

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

Факультет: Інженерних систем та екології

Випускова кафедра: Теплотехніки

Освітній ступінь: Магістра

Спеціальність 192 «Будівництво та цивільна інженерія»

Освітня програма: «Теплогазопостачання та вентиляція»

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
Декан факультету

Приймак О.В.

„\_\_\_” \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**З А В Д А Н Н Я**  
**ДО ВИКОНАННЯ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА**  
**ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

Кутовий Сергій Олександрович

1. Тема роботи: «Опалювальна котельня с контактними водонагрівачами»

затверджена наказом ректора КНУБА № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_ року

2. Керівник роботи Габа К.О. к.н.т. доцент

3. Строк подання здобувачем роботи до захисту \_\_\_\_\_ р.

4. Зміст пояснювальної записки за розділами:

Р. 1 Характеристика об'єкту;

Р. 2. Технічні рішення з реконструкції котельні;

Р. 3. Автоматизація;

Р. 4. Заходи з енергозбереження;

Р. 5. Заходи з охорони навколишнього середовища;

Р. 6. Охорона праці;

Р. 7. Організація монтажних робіт;

Р. 8. Економічна частина;

5.Графічний матеріал за розділами

Р. 1. Ситуаційний план;

Р. 2. Існуюча теплова схема та теплова схема у водогрійному режимі;

Р. 3 Розташування обладнання. Існуюче положення;

Р. 4. Розташування обладнання після реконструкції;

Р. 5. Аксонометрична схема газопроводу;

- Р. 6. Технологія переводу котла ДКВР-4/13 в водогрійний режим;
- Р. 7. Гідравлічна схема котла ДКВР-4/13 у водогрійному режимі;
- Р. 8. Схема автоматизації функціональна;
- Р. 9. Організація будівельно-монтажних робіт;

Календарний план виконання роботи:

Види робіт та їх зміст	Дата виконання
Розробка розділу 1	05.08.24
Розробка розділів 2-3	10.08.24
Розробка розділів 4-5	04.09.24
Розробка Графічної частини	09.09.24
Розробка розділів 6-7	01.10.24
Розробка розділу 8	22.10.24
Розробка Висновку	20.11.24
Остаточне оформлення роботи	02.12.24
Направлення роботи для перевірки на плагіат	10.12.24
Попередній захист роботи на випусковій кафедрі	12.12.24
Направлення роботи на рецензування	15.12.24

Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Перевірів	
		дата	підпис

Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

Зав. кафедри	_____	<u>Кириченко М.А.</u>
	(підпис)	(прізвище, ініціали)
Керівник	_____	<u>Габа К.О.</u>
	(підпис)	(прізвище, ініціали)
Здобувач	_____	<u>Кутовий С.О.</u>
	(підпис)	(прізвище, ініціали)

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

Інженерних систем та екології  
Теплотехніки

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА  
ДО КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ  
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

на тему:

«Опалювальна котельня с контактними водонагрівачами»

Кутовий Сергій Олександрович

Київ 2024 р.

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

Інженерних систем та екології

Теплотехніки

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Кириченко М.А.

»\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА  
ДО КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ  
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

«Опалювальна котельня с контактними водонагрівачами»

Виконав Кутовий Сергій Олександрович  
192 «Будівництво та цивільна інженерія»  
«Теплогазопостачання та вентиляція»  
Група зТВм-23-2  
Керівник Габа К.О. к.т.н., доцент

*Ідентичність підтверджую*

Київ 2024 р.

## Зміст

1. Характеристика об'єкту.	2
2. Технічні рішення з реконструкції котельні.	4
2.1. Існуюче положення.	4
2.2. Технічні рішення з реконструкції.	4
2.2.1. Теплова схема котельні при роботі у водогрійному режимі.	5
2.2.2. Тепловий розрахунок котла у водогрійному режимі.	6
2.2.3. Існуюче обладнання, що підлягає демонтажу.	20
2.2.4. Існуюче обладнання, що буде використовуватись надалі.	20
2.2.5. Водопідготовча установка.	20
2.3. Газопостачання.	23
2.3.1. Існуюче становище.	23
2.3.2. Технічні рішення з реконструкції газопостачання.	24
2.4. Газоповітряний тракт.	25
2.4.1. Аеродинамічний розрахунок газопроводів. Вибір димососу.	25
2.4.2. Аеродинамічний розрахунок повітропроводів. Вибір дуттєвого вентилятора.	29
2.5. Компонування обладнання котельні.	31
2.6. Трубопроводи котельні.	31
2.7. Реконструкція котлів.	31
2.7.1. Принципова схема роботи котлоагрегата ДКВР-4/13 у водогрійному режимі.	31
2.7.2. Гідравлічний розрахунок котла у водогрійному режимі.	32
2.7.3. Зміни в конструкції котла.	41
2.7.4. Технічні характеристики котла ДКВР у водогрійному режимі.	41
3. Автоматизація.	43
4. Заходи з енергозбереження.	48
5. Заходи з охорони навколишнього середовища.	49
6. Охорона праці.	53
7. Організація монтажних робіт.	60
8. Економічна частина	62
9. Література	63

## 1. Характеристика об'єкту

Вихідні дані для проектування:

1.1. Проект реконструкції котельні з котлами ДКВР - 4/13 виконано на підставі:

- Завдання на проектування;
- нормативних документів:
  - ДБН В.2.5-20-2001 "Газопостачання";
  - ВСН–281-75 "Тимчасові вказівки по проектуванню систем автоматизації технологічних процесів";
  - ВСН–205-84 "Інструкція по проектуванню електричних установок систем автоматизації технологічних процесів";
  - ДНАОП 0.00-1.20-98 "Правила безпеки системи газопостачання України";
  - ДНАОП 0.00-1.26-96 "Правила будови і безпечної експлуатації парових котлів з тиском пари не більше 0.07 МПа (0.7 кгс/см ) та водогрійних котлів і водонагрівачів з температурою нагріву води не вище 115 °С";
  - ДНАОП 0.00-1.11.98 "Правила будови та безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води";
  - "Правил обліку відпускання і використання теплової енергії";
  - "Правил подачі та використання газу в народному господарстві України";
  - "Правил пожежної безпеки України".

1.2. Система тепlopостачання закрита. Температурний графік 95-70 °С, робочий тиск 0,6 МПа.

1.3. Паливо - природний газ.

1.4. Доставка хімреагентів (сіль NaCl) для обробки води передбачена автотранспортом, зберігання – передбачено на складі котельні.

1.5. Електропостачання котельні – від діючих трансформаторних підстанцій.

1.6. Газопостачання котельні – від внутрішньомайданчикової газової мережі середнього тиску.

1.7. Водопостачання від діючого господарчо-питного водопроводу.

1.8. Каналізація котельні виведена в загальноспливну каналізацію випробувальної станції.

1.9. Призначення котельні – централізоване тепlopостачання систем опалення та гарячого водопостачання.

1.10. Котельня розташована в місті Миколаїв.

1.11. По надійності відпуску тепла котельня відноситься до 2-ої категорії згідно СНіП II-35-76.

1.12. Природні умови.

Кліматичні дані

- клімат району помірно-континентальний з середньорічною температурою повітря  $+0,4^{\circ}\text{C}$ ;
- температура зовнішнього повітря:
- абсолютна мінімальна  $-30^{\circ}\text{C}$ ;
- абсолютна максимальна  $+40^{\circ}\text{C}$ ;
- середня максимальна найбільш теплого місяця  $+29,3^{\circ}\text{C}$ ;
- найбільш холодної доби (забезпеченістю 0,92)  $-27^{\circ}\text{C}$ ;
- найбільш холодних п'яти діб (забезпеченістю 0,92)  $-20^{\circ}\text{C}$ .

Тривалість періоду з середньодобовою температурою повітря  $< 8^{\circ}\text{C}$  складає 165 діб, при середній температурі  $0,4^{\circ}\text{C}$ . Будівельна кліматична зона – IV.

1.13. Проектна потужність, номенклатура і технічний рівень продукції. Проектна потужність котельні після реконструкції:  
встановлена – 6,750 Гкал/ годину;  
розрахункова – 2,33 Гкал/годину.

## 2. ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ З РЕКОНСТРУКЦІЇ КОТЕЛЬНОЇ

### 2.1. ІСНУЮЧІЙ ПОЛОЖЕННЯ

Котельня призначена для забезпечення теплових навантажень підприємства. Стороннім споживачам тепло не відпускається.

По надійності відпуску теплоти котельня відноситься до II категорії за

Теплоносієм є водяна насичена пара тиском до 0,10 МПа. Теплоносієм виробляється в двох парових котлах ДКВР-4/13 з чавунними економайзерами, один з яких – робочий, другий – резервний. Котли пройшли технічне опосвідчення в 2007 році, згідно якого вони можуть працювати під тиском до 0,10 МПа. Котли працюють тільки на систему тепlopостачання. Технологічні споживачі відсутні. Парове навантаження теж відсутнє.

Теплоносієм для системи тепlopостачання, що працює за температурним графіком 950 -700С, готується в мережевих установках БПСВ-2-40,5/26,6 (2 шт.). Вода на гаряче водопостачання готується в ємкісному паровому водопідігрівачі.

Вихідна вода готується в системі хімічної водної підготовки, яка включає в себе двоступеневу установку пом'якшення шляхом натрій-катіонування у складі чотирьох фільтрів діаметром 1 метр з висотою завантаження катіоніт (сульфовугілля) 2,0 метра, а також термічний деаератор атмосферного типу ДСА-5 для видалення розчинених газів. Сіль для фільтрів зберігається у рідкому стані в сольовому бункері зовні котельні.

Підготовлена живильна вода подається в котли за допомогою живильних насосів.

Парові котли працюють з безперервною продувкою.

В тепловій схемі котельні працюють наступні групи насосів:

- мережеві;
- підживлюючі;
- насос подачі сольового розчину;
- насос системи гарячого водопостачання.

Теплова мережа, що під'єднана до котельні працює за температурним графіком 95-70 °С, тиск у мережі 0,6 МПа.

### 2.2. ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ З РЕКОНСТРУКЦІЇ

Теплове навантаження котельні не змінюється.

Температурний графік теплової мережі залишається незмінним 95-70 °С. Тиск теплоносія в мережі P=0,6 МПа.

В котельні передбачається наступний обсяг реконструкції:

- реконструкція існуючих парових котлів ДКВР-4/13 з переводом в водогрійний режим роботи за температурним графіком 95-70 °С;
- встановлення нових насосних груп: мережевої води та підживлення системи;
- заміна системи автоматики котлів;

- заміна системи атмосферної термічної деаерації на автоматизовану установку хімічного обезкиснення підживлювальної води;
- заміна існуючої двоступеневої системи натрій-катіонування на автоматизовану систему також двоступеневу натрій-катіонування фірми Jurby меншої потужності;
- заміна установки підготовки води для гарячого водопостачання на нову автоматизовану з виносним теплообмінником фірми Alfa-Laval типу T2-BFG та баком акумулятором, в якості якого передбачено використання існуючого ємного нагрівача;
- реконструкція системи внутрішнього газопостачання котлів із переводом її з низького тиску на середній, оснащення котлів газовою рампою фірми Veishaupt та заміною на кожному котлі двох штатних пальників ГМГ-2м на один більшої потужності ГМГ-4м, який підлягає модернізації шляхом оснащення запальником з автоматизованим електрозапалюванням, також фірми Veishaupt.

Котли комплектуються газовими пальниками ГМГ-4м з існуючими дуттєвими вентиляторами, димососами.

Трубопроводи та арматура в межах котла підлягає заміні, система автоматичного управління та контрольно-вимірювальні прилади також повністю оновлюється.

Власні витрати тепла в котельні значно зменшуються за рахунок відсутності безперервної продувки котлів, зменшення підживлення. Залишаються витрати на калорифер існуючої припливної камери.

### **2.2.1. Теплова схема котельні при роботі у водогрійному режимі**

Теплова схема котельні після переводу у водогрійний режим показана на листі 2.

Від споживачів теплоносій повертається в котельню, де мережеві насоси підвищують його тиск від 0,3 МПа до 0,8 МПа та направляють його через чавунні економайзери до котлів ( в роботі постійно один, другий – в резерві). Після котла нагрітий до 95 °С теплоносій направляється до споживачів.

Кількість теплоти та теплоносія обраховується теплотічильником ЛВТЕ-3с вітчизняного виробництва. Датчики розташовані слідуєчим чином:

облік зворотнього теплоносія здійснюється до лінії рециркуляції, а облік прямого теплоносія – після лінії рециркуляції; на лінії рециркуляції встановлюється рециркуляційний насос.

Температура теплоносія в подавальному трубопроводі регулюється за допомогою клапана з електроприводом. Регулювання передбачено за температурою зовнішнього повітря.

Підживлення сирію водою передбачено від існуючого господарсько – питного водопроводу через натрій-катіонітову установку пом'якшення води двухступеневу фірму Jurby. Пом'якшена вода накопичується в банку хімообробленої води, в якості якого використовується існуючий атмосферний деаератор, який за призначенням використовувати не передбачається. Пом'якшена вода з баку подається до зворотного

трубопровода підживлювальним насосом. Перед врізкою в зворотній трубопровід у воду додається хімічний реактив для зв'язування кисня, що розчинений у воді.

Вода для системи гарячого водопостачання готується в установці гарячого водопостачання, яка складається з пластинчастих теплообмінників фірми Alfa-Laval бака-акумулятора об'ємом 1 м<sup>3</sup>, в якості якого використовується існуючий паровий емкісний водонагрівач. Передбачена магнітна обробка сирі води перед теплообмінником.

### **2.2.2. Тепловий розрахунок котла у водогрійному режимі**

Нормативна потужність котла при експлуатації: на твердому паливі 2,38 Гкал/год і на газі 1,5х2,38=3,5 Гкал/год.

Варіанти розрахунку на теплову потужність

II варіант – 3,5 Гкал/год;

III варіант – 4,8 Гкал/год.

#### **Завдання**

Теплоносій – вода.

Робочій тиск – Р=10.

Температура виходу води – 95 °С.

Температура повітря, що подається в топку +30 °С.

#### **Розрахунок об'єму та ентальпій продуктів згоряння**

1. Розрахункові характеристики природного газу:

Склад газу по об'єму в %

CH<sub>4</sub>=84,5%;

C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>=0,9%

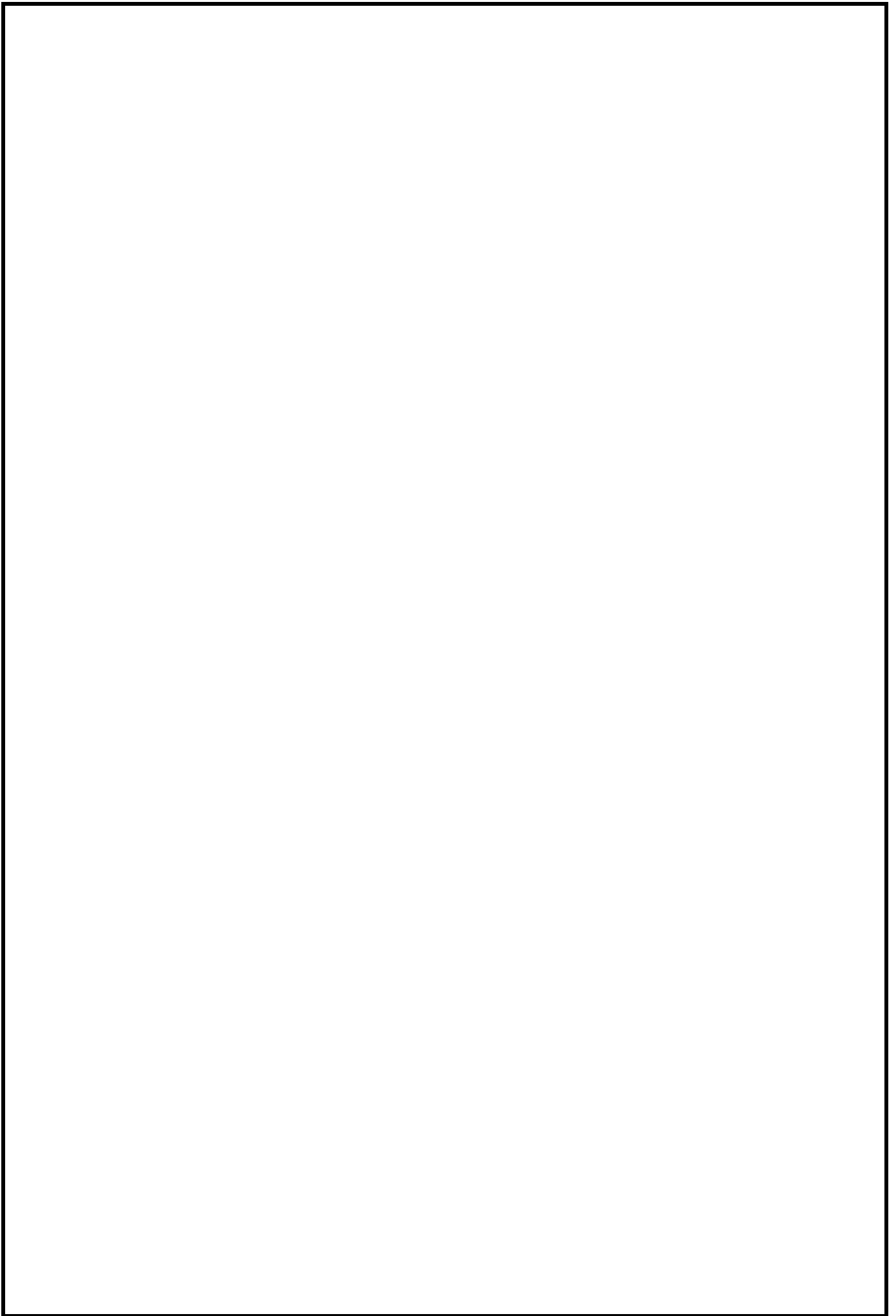
C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>=3,8%;

C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>=0,3%

C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>=1,9%;

CO<sub>2</sub>=0,8%;

Результати розрахунків наведені в таблиці 1 нижче.



