

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Теплоенергетичний факультет

Кафедра теоретичної і промислової теплотехніки

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

(підпис)

(ініціали, прізвище)

“ _____ ” _____ 20 __ р.

**Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра**

зі спеціальності 144 «Теплоенергетика»

на тему: Реконструкція опалювальної водогрійної котельні для теплопостачання
групи житлових будинків в м. Івано-Франківську

Виконав: студент II курсу, групи ТП-81мп

Гут Вадим Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Науковий керівник

доцент, к.т.н., доц. Боженко М.Ф.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Консультанти: охорона праці

(назва розділу)

доцент, к.т.н. Каштанов С.Ф.

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних посилань.
Студент _____

(підпис)

Київ – 2019 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Факультет Теплоенергетичний

Кафедра Теоретичної і промислової теплотехніки

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 144 «Теплоенергетика»,

ОПП «Промислова та муніципальна теплоенергетика і енергозбереження»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Г.Б.Варламов
(підпис) (ініціали, прізвище)

«___» _____ 2019 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Гуту Вадиму Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Реконструкція опалювальної водогрійної котельні для теплопостачання групи житлових будинків в м. Івано-Франківську»,
науковий керівник дисертації Боженко Михайло Федорович, к.т.н., доцент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «___» _____ 2019 р. № _____

2. Термін подання студентом дисертації 16.12.2019 р.

3. Об'єкт дослідження Опалювальна водогрійна котельня в м. Івано-Франківську

4. Вихідні дані 1) Кількість житлових будинків – 8.

2) Характеристики одного будинку:

- розміри - 57,6x25,8x60 м³;

- кількість мешканців – 1260;

3) Температурний графік теплової мережі – 110/70 °С.

4) Найвне теплове навантаження котельні – 6,5 МВт.

5) Тип нового котла – фірми ICI Caldai.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити 1) Розрахувати теплові навантаження споживачів.

2) Розрахувати теплову схему котельні.

3) Вибрати основне та допоміжне обладнання котельні.

4) Розробити схему та вибрати обладнання хім-води підготовки котельні.

5) Вибрати обладнання системи газопостачання котельні

6) Виконати аеродинамічний розрахунок газового тракту котельні.

7) Вибрати утилізатор теплоти димових газів котла.

8) Розробити стартап-проект.

9) Розробити заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу
- 1) Теплова схема котельні – 1 арк.
 - 2) Розміщення обладнання котельні – 1 арк..
 - 3) Розміщення трубопроводів в котельні (плани, розрізи) – 6 арк..
 - 4) Газопостачання котельні:
- схема газопроводів – 1 арк.;
 - розміщення обладнання - 1 арк..
 - 5) Встановлення утилізатора теплоти - 1 арк.

7. Орієнтовний перелік публікацій – тези доповіді

8. Консультанти розділів дисертації*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Каштанов С.Ф, доцент		

9. Дата видачі завдання 4.11.2019 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Теплові навантаження	08.11.2019 р.	
2	Теплова схема	13.11.2019 р.	
3	Вибір обладнання	15.11.2019 р.	
4	Водопідготовка	18.11.2019 р.	
5	Газопостачання	20.11.2019 р.	
6	Аеродинамічні розрахунки газоходів	21.11.2019 р.	
7	Утилізатор теплоти димових газів	25.11.2019 р.	
8	Розробка стартап-проекта	27.11.2019 р.	
9	Охорона праці	29.11.2019 р.	
10	Креслення		
10.1	Теплова схема котельні	20.11.2019 р.	
10.2	Розміщення обладнання	25.11.2019 р.	
10.3	Розміщення трубопроводів	29.11.2019 р.	
10.4	Газопостачання котельні	01.12.2019 р.	
10.5	Утилізатор теплоти	03.12.2019 р.	
11	Оформлення пояснювальної записки	04.12.2019 р.	

Студент

_____ (підпис)

В.О. Гут
(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

_____ (підпис)

М.Ф. Боженко
(ініціали, прізвище)

* Консультантом не може бути зазначено наукового керівника магістерської дисертації.

Пояснювальна записка

до дипломного проекту

на тему: «Реконструкція опалювальної водогрійної котельні для теплопостачання групи житлових будинків в м. Івано-Франківськ»»

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація на здобуття ступеня магістра за освітньо-професійною програмою підготовки на тему: «Реконструкція опалювальної водогрійної котельні для теплопостачання групи житлових будинків в м. Івано-Франківськ»: 106 с., 25 рис., 14 табл., 4 дод., 13 джерел, 10 креслеників формату А1.

Об'єкт розробки – районна водогрійна котельня в м. Івано-Франківськ.

Мета роботи – розробка газової котельні для теплопостачання споживачів на опалення та гаряче водопостачання житлового комплексу у м. Івано-Франківськ.

Виконані розрахунки витрат теплоти на опалення (максимальні, середні, річні). При цьому максимальна витрата теплоти на опалення визначена за втратами теплоти у навколишнє середовище. Вона використана для визначення теплопродуктивності котельні, а річна витрата теплоти – для визначення річної витрати палива на котельню.

Виконані розрахунки витрати теплоти на гаряче водопостачання споживачів (середня за опалювальний період, середня за літній період, річна).

Складена теплова схема котельні, сформовані вихідні дані і виконані розрахунки. В результаті розрахунку теплової схеми котельні було визначено теплове навантаження та здійснений вибір основного та допоміжного обладнання котельної (котли, насоси).

Складена схема і виконані розрахунки хімічної підготовки води.

Виконані розрахунки газопостачання котельні.

Розрахована та підібрана схема відведення димових газів у котельні та визначено висоту димової труби.

Розроблений старап-проект, де доведено, що даний проект є прибутковим, а найголовніше, – ефективним рішенням з питань теплопостачання та гарячого водопостачання будівель. Розвиток даного проекту дозволить в подальшому знизити витрати палива для потреб теплопостачання.

Передбачені заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: опалення, теплові втрати, теплопостачання, гарячеводопостачання, паливо, насос, димова труба.

SUMMARY

Master's thesis for obtaining a Master's degree in an educational and professional training program on the topic: "Reconstruction of the heating water boiler house for heat supply of a group of residential buildings in Ivano-Frankivsk": 108 p., 15 pp., 19 tables, 4 pp., 16 sources, 11 shades of A1 format.

The object of development is a district heating boiler house.

The purpose of the work is the development of a gas-solid fuel boiler room for the heating of consumers for heating and hot water supply of residential area in the city of Ivano-Frankivsk.

Calculations of heating costs for heating (maximum, average, annual). The maximum heat consumption for heating is determined by the heat losses to the environment. It is used to determine the heat output of the boiler room and the annual heat consumption is used to determine the annual fuel consumption of the boiler room.

Calculations of heat consumption for hot water supply to consumers (average for the heating period, average for the summer, annual) have been made.

The thermal scheme of the boiler-house was drawn up, the initial data were generated and the calculations were made. As a result of the calculation of the thermal scheme of the boiler room, the heat load was determined and the main and auxiliary equipment of the boiler room (boilers, pumps) was selected.

The scheme was drawn up and the calculations of chemical preparation of water were made.

Calculations of gas supply to the boiler room were carried out.

The scheme of flue gas discharge into the boiler room was calculated and selected and the height of the flue pipe was determined.

A startup project has been developed to prove that this project is profitable and, most importantly, an effective solution for the heating and hot water supply of buildings. The development of this project will further reduce fuel consumption for heat supply.

Occupational health and safety measures are foreseen.

KEYWORDS: heating, heat losses, heat supply, hot water supply, fuel, pump, chimney pipe.

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация на соискание степени магистра по образовательно-профессиональной программе подготовки на тему: «Реконструкция отопительной водогрейной котельной для теплоснабжения группы жилых домов в г. Ивано-Франковск»: 106 с., 25 рис., 14 табл., 4 доп., 13 источников, 10 чертежей формата А1.

Объект разработки - районная водогрейная котельная в г. Ивано-Франковск.

Цель работы - разработка газовой котельной для теплоснабжения потребителей на отопление и горячее водоснабжение жилого комплекса в пгт. Ивано-Франковск.

Выполнены расчеты расхода теплоты на отопление (максимальные, средние, годовые). При этом максимальный расход теплоты на отопление определена по потерям теплоты в окружающую среду. Она использована для определения тепловой мощности котельной, а годовой расход теплоты - для определения годового расхода топлива на котельную.

Выполнены расчеты расхода теплоты на горячее водоснабжение потребителей (средняя за отопительный период, средняя за летний период, годовая).

Составлена тепловая схема котельной, сформированы исходные данные и выполнены расчеты. В результате расчета тепловой схемы котельной были определены тепловая нагрузка и осуществлен выбор основного и вспомогательного оборудования котельной (котлы, насосы).

Составлена схема и выполнены расчеты химической подготовки воды.

Выполнены расчеты газоснабжения котельной.

Рассчитана и подобрана схема отвода дымовых газов в котельной и определены высоту дымовой трубы.

Разработанный старап-проект, где доказано, что данный проект является прибыльным, а самое главное - эффективным решением по вопросам теплоснабжения и горячего водоснабжения зданий. Развитие данного проекта позволит в дальнейшем снизить расход топлива для нужд теплоснабжения.

Предусмотрены мероприятия по охране труда и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: отопление, тепловые потери, теплоснабжения, горячее водоснабжение, топливо, насос, дымовая труба.

ЗМІСТ

Перелік умовних позначень, символів, скорочень, термінів	9
Вступ.....	10
1 Характеристика існуючої котельні.....	11
2 Розрахунки теплових навантажень споживачів	13
2.1 Витрата теплоти на опалення	13
2.2 Витрата теплоти на гаряче водоспоживання	19
2.3 Висновки з розділу 2	23
3 Теплова схема котельні.....	24
3.1 Опис теплової схеми водогрійної котельні.....	24
3.2 Вихідні дані для розрахунку теплової схеми.....	27
3.3 Розрахунок теплової схеми котельні (для I-го режиму).....	28
3.4 Висновки з розділу 3	31
4 Вибір основного та допоміжного обладнання котельні	33
4.1 Вибір котлів.....	33
4.2 Вибір насосів.....	34
4.3 Розрахунок та вибір водонагрівальної установки гарячого водопостачання.....	47
4.4 Висновки з розділу 4	55
5 Водопідготовка котельні.....	56
5.1 Опис схеми водопідготовки	56
5.2 Вихідні дані до розрахунку	58
5.3 Вибір схеми приготування води	58
5.4 Розрахунок і вибір устаткування	59
5.5 Хімічна деаерація	62
5.6 Висновки з розділу 5	63
6. Газопостачання котельні.....	64
6.1 Опис схеми газопостачання.....	64
6.2 Визначення максимальної і річної витрати палива у котельні	66
6.3 Вибір лічильника для комерційного вузла обліку газу	67
6.4 Вибір лічильника газу для агрегатного вузла обліку.....	68

ТП 81мп 18 004 ПЗ						
Зм.	Кільк	Арк.	№ док	Підпис	Дата	
Студент	Гут В.О.					
Керівник	Боженко					
П. Контр.						
Н. Контр.	Боженко					
Зав.каф.	Варламов					
Реконструкція опалювальної водогрійної котельні для теплопостачання групи житлових будинків в м.Івано-Франківську. Пояснювальна записка				Стадія	Аркуш	Акрушів
					7	106
				НТУУ «КПІ» ім.І.Сікорського, ТЕФ, Кафедра ТПТ		

6.5 Висновки з розділу 6	69
7 Визначення висоти димової труби.....	70
7.1 Загальні відомості.....	70
7.2 Аеродинамічний розрахунок димової труби	72
7.3 Висновки з розділу 7	77
8 Утилізація теплоти димових газів.....	78
8.1 Загальні відомості	78
8.2 Розрахунки теплових навантажень	79
8.3 Вибір теплоутилізатора.....	80
8.4 Висновки з розділу 8	82
9 Розробка стартап-проекту	83
9.1 Існуючий стан котельні.....	83
9.2 Стан котельні після реконструкції.....	84
9.3 Розрахунок економічного ефекту	84
9.4 Висновки з розділу 9	85
10 Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	86
10.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації спроектованого обладнання	87
10.2 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці і виробничої санітарії	90
10.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях.....	93
10.4 Висновки з розділу 10	100
Висновки	101
Список використаної літератури.....	102
Додатки	
Додаток А	
Технічне завдання на проектно-конструкторську розробку	103
Додаток Б	
Акт впровадження результатів магістерської дисертації	104
Додаток В	
Результати перевірки на академічний плагіат	105
Додаток Г	
Список наукових праць	106

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, СКОРОЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

Умовні позначення

Q – тепловий потік, кількість теплоти;

k – коефіцієнт теплопередачі;

F – площа поверхні;

Δt – температурний перепад;

t – температура;

L – довжина;

V – об'єм;

G – витрата;

m – кратність повітрообміну;

ρ – густина;

c – теплоємність;

ω – швидкість;

f – площа поперечного перерізу каналу;

d – діаметр трубопроводу.

Індекси

Нижні:

о – опалення;

макс – максимальний;

сер – середній;

вн – внутрішній;

р – розрахункова;

річн – річна;

п – повітря;

св – сира вода.

Верхні:

л – літній період;

мах – максимальний;

гв – гаряча вода;

в – відпуск;

ном – номінальна;

д – дійсна;

м – мережа.

Скорочення

ГВП – гаряче водопостачання;

СО – система опалення;

ДБН – державні будівельні норми

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						9
Зм..	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

ВСТУП

Ми живемо в часи необмежених можливостей, нескінченних ресурсів та не менш важливо, в світі з чистим повітрям та зеленими лісами. Прогрес безупинно прямує вперед і охоплює всі області людської життєдіяльності. Одним із завдань сьогодення є забезпечення стабільного теплопостачання в оселі громадян, що гарантує та визначає енергетичну надійність кожної держави.

В результаті недостатньої уваги до Енергетичного Питання в країні маємо жакливу тенденцію погіршення послуг теплозабезпечення громадян з парадоксальним ростом ціни на опалення. За останні роки масштаб проблеми розростається все швидше, так як близько 80% всього енергогенеруючого обладнання знаходиться в стані негайної заміни чи ремонту. Високий відсоток як великих так і локально малих енергетичних об'єктів потребує реконструкції.

Магістерська дисертація присвячена реконструкції опалювальної водогрійної котельні для теплопостачання групи житлових будинків в м. Івано-Франківську.

Робота охоплює ряд розрахунків, аналізу схем та сучасних методів підходу до вирішення завдання покращення теплопостачання на прикладі опалювальної водогрійної котельні в м. Івано-Франківськ для централізованого теплозабезпечення споживачів.

Джерело теплопостачання і об'єкти, що обслуговуються, знаходяться в одному мікрорайоні міста в межах восьми близько розташованих п'ятнадцятиповерхових житлових будинків масиву.

Вихідні дані до реконструкції котельні:

- система теплопостачання – закрита чотиритрубна для забезпечення споживачів гарячою водою на опалення та гаряче водопостачання;

- температурний графік теплової мережі (110/70) °С;

- приготування води на гаряче водопостачання – в котельні.

Робота котельні передбачається цілий рік в автоматичному режимі з постійним обслуговуючим персоналом.

Паливо – природний газ по ГОСТ 5542-87 з нижчою теплотою згоряння 33730 кДж/м³.

Резервне паливо – не передбачається.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ІСНУЮЧОЇ КОТЕЛЬНОЇ

Котельня на вул. Довгій, 68а, загальною потужністю 22,5 МВт (19,35 Гкал/год) (див. рис. 1.1), забезпечує послугами з централізованого теплопостачання опалення та гарячого водопостачання житловий сектор, бюджетні заклади та інших споживачів. Основним споживачем теплової енергії виступає житловий комплекс, що споживає більше 90% відпущеної теплоти від котельні.

Основним обладнанням існуючої котельні є один водогрійний котел КВГ-6,5 (1982 р.), номінальною теплопродуктивністю 6,5 МВт та два водогрійних котли ТВГ-8М (1969р.) номінальною теплопродуктивністю по 8,0 МВт кожний, що працюють на закриту систему теплопостачання (робочий тиск в системі 10 бар).

Існуючі водогрійні котли обладнані газовими пальниками для роботи на середньому тиску газу, автоматикою безпеки горіння та регулювання.

Технічна характеристика існуючих газових котлів наведена нижче:

- допустимий робочий тиск на виході з котла - 10 бар;
- температурний графік – 110 / 70°C;
- тиск газу на вході в котли – 0,2 бар;
- номінальна витрата води через котел КВГ-6,5 – 110 м³ /год;
- номінальна витрата води через котел ТВГ-8М – 104 м³ /год.

Слід зауважити, що водогрійні котли ТВГ-8М, що працюють біля 50-и років, мають невеликий ККД, що становить 81 %, а також характеризуються підвищеними витратами палива, тому доцільно здійснити їх заміну на більш ефективні котли.

Підключене теплове навантаження споживачів на вул. Довгій, 68а складає 12,996 МВт (11,175 Гкал/год), з них:

- на опалення – 9,468 МВт (8,141 Гкал/год);
- на ГВП – 3,528 МВт (3,034 Гкал/год).

Для підживлення тепломереж використовується вода з міського водопроводу, яка насосами сирію води подається на одноступеневу натрій – катіонітову водопідготовчу установку (ВПУ), де пом'якшується, а потім підігрівається до температури 70 °С в водоводяному теплообміннику, далі спрямовується в вакуумний деаератор, після якого підживлювальними насосами подається на підживлення теплової мережі.

Існуюча тепла схема котельні здійснює відпуск теплоносія за температурним графіком 110/70°C в закриту систему теплопостачання на потреби опалення та в неопалювальний період теплоносія з температурою $t_{г.в} = 65^{\circ}\text{C}$ на потреби гарячого водопостачання. Режим роботи котельні на потреби опалення – цілодобово на протязі 179

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

днів опалювального періоду, на потреби гарячого водопостачання - цілодобово упродовж 350 діб за рік.

Циркуляцію теплоносія в системі тепlopостачання забезпечують 4 мережні насоси типу К 90/85 з витратою води $G = 90 \text{ м}^3/\text{год}$ кожним та загальним напором $H = 87 \text{ м.в.ст.}$

Підживлення системи тепlopостачання забезпечують 2 підживлювальні насоси з частотним регулюванням: Wilo типу *MHI 1604N-1/E-3-400-50-2*.

Джерелом газопостачання котельні є існуючий внутрішній газопровід середнього тиску діаметром $DN = 100 \text{ мм}$. Котельня обладнана типовою газорегуляторною установкою (ГРУ), де газ середнього тиску $P = 0,9 - 1,6 \text{ бар}$ ($0,09 - 0,16 \text{ МПа}$) знижується до необхідного для нормальної роботи пальникових пристроїв середнього тиску $P = 0,2 \text{ бар}$ ($0,02 \text{ МПа}$) і спрямовується до пальників котлів.

Відвід димових газів відбувається через цегляну димову трубу висотою $h = 30 \text{ м}$ та діаметром устя $\varnothing = 1,5 \text{ м}$.

Будівля забезпечена всіма інженерними мережами, у тому числі: водопостачанням, водовідведенням, каналізацією, електропостачанням, газопостачанням. Котельня має два вводи міського водопроводу $DN = 100 \text{ мм}$. На кожному ввіді водопроводу встановлено водомірний вузол з лічильником МТК-UA DN50, фірми «Gross». Система дренажних трубопроводів від обладнання забезпечує відведення стічних вод в існуючий охолоджуючий колодезь.



Рисунок 1.1 – Зовнішній вигляд котельні по вул. Довга, 68 в м. Івано-Франківськ

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

2 РОЗРАХУНКИ ТЕПЛОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ СПОЖИВАЧІВ

Котельня на протязі останніх років втратила частку споживачів від своєї загальної продуктивності на час введення в експлуатацію. На даний час проектом реконструкції передбачується встановлення новітнього обладнання для забезпечення централізованого теплопостачання мешканців житлового комплексу та деяких вбудованих офісних приміщень в зимовий період та гарячим водоспоживанням в літній та зимовий періоди.

Далі будуть наведені розрахунки максимальних, середніх, річних витрат теплоти на житловий комплекс з типових будівель для опалення та середніх і річних витрат теплоти на гарячогє водоспоживання для мешканців цих будівель.

2.1 Витрати теплоти на опалення

2.1.1 Розрахункові витрати теплоти на опалення

В роботі використовується точна методика визначення розрахункових (максимальних) витрат теплоти на опалення згідно [1] – за втратами теплоти зовнішніми огороженнями будівель.

Беру необхідні кліматологічні дані для м. Івано-Франківськ згідно нормативних документів [] та заносу до табл. 2.1.

Таблиця 2.1 - Кліматологічні дані для м. Івано-Франківськ

Найменування величини	Позначення	Одиниця	Значення величини
Тривалість опалювального періоду	n_o	діб	179
Розрахункова температура зовнішнього повітря на опалення для зимового періоду (найхолоднішої п'ятиденко забезпеченістю 0,92)	$t_{p.o}$	°C	-20
Середня температура зовнішнього повітря на опалення	$t_{сер.o}$	°C	0,4
Середня температура зовнішнього повітря найбільш холодного місяця	$t_{ср.х.м}$	°C	-4,3

Оскільки основним споживачем теплоти є житлові 15-ти поверхові будівлі, то для розрахунку використовую типовий план споруди в даному мікрорайоні, що наведений на рис. 2.1, 2.2.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

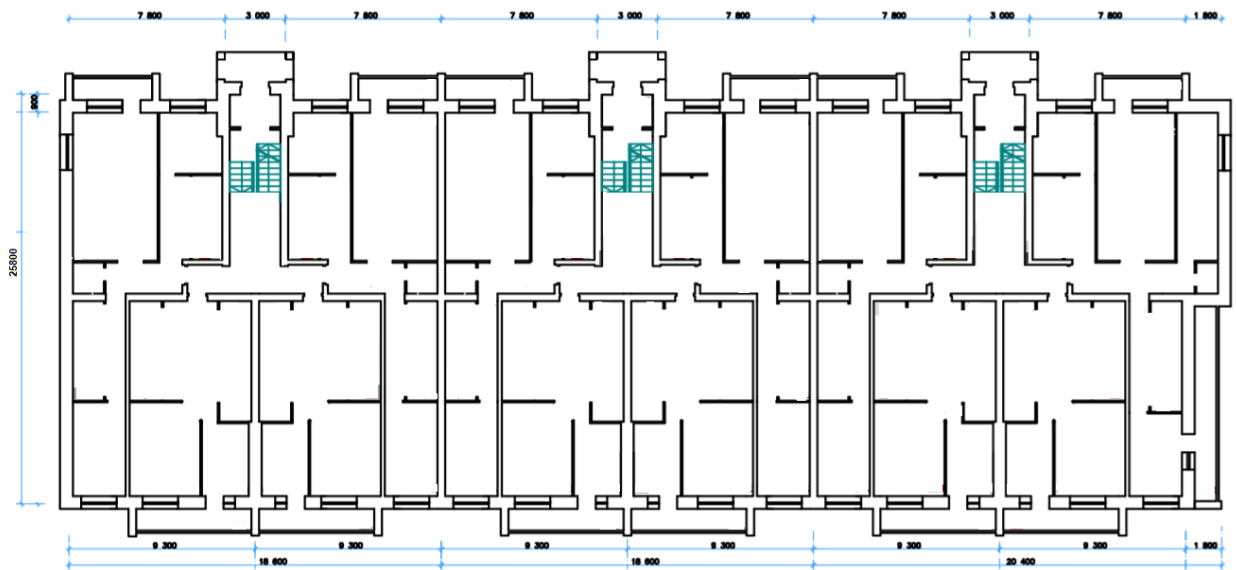


Рисунок .2.1 – План типового 15-и поперхового житлового будинку



Рис.2.2 – Фасад типової будівлі

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ТП 81мп 18 004 ПЗ

Арк.

14

Вихідні дані до розрахунку:

- кількість житлових будинків в мікрорайоні – 8;

Для одного будинку:

- кількість поверхів – 15;
- розміри будинку – 57,6x25,8x52,5 (3,5x15) м;
- опалюваний об'єм – 78019,2 м³;
- кількість споживачів гарячої води – 1365 людини;
- кількість водорозбірних приладів в одній квартирі – 3 шт.
- Термічні опори теплопередачі та загальні площі зовнішніх огорожувальних

конструкцій наведені у табл.2.2.

1) Визначення фактичних приведених опорів теплопередачі та загальних площ огорожувальних конструкцій.

- Стіни: газобетонні з цегляною обмуровкою, товщиною $\delta_{ст} = 640$ мм, термічний опір складає $R_{ст} = 3,34$ м²К/Вт.

- Переkritтя: скатний дах, покриття з металочерепиці, термічний опір складає $R_{пер} = 4,5$ (м² · К)/Вт.

- Вікна: металопластикові, клас енергоефективності згідно ДСТУ Б В.2.6-23:2009 – А2, термічний опір складає $R_{вік} = 0,75$ (м² · К)/Вт.

- Двері: металопластикові, клас енергоефективності згідно ДСТУ Б В.2.6-23:2009 – А2, термічний опір складає $R_{дв} = 0,56$ (м² · К)/Вт.

- Підлога: підлога поділяється на 4 зони, ширина кожної з яких по 2 м (див рис 2.3).

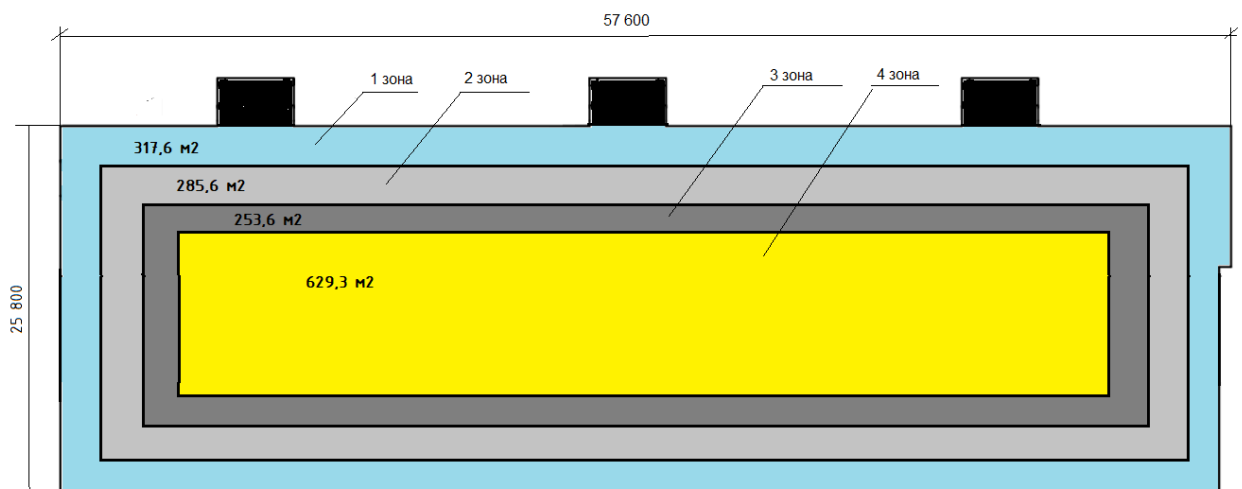


Рисунок 2.3 – Поділ площі підлоги типової будівлі на зони

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Загальна площа підлоги за умовою складає: $F_{\text{під}} = 1486,1 \text{ м}^2$

Тоді, визначені площі зон:

1 зона - $F_{\text{під-1}} = 317,6 \text{ м}^2$;

3 зона - $F_{\text{під-3}} = 253,6 \text{ м}^2$;

2 зона - $F_{\text{під-2}} = 285,6 \text{ м}^2$;

4 зона - $F_{\text{під-4}} = 629,3 \text{ м}^2$;

Термічні опори теплопередачі окремих зон неутепленої підлоги (згідно з довідковою літературою [3]) складають:

- для першої зони - $r_{\text{під-1}} = 2,15 \text{ м}^2\text{К/Вт}$;

- для другої зони - $r_{\text{під-2}} = 4,3 \text{ м}^2\text{К/Вт}$;

- для третьої зони - $r_{\text{під-3}} = 8,6 \text{ м}^2\text{К/Вт}$;

- для четвертої зони - $r_{\text{під-4}} = 14,2 \text{ м}^2\text{К/Вт}$.

Таблиця 2.2 – Термічні опори теплопередачі та площі зовнішніх огорожень

Тип огороження	Термічний опір теплопередачі $R, (\text{м}^2 \cdot \text{К})/\text{Вт}$	Площа огорожувальної поверхні $F, \text{м}^2$
Стіни	3,34	7405,5
Вікна	0,75	1326,0
Двері	0,56	36,0
Підлога	2,15	317,6
	4,3	285,6
	8,6	253,6
	14,2	629,3
Перекриття	4,5	1486,1

2) Визначення теплових втрат типової будівлі

Теплові втрати приміщеннями житлового будинку $Q_{\text{втр}}$, кВт, розраховуються за формулою [1]

$$Q_{\text{втр}} = \sum Q_{\text{обг}} + Q_{\text{інф}} \quad (2.1)$$

де $\sum Q_{\text{обг}}$ – сумарні втрати теплоти через зовнішні огорожувальні конструкції (зовнішні стіни, вікна, зовнішні та балконні двері, перекриття для останнього поверху, підлогу для першого поверху), кВт [3];

$Q_{\text{інф}}$ – витрати теплоти на нагрівання інфільтраційного повітря, що надходить до приміщення через нещільності в огородженнях, а також при провітрюванні приміщень (кВт) [3].

