

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ  
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ  
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ІНЖЕНЕРІЇ ТА КІБЕРФІЗИЧНИХ СИСТЕМ

**Кваліфікаційна робота**  
**перший бакалаврський**  
(рівень вищої освіти)

на тему Розширення котельної Запорізького електроапаратного заводу

---

Виконав: студент IV курсу,  
групи 6.1440-с  
спеціальності 144 «Теплоенергетика»  
(код і назва спеціальності)  
освітньої програми  
«Теплоенергетика»  
(код і назва освітньої програми)  
спеціалізації   
(код і назва спеціалізації)

О. В. Возний  
(ініціали та прізвище)

Керівник ст. викладач С. Є. Чижов  
(посада, вчене звання, науковий ступінь, підпис, ініціали та прізвище)

Рецензент к.т.н., доцент О. І. Осаул  
(посада, вчене звання, науковий ступінь, підпис, ініціали та прізвище)

Запоріжжя  
2023

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем  
Рівень вищої освіти перший бакалаврський  
Спеціальність 144 «Теплоенергетика»  
(код та назва)  
Освітня програма Теплоенергетика  
(код та назва)  
Спеціалізація \_\_\_\_\_  
(код та назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри  
« 10 » червня 20\_\_ року

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Возному Олександрові Вікторовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи (проекту) Розширення котельної Запорізького  
електроапаратного заводу

керівник роботи ст. викладач Чижов Сергій Євгенович  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ЗНУ від « 29 » грудня 2022 року № 1893-с

- 1 Строк подання студентом роботи 15.06.2023 р.
- 2 Вихідні дані до роботи: температура повітря зимового періоду – -22 °С;  
початкова температура води зимового періоду – +5 °С; паливо – природний газ;  
параметри теплоносія: вода – 130/70 °С; пара – 0,6 МПа.
- 3 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Розрахунок теплового споживання. Розрахунок теплової схеми котельної. Автоматизація і КВП котлоагрегата.
- 4 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Загальний обсяг графічного матеріалу за темою проекту 7 листів креслень формату А1


5 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Перший розділ	ст. викладач Чижов С.Є.	15.03.2023	10.04.2023
Другий розділ	ст. викладач Чижов С.Є.	12.04.2023	31.05.2023
Третій розділ	ст. викладач Чижов С.Є.	01.06.2023	15.06.2023

6 Дата видачі завдання 15.03.2023 р.

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Основні технічні рішення	10.04.23	
2	Розрахунок і вибір устаткування джерела теплопостачання	15.05.23	
3	Автоматизація технологічних процесів	10.06.23	
4	Оформлення графічної частини	13.06.23	
5	Оформлення пояснювальної записки	14.06.23	

Студент  (підпис) О. В. Возний (ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проекту)  (підпис) С. Є. Чижов (ініціали та прізвище)

**Нормоконтроль пройдено**

Нормоконтролер  (підпис) С. Є. Чижов (ініціали та прізвище)

## РЕФЕРАТ

Розрахунково-пояснювальна записка кваліфікаційної роботи на тему «Розширення котельної Запорізького електроапаратного заводу» містить 78 сторінок; 4 рисунків; 19 таблиць; 26 джерел посилань.

КОТЕЛ ВОДОГРІЙНИЙ, ТЕПЛОВЕ НАВАНТАЖЕННЯ, ТЕПЛОВА СХЕМА, ТЕПЛОВІ ВТРАТИ ТЕПЛОНОСІЯ, ОПАЛЕННЯ, ДЕАЕРАТОР, ГАРЯЧЕ ВОДОПОСТАЧАННЯ, ГІДРАВЛІЧНИЙ РОЗРАХУНОК, ПІДЖИВЛЮЮЧА ВОДА, НАСОСИ, ХІМ.ВОДООЧИЩЕННЯ, АВАРІЙНА СИГНАЛІЗАЦІЯ, РЕГУЛЮВАННЯ, КОНТРОЛЬ

Мета проєкту – реконструкція виробничо-опалювальної котельної з метою збільшення теплової потужності за рахунок установки водогрійних котлів та основного і допоміжного устаткування.

Метод дослідження розрахунково-графічний з використанням стандартних методик, викладених в нормативній літературі.

Проєкт реконструкції дозволить забезпечити всіх споживачів тепловим навантаженням на опалювання, вентиляцію, гаряче водопостачання житловокомунального сектора, суспільних і промислових підприємств даного району м. Запоріжжя.

У першому розділі приведені основні технічні рішення по реконструкції, виконано розрахунок теплоспоживання, гідравлічний розрахунок теплової мережі та вибір теплової ізоляції трубопроводів.

У другому розділі виконано розрахунок теплової схеми котельної, вибір основного і допоміжного устаткування котельні, газопостачання котельної.

У третьому розділі розроблена система автоматичного контролю і регулювання, передбачено проєктом засоби автоматизації та контролю технологічних процесів.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ОСНОВНІ ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ.....	8
1.1 Характеристика об'єкту.....	8
1.2 Кліматологічні дані.....	9
1.3 Основні технічні рішення по реконструкції.....	9
1.3.1 Загальні положення.....	10
1.3.2 Основні компоновочні рішення.....	12
1.4 Розрахунок тепло споживання.....	13
1.5 Графіки потужності теплоспоживання.....	17
1.6 Регулювання теплового навантаження.....	19
1.7 Визначення витрат теплоносія.....	22
1.8 Гідравлічний розрахунок теплової мережі.....	24
1.8.1 Попередній розрахунок.....	25
1.8.2 Перевірочний розрахунок.....	28
1.9 Теплові втрати теплових мереж.....	38
2 РОЗРАХУНОК І ВИБІР УСТАТКУВАННЯ ДЖЕРЕЛА ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ.....	40
2.1 Розрахунок теплової схеми котельної.....	40
2.2 Вибір основного і допоміжного устаткування котельної.....	48
2.2.1 Котлоагрегат КВГМ-20-150.....	51
2.2.2 Котлоагрегат ДКВР-10/13.....	53
2.2.3 Деаераційно-живильна установка.....	54
2.2.4 Водопідготовча установка.....	55
2.3 Газопостачання котельної.....	60
2.4 Димар.....	62
3 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ.....	65
3.1 Загальні положення.....	65
3.2 Розробка системи автоматичного контролю і регулювання.....	66

3.3 Обґрунтування передбачених проектом засобів автоматизації і контролю.....	67
3.3.1 Контроль.....	67
3.3.2 Регулювання.....	68
3.3.3 Автоматика безпеки.....	69
3.3.4 Технологічна і аварійна сигналізація.....	71
ВИСНОВКИ.....	73
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ.....	74
Додаток А. Загальне розташування устаткування. Специфікація	

## ВСТУП

У кваліфікаційній роботі представлено основні компоновальні та технічні рішення для реконструкції виробничо-опалювальної котельної Запорізького електроапаратного заводу.

Необхідність такої реконструкції зумовлена збільшенням навантажень на опалювання, вентиляцію і технологічні потреби власне заводу та промислової зони і приєднанням додаткових споживачів.

Котельня розраховується на теплові навантаження опалення, вентиляції, гарячого водопостачання самого заводу, а також житлового і громадського сектору, громадських і адміністративних будівель в районі розташування самої котельної м. Запоріжжя.

Існуючі котли ДКВР-10/13 забезпечують покриття навантажень на підігрівання гарячої води, технологічні потреби заводу і власні побутові потреби.

Проектом передбачається збільшення теплової потужності існуючої котельної за рахунок установки 3-х водогрійних котлів типа КВГМ-20-150. В зв'язку з цим встановлюється допоміжне устаткування а саме: димососи, вентилятори, мережеві та рециркуляційні насоси, системи хімводопідготовки, димова труба та інше обладнання.

Основним паливом для проектованої котельної прийнятий природний газ, резервним – мазут.

Також котельня розрахована на перспективну забудову даного району житловими, адміністративними, суспільними будівлями та будівництвом нових промислових цехів.

У кваліфікаційній роботі приведена характеристика району реконструкції джерела тепlopостачання, виконаний розрахунок теплових навантажень, гідравлічний розрахунок та розрахунок теплової схеми котельної і вибір її основного і допоміжного устаткування.

## 1 ОСНОВНІ ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ

### 1.1 Характеристика об'єкту

Виробничо-опалювальна котельня площею 1300 м<sup>2</sup> і висотою 7 м, була побудована в 50-х роках минулого сторіччя. Місце розташування – Запорізький електроапаратний завод.

Котельня є джерелом тепlopостачання промислового підприємства і житлового мікрорайону. Її призначення – вироблення пари на технологічні потреби заводу та вироблення теплоти на опалювання, вентиляцію і гаряче водopостачання власне для заводу, промислових об'єктів та житлових будівель. Встановлена потужність котельної до реконструкції складає по перегрітій воді – 250 ГДж/год., а по парі – 30 т/год.

На виробничо-опалювальній котельні встановлено 3 котли ДКВР-10/13, які забезпечують покриття навантажень на підігрівання гарячої води, технологічні потреби заводу і власні побутові потреби.

Основним видом палива на котельні є природний газ, а резервним – мазут. Система тепlopостачання замкнута. В котельні здійснюється якісне регулювання температури теплоносія. Котельня здійснює відпуск теплоносія по температурному графіку (95...70) °С на потреби опалення. Режим роботи котельні на потреби опалення – цілодобово, протягом 174 днів осінньо-зимового періоду.

Водопостачання котельні здійснюється від міського водopроводу. Введення води в котельню здійснюється через один ввід сталеву трубу DN100, тиск води – (2,8...4,0) кгс/см<sup>2</sup>. Облік здійснюється лічильником типу крильчатка. Вода в котельні використовується для поповнення втрат теплоносія і для господарсько-побутових потреб. Випуски виробничої та побутової каналізації котельні здійснюються в існуючу систему внутрішньо площадкової мережі міської каналізації. У зв'язку зі збільшенням навантажень за рахунок приєднання додаткових споживачів передбачається додаткова установка водогрійних котлів і допоміжного обладнання до цих котлів.



## 1.2 Кліматологічні дані

Клімат району – континентальний з тривалим жарким літом і короткою порівняно теплою зимою. Рельєф місцевості порівняно спокійний який являє собою слабохвильову степову рівнину.

Протягом року переважають вітри північно-східного напрямку. Здебільшого маємо вітри малих швидкостей.

Для проектування джерела тепlopостачання, що реконструюється, прийняті наступні вихідні дані [12]:

- місто розташування котельні – м. Запоріжжя;
- розрахункова температура зовнішнього повітря:

  - найбільш холодної доби –  $-27^{\circ}\text{C}$ ;
  - найбільш холодної п'ятиденки –  $22^{\circ}\text{C}$ ;

- тривалість опалювального сезону – 174 доби;
- глибина промерзань – 0,9 м;
- середня швидкість вітру – 4 м/с;
- середня температура за опалювальний період –  $-0,4^{\circ}\text{C}$ .

Ґрунтові води залягають на глибині (5...8) м від поверхні землі. Протягом року випадає за середніми багаторічними даними приблизно 440 мм опадів. Категорія складності інженерно-геологічних умов даної території – II (середньої складності) [13].

## 1.3 Основні технічні рішення по реконструкції

Основні технічні рішення по реконструкції виробничо-опалювальної котельної Запорізького електроапаратного заводу полягає в додатковій установці водогрійних котлів і допоміжного устаткування.

В даний час для потреб опалювання, вентиляції, підігріву гарячої води і на технологічні потреби в котельній вже встановлено 3 парові котли ДКВР-10/13, їх сумарна паропродуктивність складає – 30 т/год.

Але у зв'язку із збільшенням навантажень на опалювання, вентиляцію і технологічні потреби власне заводу та промислової зони, а також значним збільшенням споживання теплової енергії за рахунок приєднання додаткових споживачів.

В котельній передбачається додаткова установка 3-х водогрійних котлів типа КВГМ-20-150, при цьому існуючі котли ДКВР-10/13 повинні забезпечити покриття навантажень на підігрівання гарячої води, технологічні потреби заводу і власні побутові потреби.

Продуктивність котельної також розрахована на перспективну забудову району розташування даної котельної житловими, адміністративними, суспільними будівлями.

А також на розширення та будівництво нових промислових цехів або підприємств на даному промисловому об'єкті.

### 1.3.1 Загальні положення

Всі технічні рішення, прийняті у кваліфікаційній роботі, відповідають діючим нормам і правилам, зокрема:

- ДБН В.2.5-39:2008 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі» [17];
- будівельні норми і правила СНіП II-35-08. Котельні установки [14];
- «Правила улаштування і безпечної експлуатації парових і водогрійних котлів»;
- будівельні норми і правила СНіП 2.04.07-08. «Теплові мережі» [15];
- СНіП 2.04.14-88 «Теплова ізоляція обладнання і трубопроводів» [19];
- будівельні норми і правила СНіП 2.04.08-08 «Газопостачання» [3];
- правила безпеки в газовому господарстві;
- ДБН А.3.1-5:2016 «Організація будівельного виробництва» [1].

Промислово-опалювальна котельня, що реконструюється, є джерелом теплопостачання промислового підприємства і житлового мікрорайону. Її призначення – вироблення пари на технологічні потреби заводу та вироблення теплоти на опалювання, вентиляцію і гаряче водопостачання власне для заводу, промислових об'єктів та житлових будівель.

Основним видом палива для котельної визначений природний газ, резервним – мазут.

У проєкті у якості теплоносіїв прийняті:

- перегріта вода з розрахунковими параметрами 130/70 °С для систем опалювання і вентиляції;

- насичена пара з тиском 1,3 МПа на технологічні потреби, власні потреби котельної і установки гарячого водопостачання;

- гаряча вода 60 °С для забезпечення централізованого гарячого водопостачання житлових будівель, промислового підприємства і власних потреб котельної.

В даний час для потреб опалювання, вентиляції, підігріву гарячої води і на технологічні потреби в котельній встановлено 3 парові котли ДКВР-10/13, їх сумарна паропродуктивність складає – 30 т/год.

У зв'язку із збільшенням навантажень на опалювання, вентиляцію і технологічні потреби власне заводу та промислової зони, в котельній передбачається додаткова установка 3-х водогрійних котлів типа КВГМ-20-150, при цьому існуючі котли ДКВР-10/13 повинні забезпечити покриття навантажень на підігрівання гарячої води, технологічні потреби заводу і власні побутові потреби.

Встановлена потужність котельної складає:

- по перегрітій воді – 250 ГДж/год.;

- по парі – 30 т/год.

### 1.3.2 Основні компоновочні рішення

У котельному залі встановлюються 3 котли КВГМ-20-150 на відмітці 0.000 м. За котлами розміщують вентилятори і димососи. Вентилятори розташовані на відмітці 0.000 м.

Перед фронтом котлів на відмітці 1.200 м в окремому приміщенні розташовується щитова контрольно-вимірювальних приладів і автоматики.

У центральній частині котельної розміщуються мережеві насоси, насоси вихідної води, насоси рециркуляції.

Для механізації ремонтних і вантажопідйомних робіт в котельній над мережевими насосами, димососами і вентиляторами котлів КВГМ-20-150 встановлені ручні пересувні крани вантажопідйомністю 2 т.

Для сприйняття температурних напруг, які виникають в трубопроводах при температурному подовженні, застосовано компенсатори або використано само-компенсацію. В місцях розгалуження теплової траси в теплофікаційних вузлах (УТ) встановлено запірну арматуру – сталеві засувки типу 30с41нж1 і вентилі типу 15с27нж.

Передбачено виконання фундаментів під нове технологічне обладнання:

- фундамент під три котли;
- фундамент під проектну димову трубу;
- фундаменти під мережеві насоси.

