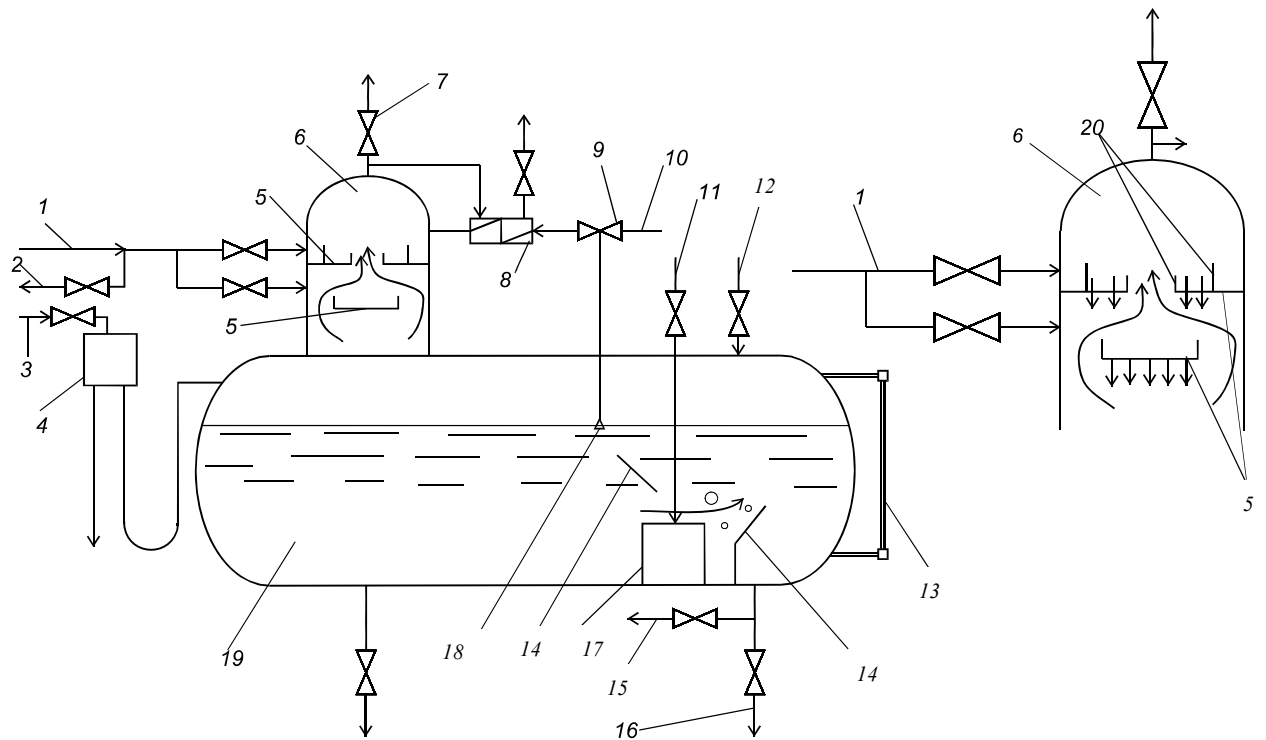


Рис.4.2. Принципова схема деаератора атмосферного типу:

1 – подача конденсату; 2 – повернення забрудненого конденсату на завод; 3 – подача обробленої води; 4 – гідрозатвор; 5 – тарілки з отворами; 6 – деаераційна колонка; 7 – відвод випару; 8 – охолодник випару; 9 – клапан регулятора рівня води в деаераторі; 10 – подача хімічно очищеної води; 11 – пара із сепаратору безперервної продувки; 12 – пара із РОУ; 13 – водовказівна колонка; 14 – перегородки; 15 – лінія зв'язку з резервним деаератором; 16 – вода на живильні насоси; 17 – барботажний пристрій; 18 – поплавок; 19 – бак-акумулятор; 20 – вертикальні перегородки.