### **2.2.3. Існуюче обладнання, що підлягає демонтажу**

У зв'язку з переводом у водогрійний режим значно спрощується теплова схема котельні та зменшується кількість допоміжного обладнання. На листах 2, 3 наведено червоним кольором обладнання, яке підлягає демонтуванню.

Демонтується блок безперервної продувки у складі сепаратора безперервної продувки та теплообмінник нагріву сирі води.

Демонтується блок теплообмінників підготовки мережної води.

Демонтується охолоджувач випару з теплообмінником нагріву сирі води.

Демонтується блок живильних насосів.

Демонтується редуційна установка зниження тиску пари та всі паропроводи з паровим колектором і всі конденсатопроводи.

Демонтується насос подачі солі та солерозчинник, а також бункер рідкого зберігання солі.

Демонтується чотири натрій-катіонітові фільтри та бак збору конденсату.

### **2.2.4. Існуюче обладнання, що буде використовуватись надалі**

Проект передбачає подальше використання існуючих деаератора та ємного парового водонагрівача, але для виконання інших функцій.

Деаератор передбачено використовувати в якості бака запасу пом'якшеної води.

Ємний водонагрівач буде використано як бак-акумулятор для системи гарячого водопостачання.

### **2.2.5. Водопідготовча установка**

Розрахунковий об'єм води для підживлення системи тепlopостачання складає 0,36 м<sup>3</sup>/год.

На сьогоднішній день сира вода проходить дві стадії обробки: пом'якшення та деаерацію.

Пом'якшення здійснюється в двоступеневій установці натрій-катіонування. Конструктивно установка вирішена у вигляді чотирьох фільтрів діаметром один метр і висотою засипки два метри. Вона здатна забезпечити пом'якшення 4 м<sup>3</sup> сирі води за годину. Така потужна установка при переході на водогрійний режим не потрібна. Технічний стан установки незадовільний.

Проектом передбачена заміна пом'якшувальної установки на нову двоступеневу і повністю автоматизовану виробництва фірми Jurby.

Деаерація проводиться в існуючій деаераційно-живильній установці. При переводі котлів з парового у водогрійний режим вимоги до води значно зменшуються згідно ДНАОП 0.00-1.26-96. Тому проектом прийнято рішення відмовитись від термічної деаерації і перейти до хімічного обезкиснення, яке проводиться за допомогою автоматизованої установки хімічного обезкиснення також фірми Jurby.

### 2.2.5.1. Розрахунок натрій-катіонітової водоочисної установки

№ п/п	Найменування показника	Одиниця виміру	Величина
1	2	3	4
1	Мутність	мг/дм <sup>3</sup>	0,5
2	Прозорість	см	-
3	Водневий показник рН	-	6,75
1	2	3	4
4	Залізо (Fe)	мг/дм <sup>3</sup>	0,115
5	Загальна жорсткість	мг-екв/дм <sup>3</sup>	5,0
6	Сульфати (СО <sub>4</sub> )	мг/дм	30,8
7	Сухий залишок	мг/дм"	-
8	Хлориди (Сь)	мг/дм <sup>3</sup>	21,75
9	Лужність	мг/дм <sup>3</sup>	4,9
10	Окисність	мг О <sub>2</sub> /дм	4,2
11	Гідрокарбонати	мг/дм <sup>3</sup>	298,9
12	Кальцій	мг-екв/дм <sup>3</sup>	3,7
13	Магній	мг-екв/дм <sup>3</sup>	1,3

Якість очищеної води:  
 жорсткість - 0,030 мг-екв/кг  
 вміст СО<sub>2</sub> не змінюється  
 залізо-марганець нижче 0,1 мг/кг.  
 Відношення рН до сирієї води змінюється мало.

#### Розрахунки натрій-катіонітної водоочисної установки "S/9000 MS 0,020 SC/2"

№ п/п	Розрахункові показники	Одиниця виміру	Величина
1	2	3	4
1	Продуктивність фільтрів середня в годину, $Q_{Na}$	л/год	109
2	Об'єм катіоніту (смоли) одного фільтру, $V_K$	л	20
3	Ємність фільтру по даним фірми-виробника $E_{Na} \cdot f_{Na} \cdot H_{Cл}$	г-екв	28
4	Робоча ємність фільтру $E_p^{Na} \cdot f_{Na} \cdot H_{Cл} = 0,9 \cdot E^{Na}$	г-екв	25,5
5	Кількість фільтрів в роботі, $a$	шт	2
6	Загальна жорсткість вихідної води, $Ж_3$	мг-екв/дм <sup>3</sup>	5,0
7	Кількість солей жорсткості, які видаляються на натрій-катіонітних фільтрах $A = 24 \cdot Ж_3 \cdot Q_{Na}$	г-екв/добу	13,08
8	Число регенерацій кожного фільтру за добу $n = A / E_{Na} \cdot f_{Na} \cdot H_{Cл} \cdot a$	1/добу	0,260

9	Витрата 100% солі на одну регенерацію фільтра: по даним фірми виробника	кг/рег	3,0
1	2	3	4
10	Добова витрата технічної солі на регенерацію фільтра $Q_{TC}=Q_C^{Na} \cdot n \cdot a \cdot 100/93$	кг/добу	1,674
11	Витрата води на повільну відмивку катіоніту	л/рег	60
12	Витрата води на швидку відмивку катіоніту	л/рег	80
13	Витрата води на зворотню відмивку фільтра	л/хв	54
1	2	3	4
14	Витрата води на приготування регенераційного розчину солі $Q_{PP}=Q_C^{Na} \cdot 3,3$	л/рег	9,9
15	Концентрація регенераційного розчину, b	%	26
16	Тривалість приготування регенераційного розчину	хв	7
17	Тривалість повільної відмивки	хв	36
18	Тривалість швидкої відмивки	хв	16
19	Тривалість зворотної відмивки	хв	10
20	Тривалість пропуску соляного розчину через фільтр	хв	12
21	Витрата води на одну регенерацію натрій-катіонітного фільтра $Q_{ВП}$	л/рег	204
22	Витрата води середня за годину на власні потреби натрій-катіонітних фільтрів $Q_{ВП}^{ГОД}=Q_{ВП} \cdot a \cdot n/24$	л/год	4,410
23	Міжрегенерацийний період роботи фільтрів $T=24/n-t_{рег}$	годин	91,13
		діб	3,80
24	Тривалість регенерації $t_{рег}=81$ хв	годин	1,35
25	Надлишок солі, який скидається за одну регенерацію фільтра $[NaCl]=(q_c-58,44) \cdot E_p^{Na}$ $f_{Na} \cdot H_{СЛ}=(143-58,44) \cdot 25,2$	г/рег	2127
26	Питома витрата солі на регенерацію катіоніту (прийнято по даним фірми-виробника: 200 г на 1 л смоли), $q_c=200-20/28$	г/г-екв	143
27	Кількість солей жорсткості, яка скидається в дренаж за одну регенерацію фільтра $Ж_c=E_p^{Na} f_{Na} \cdot H_{СЛ}$	г-екв/рег	25,2
28	Кількість $CaCl_2$ , яка скидається в дренаж за одну регенерацію фільтра $[CaCl_2]=Ж_c \cdot \alpha_{Ca}$	г-екв/рег	18,07
29	Доля солей кальцію в загальному об'ємі скидів, $\alpha_{Ca}$	-	0,717
30	Кількість $MgCl_2$ , яка скидається в дренаж за одну регенерацію фільтра $[MgCl_2]=Ж_c \cdot \alpha_{Mg}$	г-екв/рег	7,13

31	Доля солей магнію в загальному об'ємі скидів, $\alpha_{Mg}$	-	0,283
32	Кількість $CaCl_2$ , яка скидається в дренаж за одну регенерацію фільтру $[CaCl_2]=55,5 \cdot [CaCl_2]$	кг/рег	1,003
33	Кількість $MgCl_2$ , яка скидається в дренаж за одну регенерацію фільтру $[MgCl_2]=47,6 \cdot [MgCl_2]$	кг/рег	0,339
1	2	3	4
34	Загальна кількість солей $NaCl$ , $CaCl_2$ , $MgCl_2$ , яка скидається в дренаж за одну регенерацію	кг/рег	3,470
35	Концентрація хлоридів в воді, яка скидається в дренаж від водопідготовки	мг/дм <sup>3</sup>	17016
36	Добова загальна кількість солей $NaCl$ , $CaCl$ , $MgCl_2$ , яка скидається в дренаж	кг/добу	0,900
37	Добова витрата води на регенерацію натрій-катионітних фільтрів	м <sup>3</sup> /добу	0,053
38	Кількість хімічно очищеної води за одну регенерацію	м <sup>3</sup>	5,04
39	Кількість води для доведення залпового викиду солей $NaCl$ , $CaCl$ , $MgCl$ , які скидаються в дренаж за одну регенерацію фільтру водопідготовки, до концентрації 240 мг/дм <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /рег	70,9
40	Кількість регенерацій за холодний період року 187·0,583	рег/рік	48,53
41	Кількість регенерацій за теплий період року	рег/рік	5
42	Кількість регенерацій за рік	рег/рік	53,53
43	Річна витрата води на регенерацію фільтрів	м <sup>3</sup> /рік	10,91
44	Річна витрата очищеної води на підживлення	м /рік	269,80
45	Річна витрата води на технологічні потреби	м <sup>3</sup> /рік	280,71

Річні витрати технічної солі 160,59 кг/рік. Сіль зберігається в приміщенні котельної зали.

Під час регенерації (при наповненні ємності) використовуйте тільки кухонну сіль (харчовий  $KaCl$ ).

## 2.3. ГАЗОПОСТАЧАННЯ

### 2.3.1. Існуюче положення

Джерело газопостачання – існуючий газопровід середнього тиску, який проходить по території станції. Нижча теплотворна спроможність природного газу прийнята 8000 ккал/м<sup>3</sup> при 20 °С, 760 мм рт. ст. Газ одорований і повинен відповідати вимогам.

Споживачами природного газу в котельні являються існуючі котли: ДКВР 4/13 – 2 шт, один з яких є резервним.

Від зовнішньої мережі газ середнього тиску надходить до котельні, де він обліковується і редуцюється до низького тиску у газорегулюючій установці, яка фізично вже зношена та морально застаріла. Далі газ поступає до штатних пальників котлів ГМГ-2м (дві одиниці на котел).

#### Характеристика газового обладнання

№ п/п	Найменування обладнання	Кількість	Витрата газу, нм <sup>3</sup> /год	Тиск газу, кПа
1	Котел водогрійний ДКВР-4/13	2	469	3,5

#### 2.3.2. Технічні рішення з реконструкції газопостачання

Обсяг реконструкції передбачає підведення до котлів газу середнього тиску, що виключає зі схеми газопостачання існуючу газорегулюючу установку. Передбачається, що газ середнього тиску входить до приміщення котельні (стіну проходить через герметизуючий футляр).

Для технологічного обліку передбачено використання існуючого газового лічильника СГ–80, класу точності 1. Вважаючи, що для покриття існуючого теплового навантаження в роботі постійно знаходиться тільки один котел, а другий є резервним і їх одночасна робота не передбачається, одного лічильника достатньо для організації поагрегатного обліку.

Далі газ середнього тиску через трубопровід, що кріпиться під антресоллю, розводиться до кожного з котлів. В котел газ вводиться через газову рампу, яка включає в свій склад наступні елементи:

- засувка;
- фільтр;
- регулятор тиску, що знижує тиск газу до 4,0 КПа;
- запобіжно-відсічний клапан (ПЗК);
- запобіжно-скидний клапан (ПСК);
- блок електромагнітних клапанів з приладом контролю герметичності останнього клапана та контрольно-вимірювальними приладами;
- електромагнітний клапан запальника;
- дросельну засувку.

Проектом прийнято рішення на заміну двох штатних пальників ГМГ–2м на один пальник ГМГ–4м більшої потужності, що допускається заводом-виробником (Бійський котельний завод, Російська Федерація). При цьому, необхідно замурувати дві існуючі амбразури на фронті котла, та замість них улаштувати одну амбразуру під пальник ГМГ–4м. Сам пальник оснащується газовим запальником, який розташовується у форсуночному стволі. Запалювання здійснюється через високовольтний електрод (V=7000В) від високовольтного трансформатора.

Пуск газового пальника відбувається автоматично згідно циклограми пальникового автомату, при цьому реалізується наступне: перевід сервоприводу в первинний стан "закрито", включення блоку перевірки щільності магнітних клапанів відсікача, включення вентилятора та вентиляція топки, газоходів котла на протязі десяти хвилин, подачі напруги на високовольтний трансформатор, відкриття магнітного клапана відсікача при наявності полум'я запальника; після загорання основного факела пальника сервопривід дросельної шайби переводить пальник у положення "Малое горение".

Пальниковий автомат контролює наявність факела пальника при розпалюванні пальника і в процесі роботи котла.

Передбачено автоматичне запалювання пальника через топковий автомат виробництва фірми Veishaupt.

## 2.4. ГАЗОПОВІТРЯНИЙ ТРАКТ

В котельній використовується існуюча система відводу продуктів згорання від котлів в існуючу димову трубу  $\varnothing 1$  м та висотою 9,5 м. Відвід газів здійснюється димососами, що встановлені зовні. Димососи облаштовуються частотними регуляторами.

Котли і економайзери обладнані запобіжними вибуховими пристроями.

В проекті передбачені теплова ізоляція та антикорозійний захист газоходів.

Для компенсації температурних розширень на газоходах встановлено лінзові компенсатори.

Котли укомплектовані пальником ГМГ-4м з дуттевим вентилятором, який розташований зовні. Вентилятор облаштовується частотним регулятором. Забір повітря для горіння здійснюється ззовні літом та з приміщення котельні зимою.

### 2.4.1. Аеродинамічний розрахунок газоходів. Вибір димососа

#### Аеродинамічний опір газового тракту котла ДКВР–4/13

N п/п	Найменування величин	Позна-чення	Розмір-ність	Розрахункова формула чи спосіб визначення	Розрахунок
1	2	3	4	5	6
<b>Опір топки</b>					
1	Розрядження в верхній частині топки	$\Delta h_T$	Па	Приймаємо 20-30 Н/м <sup>2</sup>	30
2	Самотяга топки	$\Delta h^c_T$	Па	<b>0,95·H<sub>T</sub>; H<sub>T</sub> = 2м</b>	19
<b>Опір котельного пучка</b>					
1	Відносний поперечний крок труб	<b>S<sub>1</sub> / d</b>	-	з креслень	<b>2.2</b>

2	Віносний повздовжній крок труб	$S_2 / d$	-	з креслень	1.8
3	Середня швидкість газів в газоході	$\omega_{\text{ср}}$	м/с	з теплового розрахунку	18.1
4	Витрата	$V$	м/с	$V_p \cdot V_r (273 + t) / 273$	63230.8
5	Еквівалентний діаметр	$d_{\text{екв}}$	м	$\sqrt{(4F / \pi)}$	1.11
6	Середня температура газів	$\omega_{\text{ср}}$	°C	з теплового розрахунку	705.3
7	Число рядів, труб по середній лінії	$z_2$	шт.	з теплового розрахунку	60
8	Поправочний коефіцієнт	$C_s$	-	[3, рис. VII - 6]	0.37
9	Коефіцієнт на 1 ряд труб коридорного пучка	$\xi_0$	-	$\xi_0 = C_s \cdot \xi_{\text{гр}} \cdot C_H$	0.189
10	Коефіцієнт опору усього пучка	$\xi_{\text{к.п.}}$	-	$\xi_0 \cdot z_2$	11.34
11	Густина газів при середній температурі	$\rho_{\text{ср}}$	кг/м <sup>3</sup>	$273 / (273 + \omega_{\text{ср}}) \cdot \rho_0$	0.4
12	Динамічний тиск	$h_{\text{дин}}$	Па	$W_{\text{ср}}^2 \cdot \rho_{\text{ср}} / 2$	59.67
13	Опір пучка труб	$\Delta h_{\text{пуч}}$	Па	$\xi_{\text{к}} \cdot h_{\text{дин}}$	676.69
14	Коефіцієнт опору 3 поворотів на кут 90°	$\xi$		$\xi = 1$ (для повороту на 90° в пучках труб)	3
15	Опір 3 поворотів	$\Delta h_{\text{пов}}$	Па	$\xi \cdot h_{\text{дин}}$	179.0
16	Опір котельного пучка	$\Delta h_{\text{к.п.}}$	Па	$\Delta h_{\text{пуч}} + \Delta h_{\text{пов}}$	855.71
17	Поперечний коефіцієнт, що враховує опір камери догорання	$k$		[4, табл. 4]	1.1
18	Середній опір котельного пучка з врахуванням камери догорання	$\Delta h_{\text{к.п.}}^{\Sigma}$	Па	$k \cdot \Delta h_{\text{к.п.}}$	941.3
<b>Опір газохода, що з'єднує котел з водяним економайзером</b>					
1	Температура газів	$\omega_{\text{ср}}$	°C	По тепловому розрахунку	311
2	Швидкість газів	$\omega_{\text{ср}}$	м/с	По тепловому розрахунку приймаємо	10
3	Витрата димових газів	$V$	м <sup>3</sup> .год	$V_r \cdot V_p (273 + t) / 273$	31525.0

