

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

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

«До захисту в ЕК»

«До захисту допущено»

Директор інституту

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Сергій БЛАЖЕНКО  
(підпис) (ім'я та прізвище)

\_\_\_\_\_ Валентин ПЕТРЕНКО  
(підпис) (ім'я та прізвище)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 р.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
**НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

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

освітньо-професійної програми \_\_\_\_\_  
Теплоенергетика та енергоефективні технології

на тему: \_\_\_\_\_ Проект системи теплопостачання житлово-промислового \_\_\_\_\_  
району №3 в місті Херсон

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

Остапенко Микита Петрович \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник доц. Самійленко Сергій Миколайович \_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Рецензент Володимир Бондар \_\_\_\_\_  
(ім'я та прізвище) (підпис)

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

Здобувач \_\_\_\_\_  
(підпис)

Київ — 2024 р.

# НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім.акад. І.С.Гулого

Кафедра теплоенергетики та холодильної техніки

Освітній ступінь бакалавр

Спеціальність 144 Теплоенергетика

(код і назва)

Освітньо-професійна програма Теплоенергетика та енергоефективні технології

(назва)

## ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ТЕХТ

проф.Валентин ПЕТРЕНКО

“05” квітня 2024року

## ЗАВДАННЯ

### НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Остапенка Микити Петровича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в місті Херсон

керівник роботи доц. Самійленко Сергій Миколайович

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “05”04.2024 року № 256-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 02.06.2024 року

3. Вихідні дані до роботи технологічне навантаження 10,0 МВт; температура теплоносія 95 °С; розрахункова температура -19 °С; температура зовнішнього повітря -0,6 °С; температура для системи вентиляції -10 °С; тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год; тривалість опалювального періоду 167 діб; температури мережної води  $\tau_{01}/\tau_{02}:140^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$ .

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

1. Розрахунок теплових навантажень житлово–промислового району міста

2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами

3. Охорона праці

4. Творче завдання на тему “Сучасний стан та перспективи розвитку відновлювальної енергетики в Україні та світі”

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.



## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ВСТУП .....	7
РОЗДІЛ 1. Розрахунок теплових навантажень житлово – промислового району міста.....	8
1.1. Вихідні дані до проекту.....	8
1.2. Визначення теплових навантажень в системі теплопостачання житлового району... ..	10
1.3. Розрахунок витрати та температури мережної води в прямій та зворотній магістралях .....	15
1.4. Визначення розрахункових витрат теплоносія .....	24
1.5. Вихідні дані до розділу 2.....	26
РОЗДІЛ 2. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами .....	28
2.1. Формування вихідних даних для теплового розрахунку котельні з водогрійними котлами .....	28
2.2. Формування принципової схеми водогрійної котельні .....	31
2.3. Розрахунок теплової схеми котельні з водогрійними котлами ...	32
2.4. Визначення енергетичних показників роботи водогрійної котельні .....	43
2.5. Вибір обладнання котельні з водогрійними котлами.....	47
РОЗДІЛ 3. Охорона праці .....	56
РОЗДІЛ 4. Експлуатація котла типу КВГМ-180.....	75
Список використаної літератури.....	99

					<b>00КРБ 144ОПТЕ00.004.222201.2024.ПЗ</b>			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<p><i>Проект системи теплопостачання житлово-промислового району №3 в м. Херсон</i></p> <p><b>ЗМІСТ</b></p>			
Розробив		Остапенко М.П.						
Перевірив		Самійленко С.М.						
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						
					Літера	Аркушів	Аркуш	
						100	4	
					ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ			

## АНОТАЦІЯ

**Остапенко М.П. Проект системи тепlopостачання житлово-промислового району №3 в місті Херсон - кваліфікаційна робота на правах рукопису.**

Даний проект містить розрахунок теплових навантажень в системі тепlopостачання житлового району на 32 квартали, побудовані 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 – експлуатація котлів типу КВГМ-180.

Графічна частина виконана на 4 листах формату А1.

**Ключові слова:** тепловий розрахунок, котельня, графіки навантажень, теплове обладнання, схема абонентського приєднання, водогрійна котельня, відновлювальна енергетика.

					00КРБ 144ОПТЕ00.004.222201.2024.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №3 в м. Херсон АНОТАЦІЯ</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив	Остапенко М.П.						100	5
Перевірив	Самійленко С.М.							
Рецензув.								
Затвердив	Петренко В.П.						ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ	

## ABSTRACT

**Ostapenko M.P. Project of heat supply system of residential-industrial district №3 in the city of Kherson** - qualification work on the rights of the manuscript.

This project contains the calculation of heat loads in the heating system of a residential area for 32 quarters, build graphs of dependence of heat loads of heating, ventilation and hot water supply of the area on the outside air temperature, graph of temperature and network water consumption from outside air temperature, schedule of annual total heat consumption.

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

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

The fourth section is the operation of KVGM-180 type boilers.

The graphic part is made on 4 sheets of A1 format.

**Key words:** thermal calculation, boiler house, load schedules, thermal equipment, subscriber connection scheme, water-heating boiler room, renewable energy.

					00КРБ 144ОПТЕ00.004.222201.2024.ПЗ						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №3 в м. Херсон</i> <b>РОЗДІЛ 1</b>			Літера	Аркушів	Аркуш	
Розробив	Остапенко М.П.									100	8
Перевірив	Самійленко										
Рецензув.											
Затвердив	Петренко В.П.									ТЕ4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ	

## 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 це 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 цього 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.

					00КРБ 144ОПТЕ00.004.222201.2024.ПЗ					
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи тепlopостачання житлово- промислового району №3 в м. Херсон</i> <b>ВСТУП</b>			Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Остапенко М.П.							100	7
Перевірив		Самійленко С.М.			ТЕ-4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ					
Рецензув.										
Затвердив		Петренко В.П.								

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

## 1.1 ВИХІДНІ ДАНІ ДО ПРОЕКТУ

1. Географічний пункт розміщення житлово-промислового району – м. Херсон.
2. Генплан мікрорайону з розміщенням джерела теплоти – варіант №6 (32 житлових квартали).
3. Структура теплового навантаження:
  - 3.1. Опалення житлових кварталів;
  - 3.2. Гаряче водопостачання житлових кварталів;
  - 3.3. Вентиляція громадських будівель;
  - 3.4. Технологічне навантаження промислового підприємства 10,0 МВт (Теплоносій – гаряча вода  $t_2'' = 95\text{ }^\circ\text{C}$ , степінь повернення води 1,0)
4. Розрахункова температура (максимально зимова) для проектування системи опалення  $t_{3,o} = (-19)\text{ }^\circ\text{C}$ .
5. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період –  $t_3^{сеп.оп} = (-0,6)\text{ }^\circ\text{C}$ .
6. Розрахункова температура для проектування системи вентиляції –  $-10\text{ }^\circ\text{C}$ .
7. Температура початку опалювального періоду,  $t_{зпк} = +8\text{ }^\circ\text{C}$
8. Температура точки “зламу”,  $t_{3,3}$  (розраховуються після побудови графіка зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря)
9. В дипломному проекті розрахунки всіх видів теплових навантажень здійснюються для трьох характерних режимів:
  - максимально зимового;
  - точки “зламу” температурного графіка опалення;
  - літнього.
10. Тривалість роботи промислового підприємства – 7000 год.
11. Тривалість опалювального періоду –  $n_o = 167$  діб.
12. Тривалість періоду стояння температур зовнішнього повітря, діб

Таблиця 1.1

Температура	Інтервали середньодобових температур зовнішнього повітря, $^\circ\text{C}$							
	-30...-25	-25...-20	-20...-15	-15...-10	-10...-5	-5...0	0...+5	+5...+8
У вказаному інтервалі	0,0	0,0	1,0	7,0	20,7	49,3	31,6	76,9
Нижче даної	0,0	0,5	1,5	8,5	29,2	78,5	110,1	187,0

00КРБ 144ОПТЕ00.004.222201.2024.ПЗ								
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №3 в м. Херсон <b>РОЗДІЛ 1</b>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Остапенко М.П					100	8
Перевірив		Самійленко				ТЕ4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ		
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						

13. Розрахункові температури мережної води  $\tau'_{01}/\tau'_{02}$ : 140°C/70°C.
14. Система теплопостачання – закрита
15. Метод регулювання теплового навантаження на опалення - центральне якісне регулювання спільно з місцевим кількісним регулюванням.
16. Схема підключення підігрівників гарячого водопостачання до системи опалення - двоступенева змішана.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		9

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

1.2.1. Викреслюємо план району, у відповідності із завданням у масштабі 1:6200 .

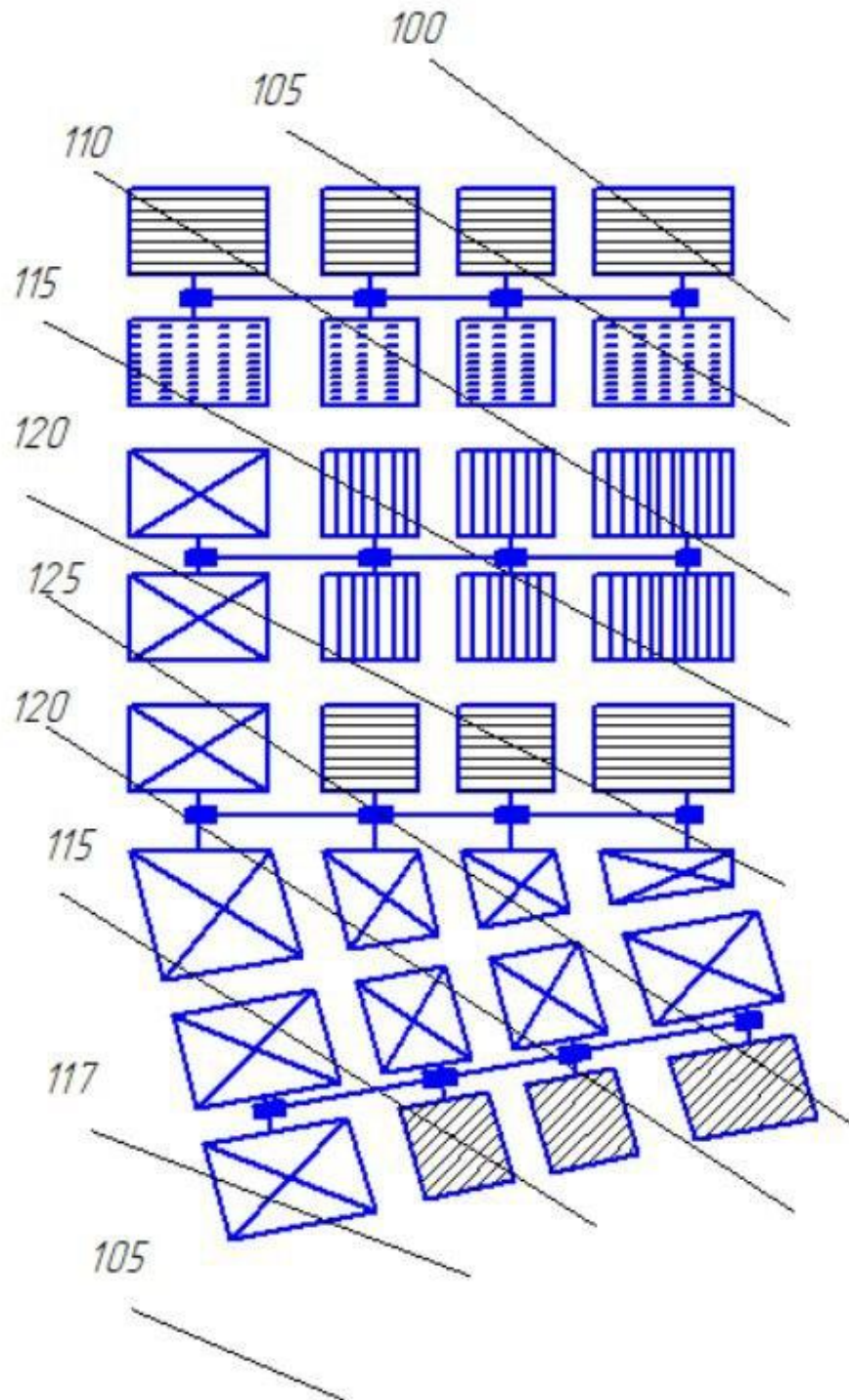


Рис.1.1 План району

1.2.2. Нумеруємо на плані району квартали району тепlopостачання.

1.2.3. Визначаємо загальну площу житлових споруд району для першого кварталу:

$$F_{жс} = F_i f_i = 0,58 \cdot 6000 = 3480 \text{ м}^2$$

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

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк. 10
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$Q'_{o\ max} = q_0 F_{жс} (1 + K_{гр}) 10^{-6} = 79 \cdot 3480 (1 + 0,25) 10^{-6} = 0,34 \text{ МВт}$$

де  $q_0$  - укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення  $1\text{ м}^2$  загальної площі житлових споруд,  $\text{Вт}/\text{м}^2$  (Додаток 9 [1]);  $K_{гр}$  - коефіцієнт, що враховує тепловий потік на опалення громадських споруд,  $K_{гр} = 0,25$ .

1.2.5. Визначаємо максимальне теплове навантаження системи вентиляції громадських споруд:

$$Q'_{в\ max} = K_{гр} K_{в} q_0 F_{жс} 10^{-6} = 0,25 \cdot 0,4 \cdot 79 \cdot 3480 \cdot 10^{-6} = 0,03 \text{ МВт}$$

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:

$$m = \frac{F_{жс}}{f_3} = \frac{3480}{20} = 174$$

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

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

$$Q'_{ГВП} = q_г m 10^{-6} = 376 \cdot 174 \cdot 10^{-6} = 0,07 \text{ МВт}$$

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

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

Таблиця 1.2

### Розрахунок теплових навантажень

Номер квартала	Площа квартала, га	Густина (щільність) житлового фонду, $\text{м}^2/\text{га}$	Житлова площа кварталу, $\text{м}^2$	Кількість мешканців, люд.	Теплові потоки, МВт			
					Опалення $Q'_{o\ max}$	Вентиляція $Q'_{в\ max}$	$Q'_{ГВП}$	Всього: 6+7+8
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,58	6000	3480	174	0,34	0,07	0,03	0,44
2	0,39	6000	2340	117	0,23	0,04	0,02	0,29
3	0,39	6000	2340	117	0,23	0,04	0,02	0,29
4	0,58	6000	3480	174	0,34	0,07	0,03	0,44
5	0,58	7800	4524	226	0,41	0,05	0,09	0,55
6	0,39	7800	3042	152	0,23	0,03	0,06	0,32
7	0,39	7800	3042	152	0,23	0,03	0,06	0,32
8	0,58	7800	4524	226	0,41	0,05	0,09	0,55
9	0,58	7800	4524	226	0,42	0,03	0,09	0,54
10	0,39	6300	2457	123	0,24	0,02	0,05	0,36
11	0,39	6300	2457	123	0,24	0,02	0,05	0,36
12	0,58	6300	3654	252	0,36	0,03	0,1	0,49
13	0,58	7800	4524	226	0,42	0,03	0,09	0,54

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ				Арк.
									11
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата					

14	0,39	6300	2457	123	0,24	0,02	0,05	0,36
15	0,39	6300	2457	123	0,24	0,02	0,1	0,36
16	0,58	6300	3654	252	0,36	0,03	0,09	0,49
17	0,58	7800	4524	226	0,42	0,03	0,09	0,54
18	0,39	6000	2340	117	0,23	0,04	0,02	0,29
19	0,39	6000	2340	117	0,23	0,04	0,02	0,29
20	0,58	6000	3480	174	0,34	0,07	0,03	0,44
21	0,86	7800	6708	335	0,61	0,07	0,13	0,81
22	0,46	7800	3588	179	0,33	0,04	0,07	0,44
23	0,35	7800	2730	137	0,25	0,03	0,05	0,32
24	0,29	7800	2262	113	0,20	0,03	0,04	0,27
25	0,58	7800	4524	226	0,42	0,03	0,09	0,54
26	0,39	7800	3042	152	0,28	0,03	0,06	0,37
27	0,39	7800	3042	152	0,28	0,03	0,06	0,37
28	0,58	7800	4524	226	0,42	0,03	0,09	0,54
29	0,58	7800	4524	226	0,42	0,03	0,09	0,54
30	0,39	4700	1833	92	0,27	0,02	0,04	0,33
31	0,39	4700	1833	92	0,27	0,02	0,04	0,33
32	0,58	4700	2726	136	0,40	0,03	0,05	0,48
Всього:	15,54		106976	5484	10,31	1,15	1,99	13,6

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

$$Q'_{ГВП\max} = 2,4Q'_{ГВП} = 2,4 \cdot 1,99 = 4,78 \text{ МВт}$$

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

$$Q'_{ГВП\text{Л}}^{\text{сер}} = Q'_{ГВП} \frac{55-t_{x.\text{Л}}}{55-t_{x.\text{З}}} \beta = 1,99 \cdot \frac{55-15}{55-5} \cdot 1,5 = 2,39 \text{ МВт}$$

де  $t_{x.\text{Л}}$  - температура холодної водопровідної води для літнього періоду,  $t_{x.\text{Л}} = 15$  °С;  $t_{x.\text{З}}$  - температура холодної водопровідної води для опалювального (зимового) періоду,  $t_{x.\text{З}} = 5$  °С;  $\beta$  - 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:

$$Q'_{ГВП\max\text{Л}}^{\text{сер}} = Q'_{ГВП\max} \frac{55-t_{x.\text{Л}}}{55-t_{x.\text{З}}} \beta = 4,78 \cdot \frac{55-15}{55-5} \cdot 1,5 = 5,74 \text{ МВт}$$

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

$$Q_o = Q'_{o\max} \bar{Q}_o = Q'_{o\max} \frac{t_{в,р} - t_3}{t_{в,р} - t_{3,0}} = 10,31 \cdot \frac{+18 - (-19)}{+18 - (-19)} = 10,31 \text{ МВт}$$

$$Q_v = Q'_{v\max} \bar{Q}_o = Q'_{v\max} \frac{t_{в,р} - t_3}{t_{в,р} - t_{3,0}} = 1,15 \cdot \frac{+18 - (-19)}{+18 - (-19)} = 1,15 \text{ МВт}$$

де  $t_{в,р}$  - температура повітрі всередині приміщення, +18 °С;  $t_{3,0}$  - розрахункова температура зовнішнього повітря на опалення, °С.

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

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		12

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 tз					літо
			t <sub>з,о</sub>	t <sub>з</sub>	t <sub>з<sup>сеп.опал</sup></sub>	t <sub>з,з</sub>	t <sub>зпк</sub>	
			-19,00	-10	0,6	3,40	8	
1	Q <sub>о</sub>	МВт	1,00	0,68	0,49	0,36	0,24	
2	Q <sub>о</sub>	МВт	10,31	7,01	5,05	3,71	2,47	
3	Q <sub>в</sub>	МВт	1,15	0,78	0,56	0,41	0,28	
4	Q <sub>ГВП</sub>	МВт	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	2,39
5	Q <sub>ГВП max</sub>	МВт	4,78	4,78	4,78	4,78	4,78	5,74
6	Всього: 2+3+4	МВт	13,45	9,78	7,6	6,1	4,74	2,39
7	Всього: 2+3+5	МВт	16,24	12,57	10,39	8,9	7,53	5,74

1.2.15. Визначаємо річну витрату теплоти:

- на опалення:

$$Q_o^{річн} = Q'_{оmax} n_o \frac{t_{в,р} - t_3^{сеп.опал}}{t_{в,р} - t_{з,о}} 3,6 =$$

$$= 10,31 \cdot 187 \cdot 24 \cdot \frac{+18-(0,6)}{+18-(-19)} \cdot 3,6 = 75360,33 \text{ ГДж/рік}$$

- на вентиляцію:

$$Q_v^{річн} = Q'_{vmax} n_o \frac{z}{24} \frac{t_{в,р} - t_3^{сеп.опал}}{t_{в,р} - t_{з,о}} 3,6 =$$

$$= 1,15 \cdot 187 \cdot 24 \cdot \frac{16}{24} \cdot \frac{+18-(0,6)}{+18-(-19)} \cdot 3,6 = 5239,65 \text{ ГДж/рік}$$

- на гаряче водопостачання:

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

$$= (1,99 \cdot 187 \cdot 24 + 2,39 \cdot (7000 - 167 \cdot 24)) \cdot 3,6 = 34674,29 \text{ ГДж/рік}$$

де n<sub>о</sub>- 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<sub>з<sup>сеп.опал</sup></sub> - середня температура зовнішнього повітря протягом опалювального періоду, °С.