Деаератор складається із деаераційної колонки 6 з тарілками 5, де вилучається кисень із води, і бака-акумулятора 19, де міститься деаерована вода, з якої вилучається  $\text{CO}_2$ . В колонці деаератора (див. рис. 4.2) розміщені тарілочка 5 з отворами, через які струмочками тече донизу вода назустріч парі. Струмочки перетинають потік пари, швидко прогриваються; і вода закипає. Це основна вимога для вилучення кисню. На верхню тарілочку надходить конденсат із виробництва по лінії 1 і вода із ХВО по лінії 10, які перемішуються і перетікають через перегородку 20 у відділ з отворами.

Перегородка 20 фіксує рівень води на тарілці. Якщо конденсат має температуру більше  $105^\circ\text{C}$ , його направляють на нижню тарілку, де відбувається самовипаровування конденсату. Пара використовується для нагрівання води. Неякісний конденсат повертають на завод по лінії 2. Випар з деаератора ( $\text{O}_2$ ,  $\text{CO}_2$  і водяна пара) використовують для підігрівання хімічно очищеної води в охолоднику випару 8.

Після охолодника випару несконденсовані гази направляються в атмосферу. Випар із деаератора має становити десь менше 1,5 кг на тонну деаерованої води і може безпосередньо відводитись в атмосферу по лінії 7.

Рівень в деаераторі фіксується за водовказівною колонкою 13 і підтримується за допомогою поплавка 18, який подає імпульс на клапан 9

										Арк.
										63
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ					

регулятора подачі води із ХВО. Патрубком 12 в деаератор подається пара після редуційно-охолоджуючої установки (РОУ) з тиском 0,12-0,3 МПа. Пара використовується для вентиляції парового об'єму деаератора і для доведення температури води до стану кипіння. Кількість пари визначається розрахунком теплового балансу деаераційної установки.

Недогрівання води в деаераторі тільки на 1 °С до температури кипіння різко збільшує кількість кисню в деаерованій воді. Тому вода, що поступає в ДА, має недогріватися до температури кипіння не нижче 10-30 °С. Для вилучення СО<sub>2</sub> із води в баку-акумуляторі розміщують барботажний пристрій 17 (з отворами вгору), куди подається пара по лінії 11 із сепаратора безперервної продувки в кількості 20-30 кг/т деаерованої води. Для проходу води над барботажним пристроєм використовуються перегородки 14. В деаераторну колонку надходять конденсат і вода після ХВО, а живильна вода відводиться по лінії 16 із бака-акумулятора на живильні насоси.

В котельні встановлюють переважно один деаератор з байпасом, а якщо в деаератор котельні (ТЕЦ) можливе попадання забрудненого конденсату, то встановлюють два деаератори: один робочий, а другий резервний; вони з'єднуються по воді (лінія 15) і по парі.

Для захисту деаератора від руйнування на ДА встановлюють гідрозатвор 4, залитий водою. При утворенні в деаераторі тиску, вода із гідрозатвора витискується в дренаж, а при утворенні вакууму вода із гідрозатвора всмоктується в деаератор. Гідрозатвор сполучається з атмосферним середовищем, і в деаераторі встановлюється атмосферний тиск. Потім вручну по лінії 3 гідрозатвор заливається водою. Деаератор встановлюють на висоті, яка забезпечує відсутність кавітації – кипіння води на живильних насосах.

У конденсатах сокових парів цукрових заводів кількість кисню перебуває в межах 3-10 мкг/кг, тому виробничі конденсати не потребують деаерації води. При конденсатному режимі роботи парових котлів пара на ДА не подається.

Згідно з Держстандартом для групи парових котлів, працюючих на високосірчастому паливі, температура живильної води має бути не нижчою за 145 °С, тому для цукрових заводів, працюючих на високосірчастих мазутах, доцільно встановлювати деаератори підвищеного тиску і подавати на них конденсат з температурою близько 124 °С після першого корпусу випарки без його охолодження в конденсатній схемі заводу. Установка ДП забезпечить економію пари і, головне, збільшить строк роботи економайзерів парових котлів й дасть можливість відмовитись від підігрівників високого тиску.

При подачі на цукровому заводі на ДА зм'якшеної води понад 25 % від загальної кількості води, крім її нагріву в деаераторі, необхідно застосовувати її підігрів в поверхневих теплообмінниках так, щоб загальна температура потоку води перед деаератором була на рівні 90 °С.