4) Втрати теплоти через окремі огороження визначаються за формулою

$$Q_{\text{обг.і}} = \frac{1}{R_i} \cdot F_i \cdot \Delta t_i \cdot (1 + \sum \beta_i) \cdot n_i \cdot 10^{-3} \quad (2.2)$$

де, R_i – приведений опір теплопередачі і-го огороження, (м²·К)/Вт (див. табл.2.2);

Δt_i – різниця температур між внутрішнім та зовнішнім повітрям °С;

n_i - поправка на розрахункову різницю температур, що залежить від геометричного положення огороження;

β_i - додаткові втрати теплоти в частках до основних.

5) Розрахункова різниця температур:

- оскільки всі поверхи будинків мають висоту менше ніж 4 м, то різниця температур розраховується за формулою [1]

$$\Delta t_1 = t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}} ; \quad (2.3)$$

$$\Delta t = 20 - (-20) = 40 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

6) Додаткові втрати теплоти в частках до основних $\sum \beta_i$.

Вони залежать від швидкості вітру та її повторюваності. $\sum \beta_i$ враховується тоді, коли швидкість вітру перевищує 4,5 м/с, а її повторюваність – більше за 15% [1].

При розрахунку теплових втрат для м. Івано-Франківськ для орієнтації огорожень на захід (швидкість вітру більше, ніж 4,5 м/с – $\sum \beta = 0,05$); для орієнтацій огорожень на північ, південь, схід – швидкість вітру менша ніж 4,5 м/с, тоді для цих огорожень $\sum \beta = 0$.

7) Визначення теплових втрат через підлогу для одного будинку

Підлога розділяється на зони, ширина кожної з них дорівнює 2 м – див. рис.2.3 [3]. За формулою (2.2) визначаю:

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- для першої зони

$$Q_{\text{під-1}} = \frac{1}{2,15} \cdot 317,6 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 5,91 \text{ кВт};$$

- для другої зони

$$Q_{\text{під-2}} = \frac{1}{4,3} \cdot 285,6 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 2,66 \text{ кВт};$$

- для третьої зони

$$Q_{\text{під-3}} = \frac{1}{8,6} \cdot 253,6 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 1,18 \text{ кВт};$$

- для четвертої зони

$$Q_{\text{під-4}} = \frac{1}{14,2} \cdot 629,3 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 1,77 \text{ кВт};$$

- сумарні втрати теплоти через підлогу становлять для одного будинку

$$Q_{\text{під}} = Q_{\text{під-1}} + Q_{\text{під-2}} + Q_{\text{під-3}} + Q_{\text{під-4}} = 5,91 + 2,66 + 1,18 + 1,77 = 11,52 \text{ кВт}.$$

8) Втрати теплоти через зовнішні огороження одного будинку (стіни, вікна, вхідні двері, перекриття визначаю за формулою (2.2).

В розрахунках беру коефіцієнт $n = 1$ для вертикальних зовнішніх стін і $n = 1$ для покриття без горіщ, тоді:

- для зовнішніх стін

$$Q_{\text{ст}} = \frac{1}{3,34} \cdot 7405,5 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 88,67 \text{ кВт};$$

- для вікон

$$Q_{\text{вік}} = \frac{1}{0,75} \cdot 1326,0 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 70,72 \text{ кВт};$$

- для вхідних дверей

$$Q_{\text{дв}} = \frac{1}{0,56} \cdot 36,0 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 2,57 \text{ кВт};$$

- для перекриття

$$Q_{\text{пер}} = \frac{1}{4,5} \cdot 1486,1 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 13,21 \text{ кВт};$$

9) Сумарні втрати теплоти через огорожуючі конструкції

$$\sum Q_{\text{обг}} = Q_{\text{ст}} + Q_{\text{вік}} + Q_{\text{дв}} + Q_{\text{пер}} + Q_{\text{під}} = 88,67 + 70,72 + 2,57 + 13,21 + 11,52 = 186,69 \text{ кВт}.$$

10) Витрати теплоти на нагрівання інфільтраційного повітря, для одного типового будинку, $Q_{\text{інф}}$, кВт

$$Q_{\text{інф}} = (m_{\text{об}} / 3600) c_{\text{п}} \rho_{\text{п}} F_{\text{п}} h (t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}}), \quad (2.4)$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

де $c_{\text{п}}$ – питома масова теплоємність повітря, кДж/(кг·К), яку можна взяти 1,005 кДж/(кг·К) [1];

$m_{\text{об}}$ – кратність повітрообміну, 1/год. За технічним завданням беру $m_{\text{об}} = 0,8/\text{год}$;

$\rho_{\text{п}}$ – густина повітря, кг/м³, яку наближено беру 1,2 кг/м³ [1];

$F_{\text{п}}$ – площа підлоги приміщення, м² (див. табл.2.1);

h – висота приміщення від підлоги до стелі, м. Беру згідно з проектом будівлі $h = 3,5\text{м}$.

$$Q_{\text{інф}} = (0,8/3600) 1,05 \cdot 1,2 \cdot 1486,1 \cdot 60 \cdot (20 - (-20)) = 998,65 \text{ кВт}.$$

11) Загальні втрати теплоти для восьми будівель

$$\Sigma Q_{\text{заг}} = (\Sigma Q_{\text{обг}} + Q_{\text{інф}}) \cdot 8; \quad (2.5)$$

$$\Sigma Q_{\text{заг}} = (186,69 + 998,65) \cdot 8 = 9482,7 \text{ кВт}$$

2.1.2 Середня витрата теплоти на опалення

Для будівлі будь-якого призначення середня витрата теплоти на опалення, кВт, визначається за формулою

$$Q_{\text{ср.о}} = Q_{\text{втр}} \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.о}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о}}}, \quad (2.6)$$

$$Q_{\text{ср.о}} = 9482,7 \cdot \frac{20 - (0,4)}{20 - (-20)} = 4646,53 \text{ кВт}.$$

2.1.3 Річна витрата теплоти на опалення, МДж/рік, визначається за формулою

$$Q_{\text{річ.о}} = Q_{\text{ср.о}} \cdot n_{\text{о}} \cdot 24 \cdot 3,6; \quad (2.7)$$

$$Q_{\text{річ.о}} = 4646,53 \cdot 179 \cdot 24 \cdot 3,6 = 7,2 \cdot 10^7 \text{ МДж/рік}.$$

2.2. Витрати теплоти на гаряче водопостачання

Вихідні дані до розрахунків наведені в табл. 2.3.

1) Витрата води на всі водорозбірні прилади в типовій будівлі за секунду, $G_{\text{с}}$ кг/с, визначаю за формулою

$$G_{\text{с}} = 5 \cdot g \cdot a, \quad (2.8)$$

де g - витрата гарячої води на один підключений прилад водоспоживання, кг/с ;

a – безрозмірна величина, що залежить від кількості N встановлених водорозбірних приладів, що підключені до розрахункової ділянки і від вірогідності їх вмикання P протягом найбільшого годинного споживання гарячої води в будівлі.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.3 – Вихідні дані до розрахунків

Найменування величини, одиниця	Позначення	Значення величини
Кількість будинків	N_B	8
Кількість квартир на одному поверсі	$N_{кв}$	26
Кількість поверхів в одній будівлі	$N_{пов}$	15
Кількість жителів, споживачів, людей	$U_{спож}$	1365
Кількість санітарно-технічних приладів у квартирі, шт.	$N_{прил}$	3
Кількість годин споживання гарячої води	T	24
Середня норма витрати води за добу, кг/добу	$g_{вит.доб}$	105
Норма витрати за добу найбільшого водо споживання, кг/добу	$g_{сп}$	120
Секундна норма витрати води, кг/с	g	0,2
Норма витрати води в годину найбільшого водоспоживання, кг/год	$g_{вит.год}$	10

2) Визначаю загальну кількість приладів, підключених до розрахункової ділянки

$$N = N_{пов} \cdot N_{кв} \cdot N_{прил} ; \quad (2.9)$$

$$N = 15 \cdot 26 \cdot 3 = 1170 \text{ шт.}$$

3) Визначаю вірогідність включення санітарно – технічних приладів

$$P = \frac{U_{спож} \cdot g_{вит.год}}{g \cdot N \cdot 3600} , \quad (2.10)$$

$$P = \frac{1365 \cdot 10}{0,2 \cdot 1170 \cdot 3600} = 0,016.$$

Безрозмірну величину a визначаю за формулою

$$a = 0,2 + 0,777 \cdot (N \cdot P \cdot 0,015)^{0,686} , \quad (2.11)$$

$$a = 0,2 + 0,777 \cdot (1170 \cdot 0,016 \cdot 0,015)^{0,686} = 0,525.$$

Тоді підставивши отримані значення в формулу (2.8), отримаємо

$$G_c = 5 \cdot 0,525 \cdot 0,2 = 0,525 \text{ кг/с.}$$

4) Розрахункова витрата гарячої води в період максимального годинного водорозбору $G_{год}$, кг/с, визначається за формулою [2]

$$G_{год} = 18 \cdot 10^3 \cdot g \cdot K_{вит} \cdot \alpha_{год} , \quad (2.12)$$

де $K_{\text{внт}}$ – коефіцієнт використання водорозбірного приладу в період максимального годинного водорозбору; Буру усереднене значення для типових приладів ($K_{\text{внт}} = 0,28$)
 $\alpha_{\text{год}}$ – безрозмірна величина, що залежить від кількості N встановлених водорозбірних приладів, що підключені до розрахункової ділянки і від вірогідності їх вмикання в період максимального годинного водорозбору гарячої води в будівлі $P_{\text{год}}$.

5) Визначаю вірогідність використання водозабірних приладів $P_{\text{год}}$

$$P_{\text{год}} = P / K_{\text{внт}} ; \quad (2.12)$$

$$P_{\text{год}} = 0,016 / 0,28 = 0,057 .$$

Величину $\alpha_{\text{год}}$ визначаю за формулою (2.11), в яку замість величини P підставляю величину $P_{\text{год}}$, тобто

$$\alpha_{\text{год}} = 0,2 + 0,777 \cdot (1170 \cdot 0,057 \cdot 0,015)^{0,686} = 0,977 .$$

Тоді згідно з формулою (2.12)

$$G_{\text{год}} = 18 \cdot 10^3 \cdot 0,2 \cdot 0,28 \cdot 0,977 = 984,8 \text{ кг/ год} .$$

б) Загальна витрата циркуляційної води в системі гарячого водоспоживання для одної типової будівлі, $G_{\text{цир}}^1$, кг/с.

$$G_{\text{цир}}^1 = \frac{Q_{\text{втр}}^{\text{тр}}}{4,187 \cdot \Delta t} , \quad (2.13)$$

де $Q_{\text{втр}}^{\text{тр}}$ - втрати теплоти у трубопроводах, кВт;

Δt - перепад температур у подавальному трубопроводі системи від нагрівача до найбільш віддаленого водозабірний приладу °С. Беру $\Delta t = 10^{\circ} \text{C}$.

Для подальшого розрахунку необхідно знайти величину $Q_{\text{втр}}^{\text{тр}}$, кВт Розрахунок виконую через середньо-годинну витрату теплоти на ГВП (без втрат трубопроводами).

7) Середньо-годинна витрата теплоти на ГВП без врахування втрат теплоти трубопроводами, $Q'_{\text{ср}}$, кВт

$$Q'_{\text{ср}} = 1,16 \cdot q_{\text{ср}} \cdot (55 - 5) \quad (2.14)$$

де $q_{\text{ср}}$ – середньо-годинна витрата води в період максимального водорозбору за добу, кг/добу

$$q_{\text{ср}} = \frac{g_{\text{сп}} \cdot U_{\text{спож}}}{1000 \cdot T} ; \quad (2.15)$$

$$q_{\text{ср}} = \frac{120 \cdot 1365}{1000 \cdot 24} = 6,82 \text{ м}^3/\text{год};$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тоді згідно з формулою (2.14)

$$Q'_{\text{ср}} = 1,16 \cdot 6,82 \cdot (55 - 5) = 395,56 \text{ кВт.}$$

Типова будівля оснащена системою гарячого водопостачання з ізольованими стояками, теплові втрати через них усереднено беру у розмірі 25% від середньо-годинного теплового потоку $Q'_{\text{ср}}$, тобто

$$Q_{\text{втр}}^{\text{тр}} = 0,25 \cdot Q'_{\text{ср}} ;$$

$$Q_{\text{втр}}^{\text{тр}} = 0,25 \cdot 395,56 = 98,89 \text{ кВт.}$$

Тоді згідно з формулою (2.13)

$$G_{\text{цир}}^1 = \frac{98,89}{4,187 \cdot 10} = 2,36 \text{ кг/с.}$$

8) Об'ємна витрата циркуляційної води в системі гарячого водоспоживання для одної типової будівлі, $G_{\text{цир.год}}^1$, м³/год

$$G_{\text{цир.год}}^1 = 2,36 \cdot 3,6 = 8,5 \text{ м}^3/\text{год.}$$

9) Навантаження на циркуляцію $Q_{\text{цирк}}^{\text{втрат}}$, кВт

$$Q_{\text{цирк}}^{\text{втрат}} = 0,17 \cdot N_{\text{кв}} \cdot N_{\text{пов}} , \quad (2.16)$$

$$Q_{\text{цирк}}^{\text{втрат}} = 0,17 \cdot 26 \cdot 15 = 66,3 \text{ кВт.}$$

10) Максимальна витрата теплоти на ГВП $Q_{\text{г.в.мах}}$, кВт

$$Q_{\text{г.в.мах}} = 1,163 \cdot G_{\text{цир.год}}^1 \cdot N_{\text{б}} \cdot (t_{\text{г.ср}} - t_{\text{х.з.}}) + Q_{\text{цирк}}^{\text{втрат}} + Q_{\text{втр}}^{\text{тр}} ; \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{г.в.мах}} = 1,163 \cdot 8,5 \cdot 8(55 - 5) + 98,89 + 66,3 = 4119,4 \text{ кВт.}$$

11) Середня витрата теплоти на ГВП $Q_{\text{г.в.ср}}$, кВт

$$Q_{\text{г.в.ср}} = Q_{\text{г.в.мах}} / 2 ; \quad (2.18)$$

$$Q_{\text{г.в.ср}} = 4119,4 / 2 = 2059,7 \text{ кВт.}$$

12) Річна витрата теплоти на ГВП $Q_{\text{г.в.річ.п}}$, МДж/рік

$$Q_{\text{г.в.річ.п}} = Q_{\text{г.в.мах}} \cdot T_{\text{з}} \cdot n_{\text{з}} , \quad (2.19)$$

де $n_{\text{з}}$ – кількість діб використання навантаження на гаряче водопостачання за рік, беру 350 діб

$$Q_{\text{г.в.річ.п}} = 4119,4 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 350 = 1,24 \cdot 10^5 \text{ МДж/рік}$$

13) Загальне максимальне сумарне навантаження житлового комплексу на опалення і ГВП, кВт

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

$$Q_{o+ГВП} = \sum Q_o + Q_{ГВП}; \quad (2.20)$$

$$Q_{o+ГВП} = 9482,7 + 4119,4 = 13602,1 \text{ кВт}.$$

2.3 Висновки з розділу 2

Виконані розрахунки витрат теплоти на опалення (максимальні, середні, річні) восьми 15-и поверхових житлових будинків та на гаряче водопостачання (максимальні, середні, річні) мешканців цих будинків. Підсумкові результати розрахунків наведені в табл. 2.4.

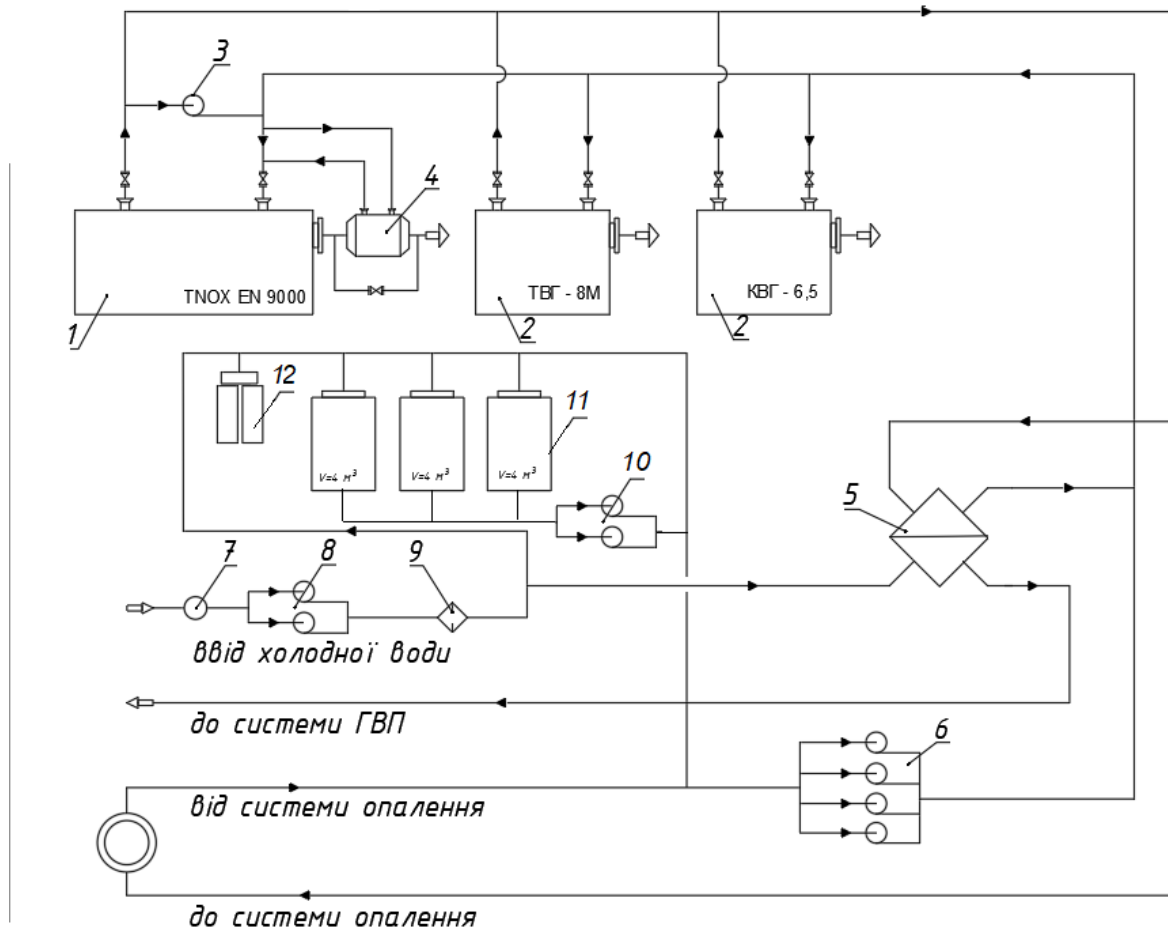
Таблиця 2.4 – Результати розрахунків навантажень споживачів

	Навантаження	Позначення	Одиниця	Значення величини
На опалення	Максимальна (розрахункова) витрата теплоти	$\sum Q_{\text{сум}}$	МВт	9,48
	Середня витрата теплоти	$Q_{\text{сер.о}}$	МВт	4,64
	Річна витрата теплоти	$Q_{\text{річ.о}}$	МДж/рік	$7,2 \cdot 10^7$
На ГВП	Максимальна витрата теплоти	$\sum Q_{\text{г.в.мах}}$	МВт	4,12
	Середня витрата теплоти	$Q_{\text{г.в.сер}}$	МВт	2,05
	Річна витрата теплоти	$Q_{\text{г.в.річ}}$	МДж/рік	$1,24 \cdot 10^5$
Сумарне навантаження споживачів		$\sum Q_{\text{спож}}$	МВт	13,6

3 ТЕПЛОВА СХЕМА КОТЕЛЬНОЇ

3.1 Опис теплової схеми водогрійної котельні

На рисунку 3.1 представлена принципова тепла схема водогрійної опалювальної котельні з відпуском теплоти в закриту систему тепlopостачання та централізованим приготуванням води на потреби гарячого водопостачання усередині котельні.



- 1 – новий котел, що встановлюється; 2 - існуючі котли; 3- котловий циркуляційний насос;
4 – теплоутилізатор; 5- теплообмінник ГВП; 6 – насоси мережної води; 7- вузол обліку
води; 8 – насоси сирі води; 9 – фільтр, 10 – насоси підживлення, 11 – баки запасу води,
12 - хімводопідготовка

Рисунок 3.1- Принципова тепла схема водогрійної котельні з відпуском теплоти із закритою системою тепlopостачання

Вода з поворотної лінії теплової мережі з невеликим напором підводиться до насосів 8, які подають цю воду на вхід котлів.. До поворотної лінії теплової мережі насосом 10 подається підживлювана вода після приготування її на хімічній водопідготовці.

Теплова схема розрахована на забезпечення споживачів централізовано мережною водою за графіком 110/70 °С на опалення та 55 °С на гаряче водопостачання.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Мережний контур: Теплоносій до теплової мережі подається по якісній схемі регулювання теплового навантаження в залежності від температури зовнішнього повітря за допомогою мережних насосів, регулювання температури теплоносія в мережу забезпечується двоходовим клапаном, що встановлений перед проектним котлом. Насоси встановлюються на трубопроводі зворотної мережної води, з частотним регулюванням, та працюють з постійною витратною характеристикою. За допомогою частотного регулювання забезпечується можливість змінення робочої точки насоса в залежності від приєднання або від'єднання споживачів тепла.

Для обліку відпущеного тепла з котельні запроєктовано двоплечовий тепловий лічильник. На подавальному та зворотному трубопроводах контура теплової мережі на вході в котельню встановлюється сепаратор шламу.

Контур котлів: Від зворотного трубопроводу мережі вода подається на котли. Для підтримання температури в зворотному трубопроводі перед проектним котлом не нижче 60°C та циркуляції теплоносія при розігріві котла, проектом передбачається встановлення рециркуляційного насосу фірми «Wilо» . Перед входом в проектний котел є відгалуження на контур теплоутилізатора з власним циркуляційним насосом , що забезпечує частковий перепуск зворотної води через економайзер. Система керування утилізатором забезпечує запобігання утворення конденсату як в самому утилізаторі, так і в газовому тракті від котла. Запобігання конденсаутворення в утилізаторі забезпечується подачею в нього води з температурою не нижчою 60 °С, що забезпечується рециркуляційним насосом котлового контуру і котловим регулятором температури теплоносія на вході в котел. Циркуляція води в утилізаторі забезпечується його насосом. Вода забирається з подавального трубопроводу на вхід котла (після котлового рециркуляційного насосу), де її температура не опускається нижче 60 °С, підігрівається і повертається знову на вхід котла. Підтримання необхідної мінімальної температури димових газів на виході утилізатора здійснюється 3-ходовим змішуючим клапаном утилізатора. Насос утилізатора і регулятор температури утилізатора запускається в роботу синхронно із запуском котла, незалежно від стану шиберів димового тракту. Теплоутилізатор обладнується обвідною лінією по контуру димових газів з засувкою, що керується електричним приводом.

Функція байпасної лінії - попередження конденсації димових газів у разі зменшення потужності в літній період та зменшення температури димових газів нижче 90 °С. Для обліку відпущеного тепла котла в складі з теплоутилізатором запроєктовано одноплечовий тепловий лічильник. Для гідравлічного вирівнювання проектного котла з існуючим обладнанням проектом передбачається дросельна засувка. Водяний об'єм нового котла від

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

підвищення тиску та компенсації температурних розширень захищається встановленими двома запобіжними клапанами. Збереження стабільної витрати через існуючі котли досягається перепускною лінією, що комплектується регулюючим клапаном фірми «Danfoss» з електричним приводом на перемичці між вихідними і вхідними колекторами, які являються загальними для 3-х котлів. Клапан забезпечує підтримання стабільного заданого перепаду тиску води на існуючих котлах шляхом регулювання перепуску теплоносія: відкриття при збільшенні перепаду і закриття при зменшенні перепаду тиску.

Водопідготовка. Згідно з тепловою схемою вихідна вода з господарчо - побутового водопроводу надходить на систему водопідготовки. Для обліку води, що надходить до котельні від господарсько-побутового водопроводу, встановлюється лічильник холодної води. Після лічильника вода надходить на фільтр грубої очистки в якому відбувається вловлювання механічних домішок, а потім до установки хімоводопідготовки безперервної дії.

Хімічна деаерація води здійснюється автоматично шляхом дозуванням в підживлювальну воду реагенту. Дозування реагенту здійснюється включенням насоса дозатора по імпульсному сигналу від витратоміра.

Кожна одиниця обладнання водопідготовки має запірну арматуру та байпасну лінію для аварійного живлення котельні у випадку виходу з ладу основного обладнання. Запірна арматура кожного байпасу має бути закрыта та опломбована в нормальному положенні, а контрольна-відкрита. Після підготовки вода потрапляє в баки запасу хімічно очищеної води загальним об'ємом 12,0 м³. Після баку запасу вода надходить на насоси підживлення, що виконують аварійне підживлення теплової мережі автоматично при падінню тиску в системі.

Компоновка допоміжного обладнання та трубопроводів виконана за умов їх безпечної експлуатації та оптимальних трас з'єднувальних трубопроводів. Вся фланцева арматура, яка розміщена на висоті понад 1,5 м, обслуговується за допомогою площадок або пересувних майданчиків. Кріплення трубопроводів здійснюється до стін, металоконструкцій та опорних стійок за допомогою кронштейнів та підвісок. Для видалення повітря з системи у верхніх точках трубопроводів передбачені автоматичні повітряні клапани. Скидні та дренажні трубопроводи збираються у дренажні колектори, що влаштовані в каналі котельні, з яких стічні води по каналізаційному трубопроводу виводяться до існуючого колодезя.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.2. Вихідні дані для розрахунку теплової схеми

Даний розрахунок виконую для трьох характерних режимів роботи котельні:

I режим – максимально зимовий за розрахунковою температурою $t_{p.o}$;

II режим – за розрахунковою середньою температурою найбільш холодного місяця $t_{ср.х.м}$;

III режим – літній.

1) Внутрішня температура повітря для типової будівлі $t_{вн}$, °C

Температура повітря в опалювальній будівлі повинна відповідати санітарним нормам та вимогам комфорту в приміщеннях, де знаходяться люди. Для випадку житлових будівель (типова будівля) дана температура повинна бути не менше 20°C, тому котельня повинна забезпечувати дану температуру протягом всіх трьох режимів.

$$\text{Беру } t_{вн} = 20^{\circ}C .$$

2) Температура зовнішнього повітря в районі обслуговування котельні $t_{зовн}$, °C:

Для міста Івано-Франківськ, становить:

$$\text{– для I-го режиму – } t_{зовн}^I = t_{p.o} = -20^{\circ}C ;$$

$$\text{– для II-го режиму – } t_{зовн}^{II} = t_{p.o} = +0,4^{\circ}C ;$$

– в точці зламу температурного графіка теплової мережі розраховуємо за формулою

$$t_{зовн}^{3л} = t_{вн} - 0,3455 \cdot (t_{вн} - t_{p.o}) ;$$

$$t_{зовн}^{3л} = 20 - 0,3455 \cdot (20 - (-20)) = 6,18^{\circ}C .$$

3) Максимальний (розрахунковий) відпуск теплоти на опалення восьми типових будівель для першого режиму (максимального)

Беру згідно розрахунку (див. розділ 2)

$$Q_o^{\text{макс}} = 9,48 \text{ МВт} ;$$

4) Середній та максимальний відпуск теплоти на ГВП восьми типових будівель відповідно

$$Q_{гвп}^{\text{макс}} = 4,12 \text{ МВт (для режиму I)} ;$$

$$Q_{гвп}^{\text{сеп}} = 2,05 \text{ МВт (для режиму III)} .$$

5) Максимальна температура подовальної мережної води (режим I)

$$t_{\text{max.1}}^I = 110^{\circ}C .$$

6) Максимальна температура поворотної мережної води (режим I)

$$t_{\text{max.2}}^I = 70^{\circ}C .$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7) Температура сирі води на вході в котельню $T_{13}, ^\circ\text{C}$

- для режимів I- II становить $T_{13}^I = T_{13}^{II} = 5 ^\circ\text{C}$, для режиму III $T_{13}^{III} = 15 ^\circ\text{C}$.

8) Температура сирі води перед хімічною очисткою $T_3, ^\circ\text{C}$

- для всіх режимів, становить $T_3 = 25 ^\circ\text{C}$.

9) Питомий об'єм води в системі теплопостачання відносно сумарного відпуску теплоти на опалення та ГВП $g_{\text{сист}}, \text{кг/МВт}$:

- для всіх режимів, становить $g_{\text{сист}} = 35000 \text{ кг/МВт}$

10) Коефіцієнт зниження втрат води в системі теплопостачання $k_{\text{вит}}$:

- для режимів I- II, становить $k_{\text{вит}}^I = k_{\text{вит}}^{II} = 1$;

- для режиму III, становить $k_{\text{вит}}^{III} = 0,5$.

11) Коефіцієнт власних потреб котельні на хімічне очищення води (водопідготовка)

$k_{\text{х.в.}}^{\text{в.п.}}$

Значення даної величини приймають в районі:

$$k_{\text{х.в.}}^{\text{в.п.}} = 1.1 \dots 1.25$$

- для всіх режимів беру $k_{\text{х.в.}}^{\text{в.п.}} = 1,2$.

12) Розрахункова температура гарячої води в системі місцевого теплопостачання (для всіх режимів) із закритою системою теплопостачання

- для всіх режимів беру $t_{\text{г.в.}}^3 = 55 ^\circ\text{C}$.