4	Площа	<b>F</b>	мм <sup>2</sup>	<b>V / (3600 · B<sub>p</sub>)</b>	<b>7787.6</b>
5	Еквівалентний діаметр	<b>d<sub>екв</sub></b>	мм	<b>√(4F / π)</b>	<b>99.6</b>
6	Густина газів	<b>ρ<sub>ср</sub></b>	кг/м <sup>3</sup>	<b>ρ<sub>о</sub> · 273 / (273 + υ<sub>ср</sub>)</b>	<b>0.61</b>
7	Динамічний тиск	<b>h<sub>дин</sub></b>	Па	<b>ρ<sub>ср</sub> · ω<sup>2</sup><sub>ср</sub> / 2</b>	<b>30.41</b>
8	Коефіцієнт місцевих опорів			[4, табл. 3]	
а)	Плавний поворот на <b>90°</b>	<b>ξ<sub>з</sub></b>		[4, табл. 3]	<b>0.4</b>
б)	Поворотна заслонка (при повному відкритті)	<b>ξ<sub>б</sub></b>		[4, табл. 3]	<b>0.1</b>
в)	Розширення на вході в економайзер	<b>ξ</b>		[4, табл. 3]	<b>0.5</b>
9	Опір газоходу	<b>Δh<sub>2</sub></b>	Па	<b>Σξ<sub>i</sub> · h<sub>дин</sub></b>	<b>30.4</b>
10	Сума коефіцієнтів опору	<b>Σξ<sub>i</sub></b>			<b>1</b>
11	Самотяга газоходу	<b>Δh<sup>c</sup><sub>2</sub></b>	Па	<b>gH(ρ<sub>в</sub> - ρ<sub>г</sub>); H = 0</b>	<b>0</b>

#### Опір водяного економайзера

1	Число рядів, труб по ходу газів	<b>n</b>	шт.	По тепловому розрахунку	<b>13</b>
2	Швидкість газів	<b>ω<sub>ср</sub></b>	м/с	По тепловому розрахунку	<b>8.8</b>
3	Витрата	<b>V</b>	м <sup>3</sup> /год	<b>V<sub>г</sub> · B<sub>p</sub> (273 + t) / 273</b>	<b>29048.4</b>
4	Площа	<b>F</b>	м <sup>2</sup>	<b>V / (3600 · ω<sub>ср</sub>)</b>	<b>0.912</b>
5	Еквівалентний діаметр	<b>d<sub>екв</sub></b>	м	<b>√(4F / π)</b>	<b>1.078</b>
6	Температура газів	<b>υ<sub>ср</sub></b>	°С	По тепловому розрахунку	<b>227.8</b>
7	Густина газів	<b>ρ<sub>ср</sub></b>	кг / м <sup>3</sup>	<b>ρ<sub>о</sub> · 273 / (273 + υ<sub>ср</sub>)</b>	<b>0.71</b>
8	Динамічний тиск	<b>h<sub>дин</sub></b>	Па	<b>ρ<sub>ср</sub> · ω<sup>2</sup><sub>ср</sub> / 2</b>	<b>27.74</b>
9	Опір економайзера	<b>Δh<sub>в.с.</sub></b>	Па	<b>0,5 · n · h<sub>дин</sub></b>	<b>180.30</b>
10	Самотяга економайзера	<b>Δh<sup>c</sup><sub>в.с.</sub></b>	Па	<b>gH<sub>в.с.</sub>(ρ<sub>в</sub> - ρ<sub>г</sub>)</b>	<b>9.40</b>

#### Опір газоходів, з'єднуючих економайзер з димовою трубою

1	Температура газів	<b>υ<sub>ух</sub></b>	°С	По завданню	<b>145</b>
2	Середня швидкість газів	<b>ω<sub>ср</sub></b>	м/с	Приймаємо	<b>8</b>
3	Витрата	<b>V</b>	м <sup>3</sup> /год	<b>V<sub>г</sub> · B<sub>p</sub> (273 + t) / 273</b>	<b>24246.545</b>
4	Площа	<b>F</b>	м <sup>2</sup>	<b>V / (3600 · ω<sub>р</sub>)</b>	<b>0.842</b>
5	Еквівалентний діаметр	<b>d<sub>екв</sub></b>	м	<b>√(4F / π)</b>	<b>1.036</b>

6	Густина газів	$\rho_{\text{ср}}$	кг / м <sup>3</sup>	$\rho_0 \cdot 273 / (273 + t_{\text{ух}})$	<b>0.85</b>
7	Динамічний тиск	$h_{\text{дин}}$	Па	$\rho_{\text{ср}} \cdot \omega_{\text{ср}}^2 / 2$	<b>27.17</b>
8	Коефіцієнт місцевих опорів	$\xi$	-	[4, табл. 3]	
а)	Поворотна заслонка (при повному відкритті) 2шт.	$\xi_{7.15}$	-	[4, табл. 3]	<b>0.2</b>
б)	Повний поворот на <b>90°</b>	$\xi_{8.10}$	-	[4, табл. 3]	<b>0.4</b>
в)	Поворот на <b>135°</b> 2шт.	$\xi_{11.14}$	-	[4, табл. 3]	<b>0.52</b>
г)	Всмоктуючий карман димососа	$\xi_{12}$	-	[4, табл. 3]	<b>0.3</b>
д)	Звуження газоходу	$\xi_0$	-	[4, табл. 3]	<b>0</b>
е)	Дифузор за димососом	$\xi_{13}$	-	[4, табл. 3]	<b>0.25</b>
ж)	Шибер (при 90% відкриття)	$\xi_{15}$	-	[4, табл. 3]	<b>0.22</b>
з)	Вхід в димову трубу	$\xi_{16}$	-	[4, табл. 3]	<b>1</b>
9	Сума коефіцієнтів опору	$\Sigma \xi_i$	-		<b>2.89</b>
10	Опір газоходу	$\Delta h_{\text{гх}}$	Па	$\Sigma \xi_i \cdot h_{\text{дин}}$	<b>78.52</b>
<b>Розрахунок димової труби (опір і розміри)</b>					
1	Розрахункове число котлів	<b>n</b>		По завданню	<b>2</b>
2	Годинна витрата димових газів	$V^2_{\text{д.тр.}}$	м <sup>3</sup> /год	$n \cdot V^{\text{од.}}_{\text{д.тр.}}$	<b>48493.1</b>
3	Температура газів на вході в трубу	$v'_{\text{тр.}}$	°C	$v'_{\text{тр}} = t_{\text{ух}}$	<b>145</b>
4	Висота димової труби	$H_{\text{тр.}}$	м	Приймаємо по СНиП	<b>45</b>
5	Температура газів на виході з труби	$v''_{\text{тр.}}$	°C	$v'_{\text{тр}} - (0,4H_{\text{тр.}} / \sqrt{(n \cdot D)})$	<b>141.82</b>
6	Середня температура газів	$v_{\text{ср}}$	°C	$(v'_{\text{тр}} + v''_{\text{тр}}) / 2$	<b>143.41</b>
7	Швидкість виходу газів з труби	$\omega_{\text{вих}}$	м/с	в межах <b>10 ÷ 20м/с</b>	<b>15</b>
8	Діаметр устя труби (в світлі)	$d_{\text{вих}}$	м	$0,0188 \cdot \sqrt{(v^2_{\text{д.тр.}} / \omega_{\text{вих}})}$	<b>1.07</b>
9	Приймаємо діаметр устя труби	$d'_{\text{вих}}$	м	[5, табл. IX - 3]	<b>1.05</b>
10	Дісна швидкість витікання	$\omega'_{\text{вих}}$	м/с	$\omega_{\text{вих}} \cdot (D'_{\text{вих}} / d'_{\text{вих}})$	<b>15.3</b>
11	Ухил внутрішніх стін труби	<b>i</b>	-	-	<b>0.02</b>

12	Діаметр основи труби (в світлі)	$d_{\text{вх}}$	м	$d'_{\text{вих}} + i \cdot H_{\text{нр}}$	1.95
13	Густина газів	$\rho_{\text{ср}}$	кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{\text{г}}^{\text{г}} \cdot 273 / (273 + t_{\text{ср}})$	0.9
14	Динамічний тиск	$h_{\text{дин}}$	Па	$\rho_{\text{ср}} \cdot \omega_{\text{ср}}^2 / 2$	99.37
15	Опір тертя	$\Delta h_{\text{д.тр}}^{\text{тр}}$	Па	$0,004 \cdot h_{\text{дин}} / i$	19.9
16	Втрата тиску з вихідною швидкістю	$\Delta h_{\text{вих}}$	Па	$\xi_{\text{вих}} \cdot \rho_{\text{ср}} \cdot \omega_{\text{вих}}^2 / 2$	99.37
17	Самотяга димової труби	$\Delta h_{\text{д.тр}}^{\text{с}}$	Па	$g H_{\text{тр}} (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{ср}})$	153.50
18	Загальний опір газового тракту	$\Sigma \Delta h_i$	Па		418.60
19	Сумарна величина самотяги	$\Sigma \Delta h_i^{\text{с}}$	Па		181.90
20	Перепад повного тиску в газовому тракті	$\Delta h_{\text{г}}$	Па	$\Sigma \Delta h_i - \Sigma \Delta h_i^{\text{с}}$	236.70
<b>Підбір димососу</b>					
1	Напір димососу	$\Delta H_{\text{дим}}$	Па	$1,2 \cdot \Delta h_{\text{г}}$	284.0
2	Приведений напір димососів	$\Delta H_{\text{дим}}^{\text{пр}}$	Па	$H_{\text{дим}} (273 + t_{\text{ух}} \cdot \rho_{\text{в}}) / (273 + 200 \cdot \rho_{\text{г}})$	245.4
3	Продуктивність димососу	$Q_{\text{д}}$	м <sup>3</sup> /год	$1,1 \cdot \omega_{\text{д.тр}}$	26671.2
4	Тип димососу	-	-	-	ВДН-9
5	Число обертів	$n_{\text{д}}$	об/хв		970
6	Технічні дані:			[5, табл. IX - 4]	
	продуктивність	$Q$	м <sup>3</sup> /год		14650
	напір	$\Delta H$	Па		2780
	число обертів	$n_{\text{д}}$	об/хв		970
	К.К.Д.	$\eta$	%		83
7	Потужність, що використовує димосос	$N_{\text{д}}$	кВт	$Q_{\text{д}} \cdot H_{\text{д}} / (3600 \cdot 102 \cdot \eta)$	37.0
8	Тип електродвигуна			[5, табл. IX - 5]	АО62-8
	потужність	$N_{\text{е}}$	кВт		4,5
	число обертів	$n_{\text{е}}$	об/хв		980

## 2.4.2. Аеродинамічний розрахунок повітропроводів. Вибір дуттєвого вентилятора

### Опір повітропроводів

1	Витрата повітря	$V_{\text{в}}$	м <sup>3</sup> /год	$V_{\text{в}}^{\text{о}} \cdot V_{\text{р}} \cdot \alpha_{\text{т}} (273 + t) / 273$	12269.5
---	-----------------	----------------	---------------------	--	---------

2	Температура повітря перед вентилятором	$t_v$	°C	По завданню	<b>25</b>
3	Густина повітря	$\rho_v$	кг/м <sup>3</sup>	$\rho_v^{\circ} 273/(273 + t_v)$ ; $\rho_v^{\circ} = 1,293$	<b>1.18</b>
4	Швидкість повітря	$W_v$	м/с	Приймаємо	<b>8</b>
5	Площа	$F$	м <sup>2</sup>	$V / (3600 \cdot W_v)$	<b>0.43</b>
6	Еквівалентний діаметр	$d_{екв}$	м	$\sqrt[3]{(4F / \pi)}$	<b>0.74</b>
7	Динамічний тиск	$h_{дин}$	Па	$\rho_v W_v^2 / 2$	<b>37.90</b>
8	Коефіцієнт місцевих опорів	$\xi$	-	[4, табл. 3]	
а)	вхід в повітрязабірну трубу	$\xi_1$	-	[4, табл. 3]	<b>0.15</b>
б)	плавний поворот на 90° (2шт.)	$\xi_{2-3}$	-	[4, табл. 3]	<b>0.4</b>
в)	всмоктуючий карман вентилятора	$\xi_4$	-	[4, табл. 3]	<b>0.3</b>
г)	дифузор за вентилятором	$\xi_5$	-	[4, табл. 3]	<b>0.25</b>
д)	поворот на 135°	$\xi_6$	-	[4, табл. 3]	<b>0.26</b>
е)	коліно на 90°	$\xi_7$	-	[4, табл. 3]	<b>1</b>
ж)	заслонка (при відкритті на 90°)	$\xi_8$	-	[4, табл. 3]	<b>0.22</b>
з)	трійник 90°	$\xi_9$	-	[4, табл. 3]	<b>1</b>
і)	коліно 90°	$\xi_{10}$	-	[4, табл. 3]	<b>1</b>
к)	поворотна заслонка (при відкритті на 90°)	$\xi_{11}$	-	[4, табл. 3]	<b>0.22</b>
9	Сума коефіцієнтів опору	$\Sigma \xi_i$	-	[4, табл. 3]	<b>4.8</b>
10	Опір повітроводів	$\Delta h_v$	Па	$\Sigma \xi_i \cdot h_{дин}$	<b>181.9</b>
11	Опір тертю			Не враховують, бо $W < 12 \text{ м/с}$	-
<b>Опір газомазутної горілки ГМГ-4</b>					
1	Коефіцієнт опору	$\xi$	-		<b>3.2</b>
2	Опір горілки	$\Delta h_{гор}$	Па		<b>120</b>
<b>Загальний опір повітряного тракту</b>					
1		$\Sigma \Delta h$	Па		<b>1381.9</b>
<b>Розрахунок і підбір дутьового вентилятора</b>					
1	Продуктивність вентилятора	$Q_v$	м <sup>3</sup> /год	$1,05 V^{\circ} \cdot W_p \cdot \alpha_T$ $(273 + 20) \cdot 760 / 273 V$	<b>12666.84</b>
2	Напір вентилятора	$H_v$	Па	$1,1 \cdot \Sigma \Delta h$	<b>1520.14</b>
3	Приведений напір вентилятора	$H^{пр}_v$	Па	$H_v (t_v + 275)/(273+20)$	<b>1556.45</b>
4	Тип вентилятора			[5, табл. IX - 4]	<b>ВДН-8x1500</b>
5	Технічні дані:				
	продуктивність	$Q_v$	м <sup>3</sup> /год		<b>10200</b>
	напір	$H_v$	Па		<b>2190</b>

	число обертів	$n$	об/хв		<b>730</b>
	К.К.Д.	$\eta_B$	%		<b>83</b>
6	Потужність, що споживає вентилятор	$N_B$	кВт	$1,1 \cdot Q_B \cdot H_B / (3600 \cdot 102 \cdot \eta_B)$	<b>8.9</b>
7	Тип електродвигуна			[5, табл. IX - 5]	<b>АО2-41-4</b>
	потужність	$N_B$	кВт		<b>4</b>
	Число обертів	$n_B$	об/хв		<b>730</b>

## 2.5. КОМПОНУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНОЇ

План розташування обладнання наведено на листах 2, 3, 5, 6.

Котли за проектом розміщуються в існуючому приміщенні котельної зали розміром 12/24 м, висотою до низу балки перекриття 6м.

Котли обладнані існуючими площадками для обслуговування арматури котла.

Димова труба використовується існуюча.

Трубопроводи прикріплені до будівельних конструкцій і площадок обслуговування обладнання, які зберігаються під час реконструкції.

Робота котельні передбачена без постійної присутності обслуговуючого персоналу.

Інформацію про стан обладнання передбачено передавати на центральний диспетчерський пункт.

## 2.6. ТРУБОПРОВОДИ КОТЕЛЬНОЇ

В зв'язку з переводом котельні у водогрійний режим всі трубопроводи в котельні підлягають заміні. Згідно "Правил будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води" трубопроводи котельні є некатигорованими.

Трубопроводи гарячого водопостачання запроектовані з оцинкованих труб.

Фарбування та надписи на трубопроводах проводиться згідно з ГОСТ 14202.

Трубопроводи кріпляться на кронштейнах та підвісках до будівельних конструкцій.

Теплова ізоляція трубопроводів запроектована зі вспіненого поліетилену фірми "Ecoflex".

## 2.7. РЕКОНСТРУКЦІЯ КОТЛОАГРЕГАТИВ ДКВР-4/13

### 2.7.1. Принципова схема роботи котлоагрегату ДКВР-4/13 у водогрійному режимі

Схема роботи котлоагрегату ДКВР-4/13 у водогрійному режимі, заключається в організації прямоточного руху води через котел шляхом

встановлення всередині барабанів перегородок (див. принципову схему реконструкції на листі 7).

Вода із зворотної магістралі тепломережі по трубопроводу Ø133x4 поступає до котла і далі подається двома симетричними (паралельними) потоками по трубопроводах Ø89x4 в колектори бокових екранів.

З колекторів вода по трубах бокових екранів здійснює підйомний рух в 1-й відсік (від фронту котла) верхнього барабана. Далі потік теплоносія розбивається на дві частини: перша частина води, з метою утилізації теплоти відхідних газів, проходить по трубопроводах системи економайзера (трубопроводи підведення і відведення води до економайзера Ø57x3.5 і труби економайзера). Друга частина теплоносія пропускається по байпасному трубопроводу Ø133x4, на якому з метою врівноваження гідравлічного опору двох потоків встановлена дросельна шайба.