В деаераторах старого типу, де відсутні барботажні пристрої, встановлюють барботери – дірчасті труби для подачі пари в кожній частині бака деаератора, але вище за устя водозабірних труб.

У разі відсутності пари в котельні (водогрійні котельні) для термічної деаерації води використовують вакуумний деаератор типу ДВ, конструктивна

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		64

схема якого подана на рис. 10. Бак-акумулятор може розміщуватись окремо значно нижче від колонки 4. Замість ежектора 1 можливе використання вакуум-насоса.

Вилучення агресивних газів в ДВ відбувається за рахунок самовипаровування хімічно очищеної води, яка надходить на тарілки в деаераційну колонку 4 перегрітою відносно тиску в деаераторі.

Для підігріву хімічно очищеної води, що надходить по лінії 10, використовується теплота випару з деаератора в охолоднику випару 3, та теплота зворотної та прямої води теплових мереж в секційних підігрівниках 6. В деяких котельнях підігрів води із ХВО зворотною водою не використовується.

Для забезпечення вакууму в деаераторі застосовується водяний ежектор 1, на який постійно подається вода з бака 2 насосами 11. Ежектор засмоктує неконденсовані гази із охолодника випару 3, які з водою знову надходять у бак 2, де і виділяються в атмосферу.

Із бака-акумулятора 5 деаерована вода підживлювальними насосами 9 подається в теплову мережу для підтримання в ній постійного тиску.

Недоліки вакуумних деаераторів:

1) знижується ефект вилучення вуглекислоти, тому що при вакуумі повільніше розкладається бікарбонат натрію  $\text{NaHCO}_3$ , який утворюється після  $\text{Na}$ -катіонування води;

2) для вилучення кисню при вакуумі випар має бути в 2—3 рази більший порівняно з випаром атмосферного деаератора, що збільшує металоємність деаераторної колонки. Для вилучення випару необхідно витратити електроенергію;

3) необхідно охолоджувати воду, яка подається в бак 2 після ежектора.

Переваги вакуумних деаераторів: вакуумні деаератори працюють при температурі нижче  $100\text{ }^\circ\text{C}$ , що виключає витрату пари на процес деаерації порівняно з деаераторами атмосферного типу.

Науково-виробниче підприємство “Мегават-М”, що працює на Україні, поставляє вакуумно-деаераційні установки типу ВДПУ продуктивністю 0,5-25 т/год.