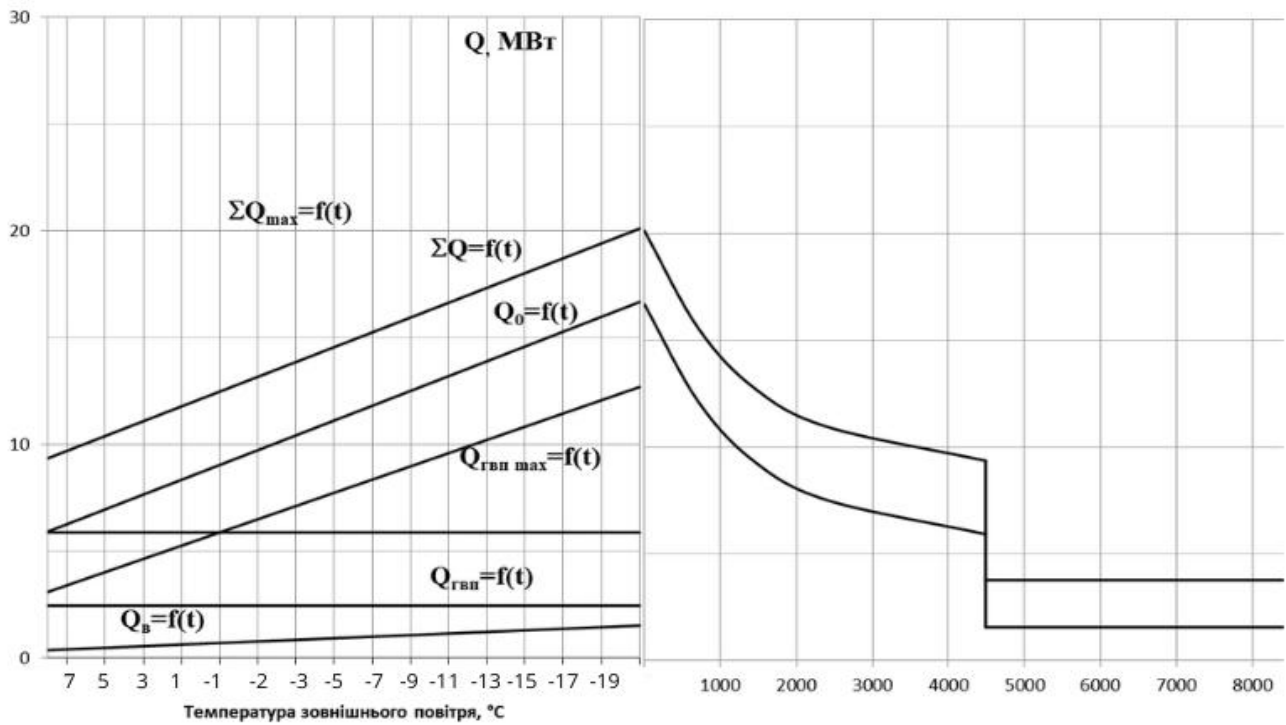
1.2.16. Визначаємо сумарну річну витрату теплоти на опалення, на вентиляцію та на ГВП:

$$\Sigma Q^{річн} = Q_o^{річн} + Q_v^{річн} + Q_{ГВП}^{річн} = 75360,33 + 5239,65 + 34674,29 =$$

$$= 154728,82 \text{ ГДж/рік}$$

$$\Sigma Q^{річн} 42980,23 \text{ МВт-год/рік}$$

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



Эм	
Архшт	
№ док.ум.	
Підпис	
Дата	

КР 000.144.004.222201.2024.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:

$$\begin{aligned} \tau_{o1} &= t_{в,п} + \Delta t'_o \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o (\delta \tau'_o - 0,5\theta') = \\ &= 18 + \left( \frac{95+70}{2} - 18 \right) \cdot \left( \frac{18-(-19)}{18-(-19)} \right)^{0,8} + \frac{18-(-19)}{18-(-19)} (70 - 0,5 \cdot 25) = 140 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

- після вузла змішування:

$$\begin{aligned} \tau_{o3} &= t_{в,п} + \Delta t'_o \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{18-(-19)}{18-(-19)} \right)^{0,8} + 0,5 \cdot 25 \frac{18-(-19)}{18-(-19)} = 95 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

після системи опалення (опалювальних приладів):

$$\begin{aligned} \tau_{o2} &= t_{в,п} + \Delta t'_o \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5\theta' \bar{Q}_o = \\ &= 18 + 64,5 \cdot \left( \frac{18-(-19)}{18-(-19)} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \frac{18-(-19)}{18-(-19)} = 70 \text{ }^\circ\text{C} \end{aligned}$$

де  $\Delta t'_o = \tau'_{пп} - t_{в,п} = 82,5 - 18 = 64,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $\tau'_{пп} = \frac{\tau'_{o3} + \tau'_{o2}}{2} = \frac{95+70}{2} = 82,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$\bar{Q}_o = \frac{t_{в,п} - t_3}{t_{в,п} - t_{3,0}} = \frac{18-(-19)}{18-(-19)} = 1$ ;  $\delta \tau'_o = \tau'_{o1} - \tau'_{o2} = 140 - 70 = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

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

$\tau'_{o3}$  - 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 ( $t_{зпк} \dots t_{3,3}$ ):

$$G_o = \frac{Q_o 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{2,47 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 41,34)} = 20,56 \text{ кг/с}$$

1.3.1.3. Визначаємо витрату мережної води на опалення у другому діапазоні ( $t_{3,3} - t_{3,0}$ ), витрата є постійною і дорівнює розрахунковій, за формулою (4.5):

$$G'_{o \max} = \frac{Q'_{o \max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{10,31 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (140 - 70)} = 35,19 \text{ кг/с}$$

1.3.1.4 Зводимо результати визначення температур і витрат в таблицю 1.4.

Таблиця 1.4

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

Позначення	Одиниця виміру	Температура і витрата мережної води при				
		$t_{3,0}$	$t_3$	$t_3^{сеп.опал}$	$t_{3,3}$	$t_{зпк}$
		-19,00	-10	0,6	3,4	8
$\tau_{o1}$	°С	140	110,34	85,44	70	70
$\tau_{o2}$	°С	70	56,30	41,34	41,34	41,34
$\tau_{o3}$	°С	95	73,48	61,23	50,21	50,21
$G_o$	кг/с	35,19	35,19	35,19	35,19	20,56

						Арк.
					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	15
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

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

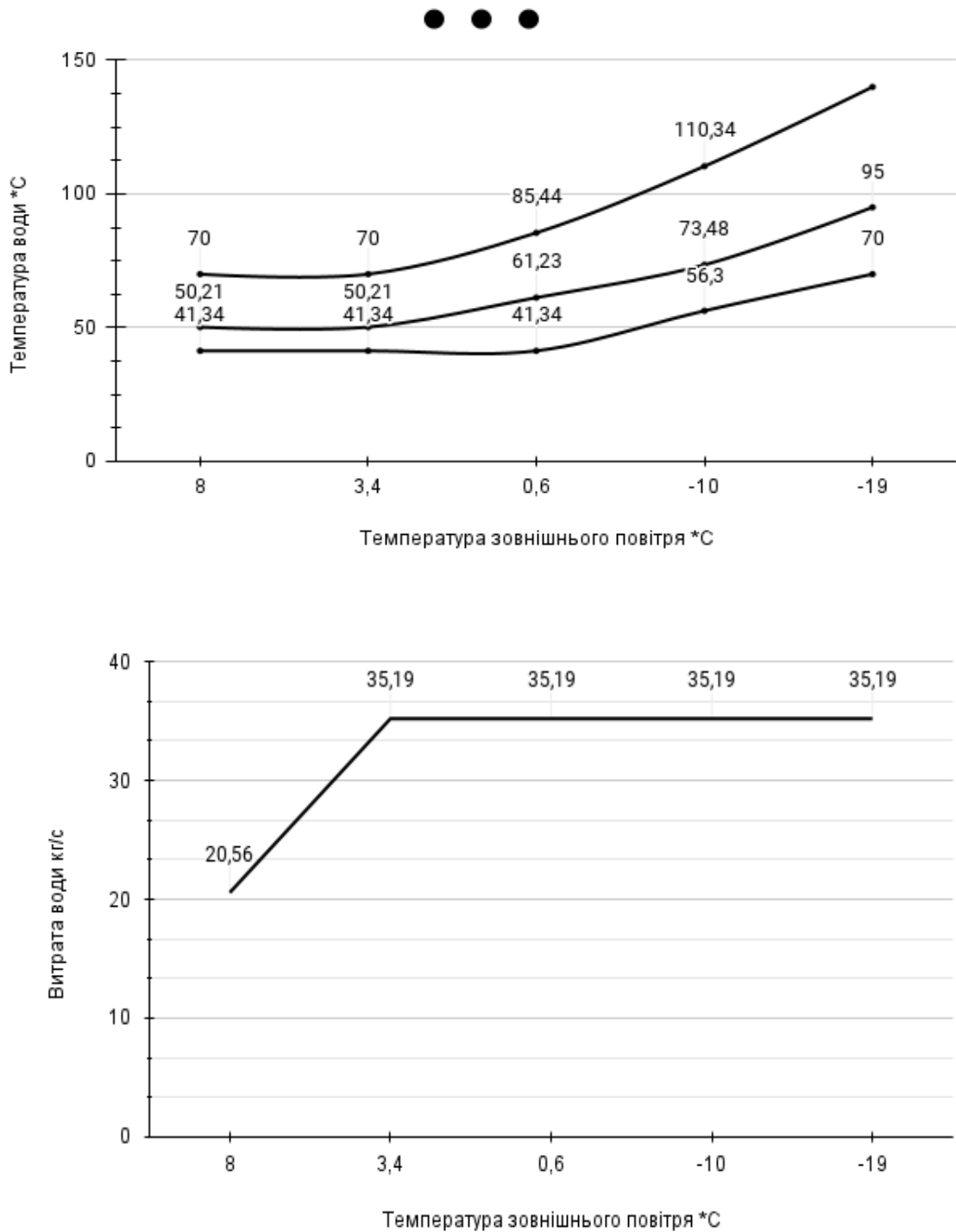


Рис. 1.3 Графік зміни температури і витрати мережної води на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря

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

1.3.2.1. Визначаємо витрату мережної води на гаряче водопостачання:

$$G_{ГВП\max} \frac{Q_{ГВП\max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} \frac{t_2 - t_n}{t_2 - t_{x.3}} = \frac{4,78 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,34)} \frac{60 - (41,34 - 5)}{60 - 5} = 9,97 \text{ кг/с}$$

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

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

$$= 41,34 - 4,78 \cdot 10^3 \cdot \frac{(41,34 - 5) - 5}{60 - 5} \cdot \frac{1}{4,19(35,19 + 9,97)} = 26,9 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

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

**Попередній розрахунок** ( $t_3 = 0,6 \text{ }^\circ\text{C}$ ):

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

$$\Delta t_I = \frac{\Delta t_{\delta I} - \Delta t_{mI}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta I}}{\Delta t_{mI}}} = \frac{(\tau_2 - t_{x.3}) - (\tau_{o2}''' - t_n)}{\ln \frac{\tau_2 - t_{x.3}}{\tau_{o2}''' - t_n}} = \frac{(26,9 - 5) - (41,34 - 36,34)}{\ln \frac{26,9 - 5}{41,79 - 36,34}} = 13,07 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{II} = \frac{\Delta t_{\delta II} - \Delta t_{mII}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta II}}{\Delta t_{mII}}} = \frac{(\tau_{o1}''' - t_2) - (\tau_{2c} - t_n)}{\ln \frac{\tau_{o1}''' - t_2}{\tau_{2c} - t_n}} = \frac{(70 - 60) - (41,34 - 36,34)}{\ln \frac{70 - 60}{41,34 - 36,34}} = 7,24 \text{ }^\circ\text{C}$$

1.3.2.5. Визначаємо витрату водопровідної води на ГВП:

$$q_{2M} = \frac{Q_{ГВП\max} 10^3}{c(t_n - t_{x.3})} = \frac{4,78 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (60 - 5)} = 20,74 \text{ кг/с}$$

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

$$Q_I = cq_{2M}(t_n - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 20,74 \cdot (36,34 - 5) = 2,73 \text{ МВт}$$

$$Q_{II} = cq_{2M}(t_2 - t_n) = 4,19 \cdot 20,74 \cdot (60 - 36,34) = 2,05 \text{ МВт}$$

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,:

$$G_I = G_{II} + G'_{o\max} = 16,23 + 35,19 = 51,42 \text{ кг/с}$$

$$G_{II} = \frac{0,55 Q_{ГВП\max} 10^3}{c(\tau_{o1}''' - \tau_{o2}''')} = \frac{0,55 \cdot 4,78 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 41,34)} = 16,23 \text{ кг/с}$$

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

$$\Phi_I = \frac{Q_I 10^3}{\Delta t_I c \sqrt{G_{M_I} G_{\delta I}}} = \frac{2,73 \cdot 10^3}{13,07 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{20,74 \cdot 51,42}} = 1,54$$

$$\Phi_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{\Delta t_{II} c \sqrt{G_{M_{II}} G_{\delta_{II}}}} = \frac{2,05 \cdot 10^3}{7,24 \cdot 4,19 \cdot \sqrt{20,74 \cdot 16,23}} = 3,68$$

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

$$Q_I = c \epsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,73 \cdot 20,74 \cdot (47,13 - 5) = 2,67 \text{ МВт}$$

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						17
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де  $\varepsilon_I$  визначаю за формулою:

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

$$= \left( 0,35 \frac{20,74}{35,19} + 0,65 + \frac{1}{1,54} \sqrt{\left[ \frac{20,74}{35,19} \right]} \right)^{-1} = 0,73$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{2,73 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 20,74} = 31,42 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 4,78 - 2,73 = 2,05 \text{ МВт}$$

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

$$G_{II} = \frac{Q_{II} 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{22})} = \frac{2,05 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (85,44 - 31,42)} = 9,06 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{22} = t_n$$

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

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 9,06 + 35,19 = 44,25 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{22} = \frac{35,19}{44,25} 41,34 + \frac{9,06}{44,25} 36,34 = 35,02 \text{ } ^\circ\text{C}$$

На цьому попередній розрахунок закінчуємо.

### Кінцевий розрахунок.

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

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,8 \cdot 20,74 \cdot (35,02 - 5) = 2,09 \text{ МВт}$$

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

$$= \left( 0,35 \frac{20,74}{44,25} + 0,65 + \frac{1}{1,54} \sqrt{\left[ \frac{20,74}{44,25} \right]} \right)^{-1} = 0,8$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{2,09 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 20,74} = 24,05 \text{ } ^\circ\text{C}$$

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 4,78 - 2,09 = 2,69 \text{ МВт}$$

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

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

$$= \frac{1,7 \cdot 3,68^2 \cdot 20,74}{\left[-1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 3,68^2 \cdot \left(\frac{(85,44 - 24,05) \cdot 4,19 \cdot 20,74}{2,69 \cdot 10^3} - 0,35\right)}\right]^2} = 10,83 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{2\epsilon} = \tau_{01} - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 85,44 - \frac{2,69 \cdot 10^3}{10,83 \cdot 4,19} = 26,15 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 10,83 + 35,19 = 46,02 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{2\epsilon} = \frac{35,19}{46,02} 41,34 + \frac{10,83}{46,02} 26,15 = 37,65 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \epsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,8 \cdot 20,74 \cdot (37,65 - 5) = 2,27 \text{ МВт}$$

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

$$= \left( 0,35 \frac{20,74}{46,02} + 0,65 + \frac{1}{1,54} \sqrt{\left[ \frac{20,74}{46,02} \right]} \right)^{-1} = 0,8$$

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

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{\epsilon M}} = 5 + \frac{2,27 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 20,74} = 26,12 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 4,78 - 2,27 = 2,51 \text{ МВт}$$

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

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						19
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

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

$$= \frac{1,7 \cdot 3,68^2 \cdot 20,74}{\left[ -1 + \sqrt{1 + 2,6 \cdot 3,68^2 \cdot \left( \frac{(85,44 - 26,12) \cdot 4,19 \cdot 20,74}{2,51 \cdot 10^3} - 0,35 \right)} \right]^2} = 10,32 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{22} = \tau_1 - \frac{Q_{II} 10^3}{G_{II} c} = 85,44 - \frac{2,51 \cdot 10^3}{10,32 \cdot 4,19} = 26,97 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо витрату мережної води через підігрівник I ступеню:

$$G_I = G_{II} + G'_{omax} = 10,32 + 35,19 = 45,51 \text{ кг/с}$$

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

$$\tau_{cm} = \frac{G'_{omax}}{G_I} \tau_{o2} + \frac{G_{II}}{G_I} \tau_{22} = \frac{35,19}{45,51} 41,34 + \frac{10,32}{45,51} 26,97 = 38,01 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність 1-го ступеню:

$$Q_I = c \varepsilon_I G_{M_I} (\tau_{cm} - t_{x.3}) = 4,19 \cdot 0,8 \cdot 20,74 \cdot (38,01 - 5) = 2,29 \text{ МВт}$$

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

$$= \left( 0,35 \frac{20,74}{45,51} + 0,65 + \frac{1}{1,54} \sqrt{\left[ \frac{20,74}{45,51} \right]} \right)^{-1} = 0,8$$

Визначаємо температуру водопровідної води після підігрівника 1-го ступеню:

$$t_n = t_{x.3} + \frac{Q_I 10^3}{c q_{2M}} = 5 + \frac{2,29 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 20,74} = 26,35 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Визначаємо теплопродуктивність підігрівника 2-го ступеню:

$$Q_{II} = Q_{ГВПmax} - Q_I = 4,78 - 2,29 = 2,49 \text{ МВт}$$

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

$$\tau_2 = \tau_{cm} - \frac{Q_I 10^3}{G_I c} = 38,01 - \frac{2,29 \cdot 10^3}{45,51 \cdot 4,19} = 26,01 \text{ }^\circ\text{C}$$

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

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

1.3.2.25. Визначаємо витрату мережної води в літньому режимі:

$$G_{ГВП} = \frac{Q_{ГВП}^{сер} 10^3}{(\tau_{01}''' - 30) c} = \frac{2,39 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 14,26 \text{ кг/с.}$$

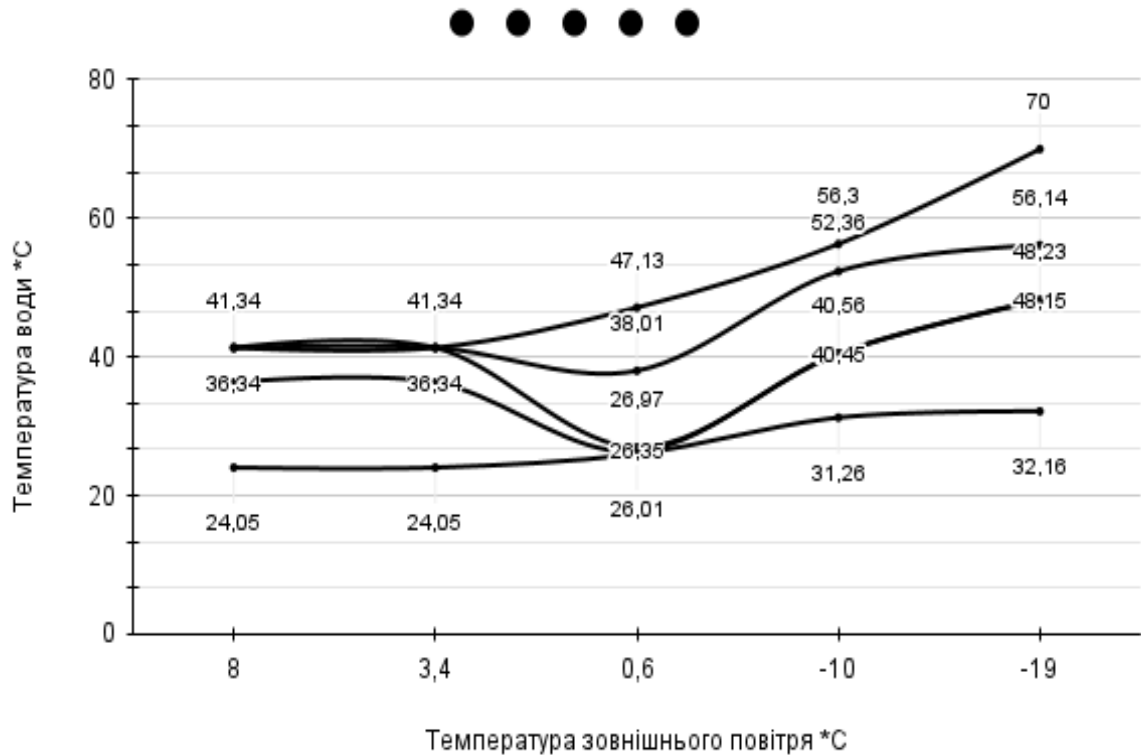
1.3.2.26. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.5.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

**Результати розрахунку витрат та температур мережної води на гаряче  
ВОДОПОСТАЧАННЯ**

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при					літо
		$t_{3,0}$	$t_3$	$t_3^{сер.опал}$	$t_{3,3}$	$t_{зПК}$	
		-19,00	-10	0,6	3,4	8	
$\tau_{02}$	°C	70,00	56,30	47,13	41,34	41,34	70
$\tau_{2e}$	°C	48,23	40,56	26,97	41,34	41,34	30
$t_n$	°C	48,15	40,45	26,35	36,34	36,34	60
$\tau_{см}$	°C	56,14	52,36	38,01	41,34	41,34	-
$\tau_2$	°C	32,16	31,26	26,01	24,05	24,05	-
$G_{ГВП}$	кг/с	3,11	5,99	11,24	20,96	20,96	14,26

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



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

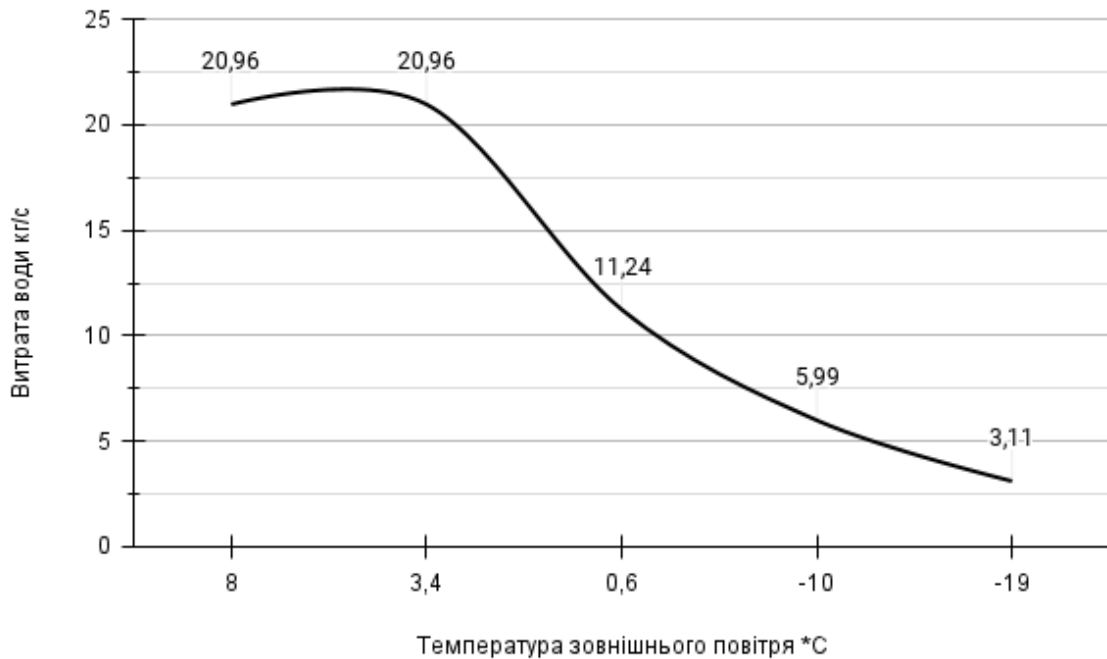


Рис. 1.5 Графіки залежності витрати мережної води на ГВП і температури мережної води після підігрівників ГВП 1-го і 2-го ступеня від температури зовнішнього повітря

1.3.3. Розрахунок витрат та температур мережної води на вентиляцію  
 За наявності “зрізки” температурного графіка виділяю три характерних діапазони.