3.3. Розрахунок теплової схеми котельні (для I-го режиму)

Для підбору основного та допоміжного обладнання виконується розрахунок на максимальний режим (I-й режим) роботи котельні в наступній послідовності

1) Виконую перевірку коефіцієнта зниження витрати теплоти на опалення в залежності від температури зовнішнього повітря для першого режиму роботи котельні за формулою

$$k_{\text{о.в.}} = \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{зовн}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о.}}} \quad (3.1)$$

$$k_{\text{о.в.}} = \frac{20 - (-20)}{20 - (-20)} = 1.$$

2) Сумарний відпуск теплоти котельні на опалення, $Q_{\text{о.в.}}$ МВт

$$Q_{\text{о.в.}} = (Q_{\text{о.в.мак}}^{\text{ж+гр}} + Q_{\text{о.в.мак}}^{\text{п}}) \cdot k_{\text{о.в.}} \quad (3.2)$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						28
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{o.B.} = (9,48 + 0) \cdot 1 = 9,48 \text{ МВт.}$$

3) Сумарний відпуск теплоти котельні на ГВП, $Q_{г.в.}$ МВт

$$Q_{г.в.} = Q_{г.в.}^{\text{ж}} + Q_{г.в.}^{\text{п}} \quad (3.3)$$

$$Q_{г.в.} = 4,12 + 0 = 4,12 \text{ МВт.}$$

4) Температура мережної води на виході з котельні, t_1 °C

$$t_1 = 20 + 62,5 \cdot k_{o.B.}^{0,8} + 27,5 \cdot k_{o.B.} \quad (3.4)$$

$$t_1 = 20 + 62,5 \cdot 1^{0,8} + 27,5 \cdot 1 = 110^\circ\text{C.}$$

5) Температура поворотної мережної води після системи опалення, t_2 °C

$$t_2 = t_1 - 40 \cdot k_{o.B.} \quad (3.5)$$

$$t_2 = 110 - 40 \cdot 1 = 70^\circ\text{C.}$$

6) Розрахункова витрата мережевої води на опалення $G_{o.B.}$, кг/с

$$G_{o.B.} = \frac{Q_{o.B.} \cdot 10^6}{c_B \cdot (t_1 - t_2)}, \quad (3.6)$$

де c_B – теплоємність води, беру 4187 Дж/(кг·К)

$$G_{o.B.} = \frac{9,48 \cdot 10^6}{4187 \cdot (110 - 70)} = 56,6 \text{ кг/с.}$$

7) Витрата води на ГВП для споживачів $G_{г.в.}^{\text{сп}}$, кг/с

$$G_{г.в.}^{\text{сп}} = \frac{Q_{г.в.} \cdot 10^6}{C_B \cdot (t_{г.в.} - T_{13})} \quad (3.7)$$

$$G_{г.в.}^{\text{сп}} = \frac{4,12 \cdot 10^6}{4187 \cdot (55 - 5)} = 19,68 \text{ кг/с;}$$

8) Вибір схеми підключення підігрівачів системи гарячого водопостачання

Для цього, розраховую співвідношення $Q_{г.в.} / Q_{o.B.}$:

$$\frac{Q_{г.в.}}{Q_{o.B.}} = \frac{4,12}{9,48} = 0,43.$$

За отриманим значенням підігрівачі в системі ГВП приєднуються за змішаною схемою.

9) Додаткова витрата мережевої води на підігрівники ГВП $G_{г.в.}$, кг/с

$$G_{г.в.} = \frac{Q_{г.в.} \cdot 10^6}{c_B \cdot (t_1 - t_2)}, \quad (3.8)$$

$$G_{г.в.} = \frac{4,12 \cdot 10^6}{4187 \cdot (110 - 70)} = 24,6 \text{ кг/с}$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

9) Розрахункова витрата мережевої води на опалення на виході з котельної G_M , кг/с

$$G_M = G_{o.b} \quad (3.9)$$

$$G_M = 56,6 \text{ кг/с} .$$

10) Витрати води для підживлення на заповнення витікань у тепловій мережі $G_{\text{вит}}$, кг/с

$$G_{\text{вит}} = \frac{0,75}{100 \cdot 3600} (Q_{o.b}^{\text{ж+трк}} + Q_{o.b}^{\text{п}} + Q_{г.в.ср}^{\text{ж+трк}} + Q_{г.в}^{\text{п}}) \cdot g_{\text{сист}} \cdot k_{\text{вит}} \quad (3.10)$$

$$G_{\text{вит}} = \frac{0,75}{100 \cdot 3600} (9,48 + 0 + 4,12 + 0) \cdot 35000 \cdot 1 = 1,0 \text{ кг/с} .$$

11) Витрата поворотної мережевої води на вході до котельної $G_{п.м}$, кг/с

$$G_{п.м} = G_M - G_{\text{вит}} \quad (3.11)$$

$$G_{п.м} = 56,6 - 1,0 = 55,6 \text{ кг/с} .$$

12) Витрата сиріої води, що надходить на хімічну очистку $G_{c.b}$, кг/с

$$G_{c.b} = k_{x.b}^{\text{б.п}} \cdot G_{\text{вит}} \quad (3.12)$$

$$G_{c.b} = 1,2 \cdot 1,0 = 1,2 \text{ кг/с} .$$

13) Сумарний відпуск теплоти водогрійними котлами Q_K^B , МВт

$$Q_K^B = Q_{o.b} + Q_{г.в} \quad (3.13)$$

$$Q_K^B = 9,48 + 4,12 = 13,6 \text{ МВт} .$$

14) Необхідна кількість водогрійних котлів $N_{к.п}^B$

$$N_{к.п}^B = \frac{Q_K^B}{Q_K^{\text{ном}}} \quad (3.14)$$

де $Q_K^{\text{ном}}$ - номінальна теплопродуктивність одного водогрійного котла, МВт.

$Q_K^B = 13,6$ МВт - згідно технічного завдання та перерахунку втрат теплоти споживачів.

Існуюче обладнання, що залишається в експлуатації:

- Один водогрійний котел КВГ-6,5 (1982р.), номінальною теплопродуктивністю 6,5 МВт. Знаходиться в роботі по проекту.

- Один водогрійних котли ТВГ-8М (1969р.), номінальною теплопродуктивністю 8,0 МВт . Згідно технічного завдання виведений в резерв.

Тоді, вільне навантаження:

$$Q_K^{*} = 13,6 - 6,5 = 7,1 \text{ МВт} .$$

Беру для додаткового встановлення водогрійний котел фірми ICI Caldaie типу TNOX EN 9000 з номінальним навантаженням $Q_K^{\text{ном}} = 9,0$ МВт .

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В існуючий час, котельня буде працювати на двох котлах для покриття теплового навантаження 13,6 МВт, яке розподілене між проектним котлом ICI Caldaie типу TNOX EN 9000 – 8,4 МВт з урахуванням завантаження котла КВГ-6,5 на 80%. (див. табл. 3.1)

15) Завантаження проектного водогрійного котла, %

$$K_{зав}^B = \frac{Q_k^B}{N_{к.п}^B \cdot Q_k^{ном}} \cdot 100\%, \quad (3.15)$$

$$K_{зав}^e = \frac{8,4}{9,0} \cdot 100\% = 93,3\% .$$

Таблиця 3.1 - Завантаженість котлів котельні

Котел	Кількість, компл.	Номінальна потужність, МВт	Потужність робоча, МВт	Коефіцієнт завантаження, %
КВГ-6,5 (існуючий)	1	6,5	5,2	80
TNOX EN 9000 (проектний)	1	9,0	8,4	93,3

Результати розрахунків теплової схеми для інших режимів наведені в табл. 3.2.

3.4 Висновки з розділу 3

В результаті розрахунку теплової схеми котельні було визначено сумарну теплопродуктивність на котельню, що становить 14,96 МВт.

Визначена витрата води на підживлення теплової мережі та витрати сирови і хімічно підготовленої води.

Також визначені витрати води і її температури за всіма потоками теплової схеми котельні.

За сумарним тепловим навантаженням було вирішено встановлення одного нового водогрійного котла TNOX EN 9000 (проектний) з номінальною потужністю 9МВт, та один котел КВГ-6,5 (існуючий) з номінальною потужністю 6,5МВт залишити в експлуатації, інші котлоагрегати демонтувати або вивести в резерв.

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків теплової схеми для режимів I-II-III

Найменування величини	Позначення	Одиниця	Значення величини для режимів		
			I	II	III
Сумарний відпуск теплоти котельні на опалення	$Q_{o.v.}$	МВт	9,48	4,64	-
Сумарний відпуск теплоти котельні на ГВП	$Q_{г.в.}$	МВт	4,12	4,12	2,05
Коефіцієнт зниження витрати теплоти на опалення	$k_{o.v.}$	-	1	0,49	-
Температура мережної води на виході з котельні	t_1	°С	110	68,8	-
Температура поворотної мережної води після опалення	t_2	°С	70	49,2	-
Розрахункова витрата мережної води на опалення	$G_{o.v.}$	кг/с	56,6	56,6	-
Витрата води на ГВП для споживачів	$G_{г.в.}$	кг/с	24,6	24,6	9,8
Розрахункова витрата мережної води на виході з котельної	G_m	кг/с	56,6	56,6	-
Витрати води для підживлення на заповнення витікань у тепловій мережі	$G_{вит}$	кг/с	1,0	0,6	-
Витрата поворотної мережної води на вході до котельної	$G_{п.м.}$	кг/с	55,6	55,0	-
Витрата сирі води, що надходить на хімічну очистку	$G_{с.в.}$	кг/с	1,2	0,72	-
Сумарний потік теплоти, що відпускається водогрійними котлами	Q_k^B	МВт	13,6	8,76	2,05
Сумарна теплопродуктивність*	$\sum Q_k^B = 1,1 \cdot Q_k^B$	МВт	14,96	9,64	2,25

*Враховуючи втрати котельні через огорожуючі конструкції та втрати в теплових мережах беру додатков і витрати теплоти у розмірі 10% від загального теплового потоку.

4 ВИБІР ОСНОВНОГО ТА ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНОЇ

4.1 Вибір котлів

Згідно технічного завдання робочим проектом в існуючій котельній за адресою м. Івано-Франківськ, вул. Довга, 68а передбачається встановлення наступного теплогенеруючого обладнання:

- водогрійний газовий котел фірми "Ici Caldaie" тип TNOX EN 9000/12 (див. рис.3.2) потужністю 9000 кВт з автоматикою безпеки, автоматикою регулювання котлових параметрів та коефіцієнтом корисної дії не менше 92% оснащений автоматизованим газовим пальником в моноблоковому виконанні фірми «Weishaupt» тип WM-G50/2-A, ZM-NR(Low NOx).



Рис. 4.1 – Промисловий водогрійний котел на тип TNOX EN

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

Характеристика котла TNOX EN 9000/12 наведена в табл. 4.1

Таблиця 4.1 – Характеристика проектного котла TNOX EN 9000/12

Найменування величини	Позначення	Одиниця	Значення величини
Номінальні потужність	$Q_{ном}$	кВт	9000
Коефіцієнт корисної дії	η_k	%	93
Проектний тиск		бар	12
Аеродинамічний опір	ΔP_z	м ³	10,5
Гідравлічний опір	$\Delta P_{вк}$	кПа	150
Розрахункові витрати палива, (при теплоті спалювання газу $Q_{н,р}=36000$ кДж/м ³)	B_k	м ³ /год	1040,85
Температура відхідних газів	t_z	°С	201
Габаритні розміри	довжина	мм	8000
	ширина	мм	2941
	висота	мм	3346

Котел TNOX в порівнянні з іншими марками котлів даного виробника має низький рівень викидів NO_x, що задовольняє вимоги, які встановлені Європейськими стандартами, та забезпечує екологічну безпеку в районі роботи котельні. Це є важливий аспект проекту, тому що котельня працює в районі житлових будівель, де безпека та здоров'я людини є важливим завданням при підборі марки котла.

Також, котел має велику поверхню теплообміну, що забезпечує високий ККД при різних режимах роботи котельні. Новітнє обладнання оснащено системою автоматичного контролю та безпеки. Управління котлоагрегатом здійснюється на великій відстані з доступом через GPS.

4.2 Вибір насосів

В котельні встановлені наступні насоси:

- насос рециркуляції котла;
- насос мережної води;
- насос підживлювальної води;
- насос сирі води;
- циркуляційний насос гарячого водопостачання.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						34
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Всі встановлені насоси з електричним приводом.

Вибір насосів здійснюється за подачею та тиском.

Подача насосів визначається за розрахунком теплової схеми котельні, а тиск – за втратами опору в відповідних мережах.

4.2.1. Насос рециркуляції котла

Від зворотного трубопроводу мережі вода подається на проектний котел. Для підтримання температури в зворотному трубопроводі перед проектним котлом не нижче 60°C та циркуляції теплоносія при розігріві котла, проектом передбачається встановлення рециркуляційного насосу фірми «Wilo». Принципова схема встановлення насосу рециркуляції наведена на рис. 4.2.

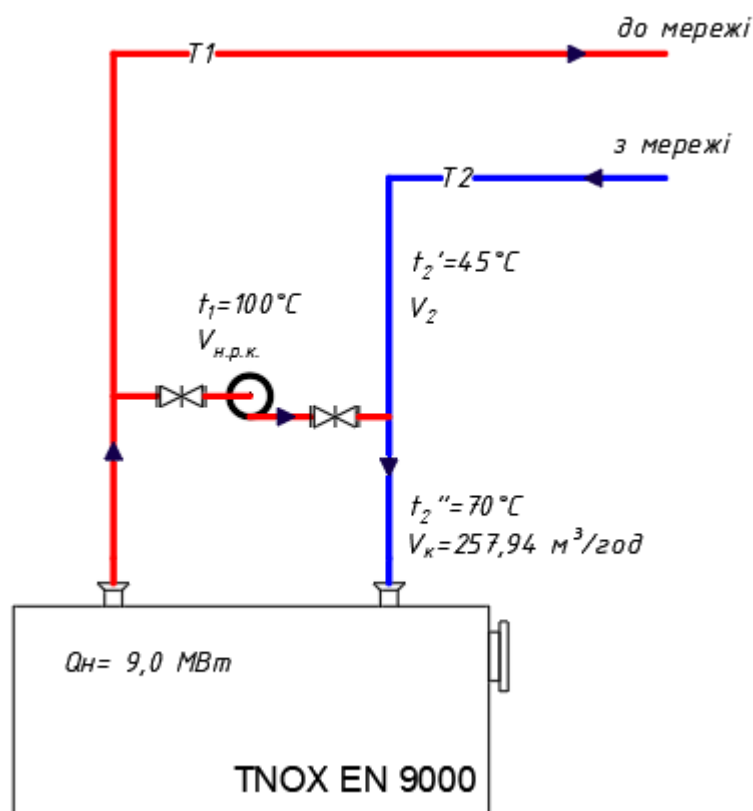


Рис. 4.2 – Принципова схема контуру насоса рециркуляції котла

1) Масова витрата води, що поступає на котел G_k , кг/с

$$G_k = \frac{Q_k \cdot 10^6}{c_w (t_1 - t_2)} \quad (4.1)$$

де Q_k - номінальна потужність котла, яка дорівнює 9,0 МВт (див. табл. 4.1);

c_w – теплоємність води, Дж/(кг·К). Беру 4187 Дж/(кг·К).

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

$$G_k = \frac{9 \cdot 10^6}{4187(100 - 70)} = 71,65 \text{ кг/с.}$$

2) Об'ємна витрата води, що поступає на котел V_k , м³/год

$$V_k = \frac{G_k \cdot 3600}{\rho_e} \quad (4.2)$$

де ρ_e - густина води кг/м³ (беру 1000 кг/м³).

Тоді

$$V_k = \frac{71,65 \cdot 3600}{1000} = 257,94 \text{ м}^3/\text{год}$$

3) Об'ємна витрата води, що поступає на насос рециркуляції $V_{н.р.к}$, м³/год

Записую енергобаланс для контуру рециркуляційного насосу (див. рис.4.2), маємо:

$$V_{н.р.к} \cdot t_1 + V_2' \cdot t_2' = V_k \cdot t_2 \quad (4.3)$$

де V_2' - об'ємна витрата зворотної мережевої води до вузла змішування, м³/год;

t_2' - температура зворотної води до вузла змішення, при запуску чи при зниженні температури зворотної води. Беру $t_2' = 45^{\circ}\text{C}$;

V_k - об'ємна витрата зворотної води, що надходить на котел, м³/год;

t_2 - мінімальна необхідна температура на вході в котел, $^{\circ}\text{C}$;

$$t_2 = 65^{\circ}\text{C}.$$

t_1 - робоча температура на виході з котла, $^{\circ}\text{C}$.

$$t_1 = 100^{\circ}\text{C}.$$

За формулою (4.3) знаходимо витрату води на рециркуляційний насос

$$V_{н.р.к} = \frac{V_k(t_2 - t_2')}{t_1 - t_2'} \quad (4.4)$$

Після підстановки значень в формулу (4.4) отримаємо

$$V_{н.р.к} = \frac{257,94 \cdot (65 - 45)}{100 - 45} = 93,8 \text{ м}^3/\text{год.}$$

4) Необхідний тиск насоса рециркуляції $\Delta P_{н.р.к}$, Па

Контур рециркуляційного насосу включає гідравлічний опір на запірній арматурі (дві засувки) та опір трубопровода

$$\Delta P_{н.р.к} = \Delta P_з + \Delta P_{тр} \quad (4.5)$$

Опір запірної арматури беру з паспортних даних: $\Delta P_з = 50\text{Па}$.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Опір ділянки трубопровода: $\Delta P_{тр} = 10 \text{ Па}$.

Тоді

$$\Delta P_{н.р.к} = 50 + 10 = 60 \text{ Па} .$$

За отриманими значеннями $\Delta P_{н.р.к}$ та $V_{н.р.к}$ обираю одноступінчатий відцентровий насос з сухим ротором лінійного типу Wilo CronoLine IL 100/170-3/4 з характеристиками:

- подача – $110 \text{ м}^3/\text{год}$;
- тиск – 60 Па ;
- ККД – $81,55\%$;
- потужність електродвигуна – $3,0 \text{ кВт}$.

Робочі параметри наведені на номограмі (див. рис. 4.3)

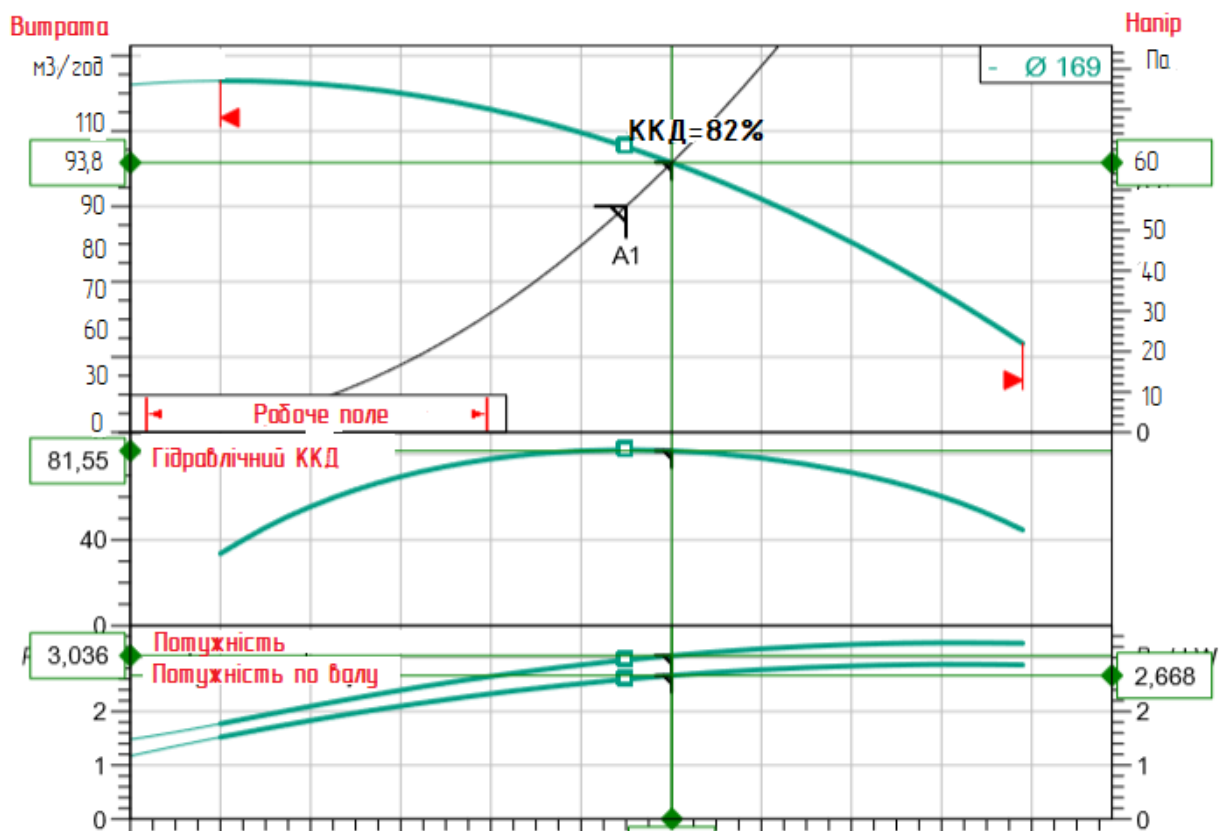


Рис. 4.3 – Робоче поле насоса рециркуляції Wilo CronoLine IL 100/170-3/4

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Загальний вигляд насоса рециркуляції наведений на рис. 4.5.



Рис. 4.5 – Загальний вигляд насоса рециркуляції Wilo CronoLine IL 100/170-3/4

4.2.2. Насос мережної води

Мережеві насоси призначені для забезпечення циркуляції води в теплових мережах, вибір їх здійснюють за подачею та тиском.

Схема контуру наведена на рисунку 3.6

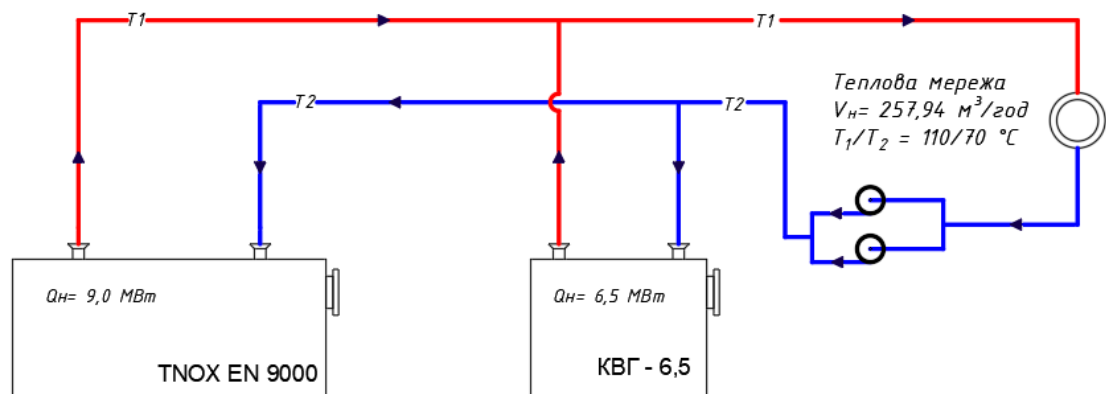


Рисунок 4.6 – Схема контуру мережної води системи опалення

Згідно зі схемою, яка наведена на рис. 4.6, поворотна вода від системи опалення житлових будинків надходить до колектора, звідки – у водогрійний котел. Після нагрівання води в котлі до необхідної температури вона спрямовується в подавальний колектор, звідки насосами подається на систему опалення будинків.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

1) Визначаю подачу насосів за витратою мережної води $V_{м.н}$, м³/год

$$V_{м.н} = V_k = 257,94 \text{ м}^3/\text{год}, \quad (4.6)$$

2) Тиск насосів мережної води H_m , МПа

$$H_m = 1,1 \cdot \Delta P_{мер} + \Delta P_{в.к} + \Delta P_{тр} \quad (4.7)$$

де $\Delta P_{мер}$ - гідравлічний опір теплової мережі, МПа;

$\Delta P_{в.к}$ - гідравлічний опір водогрійного котла, з таблиці 4.1 маємо $\Delta P_{в.к} = 0,15$ МПа ;

$\Delta P_{тр}$ - гідравлічний опір трубопроводів усередині котельні, МПа.

3) Гідравлічний опір мережі, МПа

$$\Delta P_i = Rl(1+\alpha)10^{-6} \quad (4.8)$$

де R – питомі втрати тиску на тертя, Па/м;

l – довжина теплової мережі у двотрубному виконанні, $l = 300$ м; α - коефіцієнт місцевих опорів, $\alpha = f(d_{ст})$.

Беру швидкість води $\omega_g = 1,5$ м/с .

З рівняння суцільності (нерозривності) визначаю внутрішній діаметр трубопроводу $d_{мер}$, м

$$d_{мер} = 1,13 \sqrt{\frac{G_{м.н}}{\rho_g \cdot \omega_g}}, \quad (4.9)$$

$$d_{мер} = 1,13 \sqrt{\frac{57,5}{1000 \cdot 1,5}} = 0,22 \text{ м.}$$

За довідковим даним беру внутрішній діаметр трубопроводу $d_{мер} = 250$ мм і за [2] визначаю коефіцієнт місцевого опору $\alpha = f(d_{мер}) = 0,3$.

Уточнюю швидкість руху води ω_g , м/с

$$\omega_g = \frac{4 \cdot G_{м.н}}{\rho_g \cdot \pi \cdot d_{мер}^2}, \quad (4.10)$$

$$\omega_g = \frac{4 \cdot 57,5}{1000 \cdot 3,14 \cdot 0,25^2} = 1,17 \text{ м/с}$$

Питомі втрати тиску на тертя R , Па/м

$$R = \lambda \cdot \frac{\rho_g \omega_g^2}{2} \cdot \frac{1}{d_{мер}}, \quad (4.11)$$

де λ - коефіцієнт опору тертя.

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_g}{d'} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (4.12)$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де k_e – еквівалентний коефіцієнт абсолютної шорсткості внутрішньої поверхні труби; відповідно до Правил Держтехнагляду усі трубопроводи промислових й опалювальних котелень можуть виготовлятися із сталених безшовних зварних труб, виконаних з вуглецевої сталі, для яких $k_e = 0,01$ см;

$d_{мер}$ - внутрішній діаметр трубопроводу, см;

Re – число Рейнольдса .

Визначаю число Рейнольдса

$$Re = \frac{d_{ен} \omega_e}{\nu}, \quad (4.13)$$

де ν - кінематична в'язкість, м²/с.

Кінематичну в'язкість визначаю за середньою температурою теплоносія, яка дорівнює 90 °С, тоді $\nu = f(t = 90^\circ\text{C}) = 0,126 \times 10^{-6}$ м²/с [2].

$$Re = \frac{0,25 \cdot 1,17}{0,126 \cdot 10^{-6}} = 2,32 \cdot 10^6 .$$

Визначаю коефіцієнт опору тертя λ

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{1}{250} + \frac{68}{2,32 \cdot 10^6} \right)^{0,25} = 0,028.$$

Питомі втрати тиску на тертя, Па/м

$$R = 0,028 \cdot \frac{1000 \cdot 1,17^2}{2} \cdot \frac{1}{0,25} = 76,65 \text{ Па/м.}$$

Опір мережі ΔP_m , кПа

$$\Delta P_m = 76,65 \cdot 300 \cdot (1 + 0,3) \cdot 10^{-3} = 29,9 \text{ кПа.}$$

Гідравлічний опір трубопроводів усередині котельні складає 5% від втрат тиску в мережі, тобто

$$\Delta P_{mp} = 0,05 \cdot \Delta P_m ; \quad (4.14)$$

$$\Delta P_{mp} = 0,05 \cdot 29,9 = 1,49 \text{ кПа}$$

Гідравлічний опір котла в цьому розрахунку участі не бере, тому що для циркуляції теплоносія крізь котел існує окремий насос, який підбиратиметься окремо.

$$H_{мер} = 1,1 \cdot 76,65 + 29,9 + 1,49 = 115,7 \text{ кПа.}$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За величинами $V_{м.н} = 257,94 \text{ м}^3/\text{год}$, та $H_{мер} = 0,115 \text{ МПа}$ вибираю три мережних насоса (2 – робочих, 1 - резервний, типу Wilo NL 80/250-45-2-12, з наступними характеристиками:

- подача – $130 \text{ м}^3/\text{год}$;
- тиск – $0,08 \text{ МПа}$;
- ККД – $72,87\%$;
- потужність електродвигуна – $45,0 \text{ кВт}$.