Потім обидві частини теплоносія змішуються і весь потік води поступає в перший відсік (від фронту котла) нижнього барабана котла. Далі за рахунок поперечних перегородок в середині барабанів вода здійснює почергово підйомні та опускні рухи в трубах конвективної частини котла: підйомний, опускний, підйомний, опускний, підйомний рух.

Після того як вода поступить в останній відсік (від фронту котла) верхнього барабана, вона по трубопроводу Ø133x4мм направляється в теплову мережу.

Дренажі від котлів, що реконструюються, направляються в існуючий охолоджуючий колодязь.

На вихідному трубопроводі від котлів, що реконструюються, передбачено облік теплоносія, який проходить через котли. Тепловий лічильник передбачено один, оскільки в роботі знаходиться тільки один котел, а другий постійно в резерві, то за допомогою одного лічильника можна організувати поагрегатний облік тепла, що виробляється котлами.

### 2.7.2. Гідравлічний розрахунок котла у водогрійному режимі

Для оцінки надійності роботи поверхні нагріву котельного агрегату проведено гідравлічний розрахунок. Гідравлічні опори окремих елементів котла використовуються для вибору мережевого насоса.

Загальний перепад тиску в котлоагрегаті при русі в ньому води обумовлений опором тертя, місцевими опорами і різницею нівелірних відміток.

$$\Delta P = \sum \Delta P_{mp} + \sum \Delta P_m + \sum \Delta P_{ННВ, КЗС} / \text{м}^2$$

Опір тертя визначається за формулою:

$$\Delta P_{mp} = \lambda_{mp} \frac{l}{D_y} \frac{W^2}{2g} \gamma_{cp, КЗС} / \text{м}^2$$

За аналогічною формулою визначені місцеві опори.

$$\Delta P_m = \xi \frac{L}{D_y} \lambda_{cp, КЗС} / \text{м}^2$$

де L - повна довжина труби, м;

D<sub>y</sub> – внутрішній діаметр труби, м;

$W$  – середня швидкість потоку води в трубках, м/с;

$\gamma_{\text{ср}}$  – середня щільність потоку води, кг/м<sup>2</sup>;

$\lambda_{\text{тр}}$  – коефіцієнт тертя котельних труб, в середньому прийнято  $\lambda_{\text{тр}}=0,02$ ;

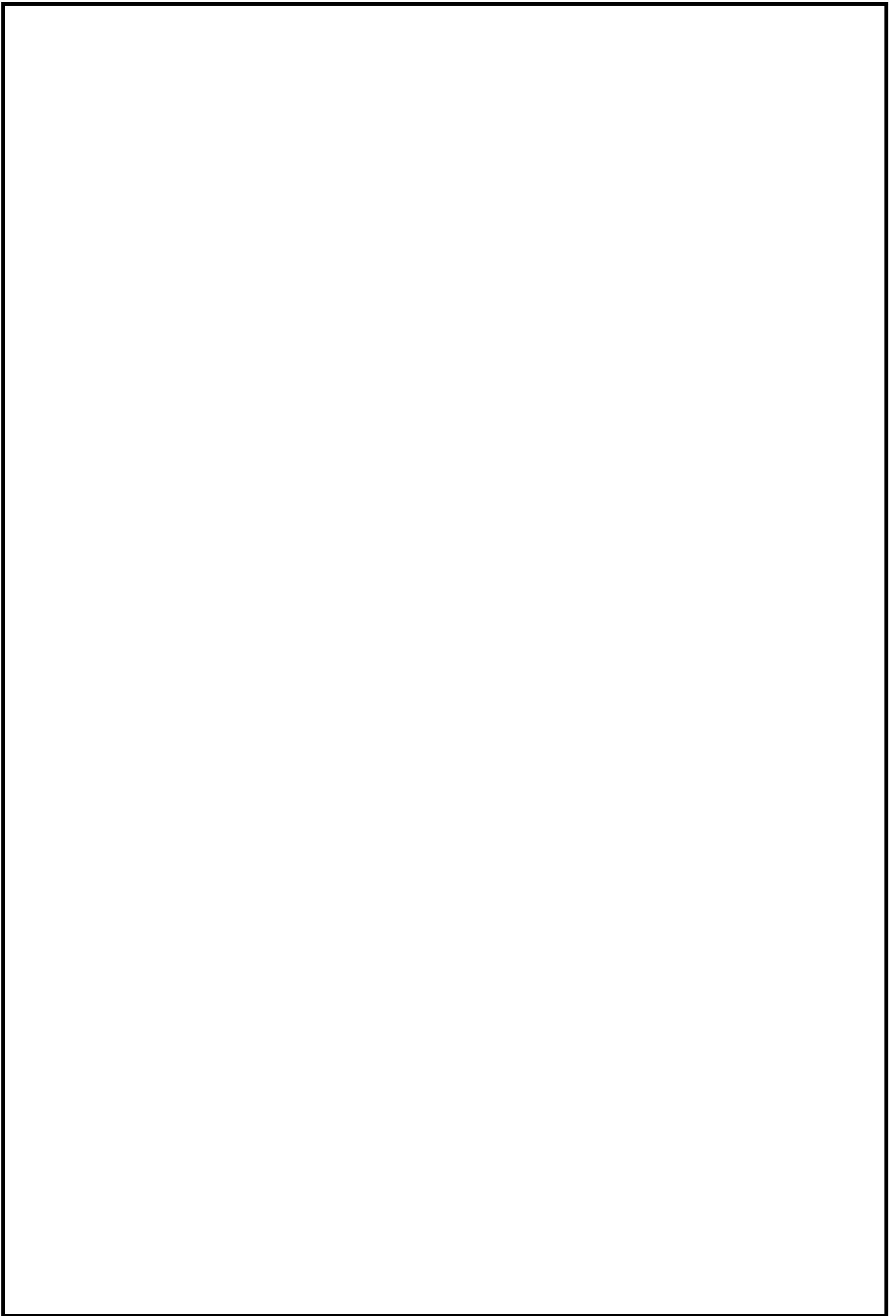
$\xi$  – коефіцієнт місцевого опору, що залежить від виду перешкод, значення цих коефіцієнтів приведені в таблиці 3, стосовно умов експлуатації котлоагрегату ДКВР–4/13.

Схема транспорту потоку води через вузли агрегату ДКВР–4/13 приведена на листі 7 графічної частини.

В таблиці 2 вказані конструктивні розміри трубопроводів, а в таблиці 4 – гідравлічні втрати тиску.

Сумарний опір котельного агрегату ДКВР–4/13:

1. Економайзер	2875 кгс/м <sup>2</sup>
2. Один екранний контур	1720 кгс/м <sup>2</sup>
3. Конвективні пучки	569 кгс/м <sup>2</sup>
4. Різниця рівнів	4500 кгс/м <sup>2</sup>
5. Невраховані опори	936 кгс/м <sup>2</sup>



### 2.7.3. Зміни в конструкції котла

При переведенні котлоагрегату ДКВР-4/13 з парового у водогрійний режим роботи виконуються такі зміни в конструкції котлоагрегату:

- у верхньому барабані котла повністю демонтуються сепараційний пристрій і живильний трубопровід;
- трубопровід безперервної продувки демонтується;
- система контролю рівня води в верхньому барабані демонтується;
- у верхньому і нижньому барабанах встановлюються внутрішньобарабанні поперечні перегородки, які розділяють барабани на відсіки (чотири відсіки в верхньому барабані і три відсіки в нижньому барабані);
- у бокові колектори, в кожний, вварюються трубопроводи вводу живильної води в котел 89x4;
- у верхньому барабані, в місцях виходу теплоносія, з першого та четвертого відсіків (рахуючи від фронту котла) вварюється трубопровід виходу теплоносія Ø133x4;
- у нижньому барабані, в місці входу теплоносія, в перший відсік (рахуючи від фронту котла), вварюється трубопровід входу теплоносія Ø 133x4;
- у верхніх точках трубопроводів обв'язки котла і кожного відсіку верхнього барабана, передбачаються лінії з запірною арматурою для випуску повітря (повітряники);
- у нижніх точках кожного відсіку нижнього барабана, колекторів, трубопроводів обв'язки котла, передбачаються дренажні лінії з запірною арматурою для випуску води (існуючі трубопроводи продувки і спуску води з колекторів та нижнього барабана не демонтуються, а використовуються після реконструкції як дренажні);
- всі патрубки і трубопроводи, що не використовуються при роботі котла в водогрійному режимі, глушаться;
- в існуючі опускні труби (що з'єднують верхній барабан котла і бокові колектори), та перепускні труби (що з'єднують нижній барабан котла з боковими колекторами), з боку барабана встановлюються шайби з отворами 10-12мм, для охолодження труб в разі можливого руйнування вогнетривкого шару, в якому знаходяться труби;
- на виході з верхнього барабану котла трубопроводи прямої води облаштовуються запобіжними клапанами;
- економайзер додатково облаштовується запобіжними клапанами на вході і на виході з нього.

### 2.7.4. Технічні характеристики котла ДКВР водогрійний режим роботи

Температурний графік роботи котлоагрегату – 95-70 °С.

Номинальна теплова потужність, Гкал/год, – 3,36.

Витрата води через котел, т/год, – 130400.

Розрахункова витрата палива при теплотворній здатності палива 8000 ккал/м<sup>3</sup>, м<sup>3</sup>/год, – 463,6.

ККД, %, – не менше 91,0.

Робочий тиск системи, МПа, – 0,6.

Робочий тиск:

- на вході в котел, МПа – до 0,7.
- на виході з котла, МПа – не менше 0,3.

Гідравлічний опір котла при номінальній витраті води, МПа, – не більше 0,07.

## **3. АВТОМАТИЗАЦІЯ**

### **3.1. ІСНУЮЧИЙ СТАН**

Існуюча автоматика налаштована на роботу котельні в паровому режимі. При зміні теплової схеми котельні у зв'язку з переводом котлів у водогрійний режим більшість обладнання не може бути використана.

Існуюча автоматика не дає змоги реалізувати режим роботи котлів з автоматичним розжигом та проводити регулювання процесів генерації та відпуску тепла споживачем за погодними умовами.

В експлуатації в якості регулюючого обладнання використовується автоматика Р 25, яка не є ефективною при регулюванні співвідношення паливо-повітря. В умовах підвищення вартості енергоносіїв цей показник є одним з найважливіших.

Технічний стан більшості приладів незадовільний.

### **3.2 ТЕХНІЧНІ РІШЕННЯ З РЕКОНСТРУКЦІЇ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ**

#### **3.2.1. Загальні положення**

Об'єктом автоматизації є реконструйований водогрійний котел ДКВР-20/13, до складу якого входить:

- камерна топка з модернізованим пальником ГМГ–5/7м;
- економайзер з ділянками газоходів;
- дуттєвий вентилятор;
- димосос;
- частотні перетворювачі;
- система трубопроводів з запірною та регулюючою арматурою;
- лінія газопостачання з блоковим пальниковим пристроєм.

Вихідними даними для розробки систем теплотехнічного контролю, автоматичного регулювання і управління котлом є рішення тепломеханічної частини проекту, а також матеріали суміжних частин проекту.

Проектом передбачена комплексна автоматизація - захист устаткування, автоматичне регулювання, контроль, сигналізація, керування технологічним процесом роботи котлоагрегатів і передача сигналів аварійних параметрів на диспетчерський пункт.

Об'єм оснащення технологічного обладнання засобами регулювання, управління і контрольно-вимірювальними приладами, а також зміст, порядок роботи, погодження і затвердження проектної документації відповідає наступним нормативним документам, чинним на території України:

- ВСН-281-75 “Тимчасові вказівки по проектуванню систем автоматизації технологічних процесів”;
- ВСН-205-84 “Інструкція по проектуванню електричних установок систем автоматизації технологічних процесів”;
- ДНАОП 0.00-1.20-98 “Правила безпеки систем газопостачання України”;
- СніП-II-35-76 “Котельные установки”;

- ДБН В.2.5-20-2001 "Газопостачання".

### **3.2.2. Основні рішення по автоматизації**

Метою автоматизації є:

- забезпечення високої оперативності і надійності управління технологічними процесами котельної установки та допоміжного обладнання;
- економія енергетичних і експлуатаційних ресурсів;
- забезпечення роботи котельні без постійної присутності обслуговуючого персоналу.

Об'єктом управління є водогрійні котли ДКВР-4/13 і допоміжне устаткування котельні. Організація автоматичним управлінням передбачає: захист, технологічну сигналізацію, дистанційний контроль, автоматичне управління і регулювання основних параметрів котлів, а також передачу аварійних сигналів на щит диспетчера.

Об'єм та рівень автоматизації відповідають наступним принципам:

- параметри, спостереження за якими необхідні для відслідковування процесу на встановлених режимах, контролюються показуючими приладами;
- параметри, зміна яких може призвести до аварійної ситуації, контролюються приладами з сигнальним пристроєм;
- параметри, які повинні відповідати заданим значенням, контролюються та підтримуються автоматичними регуляторами.

### **3.2.3. Автоматичне управління котлами**

#### **3.2.3.1. Захист устаткування.**

Проектом передбачено автоматичне припинення подачі палива до пальників котлів у наступних випадках:

- збільшення чи зменшення тиску газу перед пальниками;
- зменшення тиску повітря перед пальниками;
- загасання полум'я;
- збільшення температури теплоносія на виході з котла;
- зменшення тиску теплоносія у подавальному трубопроводі на вході в котел;
- несправність ланцюгів захисту;
- провалля або зникнення напруги живлення;
- пожежі;
- загазованість приміщення котельні.

#### **3.2.3.2. Контроль.**

Проектом передбачено здійснення контролю наступних параметрів під час експлуатації котельні:

- тиск палива після регулюючого органа перед пальником;
- тиск повітря після вентилятора;
- тиск теплоносія у прямому і зворотному трубопроводах;
- температуру теплоносія у прямому і зворотному трубопроводі;

- рівень теплоносія в розширювальній ємності;
- витрата теплоносія з котла;
- температура відхідних газів;
- несанкціонований вхід у котельню.

Передбачено контроль параметрів, що необхідні для обліку при проведенні аналізу роботи устаткування і для комерційних розрахунків. Для цього передбачені прилади, що показують і реєструють:

- витрати палива;
- температуру палива на вході в котельню;
- тиск газу на вході в котельню;
- витрати теплоносія на вході і виході з котельні;
- температуру теплоносія на вході і на виході з котла;
- кількість теплоти, що повертається з теплоносієм та відпускається з котельні.

### **3.2.3.3. Сигналізація.**

У проекті передбачена світлозвукова сигналізація «несправність» та «аварія котельні», винесена на щит сигналізації для подальшої передачі до диспетчерського пункту. Сигналізація автоматично спрацьовує при наступних ситуаціях:

- зупинка котлоагрегату у випадку спрацьовування системи захисту;
- зменшення і збільшення тиску палива;
- зменшення тиску повітря перед пальником;
- спрацьовування датчика автоматичної системи пожежегасіння;
- згасання полум'я;
- збільшення чи зменшення тиску теплоносія;
- збільшення температури теплоносія;
- зниження рівня в розширювальній ємності;
- спрацьовування датчика автоматичної системи пожежегасіння.

### **3.2.3.4. Автоматичне регулювання.**

Система автоматики, що розроблена в даному проекті, передбачає:

- автоматичне регулювання температури теплоносія;
- автоматичне регулювання співвідношення «паливо-повітря» у процесі спалювання газу;
- автоматичне регулювання розрідження у топці котла.

Оптимальне спалювання газу (заданий коефіцієнт співвідношення «паливо-повітря») забезпечується регулюванням витрати повітря шляхом зміни кількості обертів дуттєвого вентилятора. Розроблена система забезпечує якісне регулювання співвідношення «паливо-повітря».

### **3.2.4. Комплект технічних засобів автоматизації**

Система управління технологічним процесом роботи котлоагрегату містить комплект датчиків технологічних параметрів, спеціалізовані програмовані контролери, перетворювачі частоти (зміна кількості обертів електродвигунів вентиляторів), щит управління котлоагрегатом.

Комплект технічних засобів реалізує виконання інформаційних, управляючих і захисних функцій. Інформаційні функції здійснюються:

- виміром та обробкою технічної і технологічної інформації;
- сигналізацією про стан технологічних параметрів устаткування.

Керуючі і захисні функції здійснюються шляхом дистанційного керування, блокування, автоматичного захисту згідно експлуатаційних вимог.

Вхідними та вихідними сигналами системи управління технологічним процесом є дискретні та аналогові сигнали від датчиків та первинних перетворювачів.

Дискретні вихідні сигнали керують відсічними клапанами, пускачами насосів і вентиляторів. Комплекс первинних технічних засобів містить:

- датчики;
- вимірювальні перетворювачі;
- контрольно-вимірювальні прилади.

Датчики розміщуються у характерних точках відбору технологічних параметрів.

Вимірювальні перетворювачі та контрольно-вимірювальні прилади і пристрої керування та регулювання роботою котлоагрегату розміщені в щиті управління котлоагрегатом.

Автоматичне та дистанційне управління основним та допоміжним устаткуванням котельні здійснюється з щита автоматичного управління загальнокотельним обладнанням.