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

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

$$\frac{(\tau_{o1} + \tau_{2в}) - (t_{в,п} + t_3)}{(\tau_{o1}'' + \tau_{2в}'') - (t_{в,п} + t_{3,в})} \left( \frac{\tau_{o1}'' - \tau_{2в}''}{\tau_{o1} - \tau_{2в}} \right)^{0,15} = 1$$

$$\frac{(140 + \tau_{2в}) - (18 + (-19))}{(110,37 + 56,30) - (18 + (-10))} \cdot \left( \frac{110,34 - 56,30}{140 - \tau_{2в}} \right)^{0,15} = 1$$

де  $\tau_{o1}''$  - температура мережної води у подавальному трубопроводі при  $t_{зовн.вент.}$ ;  $\tau_{2в}''$  - температура води після калориферів при  $t_{3,в.}$ , °C.

Методом підбору знаходимо  $\tau_{2в} = 25$  °C.

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

$$G_в = \frac{Q_в \cdot 10^3}{c(\tau_{o1} - \tau_{2в})} = \frac{1,15 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (140 - 25)} = 2,39 \text{ кг/с}$$

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

1.3.3.3. Визначаємо температуру води після калориферів, за формулою (4.40):

$$\tau_{2в} = \tau_{o1} - (\tau_{o1}'' - \tau_{2в}'') \frac{t_{в,п} - t_3}{t_{в,п} - t_{3,в}} = 70 - (110,34 - 56,3) \cdot \frac{18 - 3,4}{18 - (-10)} = 42 \text{ °C}$$

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

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						22
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$G'' = \frac{Q_6 \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{26})} = \frac{1,15 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (110,34 - 56,3)} = 5,09 \text{ кг/с}$$

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

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

$$t_3, \text{ } ^\circ\text{C} \quad \frac{\frac{(\tau_{01}''' + \tau_{26}) - (t_{6,p} - t_{3ПК}) \left( \frac{\tau_{01}'' - \tau_{26}}{\tau_{01}''' - \tau_{26}} \right)^{0,15}}{(\tau_{01}'' + \tau_{26}) - (t_{6,p} - t_{3,6}) \left( \frac{\tau_{01}''' - \tau_{26}}{\tau_{01}'' - \tau_{26}} \right)^{0,15}}}{\left( \frac{t_{6,p} - t_{3ПК}}{t_{6,p} - t_{3,6}} \right)^{0,85}} = 1,$$

$$\frac{(70 + \tau_{2В}) - (18 + 8)}{(110,34 + 56,3) - (18 + (-10))} \cdot \left( \frac{110,34 - 56,3}{70 - \tau_{2В}} \right)^{0,15} = 1$$

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

Методом підбору знаходимо  $\tau_{26} = 21 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

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

$$G_6 = \frac{Q_6 \cdot 10^3}{c(\tau_{01} - \tau_{26})} = \frac{1,15 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 21)} = 5,6 \text{ кг/с}$$

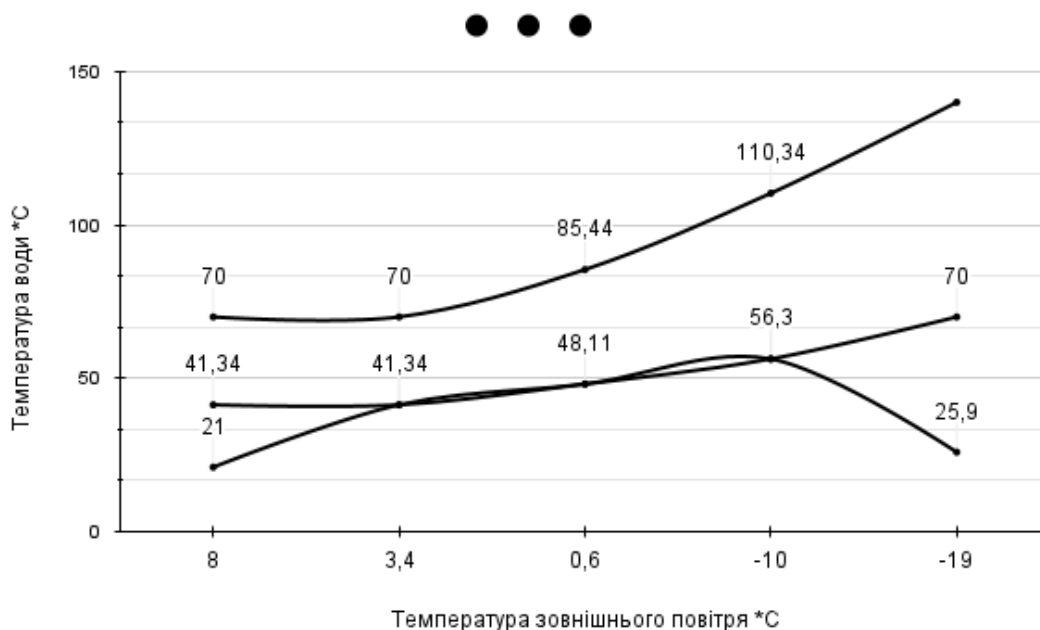
1.3.3.7. Зводимо результати розрахунків у таблицю 1.6.

Таблиця 1.6

Результати розрахунку витрат та температур мережної води на вентиляцію

Позначення	Одиниця виміру	Температура мережної води при				
		$t_{3,0}$	$t_3$	$t_3^{сер.опал}$	$t_{3,3}$	$t_{3ПК}$
		-19,00	-10	0,6	3,4	8
$\tau_1$	$^\circ\text{C}$	140,00	110,34	85,44	70,00	70,00
$\tau_{02}$	$^\circ\text{C}$	70,00	56,3	48,11	41,34	41,34
$\tau_{26}$	$^\circ\text{C}$	25,9	56,3	48,11	41,34	21
$G_6$	кг/с	3,12	5,09	5,09	5,09	5,6

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



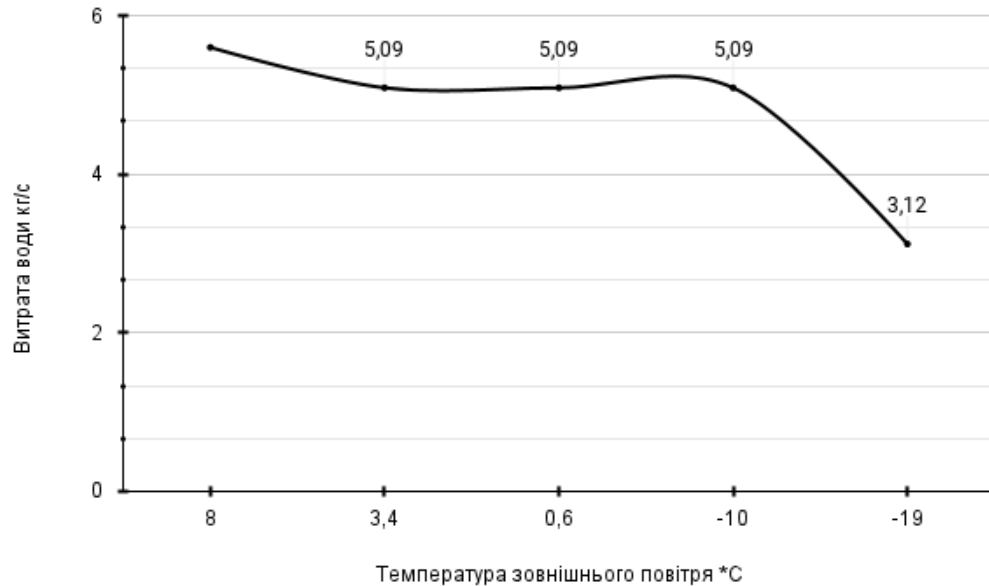


Рис. 1.6 Графіки залежності витрати мережної води на вентиляцію і температури мережної води після калориферів від температури зовнішнього повітря

#### 1.4. ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИТРАТ ТЕПЛОНОСІЯ

1.4.1. Визначаю розрахункову витрату мережної води:

- на опалення, за формулою (6.1)

$$G'_{o\ max} = \frac{Q'_{o\ max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{10,31 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (140 - 70)} = 35,16 \text{ кг/с}$$

- на вентиляцію, для максимально зимового режиму:

$$G'_{e\ max} = \frac{Q'_{e\ max} 10^3}{c(\tau'_{o1} - \tau'_{o2})} = \frac{1,15 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (140 - 70)} = 3,92 \text{ кг/с}$$

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

$$G'_{ГВП\ сep} = \frac{Q'_{ГВП} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} \left( \frac{55 - t'}{55 - t_x} + 0,2 \right) = \frac{1,99 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,34)} \cdot \left( \frac{55 - (41,34 - 5)}{55 - 5} + 0,2 \right) = 9,44 \text{ кг/с}$$

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

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

$$G'_{ГВП\ max} = \frac{0,55 Q'_{ГВП\ max} 10^3}{c(\tau'''_{o1} - \tau'''_{o2})} = \frac{0,55 \cdot 4,78 \cdot 10^3}{4,19(70 - 41,34)} = 21,89 \text{ кг/с}$$

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

$$G' = G'_{o\ max} + G'_{e\ max} + K_3 G'_{ГВП\ сep} = 35,16 + 3,92 + 1,2 \cdot 9,44 = 50,4 \text{ кг/с}$$

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

1.4.3. Визначаємо розрахункову витрату води в двотрубних водяних теплових мережах для неопалювального /літнього/ періоду, за формулою (6.11):

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						24
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$G'_l = \frac{Q_{ГВПД}^{сеп} \cdot 10^3}{(\tau_{01}''' - 30)c} = \frac{2,39 \cdot 10^3}{(70 - 30) \cdot 4,19} = 14,26 \text{ кг/с}$$

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

Таблиця 1.7

**Значення розрахункових витрат теплоносія**

Номер квартала	Розрахункова витрата теплоносія, кг/с					
	$G'_{отax}$	$G'_{втаx}$	$G_{ГВПД}^{сеп}$	$K_3 \cdot G_{ГВПД}^{сеп}$	$G'$	$G'_l$
ч1	2	3	4	5	6	7
1	1,16	0,23	0,14	0,17	1,56	0,36
2	0,78	0,14	0,09	0,11	1,03	0,25
3	0,78	0,14	0,09	0,11	1,03	0,25
4	1,16	0,23	0,14	0,17	1,56	0,36
5	1,39	0,17	0,43	0,52	2,08	0,69
6	0,78	0,10	0,28	0,34	1,22	0,45
7	0,78	0,10	0,28	0,34	1,22	0,45
8	1,39	0,17	0,43	0,52	2,08	1,2
9	1,43	0,10	0,43	0,52	2,05	1,0
10	0,82	0,07	0,24	0,29	1,18	0,34
11	0,82	0,07	0,24	0,29	1,18	0,34
12	1,23	0,10	0,47	0,57	1,9	0,98
13	1,43	0,10	0,43	0,52	2,05	1,0
14	0,82	0,07	0,24	0,29	1,18	0,34
15	0,82	0,07	0,47	0,57	1,46	0,41
16	1,23	0,10	0,43	0,52	1,85	0,54
17	1,43	0,11	0,43	0,52	2,06	1,1
18	0,78	0,14	0,09	0,11	1,03	0,25
19	0,78	0,14	0,09	0,11	1,03	0,25
20	1,16	0,24	0,14	0,17	1,57	0,34
21	2,08	0,24	0,62	0,74	3,06	1,4
22	1,13	0,10	0,33	0,39	1,62	0,39
23	0,85	0,10	0,24	0,29	1,24	0,29
24	0,68	0,10	0,19	0,23	1,01	0,19
25	1,43	0,10	0,43	0,52	2,05	1,0
26	0,95	0,10	0,28	0,34	1,39	0,95
27	0,95	0,10	0,28	0,34	1,39	0,95
28	1,43	0,10	0,43	0,52	2,05	1,0
29	1,43	0,10	0,43	0,52	2,05	1,0
30	0,92	0,07	0,19	0,23	1,22	0,86
31	0,92	0,07	0,19	0,23	1,22	0,86
32	1,36	0,10	0,24	0,29	1,75	0,99
<b>Всього:</b>	<b>35,16</b>	<b>3,92</b>	<b>9,44</b>	<b>11,32</b>	<b>50,4</b>	<b>14,26</b>

## 1.5. ВИХІДНІ ДАНІ ДО ЧАСТИНИ 2 ПРОЄКТА

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

$$\tau_2 = \frac{(G_o + G_{ГВП})}{(G_o + G_{ГВП}) + G_g} \tau_{o2ГВП} + \frac{G_g}{(G_o + G_{ГВП}) + G_g} \tau_{o2g} =$$

$$= \frac{35,16+3,11}{35,16+3,11+3,12} \cdot 32,16 + \frac{3,12}{35,16+3,11+3,12} \cdot 25,9 = 31,66 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

$$\tau_2 = \frac{35,16+20,96}{35,16+20,96+5,09} \cdot 24,05 + \frac{5,09}{35,16+20,96+5,09} \cdot 41,34 = 25,43 \text{ } ^\circ\text{C}$$

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

Таблиця 1.8

Загальні вихідні дані для Ч.2 проєкта

№ п/п	Назва параметра	Ум. познач.	Од. виміру	Характерні режими експлуатації теплофікаційної системи		
				Максимально-зимовий	Точки зламу температурного графіка	Літній
1	2	3	4	5	6	7
1	Місто розташування котельні			Херсон		
2	Тип системи тепlopостачання			Закрита		
3	Температурна характеристика тепломережі району	t <sub>1</sub> /t <sub>2</sub>	°C/°C	140 /70		
4	Температура зовнішнього повітря	t <sub>зовн</sub>	°C	-19,00	3,4	15
5	Теплове навантаження системи опалення	Q <sub>оп</sub>	МВт	10,31	3,71	-
6	Теплове навантаження системи ГВП	Q <sub>ГВП</sub>	МВт	4,78	4,78	2,39
7	Теплове навантаження системи вентиляції	Q <sub>вент</sub>	МВт	1,15	0,41	-

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		26

8	Річне теплове навантаження житлового району	$Q_{ЖР}^{річ}$	ГДж/рік	169295,42		
9	Тепло-технологічне навантаження промислового підприємства (теплоносій - горяча вода)	$Q_{п.п.}$	МВт	10	10	10
10	Температура технологічної води для промислового підприємства на виході з котельні	$t_{техн.в}$	°С	95		
11	Річне теплове навантаження промислового району	$Q_{п.п.}^{рік}$	МВт*год/рік	70000		
12	Температура "прямої" мережної води на виході з котельні	$t_1$	°С	150,00	70,00	70,00
13	Температура "зворотної" мережної води на вході в котельню	$t_2$	°С	31,66	25,43	30,00
14	Витрата "прямої" води на виході з котельні	$G_1$	кг/с	41,52	61,24	14,26
			т/год	149,47	220,46	51,34
15	Убуток води в тепломережі	$G_{уб.тм.}$	т/год	15	15	5
16	Витрата "зворотної" води на вході в котельню	$G_2$	кг/с	134,47	205,46	46,34
			т/год			
17	Втрата тиску в тепломережі	$\Delta_{ртм}$	МПа	0,3	0,3	0,3
18	Статичний напір тепломережі	$H_{стат.тм}$	м.вд.ст	40	40	40

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						27
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

**РОЗДІЛ II. РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ  
КОТЕЛЬНІ  
З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ**

**2.1. ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ТЕПЛООВОГО РОЗРАХУНКУ КОТЕЛЬНІ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ**

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

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

**Примітка:**

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

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

<b>МЗ</b>	18,88	=	18,89
<b>ТЗ</b>	10,06	=	10,03
<b>Л</b>	6,5	=	2,33

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

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

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 паливо-постачання міста
2	Теплота згорання палива	$Q_H^p$	кДж / м <sup>3</sup>	33730			Сертифікат палива
3	Температура в деаераторі	$t_{ДА}$	°С	65	65	65	Е.Р: 70 °С – 60 °С
4	Розрідження в деаераторі	$p_{ДА}$	бар	0,75	0,75	0,75	Е.Р:
							0,70 – 0,80 бар
5	Номінальна температура води на вході в котел	$t'_{ВК.НОМ}$	°С	70	70	70	Е.Р. для водогрійних котлів





### 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 –  $\sum Q_{\text{ЖР}}$ , МВт, за формулою:

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

Визначення результату		Значення для режимів, МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$\sum Q_{\text{ЖР}}$	=	19,82	19,82	
$\sum Q_{\text{ЖР}}$	=	10,56	10,56	
$\sum Q_{\text{ЖР}}$	=	6,8		6,8

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4

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

2.3.5. Визначаю експлуатаційну температуру грієної води на вході в теплообмінники технологічної, сирії, хімічищеної води та на вході в деаератор –  $t'_{\text{ТОА}}$ , °С, згідно з рекомендацією.

Результати визначення наводжу у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5

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



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

Результати визначення наводжу у таблиці 17

Таблиця 2.9

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G''_{\text{ДА}}$	=	15,28	15,28		
$G''_{\text{ДА}}$	=	15,28		15,28	
$G''_{\text{ДА}}$	=	5,09			5,09

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 результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{ХОВ}}$	=	16,5	16,5		
$G_{\text{ХОВ}}$	=	16,5		16,5	
$G_{\text{ХОВ}}$	=	5,5			5,5

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 2.11

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{\text{с.в.}}$	=	18,15	18,15		
$G_{\text{с.в.}}$	=	18,15		18,15	
$G_{\text{с.в.}}$	=	6,05			6,05

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.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		33

Таблиця 2.12

Визначення результату					Значення для режимів, МВт		
					МЗ	ТЗ	Л
QПСВ	=	0,21			0,21		
QПСВ	=	0,21				0,21	
QПСВ	=	0,07					0,07
Визначення результату					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
ГПСВ гр.в.	=	2,13			2,13		
ГПСВ гр.в.	=	2,13				2,13	
ГПСВ гр.в.	=	0,7					0,7

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

- за формулою:

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

- за формулою:

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

Результати визначення навожу у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13

Визначення результату					Значення для режимів, МВт		
					МЗ	ТЗ	Л
QПХВ	=	0,67			0,67		
QПХВ	=	0,67				0,67	
QПХВ	=	0,22					0,22
Визначення результату					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
ГПХВ гр.в.	=	6,76			6,76		
ГПХВ гр.в.	=	6,76				6,75	
ГПХВ гр.в.	=	2,22					2,22

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

- за формулою:

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

- за формулою:

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

- за формулою:

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ			Арк.
								34
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата				

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.14.