Робочі параметри наведені на номограмі (див. рис. 4.7)

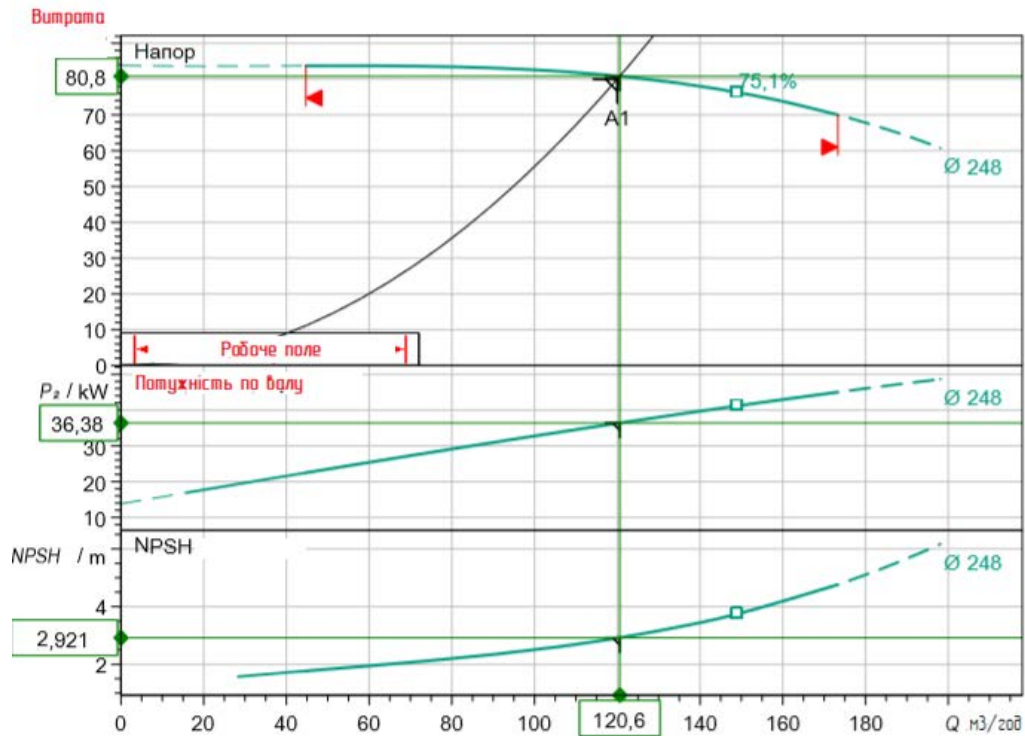


Рис. 4.7 – Робоче поле насоса рециркуляції Wilo NL 80/250-45-2-12

Загальний вигляд насоса рециркуляції наведений на рис. 4.8.

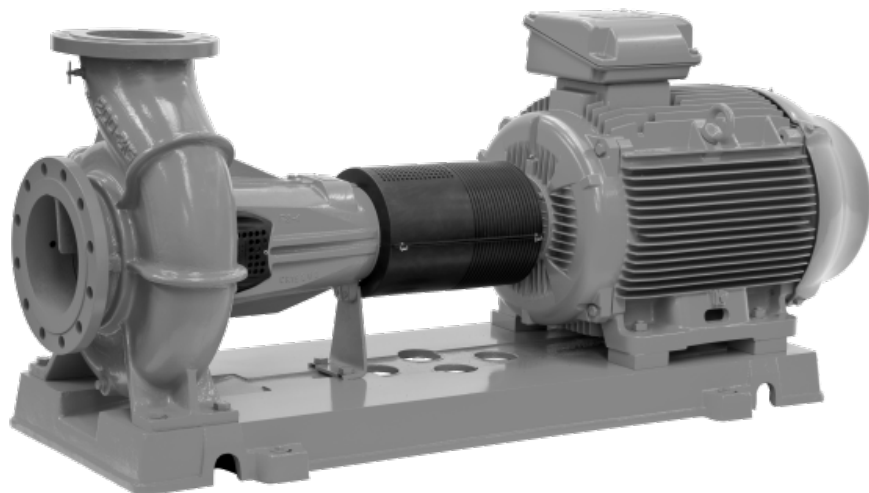


Рис. 4.8 – Загальний вигляд насоса рециркуляції Wilo NL 80/250-45-2-12

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ТП 81мп 18 004 ПЗ

Арк.

41

4.2.3 Вибір насосів підживлювальної води

Насоси для підживлення вводяться з метою заповнення витікання води в закритих системах тепlopостачання .

Схема контуру підживлювальної води наведена на рис. 4.9

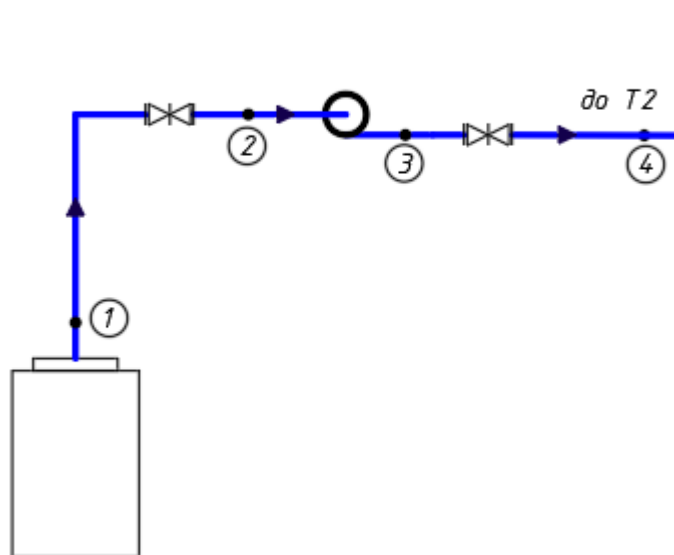


Рисунок 4.9 - Схема підживлювальних трубопроводів

1) Подача підживлювальних насосів $V_{підж}$, м³/Год

Подачу підживлювальних насосів визначають за масовою витратою води для підживлення, одержаною при розрахунку теплової схеми котельної

$$V_{підж} = \frac{2 \cdot G_{вит}}{\rho} \cdot 3600, \quad (4.15)$$

де $G_{вит} = G_{підж}$ – витрата води на підживлення, кг/с.

З розрахунку теплової схеми:

$$G_{вит} = 1,0 \text{ кг/с.}$$

Тоді,

$$V_{підж} = \frac{2 \cdot 1,0}{1000} \cdot 3600 = 7,2 \text{ м}^3/\text{Год.}$$

Далі розбиваємо тракт на ділянки 1-2 та 3-4.

Довжина ділянки 1-2 $l^{(1-2)} = 5$ м, ділянки 3-4 $l^{(3-4)} = 3$ м.

Приймаємо швидкість руху води на ділянці 1-2 $\omega_B^{(1-2)} = 1,0$ м/с, а на ділянці 3-4 $\omega_B^{(3-4)} = 2,5$ м/с.

Тоді, діаметри трубопроводів відповідно з рівняння суцільності (нерозривності):

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

$$d_{\text{вн}} = 1130 \cdot \sqrt{\frac{G_{\text{підж}}}{\rho_e \cdot \omega_e}} \quad (4.16)$$

- Діаметр трубопроводу на ділянці 1-2 [2]

$$d_{\text{вн}}^{(1-2)} = 1130 \sqrt{\frac{1,0}{1000 \cdot 1,0}} = 0,036 \text{ м.}$$

Приймаю як остаточне значення із стандартного типоряду:

$$d_{\text{вн}}^{1-2} = 40 \text{ мм.}$$

- Діаметр трубопроводу на ділянці 3-4 [2]

$$d_{\text{вн}}^{(3-4)} = 1130 \sqrt{\frac{1,0}{1000 \cdot 2,5}} = 0,023 \text{ м.}$$

Приймаю як остаточне значення із стандартного типоряду:

$$d_{\text{вн}}^{3-4} = 25 \text{ мм.}$$

2) Знаходимо дійсні швидкості руху води

- на ділянці 1-2

$$\omega_{\text{в}}^{1-2} = \frac{4 \cdot G_{\text{підж}}}{\rho \cdot \pi \cdot (d_{\text{вн}}^{1-2})^2}, \quad (4.17)$$

$$\omega_{\text{в}}^{1-2} = \frac{4 \cdot 1,0}{3,14 \cdot (0,040)^2 \cdot 1000} = 0,8 \text{ м/с.}$$

- на ділянці 3-4

$$\omega_{\text{в}}^{3-4} = \frac{4 \cdot G_{\text{підж}}}{\rho \cdot \pi \cdot (d_{\text{вн}}^{1-2})^2}, \quad (4.18)$$

$$\omega_{\text{в}}^{3-4} = \frac{4 \cdot 1,0}{3,14 \cdot (0,025)^2 \cdot 1000} = 2,0 \text{ м/с.}$$

3) Число Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{d_{\text{вн}} \omega_{\text{в}}}{\nu} \quad (4.19)$$

де ν - Кінематична в'язкість, $\nu = f(t = 70^\circ\text{C}) = 0,422 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

- на ділянці 1-2

$$\text{Re}^{1-2} = \frac{0,01 \cdot 0,8}{0,422 \cdot 10^{-6}} = 18957.$$

- на ділянці 3-4

$$\text{Re}^{3-4} = \frac{0,01 \cdot 2,0}{0,422 \cdot 10^{-6}} = 47393.$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

4) Коефіцієнт гідравлічного тертя

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_e}{d'} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (4.20)$$

де k_e – еквівалентний коефіцієнт абсолютної шорсткості внутрішньої поверхні труби; відповідно до Правил Держтехнагляду усі трубопроводи промислових й опалювальних котелень можуть виготовлятися із сталених безшовних зварних труб, виконаних з вуглецевої сталі, для яких $k_e=0,01$ см;

d' - внутрішній діаметр трубопроводу, см.

- на ділянці 1-2

$$\lambda^{1-2} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{40} + \frac{68}{18957} \right)^{0,25} = 0,031.$$

- на ділянці 3-4

$$\lambda^{3-4} = 0,11 \cdot \left(\frac{0,1}{25} + \frac{68}{47393} \right)^{0,25} = 0,03.$$

5) Питомі витрати тиску на тертя

$$R = \lambda \cdot \frac{\rho_e \omega_e^2}{2} \cdot \frac{1}{d'},$$

- на ділянці 1-2

$$R = 0,031 \cdot \frac{1000 \cdot 0,8^2}{2} \cdot \frac{1}{0,04} = 248 \text{ Па/м.}$$

- на ділянці 3-4

$$R = 0,03 \cdot \frac{1000 \cdot 2,0^2}{2} \cdot \frac{1}{0,025} = 2400 \text{ Па/м.}$$

6) Втрата тиску в місцевих опорах, Па

$$P_{\text{м.о}} = \sum \xi \cdot \frac{\rho_{\text{вод}} \omega_{\text{в}}^2}{2}, \quad (4.21)$$

де ξ - коефіцієнт місцевого опору;

На ділянці 1-2 є такі місцеві опори:

- поворот – $\xi_{\text{пов.}}=1,0$,
- вентиль – $\xi_{\text{вент.}}=1,0$,
- раптове звуження $\xi_{\text{звуж.}}=0,5$;

На ділянці 3-4 присутні є місцеві опори:

- вентиль,
- раптове розширення $\xi_{\text{розш.}}=1,0$.

- на ділянці 1-2

$$P_{\text{м.о}}^{(1-2)} = (1,0 + 1,0 + 0,5) \cdot \frac{1000 \cdot 0,8^2}{2} = 800 \text{ Па.}$$

- на ділянці 3-4

$$P_{\text{м.о}}^{(3-4)} = (1,0 + 1,0) \cdot \frac{1000 \cdot 2,0^2}{2} = 4000 \text{ Па.}$$

Втрати тиску по тракту підживлювальної води ΔP_T , МПа

$$\Delta P_T = \sum (R \cdot l + P_{\text{ом}}) \cdot 10^{-6}, \quad (4.22)$$

- на ділянці 1-2

$$\Delta P_{T1} = (248 \cdot 5 + 800) \cdot 10^{-3} = 2,04 \text{ кПа};$$

- на ділянці 3-4

$$\Delta P_{T2} = (2400 \cdot 2 + 4000) \cdot 10^{-3} = 8,8 \text{ кПа}.$$

7) Гідравлічний опір трубопроводу та арматури лінії

$$\Delta P_{\text{мп}} = \Delta P_{\text{м1}} + \Delta P_{\text{м2}} \quad (4.23)$$

$$P_{\text{мп}} = 2,04 + 8,8 = 10,84 \text{ кПа.}$$

8) Тиск підживлювальних насосів $H_{\text{н.в.}}$, кПа

Тиск підживлювальних насосів вибирається залежно від гідравлічних опорів трубопроводів та тиску в зворотній магістралі $\Delta P_{\text{нос}} = 3,5 \text{ кПа}$.

$$H_{\text{н.в.}} = \Delta P_{\text{нос}} + \Delta P_{\text{мп}}, \quad (4.24)$$

$$H_{\text{н.в.}} = 10,84 + 3,5 = 14,34 \text{ кПа}.$$

За подачею та тиском вибираю два підживлювальних насоса (один – робочий, один – резервний), типу Wilo-MHI1604N-1/E/3-400-50-2, з наступними характеристиками:

- подача – 8 м³/год;
- тиск – 20 кПа;
- ККД – 63%;
- потужність електродвигуна – 1,9 кВт.

Робочі параметри наведені на номограмі (див. рис. 4.10)

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

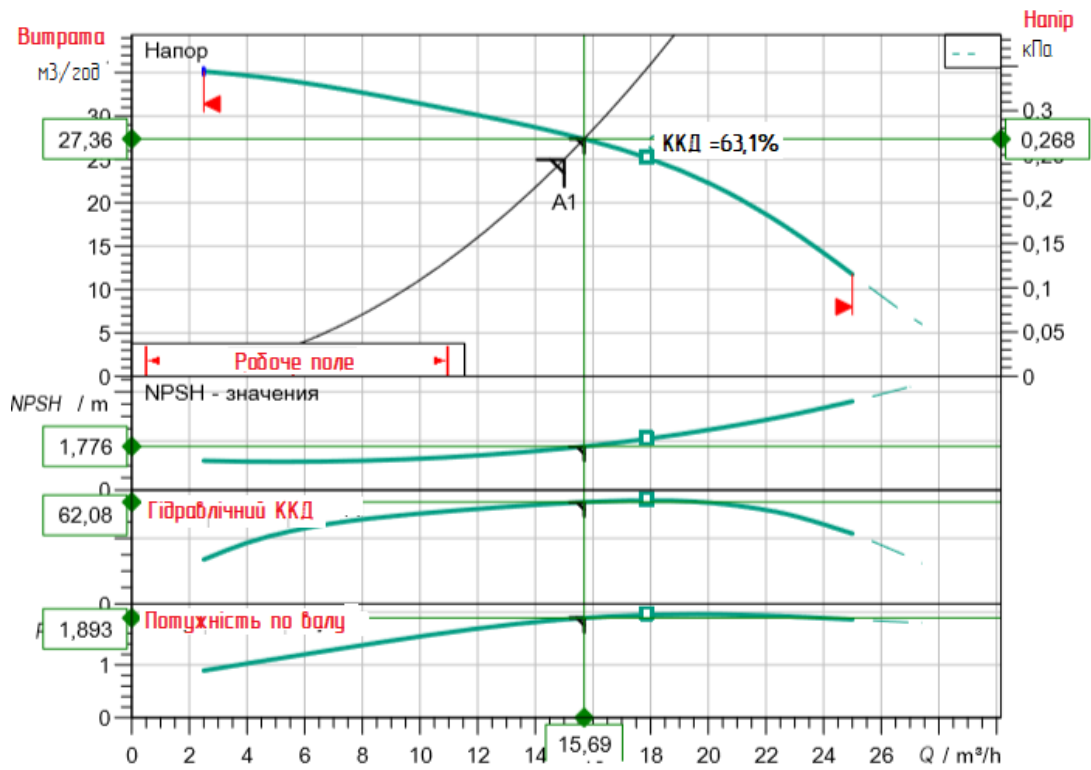


Рис. 4.10 – Робоче поле насоса рециркуляції Wilo-MHI1604N-1/E/3-400-50-2

Загальний вигляд насоса рециркуляції наведений на рис. 4.11.



Рис. 4.11 – Загальний вигляд насоса рециркуляції Wilo-MHI1604N-1/E/3-400-50-2

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ТП 81мп 18 004 ПЗ

Арк.

46

4.3 Розрахунок та вибір водонагрівальної установки гарячого водопостачання

Приготування води на гаряче водопостачання житлового комплексу здійснюється усередині котельні. Сира вода, що надходить до котельні з температурою $t'_{c.в.} = 5^{\circ}\text{C}$, поступає на водо нагрівники, які приєднані за двохступеневою змішаною схемою (див. рис. 3.12), в яких за рахунок нагрівальної води підігрівається до температури $t''_{c.в.} = 55^{\circ}\text{C}$ та використовується в подальшому для потреб гарячого водопостачання.

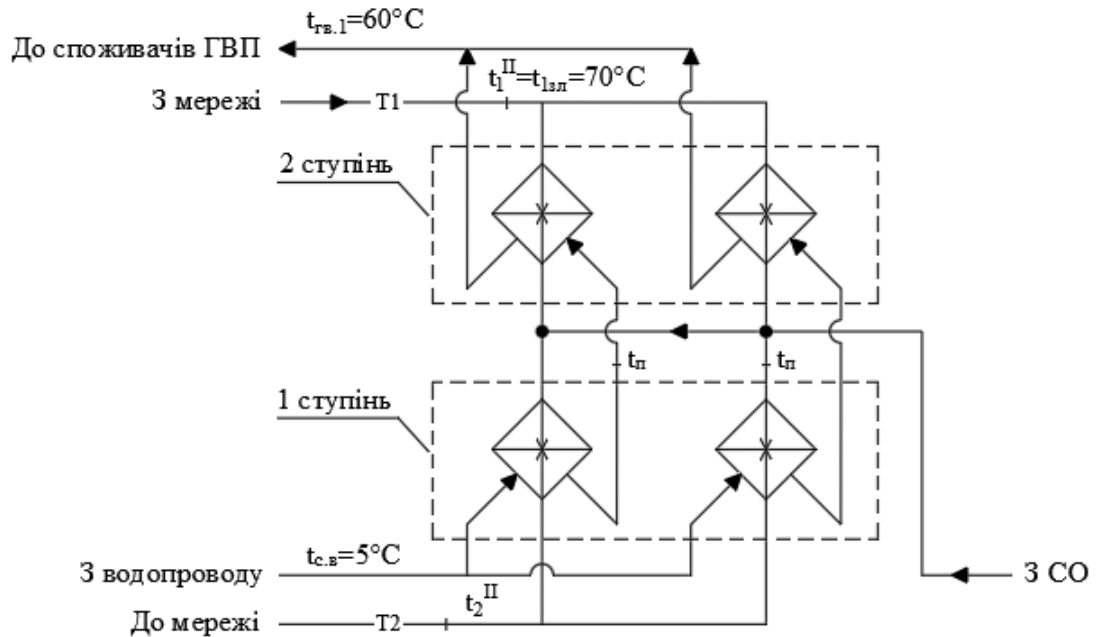


Рисунок 3.12 – Розрахункова схема приєднання водонагрівників ГВП

1) Вихідні дані до розрахунку

- Необхідне теплове навантаження на ГВП - $Q_{ГВП} = 4,12$ МВт (див. розрахунок теплової схеми котельні).

Сира вода, що надходить в ТО:

- температура на вході в теплообмінник $t'_{c.в.} = 5^{\circ}\text{C}$;
- температура на виході з теплообмінника $t''_{c.в.} = 60^{\circ}\text{C}$;
- питома теплоємність $c_b = 4187$ КДж/(кг·К).

2) Необхідне теплове навантаження, розрахункове Q_o^p , МВт

Водонагрівники підключені за двохпотоковою схемою, тому розрахункова витрата на опалення для одного потоку розраховую, як:

$$Q_o^p = \frac{Q_{ГВП}}{2} \quad (4.25)$$

$$Q_o^p = \frac{4,12}{2} = 2,06 \text{ МВт}.$$

3) Витрата нагрівальної води $G_{н.в}$, кг/с

Витра нагрівальної води через водонагрівники I та II ступення розраховується, як

$$G_{н.в} = \frac{Q_o^p}{c_{н.в} \cdot (t_{н.в}^I - t_{н.в}^{II})}, \quad (4.26)$$

$$G_{н.в} = \frac{2,06 \cdot 10^6}{4187 \cdot (110 - 70)} = 12,3 \text{ кг/с}.$$

3) Витрата води на ГВП для споживачів (сира вода) $G_{с.в}$, кг/с

Обидва ступеня водонагрівальної установки розраховують на проходження максимальної погодинної витрати води на ГВП $G_{с.в}$, кг/с, за умови її нагрівання до $t_{с.в.}^{II} = 60$ °С у другому ступені установки

$$G_{с.в} = \frac{Q_o^p \cdot 10^6}{c_{с.в} \cdot (t_{с.в.}^{II} - t_{с.в.}^I)}; \quad (4.27)$$

$$G_{с.в} = \frac{2,06 \cdot 10^6}{4187 \cdot (60 - 5)} = 8,95 \text{ кг/с}.$$

Причому, у водонагрівнику I-го ступеня сира вода з витратою $G_{с.в}$, нагрівається до температури, яка на 5°С нижча від температури $t_{2\text{зл}}^{\text{об}}$, тобто

$$t_{\text{п}} = t_{2\text{зл}}^{\text{об}} - 5 \quad (4.28)$$

де $t_{2\text{зл}}^{\text{об}}$ - температура води в поворотному трубопроводі після системи опалення в точці зламу температурного графіка теплової мережі, °С.

Розраховується, за формулою:

$$t_{2\text{зл}} = t_{1\text{зл}} - (110 - 70) K_{\text{об}} \quad (4.29)$$

де $K_{\text{об}} = 0,354$ - поправковий коефіцієнт, що не залежить від населеного пункту.

$t_{1\text{зл}}$ - температура води в подавальному трубопроводі мережевої води, °С.

$$t_{1\text{зл}} = 20 + 62,5 K_{\text{об}}^{0,8} + 27,5 K_{\text{об}} \quad (4.30)$$

$$t_{1\text{зл}} = 20 + 62,5 \cdot 0,354^{0,8} + 27,5 \cdot 0,354 = 70^{\circ} \text{С}$$

Тоді, підставивши значення в формулу (4.29), отримаємо:

$$t_{2\text{зл}} = 70 - 80 \cdot 0,354 = 41,7^{\circ} \text{С}.$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Далі, за формулою (4.28) визначаємо:

$$t_{II} = 41,7 - 5 = 36,7^{\circ}\text{C}.$$

4) Розрахункова теплотужність водонагрівників I і II-го ступенів, МВт

$$Q_{Г.В}^I = G_{с.В} c_B (t_{II} - t_{х.з.}) \cdot 10^{-6} \quad (4.31)$$

$$Q_{Г.В}^{II} = G_{с.В} c_B (60 - t_{II}) \cdot 10^{-6} \quad (4.32)$$

$$Q_{Г.В}^I = 8,95 \cdot 4187 (36,7 - 5) \cdot 10^{-6} = 1,19 \text{ МВт};$$

$$Q_{Г.В}^{II} = 8,95 \cdot 4187 (60 - 36,7) \cdot 10^{-6} = 0,87 \text{ МВт}.$$

5) Температура нагрівальної води на виході з водонагрівача 2 ступеня (t_2^{II}) – на вході в водонагрівач 1 ступеня (t_1^I), °С

$$t_2^{II} = t_1^I = t_{13л} - \frac{Q_{Г.В}^{II}}{c_B G_{с.В}} \quad (4.33)$$

$$t_2^{II} = t_1^I = 70 - \frac{0,87 \cdot 10^6}{4187 \cdot 8,95} = 46,8^{\circ}\text{C}.$$

6) Температур нагрівальної води після водонагрівача 1 ступеня t_2^I , °С.

$$t_2^I = t_1^I - \frac{Q_{Г.В}^I}{c_B G_{с.В}} \quad (4.34)$$

$$t_2^I = 46,8 - \frac{1,19 \cdot 10^6}{4187 \cdot 8,95} = 15^{\circ}\text{C}.$$

7) Середні температурні напори першого ($\overline{\Delta t}_I$) та другого ($\overline{\Delta t}_{II}$) ступенів водонагрівальної установки

Графіки зміни температур теплоносіїв зображено на рис.4.13

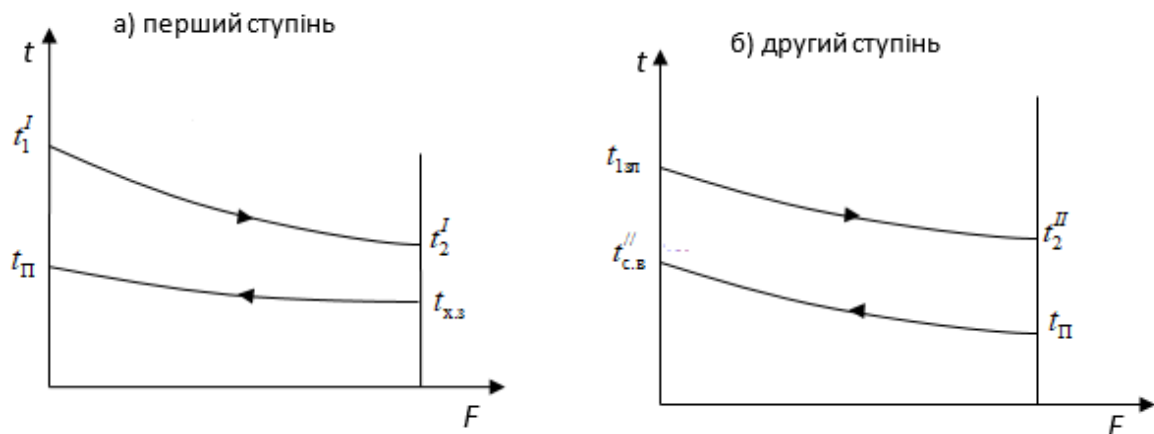


Рис. 4.13 – Графіки зміни температури теплоносіїв у водонагрівниках

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

$$\overline{\Delta t}_i = \frac{\Delta t_{\text{Gi}} - \Delta t_{\text{Mi}}}{\ln \frac{\Delta t_{\text{Gi}}}{\Delta t_{\text{Mi}}}} \quad (4.35)$$

I-ша ступінь:

$$\Delta t_{\text{G}}^I = t_2^I - t_{\text{x.3}} = 15 - 5 = 10^0 \text{C};$$

$$\Delta t_{\text{M}}^I = t_1^I - t_{\text{II}} = 46,8 - 36,7 = 10,1^0 \text{C};$$

$$\overline{\Delta t}_I = \frac{10,1 - 10}{\ln \frac{10,1}{10}} = 10,05^0 \text{C}.$$

II-га ступінь:

$$\Delta t_{\text{G}}^{II} = t_2^{II} - t_{\text{II}} = 46,8 - 36,7 = 10,1^0 \text{C};$$

$$\Delta t_{\text{M}}^{II} = t_{\text{I.3I}} - t_{\text{Г.В}} = 70 - 60 = 10^0 \text{C};$$

$$\overline{\Delta t}_{II} = \frac{10,1 - 10}{\ln \frac{10,1}{10}} = 10,05^0 \text{C}.$$

Спрямовуємо нагрівальну воду масовою витратою $G_{\text{Г.мах}}$ у міжтрубний простір, а ту, що нагрівається, масовою витратою $G_{\text{н.мах}}$, - в трубний. Беремо двопотокове встановлення водонагрівачів у кожному ступені.

8) Орієнтовний живий переріз трубного простору $f_{\text{тр}}^{\text{op}}$, м²

(при рекомендованій швидкості води $\omega_{\text{тр}} = 1,5$ м/с і взятій густині води $\rho = 1000$ кг/м³)

$$f_{\text{тр}}^{\text{op}} = \frac{G_{\text{н.мах}}}{2\rho\omega_{\text{тр}}^{\text{op}}} \quad (4.36)$$

$$f_{\text{тр}}^{\text{op}} = \frac{12,3}{2 \cdot 1000 \cdot 1,5} = 0,0041 \text{м}^2$$

За табл. 2.9 , беру секцію водо-водяного підігрівника із блоком опорних перетинок з характеристиками:

- живий переріз трубок - $f_{\text{тр}} = 0,00570$ м² ;
- зовнішній діаметр корпуса - $D_3 = 168$ мм;
- кількість трубок $n = 37$ шт;

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- живий переріз міжтрубного простору $f_{\text{мтр}} = 0,0122 \text{ м}^2$;
- еквівалентний діаметр міжтрубного простору $d_{\text{екв}} = 19 \text{ мм}$;
- площа поверхні нагріву при довжині 4 м – $f_{\text{с4}} = 6,98 \text{ м}^2$.

9) Дійсні швидкості води в трубному та міжтрубному просторі відповідно

Нагрівальна вода: $\omega_{\text{тр}} = \frac{8,95}{2 \cdot 1000 \cdot 0,0057} = 0,79 \text{ м/с}$;

Сира вода: $\omega_{\text{мтр}} = \frac{12,3}{2 \cdot 1000 \cdot 0,0057} = 1,08 \text{ м/с}$.