Виконання металевих конструкцій під нове технологічне обладнання та трубопроводи:

- площадки обслуговування для нових котлів;
- опори під трубопроводи;
- опори під газоходи.

Архітектурнопланувальних змін в існуючі приміщення котельні, проектом не вносилося.

Регулювання відпустки теплової енергії – якісне, по опалювальному графіку.

Система теплопостачання – закрита.

Теплова мережа – чотиритрубна.

У дипломному проєкті для опалення і вентиляції застосовано сталені прямошовні електрозварювальні труби по ДСТУ 10704-06, а для гарячого водопостачання сталені водогазопровідні оцинковані труби по ДСТУ 3262-05 [11].

#### 1.4 Розрахунок теплоспоживання

Розрахункові витрати теплоти на опалювання житлових і суспільних будівель, МВт [11]

$$Q = [q_o \cdot V_o \cdot (t_{вн} - t_{з.о})] \cdot n_{б\ddot{y}д} \cdot 10^{-6}, \quad (1.1)$$

де  $q_o$  – питомі теплові втрати житлових будівель ( $q_o=0,5$  Вт/(м<sup>3</sup>·°С);

$V_o$  – об'єм будівлі по зовнішньому обміру, м<sup>3</sup>;

$t_{вн}$  – внутрішня температура повітря в приміщенні, °С;

$t_{з.о}$  – розрахункова температура зовнішнього повітря для проєктування системи опалювання, °С;

$n_{б\ddot{y}д}$  – кількість житлових будівель, шт.

Розрахункова витрата теплоти на опалювання громадських будівель, МВт [11]

$$Q = [q_o \cdot V_o \cdot (t_{вн} - t_{з.о})] \cdot 10^{-6} \quad (1.2)$$

Розрахункова витрата теплоти на опалювання адміністративних і суспільних будівель, МВт

$$Q = [0,35 \cdot 66,4 \cdot 10^3 \cdot (18 - (-22))] \cdot 10^{-6} = 0,93$$

Середньодобова розрахункова витрата теплоти на гаряче водопостачання житлових і суспільних будівель, МВт [11]

$$Q_{max} = \frac{[a \cdot m \cdot c \cdot (t_{2.6} - t_{x.6})] \cdot 10^{-6}}{n_c}, \quad (1.3)$$

де  $a$  – норма витрати гарячої води на одиницю споживання, л/доб. (приймаємо  $a_{ж.буд}=105$  л/доб.,  $a_{адм.буд}=7$  л/доб.,  $a_{шк}=6$  л/доб.);

$m$  – кількість одиниць споживання (визначається в залежності від кількості мешканців в мікрорайоні);

$c$  – теплоємність води ( $c=4190$  Дж/(м·°С));

$t_{2.6}$  – температура гарячої води в системі гарячого водопостачання,  $t_{2.6}=60$  °С;

$t_{x.6}$  – температура холодної води взимку ( $t_{x.6}=5$  °С);

$n_c$  – розрахункова тривалість подачі води на гаряче водопостачання, с/доб. (приймаємо  $n_c=24$  год. – для житлових будівель;  $n_c=10$  год. – для шкіл;  $n_c=8$  год. – для громадських будівель).

Максимально-годинна розрахункова витрата теплоти на побутове гаряче водопостачання, МВт [11]

$$Q_{2.6}^{max} = K_{доб} \cdot Q_{2.6}^{сер.н}, \quad (1.4)$$

де  $K_{доб}$  – коефіцієнт добової нерівномірності витрати теплоти за добу найбільшого водоспоживання ( $K_{доб}=1,14$ ).

Максимально-годинна розрахункова витрата теплоти на побутове гаряче водопостачання, МВт

$$Q_{2.6}^{max} = 1,14 \cdot 8,89 = 10,17$$

Результати розрахунків за визначенням витрат теплоти на опалювання і гаряче водопостачання зводимо до таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Розрахункові та сумарні витрати теплоти окремими споживачами, МВт

Найменування споживачів	Розрахункові теплові навантаження, МВт		Середньо-годинне навантаження гарячого водопостачання
	Опалювання	Гаряче водопостачання	
Житлові будівлі	22,33	4,7	4,12
Промислові споживачі	28,01	5,3	4,63
Адміністративні і суспільні будівлі	0,93	0,178	0,14
Всього	51,27	10,18	8,89

Річна сумарна витрата теплоти на опалювання і побутове гаряче водопостачання, МВт [11]

$$Q_{рік} = Q_o^{рік} + Q_{2.6}^{рік} \quad (1.5)$$

Середньогодинна витрата теплоти на опалювання за опалювальний період, МВт [11]

$$Q_o^{cep} = Q_o^{max} \cdot \frac{(t_{вн} - t_3^{cep.o})}{(t_{вн} - t_{3.o})} , \quad (1.6)$$

де  $t_3^{cep.o}$  – середня температура за опалювальний період, °С

$$Q_o^{cep} = 51,27 \cdot \frac{(18 - (-0,4))}{(18 - (-22))} = 23,584$$

Річна витрата теплоти на опалювання за опалювальний період, тис. ГДж/рік [11]

$$Q_o^{pik} = Q_o^{cep} \cdot n_o , \quad (1.7)$$

де  $n_o$  – тривалість опалювального періоду, доб/рік

$$Q_o^{pik} = 23,584 \cdot 3600 \cdot 174 \cdot 24 = 354,552$$

Річна витрата теплоти на гаряче водопостачання, тис. ГДж/рік [11]

$$Q_{2.6}^{pik} = Q_{2.6}^{cep} \cdot 3600 \cdot n_o + Q_{2.6}^{cep.l} \cdot 3600 \cdot (8400 - n_o) , \quad (1.8)$$

де  $Q_{2.6}^{cep.l}$  – середньогодинна витрата теплоти за літній період, МДж/с

$$Q_{2.6}^{pik} = 10,17 \cdot 3600 \cdot 174 \cdot 24 + 10,12 \cdot 3600 \cdot (8400 - 174 \cdot 24) = 306,781$$



Річна сумарна витрата теплоти на опалювання і побутове гаряче водопостачання, тис. ГДж

$$Q_{\text{рік}} = 354,552 + 306,781 = 661,33 \quad (1.9)$$

### 1.5 Графіки теплового навантаження

Для визначення завантаження, режиму роботи, економічності використання теплофікаційного обладнання користуються річним графіком витрати теплоти за тривалістю періоду стояння зовнішніх температур. Він будується на підставі графіка залежності теплових навантажень від температур зовнішнього повітря, який розміщують в правому квадранті [11]. При цьому по осі абсцис відкладають значення температур зовнішнього повітря  $t_n = +8$  °С до  $t_o$ , по осі ординат – витрати теплоти.

При довільній температурі зовнішнього повітря  $t_n$  (-22, -20, -15, -10, -5, 0, +8 °С) витрату теплоти на опалення  $Q_o$ , МВт, визначено по формулах [11]

$$Q_o = Q_{\text{оmax}} \cdot \frac{t_i - t_n}{t_i - t_o} \quad (1.10)$$

Так, при температурі зовнішнього повітря  $t_n = -10$  °С

$$Q_o = 51,27 \cdot \frac{18 - (-10)}{18 - (-22)} = 35,89$$

Розрахунки витрат теплоти опалення  $Q_o$ , при інших температурах зовнішнього повітря виконані аналогічно, їх результати зведені в таблицю 1.2.

Графік залежності витрати теплоти від температури зовнішнього повітря зображено на рисунку 1.1.

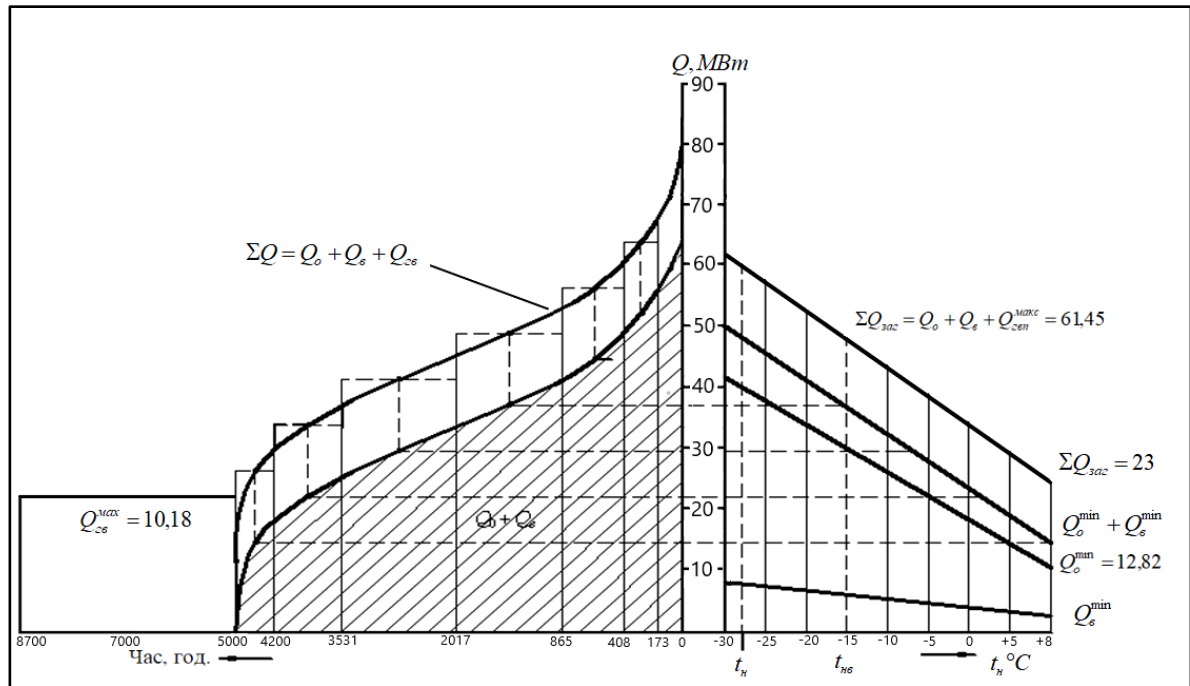


Рисунок 1.1 – Графік залежності витрати теплоти від температури зовнішнього повітря

Сумарний графік витрати теплоти побудовано на підставі графіків витрат на опалення і гаряче водопостачання, його одержано в результаті складання витрат теплоти при певних значеннях температури зовнішнього повітря.

Таблиця 1.2 – Витрата теплоти при різних температурах зовнішнього повітря

Витрата теплоти, МВт	Температура зовнішнього повітря, °C						
	$t_0=-22$	$t_3=-20$	$t_3=-15$	$t_3=-10$	$t_3=-5$	$t_3=0$	$t_3=+8$
$Q_o$	51,27	48,71	42,30	35,89	29,48	23,07	12,82
$Q_h^{max}$	10,18						
$Q_o+Q_h^{max}$	61,45	58,89	52,48	40,07	39,66	33,25	23,0

Графік витрати теплоти залежно від тривалості періоду стояння зовнішньої температури (графік тривалості теплового навантаження) побудовано в правому квадранті. При цьому на осі абсцис відкладено тривалість періоду опалювального сезону з середньодобовою температурою зовнішнього повітря, що дорівнює або є нижчою від даної  $t_n$ .

Тривалість стояння температур зовнішнього повітря прийнято по [12] і наведено в таблиці 1.3. На їх підставі побудовано графік витрати теплоти за тривалістю (див. рис. 1.1).

Таблиця 1.3 – Тривалість стояння температур зовнішнього повітря нижче  $t_n$

Температура зовнішнього повітря $t_3$ , °C	Число годин стояння температур нижче $t_3$	Температура зовнішнього повітря $t_3$ , °C	Число годин стояння температур нижче $t_3$	Температура зовнішнього повітря $t_3$ , °C	Число годин стояння температур нижче $t_3$
-15	173	-5	865	+5	3531
-10	408	0	2017	+8	4200

## 1.6 Регулювання теплового навантаження

Розрахунок якісного регулювання полягає у визначенні температури води в тепловій мережі та в місцевій системі опалення у залежності від температури навколишнього повітря при постійній витраті теплоносія в тепловій мережі та в опалювальній системі. Температура теплоносія визначається за наступними формулами [11].

Температура мережної води перед опалювальною установкою

$$\tau_{01} = t_{e.p.} + \Delta t'_o \cdot (\bar{Q}_o)^{0.8} + \left( \delta \tau'_o - \frac{\Theta'}{2} \right) \cdot \bar{Q}_o \quad (1.11)$$

Температура води після опалювальної установки

$$\tau_{02} = \tau_{01} - \delta\tau'_o \cdot \overline{Q}_o = t_{\text{в.п.}} + \Delta t'_o (\overline{Q}_o)^{0,8} - \frac{\Theta'}{2} \overline{Q}_o \quad (1.12)$$

Температура води в опалювальній системі після змішувального пристрою (елеватора)

$$\tau_{03} = t_{\text{в.п.}} + \Delta t'_o (\overline{Q}_o)^{0,8} + \frac{\Theta'}{2} \overline{Q}_o, \quad (1.13)$$

де  $t_{\text{в.п.}}$  – розрахункова температура повітря помешкань, що опалюються;

$\Delta t'_o = (\tau'_{03} + \tau'_{02})/2 - t_{\text{в.п.}} = (95 + 70)/2 - 18 = 65^\circ C$  – температурний напір опалювального пристрою при розрахунковому режимі [11].

Відносну витрату теплоти на опалення (при температурах зовнішнього повітря  $+8, 0, -5, -10, -15, -20, -22^\circ C$ )  $\overline{Q}_o$  визначаємо по формулі [11]

$$\overline{Q}_o = \frac{t_{\text{в.п.}} - t_n}{t_{\text{в.п.}} - t_{\text{н.о.}}} \quad (1.14)$$

При температурі зовнішнього повітря  $t_3 = +8^\circ C$

$$\overline{Q}_o = \frac{18 - (8)}{18 - (-22)} = 0,25,$$

де  $\delta\tau' = \tau'_1 - \tau'_2 = 130 - 70 = 60^\circ C$  – розрахунковий перепад температур води у тепловій мережі;

$\Theta' = \tau'_3 - \tau'_2 = 95 - 70 = 25^\circ C$  – розрахунковий перепад температур води у місцевій системі [11].

Так, при температурі зовнішнього повітря  $t_3 = +8^\circ C$

$$\tau_{01} = 18 + 65 \cdot 0,25^{0,8} + \left(60 - \frac{25}{2}\right) \cdot 0,25 = 51^\circ \text{C};$$

$$\tau_{02} = 18 + 65 \cdot 0,25^{0,8} - \frac{25}{2} \cdot 0,25 = 36^\circ \text{C};$$

$$\tau_{03} = 18 + 65 \cdot 0,25^{0,8} + \frac{25}{2} \cdot 0,25 = 42^\circ \text{C}.$$

Розрахунки якісного регулювання теплового навантаження для інших температур, виконані аналогічно і наведені в таблиці 1.4.

За даними таблиці будується графік якісного регулювання, рисунок 1.2.