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

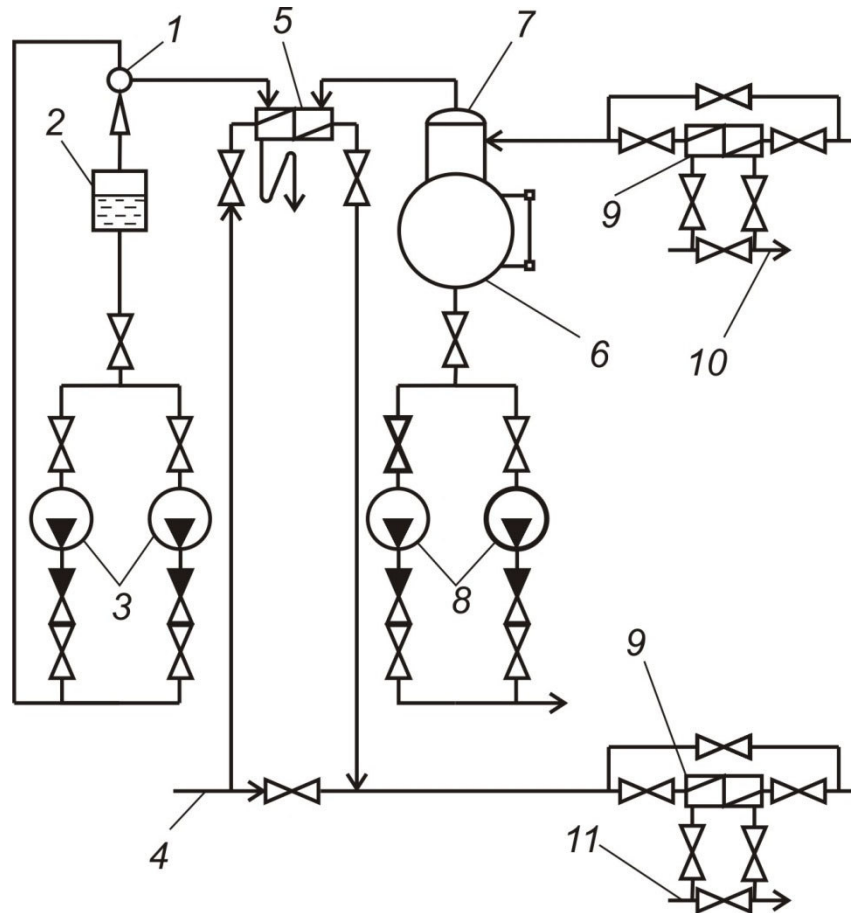


Рис. 4.3. Принципова схема вакуумної деаерації:

1 – водяний ежектор; 2 – бак для ежектора; 3 – охолодник випару; 4 – деаераційна колонка; 5 – бак-акумулятор; 6 – секційні підігрівники; 7 – пряма вода з теплової мережі; 8 – зворотна вода з теплової мережі; 9 – підживлювальні насоси; 10 – лінія подачі хімічно очищеної води; 11 – насоси для ежектора

#### 4.3 Вибір раціональної схеми обробки води

Вибір схеми обробки води виконується залежно від якості вхідної води, типу та конструкції парових котлів, вимог споживачів до обробленої води, санітарних норм і правил техніко-економічних розрахунків. Для правильного вибору схеми обробки води необхідно мати такі дані:

- 1) Аналізи води джерела водопостачання відповідно до рекомендацій, викладених у підрозділі 3.3.
- 2) Кількість поверненого конденсату та його якість.
- 3) Вимоги споживача до кількості та якості обробленої води (ДСТУ, ДНБ та ін.)
- 4) Технічна характеристика котлів, вид палива.

При виборі схеми обробки води рекомендується застосовувати методики, що виключають використання агресивних реагентів, які потребують наявності спеціального антикорозійного захисту обладнання, трубопроводів, арматури та нейтралізації стічних вод. Вибір схеми обов'язково має ув'язуватись з вирішенням завдань із захисту навколишнього середовища.

Для цукрових заводів і більшості інших підприємств харчової промисловості як вхідну воду використовують поверхневі води озер, річок та

						00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
							66
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

водоймищ. Стосовно поверхневих вод необхідне вилучення грубо- та колоїдно-дисперсних домішок.

Методи й обладнання для прояснення вхідної води, що вибираються в залежності від характеру та кількості забруднень, наведені в табл.4.1.

**Таблиця 4.1**

**Методи й обладнання для прояснення вхідної води**

Показники вхідної води	Методи обробки	Основне обладнання
Завислі речовини до 50 мг/кг, окисність < 15 мг/л O <sub>2</sub>	Фільтрація	Фільтри-прояснювачі (механічні). Висота шару фільтрувального матеріалу Нш≤1м
Завислі речовини До 100 мг/кг	Фільтрація	Фільтри прояснювальні з шаровим завантаженням: антрацит – 500 мм і кварцовий пісок – 500 мм
Завислі речовини понад 100 мг/кг, окисність >15 мг/л O <sub>2</sub>	Коагуляція в прояснювачі, фільтрація	Прояснювачі для коагуляції з подальшою фільтрацією на одношарових механічних фільтрах
Поверхневі води, що потребують коагуляції та вилучення колоїдного заліза	Коагуляція в прояснювачі, фільтрація	Прояснювачі для коагуляції з подальшою фільтрацією на одношарових механічних фільтрах

Такі води, як артезіанська, із комунального питного водопроводу не потребують коагуляції та освітлення і безпосередньо подаються на іонітні фільтри.

При підготовці води для промислових котелень низьких параметрів поверхневі води можуть освітлюватись простим фільтруванням у широкому діапазоні зміни кількості завислих речовин.

Для котлів середнього тиску з наявністю завислих частинок у паводковий період (≈200 мг/л) рекомендується застосовувати схему прямотечійної коагуляції в малогабаритних пластівцеутворювачах з подальшою фільтрацією на механічних фільтрах.