Розрахунки 1 ступеня

10) Середні температури нагрівальної ($\bar{t}_r^I, ^\circ\text{C}$) води і води, що нагрівається ($\bar{t}_h^I, ^\circ\text{C}$)

$$\bar{t}_r^I = \frac{t_1^I + t_2^I}{2} \quad (4.37)$$

$$\bar{t}_h^I = \frac{t_{\text{х.з}} + t_{\text{п}}}{2} \quad (4.38)$$

$$\bar{t}_r^I = \frac{46,8 + 15}{2} = 30,9^\circ\text{C}; \quad \bar{t}_h^I = \frac{5 + 36,7}{2} = 20,8^\circ\text{C}.$$

11) Коефіцієнт тепловіддачі від нагрівальної води до зовнішньої поверхні стінок

трубок $\alpha_r^I, \frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}$

$$\alpha_r^I = \left[1407 + 20,93 \bar{t}_r^I - 0,044 (\bar{t}_r^I)^2 \right] \frac{\omega_{\text{мтр}}^{0,8}}{d_{\text{екв}}^{0,2}} \quad (4.39)$$

$$\alpha_r^I = \left[1407 + 20,93 \cdot 30,9 - 0,044 (30,9)^2 \right] \frac{0,79^{0,8}}{0,019^{0,2}} = 3680,6 \frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}.$$

12) Коефіцієнт тепловіддачі від внутрішньої поверхні стінок трубок до води, що

нагрівається $\alpha_h^I, \frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}$

$$\alpha_h^I = \left[1407 + 20,93 \bar{t}_h^I - 0,044 (\bar{t}_h^I)^2 \right] \frac{\omega_{\text{тр}}^{0,8}}{d_{\text{вн}}^{0,2}} \quad (4.40)$$

$$\alpha_h^I = \left[1407 + 20,93 \cdot 20,8 - 0,044 (20,8)^2 \right] \frac{1,08^{0,8}}{0,014^{0,2}} = 4553,8 \frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}.$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

13) Коефіцієнт теплопередачі в водонагрівачі 1 ступеня нехтуючи термічним опором теплопровідності стінок трубок K_I , Вт/(м²·К)

$$K_I = \frac{1,2\varphi}{\frac{1}{\alpha'_r} + \frac{1}{\alpha'_n}} \quad (4.41)$$

$$K_I = \frac{1,2 \cdot 0,9}{\frac{1}{3680,6} + \frac{1}{4553,8}} = 2198,3 \frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}$$

14) Необхідна поверхня нагріву одного потоку водонагрівача 1 ступеня F_I , м²

$$F_I = \frac{Q'_{г.в}}{2K_I \Delta t_I} \quad (4.42)$$

$$F_I = \frac{1,19 \cdot 10^6}{2 \cdot 2198,3 \cdot 10,05} = 26,93 \text{ м}^2$$

15) Необхідну кількість секцій одного потоку z'_1

$$z'_1 = \frac{F_I}{f_{ci}} \quad (4.43)$$

$$z'_1 = 26,93 / 6,98 = 4 \text{ секції.}$$

16) Загальну кількість секцій водонагрівача 1 ступеня z_I

$$z_I = 2 \cdot 4 = 8 \text{ секцій.}$$

17) Втрати тиску у водонагрівачі 1

- при проходженні води, що нагрівається, в трубках $\Delta P'_H$, кПа

$$\Delta P'_H = 7,5 \omega_{\text{тр.р}}^2 z'_1 ; \quad (4.44)$$

$$\Delta P'_H = 7,5 \cdot 1,08^2 \cdot 4 = 35 \text{ кПа.}$$

- при проходженні нагрівальної води в міжтрубному просторі $\Delta P'_{\text{гр}}$, кПа

$$\Delta P'_{\text{гр}} = C \omega_{\text{мтр}}^2 z'_1, \quad (4.45)$$

$$\Delta P'_{\text{гр}} = 25 \cdot 0,79^2 \cdot 4 = 62,4 \text{ кПа}$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунки 2 ступеня

18) Середні температури нагрівальної ($\overline{t_r^{II}}$, °C) води і води, що нагрівається ($\overline{t_n^{II}}$, °C) за формулами (4.37) та (4.38)

$$\overline{t_r^{II}} = \frac{70 + 46,8}{2} = 58,4^{\circ}\text{C}; \quad \overline{t_n^{II}} = \frac{36,7 + 60}{2} = 48,3^{\circ}\text{C}.$$

19) Коефіцієнт тепловіддачі від нагрівальної води до зовнішньої поверхні стінок трубок α_r^{II} , $\frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}$, за формулою (4.39)

$$\alpha_r^{II} = \left[1407 + 20,93 \cdot 58,4 - 0,044(58,4)^2 \right] \frac{0,79^{0,8}}{0,019^{0,2}} = 4536,0 \frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}.$$

20) Коефіцієнт тепловіддачі від внутрішньої поверхні стінок трубок до води, що нагрівається α_n^{II} , $\frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}$, за формулою (4.40)

$$\alpha_n^{II} = \left[1407 + 20,93 \cdot 48,3 - 0,044(48,3)^2 \right] \frac{1,08^{0,8}}{0,014^{0,2}} = 5782,5 \frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}.$$

21) Коефіцієнт теплопередачі в водонагрівачі 2 ступеня нехтуючи термічним опором теплопровідності стінок трубок K_I , $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ за формулою (4.41)

$$K_I = \frac{1,2 \cdot 0,9}{\frac{1}{4536,0} + \frac{1}{5782,5}} = 2745,3 \frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 \cdot \text{К})}.$$

22) Необхідна поверхня нагріву одного потоку водонагрівача 2 ступеня F_{II} , м^2 за формулою (4.42)

$$F_{II} = \frac{0,87 \cdot 10^6}{2 \cdot 2745,3 \cdot 10,05} = 15,77 \text{ м}^2.$$

23) Необхідну кількість секцій одного потоку z_1^{II} за формулою (4.43)

$$z_1^{II} = 15,77 / 6,98 = 3 \text{ секції}.$$

24) Загальну кількість секцій водонагрівача 2 ступеня z_I

$$z_I = 2 \cdot 3 = 6 \text{ секцій}.$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

25) Втрати тиску у водонагрівачі 2 ступеня

- при проходженні води, що нагрівається, в трубках $\Delta P_{\text{н}}^{\text{II}}$, кПа за формулою (4.44)

$$\Delta P_{\text{н}}^{\text{I}} = 7,5 \cdot 1,08^2 \cdot 3 = 26,2 \text{кПа} .$$

- при проходженні нагрівальної води в міжтрубному просторі $\Delta P_{\text{гр}}^{\text{II}}$, кПа за формулою (4.44)

$$\Delta P_{\text{гр}}^{\text{I}} = 25 \cdot 0,79^2 \cdot 3 = 46,8 \text{кПа}$$

26) Сумарні втрати тиску у водонагрівальній установці:

- при проходженні води, що нагрівається, в трубках $\Delta P_{\text{н}}$, кПа

$$\Delta P_{\text{н}} = \Delta P_{\text{н}}^{\text{I}} + \Delta P_{\text{н}}^{\text{II}} ; \quad (4.46)$$

$$\Delta P_{\text{н}} = 35 + 26,2 = 61,2 \text{кПа}$$

- при проходженні нагрівальної води в міжтрубному просторі

$$\Delta P_{\text{гр}} = \Delta P_{\text{гр}}^{\text{I}} + \Delta P_{\text{гр}}^{\text{II}} . \quad (4.47)$$

$$\Delta P_{\text{гр}} = 62,4 + 46,8 = 109 \text{кПа} .$$

В результаті даного розрахунку підібраний водо-водяний підігрівник із блоком опорних перетинок з параметрами, які зведені в таблиці 4.3.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

Таблиця 4.3 – Характеристики теплообмінника системи ГВП

Найменування величини	Одиниця	Значення величини
I ступінь		
1 Коефіцієнт теплопередачі	Вт/(м ² ·°C)	2198,3
2 Загальна поверхня теплообміну	м ²	26,93
3 Втрата тиску з мережної сторони	кПа	35
4 Втрата тиску із сторони води, яка нагрівається	кПа	62,4
5 Кількість секцій	шт	8
II ступінь		
1 Коефіцієнт теплопередачі	Вт/(м ² ·°C)	2745,3
2 Загальна поверхня теплообміну	м ²	15,77
3 Втрата тиску з мережної сторони	кПа	26,2
4 Втрата тиску із сторони води, яка нагрівається	кПа	46,8
5 Кількість секцій	шт	6

4.4 Висновки з розділу 4

В даному розділі був обраний один проектний водогрійні газові котел фірми "Isi Caldaie" тип TNOX EN 9000/12 потужністю 9000кВт з автоматикою безпеки, автоматикою регулювання котлових параметрів та коефіцієнтом корисної дії не менше 92% оснащений автоматизованим газовим пальником в моноблоковому виконанні фірми «Weishaupt» тип WM-G50/2-A, ZM-NR(Low NOx)

Були підібрані три мережевих насоса (2 – робочих, 1 – резервний) , типу Wilo NL 80/250-45-2-12, ; два підживлювальних насоса (один – робочий, один – резервний), типу Wilo-MHI1604N-1/E/3-400-50-2

В результаті тепловго розрахунку підібраний водо-водяний підігрівник для ГВП із блоком опорних перетинок з параметрами, які зведені в таблиці 4.3.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						55
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

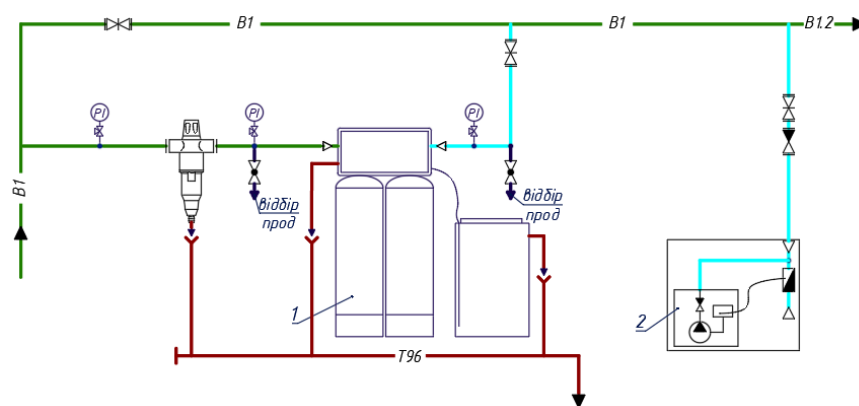
5 ВОДОПІДГОТОВКА КОТЕЛЬНІ

5.1 Опис схеми водопідготовки

Вода очищується методом іонного обміну через фільтр, який завантажений іонами. При Na -катіонуванні в відповідності до концентраційних констант обміну відбувається обмін іонів Mg^{2+} і Ca^{2+} , що знаходяться у воді, на катіони Na^+ , що знаходяться в катіоніті. Таким чином, при Na -катіонуванні знижується один з основних технологічних показників – жорсткість.

Зазвичай Na -катіонітні фільтри застосовують лише для зниження жорсткості оброблюваної води. Якщо спочатку весь катіоніт знаходився в Na -формі, то на протязі часу роботи фільтру катіони жорсткості у фільтраті будуть відсутні. Поява їх у фільтраті буде викликана наближенням концентраційного фронту катіонів жорсткості до нижніх шарів катіоніту. Зазвичай стадія роботи Na -катіонітного фільтру закінчується досягши заданої концентрації іонів жорсткості у фільтраті.

В цьому випадку, якщо на початку стадії роботи завантаження Na -катіонного фільтру частково містило катіони жорсткості, в процесі роботи фільтру катіони, що виділяються з верхніх шарів, регенеруватимуть нижні шари катіоніту і наведуть до збагачення фільтрату катіонами кальцію і магнію. Цей процес протікатиме до тих пір, поки згідно теорії динаміки іонного обміну в нерівномірних умовах кількість катіонів жорсткості не відповідатиме концентрації іонів, що виділяються з верхніх шарів катіоніту. Саме тому в цьому випадку початкові порції фільтрату міститимуть деяку кількість катіонів жорсткості, яка потім буде зменшуватись, виходячи за межі аналітичного визначення. Концентрація катіонів жорсткості у фільтраті почне зростати тоді, коли концентраційний фронт іонів жорсткості наблизиться до нижніх шарів іоніту.



B1 – сира вода з водопроводу; B1.2 – хімічищена вода.

1 – установка зм'якшування води; 2 – дозуюча установка.

Рисунок 5.1 – Принципова схема водопідготовки

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Під час тривалої експлуатації іоніти з малою осмотичною міцністю подрібнюються. Ці частки, потрапляючи в проміжки між зернами завантаження, що фільтрує, викликають зменшення пористості шару і збільшення його гідравлічного опору. Тому після завершення стадії роботи проводять розпушування шару, що фільтрує, в результаті якого відбувається перебудова з щільного в більш рихлий і одночасно віддаляються подрібнені частки. При розпушуванні зерна іоніту виносяться потоком води до верху та проходячи деяку відстань, падають до низу. В результаті цього зерна, що раніше знаходяться у верхніх шарах, потрапляють в нижні. Таким чином, в розпушеному шарі іоніту зерна, що знаходяться в різних іонних формах, більш менш розподілені по висоті шару іоніту.

Для відновлення здатності відпрацьованого іоніту до обміну, проводять регенерацію. При Na - катіонуванні для регенерації застосовують розчин хлористого натрію. Регенерацію виконують шляхом пропуску регенераційного розчину через шар відпрацьованого і розпушеного іоніту. Розрізняють прямоточну і протиточну регенерацію. Прямоточною регенерацією називають такий процес регенерації, при якому регенераційний розчин пропускають через шар іоніту у напрямі подачі на фільтр оброблюваної води. Протиточною регенерацією називається такий процес регенерації, при якому пропуск регенераційного розчину через шар іоніту здійснюють в напрямі зворотному пропуску оброблюваної води. На практиці водопідготовка прагне якнайповніше відновити іоніти. Одним з найбільш простих способів досягнення цього є безперервне пропускання регенераційного розчину через шар іоніту.

Стадія регенерації завжди займає менший інтервал часу в порівнянні із стадією роботи, і чим більше різниця в часі проведенні цих стадій, тим краще з технологічної точки зору організований процес очищення. Малий час процесу регенерації досягається завдяки вживанню порівняно великих концентрацій регенераційних розчинів.

По закінченню регенерації проводять відмивання іонітів. В процесі відмивання з іонітів віддаляються як продукти регенерації, так і регенеруючі агенти. Зазвичай процес відмивання іонітів починається безпосередньо після пропуску регенеруючого розчину, коли частина останнього ще залишається у фільтрі. Такий режим відмивання приводить не лише до збільшення кількості відмивочної води, але і до істотного ускладнення опису процесу відмивання, тому слід проводити цей процес таким чином. Після пропуску регенераційного розчину його залишки повністю віддаляються через нижню дренажну систему. Фільтр знизу заповнюється відмивочною водою до верхнього рівня матеріалу, що фільтрує. Потім відмивочна вода подається зверху і утворює звичайну водяну подушку.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

Після закінчення цієї операції починається пропуск відмивочної води з швидкістю, приблизно рівній швидкості пропускання регенераційного розчину.

5.2 Вихідні дані до розрахунку

- 1) Продуктивність водопідготовки $G_{\text{хво}} = 1,0$ кг/с (з розрахунку теплової схеми);
- 2) Залишкова жорсткість води після фільтрів 0,01 мг-екв/л;
- 3) Аналіз вихідної води приведений в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 – Аналіз вихідної води

Найменування	Позначення	Одиниця	Величина
Жорсткість загальна	J_0	мг-екв/л	5,85
Сухий залишок	$S_{\text{д.в.}}$	мг/л	371
Жорсткість карбонатна	$J_{\text{к}}$	мг-екв/л	3,0
Лужність загальна	Щ_0	мг-екв/л	10,73
Катіони заліза	$H_{\text{Fe}^{3+}}$	мг/л	0,25
Катіони кальцію	H_{Ca}	мг-екв/л	3,46
Катіони магнію	H_{Mg}	мг-екв/л	2,3
Аніони хлориди	Cl	мг/л	16,1

5.3 Вибір схеми приготування води

Вибір схеми приготування води провожу за такими основними показниками:

- сухий залишок хімоочищеної води;
- відносна лужність хімоочищеної води;
- якісний і кількісний аналіз вод, які скидаються від водопідготовки;

- 1) Сухий залишок хімоочищеної води, мг/л;

$$S_x = S_{\text{в.в.}} + 2,96 \cdot J_{\text{Ca}} + 10,84 \cdot J_{\text{Mg}}, \quad (5.1)$$

де $S_{\text{в.в.}}$ – сухий залишок вихідної води;

$$S_{\text{в.в.}} = M - \frac{HCO_3}{2}, \quad (5.2)$$

де M – мінеральний залишок;

$$M = Fe + Mn + SO_4 + HCO_3, \quad (5.3)$$

$$M = 0,3 + 0,1 + 50 + 3 \cdot 61,02 = 233,46 \text{ мг/л},$$

$$S_{\text{в.в.}} = 233,46 - \frac{3 \cdot 61,02}{2} = 141,93 \text{ мг/л};$$

$$S_x = 141,93 + 2,96 \cdot 0,3 + 10,84 \cdot 5,85 = 144,2 \text{ мг/л}.$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

2) Відносна лужність хімічно очищеної води %;

$$\text{Щ}_{\text{ВДН}}^x = \frac{40 \cdot \text{Щ}_x \cdot 100}{S_x}, \quad (5.4)$$

де $\text{Щ}_{\text{ВДН}}$ – лужність хімічно очищеної води, дорівнює початковій при обробці за схемою, Na – катіонування, мг-екв/л;

Згідно табл. 5.1 беру лужність $\text{Щ}_x = \text{Щ}_{\text{ЗАГ}} = 3,0$ мг-екв/л, тоді

$$\text{Щ}_{\text{ВДН}}^x = \frac{40 \cdot 3,0 \cdot 100}{144,2} = 83,2 \text{ \%} .$$

3) Якісний і кількісний склад вод, які скидають від водопідготовки.

Умовно приймаю, що якісний і кількісний склад вод, що скидається від водопідготовки, не перевищує гранично допустимих концентрацій для приймача стічних вод. Згідно всім показникам підходить схема Na – катіонування.

5.4 Розрахунок і вибір устаткування

1) Вибір Na – катіонітних фільтрів;

Для скорочення кількості встановлюваного устаткування і його уніфікації приймаю однотипні конструкції фільтрів.

Для даної котельної встановлюється один фільтр; другий фільтр використовується в період регенерації першого і одночасно є резервним.

Приймаю до установки фільтри: $d = 350$ мм, $h = 1700$ мм.

2) Кількість солей твердості, які видаляються на Na – катіонітних фільтрах за добу, г-екв/добу;

$$A = 24 \cdot \text{Ж}_3 \cdot Q_{Na}, \quad (5.5)$$

де Ж_3 – загальна твердість води, яка поступає на, Na – катіонітний фільтр. На Na – катіонітні фільтри зазвичай поступає вода з твердістю фільтрату до 0,1 мг-екв/кг [6] ;

$$A = 24 \cdot 0,1 \cdot 1,8 = 4,32 \text{ г-екв/добу} .$$

3) Кількість регенерацій фільтру на добу, рег/добу;

$$n = \frac{A}{F_{Na} \cdot h \cdot E_{pNa} \cdot a}, \quad (5.6)$$

де F_{Na} – площа фільтрування Na – катіонітного фільтру; для фільтрів, які випускаються заводами, приймаю по [6] $F_{Na} = 0,096$;

h – висота шару катіоніту; $h = 1,5$ м [6];

E_{pNa} – робоча змінна здатність катіоніту при Na – катіонуванні, приймаю $E_{pNa} = 290$ г-екв/м³;

a – кількість працюючих фільтрів; $a = 1$;

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$n = \frac{4,32}{0,096 \cdot 1,5 \cdot 290 \cdot 1} = 0,103 \text{ рег/добу} \cdot$$

3) Міжрегенерацийний період роботи фільтру, год;

$$T = \frac{24 \cdot a}{n} - t_{PEF} \quad (5.7)$$

де $t_{рег}$ – час регенерації Na – катіонітного фільтру, приймаю рівним $t_{рег} = 2$ години;

$$T = \frac{24 \cdot 1}{0,103} - 2 = 231 \text{ год}.$$

Регенерація фільтрів повинна проводитися приблизно два рази на місяць.

4) Швидкість фільтрування, м/год нормальна:

$$W = \frac{Q_{Na}}{F_{Na} \cdot a}, \quad (5.8)$$

$$W = \frac{1,8}{0,096 \cdot 1} = 18,75 \text{ м/год}.$$

5) Витрата 100 % солі на одну регенерацію Na – катіонітного фільтру, кг/рег;

$$Q_C^P = \frac{E_{PEF} \cdot F_{Na} \cdot h \cdot q_C}{1000}, \quad (5.9)$$

де q_C – питома витрата солі на регенерацію фільтрів, г/г-екв; приймаю $q_C = 300$ г/г-екв;

$$Q_C^P = \frac{290 \cdot 0,096 \cdot 1,5 \cdot 300}{1000} = 12,53 \text{ кг/рег}.$$

6) Об'єм 26 % насиченого розчину солі на одну регенерацію;

$$Q_P = \frac{Q_C^P \cdot 100}{\rho_C \cdot 26}, \quad (5.10)$$

де $\rho_{сл}$ – щільність насиченого розчину солі при $t = 20^\circ\text{C}$, приймаю 1200 [6]; 26 % вміст солі ($NaCl$) в насиченому розчині при $t = 20^\circ\text{C}$;

$$Q_P = \frac{12,53 \cdot 100}{1200 \cdot 26} = 0,04 \text{ м}^3.$$

7) Витрата технічної солі на добу, кг/добу;

$$Q_C^{CVT} = \frac{Q_C^P \cdot n \cdot a \cdot 100}{C_C}, \quad (5.11)$$

де C_C – вміст $NaCl$ в технічній солі %, приймаю $C_C = 96,5$ %;

$$Q_C^{CVT} = \frac{12,53 \cdot 0,103 \cdot 1 \cdot 100}{96,5} = 1,34 \text{ кг/добу}.$$

8) Витрата технічної солі на регенерацію фільтрів на місяць, кг;

$$Q_C^M = Q_C^{CVT} \cdot 30, \quad (5.12)$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_C^M = 1,34 \cdot 30 = 40,2 \text{ кг}.$$

9) Витрата води на регенерацію – катіонітного фільтру;

9.1) Витрата води на промивання фільтру, який розпушується;

$$Q_{B3P} = \frac{i \cdot F_{Na} \cdot 60 \cdot t_{B3P}}{1000} \quad (5.13)$$

де i – інтенсивність промивання фільтрів, який розпушують, л /с · м²; приймаю по [6]
 $i = 4$ л /с · м²,

t_{B3P} – тривалість промивання, що спускає, хв; приймаю по [6] $t_{B3P} = 15$ хв.;

$$Q_{B3P} = \frac{4 \cdot 0,096 \cdot 60 \cdot 15}{1000} = 0,35 \text{ м}^3.$$

9.2) Витрата води на приготування регенераційного розчину солі;

$$Q_{PEГ} = \frac{Q_C^P \cdot 100}{1000 \cdot b \cdot \rho_{P.P}}, \quad (5.14)$$

де b – концентрація регенераційного розчину солі %; приймаю по [6] $b = 8$ % ;

$\rho_{P.P}$ – щільність регенераційного розчину; приймаю по [6] $\rho_{P.P} = 1,056$;

$$Q_{PEГ} = \frac{12,53 \cdot 100}{1000 \cdot 8 \cdot 1,056} = 0,15 \text{ м}^3$$

9.3) Витрата води на відмивання катіоніту від продуктів регенерації

$$Q_{BIDM} = q_{BIDM} \cdot F_{Na} \cdot h \quad (5.15)$$

де q_{BIDM} – питома витрата води на відмивання катіоніту від продуктів регенерації, для сульфовугілля приймаю $4 \text{ м}^3 / \text{м}^3$;

$$Q_{BIDM} = 4 \cdot 0,096 \cdot 1,5 = 0,58 \text{ м}^3.$$

9.4) Витрата води на одну регенерацію Na - катіонітного фільтру з урахуванням використання відмивочних вод для розпушування, м³/рег;

$$Q_{C.H} = Q_{B3P} + Q_{PEГ} + (Q_{BIDM} - Q_{B3P}), \quad (5.16)$$

$$Q_{C.H} = 0,35 + 0,15 + (0,58 - 0,35) = 0,73 \text{ м}^3/\text{рег}.$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.5 Хімічна деаерація

Деаерація води – це вилучення із води агресивних газів (O_2 і CO_2), що зумовлюють процес корозії металів. Хімічна деаерація дешевше і простіше за вакуумну деаерацію і останнім часом широко застосовується для підготовки живильної води для водогрійних котлів і підживильної води для теплових мереж. При хімічному знекисненню води сульфат натрію дозують у воду, де він вступає в хімічну реакцію з розчиненим у воді киснем.



За отриманою в результаті розрахунку теплової схеми котельні витратою деаерованої води, яка складає $G_{хво} = 1,0$ кг/с або $3,6$ м³/год за каталогом обираю установку типу EXADOS® EGS 20 R 1½" з характеристиками[7].



Рисунок 5.2 – Загальний вигляд дозуючої станції

Основні характеристики дозуючої станції наведені в таблиці 5.2.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

Таблиця 5.2 – Характеристики дозуючої станції

Параметр	Одиниця	Значення
Потужність	м ³ /год	3,6-7,2
Робочий тиск	МПа	0,2
Тиск при гідравлічному випробуванні	МПа	0,9
Температура вихідної води	°C	5-40
Об'єм фільтруючого матеріалу	м ³	0,5
Норма довантаження, фільтруючого матеріалу, в рік	%	5
Електрична потужність	Вт	370
Габаритні розміри:		
Висота	мм	1945
Довжина	мм	1705
Ширина	мм	715

5.6 Висновки з розділу 5

Розглянуті питання хімічної водоочистки та влаштування приготування води для підживлення системи в котельні. Згідно обраної схеми сира вода з заданими параметрами поступає на систему хімоводоочистки. За схемою виконані розрахунки та вибір основного обладнання, а саме:

- два Na-катионітних фільтри з параметрами $d = 350$ мм, $h = 1700$ мм;
- установку помякшення води з дозуючою станцією EXADOS® EGS 20 R 1½" з характеристиками, які наведені в таблиці 5.2

Основне обладнання хімічної підготовки води в котельні обрано згідно сучасних тенденцій, що дозволяє використовувати установку без підігріву сирової води, забезпечення високого ступеня очистки, та забезпечення надійної роботи котельні протягом всього періоду експлуатації, фільтри оснащені самоочисними пристроями, установка деарації працює в автоматичному режимі. Також, обладнання дуже компактне, а вся система займає дуже мало простору в котельні.

6 ГАЗОПОСТАЧАННЯ КОТЕЛЬНІ

Газопостачання – це система пристроїв завдяки яким здійснюється подача тиску заданого параметру, система безпеки та регулювання.

На вводі газу в котельню передбачено встановити електромагнітний запірний клапан для відсічки газу при спрацюванні системи контролю загазованості.

Газопостачання котлів здійснюється після ГРУ, від газопроводу середнього тиску ($P_p=0,03$ МПа), від існуючого внутрішнього газопроводу $D_{у250}$.

Проектом передбачається заміна регулятора тиску газу в ГРУ.

Газопостачання передбачається природним газом з нижчою теплотворною здатністю 8050 ккал/м³ і густиною $0,70$ кг/м³, газ одарований.

На газопроводах котла встановлюється необхідна запірна арматура, відсічна та регулююча арматура, яка забезпечує безпеку спалювання газу.

Для технологічного обліку витрати газу проектним котлом передбачено встановлення лічильника.

Вся арматура, яка встановлена на газопроводах, повинна бути виконана по 1-му класу герметичності.

6.1 Опис схеми газопостачання

В котельні газ подається в загальному потоці по газопроводу Г1. Газообладнання котельні запроектовано з урахуванням роботи котлів на газі низького тиску з автоматикою безпеки та регулювання. Постачання газом котелень передбачається від газових мереж середнього тиску $P \leq 3$ кгс / см². Для зниження тиску газу від вхідного $P \leq 3$ кгс / см² до вихідного $0,025$ кгс / см² в котельні передбачена газорегуляторна установка.

Водогрійний котел TNOX EN 9000 обладнується одним газовим пальником з комплектом частотного та кисневого регулювання Weishaupt тип WM-G50/2-A, ZM-NR(Low NOx), розрахованими для роботи на природному газі низького тиску ($0,018-0,025$ кгс / см²). Розпал котла здійснюється за допомогою електрозапальник типу Е3. Продувка газопроводу проводиться через кран і продувну лінію в атмосферу.

Регулятор тиску РДУК 100 застосовується в системах газопостачання промислових, сільськогосподарських і комунально-побутових об'єктів для приведення тиску природного газу до потрібного значення. РДУК 100 здійснює автоматичну підтримку заданого тиску на виході.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						64
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основне призначення ГРУ - зниження тиску газу до заданого і підтримки його в контрольній точці постійним (в заданих межах) не залежно від зміни вхідного тиску і витрати газу. Крім того в ГРУ здійснюється: очищення газу від механічних домішок, контроль вхідного і вихідного тисків, вимірювання витрати газу. ГРУ повинно забезпечувати повне припинення подачі газу до котлів в разі виходу за допустимі рамки вихідного тиску газу. ГРУ центральної котельні розташоване в будівлі котельні.

Вентиляція в місці установки ГРУ повинна забезпечувати не менше 3-х кратного повітрообміну протягом години. Освітлення ГРУ виконано у вибухонебезпечному виконанні. У зимовий час в місці установки ГРУ необхідно підтримувати температуру повітря не нижче + 5°C.