Підключення датчиків, виконавчих механізмів, приводів відсічних клапанів, вимірювальних та регулюючих пристроїв здійснюється кабелями з мідними жилами. Кабелі прокладаються в металевих трубах, лотках, коробах по будівельних конструкціях.

### **3.3. ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ПРАЦІ І ТЕХНІЦІ БЕЗПЕКИ**

Технічні рішення, прийняті проектом, передбачають виконання чинних норм і правил з Техніки безпеки та охорони праці.

Умовами надійності та безаварійної роботи є належний технічний стан котла, допоміжного та газового обладнання, правильна організація праці, а також знання інструкцій та вимог з Техніки безпеки.

При будь-яких аварійних ситуаціях автоматика видає сигнал на вимкнення пальника.

Повторне включення котла в роботу після ліквідації несправності, що призвела до аварійної зупинки котла, можливо тільки за участю оператора.

### **3.4. ВКАЗІВКИ З МОНТАЖУ ПРИЛАДІВ**

Монтаж приладів і засобів автоматизації виконати відповідно до норм та правил СНіП 3.05.07-85.

Місця встановлення датчиків, приладів уточнюються з врахуванням вимог до зручності їх обслуговування.

З'єднувальні лінії виконати кабелями з мідними жилами, що прокладаються по будівельних конструкціях, в коробах або в металевих трубах.

Всі прилади автоматики повинні бути надійно заземлені і занулені.

Монтаж захисного заземлення, занулення виконати згідно “Инструкции по монтажу защитного заземления, зануления электроустановок” РМ 4.200.82.

#### 4. ЗАХОДИ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

Перевід котельні у водогрійний режим приводить до значної економії паливно-енергетичних ресурсів. Найбільший ефект очікується від зменшення витрат теплоти на внутрішні потреби водогрійної котельні порівняно з паровою за рахунок наступних факторів:

- відсутність безперервної продувки;
- відсутність втрат в конденсатному господарстві;
- відсутність втрат в блоці мережевих теплообмінників;
- заміна атмосферного термічного деаератора та хімічне обезкиснення живильної води, що веде до виключення витрат з випаром.

Виключення з теплової схеми живильного насосу та зменшення потужності мережевих насосів за рахунок зменшення потрібного напору через виключення з теплової схеми блоку мережевих теплообмінників призводить до зменшення витрати електроенергії на одиницю виробленого тепла.

Наявність частотних регуляторів на приводах дуттєвого вентилятора та димососа призводить до зменшення питомих витрат електроенергії. Крім того, їх використання веде до підвищення точності регулювання співвідношення "газ-повітря" на пальнику, а це, в свою чергу, веде до зменшення питомої витрати газу.

Використання погодного регулятора також зменшує питому витрату газу через зняття проблеми надлишкового генерування теплоти на початку та в кінці опалювального сезону.

## **5. ЗАХОДИ З ОХОРОНИ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА**

Реконструкція котельні не пов'язана зі збільшенням навантаження на неї. Навантаження залишається незмінним.

В результаті реконструкції очікується зменшення технологічного забруднення навколишнього середовища.

### **5.1. ВПЛИВ НА АТМОСФЕРНЕ ПОВІТРЯ**

В результаті реконструкції очікується зменшення витрат теплоти на внутрішні потреби за рахунок перевода котлів у водогрійний режим та втрат теплоти у споживача і мережах за рахунок улаштування погодного регулятора. Це призведе до зменшення споживання пального- природного газу, що в свою чергу автоматично призведе до зменшення генерування CO, NOX, а також парникового газу CO<sub>2</sub>.

Улаштування в процесі реконструкції автоматики нового покоління, що дає можливість більш точно підтримувати співвідношення газ-повітря також дає змогу зменшити об'єм генерування CO та NOX.

### **5.2. ВПЛИВ НА ВОДНИЙ БАСЕЙН**

Перевід котлів з парового на водогрійний режим виключає процес безперервної продувки, що веде до економії споживання води в котельні. Відсутність обладнання для збору та повернення конденсату зменшує витрати води в котельні.

Відмова від термічного атмосферного деаератора також зменшує витрати за рахунок відсутності випару.

Зменшення споживання води в котельні зменшує забруднення стоків від безперервної продувки та установки хімічної водної обробки (ХВО), які генеруються під час регенерування натрій-катіонітових фільтрів.

### **5.3. ОЦІНКА ВИКИДУ ПРОДУКТІВ ЗГОРЯННЯ З КОТЕЛЬНІ**

#### **5.3.1. Вихідні дані**

Котельня розташована на території цеху № 180 в селищі Чорноморка Очаківського району Миколаївської області.

В котельній встановлені два котла ДКВР 4/13, потужністю по 2,33 Гкал/год.

ККД котлів  $\eta=0,92$ .

Для котлів застосовується ступенева подача повітря.

Установки для очищення димових газів від оксидів азоту, сірки та твердих частинок відсутні.

Кількість годин роботи котельні 3960 год.

Паливо, що застосовується – природний газ.

Витрата природного газу на один котел – 469 нм<sup>3</sup>/год.

Об'ємний склад сухої маси природного газу такий, %:

- метан (CH<sub>4</sub>) – 96,96;
- етан (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) – 4,005;
- пропан (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) – 0,897;
- бутан (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) – 0,139;
- пентан (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>) – 0,083;
- вуглекислий газ (CO<sub>2</sub>) – 0,706;
- азот (N<sub>2</sub>) – 0,011.

Об'ємна нижча теплота згорання газу дорівнює 8058 ккал/м<sup>3</sup> (33,52 МДж/м<sup>3</sup>), густина при нормальних умовах  $\rho_n = 0,736$  кг/м<sup>3</sup>.

Розрахунок оцінки викиду продуктів згорання від котельні виконуємо за методикою ГДК 34.02.305-2002 "Викиди забруднювальних речовин в атмосферу від енергетичних установок".

### 5.3.2. Перерахунок характеристик природного газу, кг/м<sup>3</sup>

Питома маса кожного індивідуального газу в сухому паливі визначається за формулами:

$$\begin{aligned}
 m_{CH_4} &= 0,716 \cdot 0,01 \cdot (CH_4) = 0,716 \cdot 0,01 \cdot 96,96 = 0,69; \\
 m_{C_2H_6} &= 1,342 \cdot 0,01 \cdot (C_2H_6) = 1,342 \cdot 0,01 \cdot 4,005 = 0,05; \\
 m_{C_3H_8} &= 1,967 \cdot 0,01 \cdot (C_3H_8) = 1,967 \cdot 0,01 \cdot 0,897 = 0,018; \\
 m_{C_4H_{10}} &= 2,593 \cdot 0,01 \cdot (C_4H_{10}) = 2,593 \cdot 0,01 \cdot 0,139 = 0,004; \\
 m_{C_5H_{12}} &= 3,219 \cdot 0,01 \cdot (C_5H_{12}) = 3,219 \cdot 0,01 \cdot 0,083 = 0,003; \\
 m_{N_2} &= 1,250 \cdot 0,01 \cdot (N_2) = 1,250 \cdot 0,01 \cdot 0,706 = 0,0088; \\
 m_{CO_2} &= 1,964 \cdot 0,01 \cdot (CO_2) = 1,964 \cdot 0,01 \cdot 0,011 = 0,037,
 \end{aligned}$$

де  $m_i$  – питома маса  $i$ -го індивідуального газу в 1 м<sup>3</sup> сухого газоподібного палива, кг/м<sup>3</sup>;

$(i)_v$  – об'ємний вміст 1-го індивідуального газу, %.

Масовий елементний склад сухого газоподібного палива визначається за формулами:

$$C^{daf} = \frac{100}{\rho_n} \cdot \left( \sum \frac{12p}{12p+q} \cdot m_{C_pH_q} + 0,429 \cdot m_{CO} + 0,273 \cdot m_{CO_2} \right),$$

$$C^{daf} = \frac{100}{0,736} \cdot (0,75 \cdot 0,69 + 0,857 \cdot 0,05 + 0,818 \cdot 0,018 + 0,83 \cdot 0,004 + 0,833 \cdot 0,003 + 0,273 \cdot 0,037) = 80,6$$

$$H^{daf} = \frac{100}{\rho_n} \cdot \left( \sum \frac{q}{12p+q} \cdot m_{C_pH_q} + 0,059 \cdot m_{H_2S} \right),$$

$$H^{daf} = \frac{100}{0,736} \cdot (0,25 \cdot 0,69 + 0,2 \cdot 0,05 + 0,18 \cdot 0,018 + 0,17 \cdot 0,004 + 0,167 \cdot 0,003) = 25,62,$$

$$N^{daf} = \frac{100}{\rho_n} \cdot m_{N_2} = \frac{100}{0,736} \cdot 0,0088 = 1,2,$$

$$O^{daf} = \frac{100}{\rho_n} \cdot (0,571 \cdot m_{CO} + 0,727 \cdot m_{CO_2}) = \frac{100}{0,736} \cdot (0,727 \cdot 0,037) = 3,66.$$

де  $C^{daf}$  - масовий вміст вуглецю в паливі на горючу масу, %;

$H^{daf}$  - масовий вміст водню в паливі на горючу масу, %;

$N^{daf}$  - масовий вміст азоту в паливі на горючу масу, %;

$O^{daf}$  - масовий вміст кисню в паливі на горючу масу, %;

$\rho_n$  - густина сухого газоподібного палива, кг/м<sup>3</sup>.

Таким чином, отримано значення % масового елементного складу природного газу:

вуглець –  $C^r = C^{daf} = 80,6$ ;

водень –  $H^r = H^{daf} = 25,62$ ;

кисень –  $O^r = O^{daf} = 1,2$ ;

азот –  $N^r = N^{daf} = 3,66$ .

Масова нижча теплота згоряння  $Q_i^r$

$$Q_i^r = Q_i^{daf} = Q_{iv}^{daf} / \rho_n = 33,52 / 0,736 = 45,5 \text{ МДж/кг.}$$

Масова витрата природного газу:

$$B = V \cdot \rho_n = 469 \cdot 0,736 = 345 \text{ кг/год (1367 т);}$$

$$B_k = B \cdot 2 = 345 \cdot 2 = 690 \text{ кг/год (2734 т).}$$

### 5.3.3. Валовий викид оксидів азоту

Показник емісії оксидів азоту ( $k_{NO_x}$ )<sub>о</sub> дорівнює 100 г/ГДж.

Емпіричний коефіцієнт  $z$  для природного газу становить 1,25. Ефективність первинних заходів зменшення викиду оксидів азоту  $n_i$  становить 0,45. Азотоочисна установка відсутня, тому ефективність  $n_{II}$  та коефіцієнт роботи  $\beta$  дорівнюють нулю. Показник емісії  $k_{NO_x}$  оксидів азоту

$$k_{NO_x} = 100 \cdot (0,98)^{1,25} \cdot (1 - 0,45)(1 - 0) = 49,6 \text{ г/ГДж.}$$

Валовий викид оксидів азоту  $E_{NO_x}$  дорівнює

$$E_{NO_x} = 10^{-6} \cdot k_{NO_x} \cdot Q_i^r \cdot B = 10^{-6} \cdot 53,6 \cdot 45,5 \cdot 2734 = 6,17 \text{ т.}$$

### 5.3.4. Валові викиди оксидів вуглецю

Показник емісії оксиду вуглецю  $k_{CO}$  становить 17 г/ГДж. Тоді валовий викид  $E_{CO}$  оксиду вуглецю

$$E_{CO} = 10^{-6} \cdot k_{CO} \cdot Q_i^r \cdot B = 10^{-6} \cdot 17 \cdot 45,5 \cdot 2734 = 2,12 \text{ т.}$$

Показник емісії вуглекислого газу під час спалювання органічного палива визначається за формулою:

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{C^r}{100} \cdot \frac{10^6}{Q_i^r} \cdot \varepsilon_c, \text{ г/ГДж.}$$

Ступінь окислення вуглецю  $\varepsilon_c$  під час спалювання природного газу в енергетичній установці становить 0,995. Показник емісії вуглекислого газу

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{74}{100} \cdot \frac{10^6}{45,5} \cdot 0,995 = 64589 \text{ г/ГДж.}$$

Тоді валовий викид

$$E_{CO_2} = 10^{-6} \cdot k_{CO_2} \cdot Q_i^r \cdot B = 10^{-6} \cdot 64589 \cdot 45,5 \cdot 2734 = 8042 \text{ т.}$$

### 5.3.5. Валовий викид ртуті

Валовий викид ртуті під час спалювання природного газу розраховується за формулою:

$$E_{Hg} = 10^{-6} \cdot k_{Hg} \cdot Q_i^r \cdot B = 10^{-6} \cdot 0,0001 \cdot 45,5 \cdot 2734 = 0,000012 \text{ т.}$$

### 5.3.6. Валовий викид оксиду діазоту

Валовий викид оксиду діазоту  $N_2O$  при спалюванні природного газу розраховується за формулою:

$$E_{N_2O} = 10^{-6} \cdot k_{N_2O} \cdot Q_i^r \cdot B = 10^{-6} \cdot 0,1 \cdot 45,5 \cdot 2734 = 0,012 \text{ т.}$$

### 5.3.7. Валовий викид метану

Валовий викид метану  $CH_4$  під час спалювання природного газу розраховується за формулою:

$$E_{CH_4} = 10^{-6} \cdot k_{CH_4} \cdot Q_i^r \cdot B = 10^{-6} \cdot 1,0 \cdot 45,5 \cdot 2734 = 0,12 \text{ т.}$$

В таблиці 2 наведено значення викидів всього розглянутого спектру забруднювальних речовин.

Валові викиди, т, забруднювальних речовин

Таблиця 2

Викид	Природний газ
Оксиди азоту $NO_x$	6,17
Оксид вуглецю CO	2,12
Вуглекислий газ $CO_2$	8042
Ртуть Hg	0,000012
Оксиди діазо ту $N_2O$	0,012
Метан $CH_4$	0,12
Витрата природного газу, т	2734

## 6. ОХОРОНА ПРАЦІ

### 6.1. ОРГАНІЗАЦІЯ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОТЛІВ

6.1.1. Керівництво підприємства (організації) повинно забезпечити утримання котлів у справному стані і безпечні умови їх експлуатації шляхом організації належного обслуговування.

З цією метою власник котла зобов'язаний:

а) призначити відповідальну особу за справний стан і безпечну експлуатацію котлів із числа інженерно-технічних працівників (ІТП), які пройшли перевірку знань в установленому порядку;

б) забезпечити інженерно-технічних працівників правилами і керівними вказівками з безпечної експлуатації котлів (циркулярами, інформаційними листами, інструкціями та ін.);

в) призначити в необхідній кількості осіб обслуговуючого персоналу, які пройшли навчання і мають посвідчення на право обслуговування котлів, приладів безпеки, контрольно-вимірювальних приладів, хімводоочистки, живильних пристроїв та іншого допоміжного устаткування;

г) розробити і затвердити виробничу інструкцію для персоналу, який обслуговує котли, на підставі «Типової інструкції для персоналу котельні» та Інструкції з монтажу і експлуатації заводу-виготовлювача котла з урахуванням компоновки устаткування. Виробничу інструкцію повинна знаходитись на робочих місцях і видаватись під розписку обслуговуючому персоналу;

д) встановити такий порядок, щоб персонал, на який покладено обов'язки з обслуговування котлів, вів ретельне спостереження за дорученим йому устаткуванням шляхом його огляду, перевірки справності арматури, КВП, запобіжних клапанів, засобів сигналізації і захисту, живильних пристроїв. Для запису результатів огляду і перевірки повинен вестись змінний журнал;

е) встановити порядок і забезпечити періодичність перевірки знань керівними та інженерно-технічними працівниками Правил, норм та інструкцій з охорони праці згідно з «Типовим положенням про навчання, інструктаж та перевірку знань працівників з охорони праці»;

ж) організувати періодичну перевірку знань персоналом виробничих інструкцій;

з) організувати контроль за станом металу елементів котла відповідно до Інструкції з монтажу і експлуатації підприємства-виготовлювача;

і) забезпечити виконання інженерно-технічними працівниками Правил, а обслуговуючим персоналом - інструкцій;

к) забезпечити проведення технічних опосвідчень і діагностування котлів в установлені терміни;

л) проводити періодично, не рідше одного разу на рік, обстеження котлів з наступним повідомленням інспектора Держнаглядохоронпраці України про результати цього обстеження.

6.1.2. В котельні повинен бути годинник і телефон для зв'язку з місцями споживання теплоенергії, а також з технічними службами і власником.

6.1.3. В котельню не повинні допускатись особи, які не мають відношення до експлуатації котлів і устаткування котельні. У разі потреби сторонні особи можуть допускатись в котельню тільки з дозволу власника й у супроводі його представника.

6.1.4. Відповідальність за справний стан і безпечну експлуатацію котлів повинна бути покладена наказом по підприємству на начальника котельні, а при відсутності в штаті котельні начальника - на інженерно-технічного працівника, який виконує функції начальника котельні. Номер і дата наказу про призначення відповідальної особи повинні бути записані в паспорті котла.

Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію котлів, повинна мати спеціальну теплотехнічну освіту.

6.1.5. В окремих випадках відповідальність за справний стан і безпечну експлуатацію котлів може бути покладена на інженерно-технічного працівника, який не має теплотехнічної освіти, але пройшов спеціальну підготовку згідно з погодженою з Держнаглядом України програмою і атестацію в комісії за участю інспектора Держнаглядом України.

На час відсутності відповідальної особи (відпустки, відрядження, хвороба) виконання її обов'язків повинно бути покладено наказом на іншого інженерно-технічного працівника, який пройшов перевірку знань Правил.