Таблиця 1.4 – Розрахункові температури теплоносія при якісному регулюванні теплового навантаження в системах опалювання

Зовнішня температура повітря $t_3, ^\circ\text{C}$	Відносна витрата теплоти $\overline{Q}_o$	Відносна витрата теплоти в ступені 0,8 $\overline{Q}_o^{0,8}$	Температура теплоносія		
			$\tau_{01}, ^\circ\text{C}$	$\tau_{02}, ^\circ\text{C}$	$\tau_{03}, ^\circ\text{C}$
+8	0,25	0,330	51	36	42
0	0,45	0,528	74	47	58
-5	0,58	0,647	88	53	67
-10	0,70	0,752	100	58	76
-15	0,83	0,862	113	64	84
-20	0,95	0,960	126	69	92
-22	1	1	130	70	95

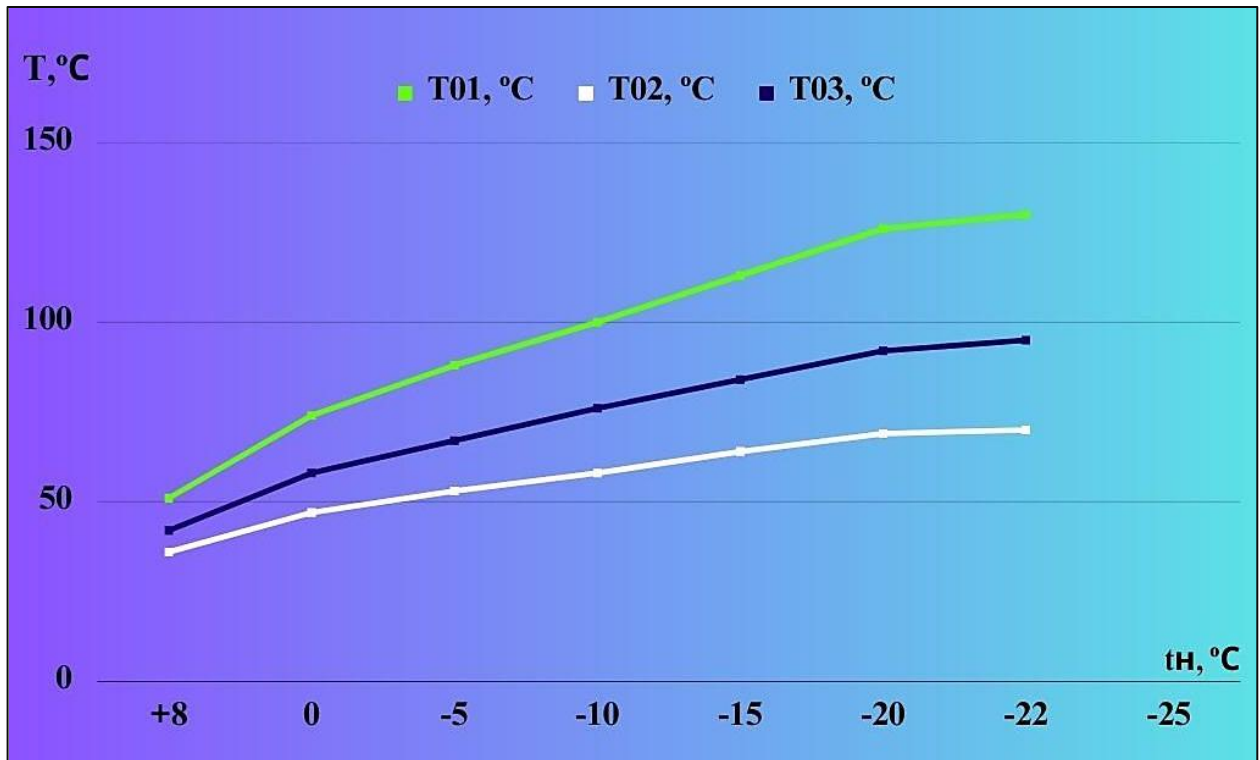


Рисунок 1.2 – Графік якісного регулювання теплового навантаження

### 1.7 Визначення витрат теплоносія

Витрата теплоносія для окремих споживачів залежить від температури зовнішнього повітря і прийнятого режиму регулювання. За розрахункову витрату для опалення, вентиляцію, ГВП приймають найбільшу.

#### Витрати теплоносія на опалення

Розрахункову годинну витрату теплоносія на опалення  $G_{o\max}$ , кг/с, визначаємо по формулі [11]

$$G_{o\max} = \frac{Q_{o\max}}{c \cdot (\tau_{1o} - \tau_{2o})} \quad (1.15)$$

Для житлових будівель

$$G_{o\max} = \frac{22330}{4,19 \cdot (130 - 70)} = 88,82$$

Розрахунки годинних витрат теплоносія на опалення для інших споживачів виконано аналогічно, їх результати занесені до таблиці 1.5.

Витрати теплоносія на гаряче водопостачання

Розрахункові витрати води на ГВП визначені в залежності від прийнятої системи теплопостачання (закритої) і схеми приєднання підігрівачів ГВП до тепломережі – двоступеневої послідовної.

Розрахункову середню витрату теплоносія на гаряче водопостачання  $G_{3hm}$ , кг/с, визначаємо за формулою [11]

$$G_{hm} = \frac{Q_{hm}}{c \cdot (\tau_1' - \tau_2')} \cdot \left( \frac{55 - t_c'}{55 - t_c} + 0,2 \right) , \quad (1.16)$$

де  $\tau_1'$  – температура теплоносія в подавальному трубопроводі при температурі зовнішнього повітря в точці зламу графіка, °С (прийнята за завданням КР);

$\tau_2'$  – температура теплоносія в зворотному трубопроводі при температурі зовнішнього повітря в точці зламу графіка, °С.

Вона дорівнює  $\tau_2' = 42$  °С [12].

Розрахункову максимальну витрату теплоносія на гаряче водопостачання  $G_{3h\max}$ , кг/с, визначаємо за формулою [11]

$$G_{h\max} = 0,55 \cdot \frac{Q_{h\max}}{c \cdot (\tau_1^I - \tau_2^I)} \quad (1.17)$$

Для житлових будівель

$$G_{hm} = \frac{4120}{4,19 \cdot (70 - 42)} \cdot \left( \frac{55 - 35}{55 - 5} + 0,2 \right) = 21,07$$

$$G_{h\max} = 0,55 \cdot \frac{4120}{4,19 \cdot (70 - 42)} = 19,31$$

Розрахунки середніх і максимальних витрат теплоти на гаряче водопостачання для інших споживачів заводу виконані аналогічно, їх результати занесені до таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Розрахункові витрати теплоносія споживачами

Найменування споживачів теплоти	Опалення		ГВП	
	$Q_{\text{оmax}}$ , кВт	$G_{\text{оmax}}$ , кг/с	$\frac{Q_{hm}}{Q_{h\max}}$ , кВт	$\frac{G_{hm}}{G_{h\max}}$ , кг/с
Житлові будівлі	22330	88,82	$\frac{4120}{4120}$	$\frac{21,07}{19,31}$
Промислові споживачі	28010	111,42	$\frac{4630}{4630}$	$\frac{23,68}{21,71}$
Адміністративні і суспільні будівлі	930	3,70	$\frac{140}{140}$	$\frac{0,72}{0,66}$
Всього	51270	203,94	$\frac{8890}{8890}$	$\frac{45,47}{41,68}$

### 1.8 Гідравлічний розрахунок теплової мережі

У задачу гідравлічного розрахунку входить:

- визначення діаметрів трубопроводів;



- визначення падіння тиску (напору);
- визначення тисків (напорів) у різних точках теплової мережі;
- ув'язування всіх точок системи при статичному і динамічному режимах з метою забезпечення припустимих тисків і необхідних напорів у мережі й абонентських системах.

Гідравлічний розрахунок виконується в два етапи: попередній і перевірочний розрахунок.

### 1.8.1 Попередній розрахунок

Задаємося наявним перепадом тисків по всій мережі [16]

$$\Delta P_c = 40000 \text{ Па}$$

Частку місцевих втрат теплової мережі визначено по формулі [16].

Для водяних мереж

$$\alpha_{cp} = 0,01 \cdot \sqrt{G_d} \quad , \quad (1.18)$$

де  $G_d$  – витрата теплоносія на останній ділянці перед джерелом теплоти, кг/с

$$\alpha_{cp} = 0,01 \cdot \sqrt{203,94} = 0,14$$

Середню питому лінійну падіння тиску по всій мережі  $R_{л.ср}$ , Па/м, визначаємо по формулі [16]

$$R_{л.ср} = \frac{\Delta P_c}{l \cdot (1 + \alpha_{ср})}, \quad (1.19)$$

де  $l$  – сумарна довжина ділянок головної розрахункової магістралі, м.

Для мереж ГВП задано  $R_{л.ср} = 130$  Па/м.

$$R_{л.ср} = \frac{40000}{1122 \cdot (1 + 0,14)} = 31 \text{ Па/м}$$

Середня щільність теплоносія  $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>, при  $t_{ср} = 75$  °C складає  $\rho = 975$  кг/м<sup>3</sup> [16].

Внутрішній діаметр трубопроводу на кожній ділянці  $d_{вн}$ , м, з припущення його роботи в квадратичній області визначено по формулі [16].

Для водяних мереж

$$d_{вн} = A_d^b \cdot \frac{G_d^{0,38}}{R_{л.ср}^{0,19}}, \quad (1.20)$$

де  $A_d^b$  – коефіцієнт, що залежить від абсолютної еквівалентної шорсткості (для водяних мереж при  $k_s = 0,5 \cdot 10^{-3}$  м  $\rightarrow A_d^b = 117 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{0,62} / \text{кг}^{0,19}$ ; для мереж ГВП при  $k_s = 1 \cdot 10^{-3}$  м  $\rightarrow A_d^b = 121 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{0,62} / \text{кг}^{0,19}$ );

$G_d$  – витрата теплоносія на ділянці, кг/с.

Для ділянки 1

трубопроводу Т1, Т2

$$d_{вн} = 117 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{203,94^{0,38}}{31^{0,19}} = 0,46 \text{ м} \rightarrow 460 \text{ мм}$$

трубопровід Т3 мережі ГВП (подавальний трубопровід)

$$d_{\text{вн}} = \frac{121 \cdot 10^{-3} \cdot 41,68^{0,38}}{130^{0,19}} = 0,20 \text{ м} \rightarrow 200 \text{ мм}$$

трубопровід Т4 мережі ГВП (зворотний трубопровід)

$$d_{\text{вн}} = \frac{121 \cdot 10^{-3} \cdot 10,42^{0,38}}{130^{0,19}} = 0,12 \text{ м} \rightarrow 120 \text{ мм}$$

Розрахунки із визначення діаметрів трубопроводів для інших ділянок теплової мережі виконані аналогічно, їх результати зведені до таблиці 1.6.

Розрахункова схема теплової мережі

Для подальшого виконання гідравлічного розрахунку попередні розрахункові схеми доповнені результатами розрахунків: величинами витрат та діаметрами трубопроводів на всіх ділянках.

Таблиця 1.6 – Результати попереднього гідравлічного розрахунку теплової мережі

Ділянка мережі	Розрахункова витрата $G_d$ , кг/с	Довжина ділянки $l$ , м	Діаметр трубопроводу, мм		
			розрахунковий $d_{\text{вн}}$	внутрішній по ДСТУ $D_6$	$D_3 \times \delta$ по ДСТУ
1	2	3	4	5	6
для водяних мереж при $R_{\text{л.сер}}=31 \text{ Па/м}$					
К-УТ2	203,94	333	460	466	480x7
УТ2-УТ4	115,12	248	370	359	377x9
УТ4-УТ6	113,42	120	368	359	377x9

Продовження таблиці 1.6

	1	2	3	4	5	6
Головна магістраль	УТ6-3	111,42	181	365	359	377x9
	для мереж ГВП (подавальний трубопровід) $R_{л.сер}=130$ Па/м					
	К-УТ2	41,68	333	200	207	219x6
	УТ2-УТ4	22,37	248	156	150	159x4,5
	УТ4-УТ6	22,09	120	156	150	159x4,5
	УТ6-3	21,71	181	154	150	159x4,5
	для мереж ГВП (зворотній трубопровід) $R_{л.сер}=130$ Па/м					
	К-УТ2	10,42	333	120	125	133x4
	УТ2-УТ4	5,59	248	92	100	108x4
	УТ4-УТ6	5,52	120	92	100	108x4
	УТ6-3	5,43	181	91	100	108x4
	Відгалуження	для водяних мереж при $R_{л.сер}=31$ Па/м				
УТ2-Ж		115,12	100	370	408	426x6
УТ4-А		113,42	60	368	359	377x9
УТ6-І		111,42	80	365	359	377x9
для мереж ГВП (подавальний трубопровід) $R_{л.сер}=130$ Па/м						
УТ2-Ж		22,37	100	156	150	159x4,5
УТ4-А		22,09	60	156	150	159x4,5
УТ6-І		21,71	80	154	150	159x4,5
для мереж ГВП (зворотній трубопровід) $R_{л.сер}=130$ Па/м						
УТ2-Ж		5,59	100	92	100	108x4
УТ4-А		5,52	60	92	100	108x4
УТ6-І		5,43	60	90	100	108x4

Враховуючи визначений діаметр на кожній ділянці на розрахунковій схемі розставляється арматура, нерухомі опори, компенсатори та інше устаткування; відстань між нерухомими опорами для різних діаметрів визначена по [16]. Вибір арматури при проектуванні здійснюється на підставі обраного діаметра та умовного тиску теплоносія (не менш 1,0 МПа).

### 1.8.2 Перевірочний розрахунок

Швидкість руху теплоносія на кожній ділянці теплової мережі  $w$ , м/с, визначено за формулою [16]

$$\omega = \frac{4 \cdot G}{\pi \cdot D_e^2 \cdot \rho}, \quad (1.21)$$

де  $D_e$  – внутрішній діаметр трубопроводу за ДСТУ, м.

Для ділянки 1

для трубопроводу Т1, Т2

$$\omega = \frac{4 \cdot 203,94}{3,14 \cdot 0,466^2 \cdot 975} = 1,23 \text{ м/с};$$

для трубопроводу Т3 мережі ГВП

$$\omega = \frac{4 \cdot 41,68}{3,14 \cdot 0,207^2 \cdot 975} = 1,27 \text{ м/с};$$

для трубопроводу Т4 мережі ГВП

$$\omega = \frac{4 \cdot 10,42}{3,14 \cdot 0,125^2 \cdot 975} = 0,87 \text{ м/с}.$$

Розрахунки швидкостей руху теплоносія на інших ділянках теплової мережі виконані аналогічно, їх результати занесені до таблиці 1.7.

Граничне число Рейнольдса  $Re_{np}$  для кожної ділянки визначено по формулі [16]

$$Re_{np} = 568 \cdot \frac{D_e}{k_e}, \quad (1.22)$$

де  $k_e$  – абсолютна еквівалентна шорсткість, м (для гідравлічного розрахунку трубопроводів Т1, Т2  $k_e=0,5 \cdot 10^{-3}$  м, мереж ГВП  $k_e=1,0 \cdot 10^{-3}$  м).

Для ділянки 1

для трубопроводу Т1, Т2

$$Re_{np} = 568 \cdot \frac{0,466}{0,5 \cdot 10^{-3}} = 529376$$

для трубопроводу Т3 мережі ГВП

$$Re_{ep} = 568 \cdot \frac{0,207}{1,0 \cdot 10^{-3}} = 117576;$$

для трубопроводу Т4 мережі ГВП

$$Re_{ep} = 568 \cdot \frac{0,125}{1,0 \cdot 10^{-3}} = 34080$$

Дійсне число Рейнольдса  $Re$  для кожної ділянки визначено по формулі [16]

$$Re = \frac{\omega \cdot D_e}{\nu}, \quad (1.23)$$

де  $\nu$  – коефіцієнт кінематичної в'язкості, м<sup>2</sup>/с (при  $t > 70$  °С при  $\nu = 0,391 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с).

Встановлюється розрахункова область роботи ділянок теплової мережі:

- якщо  $Re \geq Re_{np}$ , має місце квадратична залежність падіння тиску в трубопроводі від витрати, а трубопровід працює в квадратичній області;

- якщо  $2300 < Re < Re_{np}$ , то трубопровід працює в перехідній області і коефіцієнт гідравлічного тертя має максимальне значення.