Таблиця 2.14

Визначення результату					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
G техн.в.	=	90,23			90,23		
G техн.в.	=	90,23				90,23	
G техн.в.	=	90,23					90,23
Визначення результату					Значення для режимів, МВт		
					МЗ	ТЗ	Л
QПТВ	=	9,16			9,16		
QПТВ	=	9,16				9,16	
QПТВ	=	8,42					8,42
Визначення результату					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
GПТВ гр.в.	=	92,37			92,37		
GПТВ гр.в.	=	92,37				92,37	
GПТВ гр.в.	=	84,91					84,91

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15

Визначення результату					Значення для режимів, т/год		
					МЗ	ТЗ	Л
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	103,24			103,24		
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	103,24				103,24	
$\Sigma G_{\text{вн}}^{\text{гр.в.с.в.}}$	=	88,49					88,49

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.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		35

Таблиця 2.16

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
Тзвор	=	47,49	47,49		
Тзвор	=	39,5		39,5	
Тзвор	=	52,97			52,97

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
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	29,79	29,79		
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	20,53		20,53	
$\sum Q_{\text{КОТ}}$	=	15,48			15,48

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.18.

Таблиця 2.18

Позн.	Одиниця виміру	Визначення результату
ТИП		<b>КВ-ГМ-10</b>
Q вк. ном.	МВт	11,6
G вк. ном	т/год	123,5
$\eta$ 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.

						КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			36

Результати визначення наводжу у таблиці 2.19.

Таблиця 2.19

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
Нвк.вст	=	2,56	3,00		
Нвк.вст	=	1,76		2,00	
Нвк.вст	=	1,33			2,00

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

$$N_{\text{ВК.Б}} = 1$$

Результати визначення наводжу у таблиці 2.20.

Таблиця 2.20

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
Нвк.б	=	1,00	1,00		
Нвк.б	=	1,00		1,00	
Нвк.б	=	1,00			1,00

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

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

Результати визначення наводжу у таблиці 2.21

Таблиця 2.21

Визначення результату			Значення для режимів, шт		
			МЗ	ТЗ	Л
Нвк.з	=	3,00	2,00		
Нвк.з	=	2,00		1,00	
Нвк.з	=	1,00			1,00

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.22.

Таблиця 2.22

Визначення результату			Значення для режимів, шт.		
			МЗ	ТЗ	Л
Нвк.р	=	4,00	4,00		
Нвк.р	=	3,00		3,00	
Нвк.р	=	1,00			2,00

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 наводжу у таблиці 2.23

Таблиця 2.23

Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q <sub>вк.б</sub>	=	11,6	4 котли	11,6		
t' <sub>вк.б</sub>	=	70,00		70,00		
t'' <sub>вк.б</sub>	=	150,00		150,00		
G <sub>вк.б</sub>	=	123,5		123,5		
Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q <sub>вк.б</sub>	=	11,6	3 котли		11,6	
t' <sub>вк.б</sub>	=	70,00			70,00	
t'' <sub>вк.б</sub>	=	150,00			150,00	
G <sub>вк.б</sub>	=	123,5			123,5	
Визначення результату				Значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
Q <sub>вк.б</sub>	=	11,6	2 котел			11,6
t' <sub>вк.б</sub>	=	70,00				70,00
t'' <sub>вк.б</sub>	=	150,00				150,00
G <sub>вк.б</sub>	=	123,5				123,5

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		38



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 результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$\sum G_{ВК}$	=	269,75	269,75		
$\sum G_{ВК}$	=	370,50		370,5	
$\sum G_{ВК}$	=	247			247

2.3.28. 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 2.28

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$t''_{ВК.З}$	=	150,00	150,00		
$t''_{ВК.З}$	=	91		91	
$t''_{ВК.З}$	=	0			0

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.29

Таблиця 2.29

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{РЕЦ}$	=	59,23	59,23		
$G_{РЕЦ}$	=	102,26		102,26	
$G_{РЕЦ}$	=	43,35			43,35

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.30

Таблиця 2.30

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$t_{BK}^{\Sigma}$	=	150,00	150,00		
$t_{BK}^{\Sigma}$	=	114,5		114,5	
$t_{BK}^{\Sigma}$	=	150,00			150,00

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

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.31.

Таблиця 2.31

Визначення результату			Значення для режимів, т/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$G_{пер}$	=	0	0		
$G_{пер}$	=	130,5		130,5	
$G_{пер}$	=	42,33			42,33

2.3.32. Визначаю похибку балансових розрахунків водогрійної котельні за формулою:

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

Результати визначення наводжу в таблиці 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результату			Значення для режимів, %		
			МЗ	ТЗ	Л
$\Delta G\%$	=	7,59	7,59		
$\Delta G\%$	=	7,98		7,98	
$\Delta G\%$	=	8,03			8,03

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

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

Результати визначення наводжу у табл. 2.32.

Таблиця 2.32

Визначення результату			Значення для режимів, тис м3/год		
			МЗ	ТЗ	Л
$W_{\text{КОТ}}$	=	3,49	3,49		
$W_{\text{КОТ}}$	=	2,4		2,4	
$W_{\text{КОТ}}$	=	1,8			1,8

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

$$\Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} = W_{\text{нас.реци}} + W_{\text{нас.т/м}} + W_{\text{нас.підж}} + W_{\text{техн.води}} + W_{\text{нас.св}} + W_{\text{нас.хв}} + \Sigma W_{\text{ВД}} + \Sigma W_{\text{Д}} + W_{\text{освітл}} = 15 \cdot 2 + 15 \cdot 4 + 4 \cdot 2 + 0,5 \cdot 3 + 22 \cdot 3 + 1,5 \cdot 2 + 2 \cdot 55 + 2 \cdot 30 + 2,5 = 341 \text{ кВт}$$

де:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{год}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 1 \cdot K_{\tau}^{\text{год}} = 341 \cdot 1 \cdot 0,8 = 272,8 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{год}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{доб}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 24 \cdot K_{\tau}^{\text{доб}} = 328 \cdot 24 \cdot 0,75 = 6138 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{добу}$$

$$W_{\text{вл.п}}^{\text{рік}} = \Sigma W_{\text{КОТ}}^{\text{вл.п}} \cdot 8760 \cdot K_{\tau}^{\text{рік}} = 328 \cdot 8760 \cdot 0,65 = 1941654 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

де:

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

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		42

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

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

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

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

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

Результати визначення навести у таблиці 2.33.

Таблиця 2.33

Визначення результату		Значення для режимів, кг у.п./МВт		
		МЗ	ТЗ	Л
$(b_T^{відп})_{газ}$	=	117,04	мЗ/ГДж	117,04
$(b_T^{відп})_{у.п.}$	=	131,08	кг у.п./ГДж	131,08

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

$$e_{e/e}^{відп} = \Sigma W^{доб} / (\Sigma Q_{Т/Ф} \cdot 24) = 5400 / (21,11 \cdot 24) = 10,6$$

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

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

$$C_Q = (131,08 / 1,15) \cdot 16390 \cdot 10^{-3} + 10,6 \cdot 4,32 + 30,0 = 1943,92 \text{ грн/ГДж}$$

2.4.7 Формую висновок щодо енергоефективності проєктної котельні.

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

Основні результати розрахунку зводжу в таблицю 2.34.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		43

**Результати розрахунку теплової схеми котельні  
з водогрійними котлами**

№ п.п	Умовне позначення	Назва параметра	Один. виміру	Числове значення для режимів		
				МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7
1	$t_{\text{зовн}}$	Температура зовнішнього повітря	°С	- 19	3,4	+ 15
2	$\Sigma Q_{\text{Ж.Р}}$	Сумарне теплове навантаження житлового району	МВт	19,82	10,56	6,8
3	$Q_{\text{П.П}}$	Теплове навантаження промислового підприємства	МВт	10	10	10
4	$\Sigma Q_{\text{КОТ}}$	Сумарне теплове навантаження котельні	МВт	29,79	20,53	5,48
5	$\tau_1$	Температура мережної води в “прямій” магістралі на виході з котельні	°С	150°	70°	70°
6	$\tau_2$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в котельню	°С	31,60	25,43	30,00
7	$\tau_{\text{звор}}$	Температура води в “зворотній” магістралі на вході в мережні насоси	°С	47,49	39,5	52,97
8	$G_1$	Витрата води в “прямій” магістралі на виході з котельні	т/год	149,47	220,46	31,34
9	$G_{\text{убут}}$	Убуток води в тепломережі	т/год	15,0	15,0	5,0
10	$G_2$	Витрата води в «зворотній» магістралі на вході в котельню	т/год	134,47	205,46	46,34
11	$G_{\text{рец}}$	Витрата води в трубопроводі рециркуляції котлів	т/год	59,23	102,26	43,45
12	$G_{\text{пер}}$	Витрата води в трубопроводі перепуску	т/год	0	130,5	42,33
13	$N_{\text{ВК.ВСТ}}$	Число встановлених водогрійних котлів	од	4	4	4
14	$N_{\text{ВК.Р}}$	Число котлів, що знаходяться в експлуатації	од	4	4	4
15	$N_{\text{ВК.Б}}$	Число котлів, що експлуатуються в базовому (номінальному) режимі	од	1	1	1
16	$N_{\text{ВК.З}}$	Число котлів, що експлуатуються в режимі змінного навантаження	од	3	2	1

1	2	3	4	5	6	7
17	$V_{\text{КОТ}}$	Годинна витрата природного газу в котельні	тис.м <sup>3</sup> / год	3,49	2,4	1,8
18	$(b_{\text{T}}^{\text{відп}})_{\text{газ}}$	Питома витрата природного газу на відпущену від котельні теплову енергію	м <sup>3</sup> /ГДж	117,04		
19	$(b_{\text{T}}^{\text{відп}})_{\text{у.п}}$	Питома витрата умовного палива на відпущену від котельні теплову енергію	кг у.п /ГДж	131,08		
20	$\Sigma W_{\text{БК}}$	Сумарна встановлена потужність споживачів електроенергії котельні	кВт	288		
21	$e_{\text{e/e}}^{\text{доб}}$	Середньодобова питома витрата електроенергії на відпуск теплоти від котельні	кВт/МВт	10,6		
22	$\text{Ц}_{\text{Палив}}$	Вартість природного газу	грн./ тис. м <sup>3</sup>	16 390	16 390	16 390
23	$\text{Ц}_{\text{E/E}}$	Вартість електроенергії	грн./ кВт.год	4,32	4,32	4,32
24	$C_{\text{Q}}$	Собівартість теплоти, що відпущена від котельні	Грн./ГДж	1943,92		

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ		Арк.
							45
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			

## 2.5. ВИБІР ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНИ З ВОДОГРІЙНИМИ КОТЛАМИ

### 2.5.1. Вибір водогрійних котлів

У відповідності до рекомендацій та розрахунків до встановлення приймаємо 4 котли. Визначену інформацію по водогрійним котлам наводжу в таблиці 2.35.

Таблиця 2.35

№ п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	Тип ВК	Типорозмір водогрійного котла		За інформаційними листами заводів виробників	КВ-ГМ-10
2	$Q_{ВК.НОМ}$	Номінальна теплова потужність котла	МВт(т)	З паспорта котла	11,6
3	$G_{ВК.НОМ}$	Номінальна витрата води на котел	т/год	«--»	123,5
4	$V_{ВК.НОМ}$	Номінальна витрата природного газу на котел	тис. м <sup>3</sup> /год	«--»	1,29
5	$\Delta p'_{ВК.НОМ}$	Номінальний гідравлічний опір котла	атм	«--»	2,5
6	$\Delta p''_{ВК.НОМ}$	Номінальний аеродинамічний опір котла	мм.вд.ст	«--»	57
7	$t'_{ВК.НОМ}$	Номінальна температура води на вході в котел	°С	«--»	70
8	$t''_{ВК.НОМ}$	Номінальна температура води на виході з котла	°С	«--»	150
9	$\eta_{ВК.НОМ}$	Номінальний ККД котла	од.	«--»	0,925

### 2.5.2. Вибір рециркуляційних насосів

5.2.1. Здійснюю вибір типорозміру насосів рециркуляції, його номінальної подачі –  $Q_{нас.реци}^{НОМ}$ , м<sup>3</sup>/год, та напору –  $H_{нас.реци}^{НОМ}$ , м вд.ст, на базі визначених максимальних значень (в режимі ТЗ) пропуску води через трубопровід рециркуляції –  $G_{РЕЦИ}=121$  т/год, та опору трубопровідної системи рециркуляції –  $\Delta H_{РЕЦИ}$ .

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

$$N_{нас.реци}^{роб} = G_{РЕЦИ}^{ТЗ} / Q_{нас.реци}^{НОМ} = 60/100 = 0,6$$

\*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення.

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

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

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

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						46
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## 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	---	3 інформаційного листа заводу-виробника	NBE 100-80-150/177		NBE 32-125.1/140
2	$Q_{н. рец}^{ном}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	100	11,3	
3	$H_{н. рец}^{ном}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	32	5,3	
4	$N_{н. рец}^{ном}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	15	1,5	
5	$\eta_{н. рец}^{ном}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,73	0,77	

## 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 “Котельня – Тепломережа” –  $G_1=220,46$  т/год, та опору трубопровідної системи –  $\Delta H_{мер}$  та статичного напору тепломережі.

Число робочих мережних насосів –  $N_{нас.мер}^{роб}$ , шт, становить — 3.

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

$$N_{нас.мер}^{вст} = N_{нас.мер}^{роб} + 1 = 3 + 1 = 4$$

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

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						47
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## 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 50-160/165 A-F-A-BAQE		NKG 200-150-400/435 A2-F-A-E-NAQK
2	$Q_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	94,69	57,3	
3	$H_{\text{нас.мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	38,64	60,3	
4	$N_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	15	16	
5	$\eta_{\text{нас. мер}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,9	0,7	

## 2.5.4. Вибір внутрішньо-котельних насосів

## 2.5.4.1. 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 –  $G_{\text{с.в}}=18,18$  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:

$$N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} = G_{\text{с.в.}} / Q_{\text{нас.с.в}}^{\text{ном}} = 18.18 / 26,4 = 0,68$$

\*) Примітка.

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

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

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

2.5.4.1.4. Блок параметрів по насосам сирової води наводжу в табл. 2.38.

									Арк.
									48
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ				

## 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	NB 32-160.1/177 AF2KBQQE		
2	$Q_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	26,4		
3	$H_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	42,6		
4	$N_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	4		
5	$\eta_{\text{нас.св}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,55		

## 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 –  $G_{\text{під}}=15$  т/год, опору трубопровідної 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:

$$N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}} = G_{\text{під}} / Q_{\text{нас.під}}^{\text{ном}} = 15/7,5 = 2$$

\*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення Число робочих насосів –  $N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}}$ , шт, становить — 2.

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

$$N_{\text{нас.під}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.під}}^{\text{роб}} + 1 = 2 + 1 = 3$$

2.5.4.2.4. Блок параметрів по насосам наводжу в табл. 2.39.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		49

## 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	NK 32-160.1/167 A1-F-A-E-BAQE		
2	$Q_{\text{нас. під}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	7,5		
3	$H_{\text{нас. під}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м	“ – “	4,3		
4	$N_{\text{нас. під}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	0,25		
5	$\eta_{\text{нас. під}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,64		

## 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 –  $G_{\text{тех}}=129$  т/год та опору трубопровідної системи –  $\Delta H$ .

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

$$N_{\text{нас.тех}}^{\text{роб}} = G_{\text{тех}} / Q_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}} = 129/115 = 1,12$$

\*) Примітка.

Одержане число насосів потрібно округлити до більшого цілого значення Число робочих насосів –  $N_{\text{нас.тех}}^{\text{роб}}$ , шт, становить — 2.

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

$$N_{\text{нас.тех}}^{\text{вст}} = N_{\text{нас.с.в}}^{\text{роб}} + 1 = 2 + 1 = 3$$

2.5.4.3.4. Блок параметрів по насосам технологічної води наводжу в табл. 2.40.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		50

## 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	115		
3	$H_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м.вд.ст..	“ – “	40		
4	$N_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ – “	22		
5	$\eta_{\text{нас.тех}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ – “	0,8		

## 5.4.4. Вибір насосів хімоочищеної води

5.4.4.1. Здійснюю вибір типорозміру насосу, його номінальної подачі –  $Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$ , 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 –  $G_{\text{хов}}=15,15$  т/год, та опору трубопровідної системи –  $\Delta H$ .

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

$$N_{\text{нас.с.в.}}^{\text{роб}} = G_{\text{хов}} / Q_{\text{нас.реци}}^{\text{ном}} = 15,15 / 15,9 = 0,95$$

\*) Примітка.

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

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

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

2.5.4.4.4. Блок параметрів по насосам сирової води наводжу в табл. 2.41.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		51

Таблиця 2.41

**Характеристика насосів хімоочищеної води**

№п.п	Ум. позн.	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення для режимів		
					МЗ	ТЗ	Л
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТИП НАСОСА	Типорозмір насоса	---	З інформаційного листа заводу-виробника	NKE 32-160.1/175		
2	$Q_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна подача насоса	м <sup>3</sup> /год	З паспорта насоса	15,9		
3	$H_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний напір насоса	м	“ _ “	19,4		
4	$N_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальна потужність насоса	кВт(е)	“ _ “	1,5		
5	$\eta_{\text{нас.хов}}^{\text{ном}}$	Номінальний ККД насоса	од.	“ _ “	0,89		

**2.5.5. Вибір деаераторів водогрійної котельні**

Загальноприйнятим рішенням для водогрійних котельних є встановлення для деаерації води не менше двох деаераторів вакуумного типу з охолодником випару для кожного. До встановлення обираємо 2 деаератор ДВ-15. Блок параметрів наводжу в таблиці 2.42

Таблиця 2.42

**Характеристика деаераторів водогрійної котельні**

№ п.п	Назва параметра	Один. вим.	Метод визначення	Значення
1	3	4	5	6
1	Типорозмір деаератора		За інформаційними листами заводів виробників	ДВ-15
2	Номінальна продуктивність	т/год	«--»	15
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 проєкті 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  $Q_{\text{ПСВ}} = 0,21$  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:

$$F = Q_{\text{ПСВ}} / \Delta t \cdot K = 210000 / 105 \cdot 2500 = 0,8 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник ПВ 75x4. Максимально можлива площа поверхні нагріву —  $F = 1,9 \text{ м}^2$ , площа поверхні нагріву однієї пластини —  $0,04 \text{ м}^2$ , кількість пластин — 10 шт.

#### 2.5.6.2. Підігрівник хімоочищеної води

2.5.6.2.1. Теплове навантаження підігрівника хімоочищеної води  $Q_{\text{ПХВ}} = 0,67$  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:

$$F = Q_{\text{ПХВ}} / \Delta t \cdot K = 670000 / 73 \cdot 2500 = 3,67 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник ПВ 114x4. Максимально можлива площа поверхні нагріву —  $F = 8,9 \text{ м}^2$ , площа поверхні нагріву однієї пластини —  $0,09 \text{ м}^2$ , кількість пластин — 10 шт.

#### 2.5.6.3. Підігрівник технологічної води

2.5.6.3.1. Теплове навантаження підігрівника технологічної води  $Q_{\text{тех}} = 10,8$  МВт;

2.5.6.3.2. Обчислюємо наявний температурний перепад:

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

2.5.6.3.3. Визначаємо необхідну поверхню теплообміну:

$$F = Q_{\text{тех}} / \Delta t \cdot K = 916000 / 57,46 \cdot 2500 = 6,37 \text{ м}^2$$

$K$  — коефіцієнт теплопередачі.

З переліку стандартних типорозмірів підігрівників обираємо пластинчастий підігрівник ПВ 168x4. Максимально можлива площа поверхні нагріву —  $F = 6,9 \text{ м}^2$ , площа поверхні нагріву однієї пластини —  $0,2 \text{ м}^2$ , кількість пластин — 37 шт.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						53
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 2.43

**Рекомендоване тягодуттєве обладнання**

№ п/п	Найменування	Димосос	Вентилятор
1	Тип обладнання	ДН-12,5уІ	ВДН-10у
2	Потужність, кВт	55	30
3	Частота обертання, об/хв	1500	1000

### РОЗДІЛ 3. Охорона праці

У даному дипломному проєкті розглядається розрахунок і проектування обладнання водогрійної котельні згідно рекомендацій [12].

Впровадження нового більш досконалого обладнання, оснащеного сучасними системами автоматизації та управління, дозволить знизити ступінь впливу на людину шкідливих і небезпечних факторів та підвищити безпеку експлуатації та обслуговування, що значно покращить умови роботи котельні.

При проектуванні врахувати вимоги охорони праці щодо організації та забезпечення здорових і безпечних умов праці на робочих місцях операторів котелень.

#### 3.1. Вимоги до улаштування приміщень і обладнання котельні

Загальні положення

1. Стаціонарні котли повинні встановлюватись в будівлях і приміщеннях, що відповідають вимогам СНиП 11-35-76 “Котельні установки”, СНиП 11-58 75 „Електростанції теплові” і даним правилам.