6.1.6. Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію, повинна забезпечити:

- а) утримання котлів у справному стані;
- б) проведення своєчасного планово-попереджувального ремонту котлів і підготовку їх до технічного опосвідчення;
- в) своєчасне усунення виявлених несправностей;
- г) обслуговування котлів навченим і атестованим персоналом;
- д) обслуговуючий персонал - інструкціями, а також періодичну перевірку знань цих інструкцій;
- е) виконання обслуговуючим персоналом виробничих інструкцій.

6.1.7\*. Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію котлів, зобов'язана:

- а) регулярно оглядати котли в робочому стані;
- б) щоденно в робочі дні перевіряти записи в змінному журналі і розписуватись в ньому;
- в) проводити роботу з персоналом по підвищенню його кваліфікації;
- г) проводити технічне опосвідчення котлів;
- д) зберігати паспорти котлів і Інструкції з монтажу і експлуатації заводів-виготовлювачів;
- е) проводити протиаварійні тренування з персоналом котельні;
- ж) брати участь в обстеженнях і технічних опосвідченнях;
- з) перевіряти правильність ведення технічної документації при експлуатації та ремонті котлів і забезпечити її зберігання;

і) брати участь в комісії по атестації і періодичній перевірці знань у ІТП і обслуговуючого персоналу;

к) своєчасно виконувати приписи, видані органами Держнаглядодохоронпраці України.

6.1.8. Особа, відповідальна за справний стан і безпечну експлуатацію котлів, має право:

а) усувати від обслуговування котлів персонал, який допустив порушення інструкцій або виявив незадовільні знання;

б) подавати керівництву підприємства пропозиції щодо притягнення до відповідальності інженерно-технічних працівників і обслуговуючого персоналу, які порушили правила та інструкції;

в) подавати керівництву підприємства пропозиції щодо усунення причин, які породжують порушення вимог Правил та інструкцій.

## **6.2. ОБСЛУГОВУВАННЯ**

6.2.1. До обслуговування котлів можуть бути допущені особи не молодше 18 років, які пройшли медичний огляд, навчання, атестацію і мають посвідчення на право обслуговування котлів. Навчання, атестація і проведення інструктажу з безпеки праці повинні відповідати ГОСТ 12.0.004-90.

6.2.2\*. Навчання і атестація машиністів (операторів) котельні повинні проводитись з дозволу Держнаглядодохоронпраці України в професійно-технічних училищах, в навчально-курсівих комбінатах (курсах), а також на курсах, що спеціально створюються підприємствами. Програми підготовки повинні складатись на підставі типових програм, погоджених з Держнаглядодохоронпраці України. Підставою для отримання дозволу є висновок ЕТЦ щодо можливості і умов виконання вказаних робіт навчальними закладами.

Індивідуальна підготовка персоналу не допускається.

6.2.3. Атестація машиністів (операторів) котлів проводиться комісією за участю інспектора Держнаглядодохоронпраці України. Особам, які пройшли атестацію, повинні бути видані посвідчення за підписами голови комісії та інспектора Держнаглядодохоронпраці України.

6.2.4. Про день проведення екзаменів адміністрація зобов'язана повідомити місцевий орган Держнаглядодохоронпраці України не пізніше ніж за 5 днів.

6.2.5. Періодична перевірка знань персоналу, який обслуговує котли, повинна проводитись не рідше ніж один раз на 12 місяців.

Позачергова перевірка знань проводиться:

а) при переході на інше підприємство;

б) у випадку переведення на обслуговування котлів іншого типу;

в) при переведенні котла на спалювання іншого виду палива;

г) при перерві в роботі більше 6 місяців;

д) за рішенням адміністрації або за вимогою інспектора Держнаглядодохоронпраці України.

Комісія з перевірки знань призначається наказом по підприємству, участь в її роботі інспектора Держнаглядохоронпраці України не обов'язкова.

Крім цього, вказаному персоналові не рідше одного разу в квартал відповідальний за безпечну експлуатацію котлів проводить повторний інструктаж з перевіркою знань з безпеки праці.

6.2.6. Результати перевірки знань обслуговуючого персоналу оформляються протоколом за підписом голови і членів комісії з відміткою в посвідченні.

6.2.7. При перерві в роботі за спеціальністю більше 12 місяців персонал, який обслуговує котли, після перевірки знань повинен перед допуском до самостійної роботи пройти стажування для відновлення практичних навиків за програмою, затвердженою керівництвом підприємства.

6.2.8. Допуск персоналу до самостійного обслуговування котлів повинен оформлятися наказом по цеху або підприємству.

6.2.9. Забороняється доручати машиністові (операторові) котельні, який знаходиться на чергуванні, виконання під час роботи котла інших робіт, не передбачених виробничою інструкцією.

6.2.10. Забороняється залишати котел без постійного нагляду обслуговуючим персоналом як під час роботи котла, так і після його зупинки до зниження в ньому тиску до атмосферного.

6.2.11. Допускається експлуатація котлів без постійного нагляду за їх роботою обслуговуючим персоналом при наявності автоматики, сигналізації і захистів, що забезпечують ведення нормального режиму роботи, ліквідацію аварійних ситуацій, а також зупинки котла при порушеннях режиму роботи, які можуть викликати пошкодження котла.

### **6.3. ПЕРЕВІРКА КОНТРОЛЬНО-ВИМІРЮВАЛЬНИХ ПРИЛАДІВ, АВТОМАТИЧНИХ ЗАХИСТІВ, АРМАТУРИ І ЖИВИЛЬНИХ ПРИСТРОЇВ**

6.3.1. Перевірка справності дії манометрів, запобіжних клапанів, показників рівня води і живильних пристроїв повинна проводитись для котлів з робочим тиском до 1,4 МПа (14 кгс/см<sup>2</sup>) включно - не рідше одного разу на зміну;

Про результати перевірки робиться запис у змінному журналі.

6.3.2. Перевірка справності манометра проводиться за допомогою триходового крана або запірних вентилів, що його замінюють, шляхом встановлення стрілки манометра на нуль.

Не рідше одного разу на 12 місяців манометри повинні бути перевірені з встановленням тавра або пломби відповідно до порядку, передбаченого Держстандартом України.

6.3.3. Перевірка показників рівня води проводиться шляхом їх продування. Справність знижених показників рівня перевіряється порівнянням їх показань з показаннями показників рівня води прямої дії.

6.3.4. Справність запобіжних клапанів перевіряється короткочасним примусовим їх відкриттям.

6.3.5. Перевірка справності резервних живильних пристроїв здійснюється шляхом їх короткочасного включення в роботу.

6.3.6. Перевірка справності сигналізації і автоматичних захистів повинна проводитись згідно з графіком і інструкцією, затвердженими керівником підприємства - власника котла.

## **6.4. АВАРІЙНА ЗУПИНКА КОТЛА**

6.4.1. Котел повинен бути негайно зупинений і відключений дією захистів або персоналом у випадках, передбачених виробничою інструкцією і, зокрема, у випадках:

- а) виявлення несправності запобіжного клапана;
- б) якщо тиск в барабані котла піднявся вище дозволеного на 10% і продовжує підніматись;
- в) зниження рівня води нижче нижнього допустимого рівня;
- г) підвищення рівня води вище верхнього допустимого рівня;
- д) припинення дії всіх живильних пристроїв;
- є) припинення дії всіх показчиків рівня води прямої дії;
- ж) якщо в основних елементах котла (барабані, колекторі, камері, пароводоперепускних і водоопускних трубах, парових і живильних трубопроводах, жаровій трубі, вогневій коробці, кожусі топки, трубній решітці, зовнішньому сепараторі, арматурі) будуть виявлені тріщини, випини, пропуски в їх зварних швах, обрив анкерного болта або в'язі;
- з) недопустимого підвищення або зниження тиску в тракці прямооточного котла до вбудованих засувок;
- і) погасання факелів в топці при камерному спалюванні палива;
- к) зниження витрати води через водогрійний котел нижче мінімально допустимого значення;
- л) зниження тиску води в тракці водогрійного котла нижче допустимого;
- м) підвищення температури води на виході із водогрійного котла до значення на 20 °С нижче температури насичення, яка відповідає робочому тиску води у вихідному колекторі котла;
- н) несправності автоматики безпеки або аварійної сигналізації, включаючи зникнення напруги на цих пристроях;
- о) виникнення пожежі в котельні, яка загрожує обслуговуючому персоналу або котлу.

6.4.2. Порядок аварійної зупинки котла повинен бути вказаний у виробничій інструкції. Причини аварійної зупинки котла повинні бути записані в змінному журналі.

## **6.5. ОРГАНІЗАЦІЯ РЕМОНТУ**

6.5.1. Власник котла повинен забезпечити своєчасний ремонт котлів і допоміжного обладнання згідно з затвердженим графіком планово-попереджувального ремонту.

Ремонт повинен виконуватись за технічними умовами і технологією, розробленою до початку виконання робіт.

При ремонті, крім вимог даних Правил, повинні виконуватись також вимоги, викладені в галузевій нормативно-технічній документації.

6.5.2. На кожний котел повинен бути заведений ремонтний журнал, в який відповідальним за справний стан і безпечну експлуатацію котла вносяться дані про виконані ремонтні роботи, використані матеріали, зварювання і зварників, про зупинку котлів на чистку або промивку. Заміна труб, заклепок і підвальцьовування з'єднань труб з барабанами і колекторами повинні позначатись на схемі розміщення труб (заклепок), яка прикладається до ремонтного журналу. В ремонтному журналі також відображуються результати оглядів котла до чистки з зазначенням товщини відкладення накипу і шламу і всі дефекти, виявлені в період ремонту.

6.5.3. Дані про ремонтні роботи, що викликають необхідність проведення дострокового опосвідчення котлів, а також про ремонтні роботи з заміною елементів котла із застосуванням зварювання або вальцювання записуються в ремонтний журнал і заносяться в паспорт котла.

6.5.4. До початку проведення робіт у середині барабана або колектора котла, з'єданого трубопроводами (паропровід, живильні, дренажні, спускні лінії та ін.) з іншими працюючими котлами, а також перед внутрішнім оглядом або ремонтом елементів, які працюють під тиском, котел повинен бути від'єднаний від усіх трубопроводів заглушками, якщо на них встановлена флянцева арматура. У випадку, якщо арматура трубопроводів пари і води безфлянцева, відключення котла повинно проводитись двома запірними органами при наявності між ними дренажного пристрою діаметром умовного проходу не менше ніж 32 мм, що має пряме сполучення з атмосферою. Приводи засувки, а також вентилів відкритих дренажів і ліній аварійного зливу води із барабана повинні бути замкнені на замок так, щоб виключалась можливість послаблення їх щільності при замкненому замку. Ключі від замків повинні зберігатись у особи, відповідальної за справний стан і безпечну експлуатацію котла, якщо на підприємстві не встановлено інший порядок їх зберігання.

6.5.5. Товщина заглушок, які використовуються для відключення котла, встановлюється, виходячи із розрахунку на міцність. Заглушка повинна мати виступаючу частину (хвіст), за якою визначається їх наявність. При встановленні прокладок між флянцями і заглушкою прокладки повинні бути без хвостовиків.

6.5.6. Допуск людей у середину котла, а також відкриття запірної арматури після покинення котла людьми повинні проводитись тільки за письмовим дозволом (нарядом-допуском), що видається в установленому порядку.

## **7. ОРГАНІЗАЦІЯ І ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ ПО ДЕМОНТАЖУ І МОНТАЖУ УСТАТКУВАННЯ**

### **7.1. Технологічна послідовність демонтажних робіт 1-го етапу:**

- зняти напругу і демонтувати електричні кабелі дуттєвого вентилятора, димососу, щита КВП і автоматики котла №2;
- відключити подачу газу на котельню;
- демонтувати ділянку газопроводу від загального газового колектора до котла №2 і встановити заглушку на загальному колекторі;
- виконати опресування і перевірку на щільність ділянки газопроводу з заглушкою;
- при задовільних результатах перевірки і випробувань заглушки на газовому колекторі оформити акт проведення випробувань (згідно «Правил...» ДНАОП 0.00 – 1.20-98, п.4.6.20) і відновити подачу газу в котельню;
- виконати демонтаж ділянок паропроводу -01- і трубопроводів -04-, -08-, -09- у зоні котла №2 зі встановленими заглушками;
- провести випробування паропроводу і трубопроводів зі встановленими заглушками;
- виконати демонтаж котельно-допоміжного устаткування, що не задіяне в існуючій тепловій схемі;

Виконати демонтаж:

- парових живильних насосів;
- двох баків ХВО (залишити 2 баки);
- димососу і вентилятора котла №2;
- парової гребінки;
- двох мережевих насосів (залишити в експлуатації 1 насос);
- виконати роботи з герметизації відсічення ділянки газоходу котла №2 від газоходу котла №1, що експлуатується;
- виконати роботи з капітального ремонту котла №2 (перевід у водогрійний режим) в обсязі проектно-конструкторської документації.

### **7.2. Обсяг монтажних робіт 1-го етапу:**

- перевід котла №2 у водогрійний режим;
- реконструкція фронтальної плити і монтаж пальника ГМГ-4 мр;
- монтаж газової рампи;
- монтаж зовнішніх трубопроводів котла №2 і загальнокотельних трубопроводів відповідно до проектної схеми;
- монтаж димососу і вентилятора котла №2;
- монтаж приладового штатива, щита ЩУК №2;
- монтаж автоматичної хімводопідготовки;
- монтаж газопостачального устаткування котельні і новий вузол обліку;
- монтаж підживлюючих насосів регулюючого клапана AMV-523 і устаткування ГВП (без перевірки);

- обв'язку деаераторного бака і його перевід у бак запасу хімічищеної води;
- частково змонтувати трубопроводи мережевої води по котловому залі до точок врізки в існуючу теплову мережу;
- монтаж 2х мережевих насосів WILLO;
- прогін котла №2, налагодження електроустаткування, КВП і автоматики котла №2;
- врізання трубопроводів котла №2 в існуючу водяну теплову мережу;
- комплексні випробування котла №2 під навантаженням і в різних режимах;
- врізання газопроводу в існуючий газопровід середнього тиску;
- монтаж газопроводу до котла № 1.

### **7.3. Обсяг демонтажних і монтажних робіт 2-го етапу:**

Технологічна послідовність демонтажу робіт 2-го етапу:

- зняти напругу і демонтувати електричні кабелі вентилятора, дымососу, щита КВПіА котла № 1;
- відключити подачу газу на котел № 1, встановити заглушку на існуючому газопроводі середнього тиску на котельню;
- виконати опресування і перевірку на щільність ділянки газопроводу з заглушкою;
- при задовільних результатах – відновити з оформленням акта подачу газу в котельню;
- виконати демонтаж парового устаткування і трубопроводів;
- виконати демонтаж мережевої установки, живильних насосів, що залишилися після демонтажних робіт 1 етапу устаткування ХВО;
- виконати демонтаж дымососу і вентилятора котла № 1;
- демонтаж мережевого насоса № 3;
- виконати термоізоляцію відсіченої ділянки газоходу котла № 1 від газоходу введеного в експлуатацію котла № 2;
- демонтаж трубопроводів, що залишилися після виконання демонтажних робіт першого етапу;
- виконати роботи з капітального ремонту котла №1 (перевід у водогрійний режим) в обсязі проектно-конструкторської документації.

### **7.4. Обсяг монтажних робіт другого етапу:**

- перевід котла № 1 у водогрійний режим;
- реконструкція з наступним монтажем фронтальної плити котла №1;
- монтаж пальникового пристрою ГМГ-4 мр;
- монтаж газової рампи;
- монтаж зовнішніх трубопроводів котла №1 і загальнокотельних трубопроводів відповідно до проектної документації;
- монтаж дымососу і вентилятора котла №1;
- монтаж кабельної мережі котла №1 і котельного допоміжного устаткування;

- монтаж щитів автоматики котла №1 і щита загальнокотельної автоматики;
- монтаж приладового штативу котла №1 і частотних перетворювачів;
- прогін котла №1, налагодження електроустаткування і автоматики котла №1 і загальнокотельного електроустаткування;
- врізання трубопроводів котла №1 в існуючі водяні мережеві трубопроводи;
- врізання газової магістралі котла № 1 в існуючий газопровід;
- комплексні випробування котла №1 під навантаженням у різних режимах;
- врізання установки гарячого водопостачання в трубопроводи мережевої води і трубопроводи споживачів.

## 8. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Вартість будівництва визначається за ДБН.Д.1-1-2000.

Дійсні будівельні норми встановлюють основні правила визначення вартості будівництва, розширення, реконструкції, технічного переоснащення підприємств, ремонту житла та ін. видів будівництва.

Для будівництв, фінансування яких здійснюється за рахунок не бюджетних коштів, дані норми носять рекомендаційний характер.

Правила поширюються на підрядний, господарчий и змішаний способи будівництва.

Система ціноутворення в будівництві містить кошторисні нормативи, правила визначення вартості будівництва і складання інвесторської кошторисної документації.

Кошторисні нормативи – це узагальнена назва комплексу кошторисних норм, які об'єднуються в окремі збірники. Разом з правилами і положеннями, що містять необхідні вимоги, вони служать для визначення вартості будівництва.

Кошторисною нормою називається сукупність ресурсів, встановлена на прийнятій визначник будівельних і монтажних робіт, а також конструкцій, виражається як правило в натуральних (фізичних) величинах або у відносній формі (у вигляді коефіцієнтів).

Головна функція кошторисних норм – визначення нормативної кількості ресурсів, необхідних для виконання відповідного виду робіт, як основи для наступного переходу до цінових показників.