У газорегуляторних установках розміщується наступне обладнання:

1) регулятор тиску, автоматично знижує тиск газу і підтримує його в контрольованій точці на заданому рівні;

2) запобіжний запірний клапан, автоматично припиняє подачу газу при підвищенні або зниженні його тиску понад заданих меж (встановлюється перед регулятором по ходу газу);

3) запобіжний скидний пристрій, скидає надлишки газу з газопроводу за регулятором в атмосферу, щоб тиск газу в контрольованій точці не перевищило заданого. Підключається до вихідного газопроводу, а при наявності витратоміра (лічильника) - за ним (перед скидних встановлюється запірний пристрій);

4) фільтр для очищення газу від механічних домішок. Встановлюється перед запобіжним запірним клапаном;

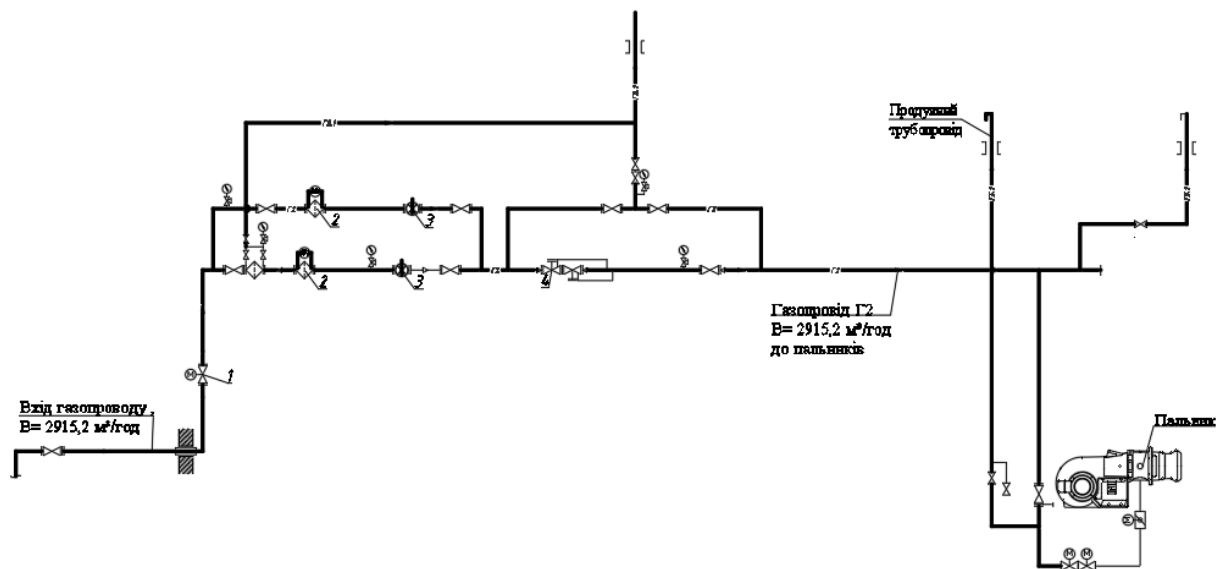
5) обвідний газопровід (байпас) з послідовно розташованими двома запірними пристроями (по байпасу проводиться подача газу під час ревізії та ремонту обладнання лінії редукування, його діаметр приймається не менше ніж діаметр сідел клапана регулятора).

Скидні і продувні трубопроводи використовують для скидання в атмосферу газу від скидного пристрою і при продувці газопроводів і обладнання. Продувні трубопроводи розміщують:

- на вхідному газопроводі після першого пристрою, що вимикає;
- на байпасе між двома запірними пристроями;
- на ділянці газопроводу з устаткуванням, що вимикається для оглядів і ремонту.

Схема газопостачання показана на рис.6.1.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						65
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



1 – клапан електромагнітний газовий ; 2 – фільтр; 3 – лічильник газу роторний, 4 - регулятор тиску;

Рисунок 6.1 – Схема газопроводів котельні

6.2 Визначення максимальної і річної витрати палива у котельні

6.2.1 Максимальна річна витрата теплоти, МДж/рік

$$Q_{річ} = B_{к} \cdot N_{з} \cdot 24 \cdot 3600 \cdot n_{o} + B_{к} \cdot N_{л} \cdot 24 \cdot 3600 \cdot (365 - n_{o}) \quad (6.1)$$

де $N_{з}$ - кількість котлів, що працюють в зимових режимах, шт.;

$N_{л}$ - кількість котлів, що працюють в літньому режимі;

$B_{к}$ - витрата природного газу на котел, м³/год .

З таблиці 4.1 - $B_{к} = 1040,85 \text{ м}^3/\text{год}$

Тоді, підставивши значення в формулу (6.1), отримаємо:

$$Q_{річ} = 1040,85 \cdot 176 + 1040,85 \cdot (365 - 176) = 3,28 \cdot 10^{10} \text{ МДж/рік}$$

6.2.2 Річна максимальна витрата природного газу в котельній

$$B_{річ} = Q_{річ} \eta_{реж} \quad (6.2)$$

де $Q_{річ}$ – максимальна річна витрата теплоти (при 100% завантаження котла);

$\eta_{реж}$ – режимний коефіцієнт котельної, що враховує роботу котла не при номінальному навантаженні, приймаю $\eta = 0,92$;

$$B_{річ} = \frac{3,28 \cdot 10^{10}}{35,037 \cdot 0,92} = 1,02 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{рік}$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

6.3 Вибір лічильника для комерційного вузла обліку газу

Комерційний облік газу здійснюється в ГРУ котельні, існуючими лічильниками. В котельні передбачається окремий облік газу для максимально-зимового періоду та для літнього періоду.

Максимальна витрата визначається при одночасній роботі трьох котельних агрегатів.

Діапазон витрат природного газу на вводі газопроводу Г2 в котельню складає: 825...2915,2 нм³/год при стандартних умовах.

Перевірка пропускної здатності лічильника, м³/год, виконується за формулою

$$q_{\max \text{ з.л. (min з.л.)}} = \frac{q_{\max \text{ з.о.с. (min з.о.с.)}} \cdot T_{\max(\min)} \cdot 0,101325 \cdot Z}{P_{\min(\max)} \cdot 293,15}, \quad (6.3)$$

де: $q_{\max \text{ з.л. (min з.л.)}}$ – максимальна (мінімальна) пропускна спроможність лічильника за робочих умов згідно паспорту заводу-виробника, м³/год;

$q_{\text{ном з.л.}}$ – номінальна пропускна спроможність лічильника за робочих умов згідно паспорту заводу-виробника, м³/год;

$q_{\max \text{ з.о.с. (min з.о.с.)}}$ – максимальна (мінімальна) можлива витрата всього ГСО, яка приведена до робочих умов, м³/год;

$q_{\max \text{ з.о.с. (min з.о.с.)}}$ – максимальна (мінімальна) можлива витрата всього ГСО, яка приведена до стандартних умов, м³/год;

$P_{\min(\max)}$ – мінімальний (максимальний) абсолютний тиск газу в МПа;

$T_{\max(\min)}$ – максимальна (мінімальна) абсолютна температура газу, К;

Z – коефіцієнт стисливості газу згідно NX19 мод./GERG 91 мод.

1) Розрахунковий діапазон ВОГ для зимового періоду буде такий:

$$q_{\max \text{ з.о.}} = \frac{2915,2 \cdot (273,15 + 20) \cdot 0,101325 \cdot 0,99538}{(0,09 + 0,101325) \cdot 293,15} = 1942,95 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$q_{\min \text{ з.о.}} = \frac{826,5 \cdot (273,15 + (-25)) \cdot 0,101325 \cdot 0,97614}{(0,16 + 0,101325) \cdot 293,15} = 186,3 \text{ м}^3/\text{год};$$

Лічильник об'єму газу G1600 ЛГ-К-200-1/30-1,0-1-Ех турбінного типу забезпечує вимірювання витрати природного газу в зимовий період при витраті:

1942,95 нм³/год < 2500 нм³/год;

186,3 нм³/год > 80 нм³/год.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

2) Розрахунковий діапазон ВОГ для літнього періоду буде такий:

$$q_{\max z.o.} = \frac{211 \cdot (273,15 + 40) \cdot 0,101325 \cdot 0,99538}{(0,05 + 0,101325) \cdot 293,15} = 150,22 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$q_{\min z.o.} = \frac{165,3 \cdot (273,15 + 20) \cdot 0,101325 \cdot 0,97614}{(0,05 + 0,101325) \cdot 293,15} = 108,04 \text{ м}^3/\text{Год};$$

Лічильник об'єму газу ТЕМП G100 роторного типу забезпечує вимірювання витрати природного газу в зимовий період при витраті:

$$150,22 \text{ м}^3/\text{Год} < 160 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$108,04 \text{ м}^3/\text{Год} > 1 \text{ м}^3/\text{Год}.$$

Висновок: Реконструкція котельні з заміною існуючого котла ТВГ-8м, ст. №3 на новий проектний котел TNOX EN 9000, потужністю 9,0 МВт не впливає на роботу існуючого вузла обліку. Лічильник обліку газу в зимовий та літній період заміни не потребує.

6.4 Вибір лічильника газу для агрегатного вузла обліку

Робочий надлишковий тиск природного газу складає: $P_{\max}=0,04$ МПа, $P_{\min}=0,015$ МПа.

Діапазон вимірювання об'єму газу на проектний котел складає: 202,4...1033,7 м³/год при стандартних умовах.

Розрахунковий діапазон буде такий:

$$q_{\max z.o.} = \frac{1033,7 \cdot (273,15 + 40) \cdot 0,101325 \cdot 0,99538}{(0,015 + 0,101325) \cdot 293,15} = 957,4 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$q_{\min z.o.} = \frac{202,4 \cdot (273,15 + (-25)) \cdot 0,101325 \cdot 0,97614}{(0,04 + 0,101325) \cdot 293,15} = 119,9 \text{ м}^3/\text{Год};$$

Лічильник об'єму газу G650 ЛГ-К-150-1/30-1,0-1-Ех турбінного типу забезпечує вимірювання витрати природного газу в зимовий період при витраті:

$$957,4 \text{ м}^3/\text{Год} < 1000 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$119,9 \text{ м}^3/\text{Год} > 32 \text{ м}^3/\text{Год}.$$

Для технологічного обліку газу передбачений агрегатний лічильник газу типу G650 ЛГ-К-150-1/30-1,0-1-Ех виробництва заводу ПАТ «Промприлад» м. Івано-Франківськ. Допустимі значення витрати газу та температури для лічильника складають: $Q_{\max} = 1000,0$ м³/год, $Q_{\min} = 32$ м³/год, $T_{\max} = +60$ °С, $T_{\min} = -30$ °С, клас точності -1,0.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

6.5 Висновки з розділу 6

В даному розділі розглянуто питання проведення газопостачання котельні з врахування встановлення нового проектного котла в схему з заміною двох існуючих котлів. Таким чином, витрата палива на котельню у зв'язку з економічністю та високим ККД нового обладнання. Враховуючи нове значення витрати палива, на котельню в даному розділі виконується розрахунок та перевірка існуючої схеми газопостачання на роботу з новим обладнанням та перерахунок витратомірних пристроїв – лічильників:

- для комерційного вузла обліку газу;
- для агрегатного вузла обліку.

Згідно розрахунку, діапазон роботи лічильників забезпечує повне регулювання витрати палива на котельню та не потребує заміни, тобто реконструкція котельні з заміною існуючого котла ТВГ-8м, ст. №3 на новий проектний котел TNOX EN 9000, потужністю 9,0 МВт не впливає на роботу існуючого вузла обліку. Лічильник обліку газу в зимовий та літній період заміни не потребує.

Для технологічного обліку газу передбачений агрегатний лічильник газу типу G650 ЛГ-К-150-1/30-1,0-1-Ех виробництва заводу ПАТ «Промприлад» м. Івано-Франківськ. Допустимі значення витрати газу та температури для лічильника складають: $Q_{\max} = 1000,0$ м³/год, $Q_{\min} = 32$ м³/год, $T_{\max} = +60$ °С, $T_{\min} = -30$ °С, клас точності -1,0.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

7 ВИЗНАЧЕННЯ ВИСОТИ ДИМОВОЇ ТРУБИ

7.1 Загальні відомості

Димова труба розрахована для влаштування у III вітровому районі по класифікації ДБН В.1.2-2:2006., з середньою А температурою зовнішнього повітря найбільш холодної п'ятиденки -20°C і районі сейсмічністю до 6 балів.

Призначення димової труби котельної полягає в створенні природної тяги, відведення й ефективного розсіювання в атмосферу газоподібних продуктів згорання палива до меж, які допускаються санітарними нормами. Розрахунок розсіювання в атмосферу шкідливих речовин виконується для найбільш несприятливих метеорологічних умов, які залежать від швидкості вітру і температури зовнішнього повітря [1].

Висота димової труби залежить від опору газового тракту котла, від виходу газів з котла і опору самої димової труби з врахуванням її самотяги. Всі три котли мають одну загальну димову трубу.

Висота димової труби повинна забезпечити подолання опору газового тракту після котла і самої димової труби.

Димова труба з кріпленням на фермі є один або кілька стовбурів труб, які закріплені між собою несучої ферменної конструкції (ферми). Як правило така конструкція складається з металевих газоотвідведних стовбурів з теплоізоляцією, несучої конструкції (ферми), на якій вони закріплені, вузла підключення газоходів, і анкерної кошика, яка встановлюється в фундамент. У перетині ця ферма є прямокутником або трикутником, а в підставі має стійки-опори. Стовбури труб можуть розташовуватися як всередині ферми, так і зовні.

Стандартна комплектація фермової димової труби включає в себе:

- фундамент;
- газоходи;
- ферму;
- шумоглушник;
- анкерний кошик;
- нижню секцію;
- верхню секцію.

Схема улаштування газовідведення в котельні зображено на рисунку 7.1

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

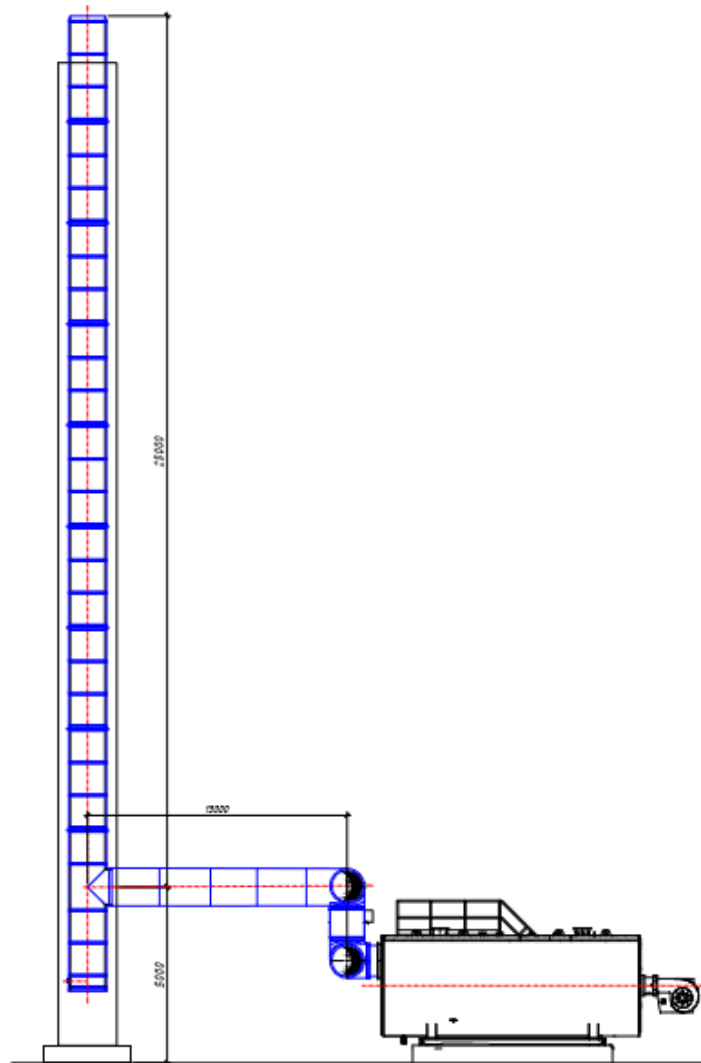


Рис. 7.1 – Підключення димової труби до котла

Причому, підключення здійснено таким чином, що по проекту згідно нормативів передбачається виконання відведення димових газів за схемою показаною на рисунку 7.1, причому параметри ділянок димових труб:

- вертикальна ділянка (димова труба):
- внутрішній діаметр двошарових металевих труб з ізоляцією - $D_T = 1,0\text{м}$;
- довжина прямолінійної ділянки (висота труби) - $H = 30\text{м}$.
- горизонтальна ділянка (підвід до димової труби):
- внутрішній діаметр двошарових металевих труб з ізоляцією - $D_T = 0,9\text{м}$;
- довжина прямолінійної ділянки (відстань від котла до димової труби) - $L = 13\text{м}$.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						71
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7.2 Аеродинамічний розрахунок димової труби

Система відведення димових газів від котла здійснюється за рахунок дутевого вентелятора вмонтованого в пальник котла, тобто немає необхідності використання додаткових тяго дутевих пристроїв. Тому, розрахунок відведення димових газів зосереджений на аеродинамічному розрахунку димової труби власне для проектного котла та перевірки самотяги.

1) Вхідні дані для розрахунку

Необхідні параметри для аеродинамічного розрахунку димової труби зведені до таблиці 7.1

Таблиця 7.1 – Вхідні дані до розрахунку димової труби.

Найменування показника	Позначення	Одиниця	Значення показника
1 Загальна потужність котельної	Q_k	МВт	9
2 Розрахункова температура зовнішнього повітря	t_z	$^{\circ}\text{C}$	-20
3 Температура димових газів тах (паспорт котла)	t_r	$^{\circ}\text{C}$	90
4 Температура повітря, що оточує димохід	t_n	$^{\circ}\text{C}$	-20
5 Коэф.теплопередачі стінок димоходу	$K_{ст}$	кВт/м ² · $^{\circ}\text{C}$	2,9
6 Висота труби	H	м	30
7 Відмітка входу горизонтального газоходу	H_r	м	5
8 Довжина горизонтальної ділянки	L	м	13
9 Швидкість вітру в теплий період	$W_{віт}$	м/с	3
10 Коеф. тертя для газоходу	λ	-	0,02
11 Аеродинамічний коеф. приміщення з котлом	a	-	0,025
12 ККД котельної установки	η	-	0,92
13 Діаметр горизонтальної ділянки	D_r	м	0,9
14 Діаметр вертикальної труби	D_t	м	1
15 Коэффициент надлишку повітря пальника	α	-	1,2
16 Об'ємна теплоємність димових газів	C_r	кВт/м ³ × $^{\circ}\text{C}$	5,018
17 Нижча теплота згорання палива	Q_H^p	ккал/нм ³	8050

2) Витрата природного газу на проектний котел $V_{пр}$, м³/год

$$V_{пр} = 0,858 \cdot \frac{Q_k}{Q_H^p \cdot \eta} \quad (7.1)$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						72
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$V_{\text{пр}} = 0,858 \cdot \frac{9 \cdot 10^6}{8050 \cdot 0,92} = 1042,7 \text{ м}^3/\text{год}.$$

3) Питома потреба повітря на горіння $V_{\text{пов}}, \text{ м}^3/\text{м}^3$

$$V_{\text{пов}} = 1,12 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}{1000} \quad (7.2)$$

$$V_{\text{пов}} = 1,12 \cdot \frac{8050}{1000} = 9,016 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

4) Питомий об'єм продуктів згорання $V_{\text{пз}}, \text{ м}^3/\text{м}^3$

$$V_{\text{пз}} = \alpha \cdot V_{\text{пов}} \quad (7.3)$$

$$V_{\text{пз}} = 1,2 \cdot 9,016 = 10,819 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

5) Нормативний об'єм продуктів згорання $V_{\text{н.пз}}, \text{ м}^3/\text{год}$

$$V_{\text{н.пз}} = V_{\text{пр}} \cdot V_{\text{пз}} \quad (7.4)$$

$$V_{\text{н.пз}} = 1042,7 \cdot 10,819 = 11281,0 \text{ м}^3/\text{год}.$$

6) Охолодження димових газів $\Delta t, ^\circ\text{C}$

$$\Delta t = \frac{(t_{\text{г}} - t_{\text{н}})}{C_{\text{г}} \cdot V_{\text{н.пз}} / (K_{\text{ст}} \cdot F) + 0,5} \quad (7.5)$$

де F – площа поверхні газоходів, м^2 .

Розраховується за формулою:

$$F = F_{\text{в}} + F_{\text{г}} \quad (7.6)$$

де $F_{\text{в}}$ та $F_{\text{г}}$ - відповідно площі вертикальної та горизонтальної ділянки газоходів, м^2 .

Визначаю відповідно:

- для вертикальної ділянки:

$$F_{\text{в}} = \pi D_{\text{в}} \cdot H \quad (7.7)$$

$$F_{\text{в}} = 3,14 \cdot 1,0 \cdot 30 = 94,2 \text{ м}^2.$$

- для горизонтальної ділянки:

$$F_{\text{г}} = \pi D_{\text{г}} \cdot L \quad (7.8)$$

$$F_{\text{г}} = 3,14 \cdot 0,9 \cdot 13 = 36,74 \text{ м}^2.$$

Тоді, підставивши значення в формулу (7.6), отримаємо:

$$F = 94,2 + 36,74 = 130,94 \text{ м}^2.$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						73
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Отримавши всі необхідні величини, знаходжу значення охолодження димових газів за формулою (7.5)

$$\Delta t = \frac{(90 - (-20))}{5,018 \cdot 11281 / (2,9 \cdot 31,82) + 0,5} = 0,73^\circ \text{C}.$$

7) Середня температура димових газів $t_{\text{cp}}, ^\circ\text{C}$

$$t_{\text{cp}} = t_{\text{r}} - \frac{(L + H) \cdot \Delta t}{2} \quad (7.9)$$

$$t_{\text{cp}} = 90 - \frac{(13 + 30) \cdot 0,73}{2} = 77,95^\circ \text{C}.$$

8) Фактичний секундний об'єм продуктів згорання $V \text{ м}^3/\text{с}$

$$V = V_{\text{нз}} \cdot \frac{V_{\text{нр}}}{3600} \cdot \left(\frac{273 + t_{\text{cp}}}{273} \right) \quad (7.10)$$

$$V = 10,819 \cdot \frac{1042,7}{3600} \cdot \left(\frac{273 + 77,95}{273} \right) = 4,028 \text{ м}^3/\text{с}.$$

9) Швидкість димових газів на вертикальній ділянці $W_{\text{в}}, \text{ м/с}$

$$W_{\text{в}} = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_{\text{в}}^2} \quad (7.11)$$

$$W_{\text{в}} = \frac{4 \cdot 4,028}{3,14 \cdot 1,0^2} = 5,13 \text{ м/с}.$$

10) Швидкість димових газів на горизонтальній ділянці $W_{\text{г}}, \text{ м/с}$

$$W_{\text{г}} = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_{\text{г}}^2} \quad (7.12)$$

$$W_{\text{г}} = \frac{4 \cdot 4,028}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,9^2} = 3,16 \text{ м/с}.$$

11) Густина димових газів на вертикальній ділянці $\rho_{\text{в}}, \text{ кг/м}^3$

$$\rho_{\text{в}} = \frac{\rho_0 \cdot 273}{t_{\text{cp}} + 273} \quad (7.13)$$

де ρ_0 - густина газів за нормальних умов, кг/м^3 . Беру $\rho_0 = 1,34 \text{ кг/м}^3$.

$$\rho_{\text{в}} = \frac{1,34 \cdot 273}{77,95 + 273} = 1,042 \text{ кг/м}^3.$$

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						74
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

12) Густина газів на вертикальній ділянці ρ_{Γ} , кг/м³

$$\rho_{\Gamma} = \frac{\rho_0 \cdot 273}{t_{\Gamma} + 273} \quad (7.14)$$

де ρ_0 - густина газів за нормальних умов, кг/м³. Беру $\rho_0 = 1,34$ кг/м³.

$$\rho_{\Gamma} = \frac{1,34 \cdot 273}{90 + 273} = 1,008 \text{ кг/м}^3.$$

13) Втрати тиску на горизонтальній та вертикальній ділянці Δp , Па

$$\Delta p_i = \left(\lambda \cdot \frac{L_i}{D_i} + \sum \xi_i \right) \cdot \frac{W_i^2}{2g} \cdot \rho_i \cdot 10 \quad (7.15)$$

де $\sum \xi$ - сума місцевих опорів на відповідній ділянці

$$\sum \xi = \xi_1 \cdot n_1^i + \xi_2 \cdot n_2^i + \xi_3 \cdot n_3^i + \xi_4 \cdot n_4^i + \xi_5 \cdot n_5^i + \xi_6 \cdot n_6^i + \xi_7 \cdot n_7^i + \xi_8 \cdot n_8^i \quad (7.16)$$

Всі наявні місцеві опори зведені до таблиці 7.2. За формулою (7.16) визначаю суму коефіцієнтів місцевих опорів відповідно:

- для вертикальної ділянки:

$$\sum \xi_B = 0,5 \cdot 1 + 1 \cdot 1 = 1,5.$$

- для горизонтальної ділянки:

$$\sum \xi_{\Gamma} = 0,6 \cdot 3 + 0,1 \cdot 1 + 0,5 \cdot 1 + 1,1 \cdot 2 = 4,6.$$

Таблиця 7.2 – Коефіцієнти місцевих опорів

Вид опору	ξ_i	Кількість опорів на горизонтальній ділянці, n_i^{Γ}	Кількість опорів на вертикальній ділянці, n_i^B
1 Раптове звуження	0,3	0	0
2 Раптове розширення	0,43	0	0
3 Поворот на 90 ⁰	0,6	3	0
4 Розширення з поворотом на 90 ⁰	1,2	0	0
5 Заслонка	0,1	1	0
6 Трійник - прохід	0,5	1	1
7 Трійник - поворот	1,1	2	0
8 Вихід з труби	1	0	1

Тоді, за формулою (7.15) визначаю втрати тиску на ділянках:

- для вертикальної ділянки:

$$\Delta p_B = \left(0,02 \cdot \frac{30}{1,0} + 1,5_i\right) \cdot \frac{5,13^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,042 \cdot 10 = 29,35 \text{ Па} .$$

- для горизонтальної ділянки:

$$\Delta p_G = \left(0,02 \cdot \frac{13}{0,9} + 4,6\right) \cdot \frac{3,16^2}{2 \cdot 9,81} \cdot 1,008 \cdot 10 = 25,08 \text{ Па} .$$

14) Повний аеродинамічний опір газового тракту Δp , Па

$$\Delta p = \Delta p_B + \Delta p_G \quad (7.17)$$

$$\Delta p = 29,35 + 25,08 = 54,43 \text{ Па} .$$

15) Самотяга димової труби H_c , Па

$$H_c = (H - H_G) \cdot \left(\rho_{\text{пов}} \cdot \frac{273}{273 + t_B} - \rho_0 \cdot \frac{273}{273 + t_{cp}} \right) \cdot g \quad (7.18)$$

де ρ_B - густина повітря за нормальних умов. Беру $\rho_B = 1,293 \text{ кг/м}^3$.

$$H_c = (30 - 5) \cdot \left(1,293 \cdot \frac{273}{273 + (-20)} - 1,34 \cdot \frac{273}{273 + 77,95} \right) \cdot 9,81 = 88,2 \text{ Па}$$

16) Вільний тиск димової труби P , Па

Для нормальної роботи димовідведення, та правильного підбору висоти димової труби необхідно, щоб вільний тиск перевищував 10 Па. Виконую перевірку

$$P = H_c - \Delta p \geq 10 \text{ Па} \quad (7.18)$$

$$P = 88,2 - 54,43 = +33,77 \geq 10 \text{ Па} .$$

Оскільки, самотяга димової труби перевищує аеродинамічний опір газового тракту на +33,77 Па, що становить 62% від загального опору, то вибір димової труби здійснено правильно.

Висоту димової труби обрано висотою, що задовольняє нормовану висоту з урахуванням розсіювання шкідливих речовин в атмосфері в даному районі.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						76
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7.3 Висновки з розділу 7

В даному розділі було перевірено висоту димової труби за рахунок розрахунку аеродинамічного опору газового тракту. Причому було обрано димову трубу для проектного кола встановлену на поодиначну прямокутну фермову конструкцію. Висота димової труби 30м, діаметр вертикальної ділянки 1,0м, підведена горизонтальна ділянка довжиною 13м та діаметром 0,9м, створює аеродинамічний опір, що не перевищує самотягу труби – вільний тиск димової труби - +3,377 мм.в.ст. Обрана димова труба задовольняє нормовану висоту з урахуванням розсіювання шкідливих речовин в атмосфері в даному районі роботи котельні.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						77
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8 УТИЛІЗАЦІЯ ТЕПЛОТИ ДИМОВИХ ГАЗІВ

8.1 Загальні відомості

В котельній згідно проекту встановлюється один новий водогрійний котел фірми ICI Caldaie типу TNOX EN 9000 з номінальним навантаженням $Q_k^{ном} = 9,0$ МВт та температурою відхідних газів $t_r = 201^\circ\text{C}$. Для підвищення ефективності котельні пропонується утилізувати теплоту димових газів, використавши її для нагрівання поворотної води, що надходить на котел, це дозволить урівняти температурау оборотної води в періоди запуску та розігріву котла, а також підвищити його ККД з урахуванням деякого підігріву води перед котлом. Схема влаштування утилізації теплоти димових газів проектного котла показано на схемі, що зображена на рисунку 8.1.