Ця схема застосовується для обробки поверхневих вод при окисності води понад 15 мг/л O<sub>2</sub> (наявність колоїдно-дисперсних домішок) для промислових котелень і ТЕЦ.

Якщо для обробки поверхневих вод застосовується вапняне молоко, то коагуляція виконується разом з вапнуванням води в прояснювачі-відстійнику.

Природні води з малою загальною лужністю (менше 2 мг-екв/кг) для парогенераторів низького та середнього тиску можуть з'якшуватись шляхом натрій-катіонування без зміни лужності. Якщо вхідна вода має підвищену загальну лужність (понад 2 мг-екв/кг), то визначальним критерієм вибору схеми

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		67

обробки води виступають значення таких величин воднохімічного режиму: продувки, відносної лужності котлової води та концентрації вуглекислоти в парі. Підбір схеми зм'якшення води починається з перевірки за наведеними вище показниками допустимості застосування найпростішої схеми. Це На-катіонування.

Продувку котлів за сухим залишком %, визначають за формулою

$$P = \frac{S_{об.в} \alpha 100}{S_{к.в} - S_{об.в} \alpha}, \quad (4.8)$$

де  $\alpha$  – сумарні втрати пари і конденсату в частинах від паропродуктивності котельні;  $S_{об.в}$  – сухий залишок обробленої води, мг/кг;  $S_{к.в}$  – сухий залишок котлової води, мг/кг, береться за паспортними даними заводу-виробника.

Згідно з даними ЦКТІ котли з тиском до 1,4 МПа мають працювати з продувкою не вище 10 % при сухому залишку живильної води до 500 мг/л. Практично при тиску 1,4–2,4 МПа продувка має бути не вище 7 %; при тиску 2,4–4 МПа – 5 % від продуктивності котлів. Якщо продувка перевищує допустиму, застосовуються схеми обробки води, що знижують значення сухого залишка.

Відносна лужність котлової води  $L_{відн.к.в}$  %, дорівнює відносній лужності обробленої води  $L_{відн.об.в}$  (розбавлення конденсатом і концентрація солей в котлі не змінюють відносної лужності), і визначається за формулою:

$$L_{відн.к.в} = L_{відн.об.в} = \frac{40 L_{об.в} 100}{S_{об.в}} \quad (4.9)$$

де  $L_{об.в}$  – лужність обробленої води, мг-екв/кг;  $S_{об.в}$  – сухий залишок обробленої води, мг/л; 40 – еквівалентна маса NaOH, мг/мг-екв.

Для Na-катіонних установок  $L_{об.в}$  %, дорівнює лужності вхідної води; для схем з коагуляцією та Na-катіонуванням – лужності вхідної води  $L_v$  мінус доза використаного коагулянта

$$L_{об.в} = L_{в.в} - K_{Al}, \quad (3.58)$$

де  $K_{Al}$  – доза використаного коагулянта  $Al_2(SO_4)_3$ , мг/л.

Зростання відносної лужності котлової води вище нормованих меж може зумовити міжкристалічну корозію (каустичну крихкість).

Відповідно до РТМ ЦКТІ 108.030.114–77 відносна лужність котлової води має бути:

- при наявності заклепувальних з'єднань – не більше 20 %;
- при наявності вальцювальних з'єднань – не більше 50 %;
- при наявності тільки зварних з'єднань – не нормується.

При значенні величини відносної лужності більше за допустимі норми використовують схеми, що знижують лужність вхідної води. Для боротьби з міжкристалічною корозією необхідно передбачити для вод з  $50 \% > L_{відн.к.в} > 20 \%$  обробку води за схемою Na-катіонування з дозуванням нітратів  $NaNO_3$  або додаванням аналогічних пасиваторів у оброблювану воду.

Допустима наявність вуглекислоти в парі ( $CO_2$ ) береться відповідно ГОСТ 20995–75\* \* залежно від умов використання пари споживачами. При розгалуженій системі споживачів пари вміст вуглекислоти в парі має не перевищувати 20 мг/кг.

						00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
							68
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

При централізованому використанні пари і обов'язковій надійній вентиляції парових об'ємів паровикористовувального обладнання допускається наявність вуглекислоти в парі до 100 мг/кг.