В кошторисних нормах врахований повний комплекс операцій, необхідних для виконання певного виду робіт в нормальних умовах труда, що не ускладнені зовнішніми факторами.

При виконанні робіт в ускладнених умовах до кошторисних норм застосовуються коефіцієнти, що приведені в загальних вказівках до нормативів.

Під звичайними умовами виконання робіт мається на увазі виконання робіт, складування, внутрішньо будівельне транспортування необхідних матеріалів, виробів і конструкцій без впливу специфічних факторів і умов, що ускладнюють роботу.

Коефіцієнти до нормативних показників, приведені в окремих збірниках кошторисних норм, не застосовуються до норм інших збірників кошторисних норм за винятком випадків, обумовлених в технічних частинах відповідних збірників.

Вартість будівництва відображена у договірній ціні на будівельні роботи.

Договірна ціна формується на підставі кошторисних розрахунків.

Кошторисна документація складається зі зведеного кошторису, який в свою чергу складається з об'єктних та локальних кошторисів.

В локальному кошторисі розраховується вартість якогось одного виду робіт або вартість робіт по одній частині великого об'єкту.

Локальний кошторис по об'єкту об'єднуються у об'єктний кошторис, тобто до нього вже входить вартість робіт по декільком роботам або частинам об'єкту.

І нарешті в зведеному кошторисі відображена ціна об'єкту в цілому.

В кошторисах окрім безпосередньої вартості робіт і витрат труда відображаються різні статті витрат організацій, такі як адміністративні витрати, податок на додану вартість і т. і.

Щоб виділити лише цінові показники по кошторисам, існує зведений кошторисний розрахунок.

В даному розділі наведений локальний кошторис на виконання робіт по тепломеханічній частині котельні.

## 9. ЛІТЕРАТУРА

1. „Закон України про енергозбереження” // Постанова ВР України №75/94-ВР від 01.07.1994р.
2. Закон України „Про охорону праці” від 14.10.92р. №2694-XII.
3. Закон України „Об об’єктах підвищеної небезпеки” від 18.01.2001р. №2245-III.
4. Інженерні рішення з охорони праці при розробці дипломних проекттів інженерно-будівельних спеціальностей: Навчальний посібник.К.: Основа, 2001.-336с.
5. Перелік виконавчої та іншої документації, що надається державній приймальній, робочій комісіям при прийнятті в експлуатацію закінчених будівництвом об’єктів: Затв. Наказом Держбуду України 27.01.2005 №21 – чинний з 01.03.2005.
6. СТП 001-97. Оформлення індивідуальних завдань студентів. —К.: КДТУБіА, 1997.-53с.-чинний з 15.12.1997.
7. Перелік чинних в Україні нормативних документів у галузі будівництва (за станом на 1 січня 2006 року). —К.: ТК“Будтехнормування”, 2006.-205с.
8. “Правила подачі та використання газу в народному господарстві України”.
9. НПАОП 0.00-1.08-94. Правила будови і безпечної експлуатації парових та водогрійних котлів. К.:1998р.- 108с.
10. НПАОП 0.00-1.20-98 „Правила безпеки систем газопостачання України”. К.: 1998р.- 179с.-чинний з 01.10.97.
11. НПАОП 0.00-1.26-96 "Правила будови і безпечної експлуатації парових котлів з тиском пари не більше 0.07 МПа (0.7 кгс/см ) та водогрійних котлів і водонагрівачів з температурою нагріву води не вище 115 °С".:Україна.1996р.-63с.
12. ДБН В.2.5-20-2001. Газопостачання. Державний комітет будівництва, архітектури та житлової політики України. К.: 2001р.- 286с.
13. П.М.Єнін, Г.Г.Шишко, К.М.Предун Газопостачання населених пунктів і об’єктів природнім газом. – К.: 2002р.-198с.

14. ДСТУ Б В.2.7-73-98. Труби поліетиленові для подачі горючих газів. Технічні умови. —К.: Укрархбудінформ, 1998.-41с.-чинний з 01.01.99.
15. ДБН А.3.1-3-94 Приймання в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів. Основні положення. – К.: 2004.-31с.

Таблиця 1

## Тепловий баланс котельного агрегату

Найменування величини	Позначення	Розрахункова формула чи спосіб визначення	Різниця	Розрахунок	
				II-варіант	III-варіант
1	2	3	4	5	6
Наявне тепло палива	$Q_P^P$	$Q_P^H + Q_{BH} + i$	ккал/м <sup>3</sup>	7960	7960
Температура уходящих газів	$v_{yx}$	по завданню	°C	150	150
Ентальпія уходящих газів	$I_{yx}$	[1] V табл	ккал/м <sup>3</sup>	692	692
Втрати тепла з уходящими газами	$q_2$	$\frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} I_{x\beta}^0)(100 - q_4)}{Q_p^p}$	%	7,04	7,04
Ентальпія теоретично необхідної кількості повітря	$I_{XB}^0$	[1] V табл.4	ккал/м <sup>3</sup>	90	90
Втрати тепла від механічного недопалу	$q_4$	—	%	—	—
Втрати тепла від хімічного недопалу	$q_3$	[1] табл. 4	%	0,5	0,5
Втрати тепла в навколишнє середовище	$q_5$	[1] граф 5-1	%	2,2	2,2
Втрати з фізичним теплом шлаків	$q_6$	—	%	—	—
Сума теплових втрат	$\sum q$	$q_2 + q_3 + q_5$	%	9,76	9,76
Коефіцієнт корисної дії котельного агрегату	$\eta$	$100 - \sum q$	%	90,24	90,24

1	2	3	4	5	6
Коефіцієнт збереження тепла	$\varphi$	$1 + \frac{q_5}{\eta_{k.a.} + q_5}$	%	0,972	0,972
Корисно використане тепло в котельному агрегаті	$Q_{k.a.}$		ккал/	$3,5 \cdot 10^6$	$4,8 \cdot 10^6$
Повна витрата палива	$B$	$\frac{Q_{ka} \times 100}{Q_p^p \times \eta_{ka}}$	м <sup>3</sup> /ч	442,3	609
Розрахункова витрата палива	$B$	$B \times \frac{100 - q_4}{100}$	м <sup>3</sup> /ч	442,3	609
III Розрахунок топки					
Ширина активного об'єму по фронту топки	$a$	з конструктивного ескізу	мм	2180	2180
висота	$h$	—	мм	3200	3200
глибина	$b_c$	—	мм	2320	2320
Площа бічної стіни	$F_{б.ст.}$	—	м <sup>2</sup>	7,4	7,4
Об'єм топки	$V_T$	$F_{б.ст.} \cdot a$	м <sup>3</sup>	16,25	16,25
Видиме теплове напруження топкового об'єму:					
а) нормативне	$q_v$	$(B_p Q_{H^P})/V_T$	$\frac{\text{ккал}}{\text{м}^3 \cdot \text{ч}}$	250000	250000
б) дійсне	$q_v$			216387	297942
Діаметр екранних труб	$d$	на заводських хар.	мм	51x2,5	51x2,5

1	2	3	4	5	6
Відстань від осі труб до стіни	$e$	0,8d	мм	41	41
Площа бічної стіни, що занята екраном	$F_{бок}$	з заводських хар.	м <sup>2</sup>	10,7	10,7
а) для 2-х стін	$F_{бок}$	$F_{бок} 2$	м <sup>2</sup>	21,4	21,4
Шаг труб на бічній стіні	$S_{бок}$	з заводських хар.	мм	80	80
Відносний шаг	$S_{бок}/d$	з заводських хар.	мм	1,56	1,56
Угловий коеф. екрана	$\chi$		мм	0,94	0,94
Коефіцієнт забруднення	$\xi$	[1] табл.6-2	–	0,65	0,65
Коефіцієнт теплової ефективності бічного екрана	$\Psi_{бок.}$	$\chi\xi$	–	0,61	0,61
Сумарна поверхня стін топки	$F_{ст}$	$F_{фр} + F_{бок} 2 + F_3 + F_{ном} + F_{пол}$	м <sup>2</sup>	37,64	37,64
Середній тепловий коеф. ефективності екранів	$\Psi_{ср.}$	$\sum \psi_i F_i / F_{cm}$	–	0,348	0,348
Ефективна товщина випромінюючого слоя	$\delta$	$3,6 V_T / \sum F_{cm}$	м	1,55	1,55
Температура газів на виході з топки	$V_T$	приймаємо з ост.уточн.	°C	1000	1000

1	2	3	4	5	6
Об'ємна доля	$r_{H_2O}$	з газової витрати	–	0,2	0,2
Добуток	$P_n S$	$r_n S$	–	0,45	0,45
Коефіцієнт послаблення променів трьохатомними газами	$K_r r_n$	$K_r r_n$	$\frac{1}{(m \times k_{гс}) cm^2}$	0,222	0,222
Коеф. послаблення газовими частками	$k_r$	номограмма	–	0,77	0,77
Коеф. надлишку повітря на виході з топки	$\alpha_r$	з газового розрахунка	–	1,1	1,1
Добуток	$c_p / H_p$	$0,12 \sum \frac{m}{n} C_m H_n$	–	2,82	2,82
Коеф. послаблення променів сажистими частками	$k_c$	$0,03(2-\alpha_r) (1,6 \frac{T_r}{100} - 0,5) C_p / H_p$	–	0,084	0,084
Ступінь чорноти полум'я, що світиться	$a_{св}$	$1 - e^{-(k_r \times r_n k_s)} p_s$	–	0,038	0,038
Ступінь чорноти газового факела	$a_r$	$1 - e^{-k r_r + r_n} P S$	–	0,295	0,295
Ефективна ступінь чорноти факела	$a_{ф}$	$m a_{св} + (1-m)a$	–	0,304	0,304
Температура повітря, що поступає в топку	$t_{в03}$	по завданню	°C	30	30

1	2	3	4	5	6
Ентальпія теоретично необхідного повітря	$I_B^{оп}$	[1] V табл.	ккал/м <sup>3</sup>	90,3	90,3
Тепло, що внесене в топку повітрям	$Q_B$	$(\alpha_T - \Delta\alpha_T)I_B^{оп} + \Delta\alpha I_0^{IB}$	-/-	99,3	99,3
Тепловиділення в топці	$Q_T$	$Q_P \frac{100 - q_3}{100} + Q_B$	-/-	8020	8020
Теоретична температура горіння	$V_a$	[1] V табл.	°C	1758	1758
Добуток	–	$B_P Q_B / F_{CT}$	–	103500	142000
Висота розташування пальників	$h_{\Gamma}$	з заводських креслень	мм	1300	1300
Висота топки	$H_{\Gamma}$	-/-	мм	3200	3200
Дааметр пальника	$d_{\Gamma}$	з паспорту пальника	мм	270	270
Відносна висота розширення пальників	$X_{\Gamma}$	$h_{\Gamma} / H_{\Gamma}$	–	0,405	0,405
Поправка	$\Delta X$	$X_{\Gamma} + \Delta X$	–	0,15	0,15
Характеристика	$X_{\Gamma}$	$0,54 - 0,2X_{\Gamma}$	–	0,555	0,555
Параметр	M		–	0,43	0,43
Температура на виході з топки	$V_T''$	номограмма	°C	1090	1195

1	2	3	4	5	6
Ентальпія газів на виході з топки	$I_T''$	[1] V табл.	ккал/м <sup>3</sup>	4894	5193
Кількість тепла, що передана випромінюванням в топці	$Q_{\text{л}}$	$\varphi(Q_T - I_T'')$	-/-	3679	3312

#### IV. Розрахунок котельного пучка

Температура газу перед газоходом	$V'$	з розрахунку топки	°C	1090	800	600	376
І газу перед газоходом	$I'$	[1] V табл.	ккал/м <sup>3</sup>	4694	3748	2718	1659
Поверхня нагріву газохода	$H$	з заводських хар.	м <sup>2</sup>	9,1	18,3	38,4	1,2
Діаметр труб	$d$	-/-	мм	51/2;	51/2,5;	51/2,5;	1/2,5
Крок труб поперек потоку	$S_1$	-/-	мм	110	110	110	110
- /- вздовж потоку	$S_2$	-/-	мм	100	100	100	100
Ширина газохода	$a$	-/-	м	0,92	0,92	0,92	0,92
Висота газохода	$b$	-/-	м	2,17	2,17	2,17	2,17
Число труб поперек потоку	$z$	-/-	шт.	9	9	9	9
Живий переріз для прохода газів	$F$	$ab - zbd_n$	м <sup>2</sup>	1,01	1,01	1,01	1,01
$t$ газів за газоходом	$V''$	приймаємо з ост. уточн	°C	800	600	400	300

1	2	3	4	5	6	7	8
I за газоходом	I''	[1] V табл.	ккал/м <sup>3</sup>	3718	2718	1769	1311
Тепло, що віддане газами	Q <sub>v</sub>	$\varphi(I' - I'')$	-/-	949	922	922	383
Більша різниця температур	$\Delta t_{\Gamma}$	$v' - t_{cp}$	°C	980	690	490	266
Меньша різниця температур	$\Delta t_M$	$v'' - t_{cp}$	°C	690	490	290	190
Середня температура газів	V <sub>CP</sub>	$(v' - v'')/2$	°C	945	700	500	333
Середній температурний напор	$\Delta t_{cp}$	$\frac{\Delta t_v - \Delta t_M}{2,31g \frac{\Delta t_v}{\Delta t_M}}$	°C	820	584	382	226
Секундна витрата газів	V <sub>сек</sub>	$\frac{B_p V_{\Gamma} (v_{cp} + 273)}{3600}$	кг/с	6	4,85	3,80	3,04
Середня швидкість газів	w <sub>Г</sub>	$V_{сек} / F_2$	м/с	5,95	4,8	3,8	4,05
Коеф. тепловіддачі від газів до труб	$\alpha_k$	$H.12; d_H C_s C_z C_{\phi}$	ал/м <sup>2</sup> ч°С	44	38,5	34,5	34,2
Температура зовнішніх забруднених труб	t <sub>з</sub>	t <sub>cp</sub> +25	°C	135	135	135	135
Ефективна товщина випромінюючого слоя	S	$0,9d_H (4 / \pi \times \frac{S_1 S_2}{d_H^2} - 1)$	м	0,2	0,2	0,2	0,2

1	2	3	4	5	6	7	8
К-т послаб. променів 3-х атом. газами	$K_{\Gamma}$	[1] номогр. 3	–	2,5	2,9	3,3	3,5
Добуток	–	$k_{\Gamma} P_n S$	–	0,516	0,597	0,68	0,72
Ступінь чорноти середовища	$a$	[1] номогр. 2	–	0,4	0,45	0,5	0,52
К-т т/віддачі випромінювань	$\alpha_{\text{л}}$	[1] номогр. 19	ккал/м <sup>2</sup> ч°С	45,2	30,3	19,8	12
К-т повноти змивання	$\xi$	–		1	1	1	1
К-т т/віддачі від газів до стінок труб	$\alpha_{\text{т}}$	$\xi(\alpha_{\text{а}} + \alpha_{\text{к}})$	ккал/мч°С	89,2	68,8	57,3	48,2
К-т теплової ефективності	$\psi$	[1] табл. 7-3	–	0,6	0,6	0,6	0,6
К-т теплопередачі	$k$	$\psi \cdot \alpha_{\text{т}}$	ккал/мч°С	53,5	41,2	32,6	29
Тепло, прийняте поверхнею на 1 кг.	$Q_m$	$\frac{K \Delta t_{cp} H}{Bp}$	ккал/кг	886	982	1055	1100
$t$ газа перед газоходом	$V'$	III варіант з розрахунку топки	°С	1195	900	700	456
$l$ газа перед газоходом	$l'$	[1] V табл.	ккал/м <sup>3</sup>	5217	4233	3214	2032
Поверхня нагріву газохода	$H$	з заводськ. хар	м <sup>2</sup>	9,34	17,4	39,06	51,2
Діаметр труб	$d$	з заводськ.. хар.	мм	51/2,5	51/2,5	51/2,5	51/2,5

1	2	3	4	5	6	7	8
Крок труб поперек потоку	$S_1$	з заводськ. хар.	мм	110	110	110	110
Шаг труб взовж потоку	$S_2$	з заводськ. хар.	мм	100	100	100	100
Ширина газохода	$a$	з заводськ. хар.	мм	920	920	920	700
Висота газохода	$b$	з заводськ. хар.	мм	2170	2170	2170	2170
Крок труб поперек потоку	$z$	з заводськ. хар.	шт	9	9	9	9
Живий переріз для проходу газів	$F_2$	$ab - zbd_H$	$m^2$	1,01	1,01	1,01	0,75
$t$ газів за газоходом	$V''$	прийм. з наст. уточн.	$^{\circ}C$	900	700	400	300
$I$ газів за газоходом	$I''$	[1] V табл.	ккал/ $m^3$	34233	3214	1769	1311
Тепло, віддане газами	$Q_V$	$\varphi(I' - I'')$	ккал/ $m^3$	965	990	1405	721
Середня температура газів	$V_{CP}$	$(V' - V'')/2$	$^{\circ}C$	1050	800	550	378
Більшая різниця температур	$\Delta t_B$	$V' - t_{CP}$	-/-	1090	790	590	256
Меньша різниця температур	$\Delta t_M$	$V'' - t_{CP}$	-/-	790	590	290	190
Середній температурний напор	$\Delta t_{CP}$	$\frac{\Delta t_{\sigma} - \Delta t_M}{2,31g \frac{\Delta t_{\sigma}}{\Delta t_M}}$	-/-	932	685	425	265