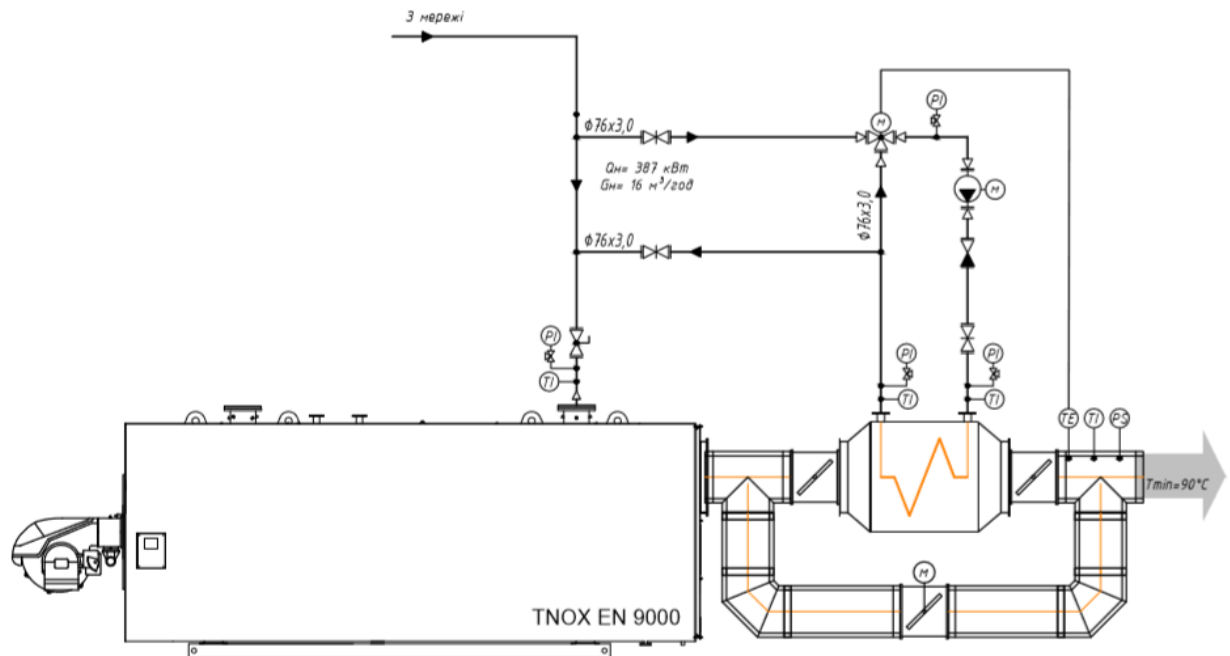


Рис. 8.1 – Встановлення утилізатора теплоти димових газів

Перед входом в проектний котел є відгалуження на контур теплоутилізатора з власним циркуляційним насосом, що забезпечує частковий перепуск зворотної води через економайзер. Система керування утилізатором забезпечує запобігання утворення конденсату як в самому утилізаторі так і в газовому тракті від котла. Запобігання конденсатуутворення в утилізаторі забезпечується подачею в нього води з температурою не нижчою 60°C , що забезпечується рециркуляційним насосом котлового контуру і котловим регулятором температури теплоносія на вході в котел. Циркуляція води в утилізаторі забезпечується його насосом. Вода береться з подаючого трубопроводу на вхід

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

котла (після котлового рециркуляційного насосу), де її температура не опускається нижче 60 °С, підігрівається і повертається знову на вхід котла. Підтримання необхідної мінімальної температури димових газів на виході утилізатора здійснюється 3-ходовим змішувачем клапаном утилізатора. Насос утилізатора і регулятор температури утилізатора запускається в роботу синхронно із запуском котла, незалежно від стану шиберів димового тракту. Теплоутилізатор обладнується обвідною лінією по контуру димових газів з засувкою, що керується електричним приводом. Функція байпасної лінії - попередження конденсації димових газів, у разі зменшення потужності в літній період та падіння температури димових газів нижче 90 °С. Для обліку відпущеного тепла котла в складі з теплоутилізатором запроектовано одноплечовий тепловий лічильник.

Робота утилізатора виконується в сухому режимі, тобто $t_{\Gamma} > t_{p,д.г}$, $t_{p,д.г} = 50...55^{\circ}\text{C}$, $t_{\Gamma}'' = 60^{\circ}\text{C}$ – мінімальна можлива температура, до якої можна охолоджувати продукти згорання в теплоутилізаторі.

Охолодження продуктів згорання відбувається за їх постійного вологовмісту, а кінцева температура димових газів після калориферів є більшою за їх температуру точки роси

8.2 Розрахунки теплових навантажень

- 1) Приймаємо температуру димових газів на виході з теплоутилізатора t_{Γ}'' , °С

$$t_{\Gamma}'' = 60^{\circ}\text{C}$$

- 2) Ентальпія димових газів за калориферами h_{Γ}'' , кДж/кг

$$h_{\Gamma}'' = 1 \cdot t_{\Gamma}'' + (2500 + 1,97t_{\Gamma}'') \cdot d_{\Gamma}'', \quad (8.1)$$

де d_{Γ}'' - вологовміст димових газів на вході в калорифери, кг/кг с.г, беру за рекомендаціями для усередненого складу палива, що складає 0,13 кг/кг с.г.

$$h_{\Gamma}'' = 1 \cdot 60 + (2500 + 1,97 \cdot 60) \cdot 0,13 = 397,7 \text{ кДж/кг.}$$

- 3) Можлива теплопродуктивність теплоутилізатора за димовими газами

$$Q_{\Gamma} = L_{\Gamma}^c \cdot (h_{\Gamma}' - h_{\Gamma}''), \quad (8.2)$$

де h_{Γ}' - ентальпія димових газів на виході з котла – на вході в калориферну установку. Визначається за формулою (8.1) при $t_{\Gamma}' = 201^{\circ}\text{C}$ та тим же вологовмістом, яка складає 582,8 кДж/кг;

L_{Γ}^c - масова витрата сухих продуктів згорання, яка визначається в залежності від витрати природного газу на котел та маси сухих продуктів згорання.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						79
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для усередненого складу природного газу маса сухих продуктів згорання дорівнює $10,81 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а витрата палива складає $1042 \text{ м}^3/\text{год}$, тоді $L_T^c = 2,77 \text{ кг/с}$

$$Q_{т.у} = 2,77 \cdot (582,8 - 397,7) = 512,73 \text{ кВт};$$

4) Необхідне теплове навантаження для нагрівання поворотної води

$$Q_{о.в} = G_{о.в} \cdot c_{в} \cdot (t''_{о.в} - t'_{о.в}), \quad (8.3)$$

$$Q_{с.в} = 3,0 \cdot 4,187 \cdot (70 - 60) = 125,73 \text{ кВт}.$$

5) Можливе теплове навантаження для нагрівання поворотної води

$$Q_o = Q_{т.у.} - Q_{о.в.}, \quad (8.4)$$

$$Q_o = 512,73 - 125,73 = 387,0 \text{ кВт}.$$

6) Визначаю температуру до якої може бути нагріта вода перед котлом

$$t''_o = t'_o + \frac{Q_o}{G_o \cdot c_{в}}, \quad (8.5)$$

$$t''_o = 60 + \frac{2 \cdot 387,0}{75 \cdot 4,187} = 62,5^{\circ}\text{C}.$$

7) Ентальпія димових газів на виході з утилізатора h''_T , кДж/кг

$$h''_T = h'_T - \frac{Q_o}{L_T^c}, \quad (8.6)$$

$$h''_T = 582,8 - \frac{387,0}{2,77} = 443,09 \text{ кДж/кг}.$$

8) Дійсна температура димових газів після теплоутилізатора t''_T , $^{\circ}\text{C}$

$$t''_T = \frac{h''_T - 2500d'_T}{1 + 1,97d'_T} \quad (8.7)$$

$$t''_T = \frac{443,09 - 2500 \cdot 0,13}{1 + 1,97 \cdot 0,13} = 90^{\circ}\text{C}.$$

8.3 Вибір теплоутилізатора

Вибір теплоутилізатора здійснено за необхідним теплованавантаженням. Обираю ЕСХЗ 90-100 (type А) в $Q_o = 387,0 \text{ кВт}$, що забезпечую зниження температури димових газів на виході з котла до 90°C і підвищити температуру поворотної води до $62,5^{\circ}\text{C}$. Розрахунок економічного ефекту від даного технічного рішення буде наведено в наступному розділі.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						80
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

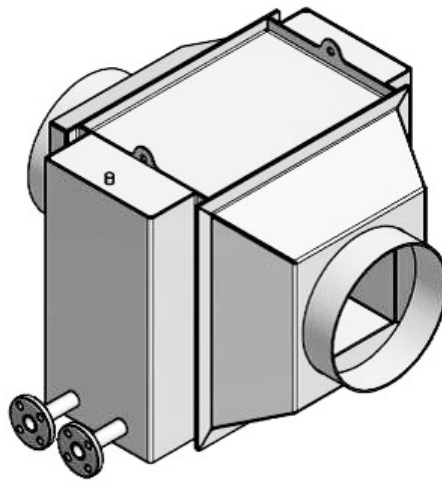


Рис. 8.2 – Загальний вид теплоутилізатора ECXZ 90-100 (type A)

Даний теплоутилізатор є спеціальним обладнання призначеним для роботи саме з даним типом котлів і пропонується в комплекті з котлом марки «Ici Caldaie». Економія енергії досягається частковим відводом тепла від відпрацьованих газів котлом шляхом попереднього нагрівання зворотної води. Особливістю даного типу утилізаторів є неконденсаційний елемент газо- / водообмінного пристрою, придатний для роботи котлів із природним газом, виготовлений із реберних труб, виготовлених із вуглецевої сталі P235GH, розташованих у кілька рядів з розподільними колекторами.

Технічні характеристики теплоутилізатора наведені в таблиці 8.1.

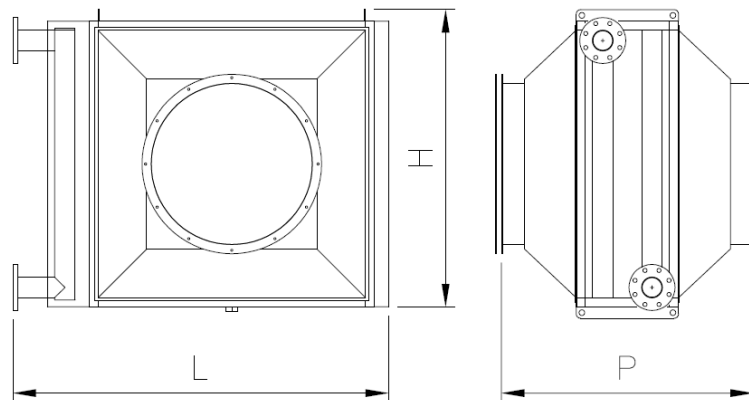


Рис. 8.3 – Конструктивне креслення теплоутилізатора

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Таблиця 8.1 – Технічні характеристики теплоутилізатора ЕСХЗ 90-100 (type А)

Найменування	Позначення	Одиниця	Значення величини
Номінальні потужність	$Q_{ном}$	кВт	387
Приріст ККД при 100% завантажені	$+\eta_k$	%	+4
Проектний тиск		бар	18
Максимальний пропускний потік	M	кг/год	15300
Габаритні розміри	довжина	мм	912
	ширина	мм	1630
	висота	мм	1050

8.4 Висновки з розділу 8

В даному розділі було виконано теловий розрахуно теплоутилізатора димових газів після проектного котла, підібрано тип та марку утилізатора - ЕСХЗ 90-100 (type А). Дане технічне рішення дозволило зменшити температуру димових газів до 90 °С, що зменшує втрати теплоти в навколишнє середовище та підвищує ККД котла. Також необхідність встановлення теплоутилізатора забезпечить нормальний запуск котла та стабільність температури подавальної води на котел, що гарантує його довгу роботу та довговічність.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

9 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ

При реконструкції котельні важливим питанням є доцільність технічних та проектних рішень, які при цьому застосовуються. Завжди існують обмеження по бюджету виконання робіт по реконструкції, тому рішення повинні бути технічно обґрунтованими та економічно підтвердженими. Для проекту реконструкції котельні в м.Івано-Франківськ, що є об'єктом розгляду в даній магістерській роботі пропонується встановлення одного нового котлоагрегату з номінальною потужністю в 9МВт для забезпечення витрат теплоти на опалення та гаряче водоспоживання споживачів житлового комплексу із застосуванням додаткового теплоутилізаційного обладнання. В даному розділі розглянуто доцільність встановлення нового котла з теплоутилізатором в порівннні з існуючою схемою та розглянуто економічний вплив та період окупності на розрахунок вартості проведення робіт по реконструкції на даному об'єкті.

9.1 Існуючий стан котельні

Необхідна кількість тепла в 13,5МВт на опалення та гаряче водоспоживання забезпечується роботою двох водогрійних котлів:

- водогрійний котел КВГ-6,5 (1982р.), номінальною теплопродуктивністю 6,5 МВт;
- водогрійний котел ТВГ-8М (1969р.), номінальною теплопродуктивністю 8,0 МВт.

Витрата палива на котельню виконується з урахуванням існуючого стану обладнання, а саме ККД існуючих котлів. Згідно технічної експертизи котли задовільняють встановлені норми та допускаються до подальшої експлуатації з ККД, що не перевищує 72%.

Враховуючи дане значення, розраховую річну витрату природного газу на котельню на котельню в існуючому стані з рівняння теплового балансу, м³/год

$$B_{\text{річ}} = \frac{Q_{\text{річ}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{ка}}} \cdot K_{\text{т.п}} \quad (9.1)$$

де $Q_{\text{річ}}$ - річна витрата теплоти, кДж/рік,

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ - нижча теплота згорання палива, кДж/м³;

$\eta_{\text{ка}}$ – ККД котла;

$K_{\text{т.п}}$ - коефіцієнт втрати палива при транспортуванні.

Згідно з розрахунками теплових навантажень споживачів $Q_{\text{річ}} = 72,12 \cdot 10^9$ кДж/рік, за довідковими даними $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 37560$ кДж/м³, $\eta_{\text{ка}} = 0,72$, $K_{\text{т.п}} = 1,08$.

Тоді витрати природного газу складуть:

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

$$B_{\text{річ}} = \frac{72,12 \cdot 10^9}{37560 \cdot 0,72} \cdot 1,08 = 2880192 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

9.2 Стан котельні після реконструкції

Проектом передбачається встановлення одного нового водогрійного котла з потужністю 9 МВт, та номінальним ККД - $\eta_{\text{к.а}} = 0,93$. Встановлення теплоутилізатора дозволяє збільшити температуру подавальної води на підвищити ККД котла на 4%. Тобто дане технічне рішення дозволить експлуатувати котел з ККД, що дорівнює 97%.

Враховуючи дане значення, розраховую річну витрату природного газу на котельню після реконструкції з рівняння теплового балансу, $\text{м}^3/\text{год}$

$$B_{\text{річ}}^* = \frac{Q_{\text{річ}}}{Q_{\text{н}}^{\text{p}} \cdot \eta_{\text{ка}}} \cdot K_{\text{т.п}} \quad (9.2)$$

де $Q_{\text{річ}}$ - річна витрата теплоти, кДж/рік,

$Q_{\text{н}}^{\text{p}}$ - нижча теплота згорання палива, кДж/м³;

$\eta_{\text{к.а}}$ - ККД котла;

$K_{\text{т.п}}$ - коефіцієнт втрати палива при транспортуванні.

Згідно з розрахунками теплових навантажень споживачів $Q_{\text{річ}} = 72,12 \cdot 10^9$ кДж/рік, за довідковими даними $Q_{\text{н}}^{\text{p}} = 37560$ кДж/м³, $\eta_{\text{к.а}} = 0,97$, $K_{\text{т.п}} = 1,08$.

Тоді витрати природного газу складуть:

$$B_{\text{річ}}^* = \frac{72,12 \cdot 10^9}{37560 \cdot 0,97} \cdot 1,08 = 2137874 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

9.3 Розрахунок економічного ефекту

Економія природного газу при заміні існуючих котлів на сучасний

$$\Delta B_{\text{річ}} = B_{\text{річ}} - B_{\text{річ}}^* \quad (9.3)$$

$$\Delta B_{\text{річ}} = 2880192 - 2137874 = 742318 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

. При вартості 1 м³ палива 8,55 грн/м³ після реконструкції котельні витрати на паливо зменшуються на 6,35 млн грн/рік.

Враховуючи кошторис проекту реконструкції на 50 млн грн/рік, термін окупності проекту реконструкції досягає 8 років, що є доцільно та виправдано.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						84
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

9.4 Висновки з розділу 9

В даному розділі розроблений стартап- проект на основі виконаних в даній магістерській роботі технічних рішень. Прораховано доцільність та срок окупності заходів реконструкції котельні з врахуванням встановлення одного нового водогрійного котла з теплоутилізатором (економайзером) димових газів. В результаті розрахунку, враховуючи повний кошторис виконня робіт по реконструкції даного об'єкту можна підсумувати, що реконструкція потібних котелень з встановленням нового обладнання може забезпечити високу економію витрати палива на котельню, за рахунок високого ККД обладнання - 97% (з яких 93 сам котел, та +4% з установкою теплоутилізатора після котла). Таким чином, економія палива на котельню складає 50 млн грн/рік, а термін окупності проекту реконструкції досягає 8 років, що є доцільно та виправдано.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						85
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Охорона праці – це система законодавчих актів, соціально-економічних, організаційних, технічних, гігієнічних і лікувально профілактичних заходів і засобів, що забезпечують безпеку, збереження здоров'я і працездатності людини в процесі праці. Охорона праці спрямована на створення безпечних і здорових (нешкідливих) умов роботи для кожного працюючого. Під час роботи на працівника можуть здійснювати несприятливий вплив різноманітні фактори, вплив яких на працюючого у визначених умовах може привести до травми або іншого раптового різкого погіршенню здоров'я - небезпечні і шкідливі виробничі фактори.

Тема магістерської дисертації «Реконструкція опалювальної водогрійної котельні для теплопостачання групи житлових будинків в м. Івано-Франківськ». Основною метою роботи є розробка теплової схеми та підбір обладнання для неї. В розділі охорони праці передбачені основні заходи щодо безпечної роботи обладнання в котельні.

Котельня призначена для забезпечення теплотою та гарячим водопостачанням житлового комплексу. Сумарна потужність котельної складає 13,6 МВт. Розрахунковий температурний графік в тепловій мережі 110/70 °С.

Котельня включає:

- працюючі котли ТНОХ EN 9000/12 та КВ-ГМ-6,5 і резервний котел ТВГ-8М;
- водонагрівальну установку гарячого водопостачання;
- мережеві, підживлювальні насоси;
- трубопроводи, арматура та ін.

Компоновка обладнання водогрійних котлів виконана за умови єдиного фронту обслуговування.

Котлоагрегати і допоміжне обладнання котельної оснащені засобами захисту, що відключають обладнання при аварійних ситуаціях. Котельня обладнана звуковою сигналізацією, що вмикається в разі аварійної ситуації.

Проект розроблений відповідно до системи стандартів безпеки праці (ССБП) з дотриманням діючих норм і правил з охорони праці та техніки безпеки та з урахуванням забезпечення нормальних умов праці і техніки безпеки. З цією метою приміщення котельні забезпечено відповідними системами опалення, вентиляції і освітлення, а службово-побутові приміщення огорожені від шуму працюючого обладнання глухими стінами. Котли і допоміжне обладнання оснащені відповідно до чинних норм та правил необхідним технологічним захистом, який забезпечує їх відключення в аварійних ситуаціях та передачу сигналу до кімнати чергового персоналу.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

Заходи з охорони праці вирішені комплексно:

- теплова ізоляція обладнання і трубопроводів, які мають температуру на поверхні вище 45 °С;
- автоматична система контролю загазованості;
- автоматика безпеки котлів;
- технологічна сигналізація;
- робоче і ремонтне освітлення;
- організація проходів між обладнанням відповідно діючих норм;
- 3-х кратний повітрообмін;
- блискавкозахист;
- заземлення;
- занулення.

Категорія приміщення котельного залу по вибуховій, вибухопожежній та пожежній небезпеці – Г. По конструкціях перекриття і огорожувальних конструкцій приміщення відноситься до II ступеню вогнестійкості. Клас середовища - "норма". Приміщення відноситься до вибухонебезпечної зони, клас В-Іа (ПУЭ гл. 7.3.41).

В даному розділі запропоновані технічні рішення та організаційні заходи безпеки експлуатації осушувача повітря (п.10.1), а також визначенні основні заходи з виробничої санітарії і гігієни праці (п.10.2) та пожежної безпеки і профілактики(п.10.3).

10.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації спроектованого обладнання

Компоновка основного і допоміжного обладнання

а) Новий встановлений водогрійний котел TNOX EN 9000/12 обладнується системою управління (автоматики) і теплового контролю. Котельня завдяки своїй комплектації забезпечує роботу і експлуатацію в розрахункових режимах.

б) Димові гази існуючого котла відводяться через загальну димову трубу з прокладкою газоходу по зовнішній стіні будівлі з установкою компенсаторів і вибухових клапанів, для нового котла споруджена окрема димова труба. Температура димових газів на виході з котлів не перевищує нормативних значень.

в) Котельні установки оснащенні приладами безпеки.

Управління котельнею здійснюється за допомогою регулятора Vitotronic 300, який передає всю необхідну інформацію через M-BUS протокол.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						87
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Технологічна сигналізація, призначена для сповіщення персоналу при наявності помилок в роботі котельного обладнання. Світлова і звукова сигналізація з наступними параметрами:

- зупинка котлів ;
- зниження температури в котельному приміщенні ;
- зниження тиску в системі теплопостачання .

При порушенні будь якого з цих параметрів , а також при пожежі , підвищення концентрації газу, при цьому спалахує світлове табло із звуковим супроводженням. Світлове табло горить до усунення причини порушення роботи.

Для безпечного обслуговування обладнання і трубопроводів з температурою поверхні, що перевищує 45 °С, передбачена теплова ізоляція. Основний шар теплоізоляції - циліндри з мінеральної вати на синтетичному зв'язуванні ГОСТ 23208-83 і ровінг (джгут) з скляних комплексних ниток ГОСТ 17139-79, покривний шар - стрічка з лакосклотканини ГОСТ 8481-75.

Для трубопроводів, передбачена теплова ізоляція з мінераловатних прошивних матів в обкладаннях із сталевій сітки, покривний шар - сталь тонколистова.

а) Для нанесення кольорових кілець згідно «Правил будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари і гарячої води» враховується загальна пофарбована поверхня (3% від загальної ізольованої поверхні трубопроводів) і складає 6 м² .

б) Щоб не допускати збільшення тиску понад допустимого для котла TNOX EN 9000/12 передбачається 2-х пружинні запобіжні клапани у верхній точці котла.

в) Для припинення збільшення тиску понад допустимого передбачений вибуховий клапан, встановлений на газоході котла.

г) В котлоагрегатах встановлюються запірні органи на вході і виході води з котлів. Перед запірним клапаном на задній стінці котла на трубопроводі подачі підживлювальної води в котел встановлений клапан зворотний фланцевий з ковкого чавуну, запобігаючий виходу води з котла.

д) Для припинення або зміни подачі робочого середовища на всіх трубопроводах встановлюються засувки і вентиля. Арматура встановлена в місцях зручних для обслуговування і ремонту. Засувки і вентиля, що вимагають для відкриття великих зусиль, забезпечені обвідними лініями, механічними приводами [8].

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						88
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10.1.1 Електробезпека

За небезпекою електротравматизму котельна відноситься до 3 категорії [9] (особливо небезпечне приміщення), оскільки тут має місце наявність більше двох ознак підвищеної небезпеки. Тип електричної мережі, від якої живиться устаткування (електродвигуни насосів, димососа і вентилятора; світильники робочого, аварійного, штучного і зовнішнього освітлення), котельної - трифазна, чотирьохдротяна електрична мережа напругою 380/220 В з глухозаземленою нейтраллю.

10.1.1.1 Технічні рішення по запобіганню електротравм від дотику до струмовідних частин електрообладнання:

а) Ізоляція струмовідних елементів електроустаткування відповідно до вимог нормативів (опір ізоляції нового устаткування не менше 1 кОм на 1 В напруги);

б) забезпечення недоступності неізольованих струмовідних елементів (розміщення їх на недоступній висоті, в недоступних місцях, в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, в металевих шафах, огорожа їх металевими сітками, закриття клемових з'єднань та ін.);

Мережа, як силова, так і контрольна, прокладається по стінах з кріпленням скобами і на металевих конструкціях. Силові магістралі і розподільні мережі виконуються кабелями з мідними жилами і дротами в трубах і металевих рукавах. Зовнішня електропроводка виконана ізольованим дротом і розміщена на висоті 2,5 м над робочими місцями.

в) Використання захисних блокувань в електричних апаратах і устаткуванні (механічних, електричних), що забезпечує виключення напруги при відкритті апаратів електроустаткування, при знятті напруги, при попаданні персоналу в небезпечну зону;

г) Використання засобів орієнтації в електроустаткуванні, що попереджає помилкові дії при обслуговуванні і експлуатації електроустаткування - написи, таблички, застережливі знаки сигналізація;

д) використання зниженої напруги. Стаціонарні мережі розеток 12В для переносного освітлення, в системах місцевого освітлення і для ручного електроінструменту напруга 42В;

е) Електрична проводка прокладається по стінах, в лотках підлоги і в захисних трубах.

10.1.1.2 Технічні рішення по запобіганню електротравм під час переходу напруги на неструмовідні частини електрообладнання.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

Оскільки вся мережа трифазна, чотирьох дротяна з глухозаземленою нейтраллю, то для усунення небезпеки поразки людини струмом, у разі його дотику до неструмовідних металевих частин електроустановок, що виявилися під напругою, проектом передбачено використання занулення металевих корпусів електрообладнання, каркасів, щитів і шаф.

Занулення - спеціальне електричне з'єднання неструмоведучих елементів обладнання із заземленим нульовим проводом.

Метою занулення є усунення небезпеки поразкою електричним струмом персоналу при пробі на корпус обладнання однієї фази мережі. Вказана мета досягається в результаті швидкого відключення максимальним струмовим захистом ділянки мережі, на якій відбулося замикання на корпус.

При зануленні пробій на корпус приводить до короткого замикання фази (контур нульовий провід - фаза - фазний провідник - корпус споживача - нульовий провід). Спрацьовує захист від короткого замикання (автомат із струмовим захистом) - і пошкоджений споживач відключається від мережі. Передбачається виконання нормативів до занулення:

- забезпечується необхідна кратність струму короткого замикання ;
- забезпечується цілісність нульового провідника і достатня його провідність;

Для запобігання поразки електричним струмом при пошкодженні ізоляції, проводки і т.п. встановлюються переносні захисні огорожі і заземлення.

Для роботи з електроустановками обслуговуючий персонал забезпечується діелектричними рукавичками, гумовими ботами, струмовимірвальними кліщами, інструментами з ізольованими ручками; також використовують гумові килимки і діелектричні підставки.

10.2 Технічні рішення з гігієни праці та санітарії

Основні особливості умов праці персоналу

Під мікрокліматом виробничих приміщень розуміють клімат внутрішнього середовища виробничого приміщення, який визначається поєднаними діями на організм людини температури, вологості, швидкості руху повітря та теплових випромінювань. Отже, основними параметрами мікроклімату є: температура, відносна вологість, швидкість переміщення повітря та інтенсивність теплового випромінювання.

Параметри мікроклімату можуть змінюватись у широких межах і істотно впливати на самопочуття та здоров'я працівника, продуктивність та якість його праці Людина постійно знаходиться в процесі теплової взаємодії з навколишнім середовищем.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						90
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Рівняння теплового балансу між організмом людини і зовнішнім середовищем:

$$Q = Q_T + Q_{KT} + Q_{ВП} + Q_{ВПР} + Q_{П} \quad (7.1)$$

де $Q_T, Q_{KT}, Q_{ВП}, Q_{ВПР}$ - теплота, яку віддає організм людини навколишньому середовищу відповідно через одяг, шляхом конвекції, через випромінювання, шляхом випаровування вологи з поверхні шкіри;

$Q_{П}$ - теплота, яку витрачає організм людини на нагрівання вдихнутого повітря.

Вологість повітря зумовлюється вмістом у ній водяної пари. Відносна вологість ϕ - це відношення абсолютної вологості A до максимальної M [10]:

$$B = (A/M) \cdot 100\% \quad (7.2)$$

Абсолютна вологість - це маса водяної пари, яка міститься в даний момент у повітрі.

Максимальна вологість повітря - максимально можливий вміст водяної пари в повітрі за даної температури (стан насиченості).

Підвищення вологості повітря (понад 75%) у поєднанні з низькими температурами значно впливає на охолодження, а в поєднанні з високими температурами сприяє перегріву організму.

Параметри мікроклімату діють на організм людини комплексно. Параметри мікроклімату нормуються за ДСН 3.3.6-042-99 (Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони) залежно від тяжкості виконуваних робіт і періоду року.

Відповідно до цього нормовані параметри зводимо в табл. 7.1

Таблиця 7.1 - Допустимі і оптимальні параметри температури повітря, відносної вологості і швидкості руху повітря

Період року	Оптимальні параметри			Допустимі параметри		
	$t, ^\circ C$	$\phi, \%$	$V, \text{м/с}$	$t, ^\circ C$	$\phi, \%$	$V, \text{м/с}$
Теплий	22-24	40-60	0,2	21-28	≤ 60	0,1-0,3
Холодний	21-23	40-60	0,1	20-24	≤ 75	0,1-0,2

Технічні рішення для забезпечення нормативних параметрів (регламентуються [12]):

- приміщення, де розташовано основне і допоміжне обладнання, побутові приміщення обладнані природною і механічною вентиляцією. При природній вентиляції повітря в котельню поступає через віконні отвори і віддаляється через аераційні ліхтарі стельових перекриттів.

Відведення відхідних газів проводиться по газоходах від котла до димової труби за рахунок створення природної тяги;

- для підтримки необхідної температури в приміщеннях котельної в зимовий час в котельній виконується опалювання. Теплоносієм системи опалювання є гаряча вода що йде в систему опалювання від водогрійних котлів;

Заходи з оптимізації складу повітря в зоні постійного перебування персоналу

В приміщенні котельної передбачена установка газоаналізатора з датчиками контролю загазованості по приміщеннях. Газоаналізатор має світлову і звукову сигналізацію, а також вихід на аварійне відключення подачі природного газу.

Для уникнення витоків газоподібних речовин з'єднання газопроводів, по яких рухаються ці речовини, ущільнюють паронітом.

Повітрообмін приймається без урахування повітря, що поступає в топки котлів для горіння. Видалення надмірної теплоти і вологи відбувається за рахунок припливно-витяжної вентиляції приміщень. Об'єм припливного повітря компенсується об'ємом повітря, що поступає в топки котлів і повітря, що видаляється витяжною вентиляцією.