Установка котлів поза приміщенням допускається в тому випадку, якщо котел запроектований для роботи в даних кліматичних умовах.

1. Обладнання приміщень і дахових перекриттів над котлами не допускається. Дані вимоги не розповсюджуються на котли, встановлені в промислових приміщеннях у відповідності зі статтею 7.1.3.

2. В середині промислових приміщень допускається установка:

- а) прямоточних котлів паропродуктивністю не більше 4 т/год кожний;
- б) котлів, що задовольняють умову  $(t-100) V \leq 100$  (для кожного котла), де  $t$  - температура насиченої пари при робочому тискові, °С,  $V$  – водяний об’єм котла, м<sup>3</sup>;
- в) водогрійних котлів (теплопродуктивністю кожного не більше 10,5 ГДж/год , 2,5 Гкал/год), що не мають барабанів;
- г) котлів-утилізаторів – без обмежень.

					00КРБ 144ОПТЕ00.004.222201.2024.ПЗ						
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №3 в м. Херсон</i> <b>РОЗДІЛ 3</b>			Літера	Аркушів	Аркуш	
Розробив	Остапенко М.П.								100	55	
Перевірив	Самійленко С.М.							ТЕ4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ			
Рецензув.											
Затвердив	Петренко В.П.										

3. Місце встановлення котлів в середині промислових приміщень повинно бути відокремлено від іншої частини приміщення незгораючими перегородками по всій висоті котла, але не нижче 2 м, з установкою дверей. Відкриття дверей визначаються проектною організацією, виходячи з місцевих умов.

В приміщеннях котельні не дозволяється розміщувати побутові і службові приміщення, які не призначені для персоналу котельні, а також майстерні, не призначені для ремонту котельного обладнання.

4. Рівень підлоги нижнього поверху котельного приміщення не повинен бути нижче запланованої відмітки землі, прилеглої до будівлі котельні.

Установка прямиків в котельнях не допускається. В окремих випадках, обумовлених технологічною необхідністю, щодо вирішення проектною організацією (вузлів вводу і виводу теплотрас) можуть встановлюватись прямики.

5. Вихідні двері із котельного приміщення повинні відкриватися назовні і мати таблички “Стороннім вхід заборонено”. Двері із службових, побутових, а також допоміжних приміщень в котельню повинні обладнуватись пружинами і відкриватися в сторону котельні.

#### Освітлення

Приміщення котельні повинні бути забезпечені денним освітленням, а в нічний час – електричним освітленням. Місця, які по технічним причинам не можна забезпечувати денним світлом, повинні мати електричне освітлення.

Окрім робочого освітлення в котельнях повинно бути аварійне електричне освітлення.

Підлягають обов’язковому обладнанню аварійним освітленням наступні місця:

- а) фронт котлів, а також проходи між котлами, ззаду котлів і над котлами;
- б) щити і пульти управління;
- в) водовказівні і вимірювальні прилади;
- г) зольні приміщення;
- д) вентиляторні площадки;
- е) димососні площадки;
- є) приміщення для баків і деаераторів.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						56
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Розміщення котлів і допоміжного обладнання

1. Відстань від фронту котлів і виступаючих частин топок до протилежної стіни котельні повинно складати не менше 3 м, при цьому для котлів, що працюють на газоподібному або рідкому паливі, відстань від виступаючих частин пальникових пристроїв до стіни котельного приміщення повинна бути не менше 1 м, а для котлів, обладнаних механізованими топками, відстань від виступаючих частин топок повинна бути не менше 2 м.

Для котлів паропродуктивністю 2,5 т/год і меншої відстані від фронту котлів і виступаючих частин топок до стінки котельної може бути зменшено до 2 м, в інших випадках:

а) якщо топка з ручним завантаженням твердого палива, обслуговується з фронту і має довжину не більше 1 м;

б) при відсутності необхідності обслуговування топки з фронту;

в) якщо котли працюють на газоподібному або рідкому паливі.

2. Відстань між фронтом котлів і виступаючими частинами топок, розміщених один навпроти одного, повинні складати:

а) для котлів, обладнаних механізованими топками, не менше 4 м;

б) для котлів, що працюють на газоподібному або рідкому паливі, не менше 4 м, при цьому відстань між пальниковими пристроями повинна бути не менше 2 м;

в) для котлів з ручним завантаженням твердого палива, не менше 5 м.

3. Перед фронтом котлів допускається встановлення котельного допоміжного обладнання і щитів управління, при цьому ширина вільних проходів вздовж фронту повинна бути не менше 1,5 м і встановлене обладнання не повинно заважати обслуговуванню котлів.

4. При установці котлів, для яких потрібне бокове обслуговування топки або котла (обдувка, очистка газоходів, барабанів і колекторів, обслуговування топкових пристроїв, реперів, елементів топки), ширина бокового проходу повинна бути достатньою для обслуговування і ремонту, але не менше 1,5 м для котлів паропродуктивністю 4 т/год, не менше 2 м для котлів паропродуктивністю 4 т/год і більше.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						57
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

5. В тих випадках, коли не потрібно бокового обслуговування топок і котлів, обов'язковим являється те, щоб прохід між крайніми котлами і задньою стінкою котельного приміщення складав не менше 1 м.

Ширина проходу між окремими виступаючими із обмурівки частинами котлів, а також цими частинами і виступаючими частинами будівлі, повинна складати не менше 0,7 м.

6. Проходи в котельні повинні мати вільну висоту не менше 2 м. При відсутності необхідності переходу через барабан, сухопарник або економайзер, відстань від них до нижніх конструктивних частин покриття котельні повинна бути не менше 0,7 м.

7. Забороняється установка в одному з приміщень з котлами і економайзерами обладнання, що не має прямого відношення до обслуговування і ремонту котлів до технології одержання пари або гарячої води.

Котли і турбогенератори електростанцій можуть встановлюватись в загальному приміщенні без влаштування розподільчих стін між котельнею і машинним залом.

### **3.2. Заходи з охорони праці під час експлуатації**

#### ***Правила безпечної експлуатації обертових механізмів.***

- Спецодяг персоналу не повинен мати частин, що розвіваються і можуть бути захоплені частинами механізму, що обертаються. Засукувати рукава спецодягу забороняється. Волосся повинно бути накрите каскою.
- Під час обслуговування механізмів, що обертаються, жінки повинні носити штани.
- Весь персонал повинен бути навчений методам надання першої допомоги особам, які потерпіли від дії електричного струму та інших нещасних випадках.
- Всі електродвигуни на устаткуванні, що обслуговується, повинні бути заземлені.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- Забороняється виконувати ремонтні роботи на не зупинених механізмах і устаткуванні.
- Забороняється чистити, обтирати і змащувати частини механізмів, що обертаються, а також просувати руки за огорожу.
- Забороняється під час обтирання зовнішньої поверхні працюючих механізмів намотувати обтиральний матеріал на руку або пальці.
- Забороняється пуск і обслуговування механізмів без обгородження частин, які обертаються.
- Під час обслуговування обертових механізмів повинні строго дотримуватись вимог "Правил охорони праці під час експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій, теплових мереж і тепловикористовувальних установок" ПОПТМО (НПАОП0,00-1.69-13).

***Вказівки щодо безпечної експлуатації, вибухо-пожежобезпеки, при обслуговуванні котлоагрегату КВГМ.***

- Охорона праці під час експлуатації котлів КВГМ-180 не має специфічних особливостей, відмінних від загальних правил, яких додержуються під час експлуатації котлів і повинна задовольняти:
  - технічним вимогам щодо вибухобезпеки котельних установок, які працюють на мазуті і природному газу в повному обсязі;
  - вимогам " Правил охорони праці під час експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій, теплових мереж і тепловикористовувальних установок ".
  - Під час обслуговування парових і водогрійних котлів потрібно дотримуватись таких правил і вказівок.
  - Під час пуску, зупину і роботи котла не знаходитись на площадках обслуговування, поблизу фланцевих з'єднань трубопроводів, арматури, лазів, люків, якщо це не викликано необхідністю обслуговування устаткування, не допускати присутності в указаних місцях осіб, які не приймають участі в проведенні операцій.
  - Обертові частини механізмів повинні бути обгороджені. Пуск або тимчасова

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		59

робота механізмів котла без запобіжних огорожень або з погано закріпленими огорожами забороняється.

- Під час пуску механізму котла, коло кнопки його аварійного зупину повинен знаходитися спостерігач.

- Забороняється вносити відкрите полум'я в топку котла, який підготовлюється до пуску, без попередньої вентиляції топки і газоходів.

- Обслуговуючий персонал повинен бути одягнений у відповідний до вимог ПОП одяг. Під час знаходження в цеху обов'язково одягти каску.

- Не доторкатися до гарячих поверхонь устаткування і трубопроводів.

- Не чистити, не обтирати, не змащувати частини устаткування або механізмів, що обертаються.

- Не опиратися і не ставати на бар'єри площадок, запобіжні кожухи муфт, трубопроводи, конструкції і перекриття, які не призначені для проходу по них і не мають спеціальних огорож і поручнів.

- Не допускати виконання ремонтних робіт на працюючому устаткуванні, яке знаходиться під тиском або напругою.

- У випадку виявлення свищів і значного паріння потрібно прийняти заходи щодо огороження небезпечної зони, припинити всі види робіт в небезпечній зоні, вивести з неї людей і вивісити попереджувальні плакати.

- Персонал, який обслуговує котли, що працюють на газовому або мазутному паливі, повинен досконало знати їх властивості і особливості.

- Природний газ не токсичний, але його присутність зменшує кількість кисню в повітряному середовищі і може утворювати з повітрям вибухонебезпечні суміші. Вибухонебезпечною концентрацією є вміст газу в повітрі від 5 до 15 %.

- Щоб уникнути вибуху в приміщенні котельні потрібно стежити за справним станом газового господарства і періодично контролювати вміст газу в повітрі в місцях, небезпечних у відношенні загазованості у відповідності з графіком.

- Категорично забороняється шукати місця витікання газу за допомогою відкритого вогню.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						60
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

○ У випадку виявлення витікання газу застосувати заходи щодо їх усунення, провентилювати і обгородити газонебезпечну зону, вивісити попереджувальні плакати.

**У випадку виведення котла в ремонт потрібно:**

- надійно відключити котел і запобігти можливості попадання води, пари, мазуту і газу від працюючих котлів;
- знизити тиск до атмосферного і спорожнити;
- замкнути на ланцюги з замками закрити арматуру і відкрити вентиля дренажів;
- зняти напругу з електродвигунів засувки і механізмів;
- вивісити попереджувальні плакати.

○ У випадку виникнення небезпеки нещасного випадку потрібно вжити заходи щодо його попередження:

- зупинити устаткування і механізми;
- зняти напругу;
- відключити воду;
- викликати начальника зміни цеху.

○ У випадку появи загрози нещасного випадку необхідно вжити заходи для його попередження:

- Зупинити устаткування або механізм;
- Зняти напругу;
- Відключити подачу пари або води;
- Доповісти про подію СМ чи НЗ.
- При нещасному випадку необхідно:
- Негайно надати потерпілому першу допомогу;
- Доповісти СМ чи НЗ.

**У випадку виявлення пожежі або загорання необхідно:**

• Негайно повідомити начальника зміни станції, начальника зміни цеху, старшого машиніста цеху, вказати місце і, при необхідності, викликати пожежну команду.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						61
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- Дії персоналу під час пожежі повинні бути, в першу чергу, спрямовані на забезпечення безпеки та евакуації людей.
- Начальник зміни цеху, а в його відсутність старший машиніст цеху, до прибуття пожежної команди зобов'язаний забезпечити гасіння пожежі силами персоналу цеху та за необхідності залучати персонал інших цехів, наявними протипожежними засобами. Одночасно необхідно прийняти заходи щодо спостереження за працюючим устаткуванням і перешкоджання розповсюдженню пожежі.
- Після прибуття пожежної команди керівництво гасінням пожежі приймає на себе начальник пожежної команди, а начальник зміни залишається його консультантом.
- Експлуатаційний, ремонтний персонал та адміністративно-технічні особи зобов'язані виконувати всі вимоги начальника пожежної команди і стежити за виконанням правил безпеки особами, які виконують гасіння пожежі.
  - Гасіння пожежі в електроустановках виконується після зняття напруги, видачею допуску на гасіння пожежі та під наглядом начальника зміни електроцеху або старшого електрика.

### 3.3. Заходи з охорони довкілля

Забруднення шкідливими домішками атмосфери, землі і води погіршує санітарно-гігієнічне становище міст, селищ, полів, лісів, водойм, шкідливо впливаючи на організм людини і рослинність, погіршує якість продукції підприємств, підвищує знос механізмів і порушує будівельні конструкції споруд. До надзвичайно шкідливих відносяться  $V_2O_5$  і бензопирен. Перші з'єднання утворюються в невеликій кількості при спалювання мазуту. Бензопирен може утворюватись при спалюванні будь-якого палива при нестачі кисню. Високошкідливими являються  $NO_2$  і  $SO_3$ . Оксиди азоту  $NO_x$  утворюються в зоні великих температур факелу при 1600 °C. Вихід  $NO_3$  складає приблизно 10 %.  $SO_3$  утворюється на кінцевому етапі згорання палива із  $SO_2$  при втратах кисню за рахунок каталізу на відкладеннях в пароперегрівнику. Його вихід складає 2-5 %  $SO_2$ . В зоні низькотемпературних поверхонь нагріву  $SO_3$  перетворюється в пари  $H_2 SO_4$  і

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						62
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

витрачається в процесі низькотемпературної корозії. Ступінь небезпеки впливу шкідливого середовища на живий організм визначається відношенням його концентрації до гранично допустимої (ГДК),  $\text{мг/м}^3$ , в повітрі на рівні дихання людини:  $k_i = c_i / \text{ГДК}$ . Значення  $k_i$  повинно бути менше 1. При одночасному вмісті в повітрі декількох шкідливих речовин ступінь небезпеки оцінюють шляхом складання токсичних кратностей.

Однією із актуальних сучасних задач являється забезпечення чистоти повітряного басейну. Для цього необхідна очистка продуктів згорання палива, що видаляються із котлів після охолодження в атмосферу, від шкідливих речовин.

В продуктах згорання, що видаляються в атмосферу із котлів, працюючих на паливах, що містять органічну сірку, існують оксиди сірки. В основному вони знаходяться в вигляді  $\text{SO}_2$  і в невеликій кількості, до 1-2 %, в вигляді  $\text{SO}_3$ .

Система очистки газів від оксидів сірки повинна забезпечувати достатньо повне їх видалення із газів, можливість використання одержаних в процесі сіркоочистки кінцевих продуктів і не збільшити собівартість виробляючої пари. Можливо використання наступних методів очистки газів від  $\text{SO}_2$   $\text{SO}_3$ :

- 1) абсорбція рідкими розчинами різних речовин;
- 2) адсорбція з використанням в якості адсорбенту твердої речовини;
- 3) поглинання  $\text{SO}_2$  і  $\text{SO}_3$  різними засобами з утворенням при цьому інших сполук.

Вказані методи очистки звичайно комбінують. Наприклад, адсорбція і абсорбція часто супроводжуються переводом сорбованого газу в інші сполуки. Розрізняють методи мокрої і сухої очистки газів.

Відомо два метода мокрої очистки. Перший полягає в утворенні процесів, при яких спочатку проходить видалення  $\text{SO}_2$  за рахунок його фізичного поглинання, потім поглинаючий  $\text{SO}_2$  виділяється із розчинника шляхом його нагріву, а розчинник може бути знову використаний для очистки. Найбільш зручним і дешевим поглинанням являється вода, однак вона малоефективна при низьких концентраціях  $\text{SO}_2$ , і тому доводиться використовувати більш ефективні і дорогі засоби поглинання.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						63
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

До другої групи методів мокрої очистки, більш розповсюдженої, в якості засобу поглинання використовують водяні розчини, що переводять оксиди сірки в сульфати і сульфіти. При цьому одним із найбільш ефективних абсорбентів виявився аміак. В такій сіркоуловлювальній установці аміак вступає у взаємодію із сірчистим ангідридом з утворенням сульфіту амонію. Розчин бісульфіту амонію, що утворився, може бути потім перероблений в товарну продукцію.

Методи сухої очистки зосереджені на властивостях неорганічних солей металів, в основному оксидів і карбонатів, при високій температурі адсорбувати оксиди сірки з утворенням сульфідів і сульфатів цих металів. В присутності кисню окислення проходить практично до утворення сульфатів. Адсорбентами можуть бути оксиди алюмінію, марганцю, заліза, калію, натрію і ін.

Зменшення викидів в атмосферу оксидів азоту димовими газами може бути виконано наступними основними напрямками:

- 1) використання технології спалювання палива, що запобігає значному окисленню азоту повітря і палива, в тому числі використання для горіння в якості окислювача кисню;
- 2) використання рідких або твердих сорбентів, що поглинають із димових газів з послідовною регенерацією і отриманням товарних форм зв'язаного азоту;
- 3) каталітичне розкладання оксиду азоту на елементарний азот і кисень.

Практично зменшення викидів оксидів азоту в атмосферу котлами найбільш реально в даний час досягти шляхом використання раціональною технологією спалювання палива.

### **3.4. Основи пожежної безпеки та профілактики на виробничих об'єктах [12]**

#### ***Основні терміни та визначення***

Вогонь, що вийшов з-під контролю, здатний викликати значні руйнівні та смертоносні наслідки. До таких проявів вогняної стихії належать пожежі.

***Пожежа – неконтрольоване горіння поза спеціальним вогнищем, що розповсюджується у часі і просторі.***

Залежно від розмірів матеріальних збитків пожежі поділяються на особливо великі (коли збитки становлять від 10000 і більше розмірів мінімальної заробітної

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

плати), великі (збитки сягають від 1000 до 10000 розмірів мінімальної заробітної плати) та інші. Проте наслідки пожеж не обмежуються суто матеріальними втратами, пов'язаними зі знищенням або пошкодженням основних виробничих та невиробничих фондів, товарно-матеріальних цінностей, особистого майна населення, витратами на ліквідацію пожежі та її наслідків, на компенсацію постраждалим і т. п. Найвідчутнішими, безперечно, є соціальні наслідки, які, передусім, пов'язуються з загибеллю і травмуванням людей, а також пошкодженням їх фізичного та психологічного стану, зростанням захворюваності населення, підвищенням соціальної напруги у суспільстві внаслідок втрати житлового фонду, позбавленням робочих місць тощо.

Не слід забувати й про екологічні наслідки пожеж, до яких, у першу чергу, можна віднести забруднення навколишнього середовища продуктами горіння, засобами пожежогасіння та пошкодженими матеріалами, руйнування озонового шару, втрати атмосферою кисню, теплове забруднення, посилення парникового ефекту, тощо.

Цілком природно, що існує безпосередня зацікавленість у зниженні вірогідності виникнення пожеж і зменшенні шкоди від них. Досягнення цієї мети є досить актуальним і складним соціально-економічним завданням, вирішенню якого повинні сприяти системи пожежної безпеки.

**Пожежна безпека об'єкта** – стан об'єкта, за яким з регламентованою імовірністю виключається можливість виникнення і розвитку пожежі та впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей.

Основними напрямками забезпечення пожежної безпеки є усунення умов виникнення пожежі та мінімізації її наслідків. Об'єкти повинні мати системи пожежної безпеки, спрямовані на запобігання пожежі, дії на людей та матеріальні цінності небезпечних факторів пожежі, в тому числі їх вторинних проявів. До таких факторів, згідно ГОСТ 12.1.004-91, належать: полум'я та іскри; підвищена температура навколишнього середовища; токсичні продукти горіння й термічного розкладу матеріалів, речовин; дим; знижена концентрація кисню.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Вторинними проявами небезпечних факторів пожежі вважаються: уламки, частини зруйнованих апаратів, агрегатів, установок, конструкцій; радіоактивні та токсичні речовини і матеріали, викинуті із зруйнованих апаратів та установок; електричний струм, пов'язаний з переходом напруги на струмопровідні елементи будівельних конструкцій, апаратів, агрегатів внаслідок пошкодження ізоляції під дією високих температур; небезпечні фактори вибухів, пов'язаних з пожежами; вогнегасні речовини.

**Система пожежної безпеки та профілактики** – це комплекс організаційних заходів і технічних засобів, спрямованих на запобігання пожежі та збитків від неї.

Відповідно до ГОСТ 12.1.004-91 пожежна безпека об'єкта повинна забезпечуватися системою запобігання пожежі, системою протипожежного захисту і системою організаційно-технічних заходів.

Потрібний рівень пожежної безпеки людей за допомогою вказаних систем, згідно з ГОСТ 12.1.004-91, не повинен бути меншим за 0,999999 відвернення впливу небезпечних факторів на рік із розрахунку на кожну людину, а допустимий рівень пожежної небезпеки для людей має бути не більше 10<sup>6</sup> впливу небезпечних факторів пожежі, що перевищують гранично допустимі значення, на рік із розрахунку на кожну людину.

Рівень забезпечення пожежної безпеки являє собою також кількісну оцінку запобігання збиткам при можливій пожежі.