Концентрація вуглекислоти, мг/кг в парі при деаерації живильної води і наявності барботажного пристрою в баку-акумуляторі визначається за формулою

$$\text{CO}_2 = 22L_{\text{об.в}} \alpha_{\text{об.в}} (\alpha_1 + \alpha), \quad (4.10)$$

де  $L_{\text{об.в}}$  – лужність обробленої води (бікарбонатна), мг-екв/кг;  $\alpha_{\text{об.в}}$  – частина обробленої води в живильній воді;  $\alpha_1$  – частина розкладання з'єднань  $\text{NaHCO}_3$  в котлі (60 % розкладається в барботажному деаераторі і вилучається з випаром);  $\alpha$  – частина розкладання  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  в котлі, у частках одиниці, визначається за графіком (рис. 4.2).

Концентрація вуглекислоти, мг/кг, в парі при використанні деаераторів ДА (без барботажного пристрою) визначається за формулою

$$\text{CO}_2 = 22L_{\text{об.в}} \alpha_{\text{об.в}} (1 + \alpha) \quad (4.11)$$

Якщо один із вищезазначених показників водно-хімічного режиму не відповідає нормам, то замість найпростішої схеми  $\text{Na}$ -катіонування беруть іншу схему, яка зменшує величину продувки, відносної лужності та  $\text{CO}_2$  в парі.

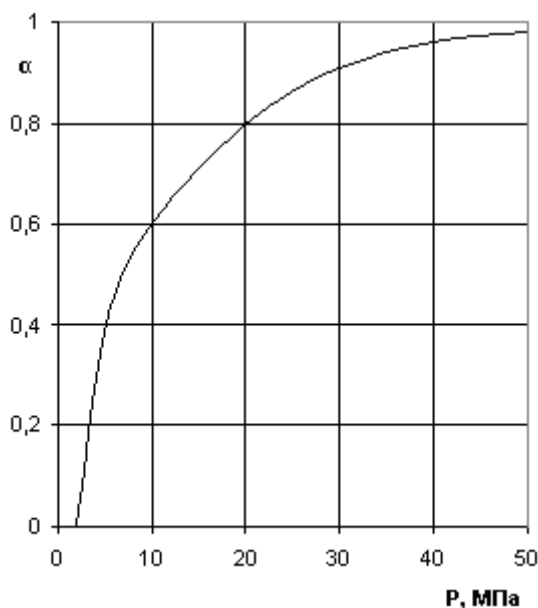


Рис. 4.2. Залежність розкладання  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  від тиску в котлі

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Список використаної літератури

1. Прядко М.О., Павелко В.І., Рябчук О.М. Проектування системи теплопостачання житлово-промислового району міста. Мет. вказ. до виконання кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра, напряму 6.050601 “Теплоенергетика” для студентів денної та заочної форм навчання. Частина 1. . – К.: НУХТ, 2011. – 57 с.
2. Бузников Е.Ф. и др.. Производственные и отопительные котельные.– М.:– Энергоатомиздат.– 1984.– 248 с.
3. Роддатис К.Ф., Соколовский Я.Б. – Справочник по котельным установкам малой производительности. М.: Энергия. – 1979. – 368 с.
4. Філоненко В.М., Масліков М.М. Джерела енергопостання промислових підприємств. – Мет. Вказ. до вивчення дисципліни для студентів спеціальності “Промислова теплоенергетики” ден. та заочн. форм навчання. – К.: НУХТ. – 2002.– 34с.
5. Торчинский Я.М. Нормирование расхода газа для отопительных котельных. – Л.: Недра. – 1991. – 163 с.
6. Лившиц О. В. Справочник по водоподготовке котельных установок.— М. : Энергия, 1976. – 287 с.
7. 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>
8. 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](https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_v_2_5_77/1-1-0-1185)
9. 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>
10. 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>
11. 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](https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_v_2_5_77/1-1-0-1185)

					00БКР144.ОПТЕ 008.001.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №6 в м. Дніпро</i> <b>Список використаної літератури</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Теплицький А.О.							70
Перевірив	Павелко В.І.					ТЕ-4-4 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.							