10.2.1 Технічні рішення та заходи щодо покращення умов праці:

- установка досконалого устаткування, в якому, по можливості усунені витoki шкідливих газів. Для запобігання витоків природного газу через нещільність приєднання трубопроводів до арматури передбачені прокладки ущільнювачів всіх фланцевих з'єднань;

- автоматизація технологічних процесів; на місцях вимірювання параметрів встановлені датчики, які передають інформацію на щит управління;

- зменшення виділення тепла і вологи за рахунок застосування ізоляції і фарбування;

- проектом передбачений щит централізованого управління і теплового контролю загальнокотельним допоміжним устаткуванням (деаераційна установка, водопідготовка);

10.2.2 Заходи щодо оптимізації виробничого освітлення робочої зони персоналу

У котельні передбачені наступні види освітлення:

- робоче освітлення напругою 220 В;

- аварійно - евакуаційне напругою 220 В;

- ремонтне освітлення напругою 12 В.

Підключення щитів освітлення виконано від ТП кабельними лініями по радіальних схемах.

Мережі освітлення захищені від перевантаження і струмів короткого замикання.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						92
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ремонтне освітлення виконується напругою 12 В і живиться від мережі аварійного освітлення через знижувальні трансформатори 220/ 12 В.

Проектні рішення з природного, штучного і комбінованого освітлення приміщень та окремих зон відповідають вимогам СНиП 23-05-95.

10.2.3 Захист від виробничого шуму

– для машиніста котлів створене окреме, ізольоване від шуму, приміщення з розміщенням в ньому щитів технологічної сигналізації (щитова);

– службово-побутові приміщення захищені від шуму діючого устаткування глухими стінами;

- застосовуються засоби індивідуального захисту від шуму – протишумні навушники;

– зменшення шуму в джерелі шляхом вдосконалення устаткування і експлуатації його в нормальних режимах.

– вентилятори і димососи встановлюються за котлом біля стіни будівлі, самої віддаленої від робочих місць обслуговуючого персоналу;

- для зниження рівня звукового тиску в газоході і димовій трубі при швидкості потоку понад 15 м/с встановлюються пластинчаті глушники шуму з напівжорсткої мінеральної плити в оболонці із склотканини і перфорованого листа;

– повітропроводи і вентиляційне устаткування приєднуються за допомогою гнучких вставок

10.2.4 Захист від виробничих вібрацій

Рівень звукового тиску від обладнання котельні та викиди шкідливих речовин не перевищують нормативних даних.

Для зниження рівня шуму і для запобігання вібрацій, які можуть передаватися від обладнання (мережеві насоси, насоси циркуляційні), проектом передбачені гнучкі трубопровідні вставки.

10.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях

Одними з основних складових ПЛАС є розробка технічних рішень та організаційних заходів щодо оповіщення, евакуації та дій персоналу котельні у разі виникнення надзвичайної ситуації (НС), а також вирішення питань пожежної безпеки.

10.3.1 Обов'язки та дії персоналу у разі виникнення НС

У разі виникнення НС працівники зобов'язані діяти тверезо й спокійно, не панікувати, точно й оперативно слідувати вказівкам керівництва підприємства, осіб, відповідальних за

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						93
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

цивільний захист (цивільну оборону) та техногенну безпеку, протипожежну безпеку, охорону праці, а також представників ДСНС та державної пожежної охорони.

У випадку виникнення НС кожний працівник мусить:

- припинити роботу (якщо це дозволено технологічним процесом виробництва);
- якнайшвидше сповістити про НС керівника та відповідальну посадову особу;
- приступити до ліквідації (локалізації) НС наявними засобами;
- за необхідності викликати підрозділи ДСНС та державну пожежну охорону.

Керівництво підприємства, а також особи, відповідальні за цивільний захист (цивільну оборону) та техногенну безпеку, протипожежну безпеку, охорону праці, зобов'язані в разі виникнення НС:

- перевірити та продублювати повідомлення про НС, довести це до відома керівника підприємства;
- оцінити умови, з'ясувати кількість і місцезнаходження людей, за потреби вжити заходів щодо оповіщення працівників, населення про НС;
- під час загрози для життя людей негайно організувати їх рятування (евакуацію), використовуючи для цього наявні сили й засоби;
- забезпечити виведення з небезпечної зони людей, які не беруть безпосередньої участі в ліквідації НС;
- обмежити допуск людей та транспортних засобів до небезпечної зони;
- у разі необхідності виконати: відключення електроенергії (за винятком систем протипожежного захисту), зупинку транспортувальних пристроїв, агрегатів, апаратів, перекриття сировинних, газових, парових комунікацій, зупинку систем вентиляції в аварійному приміщенні (за винятком пристроїв протидимового захисту) та вжити інших заходів, що сприяють ліквідації (локалізації) НС;
- організувати надання медичної допомоги потерпілим, харчування та відпочинок осіб, які беруть участь у ліквідації НС;

У разі дій щодо локалізації (ліквідації) наслідків НС потрібно:

- постійно враховувати реальні можливості й ресурси підприємства, накопичений персоналом підприємства досвід дій під час НС, ступінь небезпеки для життя та здоров'я людей, довкілля;
- організувати оповіщення й зустріч підрозділів ДСНС та інших служб, забезпечити узгодженість дій персоналу підприємства й підрозділів аварійно-рятувальної, медичної та інших служб;
- у випадку необхідності організувати евакуацію персоналу (частини персоналу) та матеріальних цінностей.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						94
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На особу, відповідальну за стан цивільного захисту (цивільної оборони) та техногенної безпеки на підприємстві, покладають:

- оповіщення працівників, уточнення даних про транспортні засоби, що виділяються для евакуації, термін їхньої подачі, маршрути та порядок руху;
- організацію й контроль посадки евакуйованих працівників на транспортні засоби та відправку колон;
- інформування керівництва підприємства та вповноважених органів влади про хід евакуації

Посадові особи, на яких чинними нормативно-правовими актами покладаються обов'язки щодо локалізації (ліквідації) аварійної ситуації (аварії), несуть відповідальність згідно із законодавством.

Вимоги щодо організації ефективної роботи системи оповіщення виробничого персоналу при НС

Для підвищення безпеки в надзвичайних ситуаціях (НС) пропонується встановлення системи оповіщення (СО) виробничого персоналу.

Оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення НС, наприклад при пожежі, здійснюється відповідно до вимог НАПБ А.01.003-2016.

Оповіщення про НС та управління евакуацією людей здійснюється одним з наступних способів або їх комбінацією:

- поданням звукових і (або) світлових сигналів в усі виробничі приміщення будівлі з постійним або тимчасовим перебуванням людей;
- трансляцією текстів про необхідність евакуації, шляхи евакуації, напрямки руху й інші дії, спрямовані на забезпечення безпеки людей;
- трансляцією спеціально розроблених текстів, спрямованих на запобігання паніці й іншим явищам, що ускладнюють евакуацію;
- ввімкненням евакуаційних знаків "Вихід";
- ввімкненням евакуаційного освітлення та світлових покажчиків напрямку евакуації;
- дистанційним відкриванням дверей евакуаційних виходів;

Як правило, СО вмикається автоматично від сигналу про пожежу, який формується системою пожежної сигналізації або системою пожежогасіння. Також з приміщення оперативного (чергового) персоналу СО (диспетчера пожежного поста) слід передбачати можливість запуску СО вручну, що забезпечує надійну роботу СО не тільки при пожежі, а і у разі виникнення будь-якої іншої НС.

Згідно з вимогами ДБН В.1.1-7-2016 необхідно забезпечити можливість прямої трансляції мовленнєвого оповіщення та керівних команд через мікрофон для оперативного

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						95
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

реагування в разі зміни обставин або порушення нормальних умов евакуації виробничого персоналу.

Оповіщення виробничого персоналу про НС /пожежу/ здійснюється за допомогою світлових та/або звукових оповіщувачів - обладнуються всі виробничі приміщення.

СО повинна розпочати трансляцію сигналу оповіщення про НС /пожежу/, не пізніше трьох секунд з моменту отримання сигналу про НС /пожежу/.

Пульти управління СО необхідно розміщувати у приміщенні пожежного поста, диспетчерської або іншого спеціального приміщення (в разі його наявності). Ці приміщення повинні відповідати вимогам пунктів 1.6.13, 1.6.14, 1.6.15 ДБН В.2.5-13 "Інженерне обладнання будинків і споруд. Пожежна автоматика будинків і споруд".

Кількість звукових та мовленнєвих оповіщувачів, їх розміщення та потужність повинні забезпечувати необхідний рівень звуку в усіх місцях постійного або тимчасового перебування виробничого персоналу.

Звукові оповіщувачі повинні комбінуватися зі світловими, які працюють у режимі спалахування, у таких випадках:

- у приміщеннях, де люди перебувають у шумозахисному спорядженні;
- у приміщеннях з рівнем шуму понад 95 дБ.

Допускається використовувати евакуаційні світлові покажчики, що автоматично вмикаються при отриманні СО командного імпульсу про початок оповіщення про НС /пожежу/ та (або) аварійному припиненні живлення робочого освітлення.

Вимоги до світлових покажчиків "Вихід" приймаються відповідно до ДБН В.2.5-28-2016 "Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення".

СО в режимі "Тривога" повинна функціонувати протягом часу, необхідного для евакуації людей з будинку, але не менше 15 хвилин.

Вихід з ладу одного з оповіщувачів не повинен призводити до виведення з ладу ланки оповіщувачів, до якої вони під'єднані.

Електропостачання СО здійснюється за I категорією надійності згідно з "Правилами устрою електроустановок" (ПУЭ) від двох незалежних джерел енергії: основного - від мережі змінного струму, резервного - від акумуляторних батарей тощо.

Перехід з основного джерела електропостачання на резервний та у зворотному напрямку в разі відновлення централізованого електропостачання повинен бути автоматичним.

Тривалість роботи СО від резервного джерела енергії у черговому режимі має бути не менш 24 годин [13].

Тривалість роботи СО від резервного джерела енергії у режимі "Тривога" має бути не менше 15 хвилин.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						96
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Звукові оповіщувачі повинні відповідати вимогам ДСТУ EN 54-3:2016 "Системи пожежної сигналізації. Частина 3. Оповіщувачі пожежні звукові".

Світлові оповіщувачі, які працюють у режимі спалахування, повинні бути червоного кольору, мати частоту мигтіння в межах від 0,5 Гц до 5 Гц та розташовуватись у межах прямої видимості з постійних робочих місць.

Вимоги щодо організації евакуації персоналу при НС

Евакуація має забезпечити захист працюючого персоналу в разі неможливості вжиття інших заходів цивільного захисту під час виникнення надзвичайних ситуацій. Рішення про евакуацію приймається керівником підприємства або особою, яка його заміщує. Підставою для прийняття рішення про практичне здійснення евакуаційних заходів є фактичні показники стану довкілля у випадку надзвичайної ситуації та відповідне рішення Кабінету Міністрів України, органів місцевої державної влади, територіальних органів ДСУ.

У разі евакуації на керівника підприємства покладається:

- планування й проведення евакуації працівників;
- контроль за плануванням, підготовкою й проведенням евакуаційних заходів;
- визначення та підготовка безпечного району для розміщення евакуйованих працівників;

Ширина шляхів евакуації прийнята не менше 1 м, дверей не менше 0,8 м. Відкриття дверей на шляхах евакуації передбачено у бік найближчого евакуаційного виходу, висота проходів і дверей не менше 2м. Двері на сходові клітки, провідні в коридор і назовні, що самозакриваються з ущільненням в притворах. Вихідні двері з котельного приміщення відкриваються назовні.

На видимих і досяжних місцях, ближче до виходів з приміщень встановлені пожежні щити для розміщення первинних засобів пожежогасіння: ручних вуглекислотних вогнегасників ОУ-5 ГОСТ 7276-77, ящики з піском, місткістю 1 м, лопати, лому, багра, сокири, щільної повсті розміром 2х1,5 м.

10.3.3 Технічні рішення та організаційні заходи з пожежної безпеки

В котельних небезпека виникнення пожеж пов'язана з наявністю великих кількостей палива (природного газу), різних масел в системах змащування технологічного устаткування і в електротехнічних установках; споживачів електроенергії власних потреб різної потужності і напруги; високих температур теплоносія, газів, поверхонь технологічного устаткування і трубопроводів.

Таким чином, джерела пожежі в котельній:

- іскри, що утворюються при коротких замиканнях;
- нагрів електроустаткуванню при його перевантаженні;
- вибух в результаті витоку газу.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						97
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Причиною пожежі в котельному відділенні може служити:

- самозагорання масла в системах охолодження і змащування
- спалах газоповітряної суміші в котлі.

Будівля котельної виконується з матеріалів, що не згоряють, з важкоспалимим утеплювачем. Для внутрішнього облицювання приміщень застосовують матеріали, що не згоряють.

Виробничий режим будівлі реконструйованої котельної:

- по ступеню пожежної і вибухопожарної небезпеки будівля відноситься до категорії "Г";
- ступінь вогнестійкості - II;
- клас відповідальності - П.

Приміщення головного і блокового щита управління:

- категорія приміщення –Д
- мінімальний ступінь вогнестійкості II.

Приміщення хімводоочистки :

- категорія приміщення – В
- мінімальний ступінь вогнестійкості –II
- клас по вибухо і пожежонебезпеці згідно ПУЕ- 2017 - П-Па .

Технічні рішення системи запобігання пожежі направлені на запобігання утворення горючого середовища і недопущення виникнення джерел запалення:

- для продування газопроводів передбачені продувочні свічки і штуцери із запірними органами і заглушками для підведення продувочного агента гнучким шлангом. Проектом передбачені продувочні свічки
- застосування для горючих речовин герметичного устаткування; для цього газопроводи виконуються тільки з безшовних або електрозварних труб.
- арматура застосовується сталева 1 класу герметичності по ГОСТу 954475.
- на газопроводах встановлюються: засувка з електроприводом, штуцер для продування, швидкодійний замочний орган з дистанційним електричним і ручним керуванням.
- в нижній точці газопроводу встановлюється дренажний штуцер із замочним органом і пристроєм для установки заглушки.

Газопровід забарвлюється в жовтий колір з червоними кільцями.

- передбачена захисна оболонка електроустаткування (електродвигуни насосів, димососів, вентиляторів); ступінь захисту оболонки IP54. Електродвигуни приводів насосів і вентиляції виконані у вибухозахищеному

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						98
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

виконанні

- блискавкозахист виконаний за III категорії .В якості блискавкоприймача використовується існуюча димова труба котельні висотою 60 м
- на щит управління виводиться пожежна сигналізація, інформація про тиск повітря і палива, про спрацьовування технологічних захистів, свідчення газоаналізаторів.
- застосовуються установка на газопроводах металевих П-образних компенсаторів і вигинів.
- захист від прямих ударів блискавки димової труби здійснюється шляхом приєднання її до штучного заземлення;
- захист від прямих ударів блискавки по зовнішніх наземних металевих комунікаціях здійснюється шляхом приєднання їх до заземлення.

При наявності запаху газу , пожежі або виникненні іншої НС негайно зробити зупинку пальника , після чого викликати представників відповідних аварійних служб. Електромонтажні роботи вести відповідно діючих ПУЕ , " Електротехнічним обладнанням"СНиП 3.05.06-85 , "Пожежна автоматика будинків і споруд" ДБН В.2.5-13-98.

Всі металеві частини електрообладнання , які нормально не перебувають під напругою підлягають заземленню (зануленню) .

Прокладку трас до детекторів газу і температури вести проводом ПВС 3х1,5 в захисних металевих трубах. Монтажні роботи виконати згідно з діючими ПУЕ , СНиП 3.05.06-85 , СНиП 2.04.09-84 та інструкціями з монтажу та експлуатації системи безпеки GX- 4 .

Для підвищення рівня пожежної безпеки використовується автоматична система пожежної сигналізації, виконана відповідно до вимог ДБН В.2.5-13-98

Кількість, розташування та умови зберігання вогнегасників відповідно до ДСТУ 3675-98 та ISO 3941-2007.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						99
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

10.4 Висновки з розділу 10

Розглянуті основні питання по охороні праці. Розроблені технічні рішення, щодо безпечної та надійної експлуатації котельні.

Проект розроблений відповідно до системи стандартів безпеки праці (ССБП) з дотриманням діючих норм і правил з охорони праці та техніки безпеки та з урахуванням забезпечення нормальних умов праці і техніки безпеки. З цією метою приміщення котельні забезпечено відповідними системами опалення, вентиляції і освітлення, а службово-побутові приміщення огорожені від шуму працюючого обладнання глухими стінами. Котли і допоміжне обладнання оснащені відповідно до чинних норм та правил необхідним технологічним захистом, який забезпечує їх відключення в аварійних ситуаціях та передачу сигналу до кімнати чергового персоналу.

Заходи з охорони праці вирішені комплексно:

- теплова ізоляція обладнання і трубопроводів, які мають температуру на поверхні вище 45 оС;
- автоматична система контролю загазованості;
- автоматика безпеки котлів;
- технологічна сигналізація;
- робоче і ремонтне освітлення;
- організація проходів між обладнанням відповідно діючих норм;
- 3-х кратний повітрообмін;
- блискавкозахист;
- заземлення;
- занулення.

Категорія приміщення котельного залу по вибуховій, вибухопожежній та пожежній небезпеці – Г. По конструкціях перекриття і огорожувальних конструкцій приміщення відноситься до II ступеню вогнестійкості. Клас середовища - "норма". Приміщення відноситься до вибухонебезпечної зони, клас В-Іа (ПУЭ гл. 7.3.41).

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						100
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

В магістерській дисертації була виконана реконструкція водогрійної опалювальної котельні в м. Івано-Франківськ, що виробляє теплоту для опалення споживачів, а також теплоту для потреб ГВП. В результаті розрахунків теплових навантажень були отримані теплові втрати одного будинку з житлового масиву, який є безпосереднім споживачем теплової енергії котельні. Сумарні теплові навантаження складають: 13,5 МВт. Для отриманого навантаження була розроблена теплова схема котельні, за якою було підібране необхідне основне обладнання. Котлоагрегати були обрані від італійської фірми “ICI CALDAIE” - TNOX EN 9000/1 оснащений автоматизованим газовим пальником в моноблоковому виконанні фірми «Weishaupt» тип WM-G50/2-A, ZM-NR(Low NOx), номінальною потужністю 9,0 МВт. Теплова схема розроблена з урахуванням роботи нового котла TNOX EN 9000/12 та існуючого KB-ГМ-6,5. Необхідні для руху теплоносія насоси були взяті від німецької фірми “WILO”, типоряду STRATOS, STRATOS GIGA. Були підібрані три мережевих насоса (2 – робочих, 1 – резервний), типу Wilo NL 80/250-45-2-12; два підживлювальних насоса (один – робочий, один – резервний), типу Wilo-MHI1604N-1/E/3-400-50-2. Для кожного насосу були розраховані відповідні робочі параметри, які вказані в розділі 4. В результаті теплового розрахунку підібраний водо-водяний підігрівник для ГВП із блоком опорних перетинок з параметрами, які зведені в таблиці 4.3.

Для обробки сирової води, та підготовки її до використання в контурі мережі опалення була обрана установка NA-катіонування польської фірми BWT та установку помякшення води з дозуючою станцією EXADOS® EGS 20 R 1½" з характеристиками, які наведені в таблиці 5.2.

Згідно розрахунку в розділі 6, діапазон роботи лічильників забезпечує повне регулювання витрати палива на котельню та не потребує заміни, тобто реконструкція котельні з заміною існуючого котла ТВГ-8м, ст. №3 на новий проектний котел не впливає на роботу існуючого вузла обліку. Також виконаний аеродинамічний розрахунок димової труби висотою 30м, що забезпечує відведення димових газів від проектного котла. В розділі 8 розраховано та підібрано утилізатор теплоти.

На основі технічних рішень в даній роботі розроблено стартап-проект (див. розд 9), та прораховано доцільність виконання робіт по реконструкції та розраховано срок окупності.

Для забезпечення безпечного обслуговування котельні та наявного в ній працюючого обладнання, а також обладнання, що ремонтується було розроблено комплекс заходів, яких необхідно дотримуватися під час експлуатації котельні та висвітлено в розділі 10 “Охорона праці”.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
						101
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. СНиП 2.04.05 – 91. Отопление, вентиляция, кондиционирование. – Чинні від 1997. – М.: ГУП ЦПП, 1997. – 72 с.
2. Боженко М.Ф. Джерела теплопостачання та споживачі теплоти: Навч. посіб./ М.Ф.Боженко, В.П.Сало, – К.: ІВЦ „Видавництво «Політехніка»”, 2004. – 192 с.
3. ДБН В.2.6 – 31: 2016. Теплова ізоляція будівель. – Чинні від 2017-27-11. – К.: Укрархбудінформ, 2016. – 31 с.
4. ДСТУ-Н Б А2.2. – 5: 2007. Проектування. Настанова з розроблення та складання енергетичного паспорта будинків при новому будівництві та реконструкції. – Чинні від 2008-07-01. – К: НДІпроектреконструкція, 2007. – 43 с.
5. ДБН В.2.5. – 64: 2012. Внутрішній водопровід та каналізація. Частина І. Проектування. Частина ІІ. Будівництво. – Чинні від 2014-03.01. – К.: ДП Міськбудпроект, 2012. – 105 с.
6. ДБН В.2.5. – 74: 2013. Водопостачання. Зовнішні мережі та споруди. Основні положення проектування. – Чинні від 2014-01.01. – К.: УкрНДІводоканалпроект, 2013. – 172 с.
7. Теплові навантаження. Теплові схеми котельнь. Метод. вказівки до викон. розрахункової роботи з дисципліни «Джерела теплопостачання та споживачі теплоти» для студ. напряму підготовки 6.05060101 «Теплоенергетика» освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр» / Уклад.: М.Ф. Боженко, Ю.В. Шовкалюк. – Київ : НТУУ «КПІ», ТЕФ, 2013. - 52 с.
8. Краснощеков Е.А. Задачник по теплопередаче: Учебн. пособие для вузов./ Е.А. Краснощеков, А.С. Сукомел – 4-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1980. - 288 с., ил.
9. ГОСТ 10704 : 1991. Государственный стандарт СССР. Трубы стальные электросварные прямошовные. – Чинний від 1993-01-01. – М.: Издательство Стандартов, 1991. – 14 с.
10. Лебедев П.Д. Теплоиспользующие установки промышленных предприятий: Учебн. пособие для вузов./ П.Д.Лебедев, А.А.Щукин, - М.: Энергия, 1970. – 408 с., ил.
11. Теплобак. Каталог обладнання [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.teplobak.com.ua> (01.06.19)
12. Проектирование установок На-катионирования. – М.: Сантехпроект, 1975. – 26 с.
13. Лифшиц О.В. Справочник по проектированию водоподготовительных установок для котельных малой мощности./ О.В.Лифшиц.- М.: Энергия, 1969. – 288 с.

					ТП 81мп 18 004 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		102

ЗАТВЕРДЖУЮ

Декан теплоенергетичного
факультету КПІ ім. Ігоря Сікорського

_____ Є.М. Письмений
(підпис) (ініціали, прізвище)

«_____» _____ 20__ Р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор ПРЕДСТАВНИЦТВА
«ЕНЕРТЕКС»
(керівник підприємства, організації)

_____ Д.Ж. Аладеніс
(підпис) (ініціали, прізвище)

«_____» _____ 20__ Р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на проектно-конструкторську роботу

«Реконструкція опалювальної водогрійної котельні для теплопостачання групи житлових будинків в м. Івано-Франківську»

1. Термін виконання роботи

Початок – 01.09. 2019 р.

Закінчення – 16.12. 2019 р.

2. Обґрунтування для виконання роботи

В наявній котельні встановлені один водогрійний котел КВ-ГМ-6,5 та два котли ТВГ-8М. У зв'язку з закінчення терміну експлуатації одного з котлів ТВГ-8М необхідна його заміна на сучасний тип котла. Дана обставина потребує уточнення теплових навантажень споживачів та теплової схеми котельні з відповідними розрахунками.

3. Мета роботи

Реконструкція котельні з метою безперебійного теплопостачання мешканців житлового масиву гарячою водою на системи опалення та на гаряче водопостачання.

4. *Зміст основних етапів виконання роботи*

Розрахунки теплових навантажень споживачів.

Розрахунки теплової схеми котельні.

Вибір основного та допоміжного обладнання котельні.

Водопідготовка котельні.

Газопостачання котельні

Аеродинамічні розрахунки газового тракту котельні.

Утилізація теплоти димових газів.

Графічний матеріал:

- теплова схема котельні;.

- розміщення обладнання та трубопроводів в котельні;

- газопостачання котельні;

- утилізатор теплоти;.

5. *Матеріали, що подаються після закінчення роботи*

5.1. Пояснювальна записка (текстова частина магістерської дисертації).

5.2. Креслення.

5.3. Довідка про впровадження результатів.

6. *Порядок розгляду і приймання роботи*

Результати роботи розглядаються на засіданні ЕК із захисту атестаційних робіт освітнього ступеня «магістр» за спеціальністю 144 «Теплоенергетика», освітньо-професійною програмою «Промислова та муніципальна теплоенергетика і енергозбереження».

Керівник роботи

Виконавець

_____ доц. М.Ф. Боженко
(підпис) (посада, ініціали, прізвище)

Студент гр. ТП-81мп
ТЕФ, КПІ ім. Ігоря Сікорського
_____ В.О. Гут
(підпис) (ініціали, прізвище)

«____» _____ 20__ Р.

«____» _____ 20__ Р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор ПРЕДСТАВНИЦТВА
«ЕНЕРТЕКС»

(керівник підприємства, організації)

_____ Д.Ж. Аладеніс
(підпис) (ініціали, прізвище)

« ____ » _____ 20__ р.

АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів магістерської дисертації

студента КПІ ім. Ігоря Сікорського Гута Вадима Олександровича

Результати магістерської дисертації студента теплоенергетичного факультету КПІ ім. Ігоря Сікорського на тему: «Реконструкція опалювальної водогрійної котельні для теплопостачання групи житлових будинків в м. Івано-Франківську» упроваджені в представництві ЕНЕРТЕКС в частині розрахунків теплових навантажень споживачів, розрахунків теплової схеми котельні, розрахунків та вибору основного та допоміжного обладнання котельні, розрахунків та вибору обладнання водопідготовки, утилізації теплоти димових газів.

Головний інженер проекту

_____ М.Б. Белюженко
(підпис) (ініціали, прізвище)

« ____ » _____ 20__ р.

СПИСОК НАУКОВИХ ПРАЦЬ

Гута Вадима Олександровича
(прізвище, ім'я. по-батькові студента)

№ з/п	Найменування праць	Рукописні або друковані	Назва видавництва, журналу (номер, рік) або номер авторського свідоцтва, номер диплома на винахід	Кількість друкованих аркушів або сторінок разом	Прізвища співавторів праць
1	2	3	4	5	6
1	Підвищення ефективності водогрійних котелень помірно-централізованого теплопостачання (тези)	друк.	Матеріали XVII Міжнар. наук.-практ. конференції молодих вчених та студентів «Сучасні проблеми наукового забезпечення енергетики», Київ, 23–26 квітня 2019 р., у 2 т. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2019. – Т.1, С.249	1 с	Боженко М.Ф.
2	Безвитратна система захисту від корозії турбіни теплової електростанції методом продувки сухим повітрям (наукова стаття)	друк.	Науковий-виробничий журнал «Енергетика та електрофікація»- 2018.- №5,С.21-27.	6 с	Назарова І.О. Шаповал Б.А.

Власник документу:
Гавриш Андрій Сергійович

ID перевірки:
1000695996

Дата перевірки:
02.12.2019 10:30:15 GMT+0

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:
02.12.2019 10:30:45 GMT+0

ID користувача:
77138

Назва документу: ГутВ.О.ТП81мп

ID файлу: 1000707926 Кількість сторінок: 30 Кількість слів: 6163 Кількість символів: 41427 Розмір файлу: 1.20 MB

12.3% Схожість

Найбільша схожість: 3.78% з джерело бібліотеки. ID файлу: 1000456135

6.39% Схожість з Інтернет джерелами 111 Page 32

7.89% Текстові збіги по Бібліотеці акаунту 126 Page 32

0% Цитат

Не знайдено жодних цитат

0% Вилучень

Вилучений текст відсутній

Підміна символів

Заміна символів 50

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	ТП 81мп 18 004 ПЗ	Пояснювальна записка	106	
3	A1	ТП 81мп 18 004 001 ТМК	Теплова схема	1	
4	A1	ТП 81мп 18 004 002 ТМК	Розташування обладнання. План на відм. 0,000	1	
5	A1	ТП 81мп 18 004 003 ТМК	Розташування трубопроводів. План на відм. 0,000	1	
6	A4	ТП 81мп 18 004 004 ТМК	Розташування трубопроводів. План на відм. +3,300	1	
		ТП 81мп 18 004 005 ТМК	Розташування трубопроводів. Розріз 1-1,2-2	1	
		ТП 81мп 18 004 006 ТМК	Розташування трубопроводів. Розріз 3-3,4-4	1	
		ТП 81мп 18 004 007 ТМК	Розташування трубопроводів. Розріз 5-5,6-6	1	
		ТП 81мп 18 004 008 ТМК	Газоходи котла з утилізатором. План на відм. 0,000. Розріз А-А, Вигляд А	1	
		ТП 81мп 18 004 001 ГПВ	Схеми газопроводів	1	
		ТП 81мп 18 004 002 ГПВ	Розташування газопроводів. План на відм. 0,000. Розріз 1-1	1	
		ТП 81мп 18 004 001 ТМК.С	Специфікація	2	

				ТП 81мп 18 004		
	ПІБ	Підп.	Дата			
Студент	Гут В. О.			Відомість дипломного проекту	Аркуш	Аркушів
Керівн.	Боженко М.Ф.					1
П.контр.					НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського»	
Н.контр.	Боженко М.Ф.				Каф. ТПТ, Гр. ТП – 81мп	
Зав.каф.	Варламов Г.Б.					