Об'єкти, пожежі на яких можуть призвести до загибелі або масового ураження людей небезпечними факторами пожежі та їх вторинними проявами, а також до значного пошкодження матеріальних цінностей, повинні мати системи пожежної безпеки, що забезпечують мінімальну можливу ймовірність виникнення пожежі конкретні значення такої ймовірності визначаються проектувальниками та технологами.

Метою пожежної безпеки об'єкта є попередження виникнення пожежі на визначеному чинними нормативами рівні, а у випадку виникнення пожежі – обмеження її розповсюдження, своєчасне виявлення, гасіння пожежі, захист людей і матеріальних цінностей.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						66
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Основними вихідними даними при розробці комплексу технічних і організаційних рішень щодо забезпечення потрібного рівня пожежної безпеки в кожному конкретному випадку є чинна законодавча і нормативно-технічна база з питань пожежної безпеки, вибухопожежонебезпечні властивості матеріалів і речовин, що застосовуються у виробничому циклі, кількість вибухопожежонебезпечних матеріалів і речовин і особливості виробництва. На основі цих вихідних даних визначаються такі критерії вибухопожежонебезпечності об'єкта, як категорії приміщень і будівель за вибуховою і пожежною небезпекою, а також класи вибухонебезпечних зон в приміщеннях і поза ними. Саме залежно від категорії приміщень і будівель, та класу зон за вибухопожежною небезпекою, відповідно до вимог чинних нормативів, розробляються технічні та організаційні заходи і засоби забезпечення вибухопожежної безпеки об'єкта.

### **Загальна характеристика законодавчої і нормативно-правової бази України про пожежну безпеку**

*Забезпечення пожежної безпеки* – невід'ємна частина державної діяльності щодо охорони життя та здоров'я людей, національного багатства і навколишнього природного середовища. Правовою основою діяльності в галузі пожежної безпеки є Конституція, Закон України «Про пожежну безпеку» та інші закони України, постанови Верховної Ради України, укази і розпорядження Президента України, декрети, постанови та розпорядження Кабінету Міністрів України, рішення органів державної виконавчої влади, місцевого та регіонального самоврядування, прийняті в межах їх компетенції.

Відповідно до Державної програми забезпечення пожежної безпеки на 1995 – 2000 роки, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 03.04.95 №238, та згідно з Положенням про порядок розроблення, затвердження, перегляду, скасування та реєстрації нормативних актів з питань пожежної безпеки, затвердженим наказом МВС України 04.12.96 №833, створено Державний реєстр нормативних актів з питань пожежної безпеки, до якого включено біля 360 найменувань документів різних рівнів та видів. За рівнем прийняття і дії реєстр виділяє 8 груп таких актів:

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						67
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

1. **Загальнодержавні акти.** До них відносяться: "Закон України про пожежну безпеку", від 17.12.93; НАПБ А.01.001–95 "Правила пожежної безпеки в Україні", від 14.06.95, та "Правила пожарной безопасности в лесах СССР", від 18.06.71.

2. **Міжгалузеві.** До документів цього типу віднесено 42 нормативні акти з пожежної безпеки. До цих актів, зокрема, увійшли НАПБ Б.02.001–94 "Положення про державну пожежну охорону", НАПБ Б.07.001–94 "Перелік посад, при призначенні на які особи зобов'язані проходити навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки та порядок його організації", а також інші правила, положення інструкції та настанови, що окреслюють загальні вимоги пожежної безпеки, обов'язкові для виконання в усіх галузях виробничого та невиробничого середовища. До цієї ж групи входить дуже важливий нормативний акт, який використовується для визначення рівня пожежної небезпеки об'єкта НАПБ Б.07.005–86 "Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности" ОНТП 24–

**Галузеві нормативні акти.** Вимоги цієї групи документів з пожежної безпеки розповсюджуються на окрему галузь. В реєстрі нараховується 109 таких нормативних актів.

Серед них:

- НАПБ В.01.033–86/140 "Правила пожежної безпеки для підприємств електронної промисловості";
- НАПБ В.01–034–99/111 "Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України";
- НАПБ В.01.047–95/930 "Правила пожежної безпеки для закладів, підприємств та організацій культури".

4. **Нормативні акти міністерств, інших центральних органів виконавчої влади,** дія яких поширюється на підпорядковані їм підприємства, установи, організації. У цьому розділі 102 документи.

5. **Міждержавні стандарти з питань пожежної безпеки.** До них відносяться деякі стандарти системи стандартів безпеки праці СРСР, а також галузеві стандарти СРСР (ГОСТы), які стосуються пожежної безпеки. Всього до цієї групи належать 46 стандартів, серед яких:

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						68
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- ГОСТ 12.004 – 91 ССБТ "Пожарная безопасность. Общие требования";
- ГОСТ 12.1.010 – 76 ССБТ "Взрывобезопасность. Общие требования";
- ГОСТ 12.4.009 – 83 ССБТ "Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание";

- ГОСТ 12.1.044–89 "Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения", положення якого безпосередньо використовується при аналізі рівня пожежної небезпеки об'єкта ( див. блок 2 мал.4.1).

**6. Державні стандарти України (ДСТУ) з питань пожежної безпеки.** Ця група нараховує біля 20 стандартів, у тому числі ДСТУ 2272-93 “Пожежна безпека. Терміни та визначення”, а також стандарти на окремі види обладнання для пожежогасіння.

**7. Галузеві стандарти з питань пожежної безпеки** (усього 22 найменування) містять вимоги та технічні умови щодо окремих видів обладнання, яке застосовується для попередження, перешкоди розповсюдженню, а також гасіння пожеж, які виникають у специфічних умовах конкретної галузі.

**8. Нормативні документи в галузі будівництва з питань пожежної безпеки.** Група нараховує 18 документів, серед яких: СніП 2.01.02–85 “Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений”; СніП 2.04.05–86 “Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха”; СніП 2.04.09–84 “Противопожарная автоматика зданий и сооружений”;

- СТСЭВ 5062 – 85 “Пожарная безопасность в строительстве. Предел огнестойкости конструкций. Технические требования к печам” і т. ін. Окрім документів, що увійшли до вище згаданого реєстру нормативних актів з питань пожежної безпеки і безпосередньо стосуються тільки цих питань, існує ряд нормативних актів спеціального призначення, окремі розділи яких регламентують вимоги пожежної безпеки. Серед таких документів слід особливо відзначити ДНАОП 0.00-1.32-01 “Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок”, які визначають класи пожежонебезпечних і вибухонебезпечних зон та вимоги до типу виконання електрообладнання, що має використовуватись у відповідних умовах.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						69
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Сутність та види горіння. Класи пожеж

Для кращого розуміння умов утворення горючого середовища, джерел запалювання, оцінки та попередження вибухопожежонебезпеки, а також вибору ефективних заходів і засобів систем пожежної безпеки, треба мати уявлення про природу процесу горіння, його форми та види.

У відповідності з ГОСТ 12.1.044-89 (2001 р.) ССБТ «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения»: „**Горіння** – екзотермічна реакція, яка протікає в умовах її прогресивного самоприскорення”.

Горіння, як екзотермічна реакція окислення речовини, супроводжується виділенням диму та виникненням полум'я або світінням.

Для виникнення горіння необхідна одночасна наявність трьох чинників – горючої речовини, окисника та джерела запалювання. При цьому, горюча речовина та окисник повинні знаходитися в необхідному співвідношенні один до одного і утворювати таким чином горючу суміш, а джерело запалювання повинно мати певну енергію та температуру, достатню для початку реакції. Горючу суміш визначають терміном «горюче середовище». Це – середовище, що здатне самостійно горіти після видалення джерела запалювання. Для повного згорання необхідна присутність достатньої кількості кисню, щоб забезпечити повне перетворення речовини в його насичені оксиди. При недостатній кількості повітря окислюється тільки частина горючої речовини. Залишок розкладається з виділенням великої кількості диму. При цьому також утворюються токсичні речовини, серед яких найбільш розповсюджений продукт неповного згорання – оксид вуглецю (СО), який може призвести до отруєння людей. На пожежах, як правило, горіння відбувається за браком окисника, що серйозно ускладнює пожежогасіння внаслідок погіршення видимості або наявності токсичних речовин у повітряному середовищі.

Слід відмітити, що горіння деяких речовин (ацетилену, оксиду етилену тощо), які здатні при розкладанні виділяти велику кількість тепла, можливе й за відсутності окисника.

Горіння може бути гомогенним та гетерогенним.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

При гомогенному горінні речовини, що вступають в реакцію окислення, мають однаковий агрегатний стан – газо- чи пароподібний. Якщо початкові речовини знаходяться в різних агрегатних станах і існує межа поділу фаз в горючій системі, то таке горіння називається гетерогенним. .

Пожежі, переважно, характеризуються гетерогенним горінням.

У всіх випадках для горіння характерні три стадії: виникнення, поширення та згасання полум'я. Найбільш загальними властивостями горіння є здатність осередку полум'я пересуватися по всій горючій суміші шляхом передачі тепла або дифузії активних часток із зони горіння в свіжу суміш. Звідси виникає й механізм поширення полум'я, відповідно тепловий та дифузний. Горіння, як правило, проходить за комбінованим теплодифузним механізмом.

За швидкістю поширення полум'я горіння поділяється також на дефлаграційне, вибухове та детонаційне.

**Дефлаграційне горіння** – швидкість полум'я в межах декількох м/с.

**Вибухове** – надзвичайно швидке хімічне перетворення, що супроводжується виділенням енергії і утворенням стиснутих газів, здатних виконувати механічну роботу.

Ця робота може призводити до руйнувань, які виникають під час вибуху у зв'язку з утворенням ударної хвилі – раптового скачкоподібного зростання тиску. При цьому швидкість полум'я досягає сотень м/с.

**Детонаційне** – це горіння поширюється з надзвуковою швидкістю, що сягає кількох тисяч метрів за секунду.

Виникнення детонацій пояснюється стисненням, нагріванням та переміщенням незгорілої суміші перед фронтом полум'я, що призводить до прискорення поширення полум'я і виникнення в суміші ударної хвилі, завдяки якій і здійснюється передача теплоти в суміші.

За походженням та деякими зовнішніми особливостями розрізняють такі форми горіння:

**спалах** – швидке загоряння горючої суміші без утворення стиснутих газів, яке не переходить у стійке горіння;

**займання** – горіння, яке виникає під впливом джерела запалювання;

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						71
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

**спалахування** – займання, що супроводжується появою полум'я;

**самозаймання** – горіння, яке починається без впливу джерела запалювання;

**самоспалахування** – самозаймання, що супроводжується появою полум'я;

**тління** – горіння без випромінювання світла, що, як правило, розпізнається за появою диму.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						72
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## РОЗДІЛ 4. ЕКСПЛУАТАЦІЯ КОТЛА ТИПУ КВГМ-180

### 4.1. ЗАГАЛЬНИЙ ОПИС КОТЛА КВГМ-180

#### *Загальні положення*

Газомазутний водогрійний котел типу КВГМ-180-150 тепловою продуктивністю 180 Гкал/год. призначений для покриття піків теплофікаційного навантаження ТЕЦ.

Котел водотрубний, Т-подібної компоновки, запроектований для роботи на газі і мазуті. Розташування поверхонь нагріву в опускних газоходах симетричне. Топка і опускні газоходи мають загальні проміжні екрани.

Теплова характеристика котла.

- теплова продуктивність, Гкал/год. ....180
- робочий тиск, кгс/см<sup>2</sup> ..... 12□25
- температура води на вході, 0С .....110
- температура води на виході, 0С .....150
- гідравлічний опір, кгс/см<sup>2</sup> .....1,035
- витрата мережної води, т/год. ....4420-5000

Під час роботи котла температура на вході в поверхні нагріву за умов безкорозійної роботи повинна бути:

- при роботі на газі - не менше 600С;
- при роботі на мазуті - не менше 1100С
- При переході котлу зі спалювання мазуту на газ на протязі 3-х діб підтримувати температуру мережної води на вході не менше 1100С

#### 1.1.3 Габаритні розміри котла

- ширина в осях колон, мм .....14400
- глибина в осях колон, мм ..... 7300
- висота, мм .....29380

#### *Топкова камера*

Топкова камера призматична, вертикальна, відкритого типу розмірами в осях екранних труб 6480 x 5740 мм. Фронтний і задній екрани виконані з труб діаметром 60 x 4 мм з кроком 64 мм. Об'єм теплової камери 763 м<sup>3</sup>. Верхня частина топки закрита стельовим екраном, який переходить в бокові стіни опускних газоходів. Кожний стельовий екран складається з труб діаметром 38 x 3,5 мм з кроком 42 мм. Верхні колектори мають спеціальні "вуха", за які топкова камера підвішена до стельової рами каркаса.

					00КРБ 144ОПТЕ00.004.222201.2024.ПЗ			
Змін.	Лист	№ документа	Підпис	Дата	<i>Проект системи теплопостачання житлово- промислового району №3 в м. Херсон РОЗДІЛ 4</i>	Літера	Аркушів	Аркуш
Розробив		Остапенко М.П.					100	74
Перевірив		Самійленко С.М.						
Рецензув.								
Затвердив		Петренко В.П.						ТЕ4-5 кафедра ТЕХТ НУХТ

### ***Газомазутні пальники***

Топкова камера КВГМ-180 -150 устаткована шістьма газомазутними пальниками, розташованими симетрично на бокових стінах трикутником, вершиною вгору.

Продуктивність пальника КВГМ-180-150:

- на газі - 3796 нм<sup>3</sup>/год.
- на мазуті – 3.460 т/год.

На котлах КВГМ-180-150 на бокових стінах топки встановлено по чотири газомазутні пальники в два яруси - по два пальники в кожному ярусі, загалом вісім пальників.

Продуктивність пальника КВГМ-180-150:

- на газі - 2863 нм<sup>3</sup>/год.
- на мазуті – 2.638 т/год.

Пальники виконані по повітряній стороні двопотоковими. Це дозволяє під час зниження навантаження котла працювати без відключення пальників за рахунок закриття одного із повітряних потоків пальника (периферійного).

В кожному пальнику встановлюється паромеханічна форсунка. Пальники №2, 4 на котлах КВГМ-180-150 є розпалювальними. На розпалювальних пальниках встановлено запально-захисний пристрій – ЗЗП призначений для дистанційного розпалювання пальників.

### ***Конвективна частина котла***

Конвективні поверхні нагріву розташовані в двох опускних газоходах. По ходу газів послідовно розташовані півсекції конвективних поверхонь нагріву.

Поверхнями, які обгороджують кожен конвективну шахту являються:

- проміжний екран;
- боковий екран;
- фронтіві і задні панелі конвективної шахти .

Фронтіві і задні панелі утворені трубами діаметром 35 x 5 мм (24 шт.), звареними між собою половою 40 мм, товщиною 6 мм з кроком 135 мм.

Конвективні поверхні нагріву виконані з U - подібних зміювиків з труб діаметром 32 x 3 мм (384 шт.) приварених до стояків діаметром 95 x 5 мм з поперечним кроком 68 мм, продовжним - 60 мм.

Під час роботи котла на мазуті для очистки конвективних поверхонь нагріву від зовнішніх відкладень передбачена газоімпульсна установка (ТХО - термохвильова очистка).

Обмурівка котла.

Обмурівка котла виконана із ізоляційних і армовочих матеріалів, азбестової ізоляції, яка нанесена напилом, армовочної сітки і ущільнювальної

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						74
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

штукатурки, склотканини з полімерним покриттям. Товщина обмурівки 110 ÷ 130 мм. Всі колектори зі сторони газоходів покриваються шамотобетонном, зовнішня частина колекторів закривається азбестовою ізоляцією.

### **Циркуляційна схема котла.**

Під час роботи котла потік води в трубах поверхонь нагріву має два ходи - у фронтних, задніх, бокових і проміжних панелях вода піднімається знизу - вверх, а у панелях і зміювиках секцій конвективної шахти зверху - вниз. Вода подається мережними насосами у вхідну камеру діаметром 720 x 12 мм, а звідти трьома потоками:

- по двох трубах діаметром 273x14 в нижні камери фронтних і задніх екранів діаметром 274x14 мм, проходить по екранах у верхні фронтні і задні збірні колектори;
- по двох трубах діаметром 273 x 8 мм в нижні камери бокових екранів, проходить боковий і стельовий екрани, верхню камеру і по двох трубах діаметром 273 x 8 мм надходить в фронтний і задній збірні колектори;
- по двох трубах діаметром 273 x 8 мм в нижні камери діаметром 273 x 14 мм проміжних екранів, проходить по екранах у верхній колектор, звідти по шести трубах діаметром 159 x 6 мм надходить в фронтний і задній збірні колектори .

Таким чином, вся вода котла надходить у верхні колектори після чого по трубах діаметром 95 x 5 мм попадає в стояки секцій конвективних шахт. Із стояків секцій в кожній опускній шахті утворені фронтна і задня панелі по 24 стояки в кожній панелі.

Пройшовши через три пакети зміювиків (діаметром 32 x 3 мм, 144 шт. В пакеті) , вода по стояках діаметром 96 x 5 мм попадає в нижні колектори панелі діаметром 273 x 14 мм.

Із нижніх колекторів двох панелей вода (по двох трубах діаметром 273 x 8 мм для кожної панелі) надходить у вихідну камеру діаметром 720 x 12 мм, а з неї в загально-станційний колектор мережної води.

Вище описаний хід води правої сторони котла. Хід лівої сторони – аналогічний.

## **4.2. ПІДГОТОВКА КОТЛА ДО ПУСКУ**

Загальні положення.

Пуск котла після капітального ремонту проводиться після водяної промивки циркуляційного контуру котла, під керівництвом начальника цеху або його заступника.

Всі операції з підготовки котла до розпалювання проводяться машиністом і старшим машиністом котлів по команді начальника зміни, під керівництвом

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						75
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

СМ (старшого машиніста).

При підготовці переконатися в припиненні всіх ремонтних робіт, відсутності ремонтного персоналу на місцях виконання робіт і сторонніх предметів поблизу обладнання, яке готують до пуску, закритті нарядів, відписці котла на пуск керівником робіт по наряду в журналі заявок, письмовому дозволу начальника цеху на пуск в оперативному журналі.

Перед пуском котла, який простояв більше 3-ох діб перевірити готовність до включення тягодуттєвих механізмів котла, його допоміжного обладнання, засобів вимірювань і дистанційного керування арматурою і механізмами, авторегуляторів; перевірити працездатність захистів, блокувань, засобів оперативного зв'язку та спрацювання швидкодіючих відсічних клапанів.

Необхідно також перевірити обладнання, механізми, пристрої захисту, блокувань, засобів вимірювання, на яких проводився ремонт.

Виявлені недоліки повинні бути усунені.

При несправності захистів діючих на зупинку котла, його пуск заборонено.

При пуску котла з резерву, відписки котла ремонтним персоналом і письмовий дозвіл начальника цеху не потрібні.

Оглянути котел і допоміжне обладнання і переконатися в наступному:

- справності обмурівки котла, ізоляції трубопроводів, по яких вода підводиться і відводиться від нього;
- справності арматури (наявність всіх кріпильних болтів в кришках і фланцевих з'єднаннях, стан штоків, наявність достатньої кількості сальникової набивки та запасу для підтягування сальників;
- справності приводів до шиберів і засувок (при цьому перевірити справність механічних важелів - тяг; відсутність згинів, тріщин, наявність шайб і штифтів в шарнірних з'єднаннях та легкість керування шиберами вручну по місцю);
- відповідності місцевих показників положення шиберів і клапанів Відкрито-Закрито на їх осях, для чого необхідно перевірити робочий діапазон переміщення шиберів, встановити штурвали колонок дистанційного керування шиберів і засувок в робоче положення, яке могло б забезпечити дистанційне керування ними від електропривода;
- справності реперів котла, стану опор трубопроводів;
- готовність ТХО;
- наявності і справності засобів пожежогасіння;
- справності і достатності основного і аварійного освітлення котла і допоміжного обладнання;
- справності всіх засобів зв'язку і сигналізації;

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						76
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- справності і готовності до роботи форсунок котла.

На котел встановлювати тільки перевірені і протаровані на водяному стенді форсунки; при цьому необхідно:

- при встановленні старанно оглянути форсунки з метою перевірки чистоти поверхонь, відсутності задирок, забоїн коксу і бруду (деталі форсунок навіть з незначними дефектами до складання не допускати);
- перевірку форсунок, працюючих з тиском мазуту 2МПа (20 кгс/см<sup>2</sup>), на водяному стенді проводити при тиску води, рівному номінальному тиску палива, форсунки, розраховані на роботу з більшим тиском, перевірити при тиску води не нижче 2 МПа;
- прослідкувати, щоб тиск повітря при перевірці паромеханічних форсунок відповідав тиску пари, яка йде на розпилювання;
- якість розпилювання при перевірці форсунок на стенді визначати візуально - конус розпиленої води повинен мати дрібнодисперсну структуру без помітних оку окремих крапель, суцільних струменів, легко помітних місць згущень (смуг);
- перевірити величину розкриття конуса факела (не повинен відхилятися більше, ніж  $\square$  5 градусів від заводської нормалі);
- при перевірці на стенді звернути увагу на щільність прилягання окремих елементів форсунки і її ствола (форсунки з нещільними з'єднаннями окремих елементів установці на котел не підлягають);
- перевірити різницю в номінальній продуктивності окремих форсунок в комплекті, яка не повинна перевищувати 1,5%.