1	2	3	4	5	6	7	8
Середня витрата газів	$V_{\text{CEK}}$	$\frac{B_p V_r (V_{\text{CP}} + 273)}{3600 \cdot 273}$	кг/с	9	7,3	5,6	4,42
Середня швидкість газів	$\omega$	$V_{\text{CEK}}/F_2$	м/с	8,9	7,21	5,55	5,9
К-т т/віддачі від газів до труба	$\alpha_k$	$H \cdot 12, \alpha_H \cdot C_3 \cdot C_z$	ккал/мч <sup>0</sup> С	56	42,5	44	45,3
Температура зовн. загрузки труб	$t_3$	$t_{\text{CP}} + 25$	°С	135	135	135	135
Ефективна товщ. випромін. слоя	$S$	$0,9 d_H \left( \frac{4 S_1 S_2}{\pi d_H^2} - 1 \right)$	м	0,2	0,2	0,2	0,2
Добуток		$\rho_H S$	м	0,058	0,058	0,058	0,058
К-т послабл. променів 3х атомними газами	$K_r$	[1] номогр. 3	м	2,4	2,7	3,4	3,5
Добуток		$K_r \cdot P_h \cdot S$	м	0,495	0,555	0,7	0,72
Ступінь чірноти середови	$\alpha$	[1] номогр. 2	м	0,4	0,43	0,5	0,515
К-т тепловіддачі випромінюванням	$\alpha_A$	$H \cdot 19, \alpha_H C_1 \cdot C_r$	ккал/м <sup>2</sup> ч <sup>0</sup> С	57,8	36,6	22,8	14,3
К-т теплопередачі	$K$	$\psi \alpha_r$	-/-	68	51,6	40	59,6
Тепло, сприйняте поверх. на 1 кг палива	$Q_m$	$K \cdot \Delta t_{\text{CP}} H/B_P$	ккал	965	90	1375	734

1	2	3	4	5	6
Темп. газів перед економайз.	$V'$	з розрах.	$^{\circ}\text{C}$	244	255
I газів перед економайзером	$I'$	[1] V табл.	ккал/м <sup>3</sup>	1122	1112
Температура уходящих газів	$V''$	по завданню	$^{\circ}\text{C}$	150	150
I газів за економайзером	$I''$	[1] V табл.	ккал/м <sup>3</sup>	692	692
Температура живильної води	$t_{n.b}$	-/-	$^{\circ}\text{C}$	65	65
I живильної води	$i_{n.b}$	[1] табл. 24	ккал/кг	65,2	65,2
Тип економайзера			-	BTM	BTM
Кільк. передан. тепла на 1кг палива	$Q_V$	$\phi (I' - I'')$	ккал/м <sup>3</sup>	428	408
Ентальпія води за економайз.	$i''_{ек}$	$i_{n.b} + \frac{Q_6 \cdot B_p}{D}$	-/-	92,9	97
Темп. води за економайзером	$t''_B$	[1] табл.24	$^{\circ}\text{C}$	93	97
Більша різниця температур	$\Delta t_V$	$V' - t_b''$	-/-	151	158
Меньша різниця температур	$\Delta t_M$	$V'' - t_{n.b}$	$^{\circ}\text{C}$	85	85
Середня температура газів	$V_{CP}$	$(V' - V'')/2$	-/-	197	203

Середній температурний напор	$\Delta t_{CP}$	$\frac{(\Delta t_V - \Delta t_M)}{2,31g \frac{\Delta t_V}{\Delta t_M}}$	-/-	115	118
Довжина труби	l	выбираємо	м	2,5	2,5
Поверхня нагріву по газу на 1 трубу	h	[1] стор.262	м <sup>2</sup>	3,72	3,72
Живий переріз для прохода газів	f	-/-	-/-	0,152	0,152
Число труб поперек потоку	z <sub>1</sub>	з заводськ. хар.	шт	4	4
Живий переріз для проходу газів	F	z + f	м <sup>2</sup>	0,608	0,608
Секундна витрата газів	V <sub>CEK</sub>	$\frac{B_p \cdot V_r (V_{CP} + 273)}{3600 \cdot 273}$	м/с	2,34	3,24
Середня швидкість газів	$\omega_r$	V <sub>CEK</sub> /F	м/с	1,93	5,35
Коефіцієнт теплопередачі	K	[1] стор. 262	ккал/м <sup>2</sup> ч <sup>0</sup> С	9,6	14,73
Поверхня нагріву	H	$\frac{Q_S \cdot B_p}{K \cdot \Delta t_{CP}}$	м <sup>2</sup>	176	145,5
Загальне число труб	z'	H/n	шт	47,2	39;15
Приймаємо	z	-/-	-/-	48	40
Число горизонт. рядів	z	z'/z <sub>1</sub>	-/-	12	10

ОСНОВНІ РОЗРАХУНКОВІ МАТЕРІАЛИ (ПАРАМЕТРИ) КОТЛА ДКВР-4/13 ПРИ ЙОГО ЕКСПЛУАТАЦІЇ В ВОДОГРІЙНОМУ РЕЖИМІ

№ п/п	Розрахункові параметри	тепловая мощность котла	Q <sub>паспорт</sub>	ISQ <sub>пасп.</sub>	2.0Q <sub>пасп.</sub>
1.	Теплопродуктивність котла в Гкал/год		2,38	3,5	4,76
2.	Вид і витрата палива м <sup>3</sup> /г при норм. ум.		310	450	620
			Природний газ		
3.	Надлишки повітря в топці до економайзера після економайзера		1,1 1,35	1,1 1,35	1,1 1,35
4.			7,04	7,04	7,04
5.	Втрати тепла $\left\{ \begin{array}{l} q_2 \\ q_5 \\ q_3 \end{array} \right.$		2	2,2	2,0
6.			0,5	0,5	0,5
7.	η бруто			90,24	90,24
8.	Теоретична температура палива			1758	1758
9.	Температура газів на виході з топки			1090	1095
10.	Температура газів за котельним пучком			244	255
11.	Температура газів за економайзером			150	150
12.	Розрахункова і рекомендуєма поверхня нагріву економайзера			176/178,6	145,5/148,8

## Гідравлічний розрахунок котла ДКВР–4/13 при водогрійному режимі

Для оцінки надійності роботи поверхні нагріву котельного агрегата проведено гідравлічний розрахунок. Гідравлічні опори окремих елементів котла використовуються для вибору мережевого насоса.

Загальний перепад тиску в котлоагрегаті при русі в ньому води обумовлений опором тертя, місцевими опорами і різницею нівелірних відміток.

$$\Delta P = \sum \Delta P_{mp} + \sum \Delta P_{.m} + \sum \Delta P_{HIB, кгс / м^2}$$

Опір тертя визначається за формулою:

$$\Delta P_{mp} = \lambda_{mp} \frac{l}{D_y} \frac{W^2}{2g} \gamma_{cp}, кгс / м^2$$

За аналогічною формулою визначені місцеві опори.

$$\Delta P_{.m} = \xi \frac{L}{D_y} \lambda_{cp}, кгс / м^2$$

де L - повна довжина труби, м;

$D_y$  – внутрішній діаметр труби, м;

W – середня швидкість потоку води в трубках, м/с;

$\gamma_{cp}$  – середня щільність потоку води, кг/м<sup>3</sup>;

$\lambda_{тр}$  – коефіцієнт тертя котельних труб, в середньому прийнято  $\lambda_{тр}=0,02$ ;

$\xi$  – коефіцієнт місцевого опору, що залежить від виду перешкод, значення цих коефіцієнтів приведені в таблиці 3, стосовно умов експлуатації котлоагрегата ДКВР–4/13.

Схема транспорту потоку води через вузли агрегата ДКВР–4/13 приведена на листі 7 графічної частини.

В таблиці 2 вказані конструктивні розміри трубопроводів, а в таблиці 4 – гідравлічні втрати тиску в тракту котлоагрегата ДКВР–4/13, що отримані в результаті розрахунку.

Конструктивні розміри обв'язочного (циркуляційного) трубопроводу  
котлоагрегата ДКВР–4/13 при водогрійному режимі

Назва ділянки і номер по схемі	Кількість і розміри труб					
	Кільк. у вузлі, шт.	Умовний діаметр, мм	Переріз, м <sup>2</sup>		Довжина, м	Розрахункова швидкість води у вузлі, м/с
			однієї труби	труб у вузлі		
1	2	3	4	5	6	7

1-2 Трубопровід від мережевого насоса до економайзера  
5 поворотів  $\xi = 0,3 \times 5 = 1,5$

Вентилів і зворотніх клапанів – 2шт.  $\xi = 3 \times 2 = 1$

1	125	0,01227	0,01227	20	1,6
---	-----	---------	---------	----	-----

2-3 Два патрубк для подачі води в нижню розподільчу гребінку економайзера

Вхід до нижньої розподільчої гребінки  
 $\xi = 0,8 \times 2 = 1,6$

2	100	0,00785	0,0157	0,7	1,28
---	-----	---------	--------	-----	------

3-4 Шість патрубків для транспорту потоку води з нижньої розподільчої гребінки в ребристі труби 1-ї групи економайзера.

Зміна перерізу  $\xi = 0,9 \times 1 = 0,9$

6	69	0,00374	0,0224	1,4	0,89
---	----	---------	--------	-----	------

4-5 Труби 1-ї групи ребристого економайзера (6х4=24 шт.кожна довжиною 2м). Коефіцієнт місцевого опору однієї труби  $\xi = 1,9$

4	60	0,002826	0,011304	8	1,2
---	----	----------	----------	---	-----

5-6 З'єднувальні ділянки трубопроводу між групами економайзерів.  $\xi = 0,9 \times 1 = 0,9$

6	69	0,00374	0,0224	3	0,89
---	----	---------	--------	---	------

1	2	3	4	5	6	7
6-7 Труби другої групи ребристого економайзера (6x4=24 шт) Коефіцієнт місцевого опору однієї труби $\xi=1,9$	4	60	0,002826	0,011304	8	1,2
7-8 Шість патрубків, що з'єднують другу групу економайзера з верхньою розподільчою гребінкою. Зміна перерізу $\xi = 0,9 \times 1 = 0,9$	6	69	0,00374	0,0224	1,4	0,89
8-9 Два патрубки для транспорту води з верхньої розподільчої гребінки економайзера в трубопровод до головної розподільчої гребінки. Вхвд у верхню розподільчу гребінку $\xi=0,8 \times 2 = 1,6$	2	100	0,00785	0,0157	0,7	1,28
9-10 Трубопроводи від економайзера до головної розподільчої гребінки, включаючи опір головної розподільчої гребінки. Чотири поворота трубопровода $\xi=4 \times 0,3 = 1,2$ , зміна перерізу $\xi=0,8 \times 2 = 1,6$	1	125	0,1227	0,01227	10	1,6
10-11 Дві гілки трубопровода з головної розподільчої гребінки в нижні колектори екранів. Два поворота трубопровода $\xi=0,3 \times 2 = 0,6$ , вхід $\xi=1$ і вихід з розподільчої гребінки $\xi=1$ . Зміна перерізу $\xi = 0,9 \times 1 = 0,9$ різка зміна перерізу = 1	2	100	0,00785	0,0157	12	1,28
11-12 Нижні колектори екранів і екранні труби (60шт.) з виходом у верхній барабан.						

1	2	3	4	5	6	7
Вихід з колектора $\xi = 1$ і вхід у верхній барабан $\xi = 1$	30	46	0,001661	0,04983	3,5	0,405
12-13-14 Необігріваємий трубопровід для транспорту води з верхнього барабана в нижній з поворотом потоку води. Чртири поворота необігріваємого трубопровода $\xi=0,3 \times 4=1,2$ і вихід з верхнього барабана $\xi = 1$	1	125	0,01227	0,01227	15	1,6
14-15-16 Подйом води по 8 рядам конвективного пучка у верхній барабан ( $8 \times 20=160$ шт) і поворот потоку води. Вхід у нижній барабан $\xi=1$	160	46	0,001661	0,2658	2,6	0,076
16-17-18 Поворот потоку води на $180^\circ$ и наступний транспорт води з верхнього барабана в нижній по одному ряду конвективного пучка. Поворот потоку води на $180^\circ$ $\xi=0,8$ вихід з верхнього барабана $\xi=1$ , вхід в нижній барабан $\xi = 1$	20	46	0,001661	0,03322	2,6	0,61
18-19-20 Поворот потоку води в нижньому барабані на $180^\circ$ і подйом по 8 рядам конвективного пучка, вхід у верхній барабан. Поворот потоку води на $180^\circ$ $\xi=0,8$ , вихід з нижнього барабана $\xi=1$ , вхід у верхній барабан $\xi = 1$	160	46	0,001661	0,2653	2,6	0,076
20-21-22 Вихід води з верхнього барабана в тепломережу. Вихід потоку води з верхнього барабана $\xi=1$ , один поворот трубопровода $\xi = 0,3 \times 1=0,3$	1	125	0,01227	0,01227	20	1,6

Таблиця 2

## Коефіцієнт опорів вузлів обв'язочних трубопроводів котлоагрегату ДКВР–4/13

Вузли	Коефіцієнти							
	Тертя місцевих опорів							
	$\Lambda_{\text{тр}}$	вентилів, засувок та ін. арматур и $\xi_{\text{ар}}$	різка зміна перерізу вузла $\xi_{\text{изм}}$	плавний поворот  $\xi_{\text{пов}}$	вхід в барабан (колектор)  $\xi_{\text{вх}}$	вихід з барабана (колек- тора)  $\xi_{\text{вых}}$	труби ребристого економайзера  $\xi_{\text{реб.тр.}}$	поворот потoku води на 180°  $\xi_{\text{пов.на 180}^{\circ}}$
Трубопр від для транспор ту води	0,22	3	1	0,3	1	1	1,9	0,8

Таблиця 3

Гідравлічні втрати тиску в циркуляційному тракті котла ДКВР–4/13 при водогрійному режимі

Назва ділянки і номер по схемі	Коефіцієнти місцевих опорів, помножені на їх кількість						Гідравлічні втрати, кгс/м <sup>2</sup>			
	при повороті $\xi_{пов}$	при вході в барабан (колектор) $\xi_{вх}$	при виході з барабана (колектора) $\xi_{вих}$	при різкій зміні перерізу $\xi_{изм.резкое}$	зміна перерізу $\xi_{изм.}$	В вентилі (звор. клапани) $\xi_{в}$	$\Sigma \xi$	тертя	місцевих опорів	сумарні
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1-2 Трубопровід від мережевого насоса до економайзера	$\xi=0,3 \times 5=1,5$					$\xi=3 \times 2=6$	7,5	403	945	1348
2-3 Два патрубки для подачі води в нижню розподільчу гребінку економайзера						$\xi=0,8 \times 2=1,6$	1,6	11,3	129	140,3
3-4 Шість патрубків для транспорту потоку води з нижньої розподільчої гребінки в ребристі труби 1-ї групи економайзера						$\xi=0,9 \times 1=0,9$	0,9	15,5	35	50,5
4-5 Труби 1-ї групи ребристого економайзера (6х4-24 шт. кожна довжиною 2м)						$\xi=1,9$	1,9			538

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5-6 З'єднувальні ділянки трубопровода між групами економайзерів						$\xi=0,9 \times 1=0,9$	0,9	34	35	69
6-7 Труби 2-ї групи ребристого економайзера (6x4=24 шт)						$\xi=1,9$	1,9			538
7-8 Шість патрубків, що з'єднують 2 групи економайзера з верхньою розподільчою гребінкою						$\xi=0,9 \times 1=0,9$	0,9	15,5	35	50,5
8-9 Два патрубка для транспорту води з верхньої розподільчої гребінки економайзерів в трубопровід до головної розподільчої гребінки						$\xi=0,8 \times 2=1,6$	1,6	11,3	129	140,3
9-10 Трубопровід від економайзера до головної розподільчої гребінки, включаючи опір головної розподільчої гребінки		$\xi=0,3 \times 4=1,2$			$\xi 0,9 \times 2=1,6$		2,8	202	353	555
10-11 Дві гілки трубопровода з гол. розподільчої гребінки в нижні колектори екранів		$\xi=0,3 \times 2=0.6$	$\xi=1$	$\xi=1$	$\xi=0,9 \times 1=0,9$		4,5	194	363	557

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11-12 Нижні колектори екранів і екранні труби (60 шт) з виходом у верхній барабан			$\xi=1$	$\xi=1$			2	12,3	16,2	28,5
12-13-14 Необігріваний трубопровід для транспорту води з верхнього барабана в нижній з поворотом потоку води	$\xi=0,3 \times 4 =$		$\xi=1$				2,2	302,5	277	579,5
14-15-16 Підйом води по 8 рядах конвективного пучка у верхній барабан (8x20=160) з поворотом води			$\xi=1$	$\xi=1$			2	0,32	0,57	0,89
16-17-18 Поворот потоку води на 180° і подільний транспорт води з верхнього барабана в нижній по одному ряду конвективного пучка	$\xi=0,8$	$\xi=1$		$\xi=1$			2,8	0,015	0,08	0,095
18-19-20 Поворот потоку води в нижньому барабані на 180° і підйом по 8 рядах конвективного пучка, вхід у верхній барабан	$\xi=0,8$	$\xi=1$		$\xi=1$			2,8	0,32	0,57	0,89
20-21-22 Вихід з верхнього барабана в тепломережу	$\xi=0,3 \times 1 =$ 0,3			$\xi=1$			1,3	403	164	567

Итого: 5