Для ділянки 1

для трубопроводу Т1, Т2

$$Re = \frac{1,23 \cdot 0,466}{0,391 \cdot 10^{-6}} = 1465934 \text{ (квадратична область)}$$

для трубопроводу Т3 мережі ГВП

$$Re = \frac{1,27 \cdot 0,207}{0,391 \cdot 10^{-6}} = 672353 \text{ (квадратична область)}$$

для трубопроводу Т4 мережі ГВП

$$Re = \frac{0,87 \cdot 0,125}{0,391 \cdot 10^{-6}} = 278133 \text{ (квадратична область)}$$

Результати розрахунків граничних і дійсних чисел Рейнольдса ділянок тепломережі занесені до таблиці 1.7.

Питомі лінійні падіння тиску на ділянці теплової мережі  $R_n$ , Па/м, визначені за формулою [16]:

- за умови роботи в квадратичній області

$$R_n = A_R^e \cdot \frac{G^2}{D_e^{5,25}}, \quad (1.24)$$

де  $A_R^e$  – коефіцієнт, що залежить від абсолютної шорсткості (для трубопроводів Т1, Т2 при  $k_e = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}$   $A_R^e = 13,62 \cdot 10^{-6} \text{ м}^{3,25} / \text{кг}$ ; для мереж ГВП при  $k_e = 1,0 \cdot 10^{-3} \text{ м}$   $A_R^B = 16,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^{3,25} / \text{кг}$ ).

Для ділянки 1

для трубопроводу Т1, Т2

$$R_n = 13,62 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{203,94^2}{0,466^{5,25}} = 31,2 \text{ Па/м}$$

для трубопроводу Т3 мережі ГВП

$$R_{\lambda} = 16,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{41,68^2}{0,207^{5,25}} = 110,5 \text{ Па/м}$$

для трубопроводу Т4 мережі ГВП

$$R_{\lambda} = 16,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10,42^2}{0,125^{5,25}} = 97,5 \text{ Па/м}$$

Результати проміжного розрахунку ділянок теплової мережі (по формулах (1.21)-(1.24)) зведені в таблицю 1.7.

Таблиця 1.7 – Результати проміжних розрахунків теплової мережі (перевірочний розрахунок)

№ ділянки	Швидкість руху теплоносія $\omega$ , м/с	Число Рейнольдса граничне $Re_{гр.}$	Дійсне число Рейнольдса $Re$	Область руху теплоносія	Коефіцієнт гідравлічного тертя $\lambda$	Питоме лінійне падіння тиску $R_{\lambda}$ , Па/м
1	2	3	4	5	6	7
для трубопроводів Т1, Т2						
К-УТ2	1,23	529376	1465934	квадр.	-	31,3
УТ2-УТ4	1,16	407824	1065064	квадр.	-	39,1
УТ4-УТ6	1,15	407824	1055882	квадр.	-	19,4
УТ6-3	1,13	407824	1037519	квадр.	-	18,7
для трубопроводу Т3						
К-УТ2	1,27	117576	672353	квадр.	-	110,5
УТ2-УТ4	1,29	85200	494885	квадр.	-	172,6
УТ4-УТ6	1,28	85200	491049	квадр.	-	168,3
УТ6-3	1,26	85200	483376	квадр.	-	162,6



Продовження таблиці 1.7

1	2	3	4	5	6	7
для трубопроводу Т4						
К-УТ2	0,87	71000	278133	квадр.	-	97,5
УТ2-УТ4	0,73	56800	186701	квадр.	-	90,6
УТ4-УТ6	0,72	56800	184143	квадр.	-	88,3
УТ6-3	0,70	56800	179028	квадр.	-	85,5

За даними розрахункової схеми теплової мережі складена відомість місцевих опорів  $\xi$  на ділянках трубопроводів теплової мережі (див. табл. 1.8).

Таблиця 1.8 – Відомість місцевих опорів ділянок теплової мережі

№ ділянки	Місцеві опори трубопроводу								Сума коефіцієнтів в місцевих опорів ділянки $\Sigma\xi$
	вентиль $\xi=4,0$		засувка $\xi=0,5$		компенсатор П-подібний $\xi=1,7$		поворот $\xi=0,85$		
	<i>m</i>	$\Sigma\xi$	<i>m</i>	$\Sigma\xi$	<i>M</i>	$\Sigma\xi$	<i>M</i>	$\Sigma\xi$	
для трубопроводів Т1, Т2									
К-УТ2	-	-	-	-	1	1,7	6	0,85	6,8
УТ2-УТ4	-	-	2	0,5	2	1,7	4	0,85	7,8
УТ4-УТ6	-	-	-	-	2	1,7	1	0,85	4,25
УТ6-3	-	-	2	0,5	2	1,7	1	0,85	5,25
для трубопроводу Т3									
К-УТ2	-	-	-	-	1	1,7	6	0,85	6,8
УТ2-УТ4	-	-	1	0,5	2	1,7	4	0,85	7,3
УТ4-УТ6	-	-	-	-	2	1,7	1	0,85	4,25
УТ6-3	-	-	1	0,5	2	1,7	1	0,85	4,75
для трубопроводу Т4									
К-УТ2	-	-	-	-	1	1,7	6	0,85	6,8
УТ2-УТ4	-	-	1	0,5	2	1,7	4	0,85	7,3
УТ4-УТ6	-	-	-	-	2	1,7	1	0,85	4,25
УТ6-3	-	-	1	0,5	2	1,7	1	0,85	4,75
відгалуження									
УТ2-Ж	-	-	2	0,5	1	1,7	-	-	2,7
УТ4-А	-	-	2	0,5	1	1,7	-	-	2,7
УТ6-І	-	-	2	0,5	1	1,7	-	-	2,7

Еквівалентну довжину місцевих опорів ділянки  $l_e$ , м, визначено за формулою [16]:

- за умови роботи в квадратичній області

$$l_e = A_l \cdot \sum \xi \cdot D_e^{1.25}, \quad (1.25)$$

де  $\sum \xi$  – сума коефіцієнтів місцевих опорів ділянки;

$A_l$  – коефіцієнт (прийнято з [16] для трубопроводів Т1, Т2 при  $k_e = 0,5 \cdot 10^{-3}$  м  $A_l = 60,7 \text{ м}^{-0.25}$ ; для мереж ГВП при  $k_e = 1,0 \cdot 10^{-3}$  м  $A_l = 51,1 \text{ м}^{-0.25}$ ).

Для ділянки 1

для трубопроводу Т1, Т2

$$l_g = 60,7 \cdot 6,8 \cdot 0,466^{1.25} = 159 \text{ м}$$

для трубопроводу Т3 мережі ГВП

$$l_g = 51,1 \cdot 6,8 \cdot 0,207^{1.25} = 48,5 \text{ м}$$

для трубопроводу Т4 мережі ГВП

$$l_g = 51,1 \cdot 6,8 \cdot 0,125^{1.25} = 25,8 \text{ м}$$

Сумарне падіння тиску на кожній ділянці теплової мережі  $\Delta P$ , Па, визначено по формулі [16]

$$\Delta P = R_l \cdot (l + l_e) \quad (1.26)$$

Для ділянки 1

для трубопроводу Т1, Т2

$$\Delta P = 31,3 \cdot (333 + 159) = 15400 \text{ Па}$$

для трубопроводу Т3

$$\Delta P = 110,5 \cdot (333 + 48,5) = 42156 \text{ Па}$$

для трубопроводу Т4

$$\Delta P = 97,5 \cdot (333 + 25,8) = 34983 \text{ Па};$$

Втрати напору на кожній ділянці теплової мережі  $\Delta H$ , м, визначено за формулою [16]

$$\Delta H = \frac{\Delta P}{\rho \cdot g} \quad (1.27)$$

Для ділянки 1

для трубопроводу Т1, Т2

$$\Delta H = \frac{15400}{975 \cdot 9,81} = 1,61 \text{ м}$$

для трубопроводу Т3

$$\Delta H = \frac{8342,79}{975 \cdot 9,81} = 0,87 \text{ м}$$

для трубопроводу Т4

$$\Delta H = \frac{8406,38}{975 \cdot 9,81} = 0,88 \text{ м}$$

Розрахунки по формулах (1.25)-(1.27) для інших ділянок тепломережі виконані аналогічно, їх результати занесені до таблиці 1.9.

Через те що сума гідравлічних опорів головної магістралі не перевищує наявний перепад тиску і відрізняється від нього не більше ніж на 10 %, гідравлічний розрахунок вважається задовільним [16]

$$\frac{\Delta P_c - \Sigma \Delta P}{\Delta P_c} \cdot 100 < 10\% , \quad (1.28)$$

$$\frac{40000 - 38356}{40000} \cdot 100 = 4,1 \%$$

Таблиця 1.9 – Результати перевірконого гідравлічного розрахунку теплової мережі

№ ділянки	Довжи на ділянк и $l$ , м	Еквівалентна довжина ділянки $l_e$ , м	Втрати тиску $\Delta P$ , Па	Втрати напору $\Delta H$ , м
1	2	3	4	5
для трубопроводів Т1, Т2				
К-УТ2	333	159	15400	1,61
УТ2-УТ4	248	114,7	14182	1,48
УТ4-УТ6	120	72	3725	0,39
УТ6-3	181	89	5049	0,53
для трубопроводів Т3				
К-УТ2	333	48,5	42156	4,4
УТ2-УТ4	248	35	48846	5,1
УТ4-УТ6	120	20	23562	2,46
УТ6-3	181	23	33170	3,47

Продовження таблиці 1.9

1	2	3	4	5
для трубопроводів Т4				
К-УТ2	333	25,8	34983	3,66
УТ2-УТ4	248	21	24452	2,56
УТ4-УТ6	120	12,2	11673	1,22
УТ6-3	181	13,7	16647	1,74

#### 1.8.2.1 П'єзометричний графік

П'єзометричний графік чи графік тисків дає наочне представлення про тиск чи напір в будь-якій точці теплової мережі, дозволяє вибрати оптимальний гідравлічний режим. Основою для його побудови служить гідравлічний розрахунок і дані про рельєф місцевості.

Основні вимоги до режиму тисків водяних теплових мереж за умови надійності роботи системи тепlopостачання такі [16]:

1. Неперевищення допустимих тисків в обладнанні джерела тепlopостачання, теплової мережі й абонентських установок. Допустимий надлишковий (вище атмосферного) тиск у сталевих трубопроводах та арматурі теплових мереж залежить від сортаменту труб і здебільшого становить (1,6...2,5) МПа.

2. Забезпечення надлишкового (вищого за атмосферний) тиску у всіх елементах системи тепlopостачання для запобігання кавітації насосів (мережних, підживлювальних, змішувальних) і захисту системи тепlopостачання від підсмоктування повітря. Невиконання цієї вимоги призводить до корозії обладнання і порушення циркуляції води. За мінімальне значення надлишкового тиску приймають 0,05 МПа (5 м вод. ст.).

3. Забезпечення незакипання води за гідродинамічним режимом системи тепlopостачання, тобто під час циркуляції води в системі. У всіх точках системи тепlopостачання має підтримуватись тиск, який перевищує тиск насичення водяної пари при температурі води в системі.

Напір у будь-якій точці теплової мережі визначається величиною відрізка між даною точкою і лінією п'єзометричного графіка подавальної і зворотної магістралей. Значення напорів і їхній розподіл по мережі дає вихідний матеріал для вибору схем приєднань до теплової мережі систем опалення. На підставі виконаного п'єзометричного графіку 1.3 необхідно вибрати схему приєднання кожного абоненту [16].

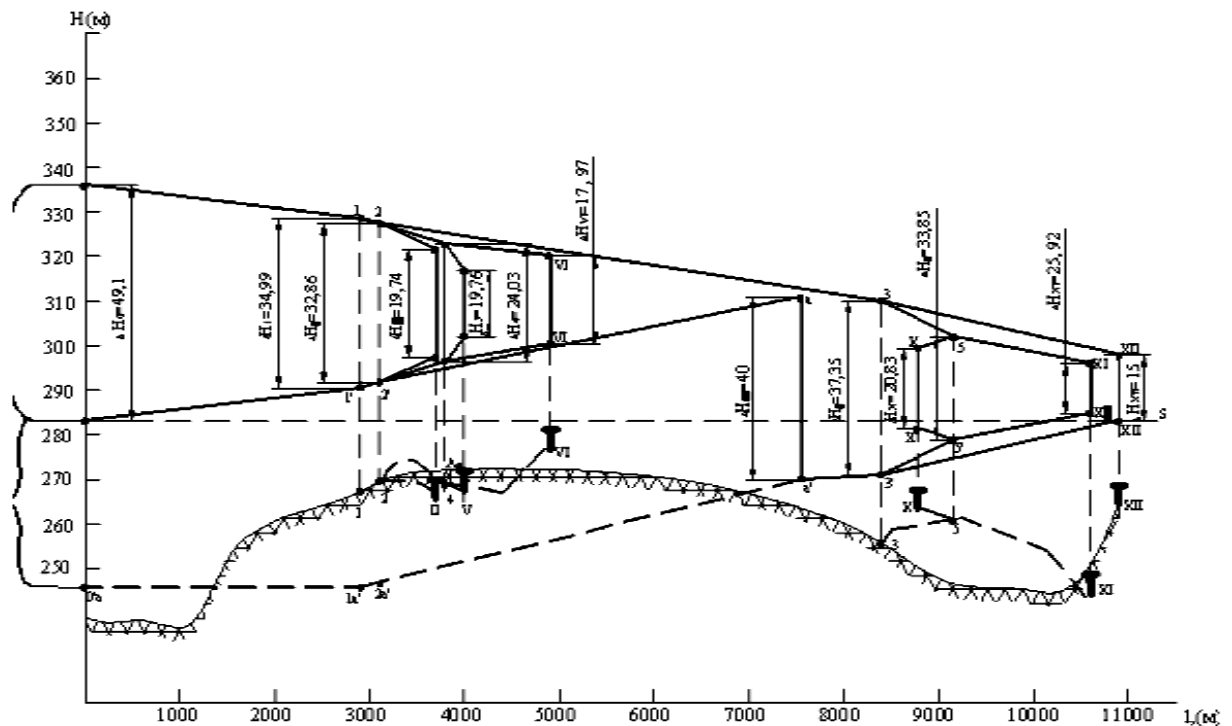


Рисунок 1.3 – П'єзометричний графік теплової мережі

### 1.9 Теплові втрати теплових мереж

Теплова ізоляція теплопроводів є конструкцією, виготовленою з матеріалів із малою теплопровідністю, що нанесена на зовнішні поверхні труб для зменшення теплових втрат. Передбачена для трубопроводів теплових мереж, арматури, фланцевих з'єднань, компенсаторів та опор труб.

Температура на поверхні ізоляційної конструкції, розташованої в виробничих приміщеннях (в тому числі ЦТП, ІТП) не повинна перевищувати  $45\text{ }^{\circ}\text{C}$  для трубопроводів з температурою теплоносія більше  $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ . При

прокладці в каналах, камерах, інших місцях, доступних для обслуговування, вона не повинна перевищувати 60 °С [16].

Товщина основного шару теплоізоляційної конструкції трубопроводів не розраховувалася, а була прийнята за рекомендаціями по [16, с. 92].

В якості основного шару вибрано в залежності від діаметру труб мати зі скляного штапельного волокна на синтетичному зв'язуючому в рулонах по ДСТУ 10499-08 і ровінг (джгут) зі скляних комплексних ниток по ДСТУ 17139-06.