Кожен котел повинен бути забезпечений резервним комплектом форсунок.

Газові пальники повинні бути атестовані і мати паспорти заводів-виготовлювачів.

Через лази і лючки оглянути топку і конвективні поверхні нагріву, звернувши увагу на зовнішній стан пальників, труб поверхонь нагріву; відсутність тліючих відкладень, сторонніх предметів, переконатись у відсутності людей, сторонніх предметів і сміття, в котлі, на сходах і майданчиках обслуговування.

#### ***Підготовка пускових схем.***

Зібрати електричні схеми електродвигунів механізмів ДС, ДВ, ДРГ і дистанційного керування арматурою і шиберами, подати напругу на контрольно-вимірювальні прилади, захисти, блокування, авторегулятори і сигналізацію. Перевірити справність засобів вимірювань, блокувань, захисту і дистанційного керування арматурою.

Зібрати схему газоповітропроводів для чого необхідно:

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						77
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- зняти заглушки до ДРГ і за ним;
- відкрити регульовальні клапани В-1, В-2 на повітропроводах (справа, зліва) до центральних і периферійних каналів пальників;
- відкрити запірні шибери за ДРГ і за ДС.
- Закрити всі лази і люки.

Для заповнення котла мережною водою необхідно:

- перевірити заповнення водою мережних трубопроводів в межах котельні;
- відкрити вентиля повітряних клапанів котла;
- закрити вентиля дренажів котла;
- відкрити (підірвати) байпас засувки на вході води в котел;
- при проявленні суцільних струменів води з повітряників закрити їх;
- переконатися за показами манометрів, що тиск в котлі відповідає тиску в мережних трубопроводах.

Після заповнення котла водою оглянути топку, звернувши особливу увагу на щільність екранних і конвективних поверхонь нагріву.

Повільно відкрити засувки на вході і виході води з котла, переконатись, що витрата води і тиск на виході з котла не нижчі мінімально допустимих значень.

Безпосередньо перед розпалюванням котла провентилювати топку не менше 10 хвилин з витратою повітря не менше 25% від номінальної.

Для проходження вентиляції на КВГМ №1-4 повинні бути виконанні умови:

Початковий стан:

- зачинена загальні засувки на подачі газу до котла та пальників та їх електрична схема зібрані.
- зачинена загальна мазутна засувка на подачі мазуту на котел, засувки на парі і їх електричні схеми зібрані.

Вентиляція:

- включати ДВ, ДС, ДРГ;
- через 10 хвилин дається дозвіл на відчинення загальної газової і мазутної засувок за умови зачиненого стану на всіх газових і мазутних пальниках відповідно і зібраних їх електричних схемах;
- Після вентиляції, зупинити ДРГ, закрити направляючий апарат. Після закінчення вентиляції взяти пробу повітря з верху топки котла для перевірки в ньому відсутності природного газу.

При розпалюванні і роботі котла на мазуті необхідно:

- перевірити тиск мазуту в загальному мазутопроводі котельні - він повинен бути не нижче 20 кгс/см<sup>2</sup>;
- перевірити, чи закриті всі вентиля; наявність всіх заглушок на лінії подачі

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		78

пари в мазутопровід котла та на ревізіях мазутопроводів;

- зняти заглушки на підвідному і рециркуляційному мазутопроводах котла, та заглушку на паропроводах котла;
- відкрити засувки підведення мазуту на котел, вентиля ревізії на паропроводах котла, МОК, регулювальний клапан (РТМ) подати мазут в мазутне кільце котла;
- відкрити засувки рециркуляції мазуту, поставити мазутопровід котла на рециркуляцію і прогріти його, переконатись в щільності арматури перед форсунками, відсутності протоку мазуту через сальники, фланцеві з'єднання тощо;
- встановити форсунки в пальники і приєднати їх по пару і мазуті;
- здренувати і поставити під тиск паропровід котла; тиск перед пальниками визначається під час налагоджувальних робіт.

При розпалюванні котла на природному газі необхідно:

- Переконатись, чи закрита засувки на підведенні газу до котла ручні та електрофіклвані;
- Включити манометр і витратомір газу.
- Видалити конденсат з нижніх точок газопроводів; забороняється видаляти конденсат в загальну дренажну або каналізаційну мережу; конденсат скидається тільки в спеціальну ємкість, пристосовану для приймання і зберігання легкозаймистої рідини.
- Зібрати схему газопроводів котла, для чого необхідно закрити засувки з електроприводом, засувки з ручним приводом перед запальниками і арматуру на газопроводах до запальників.
- Відкрити вентиля продувних свічок ПС-1,2 і свічки безпеки, (ГОК ) і РТГ (РК).
- Зняти заглушки на газопроводі котла і перед запальними пристроями; зняття заглушок на газопроводі слід виконувати за нарядом-допуском на виконання газобезпечних робіт;
- Місце установки глушки повинно бути обмилено;
- Установити заглушку на підводі продувного повітря;
- Ключ вибору палива поставити в положення "газ".

Заповнення газопроводів котла газом слід проводити при включених в роботу ДС, ДВ і ДРГ.

Пуск газу в газопроводи котла, який виводиться з режиму консервації, проводити після виконання на них позапланового технічного обслуговування.

Відкриттям засувок на підведенні газу до котла заповнити газом газопровід

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						79
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

котла і продути їх через продувні свічки протягом 10-15 хвилин. Закінчення продувки визначається аналізом або спалюванням відібраних проб, при цьому вміст кисню в газі не повинен перевищувати 1%, а згорання газу повинно проходити спокійно без хлопків, про що лаборант робить запис в оперативному журналі.

Під час заповнення і продувки газопроводів їх необхідно оглянути і переконатися (на слух, по запаху, за аналізом на газоаналізаторі) у відсутності витоку газу. Забороняється перевіряти наявність витоку газу за допомогою відкритого вогню.

Після закінчення продувки необхідно закрити вентиля всієї продувних свічок.

Перед розтопкою котла з холодного стану провести передпускову перевірку герметичності закриття запірних органів перед запальниками шляхом установки в газопроводі тиску газу 70-80 % від тиску в загальному газопроводі котельні і протягом 5 хвилин спостерігати за зміною тиску в газопроводі котла за манометром за РТГ при закритих: засувках підведення газу до котлу, ГОК, запірних засувках (ручних і електрифікованих) перед пальниками, вентилях на продувних свічках. Перевірку проводити в наступному порядку:

- перевірити щільність перших по ходу газу запірних органів (з електроприводом) перед пальниками при відкритих вентилях свіч безпек.
- закрити вентиля свіч безпек.
  - відкрити запірні засувки з електроприводом перед пальниками і перевірити щільність засувок з ручним приводом.

Щільність запірної арматури перед пальниками вважається задовільною, якщо зниження тиску не перевищить 0.006 кгс/см<sup>2</sup> за одну годину. Збільшення тиску газу свідчить про нещільність вхідної засувки ГО, Г-1 або ГОК.

Розпалювати котел при нещільності запірної арматури перед пальниками забороняється до виявлення і усунення місць витікання газу. Після усунення місць витікання газу необхідно повторити операції з перевірки герметичності закриття запірних органів.

Перевірку на щільність слід проводити з одночасною вентиляцією топки, газоходів і повітропроводів котла.

Після закінчення передпускових перевірок герметичності запірних органів перевірити закриття арматури з ручним і електричним приводами перед пальниками, відкриття засувок на підведені газу до котла і вентилів свіч безпек.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						80
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

### 4.3. Пуск котла

#### *Загальні положення*

Пуск котла виконується під керівництвом НЗ або СМ, а після капітального або середнього ремонту, тривалого перебування у резерві або консервації (30діб і більше) – під керівництвом начальника цеху або його заступника.

До розпалювання пальників керівником пуску проводиться інструктаж персоналу, який бере участь в пуску котла та лаборанту хімічного цеху з правил безпеки із записом в оперативному журналі. Особи, які отримали інструктаж розписуються в оперативному журналі.

Перед розпалюванням котла на газі і на мазуті (якщо на газовому кільці не установлена заглушка) брати пробу повітря для аналізу на відсутність метану в верхній частині топки котла, з оглядового лючка по тилу котла над кривлею котельного відділення, про що оперативний персонал хімцеху робить запис в оперативному журналі.

Якщо в газовому кільці була установлена заглушка, зняття виконати тільки за нарядом, а фланець установлення заглушки опресувати стисненим повітрям, результат опресовки записати в оперативний журнал. У випадку незадовільних результатів опресовки пуск котла забороняється.

Розрідження у верху топки підтримувати 2-3 кгс/м<sup>2</sup>.

Встановити тиск повітря на пальниках 20-30 кгс/м<sup>2</sup>.

Розпалювання пальників з використанням ЗЗП здійснюється на місці. Контроль за горінням факела запальника і загального факела контролюється візуально.

В процесі пуску котла потрібно стежити за рівномірним розширенням всіх елементів котла за спеціально установленими реперами.

При температурі зовнішнього повітря нижче +50С, обов'язково повинні бути включені калорифери котла КВВ-12П.

#### ***Підготовка газопроводу котла до розтопки.***

Начальник зміни після отримання команди на пуск котла проводить усний інструктаж СМ, який в свою чергу проводить інструктаж МК про порядок пуску котла на мазуті з наступним переводом на газ і заходах ТБ при цьому.

При розтопці КВГМ-180 для проходження вентиляції, повинні бути виконані умови:

#### Початковий стан:

- Зачинена загальна засувка на подачі газу на котел, її ел. схема зібрана.
- Зачинена загальна засувка на подачі мазута на котел, її ел. схема зібрана.

#### Вентиляція:

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		81

- Включити в роботу ДС, ДВ, ДРГ, відкрити повітряні шибера групи пальників, індивідуальні на пальники ручні та електрифіковані, провентилювати топку і газоходи протягом 10 хвилин, після чого зупинити ДРГ, закрити шибер на видачі.

- Через 10 хв. Дається дозвіл на відчинення загальних газової і мазутної засувок за умови зачиненого стану засувок на всіх газових і мазутних пальниках відповідно і зібраних їх електричних схемах.

Подальші операції по розтопці котла можливі тільки при виконанні загальних умов, що виключають дії зихисту на зупинку котла.

Перевірити двократну посадку ГОК:

- дистанційно з ЦТЩУ;
- дією захистів.

Перевірити щільність ГОК, для чого:

- Закрити всю газову арматуру.
- Відкрити свічі безпеки, РТГ.
- Переставити глушку на лінії подачі стисненого повітря, відкриттям засувок подачі стисненого повітря поставити ділянку засувки на подачі газу ГОК під тиск повітря.

- По манометру між засувкою і ГОК визначитися в щільності ГОК

Примітка: Пуск котла забороняється у випадку пропуску ГОК .

- Закрити засувки подачі стисненого повітря установити глушку, від'єднати частину трубопроводу, що знімається, щоб було видно розрив.

- Відкрити продувочні свічі на газопроводі за котлом.

- У випадку відсутності тиску між арматурою ГОК, звести ГОК.

- Привідкрити газову арматуру на подачі до котла поставити газове кільце під тиск газу. Після продувки повністю відкрити.

- Тривалість продувки газового кільця котла повинна бути не менше 10 хвилин. Контролювати вміст кисню в газовому кільці котла через пробовідбірники. Якщо вміст кисню в пробі досягне нижче 1 %, газове кільце вважається продутим. Результати аналізу проби заносяться лаборантом в оперативний журнал.

- Закрити продувочні свічі.

- Закрити арматуру подачі газу на колектор ЗЗП.

- Відкриттям вентиля продути колектор ЗЗП.

- Отримати від чергового слюсаря ЦТАВ підтвердження про роботу ЗЗП.

- Взяти проби для аналізу на відсутність метану в конвективній шахті котла, про що лаборант робить запис в оперативному журналі.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						82
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- Відбір проб повітря на наявність СН4 перед розтопкою виконувати лаборанту експрес-лабораторії в присутності оперативного персоналу з постійних пробовідбірних точок в місцях:

- КВГМ-180 – з центральних оглядових лючків по тилу котла над кривлею котельного відділення. Аналіз брати з однієї точки, пробовідбірну трубку опускати в топку котла на 20÷30 см.

- Всі місця відборів проб повітря на наявність СН4 в котлах повинні бути позначені табличками “Проба на наявність СН4 в котлі КВГМ №.....”.

***Пуск котла на мазуті з наступним переходом на газ.***

В випадку наявності газу в запальнику, розтопку виконувати за допомогою ЗЗП. Якщо газ відсутній використати факел. Розпалювальні пальники КВГМ-180 №1,2,3,4--№1,2. Включити ЗЗП вибраного пальника, переконатися в загорянні факела.

Перед розпалюванням пальника ввести захисти котла, ключем перемикання захистів, поворотом його в положення"деблоковано" "сигнал", після чого, при відсутності аварійних сигналів, в положення "включено". Захисти вводять СМК. Відключення захистів виконується тільки після зупину котла.

Розпалити пальник:

- включити мазутну форсунку, відкриваючи спочатку паровий вентиль, а потім мазутний; діючи на регулятор подачі мазуту і повітря відрегулювати режим горіння.

Аналогічно розпалити інші пальники. Під час розпалювання слідкувати за тиском мазуту, підтримуючи його на номінальному рівні регулюючим клапаном РТМ. Після досягнення стійкого горіння відключити запальний пристрій. Якщо в процесі пуску не загорається або погасає один із працюючих пальників, то потрібно припинити подачу мазуту, почистити запальний пристрій, усунути причини погасання, продути повітрям і паром його форсункою, приступити до його повторного розпалювання. У випадку повного погасання факела в топці, необхідно негайно припинити подачу мазуту в топку і виключити ЗЗП. Після усунення причин погасання і вентиляцій топки протягом 10 хвилин, розпочати розпалювання. Після розпалювання чотирьох мазутних форсунок і стійкому їх горінні перевести пальники на газ, для цього необхідно:

- Відкрити першу за ходом засувку на газі, повільним відкриттям другої за ходом засувки переконатись в загоранні факела пальника № 1.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		83

- Погасити мазутну форсунку № 1.
- СМ діючи на РТГ, установлюється необхідна витрата і тиск за РТГ в межах 0,4-0,6 кгс/см<sup>2</sup>.
- Закрити свічі безпеки першого пальника.
- Поставити ключ виду палива в положення "Суміш".
- Ввести захисти з тиску газу і повітря.
- Виконати аналогічний перехід на інших пальниках нижнього ярусу.
- Вивести захист по зниженню тиску мазуту, ключ виду палива поставити в положення "Газ"

Розпалювання пальників верхнього ярусу виконувати в випадку необхідності збільшення навантаження котла.

Якщо після переходу пальники погасли, необхідно відключити газ відсічним клапаном на газопроводі до котла, закрити засувки на газопроводі до пальників.

Після усунення причин погасання, ретельної вентиляції топки і газоходів протягом 10 хвилин знову приступити до пуску на мазуті.

### ***Особливості пуску на газі***

Включити запальник вибраного пальника, перевірити по лампочках індикації і візуально горіння факела запальника через оглядове вічко пальника.

Переконавшись в горінні факела запальника, відкрити ручну газову засувку, відкрити електрифіковану засувку вибраного розпалювального пальника. Після загорання основного факелу пальника закрити арматуру на свічці безпеки розпаленого пальника.

Відрегулювати факел пальника шляхом зміни подачі газу і повітря. Аналогічно запалити інші пальники котла. Після закінчення розпалювання першого пальника, закрити на газопроводі продув очну свічу що залишилася.

Якщо в першому пальнику, що розпалюється, паливо не загорілось, то необхідно закрити подачу газу, погасити ЗЗП, провентилювати топку протягом 10 хвилин, після цього знову розпочати розпалювання.

Якщо в процесі розпалювання погаснуть всі пальники, потрібно негайно відключити газ відсічним клапаном до котла, закрити ручні і електрифіковані засувки підводу газу до пальників, погасити ЗЗП.

Після усунення причин погасання, ретельної вентиляції топки і газоходів протягом 10 хвилин, знову приступити до розпалювання пальників.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		84

#### 4.4. ПОРЯДОК І ЧАС ПЕРЕХОДУ КОТЛА КВГМ-180 НА СПАЛЮВАННЯ ГАЗУ І МАЗУТУ В АВАРІЙНИХ І НОРМАЛЬНИХ СИТУАЦІЯХ.

Ознаки несправності:

- спад витрати палива до котла (при падінні тиску газу за ГРП, показання його витрати на котел можуть не змінитись, і навіть вирости);
- спад тиску палива до котла;
- різке зниження температури мережної води за котлом і відхідних газів;
- спрацювання технологічної сигналізації.

Причини несправності:

1) Припинення витрати мазуту:

- зупин мазутних насосів;
- зрив мазутних насосів;
- помилкові дії персоналу на мазуто-насосній або котельні під час перемикань в схемі подачі мазуту;
  
- помилкове закриття електрифікованої арматури на мазутопроводах;
- несправності в роботі автоматики регулятора подачі палива до котла;
- розрив мазутопроводу.

2) Припинення витрати газу

- пониження витрати газу через ГРП;
- пониження тиску газу до ГРП;
- помилкове закриття засувки на газопроводі;
- несправності в роботі регуляторів ГРП;
- несправності в роботі запобіжних клапанів ГРП;
- розрив газопроводу;
- несправність в роботі автоматики регулятора подачі газу до котла.

**Дії персоналу.**

У випадку зниження тиску і витрати мазуту перед котлом під час роботи котла на мазуті, СМ повинен:

- перевести частину пальників на газ з таким розрахунком, щоб тиск мазуту перед форсунками котла був не нижче 10 кгс/см<sup>2</sup>;

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		85

- ключ перемикання палива поставити в положення "Суміш";
- повідомити про несправність начальнику зміни;
- якщо тиск мазуту продовжує знижуватись, необхідно негайно перевести котел на спалювання газу, після цього зняти захисти з падіння тиску мазуту перед котлом і диференційований захист з тиску мазуту і пари на розпилювання мазуту. Ключ перемикання палива поставити в положення "Газ".
- з'ясувати і усунути причину припинення подачі мазуту.

У випадку зниження тиску і витрати газу перед котлом під час роботи котла на газі, СМ повинен:

- перевести частину пальників на мазут, з таким розрахунком, щоб тиск газу перед пальниками котла був не нижче 0,2 кгс/см<sup>2</sup>;
- ключ перемикання палива поставити в положення "Суміш";
- повідомити про несправність начальника зміни;
- відрегулювати витрату мазуту до котла з метою підтримання температури мережної води для міста згідно диспетчерського графіка;
- в'яснити і усунути причину падіння тиску газу.

У випадку, коли тиск палива все таки дійшов до значень уставок спрацювання захисту на відключення котла, СМ повинен:

- проконтролювати правильність виконання операцій, передбачених захистом;
- у випадку відмови в роботі захисту - потрібно погасити котел ключем ручного зупину і провентилувати топку протягом 10 хвилин;
- в'яснити і усунути причину припинення подачі палива;
- в залежності від причин припинення подачі палива, з дозволу начальника зміни, розпочати розпалювання котла на газі або на мазуті після 10 хвилин вентиляції топки.

Необхідно орієнтовний час переведення котла КВГМ-180 з газу на мазут і з мазуту на газ під час нормальної експлуатації 15-20 хвилин, при аварійному переході - 4÷5 хвилин.

#### **4.5. ОБСЛУГОВУВАННЯ КОТЛА ПІД ЧАС РОБОТИ**

##### ***Основні положення***

Основне завдання експлуатаційного персоналу вести процес відповідно до режимних карт котла і даної інструкції.

Під час нормальної роботи котла всі захисти та авторегулятори повинні бути включені.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						86
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Під час роботи:

- стежити за правильністю ведення топкового режиму, контролюючи надлишки повітря в димових газах, температури газів у газоходах, не допускаючи перекосів;
- періодично перевіряти якість води, не допускаючи погіршення показників проти допустимих норм;
- підтримувати розрідження в топці 2-3 мм вод.ст.;
- стежити за чистотою конвективних поверхонь нагріву, періодично проводити ТХО;
- слідкувати за роботою приладів теплового контролю;
- слідкувати за роботою допоміжного устаткування;
- слідкувати за роботою робочого і аварійного освітлення.

Під час роботи КВГМ арматуру на байпасі його вхідної засувки слід тримати у зачиненому стані (для можливості швидкого відключення котла при розриві його мережних трубопроводів).

В літній період (поза межами опалювального періоду) підтримувати водогрійні котли в резерві (консервації) на підпорі мережної води (без витрати через котел) при закритій засувці на вході в котел, разом із байпасом. Один раз на місяць ставити котел під повну витрату мережної води терміном на 8÷12 годин згідно з графіком профілактики.