Для захисту трубопроводів від корозії і кращого нанесення ізоляційного шару передбачено нанесення антикорозійного покриття на поверхні трубопроводів (тобто фарбування масляно – бітумною фарбою БТ-177 у два шари по ґрунту ГФ-021), а зверху ізоляції покривний шар фольги алюмінієвої дубльованої для теплоізоляційних конструкцій по ДСТУ 618-06.

## 2 РОЗРАХУНОК І ВИБІР УСТАТКУВАННЯ ДЖЕРЕЛА ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ

### 2.1 Розрахунок теплової схеми котельної

Розрахунок теплової схеми котельної робиться з метою визначення витрат пари і води при характерних режимах роботи теплопідготовчої установки і складання загального матеріального балансу пари і води.

Розрахунком визначається температура різних потоків води (мережевої, підживлювальної, сирії, пом'якшеної) і конденсату.

На розрахунковій тепловій схемі вказується напрям основних потоків теплоносіїв, їх витрати і параметри.

Результати розрахунку є початковими для розрахунку і вибору устаткування окремих вузлів теплової схеми і основних трубопроводів котельної. Вибір числа і одиничної потужності котлів також робиться на підставі результатів розрахунку теплової схеми. В разі наявності двох або більшої кількості варіантів установки котлів вибір слід робити на підставі техніко-економічного обґрунтування [11].

Розрахунок теплової схеми виконується для наступних режимів [11]:

- максимального зимового при розрахунковій температурі зовнішнього повітря для проектування систем опалювання;
- зимового режиму при середній температурі зовнішнього повітря за найбільш холодний місяць (розрахунок по цьому режиму робиться для вибору одиничної потужності котлоагрегатів);
- відповідає середній температурі зовнішнього повітря за опалювальний сезон (розрахунок теплової схеми по цьому режиму робиться з метою визначення основних техніко-економічних показників роботи станції);
- літній, характеризує роботу котельної в літній період за відсутності опалювально-вентиляційного навантаження.

Технологічне навантаження приймається максимально-добовим; навантаження гарячого водопостачання по середньодобовому за добу



найбільшого водоспоживання.

Методика розрахунку теплової схеми джерела для відпуску теплоти промислово-опалювальним споживачам передбачає такі розрахунки [11]:

1. Розрахунок незалежної потужності котлоагрегатів, що визначається лише зовнішніми паротеплоприймачами. Ця потужність розраховується виходячи із заданих теплових навантажень.

2. Розрахунок потужності котлоагрегатів, необхідної для покриття витрат теплоти на власні потреби котельної: деаератори, пароводяні і водоводяні підігрівачі і тому подібне.

Витрата пари на власні потреби багато в чому визначається схемою теплової мережі (відкрита або закрита) і величиною повернення конденсату на станцію.

У свою чергу ці чинники впливають на величину додаткової води, що поступає на станцію для заповнення втрат теплоносія у споживача.

3. Розрахунок дійсної (сумарної) теплопродуктивності котельної установки. Розрахунок виконується паралельно для всіх чотирьох режимів. Результати розрахунку представляються в табличній формі.

При визначенні витоку теплоносія у водяних теплових мережах слід приймати його рівним 0,5 % об'єму води в трубопроводах і місцевих опалювально-вентиляційних системах споживачів.

Об'єм води в зовнішніх трубопроводах може бути визначений по питомих об'ємах залежно від розрахункового теплового навантаження, м<sup>3</sup> [11]

$$V_{TC} = Q_{ж} \cdot A_{нж} + Q_{п} \cdot A_{пп}, \quad (2.1)$$

де  $Q_{ж}$ ,  $Q_{п}$  – розрахункові теплові навантаження житлових будівель і підприємств, МВт;

$A_{ж}$ ,  $A_{п}$  – питомі об'єми зовнішніх тепломереж, м<sup>3</sup>/МВт (для міст і населених пунктів  $A_{нж} \approx (8,0 \dots 10,0)$ ; для селищ  $A_{нж} \approx (10,3 \dots 12,0)$ ; для промислових підприємств  $A_{пп} \approx (6,0 \dots 8,0)$  [11].

Об'єм трубопроводів усередині будівель (місцеві системи) підраховуються аналогічно, при цьому  $A_{мж} \approx 25,0$ ;  $A_{мж} = 25,0$ ;  $A_{мп} \approx (12,0 \dots 15,0)$ .

У розрахунку теплової схеми парової котельної втрати теплоти з випаром не враховуються, оскільки за наявності охолоджувача випара вони дуже малі.

Величину безперервного продування котлів в розрахунку теплової схеми згідно з нормами для парових котлів з робочим тиском до 1,4 МПа слід приймати не більше 10 % номінальної паропродуктивності котла, а для котлів з тиском 4 МПа – 5 % [11].

При деаерації живильної і підживлювальної води в деаераторах атмосферного типу з подачею в них гріючої пари, величина додаткової (сирої) води по станції зменшується на величину конденсату гріючої пари.

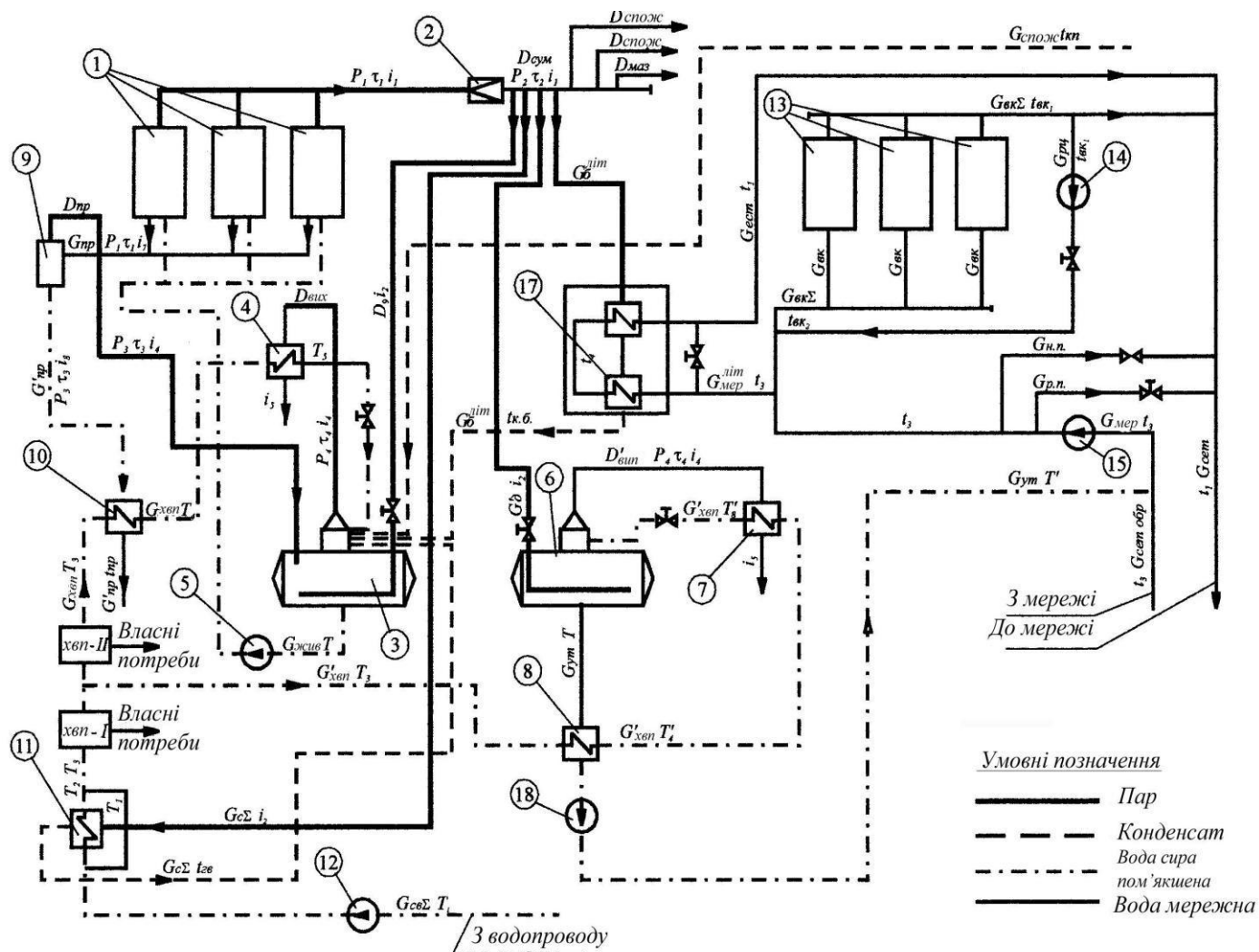
Розрахунок теплової схеми базується на складанні і вирішенні системи рівнянь теплового і матеріального балансу.

Вибір основного і допоміжного устаткування котельної установки на підставі розрахунку її теплової схеми повинен робитися відповідно до діючих норм проектування [21].

Рекомендації по вибору допоміжного устаткування промислово-опалювальної котельної приведені в [20]. Слід також мати на увазі, що парове максимально-зимове навантаження котельної, як правило, повинне покриватися всіма встановлюваними паровими котлами без резерву. Одинична потужність парових котлів повинна дозволяти проведення планово-запобіжних ремонтів.

### Розрахунок водогрійної та парової частини котельної

За даною тепловою схемою опалювально-виробничої котельної (див. рис. 2.1) передбачається відпуск споживачам теплоти на опалювання, вентиляцію і ГВП у вигляді перегрітої води з параметрами 130/70 °С в закритій чотиритрубній водяній мережі.



### Парова частина

1. Парові котли
2. Редукційна установка
3. Деаератор живильної води
4. Охолоджувач випару до деаератора живильної води
5. Насос живильний
6. Деаератор підживлюючої води
7. Охолоджувач випару до деаератора підживлюючої води
8. Охолоджувач деаерованої води
9. Сепаратор безперервного продування
10. Охолоджувач води для продування
11. Пароводяний підігрівач сирі води
12. Насос сирі води

### Водогрійна частина

13. Водогрійні котли
14. Насос рециркуляційний
15. Насос мережної води
16. Лінія перепуску
17. Водопідігрівальна установка для лігннього режиму
18. Насос підживлюючий

Рисунок. 2.1 – Розрахункова теплова схема котельної з водогрійними та паровими котлами для закритої системи теплопостачання

Таблиця 2.1 - Розрахунок теплової схеми водогрійної частини котельної

Найменування	Позначення	Розрахункові формули		Зимові режими							Літній
		Для зимового режиму	Одиниці виміру	Максимальний зимовий	При температурі в точці зламу	При температурі зовнішнього повітря,					
		Для літнього режиму				-20	-15	-10	-5	0	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура зовнішнього повітря в точці зламу температурного графіка мережної води	$t_{н.изл}$	$t_{н.зл.} = t_{вн} - 0,418 \cdot (t_{вн} - t_{зовнн})$	$^{\circ}C$	-	1,3	-	-	-	-	-	-
Коефіцієнт зниження витрат теплоти на опалення і вентиляцію в залежності від температури зовнішнього повітря	$K_{ов}$	$(t_{вн} - t_{н}) / (t_{вн} - t_{н.р.})$	-	1	0,418	0,95	0,83	0,70	0,58	0,45	-
Розрахунковий відпуск теплоти на опалення і вентиляцію	$Q_{ов}$	$(Q_{ов.макс}^{жс} + Q_{ов.макс}^n) \cdot K_{ов}$	$\frac{МДж}{с}$	51,27	21,43	48,7	42,6	35,9	29,7	23,07	-
Значення коефіцієнта $K_{ов}$ в ступені 0,8	$K_{ов}^{0,8}$	-	-	1	0,498	0,960	0,862	0,752	0,647	0,528	-
Температура прямої мережної води на виході з котельної	$t_1$	$t_1 = 18 + 64,5 \cdot K_{ов}^{0,8} + 47,5 \cdot K_{ов}$	$^{\circ}C$	130	70	126	113	100	88	74	70
Температура зворотної мережної води на вході в котельню	$t_2$	$t_2 = t_1 - 60 \cdot K_{ов}$	$^{\circ}C$	70	45	69	64	58	53	47	36
Сумарний відпуск теплоти на опалення, вентиляцію та гаряче	$Q_T$	$Q_{ов} + (Q_{г.в.}^{сп.жс.} + Q_{г.в.}^{сп.н.})$ $1,3 \cdot Q_{г.в.}^{сп.жс.} + Q_{г.в.}^{сп.н.}$	$\frac{МДж}{с}$	61,45	31,61	58,88	52,78	46,08	39,88	33,25	13,23
Розрахункова витрата мережної води	$G_{сет}$	$\frac{Q_T \cdot 10^3}{t_1 - t_2}$	$\frac{кг}{с} \left( \frac{м}{год} \right)$	244,4 (880)	301,8 (1086)	246,5 (888)	255,6 (920)	261,8 (942)	271,9 (979)	293,9 (1058)	92,8 (334)

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Розрахункова витрата підживлюючої води на заповнення витоків в тепломережі	$G_{ум}$	$\frac{0,5}{100} \cdot \left[ (Q_{об.макс}^{жс} + Q_{зв.}^{сп.жс}) \cdot g_{сист}^{жс} + (Q_{об.макс}^n + Q_{зв.}^{сп.n}) \cdot g_{сист}^n \right] \cdot \frac{K_{ум}}{3600}$	$\frac{кг}{с} \left( \frac{м}{год} \right)$	3,16 (11,4)	(11,4)	(11,4)	(11,4)	(11,4)	(11,4)	(11,4)	(5,6)
Кількість зворотної води	$G_{сет.обр}$	$G_{сет} - G_{ум}$	$\frac{кг}{с} \left( \frac{м}{год} \right)$	241,24 (869)	298,64 (1075)	243,3 (877)	252,4 (909)	258,6 (931)	268,7 (968)	290,7 (1047)	89,6 (323)
Кількість водогрійних котлів, які працюють (з округленням)	$N_{к.р.}^e$	$\frac{Q_m}{Q_{к.н.о.м}}$	<i>шт.</i>	3	2	3	3	2	2	2	-
Процент завантаження працюючих водогрійних котлів	$K_{загр}^e$	$\frac{Q_m}{N_{к.р.}^e \cdot Q_{к.н.о.м}} \cdot 100$	%	87,9	45,2	84,2	75,5	65,9	57	47,6	-
Кількість відключених водогрійних котлів	$N_{к.о.}^e$	$N_{к.р.(режим)}^e - N_{к.р.}^B$	<i>шт.</i>	0	1	0	0	1	1	1	-
Кількість води, що пропускається через один водогрійний котел	$G_{в.к.}$	$\frac{Q_{m.макс} \cdot 10^3}{(t_{1макс} - t_{2макс}) \cdot N_{к.р.}^e}$	$\frac{кг}{с} \left( \frac{м}{год} \right)$	81,5 (294)	81,5 (294)	81,5 (294)	81,5 (294)	81,5 (294)	81,5 (294)	81,5 (294)	-
Кількість води, що пропускається через працюючі водогрійні котли	$G_{в.к.Σ}$	$N_{к.р.}^e \cdot G_{в.к.}$	$\frac{кг}{с} \left( \frac{м}{год} \right)$	184,35 (664)	122,9 (442)	184,35 (664)	184,35 (664)	122,9 (442)	122,9 (442)	122,9 (442)	-
Додаткова кількість мережної води на гаряче водопостачання (по відношенню до витрат мережної води у максимально зимовий період)	$\Delta G_{з.в.}$	$G_{сет} - G_{сет(режим)}$	$\frac{кг}{с} \left( \frac{м}{год} \right)$	0	57,4 (207)	2,1 (8)	11,2 (40)	17,4 (63)	27,5 (99)	49,5 (178)	-

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кількість води, що пропускається через нерегульований перепуск	$G_{н.п.}$	$N_{к.о.}^6 \cdot G_{в.к} + \Delta G_{з.в}$	$\frac{кз}{с} \left( \frac{м}{зод} \right)$	0	99,3 (357)	2,1 (8)	11,2 (40)	17,4 (63)	80,4 (289)	93,5 (337)	-
Температура мережної води на виході з водогрійних котлів	$t_{вк1}$	$t_{вк2} + \frac{Q_m \cdot 10^3}{G_{в.к.Σ} \cdot C_p}$	$^{\circ}C$	130	111	126	118	127	115	96	-
Температура зворотної мережної води перед мережними насосами	$t_3$	$\frac{t_2 \cdot G_{сет.обп} + T' \cdot G_{ум}}{G_{сет}}$	$^{\circ}C$	70	45	69	64	58	53	47	35
Кількість води на рециркуляцію	$G_{рц}$	$G_{в.к.Σ} \cdot \frac{t_{в.кв} - t_3}{t_{в.к1} - t_3}$	$\frac{кз}{с} \left( \frac{м}{зод} \right)$	0	46,6 (168)	3,2 (12)	20,5 (74)	21,4 (77)	33,7 (121)	57,7 (208)	-

При температурному графіку 130/70 °С вказані величини можуть бути визначені по наступних формулах [11]:

- температура зовнішнього повітря в точці зламу

$$t_{н.зл.} = t_{вн} - 0,418 \cdot (t_{вн} - t_{зобн}) \quad (2.2)$$

- температура прямої мережевої води

$$t_1 = 18 + 64,5 \cdot K_{об}^{0,8} + 47,5 \cdot K_{об} \quad (2.3)$$

- температура зворотної мережевої води

$$t_2 = t_1 - 60 \cdot K_{об} \quad (2.4)$$

Таблиця 2.2 – Розрахунок теплової схеми парової частини котельної

Найменування	озна-чення	Одиниці виміру	Розрахункові формули	Режими	
				Зимовий	Літній
1	2	3	4	5	6
Випар з деаератора підживлюючої води	$D'_{вип}$	$\frac{\kappa z}{c} \left( \frac{m}{zod} \right)$	$d_{вип} \cdot G_{ym}$	0,06 (0,2)	0,03 (0,1)
Кількість пом'якшеної води, що поступає в деаератор підживлюючої води	$G'_{xво}$	$\frac{\kappa z}{c} \left( \frac{m}{zod} \right)$	$G_{ym} + D_{вип} - D'_d$	3,04 (10,94)	1,52 (5,47)
Температура пом'якшеної води за охолоджувачем деаерованої води	$T'_4$	$^{\circ}C$	$T_3 + \frac{G_{ym}}{G'_{xво}}$	61	60
Кількість сирієї води, що відповідає кількості пом'якшеної води $G_{xво}$	$G'_{с.в.}$	$\frac{\kappa z}{c} \left( \frac{m}{zod} \right)$	$K_{xво}^{сн} \cdot G'_{xво}$	3,65 (13,13)	1,82 (6,57)
Витрата пари на деаерацію підживлюючої води і на підігрів сирієї води, пом'якшеної для живлення котлів	-	$\frac{\kappa z}{c} \left( \frac{m}{zod} \right)$	$D_d + D_c$	1,05 (3,78)	0,92 (3,31)
Парове навантаження на котельню без урахування внутрішньо котельних втрат	$D'$	$\frac{\kappa z}{c} \left( \frac{m}{zod} \right)$	$D + (D_d + D_c)$	6,64 (23,9)	4,92 (19,2)
Внутрішньокотельні втрати пари	$D_{ном}$	$\frac{\kappa z}{c} \left( \frac{m}{zod} \right)$	$D' \cdot \frac{K_{ном}}{1 - K_{ном}}$	0,16 (0,58)	0,19 (0,68)
Сумарне парове навантаження на котельню	$D_{сум}$	$\frac{\kappa z}{c} \left( \frac{m}{zod} \right)$	$D' + D_{ном}$	6,8 (24,48)	5,11 (18,40)
Кількість працюючих парових котлів	$N_{к.роб.}^n$	шт.	-	3	2
Процент завантаження працюючих парових котлів	$N_{звгр}^n$	%	$\frac{D_{сум}}{D_{к.розр}^{макс}} \cdot N_{к.роб.}^n \cdot 100$	81,6	92

## 2.2 Вибір основного і допоміжного устаткування котельної

Вибір основного і допоміжного устаткування зроблено згідно [20]. Покриття зовнішніх теплових навантажень забезпечується перегрітою водою з розрахунковими температурами 130/70 °С.

Постійна витрата мережевої води і задана температура води в мережі підтримується регулювальником перепускання, який встановлюється між подаючим трубопроводом теплової мережі та напірним колектором, зворотної мережевої води.

Мережні насоси створюють циркуляцію води в системі тепlopостачання, а підживлювальні – компенсують втрати води і підтримують необхідний рівень п'єзометричних ліній, як при статичному, так і при динамічному режимах. Кількість мережних насосів приймається не менш двох, з яких один резервний. У закритих системах тепlopостачання встановлюється не менш двох підживлювальних насосів, з яких один є резервним.

Вибір насосів здійснюється за подачею та тиском. Подача насосів визначається за розрахунком теплової схеми котельні, а тиск – за втратами опору в відповідних мережах. Для 3-х котлів КВГМ-20-150 в котельній встановлюються мережеві насоси марки ЦН400-105 з продуктивністю 400 м<sup>3</sup>/год. та тиском 105 кгс/м<sup>2</sup> в кількості 4 шт., а саме (три – робочих та один – резервний).

Також встановлюється насоси підживлення марки К-45/30 з продуктивністю 45 м<sup>3</sup>/год. та тиском 30 кгс/м<sup>2</sup> в кількості 4 шт., а саме (три – робочих та один – резервний). Вода підживлювальна надходить у зворотну лінію мережевої води. Постійний заданий тиск у зворотній лінії мережевої води підтримується регулятором тиску.

Вибір тягодуттєвих машин був зроблений з врахуванням коефіцієнтів запасу по тиску і продуктивності:

- коефіцієнт запасу по тиску – 1,1;
- коефіцієнт запасу по продуктивності – 1,05.



Виходячи з цього для установки були прийняті вентилятори ВДН-12,5 продуктивністю – 39100 м<sup>3</sup>/год., і тиском – 532 кгс/м<sup>2</sup> та коефіцієнтом корисної дії – 85 %, електродвигун до вентилятора АІР250S4 потужністю – 75 кВт.

Для подолання аеродинамічних опорів котлоагрегатів і всіх газових трактів за самим котлоагрегатом КВГМ-20-150 встановлюються димососи марки ДН-17 продуктивністю 73000 м<sup>3</sup>/год., тиском 288 кгс/м<sup>2</sup> з електродвигуном АІР280М8 потужністю – 75 кВт.

В котельні ще встановлюється два резервуари для підживлювальної води, кожен має  $V=60$  м<sup>3</sup> у які надходить вода деаерована.

Встановлений регулятор температури на напірному трубопроводі рециркуляційних насосів НКУ-200, повинен підтримувати температуру мережевої води на вході в котли рівною 70 °С. Якщо ж ми переходимо на резервне паливо на мазут, то температура води на виході з котлів має бути рівною 130 °С. Цю функцію буде виконувати індивідуальний регулювальник теплового навантаження.

Для робочої рідини встановлюється насоси К20/30, з продуктивністю 20 м<sup>3</sup>/год. і тиском 30 кгс/см<sup>2</sup> в кількості (два – робочих, – один резервний).

#### Устаткування парової частини котельні

Існуючі котли ДКВР-10/13 забезпечують покриття навантажень на підігрівання гарячої води, технологічні потреби заводу і власні побутові потреби парою з тиском  $P=1,3$  МПа та  $t=194$  °С. Розігрівання мазуту передбачене парою від котлів ДКВР-10/13.

Основна частина пари використовується для підігрівання гарячої води та технологічних потреб заводу ( $G_{max}=0,82$  кг/с).

Хімічно очищена живильна вода для парових котлів нагрівається парою в резервуарі живильної води. Витрата пари на підігрів живильної води становить

$G_{max}=0,15$  кг/с.

Конденсат повертається в котельню при температурі 95 °С. Потім конденсат збирається в конденсатну ємність об'ємом  $V=3$  м<sup>3</sup>, обладнану змійовиками для підігріву водопровідної води, що надходить на водопідготовку.

Конденсат з мазутних потреб, очищають у очищувачах фільтрів. Для очистки фільтр заповнюється сульфонованим вугіллям. Штуцер для подачі стисненого повітря встановлений в фільтрі для періодичного підпушування цього матеріалу.

Для перекачування очищеного конденсату в живильну ємність використовують насос 8К-12.

Живлення котла ДКВР-10/13 здійснюється від насоса живильної води, який входить в комплект поставки котлоагрегату.

Характеристика основного і допоміжного устаткування котельної наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Характеристика основного і допоміжного устаткування котельної

Найменування	Марка та характеристика устаткування	Продуктивність м <sup>3</sup> /год	Кількість устаткування		
			резервних	робочих	Всього
1	2	3	4	5	6
Димосос	ДН-17: Н=288 кгс/м <sup>2</sup>	73000	1	3	4
Вентилятор	ВДН-12,5: Н=532 кгс/м <sup>2</sup>	39100	1	3	4
Мережеві насоси	ЦН400-105: Q=400 м <sup>3</sup> /год., Н=105 кгс/см <sup>2</sup>	400	1	3	4
Рециркуляційні насоси	НКУ-200: Q=200 м <sup>3</sup> /год., Н=2,8 кгс/см <sup>2</sup>	200	1	2	3

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6
Насоси підживлення	К-45/30: H=30 кгс/см <sup>2</sup> Q=45 м <sup>3</sup> /год.	45	1	3	4
Насоси сирій води	КМ-90/35: Q=90 м <sup>3</sup> /год., H=3,5 кгс/см <sup>2</sup>	90	1	2	3
Насоси робочій води	К 20/30: Q=20 м <sup>3</sup> /год., H=30 кгс/см <sup>2</sup>	20	1	2	3
Вакуумні деаератори	ДВ-25: Q=25 м <sup>3</sup> /год.	25	1	1	2
Бак-акумулятори підживлюючої води	V=60 м <sup>3</sup>	-	1	1	2

### 2.2.1 Котлоагрегат КВГМ-20-150

Котел водогрійний газомазутний КВГМ-20-150 теплопродуктивністю 23,3 МВт, призначений для нагріву води систем тепlopостачання до 150 °С, має топкову камеру з горизонтальним потоком топкових газів і конвективну шахту.

Котел має безкаркасну конструкцію, обмурівка його виконана полегшеною, надтрубною.

Для видалення відкладень з газового боку труб конвективної поверхні нагріву котел обладнаний дробоочистною установкою.

Котел призначений для спалювання газу і мазуту. Циркуляція води примусова. Зворотна мережева вода подається в котел і там послідовно проходить всі поверхні нагріву, нагрівається і знову йде в систему тепlopостачання. Пальник встановлюється на повітряному коробі котла, який кріпиться на фронтальному екрані до вертикальних колекторів.

Котлоагрегат КВГМ-20-150 комплектується вентилятором і димососом.

Також котел обладнаний газомазутним пальником типу РГМГ-20 з тепловою потужністю пальника 25,9 МВт. Пальник встановлений на повітряному коробі котла, який кріпиться на фронтівому екрані до вертикальних колекторів. Відмінною особливістю пальника є наявність автономного регулятора первинного повітря і беззавликове підведення вторинного повітря.

Основними вузлами пальникового пристрою являються: ротаційна форсунка, газова частина периферійного типу, повітрянаправляючий пристрій первинного повітря і повітровід первинного повітря. Повітрянаправляючий пристрій вторинного повітря складається із повітряного короба, завихрювача аксіального типу з профільними лопатками, встановленими під кутом 40°, і переднього кільця, що утворює гирло пальника. Технічні характеристики котлоагрегату наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Технічна характеристика котлоагрегату КВГМ-20-150

Найменування	Одиниці виміру	Показники
1	2	3
Номінальна теплопродуктивність	МВт	23,3
Розрахункові температури мережевої води	°С	150/70
Кількість пальників	шт.	1
Витрата води через котел	т/ч	247
Гідравлічний опір котла	кПа	250
Робочий тиск	кПа	2500
Діапазон регулювання продуктивності котла	%	30...100
Паливо	-	газ та мазут
Площа поверхні нагріву	м <sup>2</sup>	507
Розрахунковий ККД котла	%	93
Температура відхідних газів	°С	190
Витрата палива	м <sup>3</sup> /с	0,7
Маса блока котла	кг	26200

### 2.2.2 Котлоагрегат ДКВР-10/13

Котел ДКВР-10/13ГМ використовується для отримання перегрітої пари. Котел ДКВР відноситься до двобарабаних, вертикально-водотрубним котлів з не примусовою циркуляцією води в системі. Циркуляція води в котлі здійснюється за рахунок різниці тиску пари в барабанах. Утворення пари проводиться у верхньому барабані. Котел ДКВР-10/13 має топку з газовим пальником, в якій відбувається процес згоряння палива і камеру догорання, яка служить для кращої передачі теплової енергії, що підвищує ККД котла ДКВР-10/13 до 92 %.

Котли ДКВР після монтажу в котельні на спеціальний майданчик обмуровуються вогнетривкою цеглою. У підсумку такі котли не піддаються зовнішнім кліматичним умовам, що подовжує термін їх експлуатації до 25 років при постійному обслуговуванні агрегату.

Даний паровий котел відрізняється простотою конструкції, що дозволяє переводити паровий котел водогрійний режим без великих змін у конструкції. Допоміжним устаткуванням котла є:

- димосос ДН-9;
- пальник ГМГ-4М;
- вентилятор ВДН-10;
- живильний насос 4МСГ-10,  $H=1,0$  МПа,  $Q=60$  м<sup>3</sup>/год.

Вентилятор первинного повітря змонтований в одному блоці з ротатійною форсункою, а вторинне повітря подається за рахунок створюваного димососом розрідження.

Технічна характеристика котлоагрегату наведена в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Технічна характеристика котлоагрегату ДКВР-10/13

Найменування	Одиниця виміру	Величина
Номінальна теплопродуктивність	т/год.	10
Витрата газу, при номінальному навантаженні	м <sup>3</sup> /год.	740
Температура пари	°С	194
Температура відхідних газів	°С	295
ККД котла	%	91
Температура живильної води	°С	100
Вологість пари	%	3,0
Робочий тиск пари	МПа	1,3
Об'єм води в котлі	м <sup>3</sup>	9,04
Площа поверхні нагріву	м <sup>2</sup>	251,6
Маса котла	кг	15400

### 2.2.3 Деаераційно-живильна установка

Обов'язковою стадією водопідготовки є деаерація (дегазація) живильної води і води для підживлення з метою зниження вмісту в них агресивних газів – кисню і вуглекислого газу. Широке розповсюдження отримала термічна деаерація води, яка ґрунтується на зменшенні розчинності газів у воді з підвищенням її температури [11].

У водогрійних котельнях або в теплових пунктах, де немає пари, використовуються вакуумні деаератори, які працюють при тиску нижче атмосферного. Ці деаератори можуть обробляти воду при температурі нижче 100 °С, що дає можливість використовувати їх безпосередньо для гарячого

водопостачання споживачів. Основні характеристики вакуумних деаераторів типу ДВ [11].

Для закритої системи тепlopостачання встановлюється – один загальний деаератор. Вибір кількості деаераторів регламентується [14].