При спалюванні мазути, особливо після перерв, можливе забивання мазутних форсунок котлів, що призводить до руйнування конуса факела і неповного спалювання мазути. Як наслідок – хімічний недопал і витікання мазути через поди котлів. Тому, при спалюванні мазути, після переходів з газу на мазут, і періодично не рідше 1раз/год., оглядати горіння в топці в цілому і кожного пальника окремо, не допускаючи роботи пальника з темними смугами, чи яскравими непрозорими язиками полум'я. Поди водогрійних котлів оглядати знизу. Дефектні форсунки продувати паром, міняти, здавати на чистку і тарування.

З метою зменшення втрати теплоносія тепломережі необхідно «повітряники» КВГМ-180 відкривати з мінімальним протоком при зниженні температури навколишнього повітря до 0°C і нижче.

На працюючих водогрійних котлах витрату мережної води через котел підтримувати не нижче номінального значення 4200-4800 т/год.

Захисти слід перевіряти перед розпалюванням котлу при отриманні команди на пуск котла, після вентиляції топки.

***Особливості обслуговування котла під час роботи на мазуті.***

Уважно стежити за станом мазутного господарства, справністю мазутних

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						87
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

форсунок, готових для заміни працюючих. Розбіжність продуктивності форсунок повинна бути не більше 1,5 %.

В залежності від навантаження, підтримувати тиск повітря і вміст кисню в димових газах відповідно до режимної карти.

Під час збільшення навантаження необхідно збільшити тягу, збільшити подачі повітря, потім мазуту. Під час зменшення навантаження в зворотному порядку, коефіцієнт надлишку повітря за конвективними поверхнями нагріву підтримувати згідно режимної карти.

Необхідно періодично стежити за роботою протягом зміни через вічко за роботою форсунок. У випадку засмічення форсунки, продути її парою або замінити.

У випадку погасання всіх форсунок негайно припинити подачу палива, провентилувати топку, виявити і усунути причину припинення горіння.

Для регулювання навантаження змінити тиск мазуту за регулюючим клапаном, підкорегувати тиск повітря на котел і розрідження в топці згідно з режимною картою.

#### ***Особливості обслуговування котла під час роботи на газі.***

Тиск газу в газопроводі до котла повинен утримуватись в межах установлених на ТЕЦ (1,4÷1,5кгс/см<sup>2</sup>). Тиск повітря і газу перед пальниками, вміст кисню в димових газах підтримувати відповідно до режимної карти котла.

Зміну навантаження здійснювати регулюючим клапаном на газопроводі до котла.

Запірні органи перед пальниками повинні бути відкриті, допускається прикриття їх для забезпечення оптимального розподілу газу між пальниками.

Для збільшення навантаження котла необхідно збільшити тягу, збільшити подачу повітря, потім газу. Під час зменшення навантаження-навпаки, виконуючи все це послідовно, за декілька прийомів.

Стежити, чи не просочується газ через непрацюючі пальники і не горить в пальниках, загрожуючи їм перепалом. Стежити за справністю газопроводів, вимірювальних приладів, арматури, не допускаючи витоку газу.

Якщо під час роботи котла несподівано погасяться всі пальники, то потрібно негайно припинити подачу газу на котел, провентилувати топку, газоходи, виявити і усунути причину порушення режиму горіння.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						88
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Під час роботи котла на газі або мазуті, повідомляти негайно начальника зміни про всі відхилення в подачі газу чи мазуту в котельню (низький тиск газу чи мазуту, низька температура чи велика обводненість мазуту і т.п.).

Режим включення ДРГ відповідно до теплового навантаження котлів.

Включення ДРГ повинно відбуватись з обов'язковим контролем розвороту ДРГ по місцю. При навантаженні ДРГ необхідно контролювати хід МЕО направляючого апарату по УП. У разі самовільного відкриття направляючого апарату необхідно негайно зачинити шибер на напорі ДРГ, аварійно зупинити ДРГ та для виключення появи значного хімнедопалу одночасно навантажити ДВ, підтримуючи номінальне розрідження. Після зупинки ДРГ відкоригувати витрату повітря гідно режимної карти.

Кількість газо - мазутних пальників КВГМ-180 на різних теплових

#### 4.6. ЗУПИНКА КОТЛА

Зупинка котла, за винятком аварійних випадків, проводити відповідно до розпорядження начальника зміни, з записом в оперативному журналі.

Перед зупином котла, під час роботи на мазуті, необхідно виконати ТХО(термо-хвильову очистку).

Нормальний плановий зупин необхідно виконувати так, щоб зниження температури води на виході з котла не перевищувала 30<sup>0</sup> С в годину.

Під час зупину котла, який працює на мазуті, почергово відключити пальники, продути їх парою, прикрити подачу повітря. Після відключення всіх форсунок, закрити пару на форсунки, провентилювати топку, газоходи не менше 10 хвилин.

Якщо котел зупиняється в ремонт, то мазутне кільце відглушити.

Аналогічно відключати пальники під час роботи на газі. Розтопочні пальники гасяться всі одночасно ключем відключення котла. Сідає ГОК, закривається газова електрифікована арматура на подачі газу до котла і до пальників. Відкриваються свічки безпеки.

Під час вирівнювання температури мережної води на вході і виході котла закрити вхідну засувку, залишаючи відкритим її байпас. Це потрібно для утворення циркуляції в котлі під час введення його в резерв.

Після вентиляції котла всі шибери газоповітряного тракту, лази, лючки і напрямні апарати тягодуттєвих машин повинні бути щільно закриті. Вжити

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		89

заходи щодо підтримання плюсової температури в топці. Коли температура зовнішнього повітря нижче +50С, обов'язково повинні бути включені калорифери котла і повітряники поверхонь нагріву котла.

Під час зупину котла в ремонт необхідно:

- надійно відключити котел по воді, відкрити повітряники і спустити воду через дренажі котла;
- мазутопроводи котла продути паром;
- газопроводи продути повітрям;
- відключити мазутопроводи котла заглушками;
- відключити газопроводи котла заглушками;
- розібрати електричні схеми основного і допоміжного устаткування;
- відключити котел по мережній воді і здренувати його;
- провести консервацію зовнішніх поверхонь нагріву водяного тракту шляхом покриття відпрацьованою мінеральною оливою.

#### ***Консервація котла***

Для водогрійних котлів характерні: робота з низькими навантаженнями, низька температура середовища, що нагрівається і, як наслідок, стінок труб і тривале простоювання котла без дії влітку. Всі ці особливості умов роботи сприяють корозії поверхонь нагріву як з зовнішньої, так і з внутрішньої сторони труб.

Для попередження корозії внутрішніх поверхонь труб котлів проводиться їх консервація на період тривалих простоювань одним із таких способів:

- заповнення котла мережною водою і підтримування в ньому повного робочого тиску тепломережі, що досягається відкриттям байпасу на вхідній засувці котла;
- відключення котла від теплової мережі за допомогою заглушок і заповнення азотом з балонів з забезпеченням невеликого надлишкового тиску в котлі;
- на час тривалих ремонтів трубої системи котла, коли не можливе його заповнення водою, або азотом, рекомендується застосовувати "суху" консервацію. Виведення котла на "суху" консервацію рекомендується виконувати безпосередньо з робочого стану. У випадку виведення котла на таку консервацію з холодного стану, його необхідно включити в роботу і попрацювати не менше 8 годин з підігрівом води не менше 1000С. Після цього котел зупинити і повністю відключити від тепломережі засувками на вході і виході. Гаряча вода спускається з котла через дренажі лінії нижніх колекторів і трубопроводів.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						90
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

У випадку зупину на термін більше 30 діб повинна проводитись консервація котла, шляхом заповнення його деаерованою мережною водою з підтриманням у верхніх точках надлишкового тиску.

#### **4.7. ТЕХНОЛОГІЧНІ ПОРУШЕННЯ, ЯКІ ВИМАГАЮТЬ НЕГАЙНОГО ЗУПИНКИ КОТЛА**

Котел повинен бути негайно зупинений дією захистів або персоналом у випадках:

- 1) недопустимого пониження тиску газу або мазуту за регулюючим клапаном, у випадку пониження тиску газу або мазуту нижче допустимих значень під час роботи на суміші палив;
- 2) погасання факела в топці;
- 3) пожежа, яка загрожує персоналу або устаткуванню;
- 4) зниження витрати води через котел нижче допустимої;
- 5) падіння тиску води в тракті котла нижче допустимого;
- 6) недопустимого підвищення тиску в котлі;
- 7) підвищення температури води на виході із водогрійного котла до значення на 20°C нижче температури насичення, що відповідає робочому тиску води у вихідному колекторі котла;
- 8) втрати напруги на всіх контрольно-вимірювальних приладах і пристроях дистанційного управління;
- 9) відключення димососа або вентилятора;
- 10) недопустимого пониження тиску повітря в загальному коробі перед пальниками;
- 11) крім цього, котел повинен бути зупинений у випадку розриву газопроводу в межах котла.

Котел повинен бути зупинений в випадках:

- виявлення свищів на трубах поверхонь нагріву, водо перепускних трубах, мережних трубопроводах, а також течі і паріння в арматурі, фланцевих з'єднаннях;
- різкого погіршення якості води;
- несправності окремих захистів або пристроїв дистанційного і автоматичного управління, а також контрольно-вимірювальних приладів.
- Час зупину котла в цих випадках визначається головним інженером електростанції.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						91
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## 4.8. ПРОТИАВАРІЙНІ ВКАЗІВКИ

*Загальні положення про дії чергового персоналу при виконанні технологічних порушень чи аварійних ситуацій.*

У випадку виникнення аварійного стану обслуговуючий персонал повинен прийняти необхідні заходи щодо запобігання розвитку технологічних порушень, піклуючись, в першу чергу, про забезпечення безпеки людей, збереженості устаткування і відновлення нормального режиму.

Відповідальною особою під час ліквідації аварійної ситуації на котельні є старший машиніст котлів. Його розпорядження обов'язкові для чергового персоналу водогрійної котельні. Кожний черговий є відповідальним за ліквідацію аварії на устаткуванні, яке ним обслуговується.

Під час аварійного стану ретельно слідкувати за показами вимірювальних приладів і особливо звертати увагу на :

- тиск і температуру мережної води на вході і виході із котла;
- витрату мережної води через котел і в магістралі;
- температуру середовища по тракту;
- амперне навантаження електродвигунів тягодуттєвих машин;
- тиск мазуту або газу перед котлом;
- розрідження в топці;
- горіння в топці.

Черговий персонал, який обслуговує котлоагрегат, у випадку виявлення дефектів устаткування і порушення нормального режиму роботи повинен негайно повідомити СМ, а той, в свою чергу, начальнику зміни. Встановити причину порушення режиму і, якщо можливо, відновити нормальний режим роботи. Персонал зобов'язаний вжити заходи щодо ліквідації аварійного стану відповідно до інструкції, не чекаючи вказівки начальника зміни цеху.

Приймання і здача зміни під час ліквідації аварійного стану забороняється. Здача зміни проводиться після відновлення нормального режиму роботи устаткування, або після завершення основних операцій щодо ліквідації аварійного стану, з дозволом начальника зміни станції.

Нормальна експлуатація устаткування повинна проводитись з включеними захистами, блокуваннями і АВР, аварійною і технологічною сигналізаціях . У випадку необхідності відключити котел ключем ручного зупину - переконатись в тому, що блокування працюють нормально. Якщо блокування

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						92
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

виходять з ладу, то операції щодо відключення устаткування проводяться персоналом вручну.

У випадку відключення котла захистами або вручну від ключа зупину, черговий персонал повинен переконатись:

- який захист відключив котел - по табло або блінкеру;
- перевірити правильність закриття арматури, шиберів і відключення механізмів;
- сквитувати ключі дистанційного управління устаткування, яке відключилось автоматично;
- перевірити і записати всі блінкери і табло, які випали після цього деблокувати захисти котла.

Примітка:

- Персоналу забороняється виводити захисти під час виникнення аварії або дії захисту, а також втручатися в їх дії під час технологічних порушень.
- Під час виникнення аварійного стану черговий персонал зобов'язаний контролювати спрацювання захистів, блокувань і, тільки у випадках їх відмови, виконувати необхідні операції вручну.

Для аварійного зупину котла вручну, персонал повинен виконати операції:

- погасити котел, заклавши швидкодіючу запірну і регульовальну арматуру на лінії подачі палива до котла і переконатися, що горіння в топці відсутнє;
- закрити індивідуальні засувки з електроприводами на лініях подачі палива до пальників;
- закрити ручну арматуру на лініях подачі палива до пальників;
- подальші операції виконувати, як під час планового зупину котла.

Випадки аварійного зупину і порушення в роботі котла підрозділяються на такі групи:

- I. аварії, під час яких вимагається негайний зупин;
- II. порушення режиму, під час якого тривала робота котла не допускається;
- III. порушення режиму, під час якого вимагається розвантаження котла.

У випадку аварійного відключення котла системою захистів:

- перевірити виконання всіх дій на механізми і арматуру, передбачених системою захистів і блокувань;
- після вентиляції топки протягом 10 хвилин відключити дугтєвий вентилятор і через 2-3 хвилини димосос, якщо не планується негайна розтопка котла;
- закрити напрямні апарати тягодугтєвих механізмів і всі шибери на газоповітряному тракті;

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						93
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- у випадку роботи на газі відкрити свічі безпеки.

Якщо причина аварійного відключення з'ясована і не перешкоджає пуску, з дозволу начальника зміни приступити до підготовки пуску, а потім до пуску котла.

У випадку неможливості пуску котла, подальші операції щодо зупину проводяться в залежності від характеру наступних ремонтних робіт.

Порушення режиму роботи котла, які вимагають негайного розвантаження котла можуть бути пов'язані з пониженням тиску палива, на якому працює котел, переходом на інший вид палива.

Ознаки технологічних порушень на котлі і дії персоналу.

Зниження витрати води через котел характеризується:

- I. зниженням витрати води через котел нижче уставки спрацювання захисту;
- II. падінням тиску води до або за котлом.

Причинами припинення або зниження витрати води через котел можуть бути:

- аварійне відключення працюючого мережного насоса, або насоса рециркуляції;
- самовільне чи помилкове закриття арматури на вході/виході, чи відчинення арматури на байпасі котла;
- недопустиме зниження тиску на всмоктячній лінії працюючого насоса.

Котел зупиняється аварійно дією захисту чи персоналом, якщо живлення котла протягом 20 секунд не вдалося відновити до уставки спрацювання захисту по зниженню витрати води через котел.

• Розрив екранних труб або труб конвективних пакетів, в залежності від характеру і місця розриву, характеризується такими ознаками:

- погасанням факела в котлі і аварійним відключенням котла;
- різким зниженням температури димових газів за котлом;
- збільшенням витрати води на підживлення теплової мережі;
- зниженням витрати води через котел;
- перенавантаженням димососів;
- постановкою топки під наддув при завантажених димососах;
- сильним шумом у топці і конвективній шахті;
- витіканням води з-під котла або конвективної шахти.

Обрив чи погасання факела через розрив екранних труб супроводжується:

- потемнінням в топці і роботою захисту по погасанню факела;
- різким зростанням розрідження в топці (при обриві факела і щільних топочних екранах);

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						94
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

▪ швидким зниженням температури на виході з котла і температури по газовому тракту.

Примітка:

1. У випадку погасання факела, щоб уникнути вибуху в топці, категорично забороняється подавати паливо в топку.

2. Наступний пуск дозволяється тільки після попередньої вентиляції топки і газоходів протягом 10 хвилин.

У випадку вибуху в топці або газоході котла потрібно аварійно зупинити котел і виконати такі операції:

- переконатись у відсутності місць горіння в топці і газоходах;
- оглянути котел для виявлення причин вибуху і пошкоджень, закрити люки і лази;
- провентилювати топку протягом 20 хвилин;
- якщо пошкодження можна швидко усунути, то після їх усунення приступити до підготовки і пуску котла;
- якщо пошкодження суттєве, подальший зупин проводити в залежності від характеру пошкодження

У випадку аварійного відключення дуттьового вентилятора або димососа негайно зупинити котел. Повторний пуск дозволяється тільки після виявлення і усунення причин відключення, ретельного огляду механізму, що відключився, вентиляції топки і газоходів протягом 10 хвилин. Включення в роботу механізму, що самовільно відключився, виконується з дозволу начальника зміни станції(котельні) чи начальника зміни електро цеха.

Загорання відкладень в опускних газоходах супроводжується такими ознаками:

- швидким ростом температури відхідних газів, появою диму і полум'я з люків газоходів;
- підвищенням навантаження димососів;
- нагрівом і почервонінням обшивки в місцях горіння.

Найбільш сприятливі умови для виникнення пожежі виникають під час пусків, змінних режимів і в період зупинів котла. Необхідно мати на увазі, що дана аварія дуже швидко розвивається і приводить до суттєвих пошкоджень устаткування. Тому виявивши явні ознаки загорання, потрібно зупинити котел і виконати такі операції:

- відключити котел, провентилювати топку згідно з інструкцією;
- зупинити дуттьовий вентилятор і димосос, щільно закрити шибери по газоповітряному тракту і напрямні апарати тягодуттєвих машин;
- подати пару через форсунки;

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						95
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- подати воду в район горіння від трубопроводів пожежної і мережної води;
- до повного припинення горіння вести прокачування води через котел;
- контролювати злив води з конвективної шахти з метою уникнення обривів холодних воронок.

У випадку недопустимого підвищення температури води на виході з котла і, незважаючи на всі вжиті заходи, температура не зменшується, необхідно зупинити котел аварійно.

У випадку втрати напруги на всіх приладах дистанційного управління арматурою, потрібно зупинити котел в такій послідовності:

- погасити топку посадкою ГОК і закриттям ручної арматури на котел і пальники і переконатись, що горіння в топці та газоходах відсутнє;
- після вентиляції топки протягом 10 хвилин, зупинити тягодуттєві машини;
- в'яснити причини втрати напруги через начальника зміни;
- вжити заходи щодо відновлення теплового навантаження водогрійної котельні.

Втрата напруги власних потреб супроводжується зупином всього устаткування, всіх механізмів котла.

Ключі управління електродвигунів механізмів сквитувати, повернувши їх в положення "відключено".

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						96
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

## Список використаної літератури

1. ДБН В.2.2-15-2005 Будинки і споруди. Житлові будинки. Основні положення [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-1>
2. ДБН В.2.5-39:2008 Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-204>
3. ДБН В.2.5-67:2013 Опалення, вентиляція та кондиціонування [Електронний ресурс] / Режим доступу: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-1018>
4. ДБН В.2.5-77:2014 "Котельні" [Електронний ресурс] / Режим доступу: [https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn\\_v\\_2\\_5\\_77/1-1-0-1185](https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_v_2_5_77/1-1-0-1185)
5. ДБН В.2.5-77:2014 "Котельні" [Електронний ресурс] / Режим доступу: [https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn\\_v\\_2\\_5\\_77/1-1-0-1185](https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_v_2_5_77/1-1-0-1185)
6. Джерела енергопостачання промислових підприємств [Електронний ресурс] [Текст] : метод. рекомендації до викон. курсового проекту для студ. освіт. ступ. "Бакалавр" спец. 144 "Теплоенергетика" ден. форми навч / уклад.: В. М. Філоненко; Нац. ун-т харч. технол. — Київ : НУХТ, 2017. — 60 с.
7. Енергоефективність в муніципальному секторі. Навчальний посібник для посадових осіб місцевого самоврядування / А. Максимов, І. Вахович, Т. Гутніченко, П. Бабічева, Н. Вакуленко, Н. Ігольнікова, Т. Цифра, О. Молодід, О. Молодід, О. Беленкова, Ю. Ячменьова, Ю. Дорошук, А. Скрипник, А. Ваколюк, В. Бойко, М. Сегедій, Д. Вахович / Асоціація міст України – К., ТОВ «ПІДПРИЄМСТВО «ВІ ЕН ЕЙ», 2015. – 184 с.
8. Ковалько М.П., Денисюк С.П. Енергозбереження. Пріоритетний напрямок державної політики України. – Київ: УЕЗ. – 1998. – 306 с.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						97
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

9. Проектування котелень з паровими та водогрійними котлами: Метод. вказівки до викон. кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово- промислового району міста” рівня підготовки бакалавра для студентів на- пряму 6.050601 “Теплоенергетика” ден. та заоч. форм навч. Частина 2. / Ук- лад.: М.О. Прядко, В.М. Філоненко. –К.: НУХТ, 2011. – 110 с.
10. Прядко М.О., Павелко В.І., Рябчук О.В. Проектування системи теплопостачання житлово-промислового району міста. Мет. вказ. до виконання кваліфікаційного проекту “Система теплопостачання житлово-промислового району міста” рівня підготовки бакалавра, напряму 6.050601 “Тепло- енергетика” для студентів денної та заочної форм навчання. Частина 1. . – К.: НУХТ, 2011. – 57 с.
11. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Сабарно Р.В. та інші. Охорона праці та промислова безпека: Посібник. – Київ: НАУ, 2021. –397 с.
12. Енергозбереження в теплопостачанні: текст лекцій для студентів спеціальності “Теплоенергетика” [Електронний ресурс] / Автор М.Ф. Боженко. Вид. 2-е, перероб. і доп. – Київ : НТУУ «КПІ», ТЕФ, 2015. - 225 с.

					КР 000.144.004.222201.2024.ПЗ	Арк.
						98
Змін.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		