Марка деаератора вибирається за таблицею 6.10 [11], виходячи з витрати деаерованої води ( $G_d$ , т/год.), отриманої при розрахунку теплової схеми котельні. Виходячи з цього, було вибрано вакуумний деаератор типа ДВ-25 з продуктивністю 25 т/год.

#### 2.2.4 Водопідготовча установка

Вода, яка використовується в системі водопостачання на різних етапах, має різну назву. Природна вода з джерела водопостачання називається початковою, або сирою, а вода, що подається в котел, – живильною. Остання утворюється з конденсату і додаткової води.

Природна вода містить мінеральні і органічні домішки: грубодисперсні речовини з розміром часток більше 0,5 мкм; колоїдні речовини з частками розміром менше 0,001 мкм, до яких відносяться гази, солі і різні органічні речовини. Наявність цих речовин у воді призводить до внутрішньої корозії поверхонь нагріву котлів, устаткування і теплопроводів, а також появи накипу і шламу. Унаслідок чого, прохідний переріз труб зменшується, процес теплопередачі погіршується, і відбуваються локальні пергари труб в котлах.

Для запобігання цим процесам в котельні використовуються системи хімічної очистки сирої води. Під час хімоводоочищення сирю воду очищають від шкідливих домішок, солей тощо.

З розрахунку теплової схеми відома витрата пом'якшеної води, що поступає в деаератор, яка є продуктивністю водопідготовки, тобто

$$G = G_{\text{вит}} = 3,04 \text{ кг/с} = 10,94 \text{ т/год.}$$

Приймаємо загальну продуктивність водопідготовчої установки 10,94 т/год.

Приймаю продуктивність водопідготовки по фільтрах

$$G=10,94 \text{ т/год.}$$

Розрахунок водопідготовки починаю з вибору Na-катіонітних фільтрів, далі – вибір механічного фільтра.

Розрахунок натрій-катіонітових фільтрів

Вихідні дані:

Продуктивність – 10,94 т/год.;

Загальна жорсткість – 0,12 мг-екв/л;

Залишкова жорсткість – 0,025 мг-екв/л;

Максимальна швидкість фільтрації – 40 м/год.

До водопідготовчої установки по [5] приймаю робочий натрій-катіонітовий фільтр марки LWT-SFD-665 з площею фільтрації  $f=0,657 \text{ м}^2$ , діаметром  $D=900 \text{ мм}$  і висотою шару катіоніту  $h_{\text{сл}}=1,8 \text{ м}$  і аналогічний фільтр LWT-SFD-665 для резерву та регенерації.

Швидкість фільтрації [5]

$$\omega = \frac{G}{f \cdot n}, \quad (2.5)$$

$$\omega = \frac{10,94}{0,657 \cdot 1} = 16,65 \text{ м/год.}$$

Кількість регенерацій [5]



$$m = \frac{24 \cdot \mathcal{K}_0 \cdot G}{f \cdot h_{cl} \cdot E \cdot n}, \quad (2.6)$$

де  $E$  – робоча обмінна ємкість катіоніту ( $E=250$  г-екв/м<sup>3</sup> за [5]);

$\mathcal{K}_0$  – загальна жорсткість води, що поступає у фільтр ( $\mathcal{K}_0=0,1$  мг-екв/л)

$$m = \frac{24 \cdot 0,1 \cdot 10,94}{0,657 \cdot 2 \cdot 250 \cdot 1} = 0,08 \text{ рег/добу.}$$

Витрата 100 % повареної солі на одну регенерацію [5]

$$B_c = \frac{E \cdot f \cdot h_{cl} \cdot b_c}{1000}, \quad (2.7)$$

де  $b_c$  – питома витрата реагенту ( $b_c=350$  г/г-екв за [5])

$$B_c = \frac{250 \cdot 0,657 \cdot 2 \cdot 350}{1000} = 115 \text{ кг/рег.}$$

Добова витрата солі [5]

$$B_c^{\text{доб}} = \frac{B_c \cdot m \cdot n \cdot 100}{93}, \quad (2.8)$$

де 93 – вміст NaCl в технічній солі, %

$$B_c^{\text{доб}} = \frac{115 \cdot 0,08 \cdot 1 \cdot 100}{93} = 9,89 \text{ кг/добу}$$

Витрата регенераційного розчину повареної солі [5]

$$B_c^{26} = \frac{B_c \cdot 100}{1000 \cdot 1,2 \cdot 26}, \quad (2.9)$$

де 1,2 – густина 26 % розчину солі, т/м<sup>3</sup>;

26 % – процентний вміст солі в розчині

$$B_c^{26} = \frac{115 \cdot 100}{1000 \cdot 1,2 \cdot 26} = 0,37 \text{ м}^3/\text{рег.}$$

Витрата води на взрихлюючу промивку [5]

$$q_{\text{взр}} = \frac{i \cdot f \cdot 60 \cdot t_{\text{взр}}}{1000}, \quad (2.10)$$

де  $i$  – інтенсивність взрихлюючої промивки ( $i=3$  л/(м<sup>2</sup>·с) за [5]);

$t_{\text{взр}}$  – тривалість взрихлюючої промивки ( $t_{\text{взр}}=20$  хв.)

$$q_{\text{взр}} = \frac{3 \cdot 0,656 \cdot 60 \cdot 20}{1000} = 2,36 \text{ м}^3/\text{рег.}$$

Витрата води на приготування регенераційного розчину [5]

$$q_p = \frac{B_c \cdot 100}{1000 \cdot \rho_p \cdot b}, \quad (2.11)$$

де  $b$  – концентрація регенераційного розчину ( $b=8$  %);

$\rho_p$  – густина регенераційного розчину при 20 °С ( $\rho_p=1,056$  т/м<sup>3</sup>)

$$q_p = \frac{115 \cdot 100}{1000 \cdot 1,056 \cdot 8} = 1,36 \text{ м}^3/\text{рег.}$$

Витрата води на відмивання від продуктів регенерації [5]

$$q_{\text{від}} = q_{\text{кат}} \cdot f \cdot h_{\text{сл}}, \quad (2.12)$$

де  $q_{\text{кат}}$  – питома витрата води на відмивання катіоніту ( $q_{\text{кат}} = 6 \text{ м}^3/\text{м}^3$  за [5])

$$q_{\text{від}} = 6 \cdot 0,657 \cdot 2 = 7,88 \text{ м}^3/\text{рег.}$$

Витрата води на одну регенерацію [5]

$$q_{\text{в}} = q_{\text{взр}} + q_{\text{р}} + q_{\text{від}}; \quad (2.13)$$

$$q_{\text{в}} = 2,36 + 1,36 + 7,88 = 11,6 \text{ м}^3/\text{рег.}$$

Добова витрата води на регенерацію [5]

$$q_{\text{в}}^{\text{доб}} = q_{\text{в}} \cdot m \cdot n \quad (2.14)$$

$$q_{\text{в}}^{\text{доб}} = 11,6 \cdot 0,08 \cdot 1 = 0,93 \text{ м}^3/\text{добу.}$$

Витрата води на власні потреби за годину [5]

$$q_{\text{в}}^{\text{сер}} = \frac{q_{\text{в}}^{\text{доб}}}{24} \quad (2.15)$$

$$q_{\text{в}}^{\text{сер}} = \frac{0,93}{24} = 0,0388 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Склад реагентів Зберігання повареної солі передбачає 30-ти денний запас, при доставці її автомобільними шляхами.

Об'єм резервуарів,  $\text{м}^3$  [5]

$$V = \frac{1,5 \cdot B_c \cdot (b + \rho)}{1000}, \quad (2.16)$$

де  $b$  – необхідний запас на 30 діб;

$\rho$  – залишок солі на 10 діб.

$$V = \frac{1,5 \cdot 115 \cdot (30 + 10)}{1000} = 6,9 \text{ м}^3$$

Кожен Na-катіонітний фільтр має власний бак мокрого зберігання розчину солі для регенерації, кожен ємністю 5 м<sup>3</sup>, що цілком забезпечить зберігання необхідного запасу. В результаті розрахунку обираю станцію хімводоочстки фірми “LWT” SFD-665 Duplex та механічний фільтр з ручною промивкою Azud PDF216A-S.

### 2.3 Газопостачання котельної

Паливом котельні є природний газ, що надходить до котельні по газопроводу магістральним газопроводом високого тиску  $P_1=0,3$  МПа.

Існуючий газорегуляторний пункт (ГРП) забезпечує зниження тиску газу від високого до середнього  $P_2=0,045$  МПа.

Газопостачання котельні виконано згідно наступних вимог:

- ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання»;
- НПАОП 0.00-1.76-15 «Правила безпеки систем газопостачання»;
- інструкцій і рекомендацій заводів-виробників всіх видів обладнання, яке використовується в проекті.

Розрахунок витрати газу на нове газоспоживаюче обладнання [3], м<sup>3</sup>/год.

$$V_n = \frac{Q_\kappa}{Q_n \cdot \eta} \cdot 3600, \quad (2.17)$$

де  $V_n$  – витрата газу при нормальних умовах, м<sup>3</sup>/год;

$Q_k$  – теплопродуктивність котла, кВт;

$Q_n$  – нижча теплота згоряння природного газу, кДж/м<sup>3</sup> (приймаємо 33705 кДж/м<sup>3</sup>);

$\eta$  – ККД котла.

Максимальна витрата газу на один котел КВГМ-20-150 при 100 % навантаженні [3]

$$V_n = \frac{23300}{33705 \cdot 0,93} \cdot 3600 = 2676 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Мінімальна витрата природного газу розраховується для рекомендованої мінімальної теплопродуктивності котла, що складає 30 % від номінальної потужності котла. Оскільки котел комплектується двома пальниками однакової потужності, то навантаження на пальники ділиться вдвічі. Таким чином, мінімальна витрата на котел КВГМ-20-150 при мінімальній потужності одного пальника [3]

$$V_n^{\min} = \frac{23300 \cdot 0,3}{2 \cdot 33705 \cdot 0,93} \cdot 3600 = 402 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Газопостачання котельної спроектовано з урахуванням роботи котлів КВГМ-20-150 на газі середнього тиску, на всіх котлах встановлені автоматичні системи безпеки та контролю.

Розпалювання газового пальника РГМГ-20 здійснюється за допомогою захисного запального пристрою щитка КВПіА.

Газопровід котла і загальний газопровід котельні обладнані продувними газопроводами (свічками), що виводяться назовні котельні.

Для безпечної експлуатації на димоході котла встановлений вибухозахищений клапан.

## 2.4 Димар

Необхідна висота димаря визначається відповідним розрахунком, фактична ж висота димаря визначається санітарно-гігієнічними вимогами, тобто умовами відведення димових газів від навколишніх споруд, зелених насаджень і т.п. [11].

Охолодження газів в трубі на 1 м її висоти визначається по наближених формулах [11]

$$\Delta t = \frac{0,2}{\sqrt{\frac{Q \cdot 10^3}{640}}}, \text{град/ м}; \quad (2.18)$$

$$\Delta t = \frac{0,2}{\sqrt{\frac{92 \cdot 10^3}{640}}} = 0,033 \text{град/ м}$$

де  $Q$  – сумарна теплопродуктивність всіх одночасно працюючих котлів, підключених до даної труби, МВт.

Діаметр труби на виході визначається по формулі [11]

$$d_c = 0,0188 \sqrt{\frac{V_{mp}}{\omega_r}}, \text{ м}, \quad (2.19)$$

$$d_c = 0,0188 \sqrt{\frac{46590}{15}} = 1,05 \text{ м}.$$

де  $V_{mp}$  – об'єм газів, що проходять через трубу, м<sup>3</sup>/год., визначений для випадку роботи всіх підключених до труби котлів при їх номінальному навантаженню;

$\omega_r$  – швидкість газів на виході з труби, м/с.

Висота труби, що забезпечує необхідну тягу, визначається по формулі [11]

$$H_{Tp} = \frac{1,2\Delta H_n + 1,1h_D'' + \Delta h_{Tp}}{\left(\gamma_a - \gamma^0 \frac{273}{273 + t_{cp}}\right)}, \quad (2.20)$$

$$H_{Tp} = \frac{1,2 \cdot 0,17 + 1,1 \cdot 0,39 + 2,29}{\left(1,4 - 1,3 \frac{273}{273 + 192}\right)} = 49,7 \text{ м}$$

де  $\Delta H_n$  – перепад повного тиску газового тракту, що не включає ні опору, ні самотяги труби, кг/м<sup>2</sup>;

$h_D''$  – динамічний тиск при швидкості виходу газів з димаря, кг/м<sup>2</sup>;

$\Delta h_{Tp}$  – опір тертя в димарі, кг/м<sup>2</sup>;

$\gamma^0$  – приведена питома вага димових газів, приймаємо 1,3 кг/м<sup>3</sup> [11];

$\gamma_a$  – питома вага зовнішнього повітря [11]

$$\gamma_a = \frac{352}{273 + t_e}, \text{ кг/м}^3;$$

$$\gamma_a = \frac{352}{273 + (-22)} = 1,4 \text{ кг/м}^3$$

$t_{cep}$  і  $t_e$  – середні температури газів в трубі і зовнішнього повітря, °С;

$h_{бар}$  – барометричний тиск, мм. рт. ст.

Опір тертя підраховується по наближеній формулі з урахуванням конусообразності труби при прийнятому як для цегляних і бетонних, так і для залізних труб значенні коефіцієнта опору тертя  $\lambda_{тр}=0,03$  [11]

$$\Delta h_{Tp} \approx 0,1 \frac{\omega_r^2}{g} \text{ кг /м}^2 \quad (2.21)$$

$$\Delta h_{Tp} \approx 0,1 \cdot \frac{15^2}{9,81} = 2,29 \text{ кг /м}^2$$

де  $\omega_r$  – швидкість газів на виході з труби, м/с;

$i$  – середній ухил внутрішніх стінок труби (для цегляних і залізобетонних труб приймається рівним 0,02);

$\gamma$  – середня питома вага димових газів в трубі.

Оримальну величину діаметру цегляної труби округляємо з урахуванням вибраної висоти до найближчого типорозміру [11, рис. 6.1]. Обираємо внутрішній діаметр гирла – 1,1 м і висота димової труби – 50 м.



## 3 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ

### 3.1 Загальні положення

Відповідно до завдання розроблено проєкт розширення котельної Запорізького електроапаратного заводу з метою збільшення її теплової потужності.

Дана котельня призначена для забезпечення тепловою енергією системи опалювання, вентиляції і гарячого водопостачання, а також технологічних потреб заводу. За рахунок розширюваної частини котельної будуть забезпечені тепловою енергією житлові, адміністративні і промислові будівлі. Приготування теплофікаційної води для потреб опалювання та вентиляції здійснюється в 3-х водогрійних котлах типу КВГМ-20-150.

У даному розділі кваліфікаційної роботи розроблена функціональна схема контролю і регулювання технологічних параметрів водогрійного котла КВГМ-20-150.

Для поліпшення вирішення завдань управління та регулювання процесом вироблення теплової енергії розроблена і запропонована схема автоматизації, що дозволяє більш раціонально вести технологію горіння в котлі та підтримувати параметри згідно режимної карти.

Поставлено і вирішено завдання по модернізації автоматичного регулювання подачі повітря на котел, а також запропоновано більш ефективне використання димососів і котлоагрегатів.

Розроблений проєкт автоматизації водогрійних котлів передбачає автоматику безпеки, що відключає подачу палива до пальників при виникненні аварійних ситуацій в результаті відхилення основних параметрів від гранично допустимих.

### 3.2 Розробка системи автоматичного контролю і регулювання

Система контролю і автоматичного регулювання розроблена відповідно до наступних принципів:

- параметри, спостереження за якими необхідне для правильного ведення технологічного процесу на встановлених режимах, вимірюються показуючими приладами;

- параметри, зміна яких може привести до аварійних ситуацій, контролюється сигналізуючими приладами;

- параметри, облік яких необхідний для господарських розрахунків і аналізу роботи устаткування, контролюються реєструючими приладами.

Завданням системи автоматичного контролю і регулювання роботи водогрійного котла КВГМ-20-150 є забезпечення необхідних параметрів: співвідношення «газ-повітря», заданої витрати води через котел, температури мережевої води на вході і виході з котла; забезпечення необхідного розрідження в топці котла, а також забезпечення контролю рівня води в баку-деаераторі, вакууму в деаераційних колонках, витрати води в тепломережу, витрати підживлюючої води.

Підтримка постійної температури води, що подається в котли, забезпечується системою автоматичного регулювання, яка управляє клапаном на лінії рециркуляції і тим самим, регулює витрату циркуляційної води.

Задана витрата води через котел забезпечується системою автоматичного регулювання, яка підтримує необхідну витрату мережевої води на лінії перепускання, а також регулює витрату підживлюючої води з трубопроводу підживлення.

### 3.3 Обґрунтування передбачених проектом засобів автоматизації і контролю

#### 3.3.1 Контроль

Прилади місцевого значення – встановлені безпосередньо на котлі або в спеціальних точках прямого і зворотного трубопроводів. В основному це показуючі прилади з чіткою шкалою, що дають додаткову інформацію про стан агрегату. До них відносяться манометри ОБМ, МТС (поз. 6а,7а), МТК (поз. 8а), ртутні термометри (поз. 1,2), тягонапороміри ТНМП-52 (поз. 10а,11а), рідинні тягоміри ТДЖ-1 (поз. 21), манометри електроконтактні ЕКМ-1 (поз. 13а).

Контрольно-вимірювальні прилади водогрійного котла КВГМ-20-150, які винесені на щит приборів, можна розділити на дві групи.

До першої групи віднесені прилади контролю витрати газу, води на котел, температури води, тобто параметрів, що оцінюють роботу котла.

Прилади КВП першої групи наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Прилади КВП першої групи

Найменування параметра	Типи приладів	№ позиції на схемі
Витрата води через котел	ДМ, КСД-2-052	16б, 16в
Температура води за котлом	ТСП, КСМ-2	3а, 3б
Температура відхідних газів	ТСМ, Л-67	5а, 5б

Друга група приладів дозволяє правильно і раціонально вести технологію горіння в котлі, підтримувати параметри згідно режимної карти.

Прилади КВП другої групи наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Прилади КВП другої групи

Найменування параметра	Тип приладів
Тиск води за котлом	МЕД, КСД-2-003
Тиск повітря за дугтєвим вентилятором	НМПІ-52
Розрідження в топці котла Розрідження перед димососом	ТНМПІ-520
Тиск газу	ЕКМ-160

### 3.3.2 Регулювання

У проєкті використані регулятори однієї елементної бази серії Р25 системи «Контур», у якості датчиків використовуються прилади системи ДСП з уніфікованими сигналами.

Автоматика водогрійного котла (див. таблицю 3.3) представлена двома автоматичними регуляторами (розрідження в топці котла, співвідношення «паливо-повітря»), здатними підтримувати горіння, згідно режимної карти в автоматичному режимі. На котлі встановлені електронні регулятори серії Р 25.1.1.

Таблиця 3.3 – Автоматика котла КВГМ-20-150

Найменування регулятора	Датчик	№ поз. на схемі	Регулятори	№ поз. на схемі	Виконавчий механізм
Регулятор розрідження	ДТ-2-50	13а	Р 25.1.1	136	МЕО
Регулятор співвідношення «паливо-повітря»	ДТ-2-50	18а	Р 25.1.1	186	МЕО

Регулятор палива організований за схемою постійної температури води за котлом. Виконавчий механізм впливає на існуючу газову заслінку на газопроводі до котла отримуючи команду від регулюючого приладу, тим самим змінюючи кількість газу, що подається в топку.

Регулятор повітря організований за схемою співвідношення газ-повітря. Регулюючий прилад Р 25.1.1 отримує імпульси по тиску повітря і витраті газу і впливає на направляючий апарат дуттєвого вентилятора котла.

Регулятор розрідження підтримує постійним розрідження в топці котла зміною положення направляючого апарату димососа, отримуючи імпульс від датчика розрідження.

Прилади Р 25.1.1 виконують наступні функції: підсумовування сигналів, що поступають від вимірювальних перетворювачів з природними електричними вихідними сигналами; введення інформації про задане значення величини; формування і посилення сигналу розузгодження; управління виконавчим механізмом з постійною швидкістю переміщення; формування пропорційно-інтегрального і пропорційно-інтегрально-диференціального законів регулювання; ручне управління виконавчим механізмом; перетворення сигналів від диференційно-трансформаторного перетворювача в сигнал постійного струму.

### 3.3.3 Автоматика безпеки

Для водогрійних котлів при спалюванні рідкого або газоподібного палива повинна встановлюватися автоматика безпеки, що відключає подачу палива до пальників при:

- пониженні тиску палива перед пальниками;
- підвищенні або пониженні тиску води на виході з котла;
- пониженні тиску повітря перед пальниками з примусовою подачею повітря;

- зменшенні розрідження в топці;
- згасанні факелів пальників, відключення яких при роботі котлів не допускається;
- підвищенні температури води на виході з котла;
- зменшенні витрати води через котел.

Параметри захисту водогрійного котла типа КВГМ-20-150 приведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Параметри захисту

Найменування параметра	КВГМ-20-150 граничні значення
Тиск води після котла, МПа	0,8
Мінімальна витрата води через котел, т/год.	235
Розрідження в топці котла: низьке, Па	+10
Тиск повітря, Па	100
Тиск газу низький, МПа	0,01
Температура води за котлом, °С	151
Згасання полум'я в топці	МИТТЄВО

Контроль параметрів, вибраних для захисту, здійснюється приладами (див. таблицю 3.5), які сприймають зміну параметра і видають команду на відсічення газу при відхиленні параметра від допустимих значень.

Таблиця 3.5 – Прилади КВПіА, встановлені для контролю параметрів захисту

Найменування Параметра	Датчик	№ поз. на схемі	Вторинний прилад	№ поз. на схемі
1	2	3	4	5
Тиск води після котла	МЕД-1,6	9а	КСД2-003	9б
Витрата води через котел	ДМ-1600	16а	КСД2-052	16б
Розрідження в топці	ДНТ-100	21	ТНМП-52	21а
Тиск повітря	ДНТ-100	14а	ТНМП-52	11а
Тиск газу	ЕКМ-160	13а	-	-
Температура води за котлом	ТСП	3а	КСМ2-002	3б
Контроль полум'я	ФДч	20а	Ф.24.2	20б

### 3.3.4 Технологічна і аварійна сигналізація

Для попередження працівників котельної про відхилення основних технологічних параметрів від норми або про аварійний стан проектом передбачена технологічна світлозвукова сигналізація. Технологічна сигналізація котельної, як правило, підрозділяється на дві частини: для кожного агрегату і для допоміжного устаткування котельної.

У котельній з постійним обслуговуючим персоналом на щит винесені наступні сигнали:

- припинення подачі палива;
- підвищення температури води за водогрійним котлом;
- зниження і підвищення тиску газоподібного палива;
- зниження тиску живильної води;
- зниження тиску води в зворотному трубопроводі теплової мережі.

Для електродвигунів, керування яких здійснюється з щита управління і контролю, виконана світлова і звукова сигналізація їх аварійної зупинки і сигналізація невідповідності між станом механізму (робочий, неробочий) і положенням ключа управління.

Для світлового сигналу в схемі використані дволампові табло. Це забезпечує підвищену надійність схеми і виключає використання додаткової апаратури для перевірки несправності ламп. Схема має дублювання звуковим сигналом. Кожен світловий сигнал супроводжується звуковим сигналом для того, щоб звернути увагу обслуговуючого персоналу. Схема має ручне пристосування для зняття звукового сигналу.



## ВИСНОВКИ

У даній кваліфікаційній роботі розроблені основні технічні рішення по реконструкції виробничо-опалювальної котельної Запорізького електроапаратного заводу.

Згідно отриманого завдання, максимальне теплове навантаження на опалення складає 51,27 МВт. Розрахована річна сумарна витрата теплоти на опалювання і побутове гаряче водопостачання – 661,33 тис. ГДж.

Без архітектурних змін котельної, встановлюється в котельному залі 3 додаткових водогрійних котла КВГМ-20-150. Що дозволить покрити теплові навантаження на опалювання, вентиляцію, гаряче водопостачання житловокомунального сектора, суспільних і промислових підприємств м. Запоріжжя.

В зв'язку з цим передбачається установка додаткового обладнання для цих котлів, а саме димососів, вентиляторів, насосів різного призначення, установки хім.водоочищення, газомазутних форсунок РГМГ-20, димової труби висотою 50 м та іншого устаткування.

Основним паливом котельної прийнятий природний газ, який сприяє зменшенню забруднення довкілля.

Таке розширення котельні, також дозволить зменшити кількість невігідних малих котелень в даному районі, що призведе в свою чергу до підвищення надійності та якості теплопостачання.

Котельня розрахована на перспективну забудову даного району новими споживачами.

Вибір сучасної системи контролю і автоматичного регулювання для технологічних процесів дозволить нам забезпечити безаварійну та економічну вигідну роботу котельної.

Що в свою чергу свідчить про ефективність реконструкції даної котельної.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. ДБН А.3.1-5:2016 Організація будівельного виробництва.
2. Системи опалення, вентиляції і кондиціонування повітря будівель: навч. посіб. для студентів спеціальності 144«Теплоенергетика» / М.Ф.Боженко ; КПІ ім. Ігоря Сікорського / – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019. 380 с.
3. ДБН В.2.5-2018. Газопостачання. – Чинний від 2019-07-01. – Київ : Мінрегіон України, 2019. 114 с.
4. НПАОП 0.00-1.76-15. Правила безпеки систем газопостачання. – Чинний від 2015.07.07. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2015. 67 с.
5. Водогрійні котельні для систем децентралізованого та помірно-централізованого теплопостачання: навч. посіб. для студентів спеціальності 144 «Теплоенергетика» / М.Ф. Боженко; КПІ ім. Ігоря Сікорського / – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 170 с.
6. Ткаченко, С. Й. Котельні установки: Навч. посіб. / С. Й. Ткаченко, Д. В. Степанов, Л. А. Боднар / – Вінниця : ВНТУ, 2016. 185 с.
7. НПАОП 0.00-1.81-18. Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском. – Чинний від 2018.05.25. Київ : Міністерство соціальної політики України, 2018. 44 с.
8. Експлуатація теплоенергетичних установок і систем / Б. Х. Драганов, В. В. Іщенко, О. В. Шеліманова / Підручник – Київ : Вид-во ЦП Компринт, 2017. 338 с.
9. ДБН В.2.5-56:2014 Системи протипожежного захисту [Чинні від 2015–07– 01]. – Київ : 2015. 134 с.
10. Розрахунок теплообмінних апаратів: навч. посіб. Для студентів спеціальності 144 «Теплоенергетика», освітньо-професійної програми «Промислова та муніципальна теплоенергетика і енергозбереження», освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр». / Укл.: І. О. Назарова, Н. О. Притула; КПІ ім. Ігоря Сікорського / – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. 51 с.

11. Навчально-методичний посібник для студентів спеціальності 7.090510 «Теплоенергетика», 7000008 «Енергетичний менеджмент». / Укл.: Є. М. Крючков / - Запоріжжя : Вид-во ЗДІА, 2010. 303 с.
12. Єнін П. М., Швачко Н. А. Теплопостачання : навч. посібник для внз. – Київ : Кондор, 2007. 242 с.
13. ДСТУ-Н Б.В.1.1-27:2010. Будівельна кліматологія. – Київ : Мінрегіонбуд, 2010. 127 с.
14. СНіП II-35-08. Котельні установки.
15. СНіП 2.04.07-08. Теплові мережі.
16. Теплопостачання: методичні вказівки до виконання курсового проекту для студентів спеціальності 5.05060103 «Монтаж і обслуговування теплотехнічного устаткування і систем теплопостачання» з галузі знань 050605060103 «Монтаж і обслуговування теплотехнічного устаткування і систем теплопостачання» з галузі знань 0506 «Енергетика та енергетичне машинобудування» денної форми навчання / Свиридович В.Г. / – ЗГЕК Запоріжжя ЗДІА, 2012. 106 с.
17. ДБН В.2.5-39:2008 Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Теплові мережі.
18. Визначення теплового навантаження будівель та вибір системи теплопостачання: навч. посіб. / В. В. Дубровська, В. І. Шкляр / – К. : НТУУ «КПІ», 2011. 116 с.
19. СНіП 2.04.14-88 Теплова ізоляція обладнання і трубопроводів.
20. Строй А. Ф. Розрахунок і проектування теплових мереж. – К. : Будівельник, 2001.
21. Боженко М. Ф. Джерела теплопостачання та споживачі теплоти: навч. посіб. / М. Ф. Боженко, В. П. Сало. – Київ : ІВЦ «Видавництво «Політехніка», 2004. 192 с.
22. Виноградов Ю. І. Промислове теплопостачання. - К. : Техніка, 1995.
23. Промышленные приборы и средства автоматизации. / Под редакцией В. В.Черенкова / – Л. : Машиностроение, 1987. 496 с.

24. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. – М. : Энергия, 1979.

25. Роддатис К.Ф. Справочник по котельным установкам. – Л. : Энергия, 1996. 278 с.

26. Лифшиц О. В. Справочник по водоподготовке котельных установок. / О. В. Лифшиц / – М. : Энергия, 1976. 287.

## Додаток А

Формат	Поз.	Позначення	Найменування	Кількість	Примітка							
		Перелік устаткування котельної										
	1	ІННІ ТГЕ КРБ 28.004.01 01. 001	Котел водогрійний КВГМ-20-150, Q=23,3 МВт.	3								
	2		Димосос ДН-17 з ел. двигуном АО2-92-8, N =55 кВт, n=750 об./хв.	4								
	3		Вентилятор ВДН-12,5 з електродвигуном 4А2001-6-У3, n=1000 об./хв, N=30 кВт.	4								
	4		Ротаційна газомазутна форсунка РГМГ-20	3								
	5		Котел паровий ДКВР-10/13	3								
	6		Димосос ДН-9	3								
	7		Пристрій пальниковий ГМГ-4М	3								
	8		Бак робочої рідини, V=3 м <sup>3</sup>	2								
	9		Насос мережевий ЦН400-105 з ел. двигуном АО3-315s-4, N=160 кВт, n =1450 об./хв.	4								
	10		Насос підживлюючий К45/30, з ел. двиг. 3А-120М2 N=10 кВт, n=2600 об./хв.	4								
	11		Насос рециркуляційний НКУ-200, з електродв. АО2-81-4 N=40 кВт, n=1450 об./хв.	3								
	12		Вакуумний деаератор	2								
	13		Насос сирової води КМ-90/35, з ел. двигуном 4А-160S2, N=15 кВт, n=3000 об./хв.	3								
	14		Насос робочої рідини К20/30	3								
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата	ІННІ ТГЕ КРБ 28.004. 01 01. 001							
Розробив	Возний				Загальне розташування устаткування			Літер.	Арк.	Аркушів		
Перевірив	Чижев			Д					1	2		
Н.контр.	Чижев			ЗНУ гр. 6.1440-с								
Затвердив	Ковален											

